

ESTUDO DE VIABILIDADE ECONÓMICA DOS PROJETOS DAS CENTRAIS MINI-HÍDRICA E ELÉTRICA A DIESEL PARA LOCALIDADE DE MAJAUUA, PROVÍNCIA DA ZAMBÉZIA (MOÇAMBIQU)

MANUEL ANTONIO RAUL JOÃO

setembro de 2016

ESTUDO DE VIABILIDADE ECONÓMICA DOS PROJETOS DAS CENTRAIS MINI- HÍDRICA E ELÉTRICA A DIESEL PARA LOCALIDADE DE MAJAUUA, PROVÍNCIA DA ZAMBÉZIA (MOÇAMBIQUE)

Manuel António Raúl João



Departamento de Engenharia Eletrotécnica

Mestrado em Engenharia Eletrotécnica – Sistemas Elétricos de Energia

14 de agosto de 2016

Relatório elaborado para satisfação parcial dos requisitos da Unidade Curricular de DSEE -
Dissertação do Mestrado em Engenharia Eletrotécnica – Sistemas Elétricos de Energia

Candidato: Manuel António Raúl João, N° 1141364, 1141364@isep.ipp.pt

Orientação científica: Prof.^a Doutora Teresa Alexandra Nogueira, tan@isep.ipp.pt

Empresa: Instituto Superior de Engenharia do Porto

Supervisão: Prof. Doutor Nuno Filipe da Fonseca Bastos Gomes, nbg@isep.ipp.pt



Departamento de Engenharia Eletrotécnica

Mestrado em Engenharia Eletrotécnica – Sistemas Elétricos de Energia

14 de agosto de 2016

Dedico este trabalho à minha mãe *Maria Canivela*

Agradecimentos

A execução dos trabalhos conducentes à realização duma tese de Mestrado constitui uma tarefa árdua que exige dedicação e algum sacrifício pessoal. A dificuldade desta tarefa depende das adversidades, mas também dos apoios que vão surgindo ao longo do trabalho. No meu caso, os apoios foram significativos e determinantes para superar as adversidades. Neste sentido, gostaria de prestar os meus sinceros agradecimentos a algumas pessoas e instituições que de alguma forma contribuíram para a realização desta tese.

Ao Diretor do Departamento de Engenharia Eletrotécnica – Sistemas Elétricos de Energia, Professor Doutor José António Beleza de Carvalho, um agradecimento especial, pela sua disponibilidade.

À Diretora do Curso Mestrado em Engenharia Eletrotécnica – Sistemas Elétricos de Energia, Professora Doutora Teresa Alexandra Nogueira, um agradecimento especial, pela sua disponibilidade e colaboração.

Um agradecimento especial ao meu orientador científico, o Professor Doutor Nuno Filipe da Fonseca Bastos Gomes, pela sua disponibilidade, apoio, colaboração e valiosos contributos científicos.

Um agradecimento especial aos professores e colegas do Curso de Engenharia Eletrotécnica-SEE, pela disponibilidade e colaboração.

Um agradecimento ao Ministério da Educação e do Desenvolvimento Humano da República de Moçambique, pelo apoio e disponibilidade.

Um agradecimento ao Ministério dos Negócios Estrangeiros da República Portuguesa, pelo apoio e disponibilidade.

Por fim, mas não menos importante, quero agradecer à minha família, amigos e colegas pelo carinho e apoio demonstrados.

Resumo

No âmbito do programa de eletrificação rural de Moçambique pretende-se construir uma central elétrica para a localidade de Majaua, no distrito de Milange (província da Zambézia) e para tal existem duas alternativas, a construção de uma central mini-hídrica (CMH) ou de uma central elétrica diesel (CED).

O objetivo deste trabalho de dissertação é de estudar a viabilidade económica destes projetos de modo a escolher-se o projeto que apresentar a maior rentabilidade.

A escolha do projeto de maior rentabilidade será com base no estudo de viabilidade económica de projetos, nomeadamente, o Valor Atualizado Líquido (VAL), a Taxa Interna de Rentabilidade (TIR), o Período de Retorno do Investimento (PRI) e o Retorno do Investimento (ROI).

Os principais componentes dessas centrais elétricas foram mencionados, tais como, as turbinas, motores de combustão interna, os alternadores trifásicos, sistemas de controlo, entre outros e os respetivos fabricantes.

Palavras-Chave

Alternador, motor, turbina, potência, CED, CMH, Majaua, rentabilidade, VAL, TIR, PRI, ROI, investimento, energia, Moçambique.

Abstract

Under the rural electrification program in Mozambique is intended to build a power plant to the Locality of Majaua in Milange district (Zambezia province) and for this there are two alternatives, the construction of a mini-hydro power plant (MHPP) or a diesel power plant (DPP).

The objective of this dissertation is to study the economic viability of these projects in order to pick up the project to present the greatest profitability.

The choice of the most profitable project will be based on the economic feasibility study of these projects, namely, Net Updated Value (NPV), Internal Rate of Return (IRR), the Payback Period (PBP) and the Return on Investment (ROI).

The main components of these power plants were mentioned, such as the turbines, internal combustion engines, the three-phase alternators, control systems, among others, and the respective manufacturers.

Key words

Alternator, engine, turbine, power, DPP, MHPP, Majaua, profitability, NPV, IRR, PBP, ROI, investment, energy, Mozambique.

Índice

AGRADECIMENTOS.....	I
RESUMO.....	III
ABSTRACT.....	V
ÍNDICE.....	VII
ÍNDICE DE FIGURAS.....	XI
ÍNDICE DE TABELAS.....	XV
CARACTERES GREGOS.....	XVII
ACRÓNIMOS.....	XIX
1. INTRODUÇÃO.....	1
1.1 OBJETIVOS.....	3
1.2 ORGANIZAÇÃO DA DISSERTAÇÃO.....	3
2. ESTADO DA ARTE.....	5
2.1 CENTRAIS MINI-HÍDRICAS.....	6
2.1.1 CONSTITUIÇÃO DE UMA CMH.....	8
2.1.2 EQUIPAMENTO MECANOELÉTRICO.....	15
2.1.2.1 TURBINAS DE IMPULSO OU AÇÃO.....	16
2.1.2.2 TURBINAS DE REAÇÃO.....	19
2.1.3 ESCOLHA DA TURBINA.....	21
2.1.4 CÁLCULO ENERGÉTICO.....	23
2.1.5 ESTIMATIVAS DE CUSTOS DO PROJETO.....	27
2.2 CENTRAL ELÉTRICA A DIESEL.....	28

2.2.1	GRUPO ELETROGÊNICO	29
2.2.1.1	O MOTOR TÉRMICO	31
2.2.1.2	O ALTERNADOR.....	33
2.2.1.3	O DISJUNTOR DO GRUPO.....	39
2.2.1.4	O PAINEL DE CONTROLO.....	39
2.2.1.5	A BATERIA DE ARRANQUE	40
2.2.1.6	O CHASSI	41
2.2.2	SISTEMA DE COMBUSTÍVEL.....	41
2.2.3	SISTEMA DE VENTILAÇÃO	43
2.2.4	SISTEMA DE ESCAPE.....	43
2.2.5	SISTEMA DE INSONORIZAÇÃO	44
3.	PROJETOS DAS CENTRAIS MINI-HÍDRICA E ELÉTRICA A DIESEL PARA MAJAUÁ (CASO DE ESTUDO)	47
3.1	PROJETO DE CONSTRUÇÃO DA CMH	48
3.1.1	ESCOLHA DA TURBINA	48
3.1.2	ESCOLHA DO ALTERNADOR.....	49
3.1.3	ENERGIA ANUAL PRODUTÍVEL	50
3.2	PROJETO DE CONSTRUÇÃO DA CED	50
3.2.1	ESCOLHA DO GRUPO GERADOR	50
3.3	OUTROS EQUIPAMENTOS	52
3.3.1	TRANSFORMADOR DE POTÊNCIA	52
3.3.2	REDE DE DISTRIBUIÇÃO DE MT	53
3.3.3	POSTOS DE TRANSFORMAÇÃO	54
3.3.4	REDE DE DISTRIBUIÇÃO DE BT.....	54
3.4	ESTUDO DA RENDIBILIDADE DOS PROJETOS.....	55

3.4.1	INVESTIMENTOS DOS PROJETOS.....	55
3.4.2	CUSTO MÉDIO ANUAL DE ENERGIA ELÉTRICA	56
3.4.3	RECEITA ANUAL DE EXPLORAÇÃO	59
3.4.3.1	RECEITA BRUTA ANUAL DE EXPLORAÇÃO	59
3.4.3.2	RECEITA LÍQUIDA ANUAL DE EXPLORAÇÃO	60
3.4.4	VIABILIDADE ECONÓMICA DOS PROJETOS	60
3.4.5	ANÁLISE DE SENSIBILIDADE	63
3.4.5.1	VARIAÇÃO DA TARIFA DA VENDA DE ENERGIA.....	63
3.4.5.2	VARIAÇÃO DO CUSTO DO COMBUSTÍVEL.....	68
4.	CONCLUSÕES.....	71
	REFERÊNCIAS DOCUMENTAIS	75
	ANEXO A. DADOS DE CÁLCULO DA CMH.	79
	ANEXO B. TARIFAS APLICADAS PELA EDM.	80
	ANEXO C. GRUPO ELETROGÉNEO TURBINA-ALTERNADOR DE NINTULO.....	81
	ANEXO D. GRUPO ELETROGÉNEO TURBINA FRANCIS-ALTERNADOR.	82
	ANEXO E. SISTEMA DE CONTROLO E AUTOMAÇÃO.....	83
	ANEXO F. GRUPO ELETROGÉNEO EM CONTAINER.....	84
	ANEXO G. CARATERÍSTICAS GERAIS DO GRUPO ELETROGÉNEO P1500P3.	85
	ANEXO H. CARATERÍSTICAS TÉCNICAS DO GRUPO ELETROGÉNEO P1500P3.	86
	ANEXO I. CARATERÍSTICAS TÉCNICAS DO GRUPO ELETROGÉNEO P1500P3.....	87
	ANEXO J. CARATERÍSTICAS TÉCNICAS DO ALTERNADOR LSA 50.2.....	88
	ANEXO K. PORMENORES DO TRANSFORMADOR DE POTÊNCIA.....	89
	ANEXO L. CARATERÍSTICAS TÉCNICAS DO TRANSFORMADOR DE POTÊNCIA.	90
	ANEXO M. CARATERÍSTICAS TÉCNICAS DO MOTOR DO GRUPO ELETROGÉNEO P1500P3.....	91

ANEXO N. CARATERÍSTICAS FUNCIONAIS DO MOTOR DO GRUPO ELETROGÉNEO P1500P3.	92
ANEXO O. INFORMAÇÕES TÉCNICAS DO MOTOR DO GRUPO ELETROGÉNEO P1500P3.....	93
ANEXO P. CARATERÍSTICAS DIMENSIONAIS DO MOTOR DO GRUPO ELETROGÉNEO P1500P3.	94
ANEXO Q. CARATERÍSTICAS TÉCNICAS DO MOTOR DO GRUPO ELETROGÉNEO P1500P3.	95
ANEXO R. POSTES DE EUCALIPTUS PARA DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA EM MT E BT.	96
ANEXO S. CARATERÍSTICAS TÉCNICAS DOS CABOS ACSR DA ABERDARE CABLES.	97
ANEXO T. PROPOSTA DE COTAÇÃO DO GRUPO ELETROGÉNEO P1500P3.	98

Índice de Figuras

FIGURA 1 – IMAGEM DA CENTRAL TÉRMICA FLUTUANTE DE NACALA (FONTE: EDM)	5
FIGURA 2 – POTENCIAIS CENTRAIS ELÉTRICAS (FONTE: EDM)	6
FIGURA 3 – POTENCIAIS CMH DE MOÇAMBIQUE (FONTE: FUNAE).....	7
FIGURA 4 – IMAGEM DO POTENCIAL RECURSO HÍDRICO DE MAJAU (FONTE: FUNAE).	8
FIGURA 5 – PRINCIPAIS ELEMENTOS DE UMA CMH [25].	9
FIGURA 6 – IMAGEM DA ALBUFEIRA DA CMH DE NINTULO (FONTE: FUNAE).....	9
FIGURA 7 – IMAGEM DO CANAL DE ADUÇÃO DA CMH DE NINTULO (FONTE: FUNAE)	12
FIGURA 8 – IMAGEM DA CAMARA DE CARGA DE UMA CMH [38]	13
FIGURA 9 – IMAGEM DA CONDUTA FORÇADA DA CMH DE MAJAU (FONTE: FUNAE).....	14
FIGURA 10– ASPETO PANORAMICO DE UMA CMH [31].....	15
FIGURA 11 – ESQUEMA SIMPLIFICADO DA TURBINA PELTON [26].	16
FIGURA 12 – IMAGEM DA TURBINA PELTON [33].....	17
FIGURA 13– PORMENOR DO JATO DE ÁGUA A INCIDIR NAS PÁS DA TURBINA TURGO [26].	18
FIGURA 14 – IMAGEM DA TURBINA TURGO [36].....	18
FIGURA 15– ESQUEMA SIMPLIFICADO DE UMA TURBINA BANKI-MITCHELL [26].	19
FIGURA 16 – IMAGEM DA TURBINA BANKI-MITCHELL [35].....	19
FIGURA 17– TURBINA KAPLAN EM CORTE [39].....	20
FIGURA 18– IMAGEM DA TURBINA KAPLAN [30].....	20
FIGURA 19– ESQUEMA SIMPLIFICADO DE CONSTITUIÇÃO DA TURBINA FRANCIS [26].....	20
FIGURA 20– IMAGENS DA TURBINA FRANCIS [31].....	21
FIGURA 21– ÁBACO PARA SELEÇÃO PRELIMINAR DE TURBINAS [31].....	22
FIGURA 22– IMAGEM DA CMH DE AIT MESSAOUD [27].	28
FIGURA 23 – IMAGEM DE UMA CENTRAL ELÉTRICA A DIESEL (FONTE: CATEPILLAR)	29

FIGURA 24 – IMAGEM DE UM GRUPO ELETROGÊNICO [FONTE: POWER GENERATION]	31
FIGURA 25 – IMAGEM DO MOTOR DE COMBUSTÃO INTERNA (FONTE: MTU)	32
FIGURA 26 – ESQUEMA SIMPLIFICADO DO ALTERNADOR DE FARADAY [44]	34
FIGURA 27 – VARIAÇÃO DA CARGA EM STAND BY POWER [FONTE: AUTOSUECO].....	36
FIGURA 28 – VARIAÇÃO DA CARGA EM PRIME POWER [FONTE: AUTOSUECO].....	37
FIGURA 29 – VARIAÇÃO DA CARGA EM CONTINUOUS OPERATING POWER [FONTE: AUTOSUECO]	37
FIGURA 30 – RENDIMENTO DO ALTERNADOR (FONTE:WWW.JOSECLAUDIO.ENG.BR)	38
FIGURA 31– IMAGEM DO ALTERNADOR TRIFÁSICO (FONTE: STAMFORD)	39
FIGURA 32 – IMAGENS DE DISJUNTORES MAGNETOTÉRMICOS (FONTE: SCHNEIDER)	39
FIGURA 33 – IMAGENS DOS PAINÉIS DE CONTROLO DIGITAIS (FONTE: AUTOSUECO).....	40
FIGURA 34 – IMAGEM DA BATERIA DE ARRANQUE (FONTE: EXTRA-PREMIOS.PT).....	41
FIGURA 35 – IMAGEM DE UM CHASSI (FONTE: GRUPEL)	41
FIGURA 36– CISTERNA A MESMA COTA (FONTE: AUTOSUECO)	42
FIGURA 37– CISTERNA ENTERRADA (FONTE: AUTOSUECO)	42
FIGURA 38– CISTERNA ENTERRADA NA BASE DO GRUPO (FONTE: AUTOSUECO)	42
FIGURA 39 – SISTEMA DE VENTILAÇÃO (FONTE: AUTOSUECO)	43
FIGURA 40 – SISTEMA DE ESCAPE (FONTE: AUTOSUECO).....	44
FIGURA 41 – SISTEMA DE INSONORIZAÇÃO (FONTE: CATERPILLAR).....	44
FIGURA 42 – IMAGEM DO SISTEMA DE INSONORIZAÇÃO DE UMA SALA (FONTE: CATERPILLAR)	45
FIGURA 43– CURVA DE DURAÇÃO DE POTÊNCIAS DA TURBINA FRANCIS	48
FIGURA 44– IMAGEM DA TURBINA FRANCIS (FONTE: ANDRITZ HYDRO).....	49
FIGURA 45– IMAGEM DO ALTERNADOR (FONTE: LEROY SOMER)	49
FIGURA 46– IMAGEM DO GRUPO TURBINA-GERADOR DE UMA CMH (FONTE:ANDRITZ HYDRO)	50
FIGURA 47– IMAGEM DO GRUPO ELETROGÊNICO P1500P3.	51
FIGURA 48– IMAGEM DE MOTOR PERKINS MODELO 4012-46TAG2A.	51

FIGURA 49 – IMAGEM DO ALTERNADOR DA LEROY SOMER, MODELO LL8224N.....	51
FIGURA 50 – IMAGEM DO PAINEL DE CONTROLO.....	52
FIGURA 51– IMAGEM DO TRANSFORMADOR DE POTÊNCIA (FONTE: EFACEC).....	53
FIGURA 52– IMAGEM DA LINHA DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA DE MT (FONTE: EDM).....	53
FIGURA 53– IMAGEM DO POSTO DE TRANSFORMAÇÃO (FONTE: EDM).....	54
FIGURA 54– IMAGEM DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA DE BT (FONTE:EDM).....	55
FIGURA 56– VALORES MÉTRICOS À TARIFA DE 0,035 €. (KWH)-1.....	64
FIGURA 57– VALORES MÉTRICOS À TARIFA DE 0,053 €. (KWH)-1.....	64
FIGURA 58– VALORES MÉTRICOS À TARIFA DE 0,105 €. (KWH)-1.....	65
FIGURA 59– VALORES MÉTRICOS À TARIFA DE 0,105 €. (KWH)-1.....	65
FIGURA 60– VALORES MÉTRICOS À TARIFA DE 0,140 €. (KWH)-1.....	66
FIGURA 61– VALORES MÉTRICOS À TARIFA DE 0,175 €. (KWH)-1.....	66
FIGURA 62– VALORES MÉTRICOS À TARIFA DE 0,193 €. (KWH)-1.....	67
FIGURA 63– VALORES MÉTRICOS À TARIFA DE 0,2205 €. (KWH)-1.....	67
FIGURA 64– VALORES MÉTRICOS AO CUSTO DE COMBUSTIVEL DE 0,2408 €. (LITRO)-1.....	68
FIGURA 65– VALORES MÉTRICOS AO CUSTO DO COMBUSTIVEL DE 0,430 €. (LITRO)-1.....	69
FIGURA 66– VALORES MÉTRICOS AO CUSTO DE COMBUSTIVEL DE 0,774 €. (LITRO)-1.....	69
FIGURA 67– VALORES MÉTRICOS AO CUSTO DO COMBUSTIVEL DE 0,946 €. (LITRO)-1.....	70
FIGURA 68– VALORES MÉTRICOS AO CUSTO DO COMBUSTIVEL DE 1,290 €. (LITRO)-1.....	70

Índice de Tabelas

TABELA 1- CLASSIFICAÇÃO DAS CMH QUANTO À POTÊNCIA [42].	7
TABELA 2- CLASSIFICAÇÃO DAS CMH QUANTO À ALTURA DE QUEDA [42].	7
TABELA 3- GAMA DE VARIAÇÃO TÍPICA DAS VELOCIDADES ESPECÍFICAS POR TIPO DE TURBINA [1].	23
TABELA 4- PARÂMETROS DA EQUAÇÃO GERAL DO RENDIMENTO, POR TIPO DE TURBINA [43].	26
TABELA 5- ESTIMATIVA DE CUSTOS ASSOCIADOS À INSTALAÇÃO DE CMH [43].	28
TABELA 6 - DIFERENÇAS ENTRE CICLOS DE MOTORES.	32
TABELA 7- DADOS DO PROJETO DA CMH.	47
TABELA 8- DADOS ENERGÉTICOS DA CMH.	50
TABELA 9- CÁLCULO DO INVESTIMENTO DA CENTRAL ELÉTRICA.	56
TABELA 10- CÁLCULO DO CUSTO FIXO DA CENTRAL ELÉTRICA.	57
TABELA 11- CÁLCULO DO CUSTO FIXO DA CENTRAL ELÉTRICA.	57
TABELA 12- CÁLCULO DO CUSTO OPERACIONAL E DE MANUTENÇÃO DA CENTRAL ELÉTRICA.	59
TABELA 13- CÁLCULO DO CUSTO MÉDIO ANUAL DE PRODUÇÃO DA ENERGIA ELÉTRICA.	59
TABELA 14- CÁLCULO DA RECEITA BRUTA ANUAL DA CENTRAL ELÉTRICA.	60
TABELA 15- CÁLCULO DA RECEITA LÍQUIDA ANUAL DA CENTRAL ELÉTRICA.	60
TABELA 16- CÁLCULO DO VAL DE CADA CENTRAL ELÉTRICA.	61
TABELA 17- CÁLCULO DA TIR DE CADA CENTRAL ELÉTRICA	62
TABELA 18- CÁLCULO DO PRI DE CADA CENTRAL ELÉTRICA.	62
TABELA 19- CÁLCULO DO ROI DE CADA CENTRAL ELÉTRICA.	63
TABELA 20- ÍNDICES DE RENDIBILIDADE DOS PROJETOS DAS CENTRAIS ELÉTRICAS	63

Caracteres Gregos

α – Limite de exploração das turbinas

γ – Peso volúmico da água

η_G – Rendimento do alternador

η_t – Rendimento da turbina

η_T – Rendimento do transformador

Acrónimos

a	–	Taxa de atualização do investimento
AC	–	Corrente alternada
AT	–	Alta tensão
BT	–	Baixa tensão
C_a	–	Custo anual de produção da energia elétrica
C_{comb}	–	Consumo horário do combustível
C_{custo}	–	Custo por litro do combustível
CED	–	Central elétrica a diesel
C_f	–	Estimativa de custos fixos de exploração
C_h	–	Estimativas de consumo horário do combustível
CMH	–	Central mini-hídrica
C_{om}	–	Custo de operação e manutenção
c_p	–	Investimento unitário da central elétrica
C_{tarifa}	–	Tarifa da energia
C_v	–	Custo variável
d_f	–	Custo percentual fixo do investimento
d_{om}	–	Custo percentual de operação e manutenção
ΔT	–	Intervalo de tempo entre dois pontos consecutivos da discretização
E_a	–	Energia anual produtível
EDENR	–	Estratégia de desenvolvimento de energias novas e renováveis
EDM	–	Eletricidade de Moçambique
f	–	Frequência
FUNAE	–	Fundo de Energia de Moçambique

g	–	Aceleração de gravidade
h_a	–	Utilização anual da potência instalada
H_b	–	Altura bruta de queda
h_c	–	Perdas de carga
HCB	–	Hidroelétrica de Cahora Bassa
h_{ch}	–	Perdas devidas aos caudais de cheia
h_{ch}^{max}	–	Redução máxima na queda bruta devida aos caudais de cheias
H_u	–	Altura útil de queda
I	–	Intensidade da corrente elétrica
I_t	–	Estimativa de investimento
k_a	–	Fator de conversão
MIREME	–	Ministério dos Recursos Minerais e Energia de Moçambique
MT	–	Média Tensão
n	–	Período útil do projeto; velocidade de rotação
n_i	–	Número de injetores da turbina Pelton
N_N	–	Velocidade nominal da turbina
n_s	–	Velocidade específica
p	–	Número de pares de polos
P	–	Potência elétrica ativa
PARPA	–	Plano de ação para a redução da pobreza
p_c^{max}	–	Valor máximo das perdas de carga em percentagem da altura bruta de queda
p_{div}	–	Perdas elétricas percentuais diversas
p_{indisp}	–	Perda de produção por indisponibilidade da central elétrica
P_{inst}	–	Potência instalada
$P_{(k)}$	–	k-ésima potência mecânica

P_{mec}	–	Potência mecânica
PRI	–	Período de recuperação do investimento
PT	–	Posto de transformação
Q	–	Caudal; Potência reativa
Q_i	–	Caudal disponível
Q_{i_usado}	–	Caudal efetivamente usado
Q_{max}	–	Caudal máximo turbinável
Q_{min}	–	Caudal mínimo turbinável
Q_N	–	Caudal nominal
Q_r	–	Caudal residual
RND	–	Rede Nacional de Distribuição
REL	–	Rede Elétrica
REN	–	Rede Elétrica Nacional
R_L	–	Receita líquida anual
ROI	–	Retorno do investimento
S	–	Potência elétrica aparente
TIR	–	Taxa interna de rentabilidade
U_c	–	Tensão trifásica
U_o	–	Tensão monofásica
VAL	–	Valor atualizado líquido

1. INTRODUÇÃO

Entre os finais do século XIX e os princípios do século XX, instalaram-se muitas centrais hidroelétricas com potências compreendidas entre algumas dezenas e poucos milhares de quilowatts, precisamente o domínio de potências que hoje levaria a classificá-las como CMH.

Os progressos entretanto verificados no transporte da energia elétrica permitiram que os países alta e medianamente industrializados passassem a estar cobertos por redes elétricas densamente malhadas. Esta circunstância, aliada ao facto de as reservas de combustíveis fósseis de fácil extração serem consideradas como praticamente inesgotáveis, e serem em número apreciável os locais com condições favoráveis à instalação de grandes aproveitamentos hidroelétricos, levou a que a produção de energia elétrica se concentrasse em poucas centrais de elevada potência instalada, beneficiando da inerente economia de escala.

Como consequência da evolução registada, tanto o investimento unitário como as despesas de operação e manutenção por unidade de energia produzida nos aproveitamentos hidroelétricos de baixa potência, sofreram agravamentos inoportáveis, o que levou à sua progressiva degradação e mesmo ao encerramento de muitas unidades.

A partir dos choques petrolíferos de 1973 e, principalmente, de 1981, o quadro de referência mudou substancialmente: aumentou o valor da energia, os melhores locais para instalação

de centrais hidroelétricas de grande porte já estavam tomados, os progressos verificados na automação permitiram reduzir drasticamente as despesas de exploração. É nesta perspetiva que se insere o renovado interesse pelas CMH, verificado a partir da década de oitenta. De entre as fontes de energia elétrica descentralizadas, a mini-hídrica era aquela que reunia as condições para um desenvolvimento mais rápido.

Foi como fontes de produção descentralizada que se desenvolveu a instalação de CMH, entregando à rede pública a maior parcela de energia que era possível extrair da água. Uma das razões para isso, prendeu-se com o facto de as CMH constituírem fontes de energia renovável, pelo que não era de esperar que a sua interligação com o sistema electroprodutor nacional introduzisse perturbações no funcionamento deste; outra razão pode ser encontrada na baixa utilização anual e na precária garantia de fornecimento de energia, características do funcionamento das CMH em rede isolada.

Os projetistas eletromecânicos cedo se aperceberam que uma CMH não devia ser concebida como uma cópia em escala reduzida de uma instalação de elevada potência, concluindo que o seu projeto requeria um grau apreciável de inovação, a fim de reduzir os custos, garantindo, contudo, uma fiabilidade adequada e simplicidade operativa.

No domínio da engenharia civil os esforços foram dirigidos para a conceção de sistemas compactos e simples, tanto quanto possível pré-fabricados, de modo a reduzir os trabalhos no local.

A engenharia mecânica orientou-se para o projeto de turbinas normalizadas, com rendimentos aceitáveis em diversas condições de funcionamento, tendo em atenção que era no domínio das quedas baixas que as oportunidades se afiguravam mais prometedoras.

Em determinadas regiões de Moçambique, por falta da energia da rede elétrica nacional (REN) e de rios com alturas de queda e caudais adequados para a construção de CMH, opta-se por centrais elétricas a motor diesel, constituídas por um motor de combustão interna tipo diesel acoplado a um alternador.

1.1 OBJETIVOS

O objetivo principal desta dissertação é o estudo da rentabilidade económica de dois projetos de construção de centrais de produção da energia elétrica na localidade de Majaua, no distrito de Milange (província da Zambézia), para a execução do projeto de maior rentabilidade.

Os projetos em estudo são o da construção de uma CMH ou de uma central elétrica a motor diesel (CED), no âmbito do programa de eletrificação rural adotado na República de Moçambique.

1.2 ORGANIZAÇÃO DA DISSERTAÇÃO

Esta dissertação apresenta 4 capítulos, sendo o presente capítulo o introdutório. Neste capítulo encontra-se ainda a contextualização e os objetivos desta dissertação. O capítulo 2 apresenta o estado da arte das centrais elétricas (CMH e CED), onde é feita uma abordagem às questões relevantes para o bom entendimento do capítulo 3, como a classificação das centrais elétricas, escolha do equipamento eletromecânico (turbina, motor, alternador). O capítulo 3 apresenta o “caso de estudo” que consiste na escolha do projeto de maior rentabilidade entre o projeto de construção de uma CMH e uma CED, para a localidade de Majaua, no distrito de Milange (província da Zambézia).

Fez-se o cálculo da potência elétrica da CMH através da curva de potências da turbina *Francis*, e por se tratar de um estudo comparativo, a mesma potência será aplicada para a CED. Calculou-se também a utilização anual da potência instalada para a CMH que será a mesma para a CED (também por motivos comparativos) e para escolha do projeto economicamente viável, fez-se o estudo da rentabilidade dos dois projetos, nomeadamente o VAL, a TIR, o PRI e o ROI.

No capítulo 4 estão reunidas todas as conclusões retiradas com a realização desta dissertação.

2. ESTADO DA ARTE

Nos últimos anos assiste-se a diversas iniciativas promocionais de abastecimento de energia nas zonas rurais, muitas das quais desenvolvidas e implementadas pelo Fundo de Energia (FUNAE) e da necessidade de aumento da produção da energia elétrica para os megaprojetos que têm vindo a ser implementados em Moçambique.

Para minorar as necessidades energéticas a curto prazo optou-se pela construção, no sul do país, das centrais térmicas a gas (de Pande, Timane e de Ressano Garcia) e, no norte, a instalação da central térmica flutuante na cidade portuária de Nacala, que usa como combustível o óleo pesado (*heavy fuel oil*).



Figura 1 – Imagem da central térmica flutuante de Nacala (Fonte: EDM)

Num futuro próximo serão construídas as centrais hidroelétricas de *Cahora Bassa Norte* e de *Mphanda Nkwa* (no rio Zambeze), centrais térmicas a carvão de *Moatize* e *Benga* (ambas na província de Tete) e as térmicas a gás de *Aggerko*, de *Kuvaninga* e de *Gigawatt*, no sul do país, só para citar alguns exemplos (Figura 2).

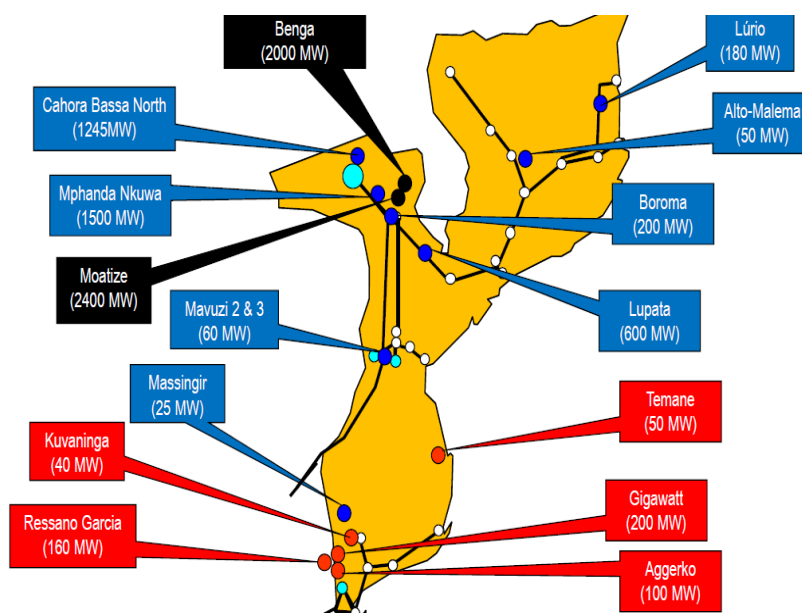


Figura 2 – Potenciais centrais elétricas (Fonte: EDM)

Como o enfoque deste trabalho de dissertação é a avaliação económica dos projetos de construção das CMH e CED com o objetivo de selecionar o projeto que seja economicamente viável, só se fará um estudo introdutório das suas instalações.

2.1 CENTRAIS MINI-HÍDRICAS

A designação CMH generalizou-se em Moçambique para designar os aproveitamentos hidroelétricos de potência inferior a 10 MW. Este limite é geralmente usado internacionalmente como fronteira de separação entre as pequenas e as grandes centrais hidroelétricas. As primeiras, devido ao seu impacto ambiental diminuto, são consideradas centrais renováveis; as segundas, embora usem um recurso renovável, produzem efeitos não desprezíveis sobre o meio ambiente, designadamente ao nível das emissões de gases nocivos na fase de construção e consequentemente negativas na fauna e na flora, pelo que a sua classificação como centrais renováveis é questionável [42].

Outra classificação diz respeito à existência ou não de capacidade de armazenamento. As *centrais a fio de água* não têm capacidade de regularizar o caudal, pelo que o caudal utilizável é o caudal instantâneo do rio. Ao contrário, as *centrais com regularização* possuem uma albufeira que lhes permite adaptar o caudal afluente.



Figura 4 – Imagem do potencial recurso hídrico de Majaua (Fonte: FUNAE).

2.1.1 Constituição de uma CMH

Na Figura 5 apresentam-se os principais elementos que constituem uma CMH, com a seguinte legenda:

- Albufeira (“intake”) e respetivo açude;
- Caudal ecológico (“reserve flow”);
- Canal de adução (“feeder canal”);
- Câmara de carga (“fore bay”);
- Conduta forçada (“penstock”);
- Edifício da central (“power house”);
- Restituição (“tail race”);
- Escada de peixe (“fish ladder”).

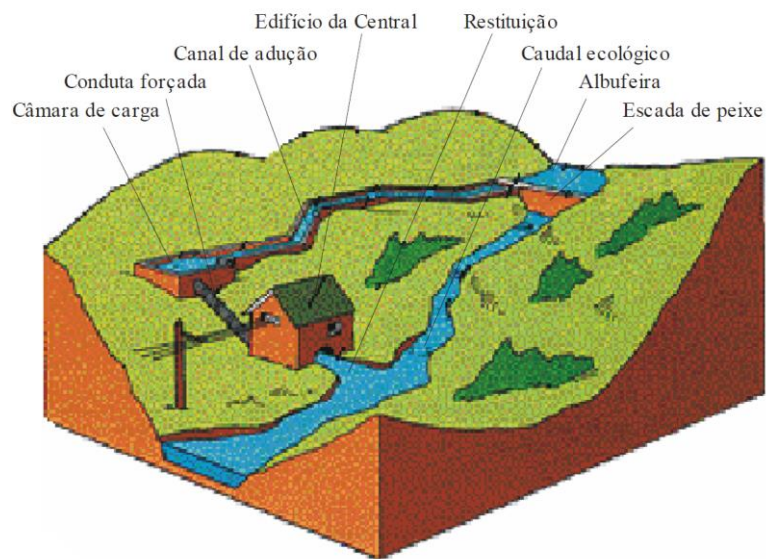


Figura 5 – Principais elementos de uma CMH [25].

- **Albufeira**

Albufeira é a designação usualmente atribuída a um reservatório de água artificial, resultante da construção de uma barragem ou de um açude.



Figura 6 – Imagem da albufeira da CMH de Nintulo (Fonte: FUNAE)

Quando a uma central está associada uma albufeira tem a classificação de *central de albufeira*, mas quando não tem albufeira é classificada como *central a fio-de-água*.

Segundo [9-11] as CMH são, regra geral, a *fio-de-água*, não tendo por isso capacidade para armazenar água, nem para regularizar o caudal, o que implica que o caudal turbinado apresente um valor próximo do instantâneo do rio, sendo apenas retirada uma pequena quantidade de água para o caudal ecológico, afetando assim o dimensionamento da CMH.

▪ **Açude**

O açude é a estrutura que impede o fluxo natural da água, criando uma albufeira. Quanto maior for a altura do açude maior será a altura que a água pode atingir a montante do açude. Assim, quanto maior a altura do açude, maior a quantidade de energia que a mesma quantidade de água vai permitir produzir.

O açude permite ainda regularizar o caudal e aumentar o potencial da central, graças à albufeira por si criada. O potencial da central está diretamente relacionado com os proveitos provenientes da sua construção. A construção do açude permite o armazenamento de água na albufeira, para que esta seja utilizada para produção de eletricidade nas horas com a tarifa mais elevada. Permite ainda a regularização do caudal, e mediante a existência de valores extremos de caudal afluente, a quantidade de água desperdiçada é diminuída, o que permite maiores proveitos, através de um melhor aproveitamento do recurso.

Há, no entanto, algumas considerações a tomar antes da construção do açude, como a sua exata localização e o modo de construção para que seja seguro, a área de terrenos inundados e ainda as questões ambientais (Figura 5).

▪ **Caudal ecológico**

O caudal é uma característica de cada rio, sendo fundamental para o dimensionamento das CMH's. O caudal representa o volume de água que atravessa uma secção por cada unidade de tempo [16, 17].

Não havendo água ou queda útil, a produção de eletricidade na CMH é também nula. O caudal de cada rio depende da dimensão e da pluviosidade na sua bacia hidrográfica. A

permeabilidade dos solos afeta ainda o tempo de escoamento e a quantidade de água que chega ao leito do rio (Figura 5).

O caudal afluyente não pode ser totalmente turbinado para não deixar o leito principal do rio completamente seco. É então mantida uma quantidade de água a fluir normalmente. Para o dimensionamento de uma CMH esta quantidade de água tem de ser conhecida, devendo ser conhecido à partida para o projeto ou então será estimado e terá um valor entre 3% a 5% do caudal instalado [10].

Os caudais são determinantes para a manutenção dos ecossistemas, constituindo a base do desenvolvimento das comunidades bióticas.

A construção de aproveitamentos hidroelétricos altera o regime hidrológico a jusante, reduzindo o caudal médio anual e a variação sazonal do caudal. Provoca interferências ainda nas épocas de ocorrência de caudais extremos, provocando descargas não naturais e diminuindo a magnitude das cheias. Estas alterações afetam a velocidade, a profundidade, a temperatura e a qualidade da água, assim como a morfologia do rio [29].

Segundo [30], os fatores físicos mais importantes para a fauna e flora aquática são o caudal, o substrato, a temperatura e o oxigénio.

Surge assim a necessidade de estabelecer um valor para o caudal que minimize estes impactes ambientais, permitindo a manutenção dos ecossistemas, daí o nome caudal ecológico. Surge assim a necessidade de estabelecer um valor para o caudal que minimize estes impactes ambientais, permitindo a manutenção dos ecossistemas, daí o nome caudal ecológico.

Para a determinação do caudal ecológico existem cerca de 207 metodologias [31], que se dividem em quatro categorias, hidrológicas, hidráulicas, *habitat* e holísticas [31, 32].

- **Canal de adução**

É através do canal de adução que a água chega à câmara de carga, podendo ser proveniente da albufeira, caso exista, ou então, desde o leito do rio. O canal de adução não apresenta grande desnível, apenas o necessário para permitir a circulação da água [16, 17].

O canal de adução é usualmente construído em canal aberto (ou em túnel), à semelhança do que está representado na Figura 7.



Figura 7 – Imagem do canal de adução da CMH de Nintulo (Fonte: FUNAE)

O comprimento de um canal de adução pode ir desde algumas dezenas de metros até alguns quilómetros.

▪ **Câmara de carga**

A câmara de carga encontra-se entre o canal de adução e a conduta forçada [22], e destina-se a:

- promover a transição entre o escoamento a superfície livre, no canal de adução, e o escoamento sob pressão na conduta forçada;
- atenuar o choque hidráulico (de ariete) que se processa na conduta forçada quando ocorre o fecho brusco do dispositivo de controlo do caudal turbinado; e
- fornecer água à conduta forçada quando ocorre uma abertura brusca do dispositivo de controlo do caudal, até que se estabeleça novamente o regime permanente de escoamento no canal de adução.

É importante ter em atenção que o dimensionamento da câmara de carga está diretamente ligado à altura de queda, já que para quedas maiores é necessário um volume de água

superior para encher a conduta forçada, pelo que a câmara de carga terá uma maior capacidade (Figuras 5 e 8).



Figura 8 – Imagem da camara de carga de uma CMH [38]

- **Conduta forçada**

Na conduta forçada é transportada a água desde a câmara de carga, até ao edifício da central, mais precisamente até às turbinas. As condutas forçadas já apresentam elevados desníveis, em oposição ao que acontece no canal de adução [16, 17].

Quanto maior for o desnível, maior será a queda e por isso maior será a energia produzida, de acordo com a equação (2.14).

A conduta forçada possui uma forma cilíndrica, sendo usual a sua construção em aço. Sempre que possível a conduta forçada é fixada à superfície, mas perante contrariedades também pode estar enterrada (Figuras 5 e 9).



Figura 9 – Imagem da conduita forçada da CMH de Majaua (Fonte: FUNAE)

- **Restituição**

Após a água ser turbinada é devolvida ao rio através de um canal que liga a central ao rio. De um modo geral, a água é devolvida ao mesmo rio de onde foi retirada, mas pode haver situações em que isso não acontece, como é o caso de se conseguir aumentar a queda através da colocação da central junto de outro rio, com cota inferior, e fazer chegar lá a água através de uma conduita forçada e eventualmente um canal.

- **Escape de peixe**

Canais de migração para peixes (Figura 5).

- **Edifício da central**

O edifício da central contém a maior parte do equipamento elétrico e mecânico, sendo construído de um modo convencional e, geralmente, com o menor tamanho possível [11].

A localização do edifício da central é muito variável, podendo estar encastrada na barragem, ou então mais distante, recorrendo a um canal e a uma conduita forçada.



Figura 10– Aspeto panoramico de uma CMH [31].

2.1.2 Equipamento mecanoelétrico

De entre os equipamentos que constituem uma CMH, a **turbina hidráulica** e o **alterador (gerador)** são os que mais diretamente dizem respeito à engenharia eletrotécnica, pelo que se ocupará deles na sequência.

As turbinas são equipamentos destinados a transformar em trabalho mecânico a energia hidráulica, ou seja, têm como objetivo fundamental promoverem a troca de energia mecânica entre o fluido, normalmente água, e um dos seus órgãos.

As turbinas hidráulicas são classificadas em turbinas de impulso (também chamadas de ação), ou de reação, consoante o seu princípio de operação.

As turbinas são constituídas essencialmente por duas partes: **distribuidor** e **rotor**. O distribuidor conduz a água até ao rotor, segundo uma direção adequada a um melhor rendimento, o rotor, através do seu movimento de rotação, transforma a energia potencial da água em energia mecânica.

Os rotores das **turbinas de reação** estão totalmente imersos em água e colocados dentro de uma caixa protetora em pressão. As pás do rotor têm um perfil adequado a que as diferenças de pressão entre elas imponham forças que fazem rodar o rotor. A pressão à saída é inferior à da entrada.

As turbinas de ação não funcionam imersas na água turbinada, mas sim ao ar livre, movidas por um ou mais injetores de água. A água encontra a roda móvel (rotor) através de jatos,

sendo a pressão de entrada e de saídas iguais. Apresentam algumas vantagens em relação às de reação, são mais tolerantes a areias e outras partículas existentes na água, a sua estrutura permite maior facilidade de fabrico e melhor acesso em caso de manutenção e por outro lado são menos sujeitas a fenómenos de cavitação, embora em aproveitamentos com grandes quedas torna-se difícil evitar tal fenómeno. Apresentam um rendimento mais elevado e uniforme quando possuem um variador do número de jatos ou um dispositivo regulador de fluxo. São mais adequadas a uma utilização caracterizada por quedas relativamente elevadas e baixos caudais.

2.1.2.1 Turbinas de Impulso ou Ação

- Turbinas *Pelton*

A principal característica é a velocidade do jato na saída do bocal, que pode chegar, dependendo da altura de queda, entre 150 a 180 m.s⁻¹, e a admissão parcial na turbina.

Nas turbinas *Pelton* o binário é gerado pela ação de um jato livre sobre a dupla concha do rotor. Por essa razão a turbina *Pelton* também é chamada de turbina de jato livre. São constituídas por um disco circular, tipo roda, que tem na periferia uns copos ou conchas, sobre os quais incide tangencialmente um jato de água, dirigido por um ou mais injetores distribuídos uniformemente na periferia da roda, como mostra a Figura 11. O injetor, através de uma válvula de agulha, regula o caudal de água que atua sobre a roda e, dessa forma, regula a potência fornecida pela turbina.

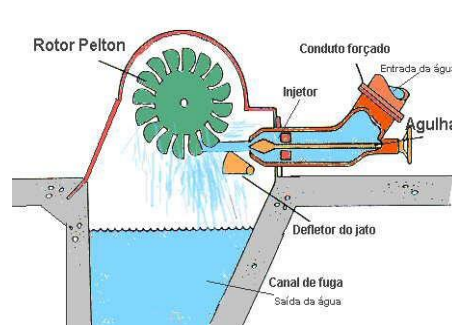


Figura 11 – Esquema simplificado da turbina *Pelton* [26].



Figura 12 – Imagem da turbina *Pelton* [33].

Esta turbina, que poderá ser de eixo horizontal ou vertical, é aplicada em aproveitamentos com caudais pequenos e altura de queda útil elevada.

- **Turbina *Turgo***

A turbina *Turgo* é muito semelhante à turbina *Pelton*, pelo que partilham o mesmo princípio de funcionamento. No entanto apresentam diferenças ao nível das conchas e o jato não incide na turbina de forma perpendicular, mas sim sob um ângulo típico de 20 graus, como mostra a Figura 13.

Neste tipo de turbina a água entra por um lado e sai pelo outro, pelo que o fluxo de admissão não se encontra limitado pelo fluido residual, Figura 13. Assim sendo, para uma potência equivalente a turbina *Turgo* pode ter um rotor de diâmetro menor que o rotor da turbina *Pelton*, funcionando, no entanto, a uma velocidade de rotação maior.

A turbina *Turgo* possui algumas desvantagens em relação à turbina *Pelton*, o rendimento da turbina *Turgo* é cerca de 5 a 6 % inferior ao da turbina *Pelton*, são de fabrico mais difícil, uma vez que as pás possuem uma forma complexa, sobrepostas e mais frágeis que as conchas da turbina *Pelton*, também tem a desvantagem de o esforço do jato causar uma reação axial nos mancais além do esforço radial normal.

Esta desvantagem obriga ao uso de mancais de rolamentos auto compensadores ou mesmo de rolos cónicos ao invés dos simples rolamentos de esferas normalmente adotados.

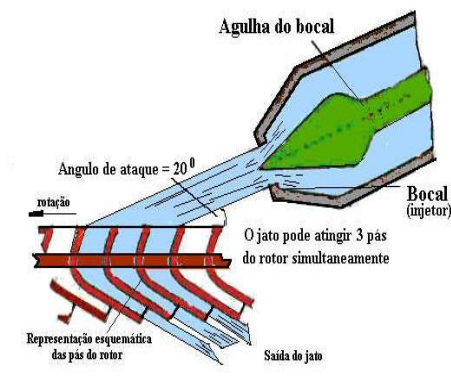


Figura 13– Pormenor do jato de água a incidir nas pás da turbina *Turgo* [26].



Figura 14 – Imagem da turbina *Turgo* [36].

- **Turbina *Banki-Mitchell* ou de fluxo cruzado**

A turbina de fluxo cruzado é também chamada de fluxo transversal. Este tipo de turbina é usado principalmente na gama de baixas potências. O seu rendimento é inferior ao das turbinas de projeto convencional, mas mantém-se elevado ao longo de uma extensa gama de caudais. Esta característica torna-a adequada à operação num espectro largo de caudais, a Figura 15 apresenta o esquema simplificado deste tipo de turbina.

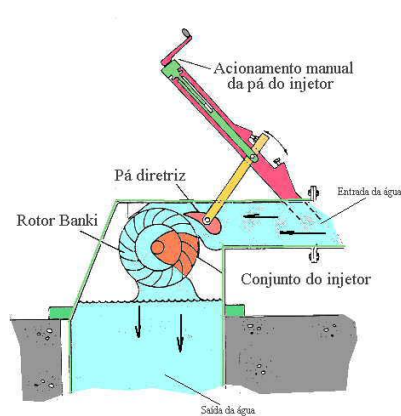


Figura 15– Esquema simplificado de uma turbina *Banki-Mitchell* [26].

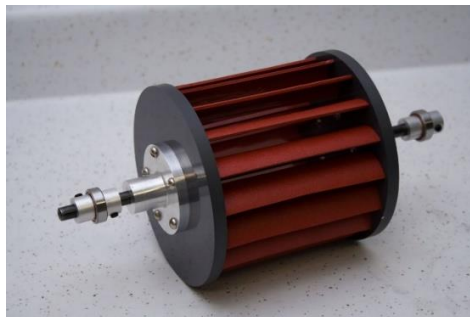


Figura 16 – Imagem da turbina Banki-Mitchell [35].

2.1.2.2 Turbinas de Reação

- **Turbina *Kaplan e Hélice***

A turbina *Kaplan* possui poucas pás na roda móvel, relativamente estreitas e com a forma de hélices de barcos, e têm inclinação regulável, como mostra a Figura 17, o que permite um bom rendimento. Esta turbina, por vezes é montada com eixo horizontal e denomina-se nesse caso, grupo bulbo. O alternador é diretamente acoplado à turbina, sendo o conjunto totalmente submerso [11].

A turbina Hélice não é regulável, este tipo de turbina possui apenas regulação em vazio, para adaptação a diferentes regimes de caudais afluentes.

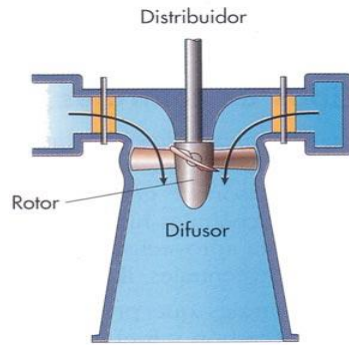


Figura 17– Turbina *Kaplan* em corte [39].



Figura 18– Imagem da turbina *Kaplan* [30]

▪ Turbina *Francis*

A turbina *Francis* é uma turbina de reação porque o escoamento na zona da roda processa-se a uma pressão inferior à pressão atmosférica. Esta turbina caracteriza-se por ter uma roda formada por uma coroa de alhetas fixas, que constituem uma série de canais hidráulicos que recebem a água radialmente e a orientam para a saída do rotor numa direção axial, a Figura 19 mostra o esquema simplificado de funcionamento e constituição da turbina *Francis*.

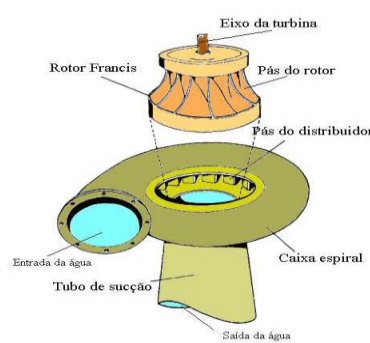


Figura 19– Esquema simplificado de constituição da turbina *Francis* [26].

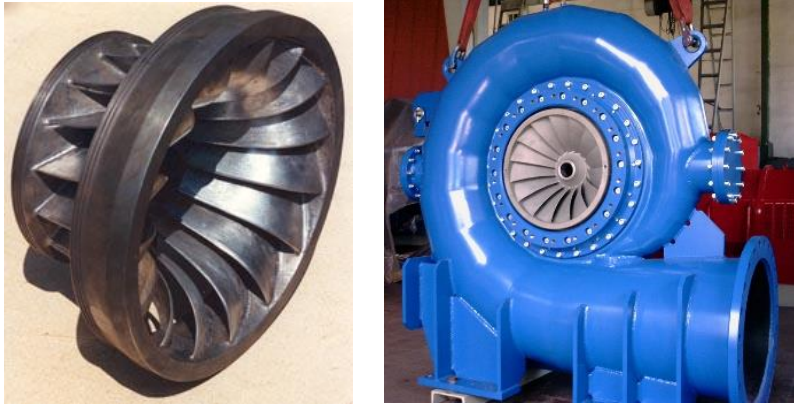


Figura 20– Imagens da turbina *Francis* [31]

2.1.3 Escolha da turbina

Os fabricantes de turbinas costumam apresentar ábacos ou diagramas em mosaico, onde estão representadas as áreas de aplicação dos diferentes tipos de turbinas que fabricam. Desta forma torna-se mais fácil a seleção de uma turbina para um determinado aproveitamento hidroelétrico. O projeto e o fabrico dessas turbinas baseiam-se numa experiência acumulada. Atualmente, e no campo dos pequenos aproveitamentos hidroelétricos, estes fabricantes tendem a fornecer o conjunto turbina–alternador, sob o pretexto que as unidades deverem ser compatíveis. Como alguma da aparelhagem de regulação do sistema atua sobre as características de funcionamento da turbina, também propõe a venda dos sistemas de regulação e controlo da turbina.

A escolha da turbina é também crucial para o bom rendimento da central e deve ser feita de acordo com a interação de 3 parâmetros: a altura útil da queda, o caudal e a potência do aproveitamento.

Na Figura 21 está representado o ábaco para escolha de turbinas para as CMH.

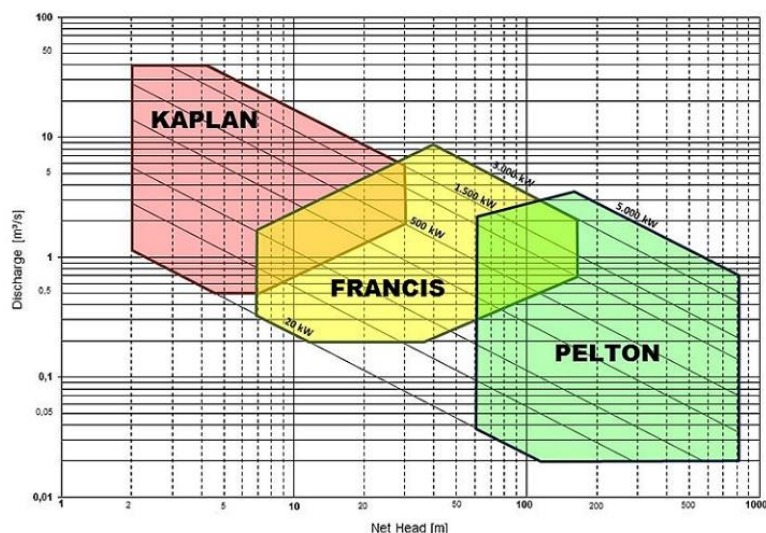


Figura 21– Ábaco para seleção preliminar de turbinas [31]

▪ **Velocidade específica**

Na escolha de uma determinada turbina, para além dos valores do caudal e da altura útil da queda, podem ser considerados outros parâmetros. Normalmente este tipo de trabalho é executado pelo fabricante de turbinas que, em função dos dados relativos ao aproveitamento e de um conjunto de valores estatísticos relacionados com a sua anterior produção, seleciona o tipo de turbina, as características da máquina (velocidade de rotação do veio), e as dimensões dos seus elementos constituintes (que se encontram relacionados por valores específicos do fabricante com os parâmetros do aproveitamento) dentro de uma gama normalizada.

A escolha do tipo de turbina a instalar na central mini-hídrica também pode ser feita através do cálculo de uma grandeza designada por **velocidade específica da turbina** (adimensional), definida como:

$$n_s = \frac{N_N \times \sqrt{Q_N}}{(\sqrt[4]{g \times h_u})^3} \quad (2.1)$$

Sendo:

- n_s – Velocidade específica;
- N_N – Velocidade nominal da turbina, em rotações por segundo;
- Q_N – Caudal nominal da turbina, em $m^3 \cdot s^{-1}$;

- g – Aceleração de gravidade, em $m.s^{-2}$;
- h_u – Altura útil de queda, em metros.

A energia hidráulica específica que caracteriza o tipo de turbina é medida pela quantidade nominal $gh_u (J.kg^{-1})$, não dependendo das dimensões.

A tabela 3 indica a gama típica de variação das velocidades específicas para cada um dos tipos principais de turbinas.

Tabela 3- Gama de variação típica das velocidades específicas por tipo de turbina [1].

Tipo de turbina	n_s min	n_s max
Hélice e Kaplan	0,19	1,55
Francis	0,05	0,33
Pelton	$0,005\sqrt{n_i}$	$0,025\sqrt{n_i}$

(n_i é o número de injetores da turbina Pelton)

2.1.4 Cálculo Energético

O pormenor dos modelos a usar para estimar a energia produzível, em ano médio, numa CMH depende da fase do projeto em que se está. Na fase de estudo prévio, ou anteprojecto, usam-se modelos simplificados que visam orientar os projetistas acerca das principais opções a considerar. Em fases mais adiantadas do projeto, estes modelos são, naturalmente, insuficientes, pelo que se recorre a representações mais elaboradas, o modelo detalhado.

Na fase de projeto são insuficientes os estudos realizados com as metodologias expostas anteriormente, sendo necessário aplicar modelos com um grau de detalhe mais ao menos elevado (modelo detalhado).

Assim, a potência elétrica, $P(W)$, que pode ser aproveitada numa central hidroelétrica é dada, com generalidade, pela expressão [43]:

$$P_N = \gamma \times Q \times [H_b - (h_c + h_{ch})] \times \eta_t \times \eta_G \times \eta_T \times (1 - p_{div}) \quad (2.2)$$

Sendo:

- $\gamma=9810 N.m^{-3}$ é o peso volúmico da água;
- Q – Caudal de água que passa pela central, em $m^3.s^{-1}$;

- H_b – Altura bruta de queda, em metros;
- h_c (m) – Perdas de carga do caudal nominal;
- h_{ch} (m) – Perdas devidas aos caudais de cheia;
- $\eta_t(\%), \eta_G(\%), \eta_T(\%)$ – Rendimentos da turbina, do gerador e do transformador;
- p_{div} – Perdas elétricas diversas.

Todas as grandezas da equação 2.2 são variáveis (não constantes), excepto o peso volúmico, tornando complexo o processo de escolha da potência a instalar e a sua repartição pelo número de grupos.

▪ Curva de duração de caudais

O ponto de partida é a curva de duração de caudais. Em geral, é suficiente que esta curva seja definida para os caudais que são igualados ou excedidos em incrementos de 5% do tempo. Isto significa que uma entrada do modelo é a curva de constituída, por exemplo, por 21 pontos, $Q_0, Q_5, \dots, Q_{95}, Q_{100}$, representando os caudais que são igualados ou excedidos em i % do tempo [43].

Uma das primeiras decisões (senão a primeira) a tomar é a escolha do caudal de projeto da turbina, o caudal nominal, Q_N , que será considerado como sendo o máximo turbinável.

▪ Caudal disponível

Para evitar que o leito principal fique completamente seco (por razões ambientais), o caudal existente não pode ser totalmente utilizado para a produção de energia elétrica, sendo necessário deixar uma determinada quantidade de água, o chamado caudal residual, Q_r .

O valor deste caudal deve ser conhecido à partida ou, na ausência de outra informação, estimado nos valores da ordem dos 3% a 5% do caudal nominal, Q_N .

O caudal residual deve ser subtraído a cada um dos valores da curva de duração de caudais, obtendo-se os valores do caudal disponível, Q'_i , [1]:

$$Q'_i = \max(Q_i - Q_r; 0) \quad (2.3)$$

- **Altura de queda**

A **altura bruta de queda**, H_b , é a diferença máxima entre a altura na tomada de carga e a altura da água no local de restituição, quando se verifica o caudal médio. Por outras palavras, correspondente à distância vertical entre as superfícies de água a montante e a jusante.

A **altura útil de queda**, h_u , resulta da diferença entre a altura de queda bruta e a altura equivalente a todas as perdas hidráulicas. Neste modelo consideram-se dois tipos de perdas hidráulicas: as perdas de carga, h_c (por atrito nas tubagens, devidas às curvaturas, nas válvulas, etc.) e as perdas de cheia, h_{ch} (devidas ao fato de a queda diminuir em períodos de caudais elevados).

Usando processos mais ou menos complicados pode ser calculada a altura útil de queda [43].

$$h_u = H_b - (h_c + h_{ch}) \quad (2.4)$$

Naturalmente, os processos de cálculo mais elaborados estão fora do escopo deste texto por ser introdutório.

Existe uma forma simplificada de calcular os dois termos das perdas hidráulicas que se considera serem dependentes do caudal afluyente, Q , e do caudal nominal, Q_N , através das relações quadráticas seguintes [43]:

$$h_c = H_b \times p_c^{\max} \times \left(\frac{Q}{Q_N}\right)^2 \quad (2.5)$$

$$h_{ch} = h_{ch}^{\max} \times \left(\frac{Q - Q_N}{Q_{\max} - Q_N}\right)^2 \quad (2.6)$$

em que, $p_c^{\max}(\%)$ e p_{ch}^{\max} são, respetivamente, o valor máximo das perdas de carga em percentagem da altura bruta de queda e a redução máxima na queda bruta devida aos caudais de cheia. Note-se que a equação 2.6 só é aplicada para os caudais afluentes que excedem o caudal nominal [1].

Na ausência de informações acerca do valor máximo que consta da equação 2.5, pode tomar-se $p_c^{\max} \in [3\%;5\%]$; no que diz respeito a h_{ch}^{\max} , o seu valor tem de ser conhecido ou estimado de algum modo [42].

▪ **Rendimento da turbina**

No âmbito introdutório deste texto, o cálculo exato do rendimento da turbina não está enquadrado, por isso, se recorre à uma equação empírica e simplificada baseada da análise de um grande número de curvas de rendimento fornecidas por diversos fabricantes de turbinas, para diversos tipos de turbinas operando sob diferentes condições de queda e caudal afluente.

Para se obter a equação geral do rendimento da turbina, η_t , foram feitas algumas simplificações e alguma manipulação matemática [43]:

$$\eta_t = \{1 - [\alpha \times |1 - \beta \times \frac{Q}{Q_N}|^\chi]\} \times \delta \quad (2.7)$$

São apresentados na Tabela 4 os parâmetros correspondentes a cada tipo de turbina (Hélice, Kaplan, Francis, Pelton), sendo n_i , o número de injetores da turbina *Pelton* e h'_u , a altura útil de queda, desprezando a redução na altura de queda devida aos caudais de cheia.

Tabela 4- Parâmetros da equação geral do rendimento, por tipo de turbina [43].

Parâmetros	Hélice	Kaplan	Francis	Pelton
α	1,25	3,5	1,25	$1,31+0,025n_i$
β	1	1,333	$1,1173h'_u{}^{-0,025}$	$(0,662+0,001n_i)^{-1}$
χ	1,13	6	$3,94-11,7h'_u{}^{-0,5}$	$5,6+0,4n_i$
δ	0,905	0,905	0,919	0,864

Devido à degradação acentuada do rendimento das turbinas, existe um caudal mínimo técnico de operação das mesmas abaixo do qual elas são desligadas.

▪ **Outros rendimentos**

Os rendimentos do alternador, do transformador de potência e as perdas elétricas diversas são geralmente considerados não dependentes do caudal afluente e da altura de queda, cujos valores típicos podem considerar-se os seguintes [1]:

$$\eta_G = 95\%, \eta_T = 99\% \text{ e } p_{div} = 2\%. \quad (2.8)$$

▪ **Potência nominal**

O valor de potência que se obtém pela aplicação da equação 2.2 ao ponto correspondente ao caudal nominal, considera-se potência nominal instalada na CMH. Na expressão de cálculo da potência nominal (equação 2.9) indicam-se as grandezas que, no modelo adotado, dependem do caudal [43]:

$$P_N = \gamma \times Q_N \times [H_b - h_c(Q_N)] \times \eta_t(Q_N) \times \eta_G \times \eta_T \times (1 - p_{div}) \quad (2.9)$$

▪ **Curva de duração de potência**

Pode-se calcular a respetiva potência disponível, através da equação 2.2, para cada valor de caudal da curva de duração de caudais, formando-se assim uma curva de duração de potência.

O caudal nominal foi definido como sendo o caudal máximo turbinável, mas os caudais que são efetivamente usados são os que satisfazem a condição [43]:

$$Q_{i_usado} = \min(Q'_i; Q_N) \quad (2.10)$$

▪ **Energia produtível**

A área limitada superiormente pela curva de duração de potência corresponde à energia produzível anualmente [1]:

$$E = \sum_{k=1}^{n_p} \left[\left(\frac{P^{(k-1)} + P^{(k)}}{2} \right) \times \Delta T \times (1 - p_{indisp}) \right] \quad (2.11)$$

em que n_p é o número de pontos obtidos na discretização da curva de duração de caudais, $\Delta T(h)$ é o intervalo de tempo entre dois pontos consecutivos da discretização, e p_{indisp} representa a perda de produção por indisponibilidade da central (para manutenção, por exemplo) ou da rede à qual ela está ligada: um valor típico poderá situar-se entre 3% e 5% [1].

2.1.5 **Estimativas de custos do projeto**

Não é tarefa fácil a estimação de custos associados à instalação de CMH por depender, entre outros fatores, da potência instalada, da altura de queda e da ligação à rede recetora. Mas existem dados de estudiosos que permitem situar o investimento total numa gama de

variação entre 1300 €/kW e 3750 €/kW, sendo o limite inferior correspondente a médias e altas quedas e potências superiores a 1000 kW e o limite superior correspondente a baixas quedas e potências inferiores a 500 kW, conforme se pode verificar na Tabela 5.

Tabela 5- Estimativa de custos associados à instalação de CMH [43].

Potências	Mínimo (€/kW)	Máximo (€/kW)	Médio (€/kW)
1 MW-10MW	600	2000	1300
500 kW-1MW	1300	4500	2900
100kW-500kW	1500	6000	3750
<100kW	1500	6000	3750

A experiência mostra que, para a garantia de uma adequada rentabilidade económica das CMH, os valores da utilização anual da potência instalada que se situam, tipicamente, entre as 1500 a 2000 horas (cenários secos) e as 2500 a 3000 horas (cenários húmidos) é aceitável tomar 2500 horas como valor médio.

Olhando para o preço médio a que a rede paga a energia produzida nas CMH, pode-se concluir que, em primeira aproximação e para as condições médias anunciadas, a viabilidade económica da instalação só será assegurada se o investimento unitário não se situar acima de 1750-2000 €/kW, afastando desta maneira as instalações com quedas e potências baixas.



Figura 22– Imagem da CMH de Ait Messaoud [27].

2.2 CENTRAL ELÉTRICA A DIESEL

A central eléctrica a diesel usa motores diesel que são movidos pela combustão de gás natural ou derivados do petróleo.



Figura 23 – Imagem de uma central elétrica a diesel (Fonte: *Catpillar*)

2.2.1 Grupo eletrogêneo

Denominamos grupo diesel-gerador ao conjunto de motor-gerador de corrente alternada, aqui denominado alternador, convenientemente montados, dotado dos componentes de supervisão e controle necessários ao seu funcionamento autônomo e destinado ao suprimento de energia elétrica produzida a partir do consumo de óleo *diesel*. Em função dos consumidores de energia elétrica a que se destinam, os grupos geradores são construídos com características especiais que os tornam apropriados para diversas aplicações. São muitos os fatores a serem considerados antes da aquisição do equipamento adequado. Os fornecedores de grupos geradores tendem a padronizar os seus produtos, evitando os fornecimentos especiais sob encomenda, o que na prática é inviável, pois há situações em que alguns requisitos do ambiente e dos consumidores não podem deixar de ser atendidos. É o caso, por exemplo, dos equipamentos de telecomunicações, que necessitam de tensão e frequência sem oscilações, com baixos fatores de interferência, que somente se consegue, em grupos geradores, com alternadores especialmente fabricados para esta finalidade. Outro exemplo são os grupos geradores para uso naval, fabricados sob fiscalização das sociedades classificadoras, que em tudo diferem do que seria considerado um grupo gerador de uso industrial. Outros fatores, como nível de ruído, capacidade de operar em paralelo com outro grupo ou com a rede local, tempo de partida, capacidade de partida e parada automática, telemetria e controle remoto, durabilidade estendida do óleo lubrificante, em muitos casos, são exigências inerentes aos consumidores a serem atendidas pelo equipamento. Em todas as situações, uma avaliação criteriosa deve ser feita como parte do projeto da instalação de um grupo gerador [40].

O grupo eletrogéneo (motor-diesel) pode ser fabricado em diferentes versões: chassi, insonorizado, contentorizado, em reboque, marítimo e portátil.

Existem três razões principais para que certas pessoas e empresas adquiram grupos geradores, a saber:

- Indisponibilidade ou ausência de uma rede de energia elétrica pública;
- Potência da rede de energia elétrica existente ser inferior à potência necessária;
- Proteção contra a possibilidade de falha da energia elétrica proveniente da rede, periódica ou prolongada, a qual poderá causar perdas económicas, perdas de potência, ausência de iluminação, perda de equipamento de suporte à vida, perda de produção, perda de informação armazenada, perda de produtos, stocks ou mesmo vidas humanas.

Neste trabalho será estudada a possibilidade da instalação de um grupo eletrogéneo por ausência da rede de energia elétrica pública.

Todos os grupos geradores são constituídos por um certo número de partes diferentes. Os componentes principais que são *standard* são os seguintes:

- Motor
- Alternador
- Painel de controlo
- Chassi
- Disjuntor
- Bateria de arranque
- Sistema de combustível
- Sistema de refrigeração



Figura 24 – Imagem de um grupo eletrogéneo [Fonte: *POWER Generation*]

2.2.1.1 O motor térmico

O motor é o componente do grupo responsável por produzir a energia mecânica para fornecer ao alternador. Esta energia é produzida através da combustão de diferentes combustíveis, como gás, gás natural, gás propano, gasóleo e outros.

Motores que aspiram ar, que após ser comprimido no interior dos cilindros, recebe o combustível sob pressão superior àquela em que o ar se encontra. A combustão ocorre por autoignição quando o combustível entra em contato com o ar aquecido pela pressão elevada. O combustível que é injetado ao final da compressão do ar, na maioria dos motores do ciclo *diesel* é o óleo diesel comercial, porém outros combustíveis, tais como nafta, óleos minerais mais pesados e óleos vegetais podem ser utilizados em motores construídos especificamente para a utilização destes combustíveis. O processo *diesel* não se limita a combustíveis líquidos. Nos motores segundo o processo Diesel podem ser utilizados também carvão em pó e produtos vegetais. Também é possível a utilização de gás como combustível no processo Diesel, nos motores conhecidos como de combustível misto ou conversíveis, que já são produzidos em escala considerável e vistos como os motores do futuro.

Para os combustíveis líquidos, as diferenças principais entre os motores do ciclo *otto* e do ciclo *diesel* são [40]:

Tabela 6 - Diferenças entre ciclos de motores

Motores de Combustão Interna a Pistão		
Característica	Ciclo Otto	Ciclo Diesel
Tipo de Ignição	Por centelha (Vela de ignição)	Autoignição
Formação da mistura	No carburador	Injeção
Relação de Compressão	6 até 8 : 1	16 até 20 : 1

No motor Otto de injeção o combustível é injetado na válvula de admissão, ou diretamente na tomada de ar do cilindro antes do término da compressão.



Figura 25 – Imagem do motor de combustão interna (Fonte: MTU)

Existem vários fabricantes de motores, tais como, Perkins, Cummins, MTU, Yanmar, IVECO, John Deere, MAN, Doosan, Deutz, e Mitsubishi.

▪ **Regulação da velocidade**

As rotações do motor Diesel dependem da quantidade de combustível injetada e da carga aplicada à árvore de manivelas (potência fornecida à máquina acionada). Também é necessário limitar as rotações máximas de trabalho do motor, em função da velocidade média do pistão, que não deve induzir esforços que superem os limites de resistência dos materiais, bem como da velocidade de abertura e fechamento das válvulas de admissão e escapamento, que a partir de determinados valores de rotações do motor, começam a produzir efeitos indesejáveis. Nas altas velocidades, começa haver dificuldade no enchimento dos cilindros,

devido ao aumento das perdas de carga e a inércia da massa de ar, fazendo cair o rendimento volumétrico.

Como a quantidade de combustível injetada é dosada pela bomba injetora, por meio da variação de débito controlada pelo mecanismo de aceleração, limita-se a quantidade máxima de combustível que pode ser injetada. Dependendo do tipo de motor, essa limitação é feita por um batente do acelerador, que não permite acelerar o motor além daquele ponto. O mecanismo de aceleração, por si só, não é capaz de controlar as rotações do motor quando tendem a cair com o aumento da carga ou a aumentar com a redução da mesma carga. É necessário então outro dispositivo que assegure controle da dosagem de combustível em função das solicitações da carga. Na maioria dos motores, este dispositivo é constituído por um conjunto de contrapesos girantes, que por ação da força centrífuga, atua no mecanismo de aceleração de modo a permitir o suprimento de combustível sem variações bruscas e respondendo de forma suave às solicitações da carga. Conhecidos como reguladores ou governadores de rotações, são utilizados em todos os motores Diesel e, dependendo da aplicação, tem características distintas e bem definidas. No caso específico dos motores para grupos Diesel-geradores, a regulação da velocidade é um item particularmente crítico, uma vez que a frequência da tensão gerada no alternador necessita ser mantida constante, ou seja, o motor Diesel deve operar em rotações constantes, independentes das solicitações da carga. Isto significa que a cada aparelho elétrico que se liga ou desliga, o governador deve corrigir a quantidade de combustível injetada, sem permitir variações das rotações do *rotor*, o que é quase impossível, dado o tempo necessário para que as correções se efetivem [40].

2.2.1.2 O alternador

Denominamos alternador ao gerador de corrente alternada (AC), assim como denominamos dínamo ao gerador de corrente contínua (DC). Os alternador são máquinas destinadas a converter energia mecânica em energia elétrica. A transformação de energia nos geradores fundamenta-se no princípio físico conhecido como Lei de Faraday. Esta lei afirma que *"quando existe indução magnética, a direção da força eletromotriz induzida é tal, que o campo magnético dela resultante tende a parar o movimento que produz a força eletromotriz."*

Os alternadores pertencem a categoria das máquinas síncronas, isto é, máquinas cuja rotação é diretamente relacionada ao número de polos magnéticos e a frequência da força eletromotriz. Não há, basicamente, diferenças construtivas entre um alternador e um motor síncrono, podendo um substituir o outro sem prejuízo de desempenho. Assim, um alternador quando tem seu eixo acionado por um motor, produz energia elétrica nos terminais e, ao contrário, recebendo energia elétrica nos seus terminais, produz energia mecânica na ponta do eixo, com o mesmo rendimento (máquina reversível).

A indução magnética ocorre sempre que há movimento relativo entre um condutor e um campo magnético. O gerador elementar, concebido por Michael Faraday em 1831, na Inglaterra e mais ou menos na mesma época por Joseph Henry, nos Estados Unidos, era constituído por uma espira que girava entre os polos de um íman, semelhante à figura 26.

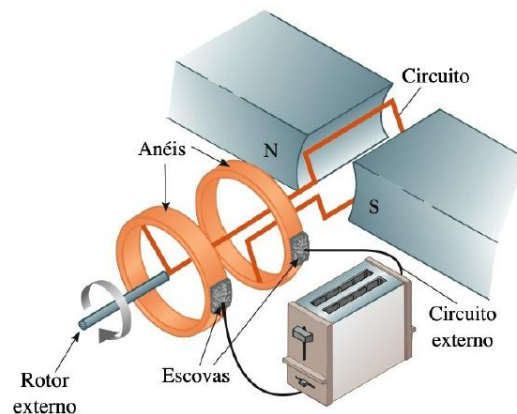


Figura 26 – Esquema simplificado do alternador de Faraday [44]

Faraday estabeleceu, ainda, que os valores instantâneos da força eletromotriz (ou tensão) podiam ser calculados pela relação [40]:

$$e = B \times l \times v \times \text{sen}\alpha \times \text{cos}\beta \quad (2.12)$$

Em que:

- **e** – Força eletromotriz;
- **B** – Indução do campo magnético;
- **l** – Comprimento do condutor;
- **v** – Velocidade linear de deslocamento do condutor;
- **α** – Ângulo formado entre os vetores **l** e **v**;

- β —Ângulo formado entre o vetor resultante ($\mathbf{I} \wedge \mathbf{v}$) e o vetor \mathbf{B} .

O campo magnético da figura 26 é constituído por *ímans* naturais. Para que seja possível controlar a tensão e a corrente em um alternador, o campo magnético é produzido por *ímans* artificiais, formados por bobinas alimentadas em DC suprida por uma fonte externa e controlada por um regulador de tensão.

Mecanicamente, o alternador é constituído por duas partes principais: parte fixa, o *estator* e a parte móvel o *rotor*.

Eletricamente, também, são duas partes principais. Uma delas é responsável pelo campo magnético, onde estão localizados os polos do alternador, o *indutor* e a outra parte é onde aparece a força eletromotriz, o *induzido*.

O posicionamento do campo e do induzido dão origem a dois tipos de máquinas diferentes. Quando o campo está localizado no estator, temos o que chamamos de máquina de polos fixos (ou de polos externos) e, ao contrário, quando o campo se encontra no rotor, temos o que chamamos de máquina de polos girantes (ou de polos internos). As máquinas de polos fixos são pouco utilizadas devido ao inconveniente da necessidade de escovas para retirar a energia gerada. As máquinas de polos girantes são as mais utilizadas por permitirem a retirada da energia diretamente dos terminais das bobinas [40].

▪ Potência do alternador

Viu-se que a potência do alternador é definida em S (potência aparente) e que a potência ativa é definida em P, sendo o fator de potência ($\cos\phi$). Vimos ainda que existe a potência reativa, que surge nos circuitos elétricos com cargas indutivas, especialmente motores elétricos.

A potência ativa é calculada, para circuitos trifásicos com cargas equilibradas, conhecidos os valores de tensão composta, da corrente e do fator de potência ($\cos\phi$), pela relação [40]:

$$P = \sqrt{3} \times U_c \times I \times \cos\phi \quad (2.13)$$

A potência reativa, Q, é calculada, para circuitos trifásicos, pela relação [40]:

$$Q = \sqrt{3} \times U_c \times I \times \sin\phi \quad (2.14)$$

Sendo:

- P– Potência ativa, em kW;
- Q– Potência reativa, em kVAr;
- U_c – Tensão composta, em volt;
- U_o – Tensão monofásica, em volt;
- I– Corrente elétrica, em ampere.

▪ Tipos de potência do grupo

Para efeito de projeto de um edifício (Hotel, Serviços, Hospitais, Supermercados, etc.), segundo a norma ISO 8528-1 dos grupos electrogéneos, existem 3 tipos de potências de serviço:

- ESP: Potência de Emergência (*stand by power*);
- PRP: Potência Principal “Contínua”(prime power); e
- COP: Potência em Contínuo (*continuous operating power*).

Todas se definem em kW, à sua frequência nominal e com um factor de potência $\cos\phi=0,8$.

▪ Potência de emergência (*stand by power*);

A máxima potência que um grupo eletrogéneo pode fornecer durante uma falha de rede trabalhando a baixa carga variável durante um tempo de operação não superior a 200 horas por ano. A potência média, em períodos de 24 horas, não deve ultrapassar os 70%, salvo indicação contrária do fabricante do motor. Não é permitido nenhum tipo de sobrecarga.



Figura 27 – Variação da carga em *stand by power* [Fonte: AutoSueco]

- **Potência principal** (*prime power*)

A potência máxima que um grupo eletrogéneo pode fornecer em funcionamento contínuo a uma carga variável durante um período de tempo ilimitado de horas por ano. A potência média, em períodos de 24 horas, não deve ser superior a 70%, salvo indicação contrária dos fabricantes dos motores Diesel.



Figura 28 – Variação da carga em *prime power* [Fonte: AutoSueco]

- **Potência em contínuo** (*continuous operating power*)

A máxima potência que um grupo eletrogéneo pode fornecer em contínuo trabalhando a carga contínua durante um número ilimitado de horas por ano.

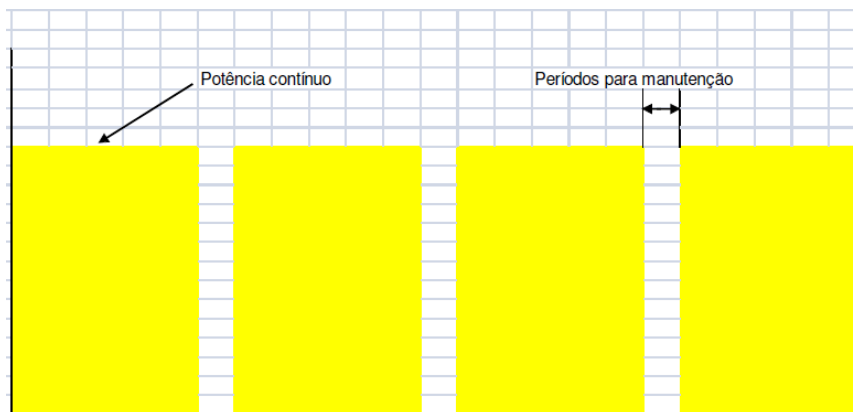


Figura 29 – Variação da carga em *continuous operating power* [Fonte: AutoSueco]

- **Rendimento do alternador**

O rendimento do alternador é definido em termos percentuais pela relação entre a potência elétrica por ele fornecida aos consumidores e a potência mecânica absorvida do motor acionador [8].

$$\eta = \frac{P_{elet}}{P_{mec}} \quad (2.15)$$

O rendimento do alternador (η) não é constante e se aproxima do seu valor máximo com a carga entre 80 e 100% da potência máxima. Alternador pequeno tem rendimento mais baixo do que os alternadores maiores. Deve ser informado pelo fabricante para cálculos mais seguros. Quando se tratar de cálculos estimativos, pode ser tomado igual 90% (ou 0,9), que é o valor adotado pelos montadores de grupos geradores, em geral.

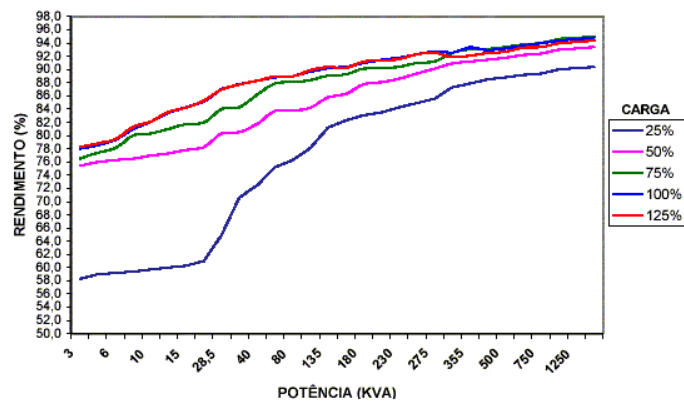


Figura 30 – Rendimento do alternador (Fonte:www.joseclaudio.eng.br)

▪ Frequência

Como dissemos anteriormente, o alternador é uma máquina síncrona cuja velocidade de rotação e frequência estão relacionadas com o número de polos [40].

$$f = \frac{n \times p}{60} \quad (2.16)$$

Sendo:

- f – frequência (em Hz);
- n – velocidade de rotação (em rotações por minuto); e
- p – número de pares de polos.

Assim, um alternador de 50 Hz (60 Hz) que trabalha a 1500 rpm (1800 rpm) tem 2 pares de polos.



Figura 31– Imagem do alternador trifásico (Fonte: *Stamford*)

2.2.1.3 O disjuntor do grupo

Disjuntor é um interruptor automático desenvolvido para proteger circuitos elétricos de danos causados por sobrecargas e curto-circuitos. A sua função básica é a de detetar uma falha, e imediatamente, interromper a passagem de energia elétrica.

Dependendo da potência do grupo gerador, o disjuntor deve ser definido tendo em consideração a sua finalidade como proteção ao circuito elétrico.



Figura 32 – Imagens de disjuntores magnetotérmicos (Fonte: Schneider)

Existem diferentes fabricantes de disjuntores, tais como, ABB, Schneider, Legrand, Siemens, Merlin Gerin, etc.

2.2.1.4 O painel de controlo

Painel de controlo é a unidade responsável pela monitorização e proteção dos grupos geradores.

Pode ser considerado a “alma” do grupo gerador. Está colocado no chassi em versões abertas, ou integrado na canópia ou contentor nas versões insonorizadas.

A versatilidade e fiabilidade são as características principais dum painel de controlo, permitindo a todos os grupos geradores ser convertidos em diferentes tipos de utilização, através da simples alteração do painel. Os grupos geradores são configurados para utilização tanto em modo manual como automático e/ou em paralelo com outras unidades.



Figura 33 – Imagens dos painéis de controlo digitais (Fonte: AutoSueco)

2.2.1.5 A bateria de arranque

Uma bateria de arranque é um tipo de bateria recarregável que fornece energia elétrica a um motor (arranque, iluminação, ignição) para alimentar o motor de arranque, as luzes e o sistema de ignição de um motor.

As baterias de arranque (geralmente de chumbo-ácido) fornecem um diferencial de 12 Volt de potência nominal, ligando seis células galvânicas em série. Cada célula fornece 2,1 Volt para um total de 12,6 volts com carga completa. As baterias de chumbo-ácido são constituídas por placas de chumbo e placas separadas de dióxido de chumbo que estão submersas numa solução eletrolítica de cerca de 35% de ácido sulfúrico e 65% de água. Isto provoca uma reação química que liberta eletrões, permitindo-lhes fluir através de condutores para produzir eletricidade. Como a bateria descarrega, o ácido do eletrólito reage com os materiais das placas, alterando a sua superfície para sulfato de chumbo. Quando a bateria é recarregada, a reação química é invertida: o sulfato de chumbo converte-se em óxido de chumbo e chumbo. Com as placas restauradas ao seu estado original, o processo pode agora ser repetido.



Figura 34 – Imagem da bateria de arranque (Fonte: extra-premios.pt).

- Existem diferentes fabricantes de baterias, tais como, Varta, Autosil, Cegasa, Duracell, Energizer, GS Yuasa, etc.

2.2.1.6 O chassi

O chassi é a estrutura que sustenta o motor e os componentes elétricos (alternador, controlador, etc.). Esta estrutura é desenvolvida e construída de maneira a receber os componentes do gerador, e suster todos os impactos mecânicos quando o gerador é operado. Também está inserido no chassi o tanque de combustível.



Figura 35 – Imagem de um chassi (Fonte: Grupel)

2.2.2 Sistema de combustível

É necessário considerar como se irá efetuar o abastecimento de combustível do grupo gerador. Existem várias opções de abastecimento, desde bombas manuais até sistemas totalmente automáticos. Grupos geradores pequenos habitualmente têm uma bomba manual, operada mecanicamente ou eletricamente, que reabastece o tanque de combustível do grupo gerador.

- Alimentação de um depósito diário a partir de uma cisterna à mesma cota.

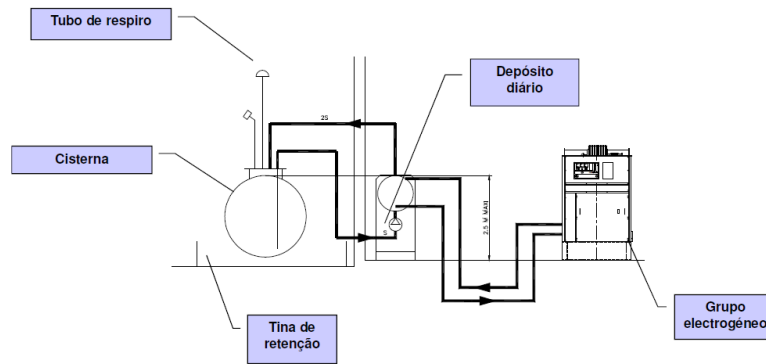


Figura 36– Cisterna a mesma cota (Fonte: AutoSueco)

- Alimentação de um depósito diário a partir de uma cisterna enterrada.

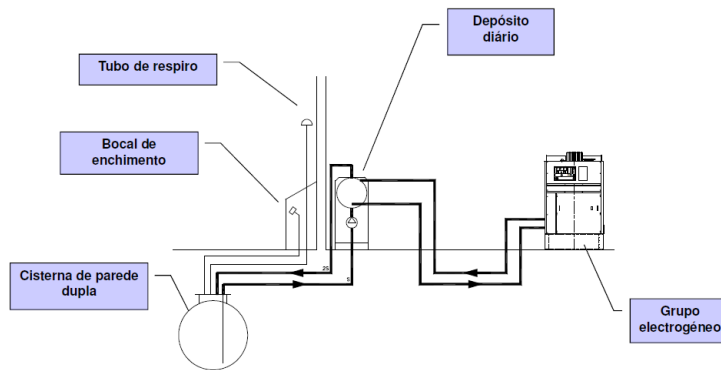


Figura 37– Cisterna enterrada (Fonte: AutoSueco)

- Alimentação de um depósito diário instalado na base do grupo, a partir de uma cisterna enterrada.

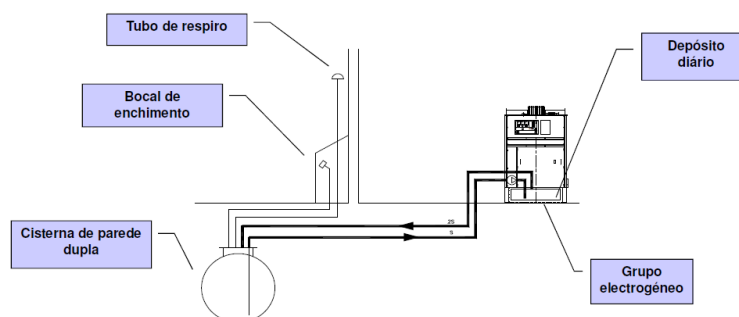


Figura 38– Cisterna enterrada na base do grupo (Fonte: AutoSueco)

2.2.3 Sistema de ventilação

É importante assegurar que existe ventilação suficiente para manter o grupo gerador arrefecido e para remover o excesso de gases e calor produzidos pela combustão do motor.

As áreas de entrada e saída de ar devem ser dimensionadas para que exista um fluxo de ar que permita limitar a perda de carga e nível sonoro. As variáveis a ter em conta são:

- Caudal;
- Pressão estática;
- Perdas de carga;
- Ruído;
- Temperatura da sala.

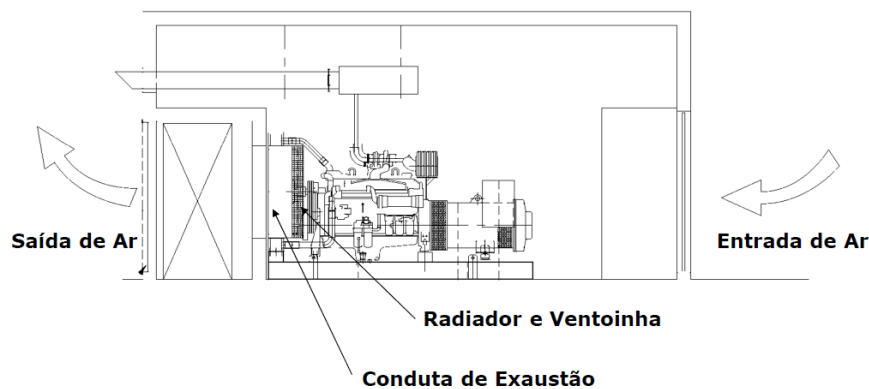


Figura 39 – Sistema de ventilação (Fonte: AutoSueco)

2.2.4 Sistema de escape

As tubagens de escape dos grupos eletrógenos devem ser projetadas de forma a conduzir para o exterior os gases de escape produzidos pela combustão do motor.

Deve considerar-se em projeto:

- No mínimo diâmetro igual ao da saída da panela;
- A velocidade máxima dos gases de escape de cerca de 40 m.s^{-1} .

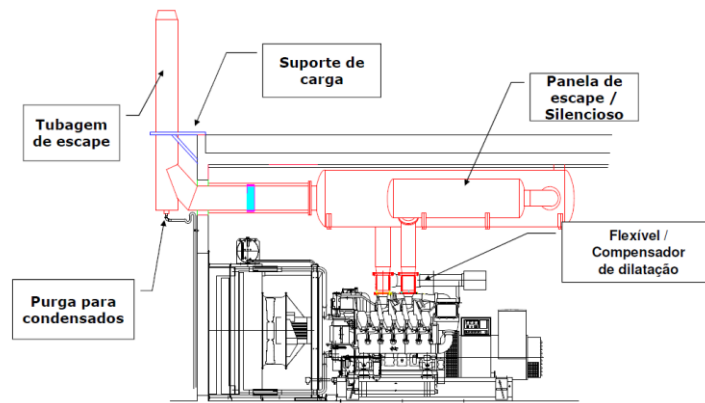


Figura 40 – Sistema de escape (Fonte: AutoSueco)

2.2.5 Sistema de insonorização

A instalação de isolamento acústico, tem como objetivo reduzir a emissão de ruídos provocados pelo grupo eletrogéneo, fora do local. As estruturas metálicas que acondicionam o grupo gerador possuem portas laterais ou verticais, para operação e manutenção, entrada e saída de ar através de venezianas opostas, motor e alternador apoiados sobre amortecedores de vibração, quadro de comando interno, silenciador externo, junta elástica no escapamento, tanque de combustível interno ou externo, baterias e olhais de içamento. Todo o conjunto é fixado sobre chassis metálico e fornecido com insonorização. Os equipamentos têm um tratamento acústico.



Figura 41 – Sistema de insonorização (Fonte: Caterpillar)

No caso de um grupo eletrogéneo aberto, será necessária uma sala de alvenaria para alocação do grupo. A sala “em alvenaria” do grupo gerador poderá ser tratada acusticamente para atender um nível de ruído no vizinho mais próximo de acordo com as normas CEI aplicáveis e das Câmaras Municipais.

A sala deverá ser hermeticamente fechada com porta do tipo acústica, sendo que a exaustão de ar quente e a aspiração de ar frio tratado acusticamente por atenuadores de ruídos conforme descrito abaixo.



Figura 42 – Imagem do sistema de insonorização de uma sala (Fonte: *Caterpillar*)

3. PROJETOS DAS CENTRAIS MINI-HÍDRICA E ELÉTRICA A DIESEL PARA MAJAUUA (CASO DE ESTUDO)

No âmbito do programa de eletrificação rural de Moçambique, as autoridades governamentais pretendem financiar um projeto de construção de uma central de produção de energia elétrica na localidade de Majauua, distrito de Milange (província da Zambézia), podendo ser uma Central Mini-Hídrica (CMH) ou uma Central Elétrica a Diesel (CED). A escolha do tipo de central elétrica dependerá dos resultados do estudo de viabilidade económica desses mesmos projetos.

O FUNAE, em representação do governo, contratou uma empresa de consultoria para fazer esse estudo, nomeadamente, da CMH e CED.

Para o projeto de construção da CMH, o consultor apresentou os dados abaixo indicados (Tabela 8).

Tabela 7- Dados do projeto da CMH.

Designação	Dados
Curva de duração de caudais aproximada (Q(t))	$22,5e^{-t/100}$ (m ³ .s ⁻¹)
Caudal nominal (Q _N)	6,0 (m ³ .s ⁻¹)
Altura de queda bruta (H _b)	27,4 m
Diâmetro da conduta (Ø)	1200 mm
Vida útil da instalação (a)	25 anos

E para a CED, o consultor aconselhou que a potência a considerar deveria ser a que for calculada para a CMH.

3.1 PROJETO DE CONSTRUÇÃO DA CMH

3.1.1 Escolha da turbina

Com base nos dados fornecidos pelo consultor (tabela 8) e de acordo como ábaco de seleção de turbinas da fabricante Andritz Hydro, foi escolhida a turbina do tipo *Francis*.

- **Curva de duração de potências**

Através da curva de duração de potência da turbina, pode-se estimar uma potência de 1184,84 kW (Anexo A).

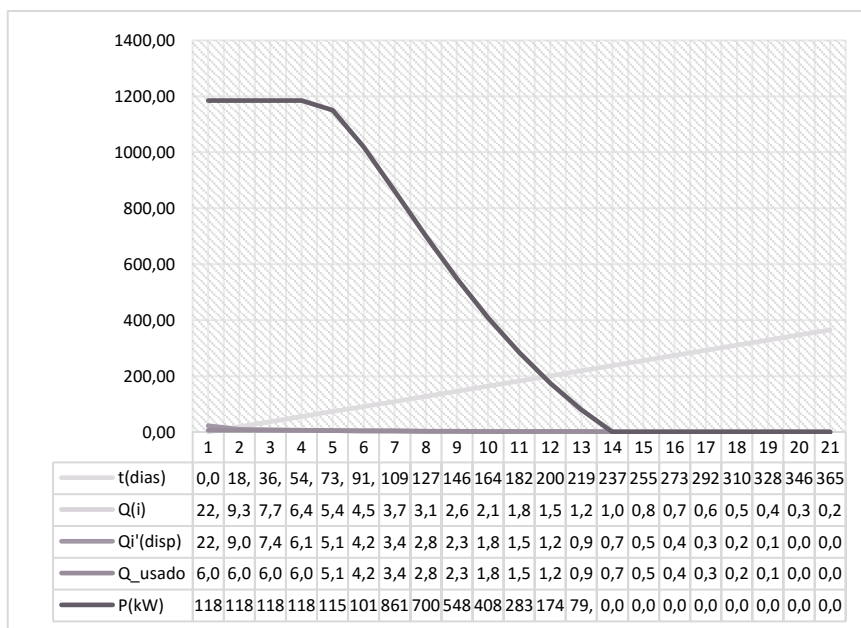


Figura 43– Curva de duração de potências da turbina *Francis*

- **Potência nominal**

A estimativa da potência da CMH calculada pela equação 2.2 é de 1184,84 kW, cuja turbina tem as seguintes características:

Turbina *Francis*:

- Eixo horizontal ou vertical;

- *Power output* de 1200 kW;
- *Direct coupling* (acoplamento direto).



Figura 44– Imagem da turbina *Francis* (Fonte: Andritz Hydro)

3.1.2 Escolha do alternador

A energia elétrica só poderá ser produzida quando a turbina estiver acoplada a um alternador de potência adequada. Como vimos anteriormente, existem muitos fabricantes de alternadores, entre as quais a *Leroy Somer* que é a marca adotada pela fabricante *Andritz Hydro* cujas características técnicas se apresentam na Figura 45.

- **Potência nominal**
- Potência elétrica: 1200 kW;
- Frequência: 50 Hz;
- Eixo horizontal ou vertical;
- *Direct coupling* (acoplamento direto).



Figura 45– Imagem do alternador (Fonte: *Leroy Somer*)

Na figura 46 está representado o modelo de um grupo eletrogéneo (turbina *Francis*-alternador) de eixo vertical *direct coupling* de uma CMH.



Figura 46– Imagem do grupo turbina-gerador de uma CMH (Fonte:Andritz Hydro)

3.1.3 Energia anual produtível

A energia eléctrica produtível anualmente corresponde a área compreendida entre a curva de duração de potência e a linha de tempo da Figura 43, desenhada com base nos dados de cálculo do Anexo A.

Tabela 8- Dados energéticos da CMH.

Designação	Dados
Potência do grupo eletrogéneo (kW)	1200
Energia anual produtível pela CMH (MWh)	3 940,40
Utilização anual da potência instalada (horas)	6 351

3.2 PROJETO DE CONSTRUÇÃO DA CED

3.2.1 Escolha do grupo gerador

Como foi referido anteriormente, a potência da CED será a mesma que a CMH, o que implica que o motor e o alternador sejam de 1200 kW e 1500 kVA, respetivamente. O grupo eletrogéneo que reúne essas condições é o modelo P1500P3, da *FG Wilson*. Escolheu-se esta marca por ser uma das mais utilizadas em Moçambique.



Figura 47– Imagem do grupo eletrogéneo P1500P3.

As principais características do grupo eletrogéneo P1500P3 estão apresentados nos respetivos anexos.

- **Motor Diesel do grupo**

O motor deste grupo é da *Perkins*, modelo 4012-46TAG2A.

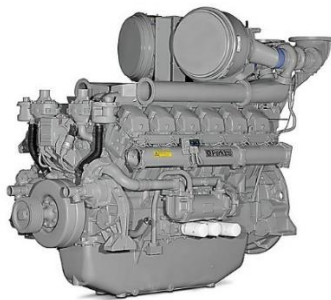


Figura 48– Imagem de motor *Perkins* modelo 4012-46TAG2A.

- **Alternador do grupo**

O alternador é da *Leroy Somer*, modelo LL8224N.



Figura 49 – Imagem do alternador da *Leroy Somer*, modelo LL8224N.

▪ Painel de controlo

O Painel de controlo é da *FG Wilson*, modelo PW 1.1+



Figura 50 – Imagem do painel de controlo.

3.3 OUTROS EQUIPAMENTOS

As centrais acima referidas (CMH e CED) são de BT e, para se transportar a energia por elas produzida para os centros de consumo, será necessário colocar nas imediações da central uma subestação elevadora BT/MT.

3.3.1 Transformador de potência

- Potência elétrica: 1250 kVA;
- Média tensão: 11/33 kV (tensão adoptada em Moçambique);
- Regulação: $\pm 2 \times 2,5$ % (por comutador manobrável fora de tensão);
- Baixa tensão: 400 V (420 V em opção);
- Ligações: Dy11 (para os PT's de Moçambique);
- Frequência: 50 Hz.



Figura 51– Imagem do transformador de potência (Fonte: EFACEC)

3.3.2 Rede de distribuição de MT

A energia produzida pela CMH será transportada e distribuída para a sede da localidade por uma linha de MT (de 11 ou 33 kV). Os postes poderão ser de betão ou de madeira creosotada (tratada) e os Cabos de Alumínio com Alma de Aço do tipo (ACSR).

A figura 55 apresenta uma linha de distribuição de MT em postes de betão e cabos ACSR (os mais utilizados em Moçambique).



Figura 52– Imagem da linha de distribuição de energia elétrica de MT (Fonte: EDM).

3.3.3 Postos de transformação

A energia produzida pela central elétrica depois de transportada e distribuída em MT poderá ser posteriormente transformada em BT através dos postos de transformação (PT) de potência adequada instalados em pontos estratégicos da localidade.

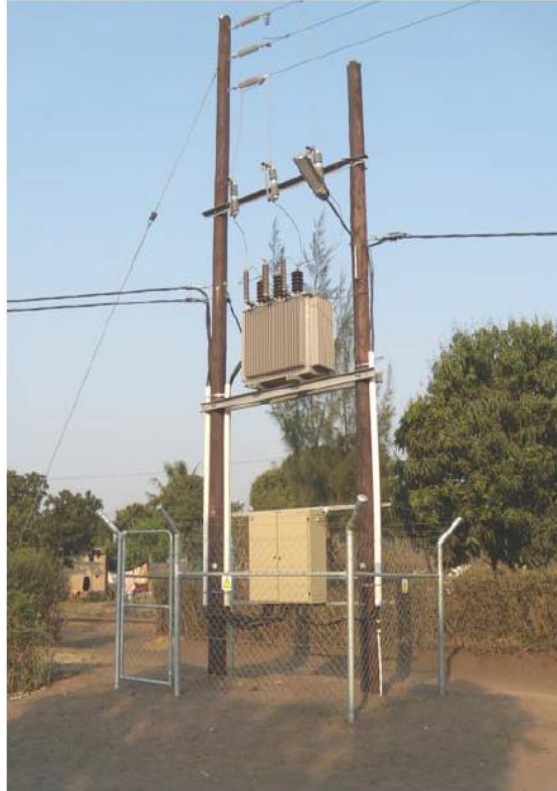


Figura 53– Imagem do posto de transformação (Fonte: EDM)

3.3.4 Rede de distribuição de BT

Os PT transformam a MT de BT para ser distribuída pelos consumidores de BT através de cabos aéreos ou subterrâneos. Nas zonas rurais são mais utilizados cabos aéreos em torçada em postes de madeira de altura adequada.

A figura 53 apresenta uma linha de distribuição de BT em postes de eucalipto creosotado (os mais utilizados em Moçambique).



Figura 54– Imagem da rede de distribuição de energia de BT (Fonte:EDM)

3.4 ESTUDO DA RENDIBILIDADE DOS PROJETOS

Pretende-se fazer o estudo da viabilidade económica dos dois projetos acima referenciados de modo a eleger o de maior rendibilidade. Com base nesses resultados, será estudada a rendibilidade desses projetos, como o Valor Atual Líquido (VAL), a Taxa interna de rendibilidade (TIR), o Período de recuperação do investimento (PRI) e o Retorno do investimento descontado (ROI). Estes conceitos serão aprofundados seguidamente.

Este estudo será feito com base no *modelo simplificado*, admitindo-se que:

- O investimento se concentra no instante inicial, $t=0$;
- A utilização anual da potencia instalada é constante ao longo do período de análise e igual a h_a ;
- Os encargos operacionais e de manutenção (O&M) são constantes ao longo do período de análise e iguais a C_{om} ;
- Os encargos com combustível são praticamente nulos para a CMH e não nulos e constantes para a CED, ao longo do período de análise e iguais a C_v ;
- Os encargos diversos serão incluídos nos encargos de O&M.

3.4.1 Investimentos dos projetos

Qualquer projeto necessita de algum investimento e os projetos em estudo não fogem à regra. Considerou-se um investimento 1 560 000,00 € para o projeto da construção da CMH [1] e de para CED de 253 865,00 € (cotação fornecida pela FG Wilson).

$$I_t = c_p \times P_N \quad (3.1)$$

Sendo:

- I_t – Estimativa de investimento, em €;
- c_p – Estimativa do investimento unitário, em €.(kW)⁻¹;
- P_N – Potência nominal da Central Elétrica, em kW.

Tabela 9- Cálculo do investimento da Central Elétrica.

Designação	c_p (€/kW)	P_N (kW)	I_t (€)
CMH	1 300,00	1 200,00	1 560 000,00
CED	211,55	1 200,00	253 865,00

3.4.2 Custo médio anual de energia elétrica

O custo médio anual da produção de energia de uma central elétrica é variável e depende da tecnologia usada na central (eólica, fotovoltaica, mini-hídrica, biomassa, geotérmica, etc.). Em geral, os custos (encargos) estão repartidos por custos fixos, de combustível (variáveis), de operação e manutenção (O&M). Calcula-se através da equação seguinte:

$$C_a = C_f + C_v + C_{om} \quad (3.2)$$

Sendo:

- C_f – Custos fixos;
- C_v – Custos variáveis (de combustível);
- C_{om} – Custos de operação e manutenção.

Em seguida se vão estudar estes custos para se perceber o peso que cada um tem no custo médio anual da produção da energia de cada central elétrica.

▪ Custos fixos

Custos fixos (custos do capital fixo) são aqueles que não sofrem alteração de valor em caso de aumento ou diminuição da produção. Independem, portanto, do nível de atividade, conhecidos também como custo de estrutura, como salários, aluguer do terreno, custos de investimento, etc. Estes custos serão considerados como sendo proporcionais ao investimento e calculados de acordo com a equação (3.3).

$$C_f = d_f \times I_t \quad (3.3)$$

$$d_f = 8,85\% \quad (\text{fator de proporcionalidade}) \quad (3.4)$$

Os custos fixos estão apresentados na tabela 11, calculados de acordo com a equação (3.3).

Tabela 10- Cálculo do custo fixo da central elétrica.

Designação	I _i (€)	d _f (%)	C _f (€)
CMH	1 560 000,00	8,58	133 864,41
CED	253 865,00	8,58	21 784,29

▪ Custos variáveis

Classificam-se como custos variáveis aqueles que variam proporcionalmente de acordo com o nível de produção ou atividades. No caso em estudo, os custos variáveis são de combustível porque alteram com a quantidade de energia produzida. Variam com o tipo de combustível, com o seu preço e com a tecnologia utilizada (Sevilgen et al, 2005).

$$C_v = C_{\text{comb}} \times h_a \times C_{\text{custo}} \quad (3.5)$$

Sendo:

- C_v – Custos de combustível da CED, em €;
- C_{comb} – Consumo de combustível da CED, em l.(hora)⁻¹;
- h_a – Utilização anual da potencia instalada, em horas;
- C_{custo} – Custo do combustível, em €.litro)⁻¹.

Os dados do consumo de combustível da CED foram obtidos com base no catálogo do grupo eletrogéneo da *FG Wilson*, modelo P1500P3. Tratando-se de um estudo comparativo (entre a CMH e CED) a utilização anual da potência instalada será igual a da CMH (por convenção).

Foi referido anteriormente que, para a CMH, os custos variáveis eram praticamente nulos e neste, os custos variáveis só abrangem a CED, calculados de acordo com a equação (3.5).

Tabela 11- Cálculo do custo fixo da Central Elétrica.

Designação	C _{comb} (litro.(hora) ⁻¹)	h _a (h)	C _{custo} (€.litro) ⁻¹	C _v (€)
CMH	-	-	-	-
CED	296,60	6 351,00	0,860	1 619 987,68

O mapa abaixo (Figura 55) apresenta os preços unitários do gasóleo em África, sendo de 0,86 €. (litro)⁻¹, em Moçambique.

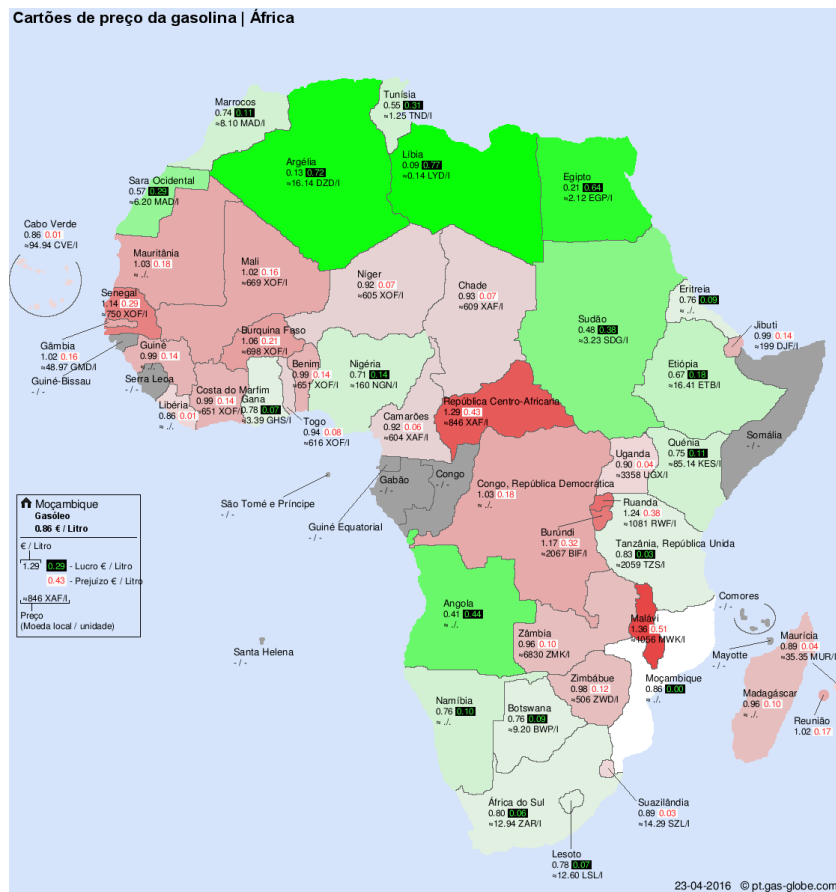


Figura 55– Imagem do mapa dos custos de gasóleo em África (Fonte: pt.gas-globe.com)

▪ Custos de operação e manutenção

Os custos de operação e manutenção variam muito de país para país e, nalguns casos, de região para região. Normalmente são projectados para se manterem estáveis durante o período de vida dos parques e centrais, mas também podem verificar-se aumentos ou diminuições ao longo do tempo.

Normalmente nestes custos incluem-se valores de operação, manutenção (materiais, mão-de-obra, serviços), pessoal de apoio (à equipa de engenharia), despesas gerais dos serviços centrais (fora do local), seguros (específicos do projeto), etc..

Estes custos serão considerados como sendo proporcionais ao investimento e calculados de acordo com a equação (3.6). No caso de estudo fica a 2% do investimento [1].

$$C_{om} = d_{om} \times I_i \tag{3.6}$$

A tabela 12 apresenta estimativas do custo operacional e de manutenção da central elétrica.

Tabela 12- Cálculo do custo operacional e de manutenção da central elétrica.

Designação	d _{om} (%)	I _t (€)	C _{om} (€)
CMH	2	1 560 000,00	31 200,00
CED	2	253 865,00	5 077,30

Conhecidas as estimativas de custos anuais das centrais (custo fixo, variável e de O&M), pode-se calcular a estimativa do **custo médio anual da energia produzida pela central elétrica**, de acordo com a equação (3.2).

A tabela 14 apresenta estimativas do custo médio anual da energia produzida pela central elétrica.

Tabela 13- Cálculo do custo médio anual de produção da energia elétrica.

Designação	C _f (€)	C _v (€)	C _{om} (€)	C _a (€)
CMH	133 864,41	0	31 200,00	165 064,41
CED	21 784,29	1 619 987,68	5 077,30	1 646 849,26

3.4.3 Receita anual de exploração

Receita é a entrada monetária que ocorre em uma entidade (contabilidade) ou patrimônio (economia), em geral sob a forma de dinheiro ou de créditos representativos de direitos.

No caso em estudo, serão as receitas anuais de fornecimento de energia cobradas aos consumidores.

3.4.3.1 Receita bruta anual de exploração

Esta é a receita obtida anualmente sem considerar o custo anual da produção da energia. Será considerada constante ao longo do período de análise e igual a R_B (*modelo simplificado*).

$$R_B = C_{\text{tarifa}} \times h_a \times P_N \quad (3.7)$$

Sendo:

- R_B-Receita bruta anual associada a central elétrica;
- C_{tarifa}-Tarifa de venda de energia, em €/kWh;

- h_a - Utilização anual da potência instalada, em horas;
- P_N - Potência da central elétrica, em kW;

Tabela 14- Cálculo da receita bruta anual da central elétrica.

Designação	C_{tarifa} (€.(kWh) ⁻¹)	h_a (h)	P_N (kW)	R_B (€)
CMH	0,07	6 351	1 200,00	533 484,00
CED	0,07	6 351	1 200,00	533 484,00

3.4.3.2 Receita líquida anual de exploração

Esta é a receita obtida anualmente subtraindo o custo anual da produção da energia. Será considerada constante ao longo do período de análise e igual a R_L (*modelo simplificado*).

$$R_L = R_B - C_a \quad (3.8)$$

Sendo:

- R_L -Receita líquida anual associada a central elétrica;
- R_B - Receita bruta anual associada a central elétrica;
- C_a - Estimativa do custo médio anual da energia produzida.

Tratando-se de um estudo comparativo (entre a CMH e CED) a tarifa de venda de energia será a praticada pela EDM (0.07€.(kWh)⁻¹), e será considerada constante ao longo do período de análise e igual a C_{tarifa} .

A tabela 15 apresenta estimativas da receita líquida anual das centrais elétricas em estudo.

Tabela 15- Cálculo da receita líquida anual da central elétrica.

Designação	R_B (kW)	C_a (€)	R_L (€)
CMH	533 484,00	165 064,41	368 419,59
CED	533 484,00	1 646 849,26	-1 113 365,26

3.4.4 Viabilidade económica dos projetos

Os métodos de avaliação de projetos consistem, basicamente, em indicadores de rentabilidade que têm a função e o objetivo de servir de suporte à decisão de efetuar, ou não, o investimento. Apesar de existirem métodos alternativos, estes métodos se baseiam numa análise dos fluxos líquidos de tesouraria (ou *cash flows*) [22].

O VAL tem como objetivo avaliar a viabilidade de um projeto de investimento através do cálculo do valor atual de todos os seus cash-flows (sendo por isso um indicador muito utilizado em estudos análise de viabilidade). Por valor atual entende-se o valor hoje de um determinado montante a obter no futuro. Como qualquer investimento apenas gera cash-flow no futuro, é necessário atualizar o valor de cada um desses cash-flows e compará-los com o valor do investimento. No caso de o valor do investimento ser inferior ao valor atual dos cash-flows, o VAL é positivo, o que significa que o projeto apresenta uma rentabilidade positiva.

Tem de se utilizar uma taxa de custo do capital investido para calcular o valor de todos os fluxos de caixa no momento presente (*modelo simplificado*) [1].

$$VAL = R_L \times k_a - I_t \quad (3.9)$$

$$k_a = \frac{(1+a)^n - 1}{a(1+a)^n} \quad (3.10)$$

- I_t – Estimativas do investimento da central elétrica;
- R_L – Receita anual líquida;
- a – Taxa de custo do capital investido (7%);
- n – Período de exploração estimado da central elétrica (25 anos);
- k_a – Fator de conversão.

A tabela 16 apresenta estimativas do VAL de cada central elétrica.

Tabela 16- Cálculo do VAL de cada central elétrica

Designação	R_L (€)	k_a (€)	I_t (€)	VAL (€)
CMH	368 419,59	11,65	1 560 000,00	2 733 408,37
CED	-1 113 365,26	11,65	253 865,004	-13 228 559,71

A TIR é um indicador usado para medir a rentabilidade de projetos de investimento. Quanto mais elevada for a TIR, maior a rentabilidade do projeto. Dizemos que se a TIR for superior à taxa de custo de capital, o projeto é viável.

O valor da TIR é determinado a partir da fórmula de cálculo do VAL. Se igualarmos o VAL a zero e resolvermos a equação em função da *taxa de custo do capital investido*, encontramos o valor da TIR.

A expressão (3.11) determina a taxa de rendibilidade mínima para tornar um projeto viável (*modelo simplificado*) [1].

$$R_L \times \frac{(1+TIR)^{25}-1}{TIR(1+TIR)^{25}} - I_t = 0 \quad (3.11)$$

A tabela 17 apresenta estimativas da TIR de cada central elétrica.

Tabela 17- Cálculo da TIR de cada central elétrica

Designação	R _L (€)	I _t (€)	n	TIR (%)
CMH	368 419,59	1 560 000,00	25	23,42
CED	-1 113 365,26	253 865,00	25	- 4,09

O cálculo da TIR foi feito pela calculadora *Texas Instruments voyage 200* e, por ser muito demorado, só será feito para projetos com receitas líquidas anuais positivas (para as receitas líquidas negativas, a TIR será obviamente negativa).

O PRI é o período de tempo necessário para recuperar o investimento (*Payback Period*), avaliando-se os fluxos de caixa descontados, ou seja, considerando-se o valor do dinheiro no tempo e calcula-se pela seguinte expressão (*modelo simplificado*) (3.12).

$$PRI = \frac{n \times I_t}{R_L \times k_a} \quad (3.12)$$

- *PRI*- Período de recuperação do investimento, em anos.

Tabela 18- Cálculo do PRI de cada central elétrica

Designação	R _L (€)	I _t (€)	n (anos)	k _a	PRI (anos)
CMH	368 419,59	1 560 000,00	25	11,65	7,53
CED	-1 113 365,26	253 865,00	25	11,65	-0,53

O ROI é uma medida da rendibilidade efetiva do projeto por unidade do capital investido (*Return on Investment*). É um método que deriva diretamente do método do VAL [1] e calcula-se através da equação (*modelo simplificado*) (3.13).

$$ROI = \frac{R_L \times k_a}{I_t} \quad (3.13)$$

A tabela 19 apresenta estimativas do ROI de cada central elétrica.

Tabela 19- Cálculo do ROI de cada central elétrica

Designação	R _L (€)	I _t (€)	k _a	ROI
CMH	368 419,59	1 560 000,00	11,65	2,75
CED	-1 113 365,26	253 865,00	11,65	-44,78

Para uma melhor análise do estudo, apresenta-se, na tabela 20, o resumo dos índices de rendibilidade dos projetos.

Tabela 20- Índices de rendibilidade dos projetos das centrais elétricas

Designação	C _{tarifa} (€.kWh ⁻¹)	R _L (€)	VAL(€)	TIR (%)	PRI (anos)	ROI
CMH	0,070	368 419,59	2 733 408,37	23,42	9,08	2,75
CED	0,070	-1 113 365,26	-13 228 559,71	-	-0,49	-51,11

Os resultados indicam que a tarifa aplicada pelas autoridades degradara os índices de rendibilidade do projeto da CED.

3.4.5 Análise de sensibilidade

Todos projetos de investimento estão sujeitos a riscos quando houver variações de alguns parâmetros desses projetos.

Aqui vai-se analisar a rendibilidade dos projetos estudados, variando a tarifa de venda da energia (C_{tarifa}(€.kWh⁻¹) e o custo do combustível (C_{comb}(€.litro⁻¹), por serem parâmetros que dependem do mercado global.

3.4.5.1 Variação da tarifa da venda de energia

Será feita a variação da tarifa de venda de energia, mantendo inalterados todos outros parâmetros, em particular, o custo do combustível de 0,86 €.litro⁻¹, para verificar os valores das métricas (R_L, VAL, TIR, PRI e ROI) em caso desse risco suceder.

- Preço de venda de energia correspondente à redução de 50% da tarifa tabelada (oficial de 0,07 €.(kWh)⁻¹).

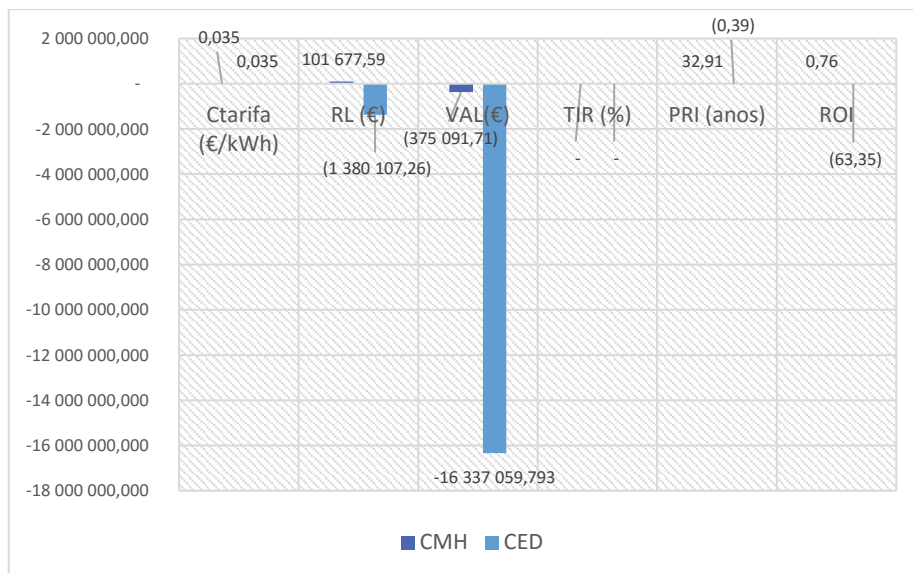


Figura 56– Valores métricos à tarifa de 0,035 €.(kWh)⁻¹.

- Preço da venda de energia correspondente à redução de 25% da tarifa tabelada.

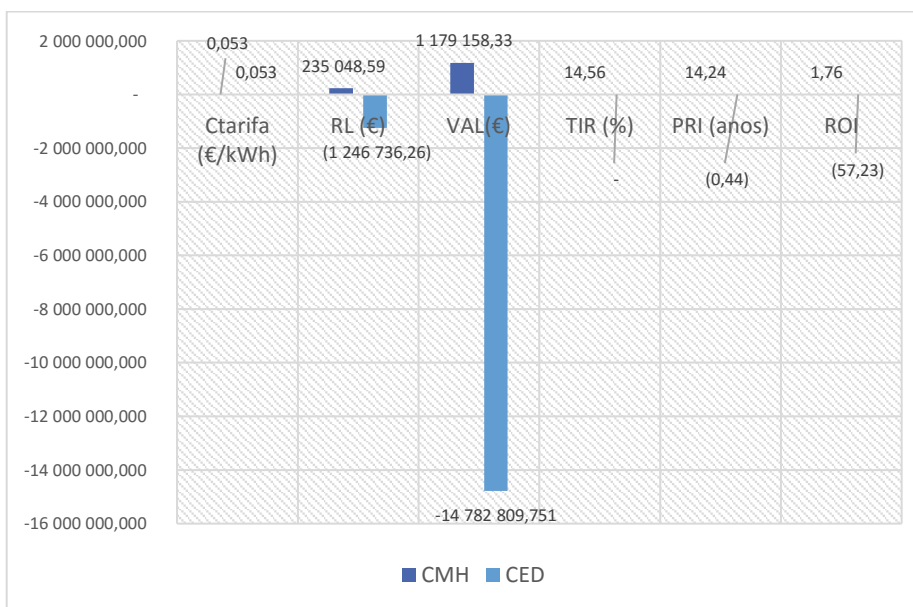


Figura 57– Valores métricos à tarifa de 0,053 €.(kWh)⁻¹.

- Preço da venda de energia correspondente à redução de 10% da tarifa tabelada.

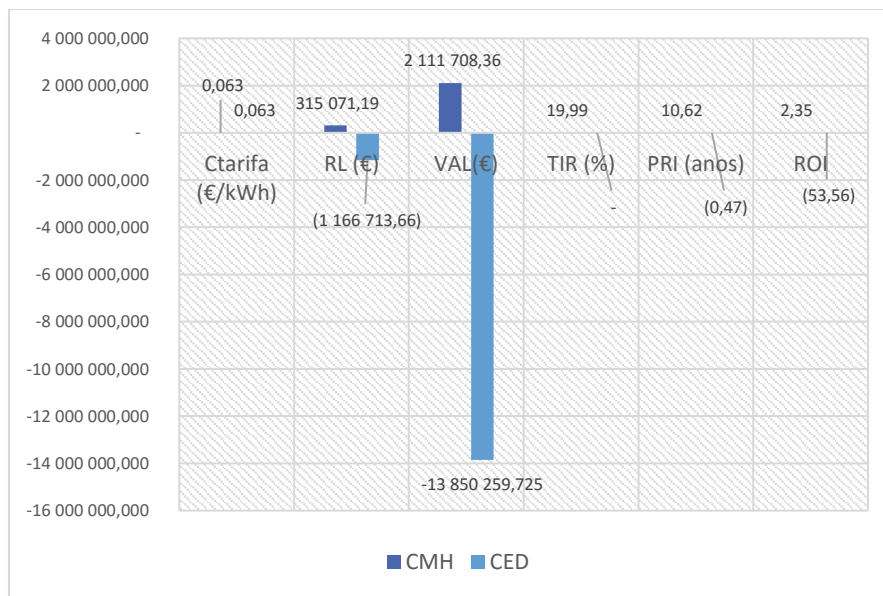


Figura 58– Valores métricos à tarifa de 0,105 €.(kWh)⁻¹

- Tarifa de 0,105 €/kWh correspondente ao aumento de 50% da tarifa praticada pela EDM.

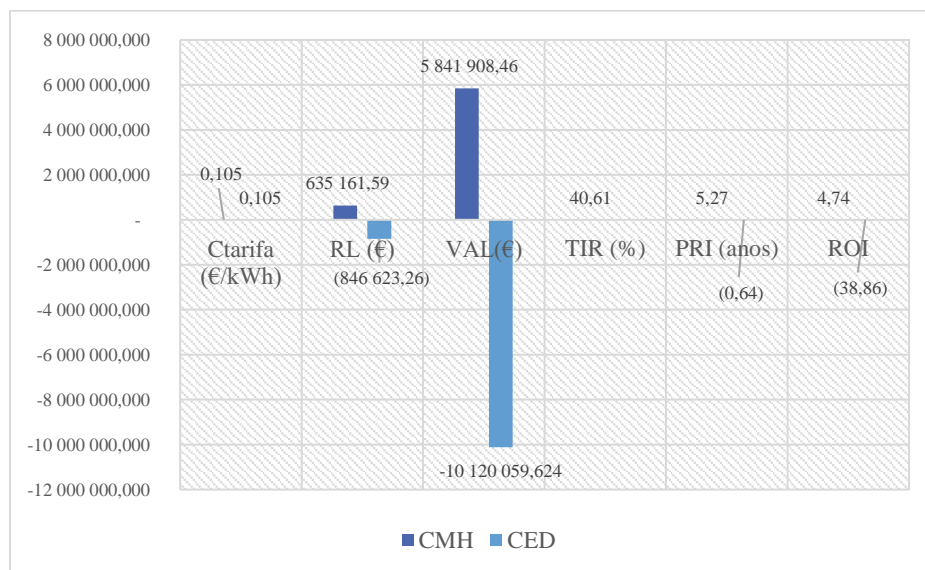


Figura 59– Valores métricos à tarifa de 0,105 €.(kWh)⁻¹

- Tarifa de 0,140 €/kWh correspondente ao aumento de 100% da tarifa praticada pela EDM.

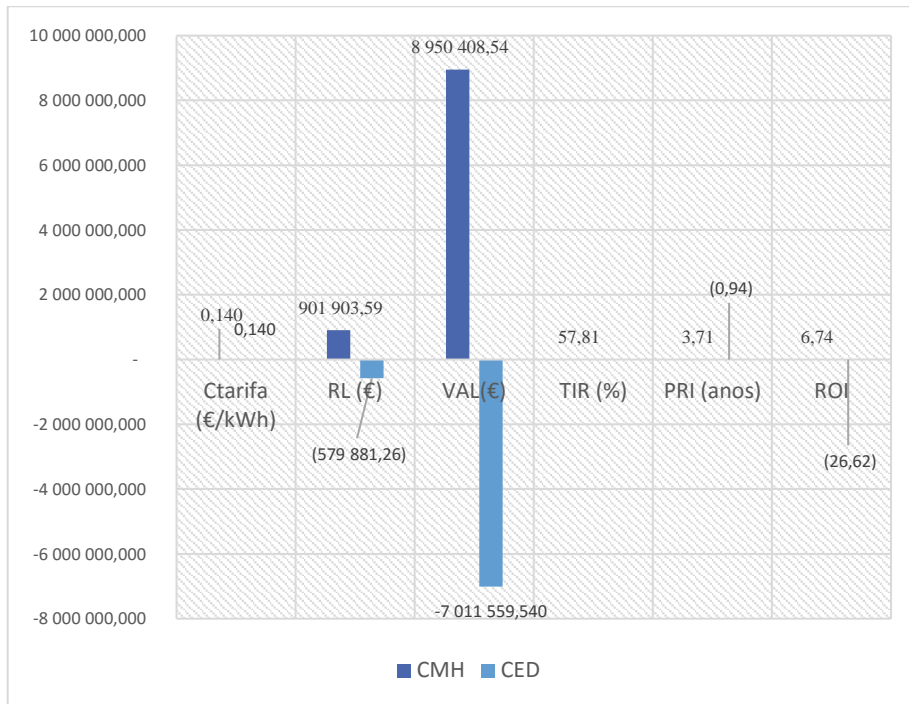


Figura 60– Valores métricos à tarifa de 0,140 €.(kWh)⁻¹

- Tarifa de 0,175 €/kWh correspondente ao aumento de 150% da tarifa praticada pela EDM.

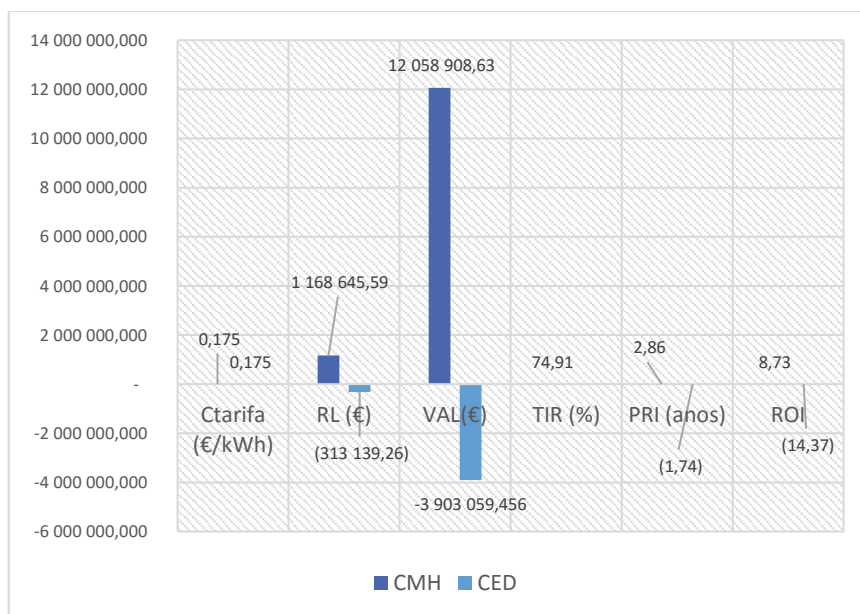


Figura 61– Valores métricos à tarifa de 0,175 €.(kWh)⁻¹.

- Tarifa de 0,193 €/kWh correspondente ao aumento de 175% da tarifa praticada pela EDM.

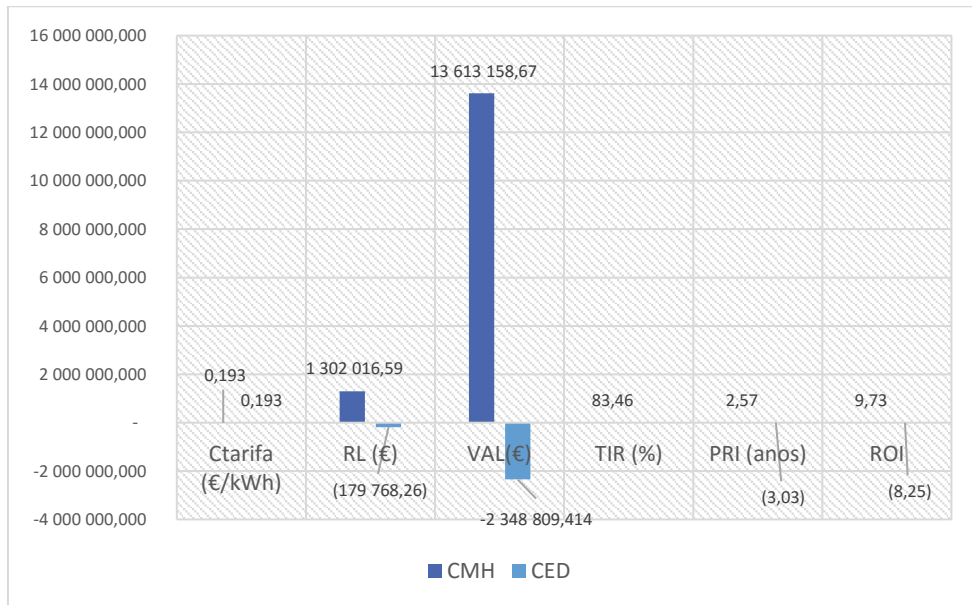


Figura 62– Valores métricos à tarifa de 0,193 €.(kWh)⁻¹

- Tarifa de 0,2205 €/kWh correspondente ao aumento de 215% da tarifa praticada pela EDM.

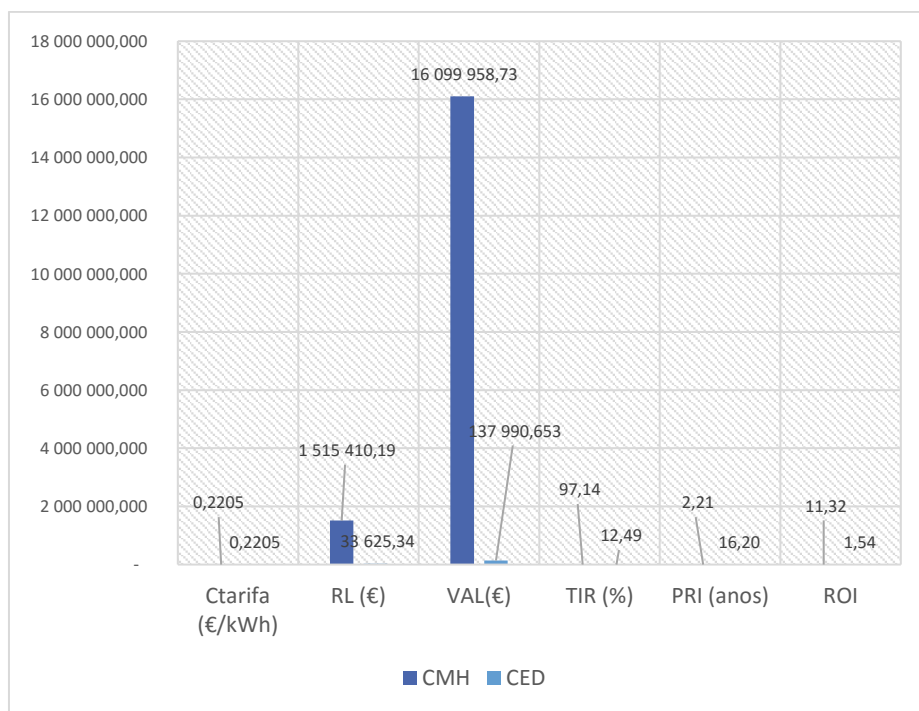


Figura 63– Valores métricos à tarifa de 0,2205 €.(kWh)⁻¹

Da figura 56 a 63 verifica-se uma melhoria dos índices de rentabilidade dos projetos com o aumento das tarifas de venda de energia aos consumidores e a sua degradação com a diminuição das mesmas.

3.4.5.2 Variação do custo do combustível

Será feita a variação do custo do combustível para verificação dos valores das métricas acima referidas, em caso desse risco suceder.

- Custo do combustível correspondente à redução de 72% do custo tabelado (oficial de 0,86 €.(litro)⁻¹).

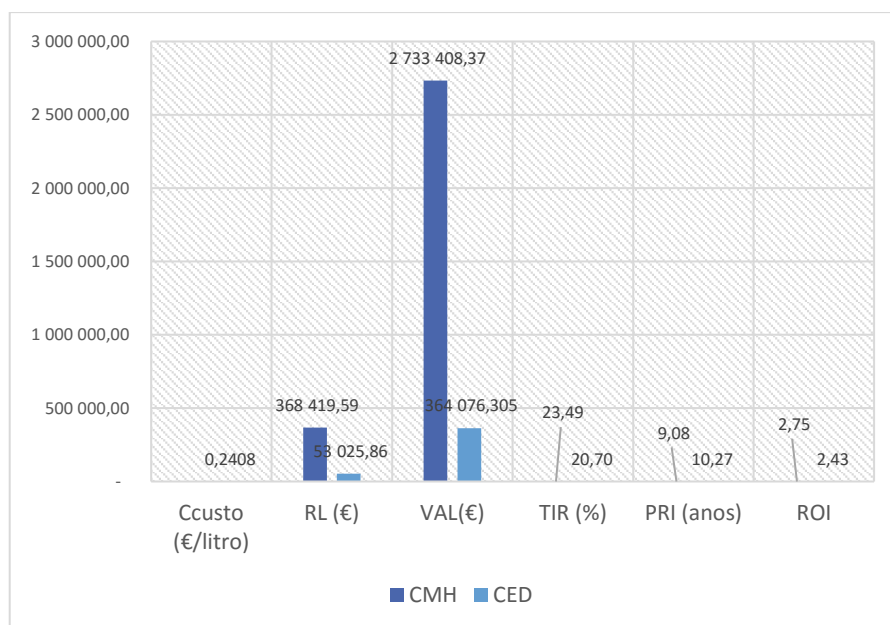


Figura 64– Valores métricos ao custo de combustível de 0,2408 €.(litro)⁻¹.

- Custo do combustível correspondente à redução de 50% do tabelado.

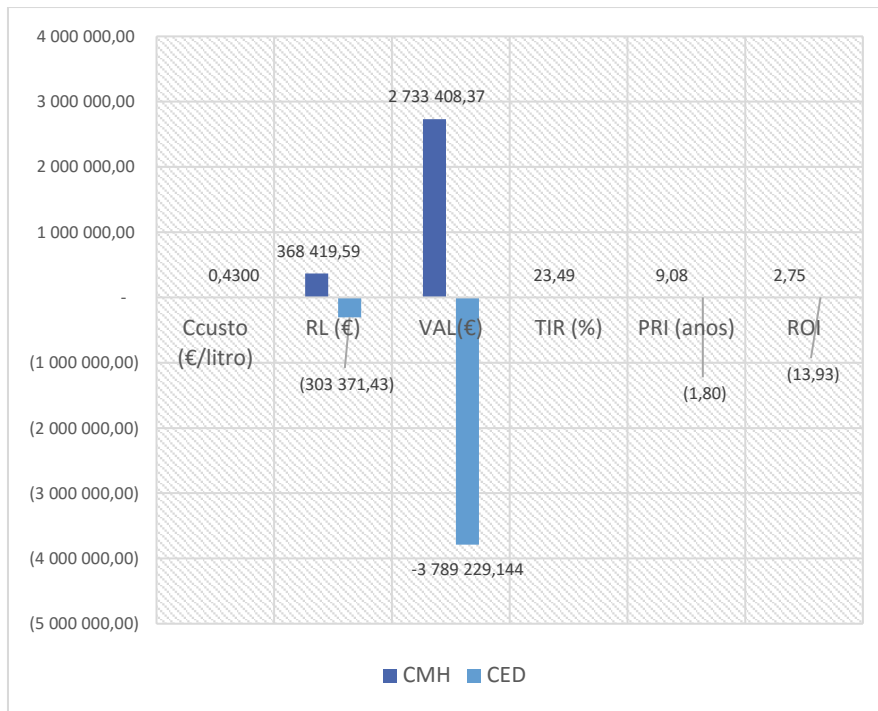


Figura 65– Valores métricos ao custo do combustível de 0,430 €.(litro)⁻¹.

- Custo do combustível correspondente à redução de 10% do tabelado.

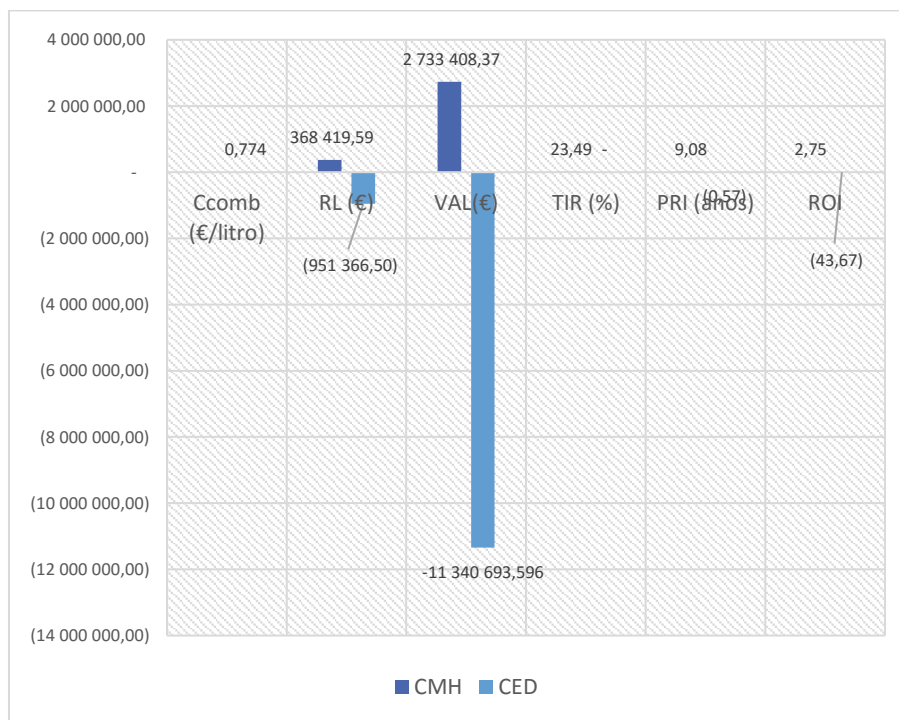


Figura 66– Valores métricos ao custo de combustível de 0,774 €.(litro)⁻¹.

- Custo do combustível correspondente a um aumento de 10% do tabelado.

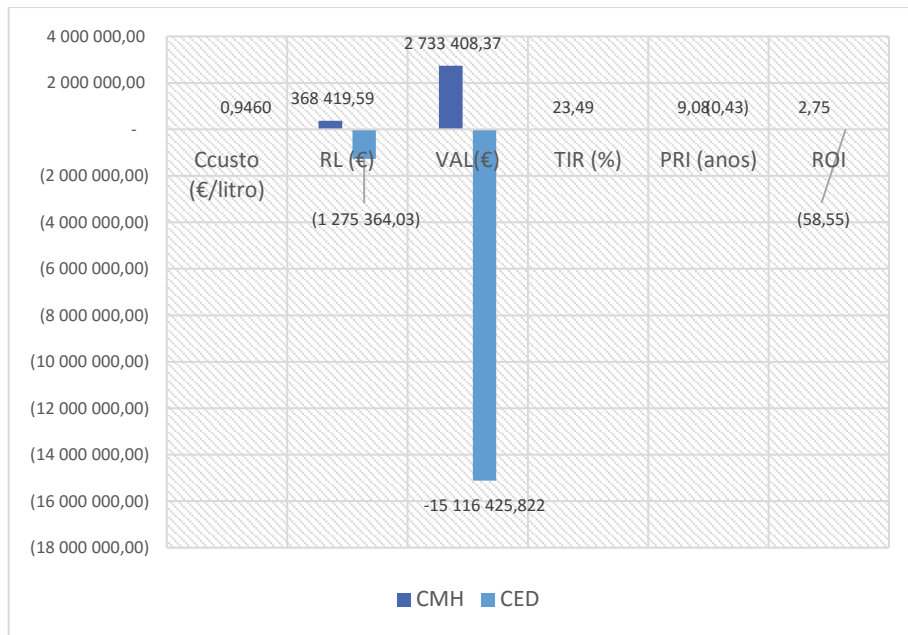


Figura 67– Valores métricos ao custo do combustível de 0,946 €.(litro)⁻¹.

- Custo do combustível correspondente a um aumento de 50% do tabelado.

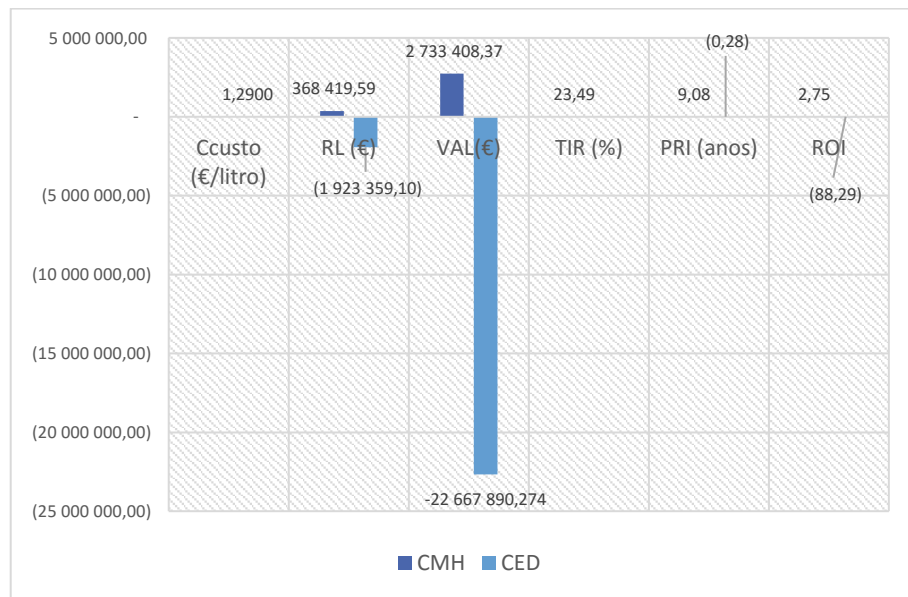


Figura 68– Valores métricos ao custo do combustível de 1,290 €.(litro)⁻¹.

Da figura 64 a 68 verifica-se uma melhoria dos índices de rendibilidade do projeto da CED com a diminuição dos custos de combustível e a sua degradação com o aumento dos mesmos.

4. CONCLUSÕES

Houve dificuldades na obtenção de dados através das instituições oficiais da República de Moçambique, provavelmente, por falta de vontade das pessoas que tinham o dever de nos fornecer, embora exista a *Lei do Direito à Informação, n.º 34/2014*. Esta falta de colaboração fez com que alguns dos dados do trabalho fossem com base na experiência pessoal, como a curva de duração de caudais e a altura de queda bruta.

O aproveitamento da energia hídrica permite a produção de energia elétrica, através da energia cinética e potencial que a água possui e que caracteriza cada aproveitamento.

As características de cada aproveitamento permitem a sua classificação quanto à potência e à altura de queda, que importa conhecer para permitir o correto dimensionamento de todos os equipamentos necessários para a construção de um CMH.

Uma CMH é composta por um conjunto de elementos essenciais a qualquer CMH, podendo ser composta por mais ou menos elementos, mediante o tipo de CMH.

O dimensionamento de CMH é realizado considerando que a CMH é a fio-de-água, não considerando a possibilidade da construção de um açude. Este dimensionamento é realizado utilizando as curvas de caudais classificados para determinar a quantidade de energia produzida.

Para o dimensionamento foram feitas muitas simplificações e aproximações, como no caso da eficiência do *grupo turbina-alternador*, das perdas de carga e do caudal ecológico, o que permite realizar o dimensionamento, mas afetado de algumas incertezas e obrigatoriamente alguns erros.

No tocante à CED, esta usa motores a diesel que são movidos pela combustão de gas natural ou derivados do petróleo para a produção de energia elétrica.

Em função dos consumidores de energia elétrica a que se destinam, os grupos geradores são construídos com características especiais que os tornam apropriados para diversas aplicações.

Os fornecedores de *grupos motor-alternador* tendem a padronizar os seus produtos, evitando os fornecimentos especiais sob encomenda, o que na prática é inviável, pois há situações em que alguns requisitos do ambiente e dos consumidores não podem deixar de ser atendidos. Outros fatores, como nível de ruído, capacidade de operar em paralelo com outro grupo ou com a rede local, tempo de partida, capacidade de partida e parada automática, telemetria e controle remoto, durabilidade estendida do óleo lubrificante, em muitos casos, são exigências inerentes aos consumidores a serem atendidas pelo equipamento. Em todas as situações, uma avaliação criteriosa deve ser feita como parte do projeto da instalação de um *grupo motor-alternador*.

Para tornar os dois projetos comparáveis, teve que se adotar, para as duas centrais elétricas em estudo, a mesma potência e a mesma utilização anual da potência instalada.

Alguns dos parâmetros estudados neste trabalho foram considerados invariáveis ao longo do período de exploração das centrais elétricas (a receita bruta e líquida anual, custo médio anual da energia produzida, tarifa de venda de energia, utilização anual da potência instalada, custo de combustível, etc.), distorcendo sobremaneira os resultados de rentabilidade económica obtidos, objeto deste estudo.

Por alguns parâmetros terem sido considerados invariáveis ao longo do período de exploração das centrais elétricas, as formulas de cálculo são pelo método simplificado, como a do VAL, da TIR, do PRI e do ROI, contribuindo também na distorção dos resultados.

Fez-se a análise comparativa dos projetos estudando a rentabilidade económica de cada projeto através dos índices mais utilizados neste tipo de estudos, nomeadamente, o VAL, a TIR, o PRI e o ROI.

O investimento do projeto da CMH é superior ao do projeto da CED, o custo médio anual de produção de energia da CED é muito superior ao da CMH pelos elevados custos de combustível (custos variáveis), tornando negativa a receita líquida anual de exploração daquela central.

Os preços de venda de energia e de aquisição do combustível a tarifas controladas (mercado não liberalizado) podem viabilizar ou inviabilizar economicamente os projetos.

O projeto da CED só se tornará economicamente viável quando a energia elétrica for vendida acima de 315% da tarifa de venda oficial ou quando o combustível for vendido abaixo de 28% do preço oficial.

O projeto da CMH será economicamente viável ($R_L > 0$; $VAL > 0$; $TIR > 7\%$; $PRI < 25$; $ROI > 1$) quando a energia elétrica não for vendida abaixo de 50% da tarifa oficial.

Conclusão final

Face às observações feitas sobre a rentabilidade dos projetos estudados, o consultor deverá aconselhar às autoridades moçambicanas a investir no **Projeto da Construção da Central Mini-Hídrica**.

Trabalhos futuros

Espera-se que esta dissertação sirva de referência quando se pretender selecionar projetos de centrais elétricas sustentáveis. Para tal, terá que se fazer estudos de viabilidade económica desses projetos de modo a evitar projetos do tipo “cavalo branco” que têm acontecido na sociedade moçambicana.

Os técnicos envolvidos em projetos desta natureza terão de ser competentes, sérios, cumpridores de normas e de regulamentos.

Para evitar a execução de projetos insustentáveis em prejuízo da maioria do povo moçambicano, os técnicos envolvidos deverão ser capazes de dizer “não” aos seus superiores hierárquicos quando as suas ordens violem as normas e regras legalmente estabelecidas.

Referências Documentais

- [1] Castro, R.M.G., *Energias Renováveis e Produção Descentralizada Introdução à Energia Mini-Hídrica*. Instituto Superior Técnico Fevereiro de 2007.
- [2] Declaração do Conselho Mundial de Energia 2008 “Criando um novo impulse”.
- [3] Oliveira, I., *Poupar energia e proteger o ambiente, Deco Proteste, Outubro de 2007*.
- [4] Agência Portuguesa do Ambiente. On-line <http://www.apambiente.pt>.
- [5] “Towards a European strategy for the security of energy supply” Bruxelas: Comissão das Comunidades Europeias, 2001.
- [6] Revista "Ingenium" Maio/Junho08.
- [7] Apren - Associação Portuguesa de Energias Renováveis. Online - www.apren.pt.
- [8] EDP – Energias de Portugal. Online - www.edp.pt.
- [9] Castro, R.M.G., “Energias Renováveis e Produção Descentralizada Breve Caracterização do Sistema Eléctrico Nacional”. Instituto Superior Técnico Fevereiro de 2009.
- [10] Castro, R.M.G, “Condições Técnicas da Ligação da Produção Descentralizada Renovável.”, Instituto Superior Técnico, 4 de Fevereiro de 2004.
- [11] Matias, J. V. C. e Leote, L. P. N., *Produção Transporte e Distribuição de Energia Eléctrica*, Didáctica Editora, Outubro de 1986.
- [12] Guedes, Manuel Vaz., *O Alternador Síncrono Trifásico nos Pequenos Aproveitamentos Hidroeléctricos*. Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto:s.n., 1994.
- [13] Lopes, R. E. e Martinez, C. B. “O Uso de Bombas funcionando como turbinas para Sistemas de Recalque de Água” - VI SEREA - Seminário Iberoamericano sobre Sistemas de Abastecimento Urbano de Água João Pessoa (Brasil), 5 a 7 de Junho de 2006.
- [14] Viana, A. N. C., e Nogueira, F. J. H. “Bombas de fluxo Operando como Turbinas” – Procedimento de Selecção - Curso de Engenharia Hídrica – Universidade Federal de Itajubá – UNIFEI Avenida BPS, 1303 – Pinheirinho – CEP: 37500-903 – Itajubá –

MG.

- [15] Rocha, J. P. “Metodologia de Projeto de Sistemas de Produção de Electricidade Descentralizada baseados em Energia Hídrica” – FEUP.
- [16] Almeida, D. D. Sistema de Aproveitamento Hidroelétrico: Válvulas Hidráulicas, Gerador Síncrono e Regulador de Velocidade, UBI, junho 2009.
- [17] Ramos, H, Covas D. e Araújo L., Válvulas redutoras de pressão e produção de energia.
- [18] Projeto de Execução Empreitada de Abastecimento de Água 5, Subsistema Sabugal Meimoa - Belmonte da Conduta Adutora, Volume I, tomo 2, Águas do Zêzere e Côa, SA.
- [19] Ramos, H. e Covas, D. “O Benefício Económico e Ambiental da Produção de Energia Renovável em Sistemas Adutores”. Ramos, H. e Covas, D. “O Benefício Económico e Ambiental da Produção de Energia Renovável em Sistemas Adutores”.
- [20] <http://www.ksb.com/ksb/web/,id=502056>
- [21] Eurostat <http://epp.eurostat.ec.europa.eu>.
- [22] Ferreira, Manuel Portugal; Santos, João Carvalho; Serra, Fernando Ribeiro Ser Empreendedor.
- [23] Programa Nacional de Barragens com Elevado Potencial Hidroelétrico. (PNBEPH) Novembro de 2007.
- [24] <http://www.enforce.pt>.
- [25] Ramos, H. e Borga, A. Pumps Yielding Power.
- [26] Figuras em <http://www.gforum.tv/board/876/184081/tipos-de-turbinas-hidraulicas.html>
- [27] Plano Estratégico do Sector de Energia (2009 -2013) do Ministério da Energia da Republica de Moçambique.
- [28] Aproveitamento Hidroagrícola da Cova da Beira.
- [29] <http://www.atlasrenovaveis.co.mz/pt-pt/conteudo/energias-renovaveis-e-electrificacao-rural#sthash.c2LNi69w.dpuf>.
- [30] <http://www.wikiwand.com/de/Kaplan-Turbine>.
- [31] <https://www.andritz.com/no-index/pf-detail?productid=34095>.

- [32] Paiva, José, Redes de Energia Elétrica.
- [33] http://www.acsmprimiero.com/?page_id=374.
- [34] www.alentejolitoral.pt.
- [35] portfolio.entplex.org.
- [36] Renewable Energy 21XX.
- [37] Leroy-Somer.
- [38] www.edic.cl
- [39] www.exatecno.net
- [40] José Claudio Pereira, Manual de grupos geradores.
- [41] dc436.4shared.com/doc/Y4GpfJJ/preview.html
- [42] Félix, Paulo; Optimização do Dimensionamento de Projetos de Mini-Hídricas;
- [43] Nogueira, Teresa; Estudo da Energia Mini-Hídrica;
- [44] http://www.fmatrm.if.usp.br/~mlima/teaching/4320292_2012/Cap8.pdf

Anexo B. Tarifas aplicadas pela EDM.

Tarifários de Energia Eléctrica



Categorias tarifárias: Social, Doméstica, Agrícola e Geral (Baixa Tensão)

Consumos Registados (kWh)	Preço de venda				Taxa fixa (Mt)
	Tarifa Social (MT/kWh)	Tarifa Doméstica (MT/kWh)	Tarifa Agrícola (Mt/kW)	Tarifa Geral (Mt/kW)	
De 0 a 100	1.07				
De 0 a 300		2.95	2.68	4.16	108.82
De 301 a 500		4.17	3.81	5.94	108.82
Superior a 500		4.38	4.17	6.50	108.82
Pré-pagamento	1.07	3.75	3.71	5.96	

Nota: Para os clientes que se enquadrarem nos parâmetros definidos para a tarifa social (potência de 1.1 KVA e consumo não superior a 100kWh/mês), cujas instalações usam o contador do tipo Pré-pagamento (CREDELEC), será fixado um limite de corrente de 5 Ampères.

Grandes Consumidores de Baixa Tensão, Média Tensão, Média Tensão Agrícola, e Alta Tensão

Categoria de Consumidores	Preço de venda		Taxa fixa (Mt)
	(Mt/kWh)	(Mt/kW)	
Grandes consumidores BT (GCBT)	2.16	166.06	318.62
Média Tensão (MT)	1.92	200.19	1.495.56
Média Tensão Agrícola (MTA)	1.43	164.44	1.495.56
Alta Tensão (AT)	1.66	212.61	1.495.56

Nota: Para a Categoria Tarifária de "Média Tensão Agrícola", a Potência a Facturar deve ser igual à Potência Tomada.

Anexo C. Grupo eletrogéneo turbina-alternador de Nintulo.



Equipamento mecanoelétrico instalado numa CMH de Nintulo (província da Zambézia, Moçambique). O acoplamento da turbina ao alternador é feito por uma correia de material adequado [Fonte: *FUNAE*].

Anexo D. Grupo eletrogéneo turbina *Francis*-alternador.



Equipamento mecanoelétrico com o acoplamento turbina-alternador tipo *direct coupling*
[Fonte: *Andritz Hydro*].

Anexo E. Sistema de controlo e automação.

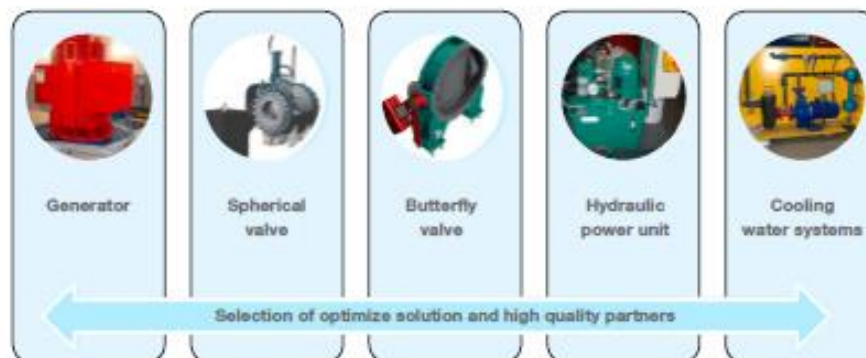


Electrical power system & automation



- Electrical power system & automation
- Selection of the highest quality products and components from the industry market for low failure rate solutions
- Lower investment costs, start-up simplification and short standstill times during system replacement are "solid" advantages for our customers. Integrated **modular automation concepts** make this possible
- Supply of a complete **turnkey electrical power system**: circuit breaker, protections, LV power cabinets, transformer, MV power cabinets. **From water to wire**
- Easy operation and maintenance of small HPP's are key factor for their profitability. The extended utilization of smart phones, internet and GPS are state-of-the-art

Generator, inlet valve, auxiliaries



05

Sistemas mais usados para o controlo dos alternadores, das valvulas e das turbinas nas CMH
[Fonte: *Andritz Hydro*].

Anexo F. Grupo eletrogéneo em *container*.



O *container* possibilita uma rápida instalação e não requer obras civis, permitindo mobilidade para eventuais remanejos ou repotenciamento.

É uma estrutura metálica que acondiciona o grupo gerador. Possui portas laterais para operação e manutenção, entrada e saída de motor e gerador apoiados sobre amortecedores de vibração, quadro de comando, silenciador, tanque de combustível e, baterias. Todo o conjunto é fixado sobre chassis metálico e fornecido com ou sem insonorização.

Anexo G. Características gerais do grupo eletrogéneo P1500P3.



www.FGWilson.com

P1500P3/P1650E3



Image for illustration purposes only.

Output Ratings		
Voltage, Frequency	Prime*	Standby*
400V, 50 Hz	1600.0 kVA / 1200.0 kW	1650.0 kVA / 1320.0 kW
	- / -	- / -

Ratings at 0.8 power factor.

Please refer to the output ratings technical data section for specific generator set outputs per voltage.

Prime Rating

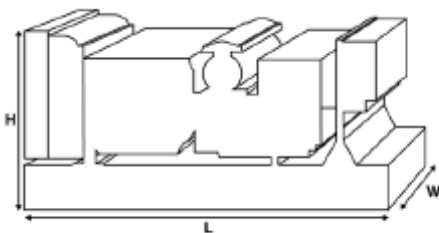
These ratings are applicable for supplying continuous electrical power (at variable load) in lieu of commercially purchased power. There is no limitation to the annual hours of operation and this model can supply 10% overload power for 1 hour in 12 hours.

Standby Rating

These ratings are applicable for supplying continuous electrical power (at variable load) in the event of a utility power failure. No overload is permitted on these ratings. The alternator on this model is peak continuous rated (as defined in ISO 8528-3).

Standard Reference Conditions

Note: Standard reference conditions 25°C (77°F) Air Inlet Temp, 100m (328 ft) A.S.L. 30% relative humidity. Fuel consumption data at full load with diesel fuel with specific gravity of 0.85 and conforming to BS2869: 1998, Class A2.



Ratings and Performance Data		
Engine Make & Model:	Perkins® 4012-46TAG2A	
Alternator manufactured for FG Wilson by:	Leroy Somer	
Alternator Model:	LL8224N	
Control Panel:	PowerWizard 1.1+	
Base Frame:	Heavy Duty Fabricated Steel	
Circuit Breaker Type:	3 Pole ACB - Option	
Frequency:	50 Hz	60 Hz
Engine Speed: RPM	1800	-
Fuel Tank Capacity: ltr (US gal)	-	
Fuel Consumption: ltr (US gal/hr)		
(100% Load)	- Prime	296.6 (78.4) -
	- Standby	326.3 (86.2) -

Available Options

FG Wilson offer a range of optional features to tailor our generating sets to meet your power needs. Options include:

- Upgrade to CE Certification
- A wide range of Sound Attenuated Enclosures
- A variety of generating set control and synchronizing panels
- Additional alarms and shutdowns
- A selection of exhaust silencer noise levels

For further information on all of the standard and optional features accompanying this product please contact your local Dealer or visit www.FGWilson.com

Dimensions and Weights				
Length (L)	Width (W)	Height (H)	Dry	Wet
mm (")	mm (")	mm (")	kg (lb)	kg (lb)
5095 (200.6)	1900 (74.8)	2485 (96.9)	10178 (22481)	10885 (22895)
Dry = With Lube Oil			Wet = With Lube Oil and Coolant	

Ratings in accordance with ISO 8528, ISO 3046, IEC 60034, BS5000 and NEMA MG1/22. Generating set pictured may include optional accessories.

Apresenta as características eletrotécnicas do grupo eletrogéneo P1500P3, proposto neste estudo.

Anexo H. Características técnicas do grupo eletrogéneo P1500P3.

Engine Technical Data	
No. of Cylinders / Alignment:	12 / Vee
Cycle:	4 Stroke
Bore / Stroke: mm (in)	160.0 (6.3)/190.0 (7.5)
Induction:	Turbocharged Air To Air Charge Cooled
Cooling Method:	Water
Governing Type:	Electronic
Governing Class:	ISO 8528 G2
Compression Ratio:	18.0:1
Displacement: l (cu. in)	46.8 (2797.5)
Moment of Inertia: I_g m^2 (lb-in ²)	19.30 (65951)
Engine Electrical System:	
- Voltage / Ground	24(Negative)
- Battery Charger Amps	40
Weight: I_g (kg)	
- Dry	4400 (9700)
- Wet	4604 (10150)

Performance	30 Hz	60 Hz
Engine Speed: rpm	1500	-
Gross Engine Power: kW (hp)		
- Prime	1831.0 (1785.0)	-
- Standby	1469.0 (1957.0)	-
BMEP: I_g (psi)		
- Prime	2828.0 (836.9)	-
- Standby	2546.0 (869.8)	-

Fuel System				
Fuel Filter Type:	Replaceable Element			
Recommended Fuel:	Class A2 Diesel			
Fuel Consumption: l/h (US gal/h)				
	110%	100%	75%	50%
	Prime	Load	Load	Load
30 Hz	826.3 (86.2)	296.6 (78.4)	225.7 (59.6)	159.8 (42.2)
60 Hz	-	-	-	-
	110%	100%	75%	50%
	Standby	Load	Load	Load
30 Hz	826.3 (86.2)	246.4 (65.1)	172.6 (45.6)	-
60 Hz	-	-	-	-

(Based on diesel fuel with a specific gravity of 0.84 and conforming to ISO 869, Class A2)

Air Systems	30 Hz	60 Hz
Air Filter Type:	Replaceable Element	
Combustion Air Flow: m^3/min (cfm)		
- Prime	120.0 (4288)	-
- Standby	128.0 (4520)	-
Max. Combustion Air Intake Restriction: I_g (in H ₂ O)		
	4.0 (16.1)	-

Cooling System	30 Hz	60 Hz
Cooling System Capacity: l (US gal)	207.0 (54.7)	-
Water Pump Type: Centrifugal		
Heat Rejected to Water & Lube Oil:		
LW (kW/min)	- Prime 428.0 (24840)	-
	- Standby 485.0 (27581)	-
Heat Radiation to Room: Heat radiated from engine and alternator		
LW (kW/min)	- Prime 147.9 (8411)	-
	- Standby 171.6 (9759)	-
Radiator Fan Load: LW (hp)	42.0 (56.8)	-
Radiator Cooling Airflow: m^3/min (cfm)	1212.0 (42801)	-
External Restriction to Cooling Airflow: I_g (in H ₂ O)	250 (1.0)	-

Designed to operate in ambient conditions up to 60°C (122°F). Contact your local FG Wilson Dealer for power ratings at specific site conditions.

Lubrication System	
Oil Filter Type:	Spin-On, Full Flow
Total Oil Capacity: l (US gal)	177.0 (46.8)
Oil Pan: l (US gal)	169.0 (42.0)
Oil Type:	API CH4 15W-40
Oil Cooling Method:	Water

Exhaust System	30 Hz	60 Hz
Silencer Type:	Industrial	
Silencer Model & Quantity:	IND-Option (1)	
Pressure Drop Across Silencer System: I_g (in Hg)	-	-
Silencer Noise Reduction Level: dB	12.2	-
Maximum Allowable Back Pressure: I_g (in Hg)	6.0 (1.6)	-
Exhaust Gas Flow: m^3/min (cfm)		
	- Prime 315.0 (11124)	-
	- Standby 315.0 (11124)	-
Exhaust Gas Temperature: °C (°F)		
	- Prime 450 (842)	-
	- Standby 450 (842)	-

Apresenta algumas das características técnicas do motor do grupo eletrogéneo P1500P3 proposto neste estudo.

Anexo I. Características técnicas do grupo eletrogéneo P1500P3.

Alternator Physical Data		Alternator Operating Data	
Manufactured for FG Wilson by:	Leroy Somer	Over-speed: ω	2250
Model:	LLS224N	Voltage Regulation: (Dwell: ω)	+/- 0.5
No. of Bearings:	1	Wave Form NEMA = TIF:	50
Insulation Class:	H	Wave Form IEC = THF:	2.0%
Winding Pitch Code:	2/3 - 60	Total Harmonic content LL/LN:	3.5%
Wires:	6	Radio Interference:	Suppression is in line with European Standard EN61000-6
Ingress Protection Rating:	IP23	Radiant Heat: kW ($\theta_{a, \text{min}}$)	
Excitation System:	AREP	- 50 Hz	66.6 (8787)
AVR Model:	R450M	- 00 Hz	-

Alternator Performance Data:		50 Hz			60 Hz	
Data Item	415/240V	400/230V	380/220V			
Motor Starting Capability* kVA	3924	3658	3316			
Short Circuit Capacity** %	800	800	800			
Reactances: Per Unit						
X _d	3.510	3.778	4.186			
X' _d	0.226	0.244	0.270			
X'' _d	0.126	0.186	0.151			

Reactances shown are applicable to prime ratings.
 *Based on 30% voltage dip at 0.6 power factor.
 **With optional permanent magnet generator or AREP excitation.

Output Ratings Technical Data 50 Hz					Output Ratings Technical Data 60 Hz				
Voltage	Prime:		Standby:		Voltage	Prime:		Standby:	
	kVA	kW	kVA	kW		kVA	kW	kVA	kW
415/240V	1600.0	1200.0	1650.0	1320.0					
400/230V	1600.0	1200.0	1650.0	1320.0					
380/220V	1600.0	1200.0	1650.0	1320.0					

Apresenta algumas das características técnicas do alternador do grupo eletrogéneo P1500P3 proposto neste estudo.

Anexo J. Características técnicas do alternador LSA 50.2



Common data

Insulation class	H	Excitation system	A.H.E.P or PMG
Winding pitch	2/3 (n° 6S)	A.V.H. model	H 44B V50
Terminals	6	Voltage regulation (%)	± 0.5 %
Drip proof	IP 23	Sustained short-circuit current	300% (3 IN) : 10s
Altitude	≤ 1000 m	Total harmonic (%) TGH / THC	< 3.5 %
Overspeed	2250 min-1	Waveform : NEMA - TIF - (*)	< 50
Air flow	1,8 m³/s (50 Hz) - 2,2 m³/s (60 Hz)	Wave form : C.E.L - FHT - (*)	< 2 %

(*) Steady state duty (**) total harmonic content line to line, at no load or full rated linear and balanced load.

Ratings 50 Hz - 1500 R.P.M.

kVA / kW - P.F. = 0.8		Duty / T° C				Continuous duty / 40 °C				Stand-by / 40 °C				Stand-by / 27 °C			
Class / T° K	Phase	H / 125° K				F / 105° K				H / 150° K				H / 163° K			
		3 ph.				3 ph.				3 ph.				3 ph.			
	Y	380V	400V	415V	440	380V	400V	415V	440	380V	400V	415V	440	380V	400V	415V	440
	Δ	220V	230V	240V		220V	230V	240V		220V	230V	240V		220V	230V	240V	
LSA 50.2 34	kVA	1040	1040	1040	1040	940	940	940	940	1095	1095	1095	1095	1145	1145	1145	1145
	kW	832	832	832	832	752	752	752	752	876	876	876	876	916	916	916	916
LSA 50.2 M6	kVA	1250	1250	1250	1190	1125	1125	1125	1095	1315	1315	1315	1275	1375	1375	1375	1330
	kW	1000	1000	1000	952	900	900	900	876	1062	1062	1062	1020	1100	1100	1100	1064
LSA 50.2 L7	kVA	1350	1350	1350	1260	1215	1215	1215	1150	1420	1420	1420	1365	1485	1485	1485	1425
	kW	1080	1080	1080	1008	972	972	972	920	1136	1136	1136	1082	1188	1188	1188	1140
LSA 50.2 L8	kVA	1450	1500	1500	1440	1320	1350	1350	1320	1520	1575	1575	1555	1595	1650	1650	1625
	kW	1160	1200	1200	1152	1056	1080	1080	1056	1216	1260	1260	1244	1276	1320	1320	1300
LSA 50.2 VL10	kVA	1600	1640	1600	1545	1455	1475	1455	1420	1680	1720	1680	1670	1760	1800	1760	1730
	kW	1280	1312	1280	1236	1164	1180	1164	1136	1344	1376	1344	1336	1408	1440	1408	1384

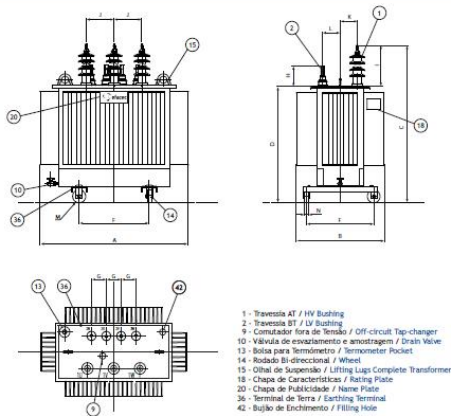
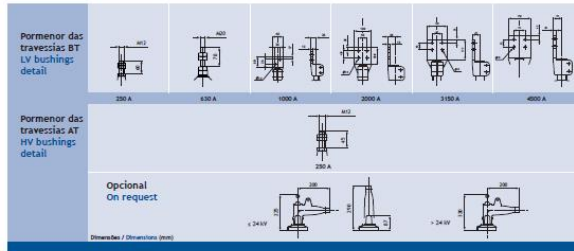
Ratings 60 Hz - 1800 R.P.M.

kVA / kW - P.F. = 0.8		Duty / T° C				Continuous duty / 40 °C				Stand-by / 40 °C				Stand-by / 27 °C			
Class / T° K	Phase	H / 125° K				F / 105° K				H / 150° K				H / 163° K			
		3 ph.				3 ph.				3 ph.				3 ph.			
	Y	380V	415V	440V	480V	380V	415V	440V	480V	380V	415V	440V	480V	380V	415V	440V	480V
	Δ	220V	240V			220V	240V			220V	240V			220V	240V		
LSA 50.2 34	kVA	1085	1185	1235	1300	975	1065	1110	1170	1140	1245	1300	1365	1195	1300	1360	1430
	kW	868	948	968	1040	780	852	898	936	912	996	1040	1092	956	1040	1088	1144
LSA 50.2 M6	kVA	1285	1405	1455	1560	1155	1265	1310	1405	1350	1475	1530	1640	1410	1545	1600	1720
	kW	1028	1124	1164	1250	924	1012	1048	1124	1080	1180	1224	1312	1128	1236	1280	1376
LSA 50.2 L7	kVA	1375	1500	1555	1680	1240	1350	1400	1510	1440	1575	1630	1765	1510	1650	1710	1850
	kW	1100	1200	1244	1344	992	1080	1120	1208	1152	1260	1304	1412	1208	1320	1368	1480
LSA 50.2 L8	kVA	1485	1625	1720	1875	1335	1460	1550	1685	1560	1705	1805	1965	1630	1785	1880	2060
	kW	1188	1300	1376	1500	1068	1168	1240	1350	1250	1364	1444	1572	1304	1428	1512	1650
LSA 50.2 VL10	kVA	1625	1785	1880	2080	1470	1605	1675	1800	1715	1875	1950	2100	1800	1965	2050	2260
	kW	1308	1428	1488	1664	1176	1284	1340	1440	1372	1500	1560	1680	1440	1572	1640	1780



Apresenta algumas das características técnicas do alternador trifásico da Lory Somer acoplado (*direct coupling*) à turbina Francis na CMH proposta para a localidade de Majaua [Fonte: Lory Somer].

Anexo K. Pormenores do transformador de potência.



Efaced Energia, Máquinas e Equipamentos Eléctricos, S.A.
 Unidade de Transformadores de Distribuição
 Santa Maria do Estoril
 Av. 1218 - Avenida Lopo de Bulhões (Praça Empressonal da Arrábida/Ponteiro) | 1450-1021 Marnado de S. João (Ponteiro) |
 Tel. +351 229 302 300 (Fax. +351 229 302 800) | e-mail: energia@efaced.com | www.efaced.com



Modelo: 19.08.08 (2021) A.1

Transformadores de Distribuição Herméticos

Hermetically Sealed Distribution Transformers

Transformadores de Distribuição de Energia

Este catálogo contém as características técnicas dos transformadores trifásicos de distribuição de 160 a 2500 kVA, herméticos, imersos em óleo mineral e para a instalação interior ou exterior.

160 kVA e 250 kVA com montagem em poste em opção (montagem apoiada).

Fabricados de acordo com a norma CEI 60076.

Tensões Normalizadas

- Alta tensão: até 36 kV
- Regulação ± 2x2,5 % por controlador manobrável fora de tensão
- Baixa tensão: 420 V (400 V em opção).

Ligações

- Dyn5

Frequência

- 50 Hz (60 Hz em opção)

This catalogue shows the specifications for three phase mineral oil filled and hermetically sealed distribution transformers, for indoor or outdoor installation, from 160 to 2500 kVA.

160 kVA and 250 kVA at pole mounted option (mounting supported).

In accordance with the IEC 60076 standard.

Standard Voltages

- High voltage: up to 36 kV
- Tapping range ± 2x2,5 % by an off-circuit tap changer
- Low voltage: 420 V (400 V in option).

Connection symbols

- Dyn5

Frequency

- 50 Hz (60 Hz in option)

Apresenta os pormenores eletrotécnicos do transformador de potência proposto neste estudo [Fonte: EFACEC].

Anexo L. Características técnicas do transformador de potência.

		Características Técnicas / Technical Characteristics 420 V											Dimensões e Massas / Dimensions and Weights 420 V																
		kVA	140	250	315	400	500	630	800	1000	1250	1600	2000	2500			kVA	140	250	315	400	500	630	800	1000	1250	1600	2000	2500
Tensão mais elevada / Highest voltage	≤ 17,5 kV	Potência / Rated power																											
		Perdas em vazio / No-load losses	W	400	820	770	930	1100	1300	1550	1800	2100	2500	3000	3500														
		Perdas de carga / Load losses (DFC)	W	2200	3200	3900	4600	5200	6200	6900	8000	9200	10500	12500	14500	17000	21000												
		Tensão CC / Impedance voltage (DFC)	%	4,8	4,8	4,8	4,8	4,8	4,8	4,5	4,5	4,5	4,5	4,3	4,3	4,3													
		Corrente nominal (IN) / Rated current (DF)	A	219,9	343,7	433,0	546,9	607,3	866,0	1099,7	1374,1	1718,3	2199,4	2749,1	3436,6														
		Corrente CC (IT) / Short-circuit current (DF)	kA	5,5	8,6	10,8	13,7	17,2	21,7	24,4	30,5	38,2	48,9	61,1	76,4														
		Rendimento / Efficiency (DFC)																											
		cos φ = 1,0	50%	98,49%	98,83%	98,89%	98,96%	99,01%	99,07%	99,10%	99,13%	99,17%	99,23%	99,27%	99,30%														
		75%	98,52%	98,68%	98,75%	98,83%	98,88%	98,95%	98,97%	99,00%	99,04%	99,11%	99,15%	99,18%	99,18%														
		100%	98,24%	98,44%	98,52%	98,62%	98,68%	98,76%	98,79%	98,80%	98,86%	98,93%	98,98%	99,02%	99,02%														
cos φ = 0,8	50%	98,34%	98,54%	98,62%	98,70%	98,76%	98,84%	98,88%	98,91%	98,97%	99,04%	99,09%	99,12%																
75%	98,14%	98,35%	98,43%	98,53%	98,60%	98,66%	98,72%	98,74%	98,81%	98,88%	98,94%	98,98%	98,98%																
100%	97,80%	98,05%	98,15%	98,27%	98,35%	98,45%	98,48%	98,50%	98,58%	98,67%	98,73%	98,77%	98,77%																
Queda de tensão / Voltage drop (DFC)																													
cos φ = 1,0	%	1,54%	1,37%	1,31%	1,22%	1,17%	1,10%	1,13%	1,12%	1,07%	1,01%	0,98%	0,94%																
cos φ = 0,8	%	3,43%	3,33%	3,30%	3,25%	3,22%	3,18%	3,49%	3,49%	3,45%	3,42%	3,40%	3,37%																
Potência sonora / Sound power level (L _{WA})	dB(A)	62	65	65	68	69	70	72	73	73	74	74	76																
Tensão mais elevada / Highest voltage	≤ 36 kV	Potência / Rated power																											
		Perdas em vazio / No-load losses	W	500	700	820	1000	1170	1400	1600	1900	2200	2400	3050	3650														
		Perdas de carga / Load losses (DFC)	W	2250	3600	4150	5050	5650	6650	8300	10400	12400	15800	18800	22300														
		Tensão CC / Impedance voltage (DFC)	%	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0														
		Corrente nominal (IN) / Rated current (DF)	A	219,9	343,7	433,0	546,9	607,3	866,0	1099,7	1374,1	1718,3	2199,4	2749,1	3436,6														
		Corrente CC (IT) / Short-circuit current (DF)	kA	4,4	6,9	8,7	11,0	13,7	17,3	22,0	27,5	34,4	44,0	55,0	68,7														
		Rendimento / Efficiency (DFC)																											
		cos φ = 1,0	50%	98,58%	98,72%	98,82%	98,87%	98,97%	99,03%	99,07%	99,10%	99,14%	99,18%	99,25%	99,26%														
		75%	98,39%	98,55%	98,66%	98,72%	98,84%	98,91%	98,95%	98,97%	99,02%	99,04%	99,12%	99,13%	99,13%														
		100%	98,09%	98,28%	98,42%	98,49%	98,64%	98,72%	98,76%	98,77%	98,83%	98,85%	98,95%	98,95%															
cos φ = 0,8	50%	98,22%	98,40%	98,53%	98,59%	98,71%	98,78%	98,84%	98,88%	98,93%	98,97%	99,06%	99,07%																
75%	97,99%	98,18%	98,33%	98,40%	98,55%	98,64%	98,68%	98,71%	98,77%	98,80%	98,90%	98,91%	98,91%																
100%	97,62%	97,85%	98,03%	98,11%	98,30%	98,40%	98,45%	98,48%	98,54%	98,58%	98,68%	98,68%	98,69%																
Queda de tensão / Voltage drop (DFC)																													
cos φ = 1,0	%	1,70%	1,55%	1,44%	1,38%	1,29%	1,18%	1,16%	1,16%	1,11%	1,11%	1,02%	1,02%																
cos φ = 0,8	%	4,14%	4,07%	3,99%	3,94%	3,88%	3,84%	3,82%	3,82%	3,79%	3,79%	3,73%	3,73%																
Potência sonora / Sound power level (L _{WA})	dB(A)	62	65	65	69	69	70	73	73	74	75	75	77																
Tensão mais elevada / Highest voltage	≤ 17,5 kV	Potência / Rated power																											
		Tolerância dimensional / Dimensional Tolerances												± %															
		Dimensões / Dimensions (mm)	A	810	1124	1224	1324	1424	1524	1624	1724	1824	1924	2024	2124	2224	2324												
		B	790	894	894	994	994	994	994	1094	1094	1094	1194	1194	1294	1294	1394												
		(10 kV) C	1081	1132	1232	1332	1432	1532	1632	1732	1832	1932	2032	2132	2232	2332	2432												
		(15 kV) C	1286	1287	1387	1487	1487	1487	1587	1587	1587	1687	1687	1787	1787	1887	1887												
		D	821	872	972	1072	1072	1072	1172	1172	1172	1272	1272	1372	1372	1472	1472												
		F	520	520	620	670	670	670	670	670	670	670	670	670	670	670	670												
		G	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150												
		H	185	180	180	180	244	244	244	244	244	244	244	244	244	244	244												
(10 kV) I	240	240	240	240	240	240	240	240	240	240	240	240	240	240	240														
(15 kV) I	385	385	385	385	385	385	385	385	385	385	385	385	385	385	385														
J	245	245	245	245	245	245	245	245	245	245	245	245	245	245	245														
K	120	140	130	150	150	140	140	140	140	140	140	140	140	140	140														
L	140	160	150	170	155	145	155	185	185	185	185	185	185	185	185														
M	125	125	125	125	125	125	125	125	125	125	125	125	125	125	125														
N	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40														
Massa do óleo / Oil weight	kg	130	170	200	250	250	265	345	490	495	600	970	1010																
Massa Total / Total weight	kg	470	875	1010	1200	1300	1540	1885	2340	2440	3330	4210	4950																
Dimensões / Dimensions (mm)																													
A	960	1274	1274	1374	1474	1574	1674	1674	1674	1674	1674	1674	1674	1674	1674														
B	850	844	844	914	914	914	914	914	914	914	914	914	914	914	914														
C	1286	1287	1387	1487	1487	1487	1587	1587	1587	1587	1587	1587	1587	1587	1587														
D	811	872	972	1072	1072	1072	1172	1172	1172	1172	1172	1172	1172	1172	1172														
F	520	520	620	670	670	670	670	670	670	670	670	670	670	670	670														
G	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150														
H	185	180	180	180	244	244	244	244	244	244	244	244	244	244	244														
I	245	245	245	245	245	245	245	245	245	245	245	245	245	245	245														
J	340	340	340	340	340	340	340	340	340	340	340	340	340	340	340														
K	140	140	170	170	170	170	170	170	170	170	170	170	170	170	170														
L	170	190	200	200	205	185	215	215	215	215	215	215	215	215	215														
M	125	125	125	125	125	125	125	125	125	125	125	125	125	125	125														
N	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40														
Massa do óleo / Oil weight	kg	205	280	330	395	385	380	530	520	620	915	1140	1100																
Massa Total / Total weight	kg	800	1040	1230	1305	1585	1740	2175	2430	2850	3790	4635	5470																

Apresenta as características técnicas do transformador de potência proposto neste estudo. Na realidade, o transformador proposto neste estudo é de 1250 kVA.

Anexo M. Características técnicas do motor do grupo eletrogéneo P1500P3.

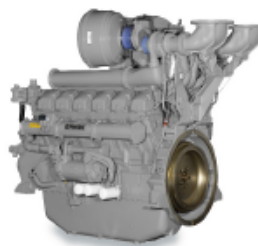
4000 Series 4012-46TAG2A Diesel Engine – Electropak

1395 kWm @ 1500 rpm

The Perkins 4000 Series family of 6, 8, 12 and 16 cylinder diesel engines was designed in advance of today's uncompromising demands within the power generation industry and includes superior performance and reliability.

The 4012-46TAG2A Electropak is a turbocharged, air-to-air charge cooled, 12 cylinder diesel engine.

Offered with either Temperate or Tropical cooling packages (with or without fuel oil cooling). Their premium design and specification features provide economic and durable operation as well as exceptional power to weight ratio, improved serviceability, low gaseous emissions, overall performance and reliability essential to the power generation market.



Specification			
Number of cylinders	12 60° Vee form		
Bore and stroke	160 x 190 mm	6.3 x 7.5 in	
Displacement	45.842 litres	2797 in ³	
Aspiration	Turbocharged and air to air charge cooled		
Cycle	4 stroke		
Combustion system	Direct injection		
Compression ratio	13.6:1		
Rotation	Anti-clockwise, viewed from flywheel end		
Total lubricating capacity	177 litres	46.7 US gal	
Cooling system	Water-cooled		
	Temperate		Tropical
Total coolant capacity	207 litres	54.6 US gal	210 litres 55.5 US gal

www.perkins.com

Photographs are for illustrative purposes only and may not reflect final specification. All information in this document is substantially correct at time of printing and may be altered subsequently. Final weight and dimensions will depend on completed specification.

Publication No. PN1820A/12/14 Produced in England ©2014 Perkins Engines Company Limited

 **Perkins®**

THE HEART OF EVERY GREAT MACHINE

Apresenta as características técnicas do motor usado no grupo eletrogéneo P1500P3, da *GF Wilson*.

Anexo N. Características funcionais do motor do grupo eletrogéneo P1500P3.

4000 Series 4012-46TAG2A Diesel Engine – ElectropaK

1395 kWm @ 1500 rpm

Features and benefits

Economic power

- Individual four valve per cylinder heads give optimised gas flows, whilst digitally governed unit fuel injectors ensure ultra-fine fuel atomisation and hence controlled rapid combustion, for efficiency and economy
- Commonality of components with other engines in the 4000 Series family allows reduced parts stocking levels

Reliable power

- Developed and tested using latest engineering techniques
- Piston temperature are controlled by an advanced gallery jet cooling system
- All engines are tolerant of a wide range of temperatures without derate
- Perkins global product support is designed to enhance the customer experience of owning a Perkins powered machine. We deliver this through the quality of our distribution network, extensive global coverage and a range of Perkins supported OEM partnership options. So whether you are an end-user or an equipment manufacturer our engine expertise is essential to your success

Clean, efficient power

- Exceptional power to weight ratio and compact size for easier transportation and installation
- New designed radiator assemblies with corrosion inhibiting powder coated finish; fewer pipe joints and easier access to reduce maintenance times
- Designed to provide excellent service access for ease of maintenance
- Engines designed to comply with major international standards
- Low gaseous emissions that will satisfy the requirements of ½ TA Luft (1986)

Product support

- Perkins actively pursues product support excellence by ensuring our distribution network invest in their territory – strengthening relationships and providing more value to you, our customer
- Through an experienced global network of distributors and dealers, fully trained engine experts deliver total service support around the clock, 365 days a year. They have a comprehensive suite of web based tools at their fingertips covering technical information, parts identification and ordering systems, all dedicated to maximising the productivity of your engine
- Throughout the entire life of a Perkins engine, we provide access to genuine OE specification parts and service. We give 100% reassurance that you receive the very best in terms of quality for lowest possible cost .. wherever your Perkins powered machine is operating in the world

www.perkins.com

Photographs are for illustrative purposes only and may not reflect final specification.
All information in this document is substantially correct at time of printing and may be altered subsequently.
Final weight and dimensions will depend on completed specification.

Publication No. PN1626A/12/14 Produced in England ©2014 Perkins Engines Company Limited

 **Perkins®**

THE HEART OF EVERY GREAT MACHINE

Apresenta as funcionalidades do motor *Perkins* usado no grupo eletrogéneo P1500P3, da *GF Wilson*.

Anexo O. Informações técnicas do motor do grupo eletrogéneo P1500P3.

4000 Series 4012-46TAG2A Diesel Engine – Electropak 1395 kWm @ 1500 rpm

Technical information

Air inlet

- Mounted air filters and turbochargers

Fuel system

- Direct fuel injection system with fuel lift pump
- Governing to ISO 8528-5 class G2 with isochronous capability
- Full-flow spin-on fuel oil filters

Lubrication system

- Wet sump with filler and dipstick
- Full-flow spin-on oil filters
- Engine jacket water/lub oil temperature stabiliser

Cooling system

- Two twin thermostats
- System designed for ambients up to 50°C
- Powder coated radiator comprising: water radiator; air charge cooled radiator; fuel oil cooling (optional); all pipes, hoses and clips; fan; pulleys; fan belts and safety guards

Electrical equipment

- 24 volt starter motor and 24 volt alternator with integral regulator and DC output
- Overspeed switch and magnetic pickup
- Turbine inlet temperature shutdown switch
- Twin high coolant temperate shutdown switches
- Twin low oil pressure shutdown switches

Flywheel and housing

- Flywheel to SAE J620 size 18
- SAE 00 flywheel housing

Optional equipment

Choice of temperature or tropical radiators available dependant on operational cooling requirements

Fuel oil cooler integral to the radiator assembly

Immersion heater with thermostat

Note: This list is not exhaustive, for further options please contact your local Perkins representative

www.perkins.com

Photographs are for illustrative purposes only and may not reflect final specification.
All information in this document is substantially correct at time of printing and may be altered subsequently.
Final weight and dimensions will depend on completed specification.

Publication No. PN1826A/12/14 Produced in England ©2014 Perkins Engines Company Limited

 **Perkins**[®]
THE HEART OF EVERY GREAT MACHINE

Apresenta as informações técnicas do motor *Perkins* usado no grupo eletrogéneo P1500P3, da *GF Wilson*.

Anexo P. Caraterísticas dimensionais do motor do grupo eletrogéneo P1500P3.

4000 Series 4012-46TAG2A Diesel Engine – ElectropaK 1395 kWm @ 1500 rpm



Engine package weights and dimensions				
	Temperate		Tropical	
Length	3916 mm	154 in	3915 mm	154 in
Width	1775 mm	70 in	2198 mm	86.5 in
Height	2255 mm	88.8 in	2258 mm	88.9 in
Weight (dry)	4400 kg	9700 lb	4400 kg	9700 lb

www.perkins.com

Photographs are for illustrative purposes only and may not reflect final specification.
All information in this document is substantially correct at time of printing and may be altered subsequently.
Final weight and dimensions will depend on completed specification.

Publication No. PN1828A/12/14 Produced in England ©2014 Perkins Engines Company Limited

 **Perkins**[®]
THE HEART OF EVERY GREAT MACHINE

Apresenta as caraterísticas físicas do motor *Perkins* usado no grupo eletrogéneo P1500P3, da *GF Wilson*.

Anexo Q. Características técnicas do motor do grupo eletrogéneo P1500P3.

4000 Series 4012-46TAG2A Diesel Engine – Electropak

1395 kWm @ 1500 rpm

Speed rpm	Type of operation	Typical generator output (Net)		Engine power			
				Gross		Net	
		kVA	kW _e	kW _m	hp	kW _m	hp
1500	Baseload power	1194	955	1069	1434	1005	1348
	Prime power	1505	1204	1331	1785	1267	1700
	Standby (maximum)	1656	1325	1459	1957	1395	1870

The above ratings represent the engine performance capabilities guaranteed within plus or minus 3% at the reference conditions equivalent to those specified in ISO 8528/1, ISO 3046/1, BS 5514/1.

Rating conditions: 25°C air inlet temperature, barometric pressure 100 kPa, relative humidity 30%. Please consult your distributor or the factory for ratings in other ambient conditions. Note: For full ratings please refer to Perkins Engines Company Limited. All electrical ratings are based on an average alternator efficiency and a power factor of 0.8. Fuel specification: BS2869: Class A2.

Rating definitions

Baseload power: Power available for continuous full load operation. No overload is permitted. **Prime power:** Power available for variable load with an average load factor not exceeding 80% of the prime power rating in any 24 hour period. Overload of 10% permitted for 1 hour in every 12 hours operation. **Standby (maximum):** Power available at variable load in the event of a main power network failure up to a maximum of 500 hours per year. No overload is permitted.

Percent of prime power	Fuel consumption at 1500 rpm g/kWh	Fuel consumption at 1500 rpm l/hr
Standby (maximum)	201	341
Prime power	200	310
Continuous baseload	200	249
75%	201	234
50%	203	157

www.perkins.com

Photographs are for illustrative purposes only and may not reflect final specification. All information in this document is substantially correct at time of printing and may be altered subsequently. Final weight and dimensions will depend on completed specification.

Publication No. PN1626A/12/14 Produced in England ©2014 Perkins Engines Company Limited

 **Perkins®**

THE HEART OF EVERY GREAT MACHINE

Apresenta a eficiência do motor *Perkins* usado no grupo eletrogéneo P1500P3, da *GF Wilson*.

Anexo R. Postes de *eucaliptus* para distribuição de energia em MT e BT.



Com a evolução da consciência ambiental, tem se intensificado o movimento de preservação das florestas nativas moçambicanas. O uso de madeiras reflorestadas tem sido indicado, principalmente o *eucaliptus* e o *pinus* para substituição da madeira de lei. O *eucaliptus* tem excelentes características físico-mecânicas e ganha longa durabilidade com o tratamento industrial (Autoclave) e normatizado. Ele é indicado para vigas, caibros, peças estruturais e postes de distribuição de energia elétrica.

Anexo S. Caraterísticas técnicas dos cabos ACSR da *Aberdare Cables*.

5

Aluminium Conductor Steel Reinforced - ACSR (British Standard Sizes)																	
Code name	Equival. copper area	Stranding and wire diameter	Diameter over steel	Overall diameter (Std.)	Aluminium area	Steel area	Total area	Mass kg/km			Ultimate tensile strength	Coefficient of linear expansion	Initial modulus of elasticity	Final modulus of elasticity	DC resistance at 20°C	Current rating	Standard drum length
	mm ²	mm	mm	mm	mm ²	mm ²	mm ²	Aluminium	Steel	Total	Newton	/C° x 10 ⁻⁶	MPa	MPa	Ω/km	A	m
MOLE	6,45	6/1/1,50	1,50	4,50	10,60	1,77	12,37	29,20	13,90	43,10	4780	19,31	65000	80400	2,7062	87	3000
SQUIRREL	12,90	6/1/2,11	2,11	6,33	20,98	3,50	24,48	57,70	27,50	85,20	8020	19,31	54800	80400	1,3677	130	3000
GOPHER	16,30	6/1/2,36	2,36	7,08	26,25	4,37	30,62	72,20	34,40	107	9610	19,31	52700	80400	1,0933	150	3000
WEASEL	19,35	6/1/2,59	2,59	7,77	31,61	5,27	36,88	87,00	41,50	129	11450	19,31	51500	80400	0,9077	170	2500
FOX	22,58	6/1/2,79	2,79	8,37	36,68	6,11	42,80	101	48,10	149	13100	19,31	50700	80400	0,7822	190	2500
FERRET	25,81	6/1/3,00	3,00	9,00	42,41	7,07	49,48	117	55,60	173	15200	19,31	50200	80400	0,6766	210	1500
RABBIT	32,26	6/1/3,35	3,35	10,05	52,88	8,81	61,70	145	69,40	214	18500	19,31	49500	80400	0,5426	240	1500
MINK	38,71	6/1/3,66	3,66	10,98	63,13	10,52	73,65	174	82,80	257	21900	19,31	49100	80400	0,4546	260	1500
SKUNK	38,71	12/7/2,59	7,77	12,95	63,22	36,88	100,10	175	292	467	52900	15,84	71900	108000	0,4571	270	2000
BEAVER	45,16	6/1/3,99	3,99	11,97	75,02	12,50	87,53	206	98,40	304	25900	19,31	48800	80400	0,3825	290	1500
HORSE	45,16	12/7/2,79	8,37	13,95	73,36	42,80	116,16	203	338	541	60700	15,84	71000	108000	0,3939	300	2000
RACCOON	48,39	6/1/4,09	4,09	12,27	78,83	13,14	91,97	217	103	320	27200	19,31	48700	80400	0,3640	300	1500
OTTER	51,61	6/1/4,22	4,22	12,66	83,92	13,99	97,91	231	110	341	28900	19,31	48700	80400	0,3419	310	1500
CAT	58,06	6/1/4,50	4,50	13,50	95,43	15,90	111,33	263	125	388	32800	19,31	48500	80400	0,3007	340	1500
HARE	64,52	6/1/4,72	4,72	14,16	104,98	17,50	122,48	289	138	427	36000	19,31	48500	80400	0,2733	360	1500
DOG	64,52	6/4,72 +7/1,57	4,71	14,15	104,98	13,55	118,53	289	100	389	34700	19,92	48800	76400	0,2733	360	2000
HYENA	64,52	7/4,39 +7/1,93	5,79	14,57	105,95	20,48	126,43	291	162	453	41900	18,93	52400	82200	0,2697	360	2000
LEOPARD	80,65	6/5,28 +7/1,75	5,25	15,81	131,37	16,84	148,21	361	133	494	42200	19,54	47800	76300	0,2184	410	2000
COYOTE	80,65	26/2,54 +7/1,91	5,73	15,89	131,74	20,06	151,80	365	159	524	47300	19,54	51900	76000	0,3035	420	2000
TIGER	80,65	30/7/2,36	4,72	16,52	131,23	30,62	161,85	364	242	606	58700	18,43	56900	83400	0,2202	420	2000
WOLF	96,77	30/7/2,59	7,77	18,13	158,06	36,88	194,94	438	292	730	69200	18,43	55700	83400	0,1828	470	2000
LYNX	112,90	30/7/2,79	8,37	19,53	183,41	42,80	226,20	508	330	846	79300	18,43	54900	83400	0,1576	520	2000
PANTHER	129,00	30/7/3,00	9,00	21,00	212,06	49,48	261,54	588	391	970	90800	18,43	54300	83400	0,1363	560	2000
LION	145,20	30/7/3,18	9,54	22,26	238,27	55,60	293,86	660	440	1100	101000	18,43	53900	83400	0,1213	610	2000
BEAR	161,30	30/7/3,35	10,05	23,45	264,42	61,70	326,12	733	488	1220	112000	18,43	53600	83400	0,1093	650	2000
GOAT	193,50	30/7/3,71	11,13	25,97	324,31	75,67	399,98	899	598	1500	136000	18,43	53100	83400	0,0891	730	2000
SHEEP	225,80	30/7/3,99	11,97	27,93	375,11	87,53	462,63	1040	692	1730	157000	18,43	52900	83400	0,0770	800	2000
ANTELOPE	225,80	54/7/2,97	8,91	26,73	374,11	48,50	422,60	1040	383	1420	117000	19,91	47700	73200	0,0773	790	2000
BISON	225,80	54/7/3,00	9,00	27,00	381,70	49,48	431,18	1060	391	1450	119000	19,91	47600	73200	0,0757	800	2000
DEER	258,10	30/7/4,27	12,81	29,89	429,60	100,24	529,84	1190	792	1980	179000	18,43	52800	83400	0,0673	870	2000
ZEBRA	258,10	54/7/3,18	9,54	28,62	428,88	55,60	484,48	1190	440	1630	133000	19,91	47300	73200	0,0674	860	1500
ELK	290,30	30/7/4,50	13,50	31,50	477,13	111,33	588,46	1320	890	2200	199000	18,43	52700	83400	0,0606	930	2000
CAMEL	290,30	54/7/3,35	10,05	30,15	475,96	61,70	537,66	1320	488	1810	147000	19,91	47000	73200	0,0607	920	2000
MOOSE	322,60	54/7/3,53	10,59	31,77	528,49	68,51	596,99	1460	542	2000	162000	19,91	46700	73200	0,0547	980	2000
DINOSAUR	414,63	54/3,95 +19/2,36	11,80	35,50	661,73	83,11	744,84	1835	658	2493	202920	19,91	46700	72200	0,0437	1110	2000
BERSFORD	430,70	48/4,27 +7/3,32	9,96	35,58	687,36	60,60	747,96	1906	480	2386	177650	20,68	43200	68800	0,0420	1132	2000

Os cabos ACSR (*Aluminium Conductor Steel Reinforced*) mais utilizados na rede de distribuição da energia elétrica de MT são o *Squirrel*, o *Ferret*, o *Mink* e o *Raccoon*, segundo o Manual de Redes de Distribuição de Energia Elétrica de MT [Fonte: EDM].

Anexo T. Proposta de cotação do grupo eletrogéneo P1500P3.

Bom tarde, Sr. Manuel João.

De acordo com a sua consulta, que desde já agradecemos, indicamos seguidamente os preços unitários para os Grupos Geradores pretendidos.

Os Grupos Geradores têm as seguintes características incluídas:

Quadro elétrico de comando Automático, modelo PWP1.1+, incluindo disjuntor tetrapolar de calibre apropriado, para proteção do alternador; bateria de arranque com cabos e terminais; carregador de Baterias; certificação CE; apoios Anti-vibráticos; silencioso residencial e documentação técnica do Grupo Gerador.

Preço de Grupo Gerador em Contentor de 40'HC, Modelo P1500P3 (1500 kVA): 246.855,00€

Preço do Quadro de Inversão da rede, equipado com monitor de tensão de rede, ATI2500: 7.010,00€

Os preços indicados são líquidos para equipamento Ex-works Carnaxide, sem embalagem e sujeitos a IVA à taxa legal em vigor e as condições de pagamento a estabelecer de comum acordo.

O prazo de entrega dos Grupos Geradores mencionados, é de cerca de 14 a 16 semanas, sujeito a confirmação à data da adjudicação.

Fico ao seu dispor para quaisquer esclarecimentos/apoio de que necessite e para apresentação futura de uma proposta formal, mais detalhada, caso assim o entenda, mediante o seu envio dos requisitos necessários (caderno de encargos ou especificação técnica) do(s) equipamento(s) pretendido(s).

Cumprimentos,

Paula Carvalhinho

Área de Sistemas Geradores de Energia

Turbomar Energia

Tel.: [+351 214 168 453](tel:+351214168453)

Tim.: [+351 913 706 411](tel:+351913706411)

Fax: [+351 214 168 411](tel:+351214168411)

pcarvalhinho@turbomar.pt

www.turbomar.pt