Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto

Projeto Otimizado de um Gerador Híbrido

Filipe Manuel Vieira Covas

VERSÃO FINAL

Dissertação realizada no âmbito do
Mestrado Integrado em Engenharia Eletrotécnica e de Computadores
Major Energia

Orientador: Prof. Dr. António Machado e Moura

25 de Janeiro de 2016

© Filipe Manuel Vieira Covas, 2016

Resumo

Com a crescente dependência de energia elétrica, derivado da melhoria de qualidade de vida que esta proporciona, vem uma maior consciencialização de que temos de preservar o nosso planeta. A resposta a este problema provém de essencialmente dois pontos fulcrais, uma maior eficiência energética aliada a uma produção de energia mais limpa. Desta forma, a produção com energias limpas é cada vez mais uma realidade que todas as empresas do ramo têm de ter em conta, pois a exigência no setor é grande.

Neste contexto, a Nortaluga, Lda. começa a dar os primeiros passos nesta direção, procurando criar um sistema híbrido inovador, que seja capaz de produzir energia através de um gerador diesel convencional, aliado a um sistema fotovoltaico, com baterias de grande capacidade como recurso. Pretende assim, que as mais variadas cargas com que é solicitada todos os dias, tenham uma resposta mais personalizada, conseguindo realizar os mais diversos trabalhos de pequena/média potência com os menores custos possíveis para a empresa e para os clientes. Este sistema será completamente automatizado e o grande objetivo será um grande aumento da eficiência energética. Numa elevada percentagem dos trabalhos realizados pela empresa, existe o fator da imprevisibilidade das cargas, uma vez que são bastante variáveis. No entanto, para muitas destas situações é conhecida de forma aproximada a grandeza das mesmas. A título de exemplo, quando a empresa realiza um festival musical, é necessário produzir energia para a montagem, para os ensaios, para o espetáculo, e ainda para a desmontagem de alguns equipamentos. Desta forma, este módulo é capaz de consoante a altura em questão, fornecer energia de forma mais fiável e económica, sendo capaz de se adaptar às mais variadas requisições de potência.

Nesta dissertação, será realizado todo o dimensionamento deste sistema híbrido, tentando otimizar o máximo possível a sua capacidade de responder às mais diversas situações. Esta dissertação tem como grande objetivo, analisar a viabilidade no foro técnico, ambiental e económico desta solução inovadora a que a empresa se propõe construir.

Palavras-chave: Sistemas Híbridos; Gerador *Diesel*; Sistemas Fotovoltaicos; Baterias; Energia Limpa; Festivais Musicais;

Abstract

With the increasing reliance on electricity, due to the improvement of the quality of life that it provides, comes a greater awareness that we must preserve our planet. The answer to this problem comes from essentially two key points, a greater energy efficiency combined with a cleaner energy production. Therefore, production with clean energy is an increasing necessity that all companies in the industry have to take into account, as the demand in the sector is growing.

In this context, Nortaluga, Lda. begins to take the first steps in this direction, trying to create an innovative hybrid system, which is capable of producing energy through a conventional diesel generator, combined with a photovoltaic system with large capacity batteries as its resource. So it aims that, various loads that are requested every day, have a more personalized answer, managing to carry out various works of small/medium power at the lowest possible cost for the company and for customers. This system will be fully automated and the ultimate goal will be a big increase in energy efficiency. In a high percentage of the work done by the company there is the factor of unpredictable loads, since they are quite variable. However, for many of these situations it is known in an approximate way the magnitude thereof. For example, when the company works on a music festival, it is necessary to produce energy for the assembly, the rehearsals, the show, and for the dismantling of some equipment. Thus, this module is capable of depending on the situation in question, providing energy in a more economic and reliable manner, being able to adapt to many different power requirements.

In this dissertation, the design of this hybrid system will be conceptualized, trying to optimize as much as possible its ability to respond to different situations. This work's main objective is to analyze the technical, environmental and economic feasibility of this innovative solution that the company intends to build.

Keywords: Hybrid Systems; Diesel Generator; Photovoltaic Systems; Batteries; Clean Energy; Music Festivals.

Agradecimentos

Ao meu orientador da Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto, Professor Doutor António Machado e Moura que foi indispensável à realização desta dissertação. O seu apoio, disponibilidade total, conhecimento e conselhos ao longo das reuniões presenciais, contactos telefónicos e via correio eletrónico revelaram-se fulcrais para a correta orientação do trabalho e concretização de objetivos.

Ao Sr. António Alves (Diretor Gerente da Nortaluga, Lda.) por toda a amizade, motivação e por ter acreditado em mim desde o início deste projeto e por sempre me ter integrado nos mais diversos trabalhos da empresa pois considerava que seriam úteis para o meu futuro.

Aos colaboradores da Nortaluga, Lda. pela forma como me receberam, pelo apoio, pelas aprendizagens, pela disponibilidade, e acima de tudo pela confiança que depositaram no meu trabalho ao longo destes meses.

Aos meus pais e irmã que nunca duvidaram de mim e da minha capacidade de terminar esta fase importante da minha vida, apoiando-me e encorajando-me sempre durante o meu percurso académico.

Um trabalho desta envergadura não seria possível sem o apoio e compreensão da minha namorada e amigos. Obrigado por toda a paciência, confiança e dedicação que sempre demonstraram para comigo!

Muito obrigado a todos!

Índice

Capítulo 1 1

Introdução.....1
1.1 - Enquadramento 1
1.2 - Objetivos 2
1.3 - Motivação 3
1.4 - Solução 3
1.5 - Estrutura da Dissertação.....4

Capítulo 2 5

Grupo Gerador *Diesel* 5
2.1 – Introdução aos Grupos Geradores.....5
2.1.1 – Aplicações 5
2.2 – Características dos Grupos Geradores.....6
2.2.1 - *Motor Diesel* 6
2.2.2 – Alternador 11
2.3 – Cenários de Operação 14
2.4 – Escolha da Solução..... 16
2.4.1 – Motor 16
2.4.2 – Alternador 18
2.4.3 – Estrutura..... 19
2.4.4 – Tanque de Combustível 20
2.4.5 – Controlador 21
2.4.6 – Quadro Elétrico..... 22
2.5 – Ensaios 23
2.5.1- Ensaio 1 24
2.5.2- Ensaio 2 27

Capítulo 3 29

Sistemas Fotovoltaicos..... 29
3.1 – Introdução aos Sistemas Fotovoltaicos..... 29
3.2 - Modelo Equivalente de uma Célula Fotovoltaica..... 32
3.2.1 - Célula em Curto-Circuito 33
3.2.2 – Célula em Circuito Aberto..... 34
3.2.3 – Potência Elétrica, Rendimento e Fator de Forma..... 34
3.2.4 – Curvas Características das Células Fotovoltaicas 36
3.2.5 – Associação das Células 37
3.2.5.1 – Associação de Células em Série 37
3.2.5.2 – Associação de Células em Paralelo 38
3.3.1 – Influência da Temperatura 38

3.3.2 – Influência da Radiação 39
3.4 – Tecnologias Fotovoltaicas 40
3.4.1 - 1ª Geração: Silício Cristalino 41
3.4.1.1 – Monocristalino (m-SI) 41
3.4.1.2 – Policristalino (p-SI) 42
3.4.2 – 2ª Geração: Filmes Finos 42
3.4.2.1 - Silício Amorfo (a-SI) 43
3.4.2.2 – Telureto de Cádmio (CdTe) 44
3.4.2.3 - Dissulfeto e Disseleneto de Cobre e Índio (CIS, CIGS) 44
3.4.3 – 3ª Geração 44
3.5 – Dimensionamento 45
3.5.1- Caracterização do Recurso Solar e das Temperaturas 45
3.5.2 Determinação de Parâmetros 54
3.5.3 Caracterização da Produção Solar 57

Capítulo 4 59

Baterias 59
4.1 – Introdução às Baterias 59
4.2 – Modelo Equivalente de uma Bateria 60
4.3 – Características de Baterias 62
4.3.1 - Influência da Temperatura 63
4.3.2 - Influência do Tempo de Descarga 64
4.3.3 - Influência da Profundidade de Descarga nos Ciclos de Vida da Bateria 65
4.5 – Tipologia de Baterias 66
4.5.1 - Baterias de Chumbo-ácido Ventiladas (VLA) (Com manutenção) 67
4.5.2 - Baterias de Chumbo-ácido Estanques (Sem manutenção) 67
4.5.3 - Baterias de Níquel-cádmio 68
4.6 – Dimensionamento 68

Capítulo 5 71

Integração dos Diversos Equipamentos no Sistema 71
5.1 – UPS 71
5.2 – Módulo de sincronismo para o paralelo c/ a rede 74
5.3 – Cilindros hidráulicos 75
5.4 – Estruturas e quadros elétricos 76

Capítulo 6 77

Comparação de Soluções e Viabilidade do Sistema 77
6.1 - Introdução ao Grupo Gerador Convencional 77
6.2 - Comparação das Duas Soluções 79
6.2.1 - Impacto Ambiental 79
6.2.2 - Versatilidade 81
6.2.3 - Benefícios Comerciais (Marketing) 82
6.2.4 - Análise de Custos 83
6.2.5 - Análise de Proveitos 87
6.2.6 - Análise da Rentabilidade 87

Capítulo 7 91

Conclusões e Trabalhos Futuros 91
7.1 - Conclusões 91
7.2 – Trabalhos Futuros 93

Referências 94

Apêndices 97

Anexos 100

Lista de figuras

Figura 1.1 - Esquema simplificado de um Sistema Híbrido Diesel + Solar 3

Figura 2.1 - Exemplo de um motor *diesel* a quatro tempos (*Cummins*)..... 7

Figura 2.2 - Representação do ciclo *diesel* de um motor de quatro tempos 8

Figura 2.3 – Diagrama P-V do ciclo diesel ideal 8

Figura 2.4 - Vista explodida de um gerador com um modelo construtivo típico em geradores 11

Figura 2.5 - Esquema de excitação *brushless* (componentes do rotor) 13

Figura 2.6 – Constituintes de um gerador com excitação do tipo *self-excited* 13

Figura 2.7 – Constituintes de um gerador com excitação do tipo PMG..... 14

Figura 2.8 - Cenários de operação possíveis de um grupo gerador diesel convencional 15

Figura 2.9 – Motor Volvo Penta modelo TAD 1351 GE 17

Figura 2.10 - Alternador Mecc Alte modelo ECO 38-2LN/4..... 19

Figura 2.11 - Dimensões da estrutura do grupo gerador 300 kVA (vista lado quadro elétrico)..... 20

Figura 2.12 – PLC DeepSea 8610 (vista frente e trás) 22

Figura 2.13 – Expansão Dse 2157..... 22

Figura 2.14 – Quadro elétrico e barramento do grupo gerador 23

Figura 2.15 – Esquema de montagem utilizado na realização dos dois ensaios abaixo mencionados 23

Figura 2.16 - Gráfico ilustrativo da variação dos valores de corrente em função do aumento de carga 24

Figura 2.17 - Gráfico ilustrativo da variação dos valores da tensão composta em função do aumento de carga 25

Figura 2.18- Gráfico ilustrativo da variação dos valores de frequência em função do aumento de carga 26

Figura 2.19 - Gráfico ilustrativo da variação da temperatura do motor e do óleo em função do aumento de carga 26

Figura 2.20 - Gráfico ilustrativo da variação dos valores de corrente como resposta a variações de carga bruscas em curtos espaços de tempo 27

Figura 2.21 - Gráfico ilustrativo da variação dos valores da frequência como resposta a variações de carga bruscas em intervalos de um minuto 28

Figura 3.1 - Representação de uma célula fotovoltaica 30

Figura 3.2 Constituição de um módulo fotovoltaico 31

Figura 3.3 – Hierarquia Fotovoltaica..... 32

Figura 3.4 - Modelo equivalente de uma célula fotovoltaica real (modelo de um díodo) 32

Figura 3.5 - Exemplo de curvas características V-I e V-P de uma célula fotovoltaica). [7] 36

Figura 3.6 - Determinação do ponto ótimo de funcionamento da célula fotovoltaica). [7] 37

Figura 3.7 - Associação de células em série..... 37

Figura 3.8 - Associação de células em paralelo 38

Figura 3.9 - Exemplo de curvas características V-I e V-P de uma célula fotovoltaica com variações da temperatura 39

Figura 3.10 - Exemplo de curvas características V-I e V-P de uma célula fotovoltaica com variações da radiação 40

Figura 3.11 - Processo de fabrico de módulos monocristalinos e policristalinos 41

Figura 3.12 – Exemplo de célula de silício monocristalina 42

Figura 3.13 - Exemplo de célula de silício policristalina..... 42

Figura 3.14 – Exemplo de uma célula de silício amorfo 43

Figura 3.15 - Software de apoio com base de dados JRC [11] 46

Figura 3.16 - Características elétricas do módulo selecionado para este projeto 46

Figura 3.17 – Características mecânicas do módulo selecionado para este projeto 47

Figura 3.18 – Dimensões do módulo fotovoltaico..... 47

Figura 3.19– Disposição dos módulos fotovoltaicos sobre o atrelado com o sistema híbrido ... 48

Figura 3.20- Orientação dos módulos fotovoltaicos sobre o atrelado com o sistema híbrido .. 49

Figura 3.21– Resultados da simulação em Viana do Castelo (Zona Norte) [11] 50

Figura 3.22– Resultados da simulação em Mangualde (Zona Centro) [11] 51

Figura 3.23– Resultados da simulação em Torres Vedras (Zona Sul) [11] 52

Figura 3.24 – Temperaturas médias por mês em Portugal referentes a 2015 [12] 54

Figura 3.25 – Resultados da simulação para a região de Viana do Castelo no mês de Dezembro 57

Figura 3.26 – Gráfico da simulação na região de Viana do Castelo no mês de Dezembro 58

Figura 3.27 – Resultados obtidos da produção de energia em Viana do Castelo no mês de Dezembro 58

Figura 4.1 - Modelo simplificado de *Thévenin* de uma bateria 61

Figura 4.2 - Modelo equivalente de Thévenin de uma bateria 61

Figura 4.3– Relação entre a resistência interna e a temperatura 63

Figura 4.4 - Variação da capacidade da bateria em função do tempo de descarga da mesma [13] 64

Figura 4.5 – Capacidade da bateria em função do tempo de descarga [14] 64

Figura 4.6 - Capacidade da bateria em função do número de ciclos disponível [18] 65

Figura 4.7– Associação de baterias em série 66

Figura 4.8 - Associação de baterias em paralelo 66

Figura 4.9 - Características da bateria LVJ200 69

Figura 4.10 - Número ciclos de vida útil em função da utilização da bateria 70

Figura 4.11 - Curva característica de descarga da bateria LVJ200 70

Figura 5.1– Arquitetura de dupla conversão UPS 71

Figura 5.2 - UPS Delphys BC 160 kVA 72

Figura 5.3 - Características da UPS Delphys BC 73

Figura 5.4 - Configuração arquitetónica do módulo de transferência de carga LTM 74

Figura 5.5 - Módulo para a realização de paralelos com a rede DeepSea 74

Figura 5.6 – Esquema de posicionamento dos cilindros hidráulicos 75

Figura 6.1 – Características genéricas do gerador HFW-400 T5 Ins 77

Figura 6.2 - Características do motor do grupo gerador em análise 78

Figura 6.3 – Características do alternador do grupo gerador em análise 79

Lista de tabelas

Tabela 2.1 - Legenda da figura explodida de um modelo construtivo de um alternador típico 11

Tabela 2.2 – Breve apresentação das características técnicas do motor Volvo Penta TAD 1351 GE 18

Tabela 2.3 – Breve apresentação das características técnicas do alternador Mecc Alte ECO 38-2LN/4 19

Tabela 3.1 - Legenda do esquema equivalente de uma célula fotovoltaica 33

Tabela 3.2 - Legenda da equação de rendimento de uma célula fotovoltaica 35

Tabela 3.3 – Resultados obtidos na simulação na região de Viana do Castelo (Zona Norte) ... 49

Tabela 3.4 – Resultados obtidos na simulação na região de Mangualde (Zona Centro) 50

Tabela 3.5 – Resultados obtidos na simulação na região de Torres Vedras (Zona Sul) 51

Tabela 3.6 – Produção de energia estimada por dia (kW/dia) de cada região considerada 52

Tabela 3.7 – Horas de produção equivalentes por região 53

Tabela 3.8 – Radiação média mensal em Portugal continental 53

Tabela 3.9 – Cálculo da energia total produzida anualmente por um sistema fotovoltaico em Portugal Continental 56

Tabela 4.1 – Tensão de serviço recomendada em função da potência instalada 68

Tabela 6.1 – Comparação dos consumos específicos de combustível das duas soluções 80

Tabela 6.2 – Principais custos da solução híbrida projectada 83

Tabela 6.3 – Principais custos da solução convencional 84

Tabela 6.4 – Consumos de combustível para o regime de trabalho estipulado 85

Tabela 6.5 - Custos de aluguer de ambas as soluções em análise 85

Tabela 6.6 - Custos finais do aluguer de uma das soluções em análise 85

Tabela 6.7 - Custos relativos ao investimento inicial nas duas soluções 86

Tabela 6.8 – Custos de manutenção relativos às duas soluções em análise 86

Tabela 6.9 – Custos finais das duas soluções em análise da perspetiva da empresa 87

Tabela 6.10 – Análise do acumulado referente à solução Híbrida em estudo nesta dissertação 88

Tabela 6.11- Análise do acumulado referente à solução convencional 88

Tabela 6.12 - Indicadores financeiros VAL e TIR obtidos para os dois sistemas 89

Abreviaturas e Símbolos

Lista de abreviaturas

AC	Corrente Alternada
AEM	Alternativas Energéticas de Múrcia
AGM	*Absorbent Glass Material*
AVR	*Automatic Voltage Regulator*
BOS	*Balance Of System*
DC	Corrente Contínua
DCG	Disjuntor de Corte Geral
DGEG	Direção Geral de Energia e Geologia
DOD	*Depth Of Discharge*
ECU	*Engine Control Unit*
EDP	Energias de Portugal
EVA	*Ethyl, Vinyl, Acetate*
FF	Fator de Forma
LCD	*Liquid Crystal Display*
Lda.	Limitada
NDE	*Non-Drive End*
NOCT	*Normal Operating Cell Temperature*
PLC	*Programmable Logic Controller*
PMG	*Permanent Magnet Generator*
PT	Posto de transformação
SOC	*State Of Charge*
STC	*Standard test conditions*
TIR	Taxa Interna de Rentabilidade
UPS	*Uninterruptible Power System*
VAL	Valor Atual Líquido

Lista de símbolos

VA	Volt-Ampére (Potência aparente)
V	Volt (tensão)
A	Ampére (Corrente)
W	Watt (Potência)
Ah	Ampere-hora (Capacidade energética)
W/m^2	Watt por metro quadrado (Potência por área)
K	Kelvin (Temperatura)
ºC	Graus Celcius (Temperatura)
C	Coulomb (Carga elétrica)
J/C	Joule por Coulomb (Tensão)
m	Metro (Distância)
η	Rendimento
Hz	Hertz

Capítulo 1

Introdução

Este capítulo tem como intuito apresentar e contextualizar a temática abordada, definindo os objetivos a alcançar, a motivação para a sua realização e ainda a estrutura deste documento.

1.1 - Enquadramento

A energia elétrica é uma das formas de energia mais utilizadas em todo o mundo, revelando-se esta como uma das maiores conquistas da humanidade pelas suas infindáveis formas de exploração. Este tipo de energia pode ser convertida nas mais variadas formas de utilização como calor, iluminação ou movimento, tornando-se assim num bem indispensável para a sociedade nos dias que correm.

Nos últimos anos Portugal tem aumentado o consumo de energia primária e aumentado ainda mais o consumo de eletricidade, continuando a crescer acima da média Europeia. De forma a dar resposta a estas necessidades é inerente um aumento dos recursos energéticos disponíveis. Porém, todas as atividades humanas geram impactos na sociedade em que vivemos, sejam eles de foro ambiental, económico ou social. Assim, a produção, transporte, distribuição e exploração de qualquer recurso energético não é diferente. [1]

A crescente consciencialização de que temos de preservar o nosso planeta e que este necessita dos recursos naturais para se manter em equilíbrio remete-nos para uma maior preocupação com os impactos ambientais. Esta preocupação associada à necessidade de uma maior produção de energia elétrica resulta num impulsionamento da produção de energias renováveis. Este facto é percetível pela análise dos dados estatísticos apresentados pela Direção Geral de Energia e Geologia (DGEG), onde se verifica um aumento da potência total renovável instalada ao longo dos anos, sendo que face ao ano de 2014 houve um incremento de 517 MW.[2]

A energia renovável pode ter origem em diversas fontes, como por exemplo: a luz solar, a força do vento, força das ondas, geotérmica, biomassa, entre outras. Apesar de serem provenientes de recursos naturais que se renovam constantemente de uma forma sustentável, apresentam um grande inconveniente, a imprevisibilidade da natureza. Assim sendo, sempre que não existe produção de energia renovável suficiente face ao consumo, é necessário

recorrer a alternativas energéticas como por exemplo, a produção através de energia térmica.

A energia elétrica é um bem imprescindível nos dias de hoje, tendo uma importância crucial quando falamos de segurança, saúde ou estabilidade. Desta forma, é um fator determinante a existência de energia elétrica de emergência, que por norma é realizada com grupos geradores.

Para além destas situações mencionadas, todos os dias são realizados trabalhos de manutenção na rede elétrica, quer no setor público quer no setor privado. Estas intervenções podem ser para a realização de limpeza dos Postos de Transformação (PT), manutenções aos transformadores, intervenções nas linhas, reparações de avarias, ou outras. Todas estas intervenções ocorrem utilizando grupos eletrogéneos, enquanto uma determinada área é retirada de serviço da rede, a continuação do fornecimento de energia é assegurada por estas máquinas.

A prevenção para eventuais falhas de energia em locais críticos é também ela assegurada por geradores, que através de um quadro inversor, aquando a falha da rede é armado o contactor e desta forma automaticamente arranca o grupo, existindo apenas um micro-corte de energia enquanto o mesmo se coloca nos parâmetros nominais.

Neste sentido, e para suprimir as necessidades elétricas acima mencionadas, a Nortaluga, Lda. dedica-se, entre outras áreas de negócio, à venda, aluguer e prestação de serviços com geradores *diesel*. Porém, uma vez que o mercado procura soluções mais limpas para a realização dos mais variados trabalhos, como a realização de eventos em locais remotos e de difícil acesso, trabalhos com a Energia de Portugal (EDP) e com os seus parceiros, a Nortaluga, Lda. pretende desenvolver um sistema híbrido modular. Posto isto, o objetivo desta dissertação será no âmbito do desenvolvimento e análise de um sistema híbrido (diesel-solar) modular.

1.2 - Objetivos

Com esta dissertação pretende-se atingir os seguintes objetivos específicos:

- Investigar o modo de funcionamento de um sistema híbrido (diesel-solar) e tecnologias a adotar;
- Realizar o esquema elétrico de funcionamento adequado para a finalidade do grupo modular;
- Investigar diversas problemáticas do projeto como localização, intensidade luminosa, diagramas de cargas, potência pretendida, entre outras;
- Simular todos os componentes principais do projeto para diversos cenários;
- Analisar os parâmetros de funcionamento da máquina;
- Estudar a viabilidade (técnica/ambiental) do sistema;
- Analisar a viabilidade financeira da execução do projeto;
- Comparar a solução híbrida com uma máquina de potência equivalente convencional (gerador diesel);
- Procurar parcerias para a execução do projeto através de uma análise de mercado e de conversas intencionais com os comerciais da empresa;
- Selecionar os componentes de todo o sistema junto de empresas garantindo a melhor relação qualidade/custo.

1.3 - Motivação

Esta dissertação surgiu no âmbito da unidade curricular "Dissertação" do Mestrado Integrado em Engenharia Eletrotécnica e de Computadores da Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto e foi realizada em ambiente empresarial em parceria com a empresa Nortaluga, Lda.

Esta parceria surgiu após uma experiência laboral entre o ano letivo 2014-2015/2015-2016, em que a empresa pretendia enquadrar-se no contexto energético atual, procurando uma solução inovadora que permitisse aumentar a rentabilidade do serviço, os padrões de qualidade, a eficiência do sistema, a ecologia da solução, e desta forma valorizar os clientes com quem trabalha e conseguir outros.

Em busca de um desafio que aliasse o meu gosto pessoal por controlo e automatização de sistemas a grupos geradores, foi com bastante agrado que aceitei a proposta de trabalhar em conjunto com a Nortaluga, Lda. e desenvolver uma solução tecnológica que correspondesse às novas e futuras exigências do mercado energético.

1.4 - Solução

Pretende-se com esta dissertação realizar uma análise sobre a viabilidade de um sistema híbrido (*diesel* + solar) para ser utilizado em regime de aluguer pela empresa Nortaluga, Lda. A figura 1.1 apresenta de forma simplista e meramente ilustrativa um sistema híbrido como se pretende analisar, sendo que no capítulo 5 será apresentado o esquema elétrico final. Esta figura, representa a produção com gerador *diesel* em Corrente Alternada (AC), bem como a produção de energia através de painéis fotovoltaicos que passarão por um regulador de carga e alimentarão diretamente o sistema de baterias, e estes por sua vez transmitirão em Corrente Contínua (DC) até ao ponto comum de produção, o inversor, que receberá a potência produzida pelos equipamentos a montante e alimentará o consumidor final em corrente AC.

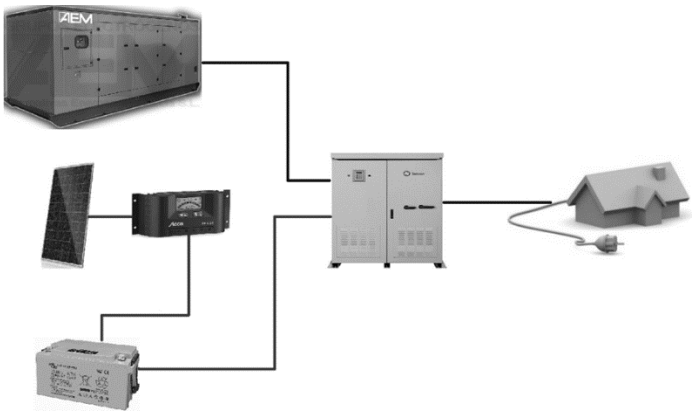


Figura 1.1 - Esquema simplificado de um Sistema Híbrido Diesel + Solar

Esta solução pretende-se que seja um módulo compacto transportável, que produza energia suficiente para uma grande gama de trabalhos efetuados pela Nortaluga, Lda. Em análise com a empresa concluiu-se que este módulo seja capaz de produzir pelo menos 400 kVA de potência disponível.

Este sistema será dimensionado de acordo com as necessidades da empresa requerente, pelo que todas as opções selecionadas serão devidamente justificadas nos capítulos que se seguem.

1.5 - Estrutura da Dissertação

Esta dissertação é constituída por este capítulo inicial e por mais 6 capítulos, sendo que serão abordados os seguintes assuntos:

- Capítulo 1 – Este capítulo destina-se à contextualização da dissertação, os seus objetivos, as razões para a sua realização e termina com uma breve explicação da estrutura deste documento.
- Capítulo 2 – Fundamentos sobre o funcionamento de grupos geradores, dimensionamento da solução, escolha da mesma e realização de ensaios técnicos para estudar a evolução dos seus parâmetros.
- Capítulo 3 – Fundamentos sobre a produção de energia fotovoltaica, análise das soluções existentes no mercado, dimensionamento da solução, escolha final do produto.
- Capítulo 4 – Fundamentos sobre as baterias, análise dos vários tipos de baterias existentes, comparação das suas características e escolha da melhor solução para este projeto.
- Capítulo 5 – Breve explicação do funcionamento de alguns constituintes do sistema híbrido em dimensionamento, nomeadamente dos sistemas de interacção desta solução e comparação de possibilidades de soluções destes constituintes.
- Capítulo 6 – Comparação dos dados técnicos da solução híbrida com o gerador *diesel* convencional para uma mesma gama de potência, apresentação do projeto híbrido e todos os seus componentes. Análise da viabilidade do sistema.
- Capítulo 7 – Conclusões, bem como trabalhos futuros a desenvolver no âmbito desta dissertação.

Capítulo 2

Grupo Gerador *Diesel*

Serve o presente capítulo para expor a importância dos geradores *diesel* na atualidade, bem como a sua caracterização, dimensionamento e ensaios realizados para a solução a que este projeto se propõe. Inicia-se assim por uma breve abordagem dos seus fundamentos, estrutura e componentes principais, aplicações e configurações possíveis. Por fim, é realizada a escolha do grupo gerador para o desenvolvimento deste projeto, o seu dimensionamento, bem como os ensaios realizados para os vários cenários de utilização.

2.1 – Introdução aos Grupos Geradores

Os grupos geradores elétricos são máquinas complexas constituídas por dois componentes chave: motor e alternador. Este tipo de equipamento visa a produção de energia elétrica a partir de um motor que, através de uma reação química, transforma o combustível em energia mecânica, acoplado a um alternador que converte a energia mecânica em energia elétrica. A máquina primária usada neste grupo gerador (motor) pode ser de várias tipologias, sendo que as mais utilizadas são: *diesel*, gasolina ou gás. Nesta dissertação apenas serão analisados os grupos geradores com motor *diesel*, uma vez que para a gama de potências que será alvo de estudo, são os motores mais rentáveis para as aplicações desejadas, tanto a nível económico, como pela relação peso/dimensão.

Como desvantagem do grupo de geradores pode-se mencionar o elevado custo de operação e manutenção, bem como o impacto ambiental negativo. Porém, estas máquinas apresentam a possibilidade de serem transportáveis até uma gama de potência bastante razoável (aproximadamente 3 000 kVA), e possuem uma grande fiabilidade. Esta última vantagem não se verifica nas energias renováveis, visto que são bastante dependentes de condições climatéricas favoráveis para uma grande produção de energia, ao contrário dos geradores *diesel* que são capazes de produzir a sua potência nominal sempre que exista disponibilidade de combustível.

2.1.1 – Aplicações

Os geradores *diesel* são nos dias de hoje um equipamento imprescindível pela sua vasta gama de aplicações no setor energético. Estes sistemas são muito versáteis, sendo capazes de

trabalhar de forma isolada da rede, em paralelo com a rede ou em sistemas híbridos. São equipamentos que podem ser utilizados como fonte principal de produção de energia, sistemas de *backup* ou funcionamento em caso de emergência.

- Fonte principal de produção de energia

Os geradores *diesel* são bastante utilizados para a produção de energia em locais remotos onde não existe rede elétrica, como zonas rurais ou montanhosas, ou em locais em que a rede elétrica necessita de ser reforçada para ter capacidade de fornecer energia em situações temporárias, tal como na realização de eventos musicais. Outra utilização destas máquinas é na área da construção civil, para energizar os mais diversos equipamentos, desde uma simples rebarbadora até um guindaste.

- Sistemas de backup

Com a crescente preocupação com a segurança, a existência de um gerador elétrico como *backup* de locais com grande afluência diária, nomeadamente escolas, hospitais, estádios de futebol, centros comerciais, é de extrema importância pois garante que os serviços se mantenham em funcionamento aquando de uma falha de energia. São também utilizados de forma obrigatória como sistemas redundantes em questões máximas de segurança, como por exemplo no acionamento de eletrobombas numa rede de incêndios. Mas nesta área não se trata apenas de uma obrigatoriedade, com a crescente era da informatização são também muito utilizados como sistemas de *backup* às *Uninterruptible Power Supply* (UPS) no que toca à proteção de equipamentos sensíveis como computadores, servidores, entre outros. Neste regime de trabalho é ainda possível realizar intervenções ativas de *backup* à rede elétrica, com a execução de trabalhos de manutenção em postos de transformação previamente planificados, substituição de algum componente danificado, passagem de nova linha, entre outros.

- Funcionamento em caso de emergência

A grande fiabilidade dos grupos eletrogéneos faz com que sejam sempre a primeira opção para a produção de energia em caso de avarias, ou estados de emergência devido às condições climatéricas ou outras de origem externa.

Todas as situações abordadas nestes pontos e outras, fazem com que os geradores *diesel* sejam equipamentos que tenham uma importância crucial no mercado energético.

2.2 – Características dos Grupos Geradores

Os geradores *diesel* são sistemas de produção de energia elétrica complexos, constituídos por muitos componentes preponderantes ao bom funcionamento do sistema. Serão desta forma alvo de uma análise mais detalhada nesta secção.

2.2.1 - *Motor Diesel*

O motor *diesel* é um motor de combustão interna que no setor dos grupos geradores pode ser classificado de duas formas: motores industriais e motores marítimos. Nesta dissertação

será abordado o motor *diesel* para uso industrial uma vez que não se pretende que o projeto híbrido em construção trabalhe sobre condições marítimas de alta corrosão e desgaste ou condições adversas.

O princípio fundamental do funcionamento dos motores *diesel* consiste na mistura de combustível com ar atmosférico numa câmara onde ocorre a combustão. A força resultante da expansão dos gases de combustão é convertida em energia mecânica através do movimento cíclico do pistão que é transformado mecanicamente no movimento rotativo de um veio. No motor *diesel* a combustão ocorre devido à compressão do combustível inflamado. Na figura (2.1) é apresentado um exemplo de um motor *diesel* a quatro tempos para melhor compreensão do sistema aqui exposto.

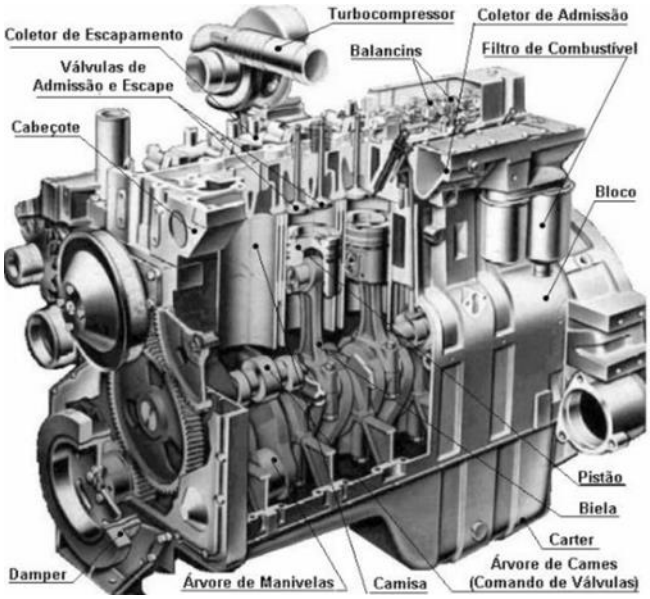


Figura 2.1 - Exemplo de um motor *diesel* a quatro tempos (*Cummins*)

Nesta dissertação será apenas abordado o motor *diesel* a quatro tempos uma vez que dada a gama de potências a que este projeto se propõe, o motor a dois tempos não é comercializado, pois não é uma opção viável devido ao custo das bombas especiais de exaustão, a carga com menor poder calorífico e o consumo de combustível consideravelmente mais elevado. Assim, o ciclo *diesel* de um motor de quatro tempos, é constituído por quatro fases distintas no seu processo como é possível verificar na figura (2.2).

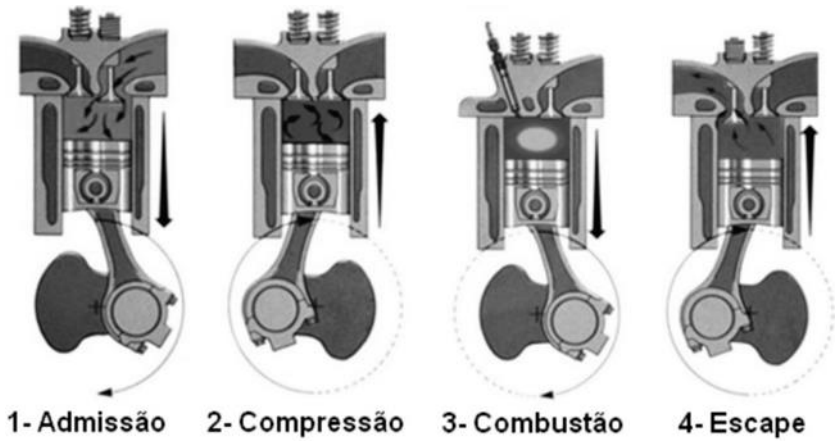


Figura 2.2 - Representação do ciclo *diesel* de um motor de quatro tempos

No primeiro tempo, fase de admissão, o pistão em movimento descendente dá uma aspiração de ar para a câmara de combustão, porém, nos motores mais recentes existe uma turbina que sob pressão empurra o ar para o cilindro, denominado de turbocompressor. No segundo tempo, fase de compressão, com o pistão em movimento ascendente, quando começa a chegar ao topo da câmara de combustão, a pressão atinge valores muito elevados pelo que o *diesel* inflama. Na fase da combustão, terceiro tempo, ocorre a ignição e por conseguinte dá-se o movimento descendente do pistão com a expansão dos gases, transferindo energia ao pistão, sendo este tempo também denominado como tempo motor. No quarto tempo, na fase de escape, o pistão em movimento ascendente empurra os gases de escape pelo sistema de exaustão.

O diagrama P-V (pressão em função do volume) do ciclo *diesel* ideal permite-nos visualizar o comportamento destas duas grandezas, sendo demonstrado na figura (2.3).

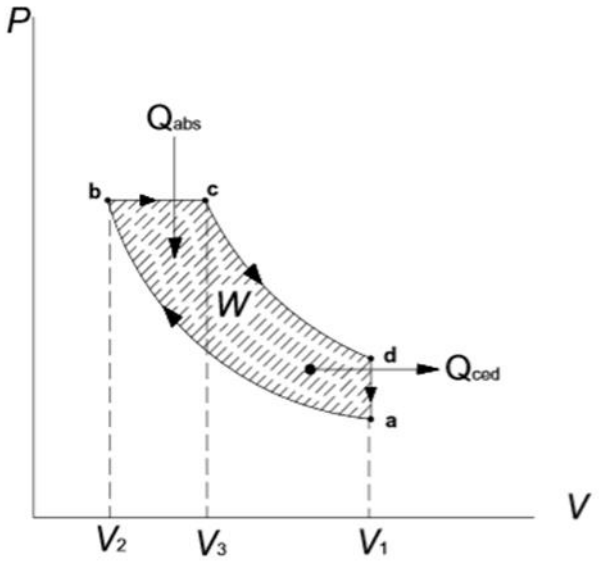


Figura 2.3 – Diagrama P-V do ciclo diesel ideal

Partindo do ponto denominado por “a”, o ar é comprimido adiabaticamente, isto é, sem trocas de calor, até ao ponto “b”. Seguidamente é aquecido a uma pressão constante até ao ponto “c” onde ocorre uma expansão adiabática até ao ponto “d”. Neste ponto, é arrefecido

a um volume constante até “a”, onde o ciclo volta à origem e se repete todo o processo. O trabalho obtido ao fim de um ciclo *diesel* é igual à área definida entre os pontos “abcd”. De notar que, o calor absorvido (Q_{abs}), é absorvido a uma pressão constante ao longo da linha definida entre os pontos “bc”. Por sua vez, o calor fornecido ao exterior (Q_{ced}) é cedido a um volume constante representado pela linha definida entre os pontos “da”. Nas transformações adiabáticas definidas pelas linhas “ab” e “cd” não existem trocas de calor. O diagrama em análise é o diagrama de um ciclo *diesel* ideal, uma vez que o que acontece na realidade é que as linhas definidas entre pontos não são tão estáveis, pelo que a pressão e volume indicados são aproximadamente constantes, não sendo desta forma realmente definidas por linhas retas.

Com vista ao aumento da eficiência dos motores de combustão interna estima-se que, num futuro próximo, todos os motores *diesel* fabricados sejam dotados de um turbocompressor. O turbocompressor é um equipamento que aproveita os gases de escape para injetar ar nos cilindros (câmara de combustão) e é dotado de dois rotores radiais, ligados num só eixo, em que de um lado funciona como turbina e do outro funciona como compressor. Desta forma, o turbocompressor aumenta a densidade do ar através da compressão, o que permite que num mesmo volume seja possível injetar mais quantidade de ar, que aumentando então proporcionalmente a quantidade de combustível resulta numa mistura mais rica fazendo com que mais trabalho seja realizado a cada ciclo de combustão, traduzindo-se numa maior potência produzida. No entanto, o processo de compressão do ar provoca também um aumento da temperatura, que causa o efeito oposto nomeadamente a redução da densidade do ar. Assim, no circuito do turbocompressor é também utilizado um *intercooler*, um permutador de calor, para que diminua a temperatura do ar comprimido fazendo com que a densidade do mesmo volte a subir. Dependendo da localização do *intercooler*, este pode ter o nome de *aftercooler*. Um motor dotado de turbocompressor, consegue ter um aumento de eficiência em cerca de 30% a 40%, ao passo que tem uma redução do consumo de combustível de aproximadamente 5%.

As temperaturas de combustão, que periodicamente alcançam até aproximadamente 2000ºC, atuam somente durante uma fração de um ciclo de trabalho. Dependendo do material é possível através da refrigeração a ar ou água baixar o valor das temperaturas nas paredes da câmara de combustão. Os motores com alta potência por litro são de difícil refrigeração adequada, desta forma a refrigeração a água é a mais comum em máquinas estacionárias e marítimas e, a refrigeração a ar impõe-se nos motores dos veículos. A potência para a ventoinha de refrigeração na refrigeração a ar, é ligeiramente superior à necessária para o acionamento do ventilador e bomba em sistemas de refrigeração a água.

Um outro componente existente nos motores são os sistemas de injecção, podendo estes ser de dois tipos, direta e indirecta. O sistema de injecção indireta utiliza um espaço da câmara de combustão dividida entre uma pré-câmara de combustão, geralmente referida como ante-câmara, e uma câmara principal constituída pelo pistão e válvulas. A finalidade da divisão das câmaras tem como intuito acelerar o processo de combustão como forma de impulsionar a potência pelo aumento do regime de rotações do motor. Na ante-câmara são colocados materiais de baixa condutibilidade térmica que se aquecem rapidamente, ajudando na redução do retardo de ignição. O combustível injetado entra em contato com a câmara em altas temperaturas, quebrando o jato e evaporando-se. Durante o período inicial da

combustão, a mistura queimada é ejetada para a câmara principal, gerando uma grande turbulência que vai assegurar uma rápida combustão na câmara principal. Embora tenha a vantagem de produzir menos componentes de gás de escape prejudiciais, produz maiores perdas de calor, devido às diversas superfícies de permutação, o que origina um maior consumo específico de combustível.

Desta forma o sistema de injecção directa revela-se mais eficaz que o anterior. Inicialmente, a injecção direta era em motores a *diesel* mais antigos, onde a distribuição do combustível era feita a partir de uma bomba individual por cilindro que conduzia o combustível a uma pressão elevada para os bicos injectores através do qual o diesel é pulverizado para dentro da câmara de combustão principal do motor segundo um ângulo apropriado. No sistema de injecção de pressão modulada "*Common Rail*" a produção de pressão e injecção são acoplados. A pressão de injecção é produzida independente da rotação do motor e do volume de injecção e está alojada num acumulador de combustível de alta pressão "Rail" pronta para a injecção. O momento e qualidade de injecção são calculados na unidade de comando e transportados pelo injetor em cada cilindro do motor. Com o injetor e a alta pressão (até cerca de 1 400 bar) sempre iminente obtém-se uma curva de injecção muito precisa.

Nos grupos geradores a variação da velocidade varia com a variação da carga e o tempo de correcção, e também é proporcional à intensidade da mesma variação. Os reguladores são ditos isócronos quando asseguram a rotação constante entre vazio e plena carga, corrigindo no menor tempo possível as variações de RPM. Por mais isócronos que possam ser, não podem corrigir instantaneamente as variações de rotação do motor, devido à inércia natural do sistema. É necessário, primeiro, constatar que houve uma variação de RPM para de seguida efetuar a correção.

O tempo de resposta é ajustado até um limite mínimo, a partir do qual o funcionamento do motor se torna instável por excesso de sensibilidade. Neste ponto, é necessário retroceder até que a rotação se estabilize. Uma vez obtido o melhor tempo de resposta, a quantidade de RPM que pode variar dentro deste tempo depende da solicitação da carga. Uma grande variação brusca na carga induz uma variação proporcional da velocidade. Além da sensibilidade, é necessário ajustar o valor máximo que se pode permitir de queda ou de aumento de velocidade, entre vazio e plena carga, que nem sempre pode ser zero rotações por minuto. Esta variação é conhecida como *droop* e é necessária, especialmente para grupos geradores que operam em paralelo.

Os motores mais modernos já são dotados do sistema *Engine Control Unit* (ECU) avalia os sinais de sensores externos e limita o nível de tensão admissível. Microprocessadores calculam a partir dos dados de entrada e mapas característicos armazenados na memória, os tempos de injecção e os momentos de injecção e transforma em evoluções temporais que são adaptados ao movimento do motor. Com base nos dados recolhidos pelos sensores, o ECU pode basicamente controlar a velocidade do motor, temperatura do líquido de arrefecimento, teor de oxigénio de escape, voltagem da bateria, velocidade da cambota, temperatura do combustível, temperatura do líquido de arrefecimento, pressão de combustível, pré-aquecimento, bomba de combustível de alta pressão, injectores e bomba de combustível de baixa pressão.

2.2.2 - Alternador

Um alternador é um gerador síncrono ($n_r = n_s$) de Corrente Alternada (AC), da mesma forma que um dínamo é um gerador de Corrente Contínua (DC). O alternador é uma máquina que se destina à transformação de energia mecânica em energia elétrica. Nesta dissertação será utilizado para acoplamento a um motor *diesel* e servirá para produzir corrente alternada trifásica. O princípio básico de funcionamento desta máquina está baseado no movimento relativo entre uma espira e um campo magnético. Este princípio baseia-se no fenómeno da indução eletromagnética em que, a corrente flui através do rotor criando um campo magnético que induz a movimentação dos eletrões nas bobines do estator que produzirá por conseguinte uma corrente alternada aos seus terminais. [3]

Para compreender melhor o funcionamento desta máquina será possível visualizar a sua vista explodida na figura (2.4) e respectiva legenda na tabela (2.1).

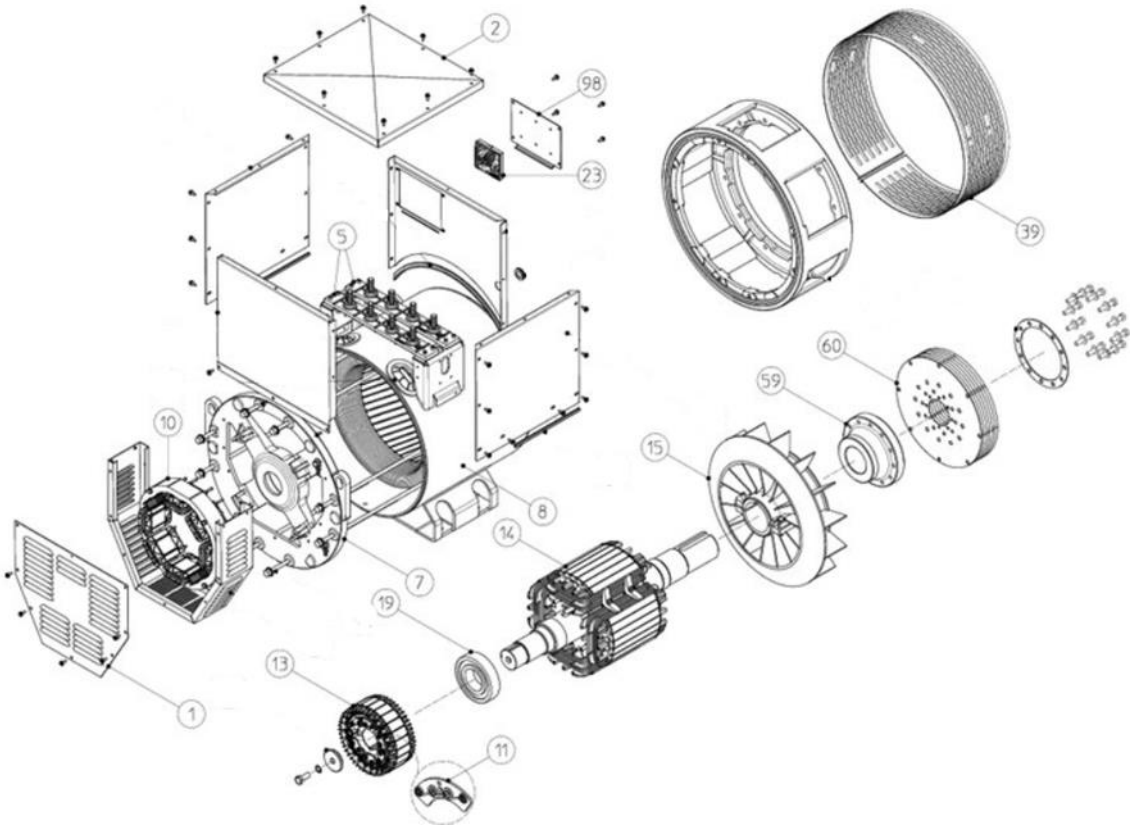


Figura 2.4 - Vista explodida de um gerador com um modelo construtivo típico em geradores

Tabela 2.1 - Legenda da figura explodida de um modelo construtivo de um alternador típico

Posição	Designação
1	Veneziana

2	Tampa da caixa de ligações
5	Placa de ligações
7	Tampa traseira
8	*Frame* de alternador
10	Estator da excitatriz auxiliar
11	Ponte de díodos rectificadora
13	Rotor da excitatriz auxiliar
14	Rotor principal
15	Ventilador
19	Rolamento *non-drive end* (NDE)
23	*Automatic Voltage Regulator* (AVR) Digital
39	Flange
59	Bucha de acoplamento
60	Disco de acoplamento
98	Tampa de acesso rápido AVR

O alternador síncrono é uma máquina constituída por um rotor principal que pode ter duas configurações construtivas distintas, de pólos salientes ou de pólos lisos. Nos rotores construídos com pólos lisos o entreferro é constante ao longo de toda a periferia do núcleo de ferro, enquanto os rotores de pólos salientes apresentam descontinuidades no entreferro ao longo da periferia do núcleo de ferro, formando as chamadas regiões interpolares. A configuração do circuito magnético pode ser laminado ou maciço. É quase sempre no rotor que está situado o sistema indutor do alternador que irá por sua vez induzir o movimento de eletrões no induzido, isto é, no estator. O estator principal tem o seu circuito magnético laminado em forma de coroa cilíndrica, em que é ranhurado internamente com ranhuras semifechadas uniformemente distribuídas. Para baixa tensão o enrolamento do induzido é por norma feito com fio, enquanto que para média tensão o enrolamento é realizado com barra de cobre. Os alternadores utilizados na gama de potências em análise e objetivo para esta dissertação têm excitação e não têm escovas (*brushless*). Neste tipo de alternadores a corrente contínua para alimentação do campo é obtida sem a utilização de escovas ou anéis coletores, sendo substituídos por uma excitatriz principal constituída por um pequeno gerador conectado a uma ponte de díodos retificadora para alimentação do campo principal em corrente contínua, sendo neste momento utilizado em grande escala como o apresentado na figura (2.5). [4]

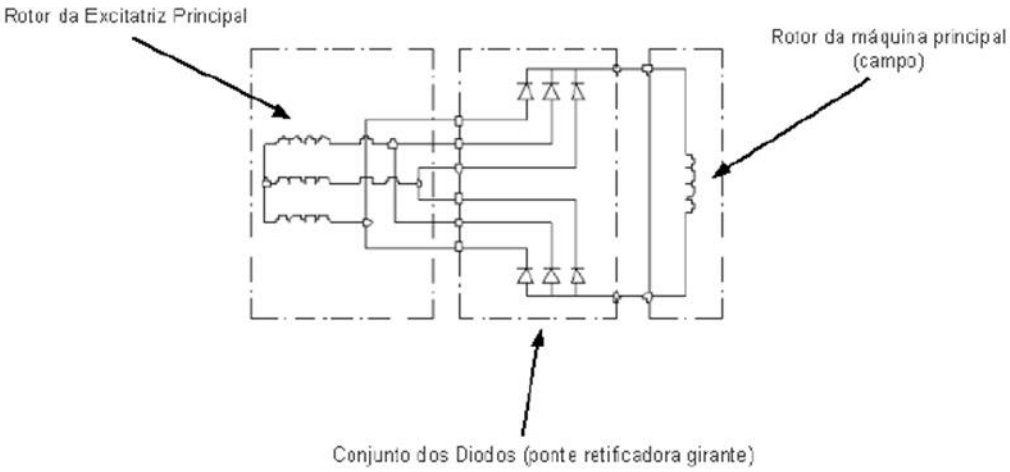


Figura 2.5 - Esquema de excitação *brushless* (componentes do rotor)

Para dar resposta às variações de tensão provocadas pelas variações de carga exigida ao equipamento, é utilizado um regulador de tensão, AVR, que compara a tensão de saída do alternador com o padrão ajustado no potenciómetro de ajuste da tensão e realiza as devidas correções, atuando sobre o campo da excitatriz. Este retifica uma tensão proveniente da bobina auxiliar, da excitatriz auxiliar ou outras formas (tap's, rede, entre outras), levando-a através de um transístor de potência ao enrolamento do campo da excitatriz principal, conseguindo desta forma manter a tensão de saída do gerador constante.

Nos geradores *brushless*, a potência que alimenta o regulador de tensão pode ser obtida de várias formas definindo o tipo de excitação da máquina. A forma mais usual de o fazer é recorrendo a uma bobinagem auxiliar que é passada junto à bobinagem do estator principal, *self-excited* (autoexcitados). Em condições normais de funcionamento é produzida uma tensão monofásica de frequência nominal no gerador, sofrendo pequenas distorções consoante o tipo de carga a alimentar. A figura (2.6) demonstra o esquema de funcionamento para este tipo de excitação.

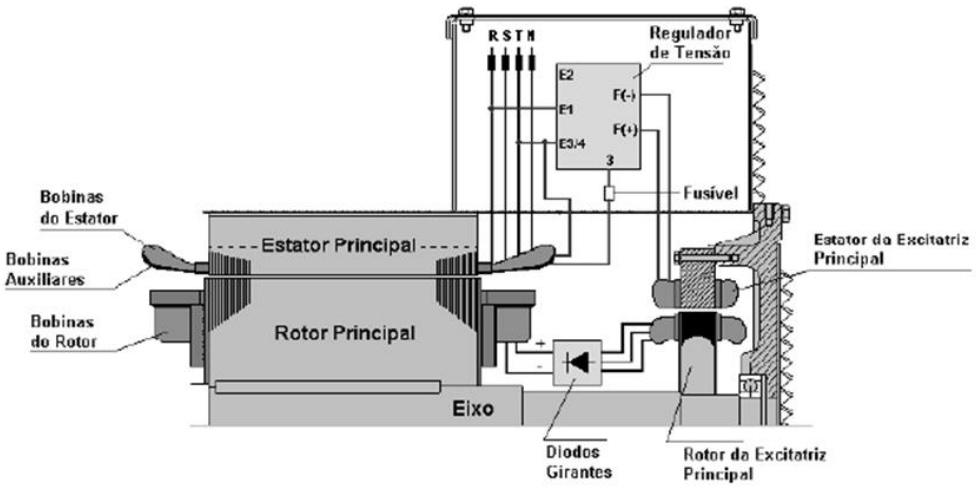


Figura 2.6 – Constituintes de um gerador com excitação do tipo *self-excited*

Outra forma de realizar a excitação de um alternador é a excitação através de uma excitatriz auxiliar a ímanes permanentes, isto é, *Permanent Magnet Generator* (PMG). O PMG é um sistema onde uma excitatriz auxiliar, constituído por um campo magnético constante produzido por uma peça magnetizada antes da montagem, funciona como um indutor girando no interior de um enrolamento fixo. A excitatriz auxiliar também se comporta como uma fonte de potência independente para o regulador de tensão. O regulador recebe a tensão trifásica alternada que é gerada no estator da excitatriz auxiliar, retifica, regula e aplica-o no estator da excitatriz principal do gerador, sendo o seu esquema demonstrado na figura (2.7).

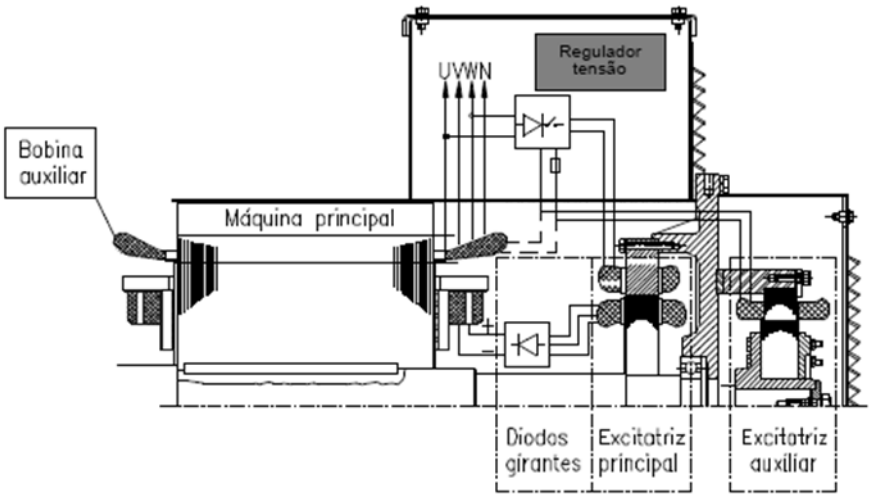


Figura 2.7 – Constituintes de um gerador com excitação do tipo PMG

2.3 – Cenários de Operação

Os grupos geradores são máquinas extremamente versáteis capazes de atuar nos mais variados cenários como é possível verificar através da figura (2.8).

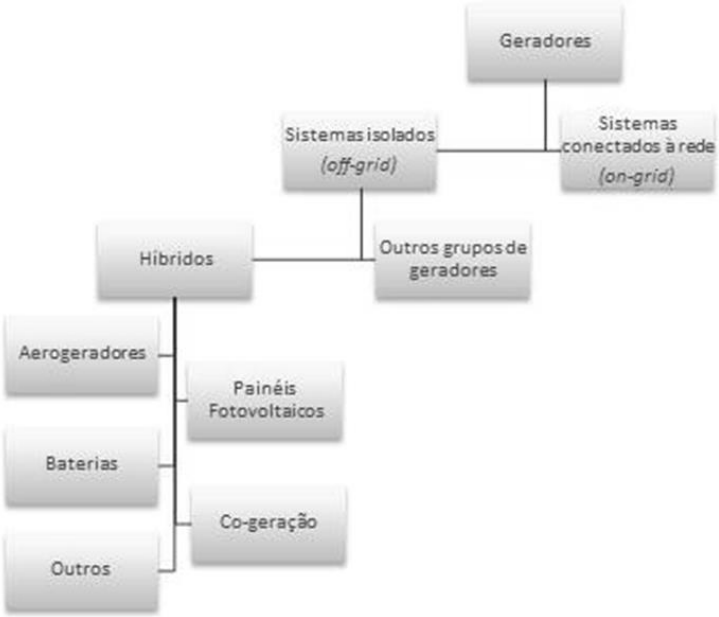


Figura 2.8 - Cenários de operação possíveis de um grupo gerador diesel convencional

Como é possível analisar através da figura acima representada, estas máquinas podem trabalhar conectadas diretamente à rede ou de forma isolada. Quando trabalham diretamente com a rede é realizada uma manobra de paralelo à rede. A realização do paralelo à rede consiste na transferência de carga da rede para o grupo sem que exista qualquer corte na rede de energia, pelo que é uma manobra delicada e tem de obrigatoriamente respeitar os seguintes procedimentos:

- Igualar a ordem de sucessão de fases entre o gerador e a rede;
- Igualar a amplitude da tensão aos terminais do gerador até à amplitude de tensão da rede (400 V);
- Igualar a frequência de funcionamento do gerador com a frequência de funcionamento da rede (50 Hz);
- Igualar as fases dos dois sistemas, isto é, encontrar o ponto de sincronismo.

A entrada e saída de máquinas produtoras de energia da rede (médias/grandes potências) tem um impacto significativo no sistema electroprodutor, pelo que para a realização desta manobra é preciso uma autorização da entidade exploradora da rede elétrica. Desta forma, nos dias de hoje, sempre que é preciso intervir na rede elétrica opta-se pela realização de um micro-corte, em que com o grupo gerador com o Disjuntor de Corte Geral (DCG) aberto, é passada a cablagem necessária desde o barramento do grupo gerador até ao barramento da rede em tensão. Seguidamente realiza-se o corte de energia de determinada secção da rede elétrica e energiza-se o barramento do grupo gerador através do fecho do DCG, assumindo desta forma o gerador, toda a carga inerente à secção que sofreu o corte e trabalhando consequentemente de forma isolada da rede.

O modo de funcionamento mais comum dos grupos geradores é *off-grid*, ou seja, num sistema isolado. Neste regime, é possível operar de duas formas distintas, o próprio gerador a funcionar como única fonte produtora de energia, ou o grupo gerador a trabalhar em conjunto com outros sistemas produtores, que poderão ser de outras tecnologias ou então outros grupos geradores, como é possível verificar na figura (2.8).

Para o modo de funcionamento com mais do que uma fonte de produção é possível realizar as ligações de três formas distintas, ou seja, como *backup*, em paralelo ou rampa. Na primeira, apenas se conecta o barramento do grupo gerador ao barramento da outra fonte produtora de energia recorrendo a um quadro elétrico de comutação e funcionando esta ligação apenas como *backup*. Isto é, quando acontece um corte de energia o grupo gerador entra em funcionamento de forma manual ou automática, existindo sempre um corte e portanto nunca estando estes dois sistemas a funcionar em simultâneo. A segunda forma, é a ligação em paralelo entre sistemas, que só está disponível quando os equipamentos em causa estão preparados para este modo de trabalho. O paralelo entre sistemas acontece respeitando os mesmos procedimentos de um paralelo à rede, no entanto tem a vantagem de poder admitir outra frequência e tensão de trabalho que não a da rede, ou seja, o grupo gerador pode trabalhar por exemplo a 60 Hz e 440 V em paralelo com outro sistema desde que as cargas assim o permitam. Por fim, é ainda possível realizar a ligação em rampa, em que para esta ligação ser possível os sistemas têm obrigatoriamente de ser capazes de sincronizarem entre eles. A ligação em rampa consiste no funcionamento de uma máquina (master) que ao atingir uma determinada percentagem máxima da sua potência total (ex.70%), um ou mais sets de máquinas (*slaves*) são colocados em funcionamento para que exista um reforço da potência total disponível. Caso a potência útil atinja uma percentagem mínima de trabalho (ex. 20%), o(s) *slave*(s) saem de serviço.

2.4 – Escolha da Solução

A determinação do grupo gerador *diesel* a utilizar neste sistema híbrido é a escolha mais importante, uma vez que será a máquina com maior débito de potência que se pretende analisar. Para a seleção desta máquina foi tido em conta a experiência da Nortaluga nesta área, foi realizada uma análise de mercado e, com base nos parceiros que a empresa tem neste setor, foi eleita a empresa *Alternativas Energéticas de Múrcia* (AEM) como fabricante fornecedor. Assim, e de forma a otimizar e compreender a escolha de todos os componentes que constituem o grupo gerador do sistema em estudo foram realizadas duas visitas técnicas a Múrcia (Espanha) em fases distintas do projeto. Nas reuniões realizadas com a AEM, nomeadamente com o diretor gerente Nicásio Mateo e com a sua equipa técnica, concluiu-se que o grupo gerador pretendido para o sistema em causa deve ter uma potência de 300 kVA para que em conjunto com os outros componentes híbridos que serão abordados nos próximos capítulos, seja um sistema capaz de debitar pelo menos 400 kVA em *prime power*.

2.4.1 – Motor

Para o sistema híbrido em análise pretende-se a aquisição de um motor de alto rendimento que tenha capacidade de responder rapidamente a grandes variações de carga. O

motor escolhido tem de ter uma ótima performance e garantir o nível mais reduzido possível de emissões de partículas e gases contaminantes para a atmosfera, selecionando-se desta forma um motor de classe *stage* 3A (Europa). Uma máquina que pertença a esta classe é dotada de um sistema de reciclagem dos gases de escape queimados, isto é, após uma primeira combustão, os gases queimados são reaproveitados para uma segunda combustão. Assim, apenas é necessário expelir para a atmosfera os gases e partículas contaminantes referentes a aproximadamente uma combustão, conseguindo produzir o dobro da potência. Um motor de classe *stage* 3A é uma máquina que se encontra conforme os requisitos da Normativa 97/98/CE do Parlamento Europeu e do Conselho de 16 de dezembro de 1997 relativa à emissão de gases e partículas contaminantes de máquinas móveis não de estrada. O motor selecionado tem de ser refrigerado por água, para evitar sobreaquecimentos e consequentemente uma baixa eficiência. De forma a elevar ainda mais a sua eficiência, esta máquina deverá ser dotada de um *turbocharger* para que a mistura ar-combustível na câmara de combustão seja mais rica e possa desta forma incrementar em cerca de 30% a 40% a potência produzida numa combustão, e consegue reduzir em cerca de 5% o consumo específico de combustível. Com base na obtenção de um elevado desempenho do motor, este deve ser dotado de um sistema de injeção direto do tipo "*common rail*". Este sistema tem a capacidade de obter curvas de injeção muito precisas. Este sistema apresenta como vantagens um arranque a frio quase instantâneo, um menor ruído de funcionamento e uma clara diminuição da poluição e do consumo. Pretende-se ainda que o motor tenha uma elevada taxa de compressão, uma vez que quanto maior for o valor desta, mais completa será a combustão da mistura presente na câmara de combustão. Por fim, a regulação de velocidade do motor terá de ser eletrónica, para que a máquina final possa atuar em paralelo com outros sistemas, conseguindo assim realizar todos os ajustes necessários e nunca perdendo a sua velocidade constante de trabalho. Com base em todas as características que se pretende que o motor possua, pela experiência de trabalho com motores das mais diversas marcas na categoria de grupos geradores e pela melhor relação qualidade/custo existente junto do fabricante, o motor escolhido foi um motor da marca Volvo Penta, cujo modelo será o TAD 1351 GE, apresentado de forma breve na figura (2.9) e na tabela (2.2). As curvas de análise à sua performance encontram-se detalhadamente expostas no anexo (1).

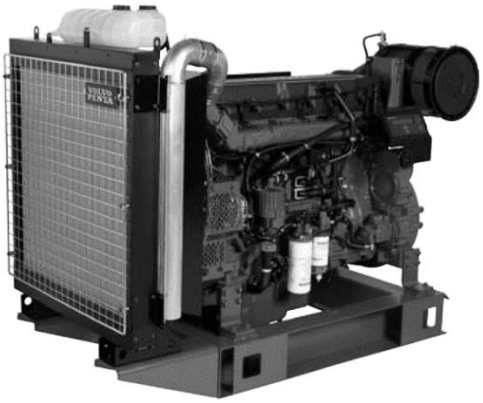


Figura 2.9 – Motor Volvo Penta modelo TAD 1351 GE

Tabela 2.2 – Breve apresentação das características técnicas do motor Volvo Penta TAD 1351 GE

Características Técnicas	
Marca	Volvo Penta
Modelo	TAD 1351 GE
Nº de cilindros e configuração	6 *in-line*
Método de operação	4 Tempos
Cilindrada (L)	12.78
Prime Power (kW)	286
Stand-By Power (kW)	306
Stroke (mm)	151
Bore (mm)	131
Relação de compressão	18.1:1
Dry weight, engine only (kg)	1295
Dry weight, gen pack (kg)	1715
Consumo de combustível a 25% de carga (l/h)	21
Consumo de combustível a 50% de carga (l/h)	37,2
Consumo de combustível a 75% de carga (l/h)	51,3
Consumo de combustível a 100% de carga (l/h)	67,1
Motor de Arranque (kW)	7
Baterias (Ah)	2 x 120

2.4.2 – Alternador

A seleção do alternador indicado para o projeto em análise teve como base a relação custo/benefício. Tendo já sido realizado um estudo de mercado por parte da Nortaluga, e sendo a empresa parceira da Mecc Alte, optou-se pela preferência de um produto deste representante. Com vista a efetuar a melhor escolha, foi realizado um contacto à Mecc Alte Espanha que desde logo se disponibilizou a prestar todo o auxílio técnico necessário para um correto dimensionamento deste constituinte. Assim, o diretor gerente da Mecc Alte Espanha Flavio Manderioli deslocou-se às instalações da Nortaluga em Viana da Castelo para uma reunião com o intuito de analisar e identificar a melhor escolha para este projeto. A solução pretendida deverá possuir uma classe de isolamento de qualidade superior para altas temperaturas, uma vez que será um equipamento de aluguer com muitas horas de trabalho de forma contínua, com grandes potências e muitas vezes em ambientes adversos. Um outro requisito de extrema importância é a capacidade de resposta a grandes variações de carga. Assim, este alternador será dotado de uma AVR do tipo DER1 (anexo 2), sendo esta uma AVR com uma precisão consideravelmente superior à AVR *standard* para alternadores autoexcitados. O alternador deve ainda ser conforme com os requisitos da Normativa 2004/108/CE, relativa à compatibilidade eletromagnética. Posto isto, o alternador selecionado é o modelo ECO 38-2LN/4 da marca Mecc Alte apresentado de forma breve na

figura (2.10) e na tabela (2.3). As curvas de análise à sua performance encontram-se expostas no anexo (3).

Figura 2.10 - Alternador Mecc Alte modelo ECO 38-2LN/4

Tabela 2.3 – Breve apresentação das características técnicas do alternador Mecc Alte ECO 38-2LN/4

Características Técnicas	
Marca	Mecc Alte
Modelo	ECO 38-2LN/4
Número de pólos	4
Tipo de Conexão	Estrela
Tipo de acoplamento	S.A.E.
Excitação	Autoexcitado sem escovas
Regulação	Eletrónica (AVR)
Classe de isolamento	H
Prime power (kVA)	300
Stand-By power (kVA)	315
AVR	Mecc Alte DER1

2.4.3 - Estrutura

Os grupos geradores podem ter três configurações possíveis relativamente ao seu contacto com o exterior, podendo estes ser abertos, com capota ou canopiados. Pretende-se que este sistema híbrido seja um sistema móvel, pelo que terá de ser conforme os requisitos da normativa 2000/14/CE do Parlamento Europeu e do Conselho de 8 de maio de 2000 relativa à aproximação das legislações dos Estados Membros sobre as emissões sonoras no meio devido às máquinas de uso ao ar livre. Desta forma, só é permitida a utilização de um grupo aberto em salas de máquinas isoladas de pessoal não técnico. Uma vez que não é o caso, e se pretende que este sistema seja super-silencioso, a solução com capota também não se aplica

a este projeto. Assim, este gerador será dotado de uma canópia com paredes extra largas, de aproximadamente 12 cm de espessura, constituídas por chapa de 3 mm de ambos os lados, sendo que do lado de dentro será perfurada e no seu interior terá uma espuma altamente densa para insonorização e isolamento do grupo gerador. Este grupo terá ainda uma estrutura interna capaz de suportar todo o seu peso no caso de ser necessário elevar o grupo gerador para transporte ou realização de trabalhos de forma isolada, isto é, sem necessariamente estar restrito a ser utilizado em conjunto com todo o sistema híbrido que está a ser projetado nesta dissertação. Por fim, o gerador terá um sistema de exaustão de gases consideravelmente sobredimensionado, para que o ruído emitido pelo mesmo seja ainda mais reduzido. A estrutura do gerador que foi dimensionada será então apresentada na figura (2.11). O esquema do monobloco do conjunto alternador e motor que serão incluídos nesta estrutura poderão ser consultados no anexo (3).

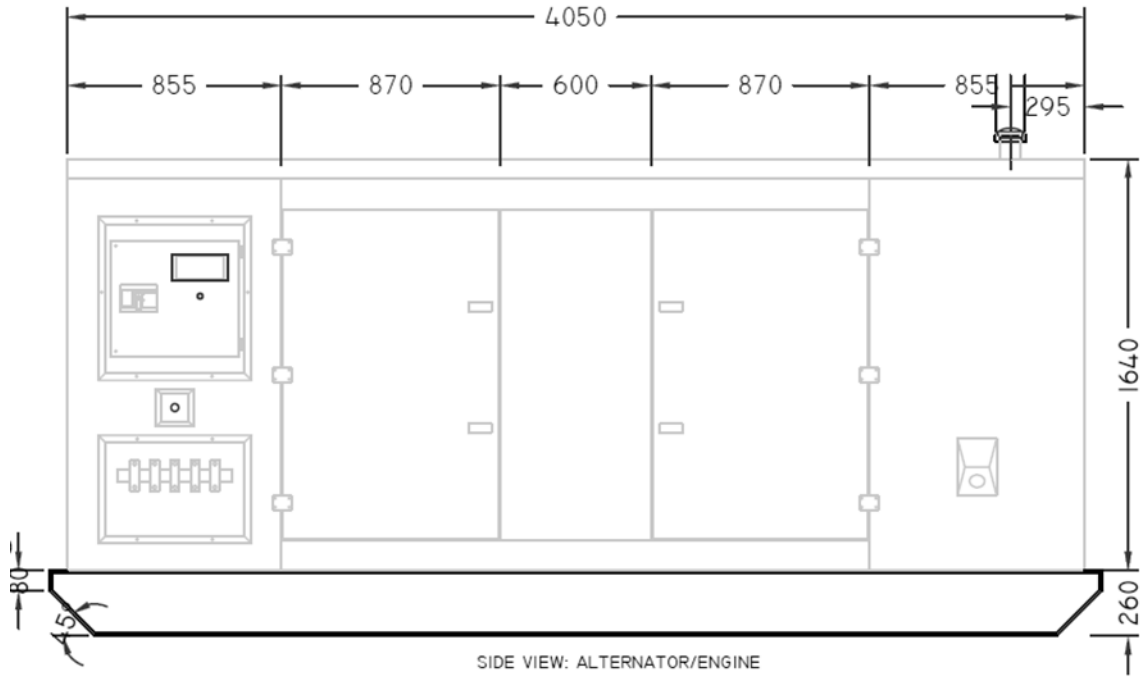


Figura 2.11 - Dimensões da estrutura do grupo gerador 300 kVA (vista lado quadro elétrico)

2.4.4 - Tanque de Combustível

O tanque de combustível da máquina é um ponto bastante importante no dimensionamento do equipamento uma vez que, mediante a utilização do gerador, poderá ser viável um tanque de capacidade diferente à capacidade *standard*. Os tanques do tipo *standard* de combustível são por norma dimensionados para que as máquinas sejam capazes de trabalhar durante 8 a 10 horas com um regime de carga de 75%. Para este projecto, pretende-se um equipamento capaz de trabalhar pelo menos 24 horas com um regime de carga de 75%, pelo que será colocado um depósito de 1400 l no seu interior, que será completamente isolado da bancada do gerador para que esta funcione como tina de retenção

no caso de vazamento do depósito. Este depósito será capaz de garantir para o regime de funcionamento enunciado 27 horas de trabalho. Uma vez que se trata de um sistema híbrido móvel e com grandes quantidades de combustível, este depósito será dotado de um respiro cuja saída terá um filtro de ar para evitar a entrada de partículas contaminantes no depósito de combustível. O tanque em questão terá dois bocais de abastecimento para facilitar o fornecimento de combustível, em ambos os lados do gerador, devido às suas dimensões. Para finalizar, o depósito de combustível estará equipado com um sistema de fácil acoplamento para trasfega e assim estar preparado para uma situação em que a máquina tenha um acesso muito complicado e o abastecimento possa ser realizado, bem como se existir a necessidade de acoplar um depósito auxiliar para a execução de algum trabalho de longa duração sem necessidade de realizar abastecimentos durante o mesmo.

2.4.5 - Controlador

Os grupos geradores são dotados de um controlador que é capaz de realizar toda a monitorização dos vários componentes através da utilização de sensores, bem como de agir sobre o sistema através da utilização de atuadores. O *Programmable Logic Controller* (PLC) de um grupo gerador é portanto um dos seus constituintes mais importantes, sendo necessário desta forma conhecer as funções avançadas que se pretende que o controlador seja capaz de realizar de forma a poder ser feita a escolha do mesmo. Assim, pretende-se um controlador que consiga comunicar com todos os outros controladores que existirão no sistema híbrido analisado nesta dissertação. Através da experiência com grupos geradores da empresa Nortaluga, e tendo um parceiro neste segmento, decidiu-se utilizar um PLC do fabricante DeepSea Eletronics. Como funções básicas de controlo este deve ser capaz de monitorizar e ajustar parâmetros para um correto funcionamento de todos os componentes, bem como de assegurar a proteção do grupo. Como funções avançadas do sistema, o PLC deve arrancar o grupo gerador remotamente ou manualmente, arrancar automaticamente no caso de falha de rede e ainda efetuar o sincronismo com outros grupos realizando a transferência de carga assim que atingidos os parâmetros necessários. Este módulo deve ainda realizar manobras de paralelo com a rede. Após uma conversa com o responsável técnico Fernando Esgon da DeepSea Espanha, chegou-se à conclusão que a melhor solução para este grupo gerador seria a utilização de um PLC DeepSea com o modelo 8610. Com vista a este sistema poder ser instalado num cliente e ser possível efetuar a aquisição de dados do grupo através de um *software* de gestão externo, incluiu-se a expansão DSE 2157 que contém 8 relés de contacto configuráveis com indicação led, que possuem: 4 saídas normalmente abertas (N/O) e 4 saídas comutáveis (C/O) e permite assim a aquisição de até 8 sinais por parte do cliente. O controlador selecionado DeepSea 8610 será então apresentado na figura (2.12), e a sua expansão Dse 2157 na figura (2.13).

Figura 2.12 – PLC DeepSea 8610 (vista frente e trás)

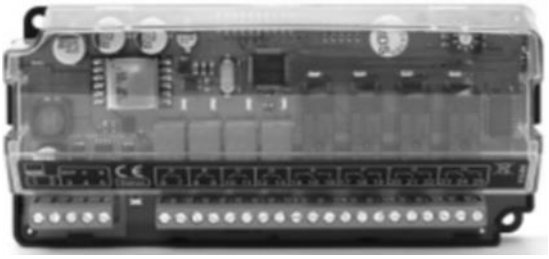


Figura 2.13 – Expansão Dse 2157

2.4.6 – Quadro Elétrico

O gerador terá um quadro elétrico para alojar a aparelhagem de proteção a todos os componentes elétricos existentes no mesmo, bem como um barramento de ligação em barras de cobre que é protegido a montante por um disjuntor de corte geral que dispara em caso de sobreaquecimento ou sobrecarga. Neste quadro elétrico será alojado o controlador DeepSea 8610 bem como a sua expansão Dse 2157. Será montado um sistema de alimentação elétrico externo ao grupo gerador com um carregador que garanta que as baterias responsáveis pelo impulso de arranque ao motor estejam sempre com carga e nas melhores condições, uma vez que este sistema poderá ser utilizado como *backup* por tempo indeterminado em aluguer. Este sistema será ainda dotado de um interrutor diferencial para a realização da proteção de pessoas ou animais que entrem em contacto direto ou indireto com a corrente elétrica. O diferencial será regulável visto que se trata de uma máquina produtora que consoante a instalação que esteja a alimentar terá de garantir a seletividade da mesma, devendo para isso estar sempre com uma sensibilidade inferior aos diferenciais existentes nos quadros elétricos a jusante. O gerador em questão será ainda dotado de uma resistência de pré-aquecimento, também ela com alimentação externa ao grupo gerador devido à possibilidade de trabalho em condições de baixas temperaturas ou situações críticas de aluguer para funcionamento em *backup*. Esta resistência terá a responsabilidade de manter o motor a uma temperatura pré-definida para que numa situação de emergência o equipamento arranque de uma forma capaz e responda a um grande golpe de carga no imediato. O quadro elétrico a ser implementado no grupo gerador será apresentado na figura (2.14).

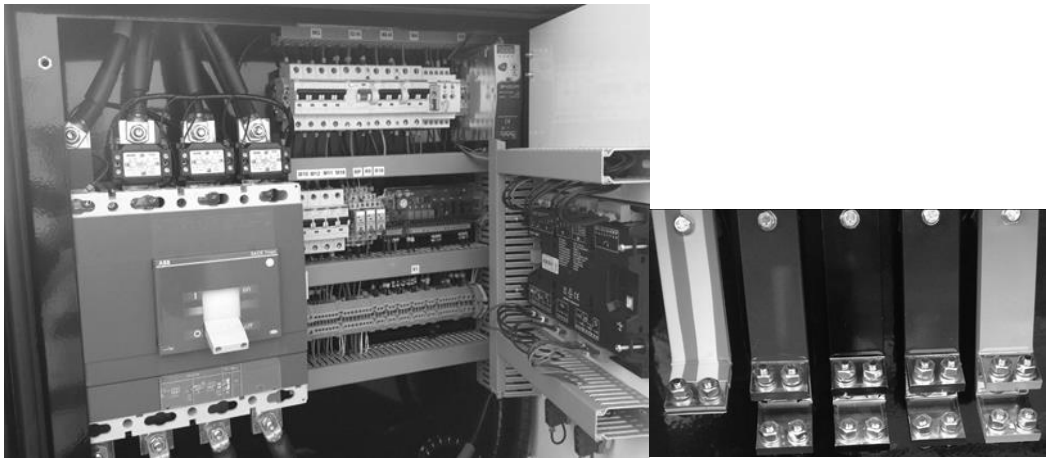


Figura 2.14 – Quadro elétrico e barramento do grupo gerador

2.5 – Ensaios

Uma vez que o grupo gerador em análise já foi adquirido pela empresa Nortaluga em Janeiro de 2016, foram realizados dois ensaios distintos com vista ao estudo do comportamento do equipamento em carga. Para a realização destes dois ensaios foi realizado o esquema de montagem demonstrado na figura (2.15) e foram utilizados os seguintes equipamentos:

- Carga trifásica equilibrada resistiva de 300 kW;
- 3 Pinças amperimétricas Fluke 376;
- 3 Multímetros Fluke 117;
- 1 Multímetro Fluke 117 (Frequencímetro);
- 1 Tacómetro (Medição das rpm motor);
- 1 Termómetro de infravermelhos Fluke 561 (Medição de temperaturas no motor);
- 1 Computador com *software* DeepSea (Monitorização de todos os parâmetros do grupo gerador através do seu software).

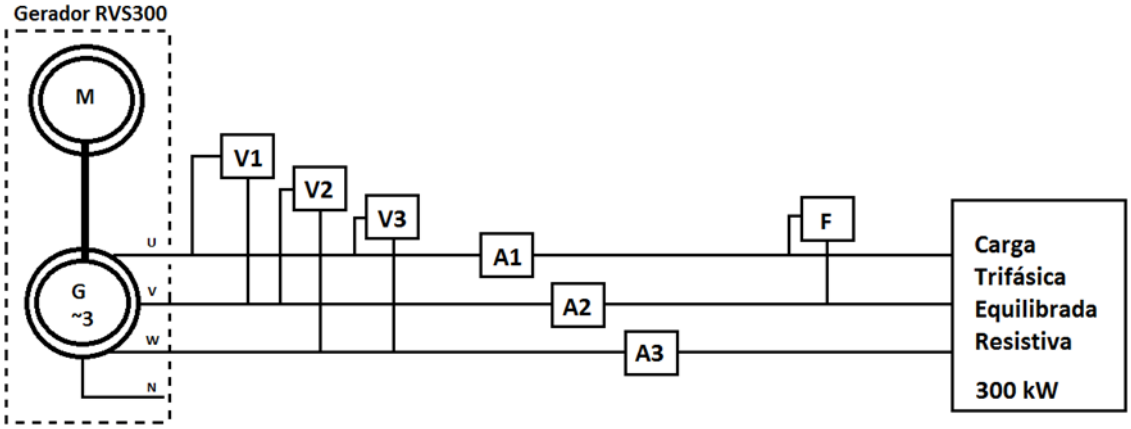


Figura 2.15 – Esquema de montagem utilizado na realização dos dois ensaios abaixo mencionados

2.5.1- Ensaio 1

Neste primeiro ensaio pretende-se analisar a capacidade de resposta do grupo gerador a uma variação de carga de forma gradual, analisando-se a resposta de parâmetros como as tensões, variações de temperatura, frequência e correntes. A sua realização foi apenas realizada com uma tipologia de carga, nomeadamente trifásica equilibrada resistiva. Este facto deveu-se à disponibilidade de equipamentos para a realização dos referidos ensaios, bem como ao tempo disponível para a sua execução. Desta forma, foram obtidas curvas para os parâmetros enunciados, sendo elas apresentadas nas figuras (2.16), (2.17), (2.18) e (2.19), podendo os valores obtidos ser consultados no apêndice (1).

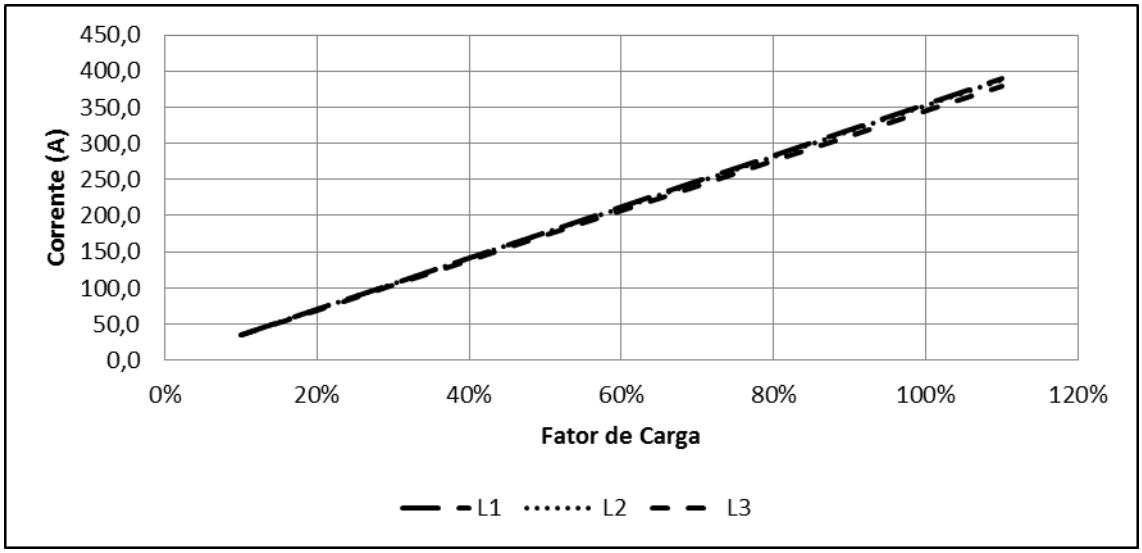


Figura 2.16 - Gráfico ilustrativo da variação dos valores de corrente em função do aumento de carga

A potência produzida pelo grupo gerador trifásico em corrente alternada varia de acordo com a equação (2.1).

$$P = \sqrt{3} * V * I * \cos(\phi) \tag{2.1}$$

Desta forma, sabendo que o fator de potência tem um valor constante de 0.8, característico do alternador, e que a tensão entre fases tem sempre um valor aproximadamente constante de 400 V, sendo sucessivamente analisado e corrigido pela AVR para que assim seja, a variação da corrente será desta forma diretamente proporcional à variação da potência elétrica requerida pelo aumento de carga realizado.

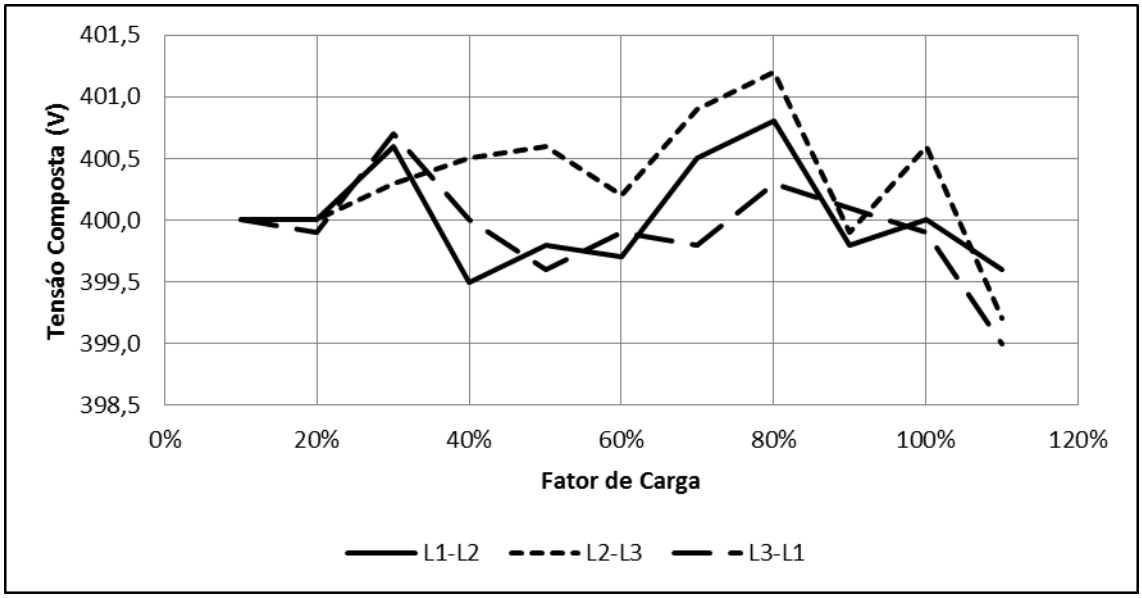


Figura 2.17 - Gráfico ilustrativo da variação dos valores da tensão composta em função do aumento de carga

Sabendo que se trata de um equipamento novo, e que se pressupõe que as fases se encontram equilibradas, mais uma vez é esperado que as 3 curvas referentes às variações da tensão composta imposta pelos sucessivos aumentos de carga sejam aproximadamente coincidentes. As variações de tensão aos constantes aumentos de 10% de carga são imediatamente corrigidas pela AVR, revelando desta forma que a máquina, quando sujeita a aumentos desta magnitude, tem uma capacidade de resposta imediata garantindo sempre a integridade dos parâmetros de trabalho exigidos pelos equipamentos que se encontram a jusante da mesma. Ainda que em situações transitórias de sobreintensidades, a tensão aos terminais do estator não sofre grandes variações, garantindo desta forma que a qualidade de energia produzida seja assegurada.

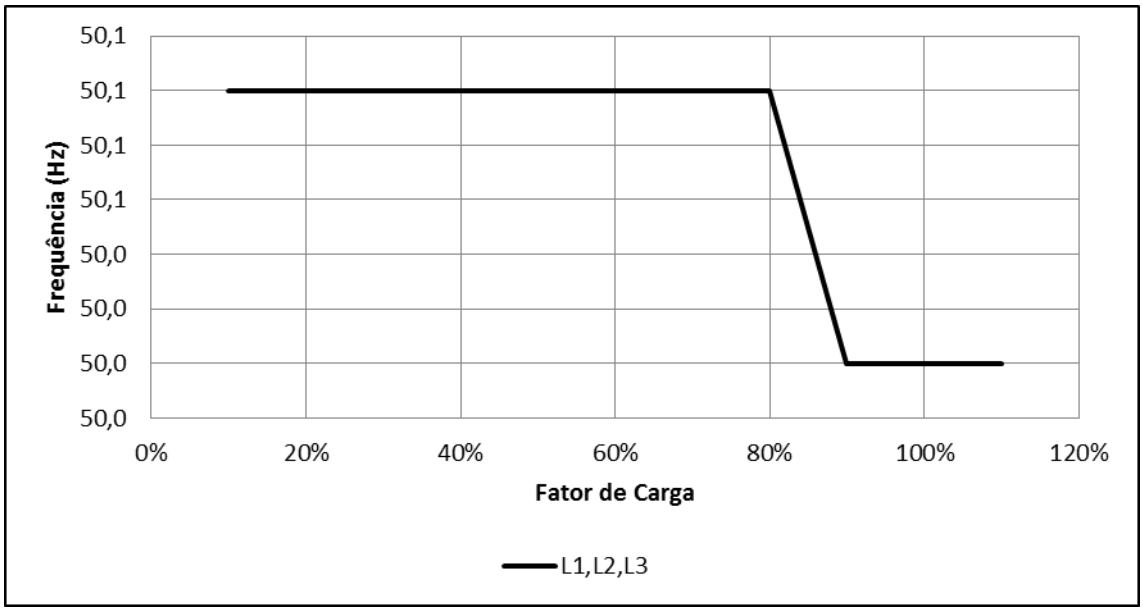


Figura 2.18- Gráfico ilustrativo da variação dos valores de frequência em função do aumento de carga

A variação da frequência para os diferentes valores de carga requeridos foi aproximadamente nula, conseguindo assim assegurar a qualidade da energia produzida para toda a gama de potência de trabalho do grupo gerador.

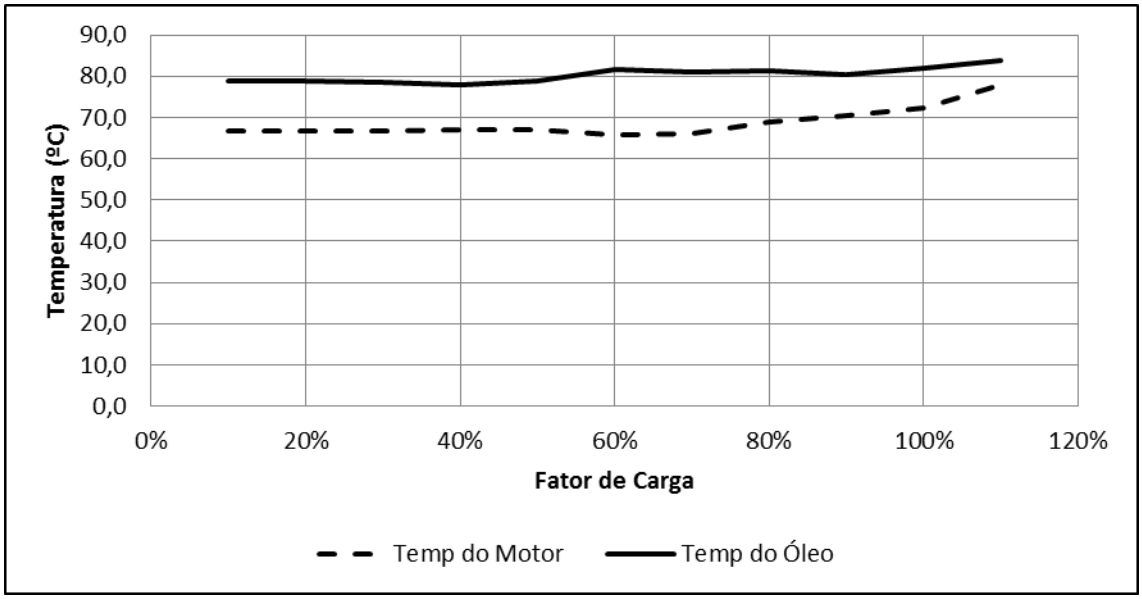


Figura 2.19 - Gráfico ilustrativo da variação da temperatura do motor e do óleo em função do aumento de carga

Uma vez que o circuito do óleo além de ser responsável pela lubrificação do motor também é responsável pelo arrefecimento do mesmo, é importante conhecer os seus valores durante todo o ensaio realizado. Mais uma vez, como era espectável, os valores do óleo encontram-se sempre cerca de 10º acima dos valores da temperatura do motor. Para a

realização destas medições, a temperatura no motor foi medida nas relas, onde a superfície de contacto é mais fina pelo que tem um aquecimento superior ao resto da carcaça traduzindo-se numa imagem mais fidedigna do real valor de temperatura. A temperatura do óleo foi obtida nos filtros de óleo, ou poderia também ser obtida na zona do cárter.

2.5.2- Ensaio 2

No segundo ensaio, pretende-se conhecer a capacidade de resposta do grupo gerador a cargas de impacto, isto é, a grandes variações de carga em curtos espaços de tempo. Assim, este ensaio foi mais uma vez realizado com o esquema apresentado na figura (2.15), e pretende-se com ele conhecer a sua capacidade de trabalho, isto é, o valor máximo de carga possível de lhe transmitir de forma quase instantânea sem que haja um abaixamento demasiado grande de frequência. O limite de variação máxima de frequência para este ensaio foi estabelecido em 4 Hz pelo que assim que a máquina atingir essa diferença, o teste será interrompido e será assim considerado o seu valor máximo de trabalho com cargas de impacto. Pretende-se neste ensaio analisar os valores máximos e mínimos atingidos pela corrente aos terminais do estator e da frequência. Desta forma, foram obtidas curvas para estes parâmetros, sendo elas demonstradas nas figuras (2.20) e (2.21), podendo os valores obtidos ser consultados no apêndice (2).

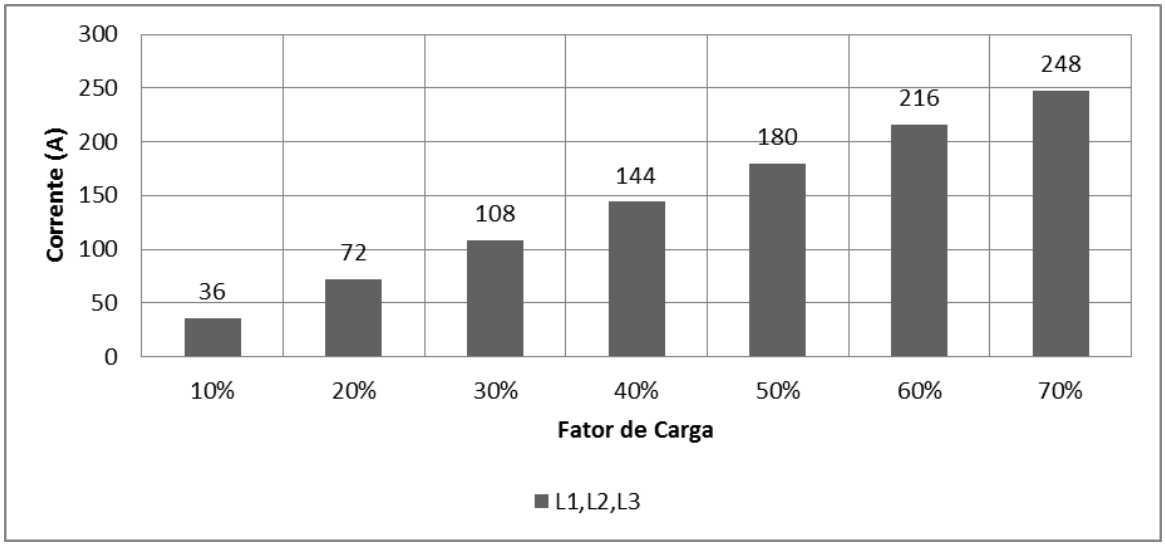


Figura 2.20 - Gráfico ilustrativo da variação dos valores de corrente como resposta a variações de carga bruscas em curtos espaços de tempo

Uma vez que se trata de uma carga do tipo resistivo, era expectável que se alcançassem valores relativamente próximos aos valores obtidos no primeiro ensaio, em que a carga evoluía lentamente com aumentos de 10%, nomeadamente em intervalos de um minuto. Desta forma, verifica-se então que os valores são aproximados aos do ensaio 1. Como é possível verificar, apenas estão relatados valores até aos 70% de carga atingidos pelo grupo gerador, uma vez que para valores superiores a este, o abaixamento da frequência ultrapassa

os valores máximos estipulados para funcionamento da máquina, como é possível verificar através da figura (2.21).

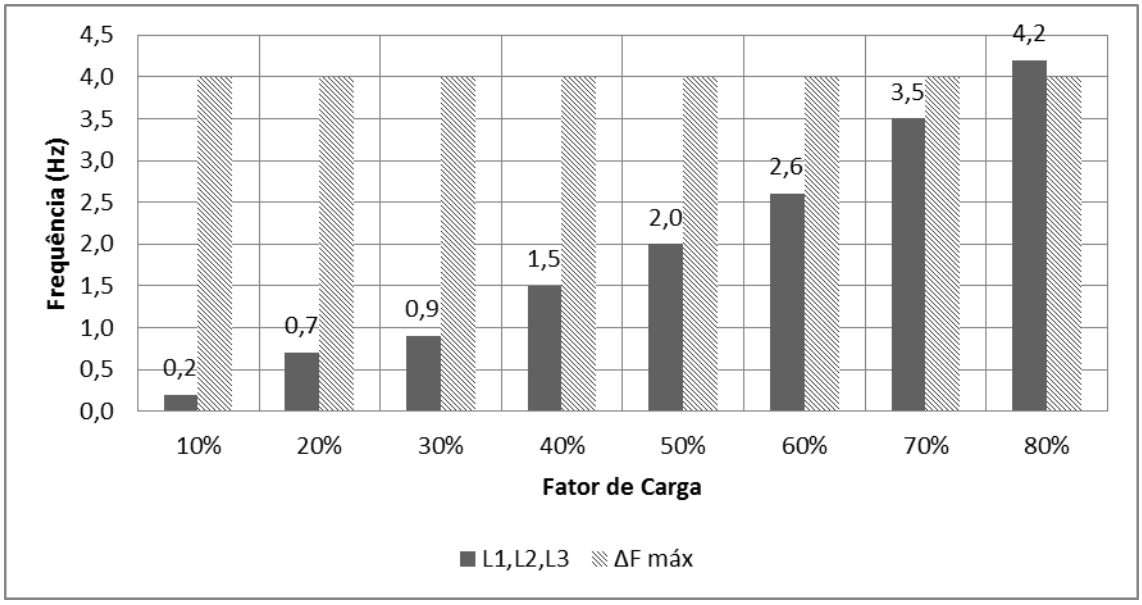


Figura 2.21 - Gráfico ilustrativo da variação dos valores da frequência como resposta a variações de carga bruscas em intervalos de um minuto

Neste gráfico é possível evidenciar uma descida acentuada dos valores de frequência face à potência requerida pela carga. Na medida em que se trata de um motor da classe *stage* 3A é uma máquina com algumas limitações, uma vez que se encontram definidas com um nível de caudal máximo permitido. Assim que atinja o valor máximo de caudal de combustível permitido por este tipo de motores, irá existir um défice de combustível para dar resposta a uma determinada carga num curto espaço de tempo, pelo que esse défice será traduzido num menor binário motor, pelo que com o maior binário resistente requerido pela carga, vai existir uma variação da velocidade de sincronismo, que se traduz desta forma numa diminuição brusca da frequência. Com vista ao controle de emissões de gases e partículas contaminantes para a atmosfera, os motores são cada vez mais controlados para que cumpram todas as normas impostas, resultando assim numa solução de compromisso dos fabricantes em ótimas performances com menos emissões. Posto isto, os valores atingidos neste ensaio por esta máquina eram os esperados para um grupo gerador com um motor pertencente a esta classe.

Capítulo 3

Sistemas Fotovoltaicos

Neste capítulo pretende-se realizar uma exposição e análise dos sistemas fotovoltaicos, começando por uma breve abordagem dos seus fundamentos, estrutura e materiais disponíveis no mercado que constituem as células fotovoltaicas, o seu princípio de funcionamento e configurações possíveis. Seguidamente é realizada a escolha da solução para o desenvolvimento deste projecto, bem como o seu dimensionamento.

3.1 – Introdução aos Sistemas Fotovoltaicos

Os sistemas de energia solar fotovoltaica convertem a energia proveniente da radiação solar em energia elétrica através das células fotovoltaicas. Foi no ano 1839 em Paris, que o efeito fotovoltaico foi observado pela primeira vez por Alexandre Edmond Becquerel. Este observou que corrente elétrica era produzida quando dois pratos de platina ou ouro mergulhados numa solução ácida, neutra ou alcalina eram expostos de uma forma desigual à radiação solar. [5]

O efeito fotovoltaico é um efeito quântico característico dos semicondutores, que quando na presença de luz solar ou artificial provoca a excitação dos eletrões nesses materiais, originando uma tensão variável aos terminais de uma junção P-N, resultando num fluxo de eletrões e produzindo desta forma uma corrente contínua.

A radiação solar que incide sobre um corpo na superfície terrestre é a resultante da soma das componentes direta, difusa e refletida da radiação. A radiação direta provém dos raios solares que atingem a superfície terrestre, sem qualquer mudança de direção que não seja a ocasionada pela refração atmosférica. Esta é a forma de radiação mais importante, sendo que quando o céu se encontra limpo, representa a mesma em média 1000 W/m^2, já contabilizando os efeitos da atenuação da absorção por gases presentes na atmosfera. Este valor é um valor médio de referência, pois dependendo da localização terrestre em análise, esta tem valores variáveis dada a geometria da superfície terrestre, e a distância ao sol. A radiação difusa é a que é recebida por um corpo após a ocorrência de uma mudança de direção dos raios solares incidentes por reflexões nas nuvens, ou espalhamento na atmosfera. Por último existe também a radiação refletida, ou albedo, que provém da radiação que é refletida após a incidência numa superfície adjacente como edifícios, superfícies claras, arvoredo, entre outras, e sendo ela bastante dependente da forma e da textura da superfície refletora. [6]

A célula fotovoltaica é constituída por um material semicondutor, ao qual são adicionadas substâncias dopantes, de forma a criar um meio adequado para que quando a radiação solar atinja a sua superfície, haver uma excitação dos eletrões de forma a provocar uma diferença de potencial e consequentemente gerar uma corrente elétrica contínua. As células fotovoltaicas são constituídas por diversas camadas, como é possível verificar através da figura (3.1).

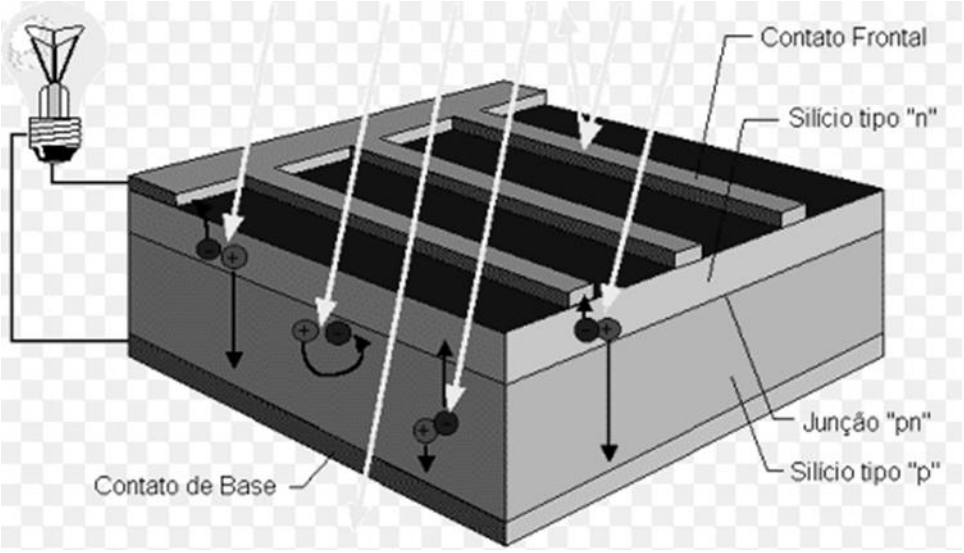


Figura 3.1 - Representação de uma célula fotovoltaica

A camada superior é constituída por uma cobertura de vidro temperado ou de material semelhante que faça a proteção da célula das características externas (como fatores climatéricos), e ainda uma película anti refletora para melhorar a eficiência da célula. Em seguida têm as camadas do tipo "n" e do tipo "p" que são normalmente constituídas de silício. O silício puro é um mau condutor pois possui poucos eletrões livres, logo utiliza-se um processo de dopagem, que consiste em adicionar percentagens de outros elementos ao silício. Através do processo de dopagem do silício, é possível então obter estas duas camadas que possuem respetivamente excesso de cargas positivas e excesso de cargas negativas relativamente ao silício em estado puro. Para a obtenção da camada do tipo "p" normalmente o silício é dopado com boro. Um átomo de boro forma quatro ligações covalentes com quatro átomos vizinhos de silício, mas como só possui três eletrões na banda de valência, apesar de três das ligações possuírem dois eletrões, uma das ligações apenas tem um eletrão. A este eletrão em falta atribui-se o nome de lacuna, que se comporta como uma carga positiva que viaja através do material, e quando é preenchido por um eletrão vizinho cria outra lacuna. Para a criação da camada do tipo "n" normalmente o dopante é o fósforo. Sendo o fósforo um átomo com cinco eletrões na sua nuvem electrónica, cria quatro ligações covalentes com os átomos de silício, e deixa assim um eletrão livre que viaja através do material. Normalmente, a camada do tipo "p" tem uma espessura superior à camada do tipo "n".

Quando a radiação solar incide na célula, cada fotão libertará um par eletrão-lacuna se produzir energia suficiente, transformando o eletrão livre num condutor e devido ao efeito do campo elétrico da camada P-N, os eletrões são orientados da camada "n" para a camada "p"

por um condutor externo, gerando desta forma corrente elétrica através do fluxo de eletrões na ligação. A corrente gerada é proporcional à densidade da radiação.

Um módulo fotovoltaico é um conjunto de células fotovoltaicas agrupas entre si em série e/ou paralelo, sendo as células encapsuladas e montadas numa estrutura, como é possível verificar na figura (3.2).

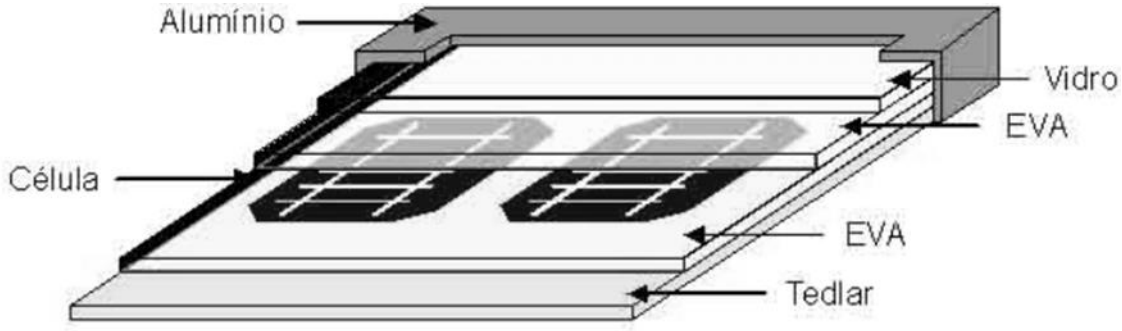


Figura 3.2 Constituição de um módulo fotovoltaico

Os módulos fotovoltaicos são constituídos por um aro em alumínio para conferir uma maior rigidez mecânica ao módulo, bem como agregar todas as partes constituintes do mesmo, enquanto dá um bom acabamento que facilita a sua instalação. Como é possível verificar na figura (3.2), este é constituído por uma camada de vidro exterior, de alta transparência e temperado para dar uma maior resistência e robustez às condições climatéricas a que poderá ser exposto. Tem ainda duas camadas de *Ethyl, Vinyl, Acetate* (EVA), que é um material usado para o encapsulamento e uma camada de *Tedlar* que é um substrato utilizado na base dos módulos. Por fim, tem ainda uma caixa de ligações na parte de trás, onde se encontram os terminais de ligação do painel, bem como os díodos de fileiras que fazem a proteção elétrica do equipamento.

A célula fotovoltaica normalmente possui uma potência variável entre 1 e 3W e uma tensão de aproximadamente 0,5V. Com o intuito de disponibilizar mais potência as células são ligadas em série e/ou paralelo, sendo que em série aumenta a tensão disponibilizada e em paralelo aumenta a corrente elétrica. A potência e a corrente disponibilizada aumentam também quanto maior for o módulo. Grande parte dos módulos existentes no mercado possuem cerca de 36 células de silício cristalino, ligadas em série, para aplicações de 12V. Os módulos ligados entre si em série e/ou paralelo formam um painel fotovoltaico. Esta hierarquia está apresentada na figura (3.3).

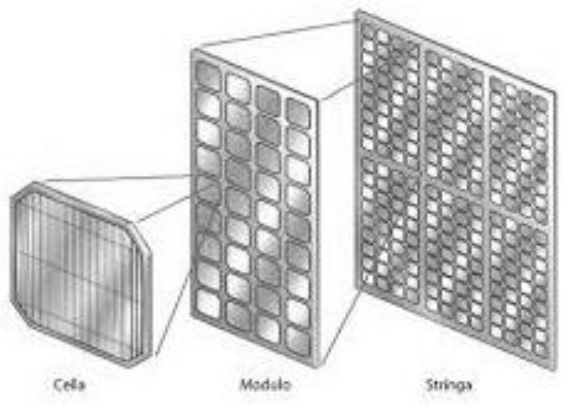


Figura 3.3 – Hierarquia Fotovoltaica

Com o intuito de tirar o melhor partido do rendimento dos painéis solares, estes devem estar voltados para Sul se estiverem localizados no Hemisfério Norte, ou voltados para Norte se estiverem no Hemisfério Sul, com um ângulo de inclinação variável de acordo com a latitude do local onde está situado o painel.

3.2 - Modelo Equivalente de uma Célula Fotovoltaica

Para se poder realizar uma análise mais detalhada do comportamento de um sistema elétrico fotovoltaico é importante compreender o princípio de funcionamento de uma célula fotovoltaica e conhecer o modelo equivalente, sendo ele representado seguidamente na figura (3.4). Este modelo é idêntico ao modelo de um díodo real, em que existem perdas de Joule existentes no material (representado pela resistência em série R_S) e considera também as perdas devido a correntes parasitas que circulam na célula (representado pela resistência em paralelo R_P).

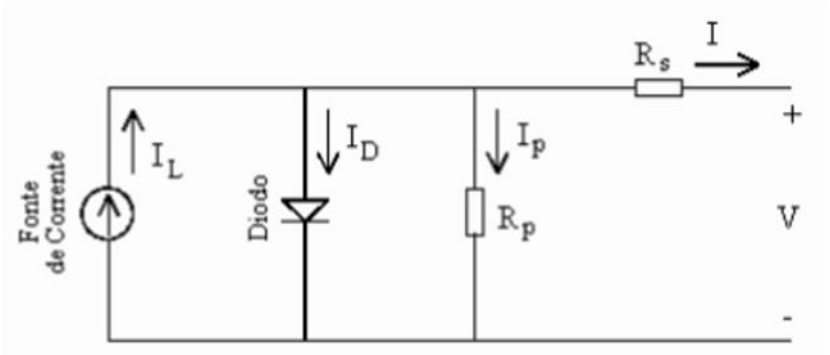


Figura 3.4 - Modelo equivalente de uma célula fotovoltaica real (modelo de um díodo)

Para análise deste sistema será considerado o modelo equivalente simplificado de uma célula fotovoltaica, em que apenas se distingue do apresentado pela desconsideração das resistências R_S e R_P representativas das perdas na célula como mencionado anteriormente.

Assim, a fonte de corrente existente neste modelo está a modelizar a radiação solar, em que I_L surge após a sua incidência na junção p-n de forma constante e unidirecional. Esta junção p-n funciona como um díodo que é atravessado por uma corrente I_D dependente da tensão aos terminais da célula. Sendo esta corrente traduzida pela equação (3.1): [7].

$$I_D = I_O(e^{\frac{V}{mV_T}} - 1) \tag{3.1}$$

Onde:

Tabela 3.1 - Legenda do esquema equivalente de uma célula fotovoltaica

Sigla	Designação	Unidades
I_L	Corrente proveniente da radiação incidente	A
I_D	Corrente direta no díodo	A
I_O	Corrente inversa máxima de saturação do díodo	A
V	Tensão aos terminais da célula	V
m	Fator de idealidade do díodo *(em que ideal=1 / real>1)*	-
V_T	Potencial térmico $V_T = \frac{kT}{q}$	V
k	Constante de Boltzmann $1{,}38\ x\ 10^{-23}$	J/K
T	Temperatura absoluta da célula *(0ºC = 273,16 K)*	K
q	Carga térmica do eletrão $1{,}6\ x\ 10^{-19}$	C

Pela lei dos nós de Kirchhoff, sabemos que a soma das correntes que entram é igual à soma das correntes que saem num nó, resultando assim a equação (3.2):

$$I = I_L - I_D \tag{3.2}$$

Por substituição com a equação (3.1), temos então a equação (3.3):

$$I = I_L - I_O(e^{\frac{V}{mV_T}} - 1) \tag{3.3}$$

3.2.1 - Célula em Curto-Circuito

A corrente de curto-circuito (I_{CC}) é um valor característico da célula que é fornecido pelo seu fabricante para as condições designadas *Standard Test Conditions* (STC), sendo o valor máximo da corrente de carga, como é possível evidenciar na equação (3.4). As condições STC estipularam-se como uma radiação incidente de 1000 W/m² e uma temperatura de 25ºC (298,16 K).

Características da célula em curto-circuito: [7]

$$V = 0$$

$$I_D = 0$$

$$I = I_L = I_{CC} \tag{3.4}$$

3.2.2 – Célula em Circuito Aberto

O valor da tensão de uma célula fotovoltaica quando se encontra em circuito aberto (V_{CA}) é o maior valor que a tensão poderá ter. Este parâmetro é também um dos que o fabricante indica para as condições STC.

Características da célula em circuito aberto: [7]

$$I = 0$$

$$V = V_{CA}$$

$$\frac{I_L}{I_O} = e^{\frac{V}{mV_T}} - 1 \tag{3.5}$$

3.2.3 – Potência Elétrica, Rendimento e Fator de Forma

Conhecendo estes dois pontos de funcionamento do sistema, é então possível conhecer outros parâmetros como a potência elétrica, o rendimento e o fator de forma. Assim, calcula-se a potência elétrica pela seguinte equação (3.6):

$$P = V * I = V * [I_{CC} - I_o \left(e^{\frac{V}{mV_T}} - 1\right)] \tag{3.6}$$

Para podermos obter o valor máximo de potência disponível, igualamos a zero e calculamos a derivada da equação (3.7).

$$I_{CC} - I_o \left(1 - e^{\frac{V}{mV_T}} + \frac{V}{mV_T} * e^{\frac{V}{mV_T}}\right) = 0 \tag{3.7}$$

Em que:

$$V = V_{max}$$

$$I = I_{max}$$

A solução da equação (3.7) só pode ser obtida recorrendo ao uso de métodos iterativos, como por exemplo o método de Newton-Raphson. No entanto, consideramos que a potência máxima é dada pela equação (3.8):

$$P_{max} = I_{max} * V_{max} \tag{3.8}$$

Grande parte dos fabricantes fornece os valores de V_{CA}, I_{CC}, V_{max}, P_{max} para as condições STC de trabalho das células fotovoltaicas.

Após o cálculo do valor de potência máxima (pico) ou caso seja um valor que tenha sido fornecido pelo fabricante, é então possível calcular o rendimento da célula para as condições de referência, sendo este calculado na equação (3.9):

$$\eta = \frac{P_{max}^{STC}}{A * G^{STC}} \tag{3.9}$$

Sendo a respetiva legenda apresentada na tabela (3.2).

Tabela 3.2 - Legenda da equação de rendimento de uma célula fotovoltaica

Sigla	Designação	Unidades
P_{max}^{STC}	Potência máxima da célula (pico) em condições STC	W
A	Área da célula	m²
G^{STC}	Radiação incidente em condições STC	W/m²

Os fatores que mais afetam a eficiência das células fotovoltaicas são os seguintes:

- Perdas por sombreamento;
- Perdas por reflexão solar;
- Perdas por ângulo de inclinação da radiação incidente;
- Temperatura;
- Perdas por aquecimento da resistência interna (perdas Joule);
- Perdas por recombinação.

As células fotovoltaicas que são comercializadas têm por norma um Fator de Forma (FF) que varia entre 0,75 e 0,85, sendo que é tão mais desejável a sua escolha quanto maior for o valor deste fator. O Fator de Forma é calculado através da equação (3.10):

$$FF = \frac{P_{max}^{STC}}{V_{CA}^{STC} * I_{CC}^{STC}} \tag{3.10}$$

Com todos estes parâmetros já calculados, é agora possível obter o fator de idealidade do díodo (m), que é dado pela equação (3.11):

$$m = \frac{V_{max}^{STC} - V_{CA}^{STC}}{V_T^{STC} * In(1 - \frac{I_{max}^{STC}}{I_{CC}^{STC}})}$$

(3.11)

Podendo assim, calcular a corrente inversa de saturação do díodo pela equação (3.12):

$$I_0 = \frac{I_{CC}^{STC}}{\frac{V_{CA}^{STC}}{e^{m*V_T^{STC}} - 1}}$$

(3.12)

Para a realização desta dissertação, apenas se considerará o modelo simplificado equivalente, uma vez que não existem perdas neste modelo e o fator de idealidade do díodo tem valor unitário, que apenas se aplica para um díodo ideal.

3.2.4 – Curvas Características das Células Fotovoltaicas

Conhecendo todos estes parâmetros demonstrados, é agora possível completar a caracterização de uma célula fotovoltaica, esboçando graficamente as curvas características V-I e V-P. A curva V-I é uma curva que pretende analisar o comportamento da corrente em função da tensão, enquanto a curva V-P analisa a variação da tensão em função da potência elétrica produzida. Os seguintes gráficos serão representados seguidamente na figura (3.5). [7] [8]

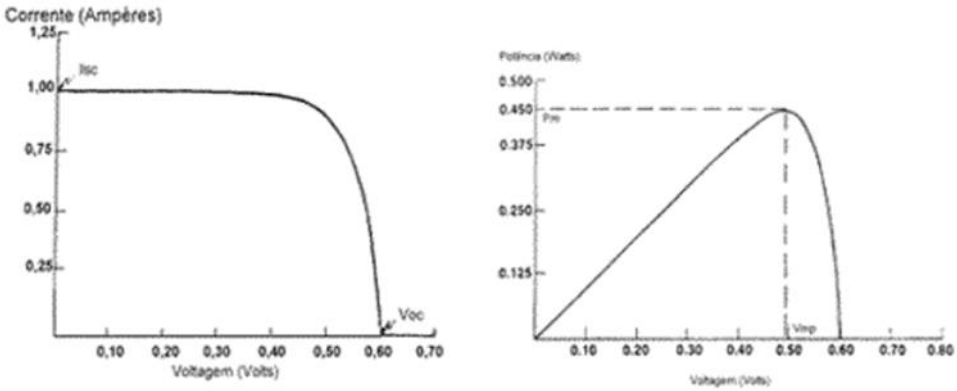


Figura 3.5 - Exemplo de curvas características V-I e V-P de uma célula fotovoltaica). [7]

De salientar que estas curvas características podem ter valores variáveis em função do tipo de célula objeto de estudo. A conjugação destas duas curvas permite-nos determinar o ponto em que a potência é máxima, denominado ponto ótimo de funcionamento, como é possível analisar na figura (3.6).

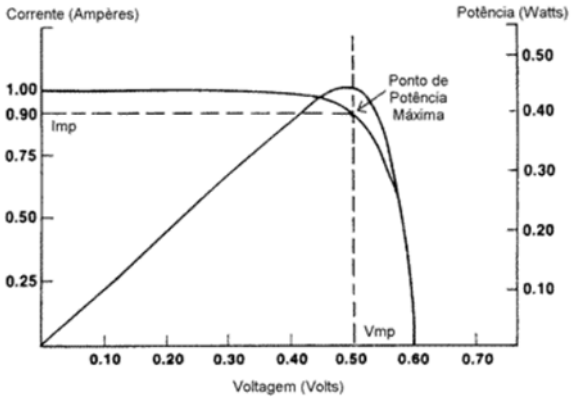


Figura 3.6 - Determinação do ponto ótimo de funcionamento da célula fotovoltaica). [7]

3.2.5 – Associação das Células

As células fotovoltaicas podem ser associadas entre si através de ligações em série e em ligações paralelo, para que trabalhem com determinados parâmetros definidos pelo fabricante, ao nível de tensão e corrente de trabalho do módulo. Grande parte dos módulos comercializados é construída associando em primeiro lugar as células em série até se obter a tensão de trabalho desejada e sendo depois realizados paralelos até que se atinja o nível de corrente desejado. De salientar que os paralelos que sejam realizados têm de trabalhar todos à mesma tensão pelo que basicamente serão n séries de células em paralelo.

3.2.5.1 – Associação de Células em Série

Num agrupamento de células em série, a tensão total do módulo será a soma das tensões individuais de cada célula que faça parte desta associação, enquanto a corrente que é percorrida por cada célula será a corrente emitida por uma só célula como é possível visualizar na figura (3.7), com o auxílio das equações (3.13) e (3.14).

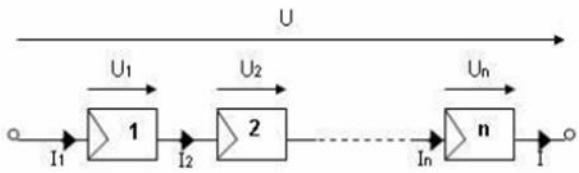


Figura 3.7 - Associação de células em série

Em que:

$$U = U_1 + U_2 + \cdots + U_n \tag{3.13}$$

$$I = I_1 = I_2 = \cdots = I_n \tag{3.14}$$

3.2.5.2 – Associação de Células em Paralelo

Por sua vez, quando as células estão ligadas em paralelo serão submetidas à tensão de uma só célula, enquanto a intensidades de corrente que atravessam cada célula se adicionam, resultando que a corrente total será então esse a soma dessas correntes tal como é possível visualizar na figura (3.8) com o auxílio das equações (3.15) e (3.16).

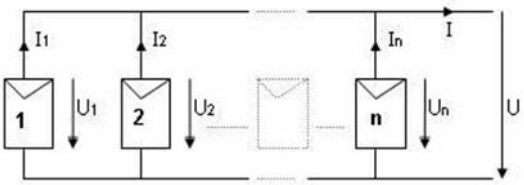


Figura 3.8 - Associação de células em paralelo

Onde:

$$U = U_1 = U_2 = \cdots = U_n \tag{3.15}$$

$$I = I_1 + I_2 + \cdots + I_n \tag{3.16}$$

3.3 – Influência da Temperatura e Radiação

A temperatura e a radiação são dois fatores extremamente importantes para o sucesso da produção de energia fotovoltaica.

3.3.1 – Influência da Temperatura

Quando se pensa em temperatura, associa-se muitas vezes a uma maior produção de energia elétrica, no entanto tal situação não é verdadeira. A temperatura é um fator decisivo para um bom rendimento do sistema fotovoltaico, e quanto maior for a temperatura em condições ótimas de funcionamento, mais baixo será o rendimento do sistema. As elevadas temperaturas que se fazem sentir em alguns países no mundo, proporcionam mesmo a que os painéis fotovoltaicos tenham problemas a nível estrutural, chegando a deformar os painéis e a danificar os seus componentes, originando problemas na produção de energia elétrica. Como será visto mais à frente no presente capítulo, este fator, é um dos fatores condicionantes na escolha da tecnologia a adotar no momento do dimensionamento. De seguida serão apresentadas as curvas características V-I e V-P na figura (3.9) para analisarmos

as variações da tensão, corrente e consequentemente potência produzida, em função da variação da temperatura.

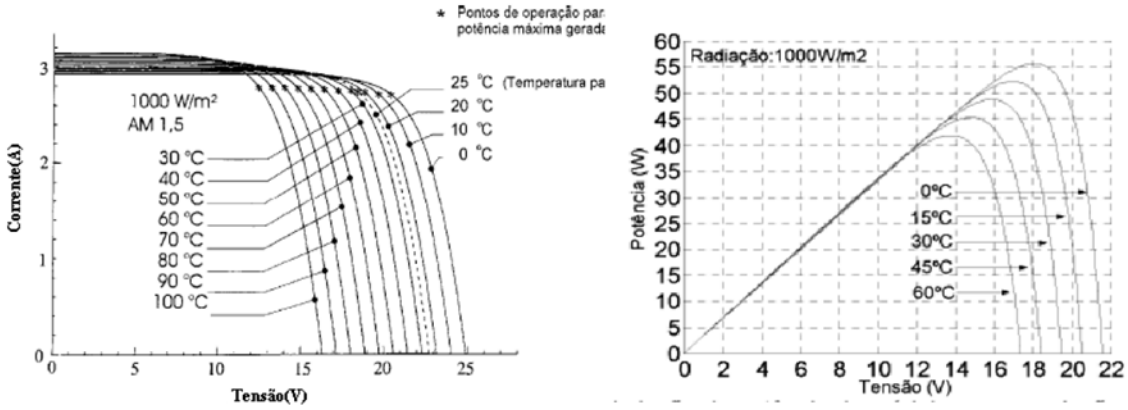


Figura 3.9 - Exemplo de curvas características V-I e V-P de uma célula fotovoltaica com variações da temperatura

Assim, é possível concluir que com o aumento da temperatura, a potência de saída da célula diminui, a Tensão em Circuito Aberto (V_{CA}) diminui, e a Corrente de Curto-Circuito (I_{CC}) pouco varia. Desta forma, é então claro que sempre que a temperatura da célula se encontre acima da sua temperatura normal de funcionamento, o rendimento será inferior, ainda que possa ter um efeito mais severo ou mais atenuante consoante a tecnologia de células fotovoltaicas que esteja a ser alvo de estudo.

3.3.2 – Influência da Radiação

A radiação incidente tem exatamente o efeito contrário da temperatura, uma vez que quanto mais elevada for a radiação, mais elevado será o rendimento do sistema fotovoltaico, e por conseguinte maior será a produção de energia elétrica. Esse efeito é possível de visualizar através da figura (3.10) que graficamente exibe o comportamento da tensão, corrente e potência com a variação da radiação incidente.

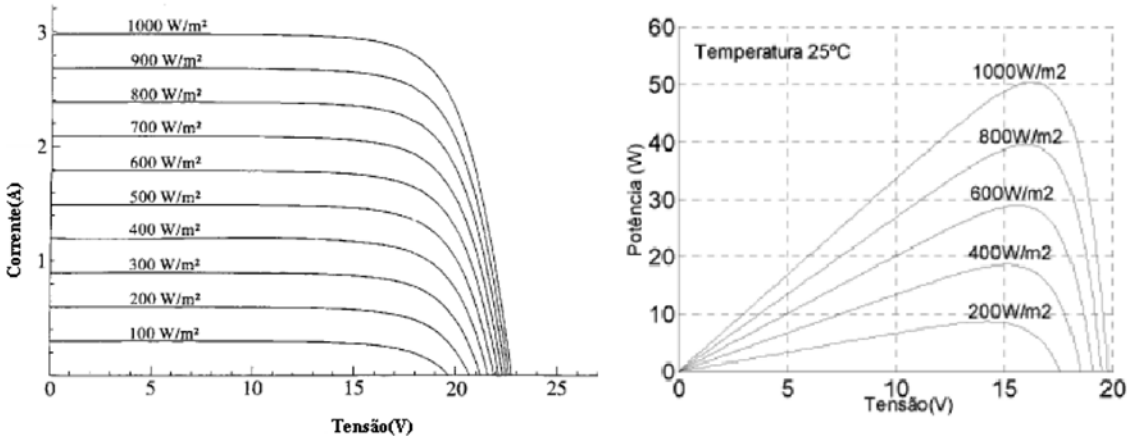


Figura 3.10 - Exemplo de curvas características V-I e V-P de uma célula fotovoltaica com variações da radiação

Analisando as curvas mencionadas, é possível verificar que um aumento da radiação incidente provoca um aumento da potência elétrica produzida por célula, enquanto a tensão em circuito aberto se mantém aproximadamente constante, resultando assim num aumento da corrente de curto-circuito. Assim, conclui-se que com o aumento da radiação incidente existe uma maior produção de energia elétrica e por conseguinte um melhor rendimento na célula fotovoltaica.

3.4 – Tecnologias Fotovoltaicas

No campo das energias renováveis os sistemas fotovoltaicos são a área de maior desenvolvimento tecnológico. Desde as distintas gerações de tecnologias de conversão direta de energia solar em eletricidade, ao desenvolvimento dos componentes *Balance Of System* (BOS), terminando com a própria topologia dos sistemas adequada a diferentes tipos de aplicação, toda a área fotovoltaica está no topo das aplicações dos avanços que se tem feito nos vários domínios tecnológicos. Este desenvolvimento tecnológico tem sido acompanhado por uma diminuição de custos na produção o que faz com que países como os Estados Unidos da América, China entre outros considerem o sistema Fotovoltaico como um dos principais contribuintes para o seu futuro energético. [9]

Dependendo do material utilizado, as células fotovoltaicas podem ser realizadas a partir das chamadas tecnologias fotovoltaicas de 1ª Geração que são dominadas pelas células de silício cristalino cortado de lingotes, ou de filmes finos depositados em camadas muito finas chamadas de 2ª Geração. No entanto, existem novas tecnologias a ser investigadas e a que chamamos 3ª Geração, desenvolvidas para novas aplicações com vista a melhorar rendimentos e serem comercializadas. [10]

Estas tecnologias de 3ª Geração não serão alvo de estudo nesta dissertação pois para este projeto, apesar de se pretender a máxima eficiência possível, pretende-se também o menor custo possível. Para uma melhor relação custo-benefício entende-se então que a melhor solução para este projeto será uma solução já existente no mercado e realizada em grande escala para que o apoio técnico, resolução de problemas, tempos de resposta, entre outros

fatores que podem ser problemáticos, possam ser resolvidos prontamente. Será então feita de seguida uma breve abordagem às tecnologias acima mencionadas.

3.4.1 - 1ª Geração: Silício Cristalino

As células fotovoltaicas de silício cristalino representam 80% do mercado de módulos fotovoltaicos, sendo desta forma o silício uma das matérias-primas mais importantes nesta área. Esta tecnologia possui um elevado grau de maturidade e que é herdeira da tecnologia da indústria tecnológica. É uma solução consolidada porque apresenta uma elevada fiabilidade e uma robustez extrema. Porém, a tecnologia do silício cristalino, apresenta regularmente problemas devido à falta de silício no mercado o que leva a aumentos do custo final das células e módulos. No entanto, esta tecnologia tem feito avanços no que diz respeito ao processo de fabrico das suas células e módulos, nomeadamente contactos enterrados (*Buried contacts*), contactos nas "costas" da célula, texturização da superfície exposta à radiação solar e utilização de heterojunções. [9]

Assim, é de grande importância conhecer o processo de criação dos dois tipos de módulos de silício mais utilizados nesta área, através da figura (3.11).

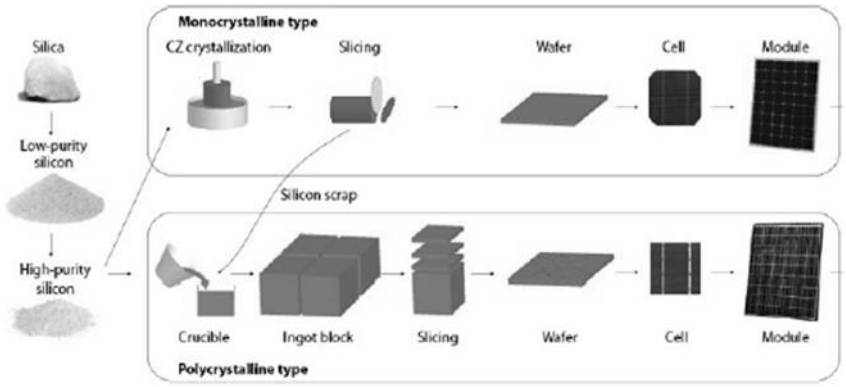


Figura 3.11 - Processo de fabrico de módulos monocristalinos e policristalinos

3.4.1.1 – Monocristalino (m-SI)

Este tipo de tecnologia é produzido a partir de barras de silício monocristalino, sendo cortado com a forma de pastilhas com uma espessura extremamente fina. As barras de silício são obtidas através da extração de dióxido de silício e posteriormente desoxidadas através do uso de fornos, obtendo assim uma rede cristalina de reduzidas imperfeições e impurezas. O processo mais comum para a execução deste processo é o método de crescimento Czochralski, que consiste em fundir os lingotes de silício policristalinos através de indução magnética, e seguidamente é deixado arrefecer lentamente para conferir uma homogeneização do cristal. O processo de cristalização é uma tecnologia cara e representa uma grande percentagem do custo final do produto.

Estas células fotovoltaicas constituem módulos com rendimentos comerciais de aproximadamente 16%, sendo que pode atingir os 22% em laboratório e representam 35% do mercado.[10]

Figura 3.12 – Exemplo de célula de silício monocristalina

3.4.1.2 – Policristalino (p-SI)

As células de silício policristalinas têm um custo de produção bastante inferior comparativamente com as células monocristalinas. Estas são produzidas através de lingotes de silício obtidos por fusão de bocados de silício puro com moldes especiais, sendo posteriormente arrefecido lentamente. Ao longo deste processo, os átomos organizam-se em cristais formando uma estrutura cristalina com espaços, dando origem a vários cristais em vez de um único cristal. Este facto faz com que o rendimento seja de valor inferior ao das células monocristalinas.

Estas células fotovoltaicas constituem módulos com rendimentos comerciais entre os 14% e os 18%.[9]

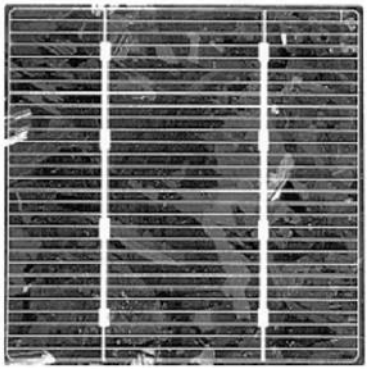


Figura 3.13 - Exemplo de célula de silício policristalina

3.4.2 – 2ª Geração: Filmes Finos

As tecnologias de filmes finos representam actualmente cerca de 15% a 20% do mercado dos sistemas fotovoltaicos, e é uma aposta na diminuição de custos não só devido à diminuição do material de base utilizado, pois apresenta uma menor espessura das células,

mas também devido ao custo dos materiais base uma vez que consome menos energia no seu fabrico. O custo de produção desta tecnologia é bastante inferior, comparado com o custo de produção do silício cristalino, uma vez que o processo de cristalização encarece muito o custo dos módulos cristalinos. Esta tecnologia possui ainda como vantagem o facto de se poder aplicar sobre substratos distintos como o vidro, aço, inox, plástico e em particular em substratos flexíveis. Porém, como desvantagem apresenta no geral eficiências baixas que rondam os 4% a 11%. [9]

3.4.2.1 - Silício Amorfo (a-SI)

O silício amorfo é uma das tecnologias mais antigas de Filmes Finos que possibilita uma boa absorção da radiação solar incidente. As células de silício amorfo são obtidas pela decomposição de capas finas de plasma de silício microcristalino sobre vidro, plásticos e outros materiais. É uma tecnologia que tem um custo de produção consideravelmente mais reduzido do que as células policristalinas, uma vez que o tempo para que o painel gere energia equivalente à utilizada no seu fabrico é cerca de um terço comparativamente com a tecnologia policristalina. Esta tecnologia tem um rendimento inferior ao das células policristalinas, no entanto obtém-se uma elevada estabilidade relativamente a variações de temperatura, sendo esta tecnologia a que apresenta uma melhor eficiência para trabalho a temperaturas acima de 25ºC. [9]

Esta tecnologia revela-se assim como a tecnologia ideal para a electrónica de consumo, nomeadamente em calculadoras, relógios e produtos com muito baixo consumo elétrico, uma vez que funciona com uma gama de luminosidade mais alargada, sendo que basta uma iluminação difusa para que produza. Tratando-se de uma tecnologia de filmes finos, com alta versatilidade, tem uma grande área de aplicações arquitetónicas, visto apresentar uma estética bastante atraente e poder substituir materiais utilizados na construção civil, como na utilização de fachadas, vidros, entre outros. [9]

Contudo, o rendimento desta tecnologia ainda é baixo, entre os 4 e os 8% ainda que tenham conseguido rendimentos de aproximadamente 15% em laboratório e apresenta alguma degradação ao longo dos primeiros tempos de exposição à radiação solar. [9]

Figura 3.14 – Exemplo de uma célula de silício amorfo

3.4.2.2 – Telureto de Cádmio (CdTe)

As células Telureto de Cádmio são o tipo de células mais difundido com tecnologia de filmes finos, apresentando os melhores módulos comerciais com rendimentos na ordem dos 10-11%, sendo que em laboratório já se obtiveram rendimentos na ordem dos 16%. Os módulos construídos com células de telureto de cádmio apresentam-se normalmente sob a forma de placas de vidro num tom acastanhado/azul-escuro, revelando-se esteticamente mais agradáveis em comparação com o silício cristalino e, sendo desta forma, bastante utilizado em aplicações arquitetónicas. A estrutura das células é homogénea, permitindo uma elevada absorção de luz, resultando muito bem com radiação difusa, e sendo por esta razão muito aplicada também em calculadoras. [10]

Apesar de estas células já possuírem um longo percurso evolutivo, encontram-se ainda em fase de investigação e desenvolvimento. O baixo custo de produção em grande escala poderia vir a despontar esta tecnologia como um forte competidor pelo mercado dos painéis fotovoltaicos, no entanto, os materiais utilizados no fabrico destas células têm baixa abundância e têm um elevado grau de toxicidade, o que pode influenciar o facto de esta tecnologia vir a ser produzida em grandes quantidades, devido à crescente consciencialização ambiental. [10]

3.4.2.3 - Dissulfeto e Disseleneto de Cobre e Índio (CIS, CIGS)

Estas duas tecnologias iniciaram a sua comercialização nos anos 90 do séc.XX e devido às suas eficiências elevadas em laboratório são muito promissoras. Porém, apesar de terem rendimentos comerciais bastante interessantes, na ordem dos 7% e 12%, o Índio é um recurso limitado e com um valor elevado devido à competição da indústria *Liquid Crystal Display* (LCD) com a indústria fotovoltaica por este recurso, o que inviabiliza a sua produção em grande escala. No entanto, são duas tecnologias que estão presentes no mercado fotovoltaico e são bastante utilizadas em aplicações arquitetónicas, pela sua apresentação estética bem como pelo seu rendimento, por exemplo, aos módulos de silício amorfo. [9]

3.4.3 – 3ª Geração

Atualmente existem diversos tipos de tecnologias fotovoltaicas que se encontram em fase de investigação e que tentam adquirir uma posição significativa no futuro. A 3ª Geração é caracterizada por se focalizar na produção de tecnologias que absorvam um maior espectro solar e que assentem em superfícies flexíveis com o objetivo de ter um maior número de aplicações, nomeadamente a nível arquitetónico. Algumas das tecnologias de 3ª Geração com mais potencial são: Células sensibilizadas por corante, Células orgânicas e Nanoantenas.[10]

Porém, e tal como foi mencionado anteriormente, nesta dissertação não se dará destaque a estas tecnologias pois apesar de algumas já começarem a ser comercializadas, espera-se que apenas em 2020 estas sejam reais competidoras no mercado, pretendendo-se no projeto a máxima eficiência mas também o menor custo possível.

3.5 – Dimensionamento

Nesta secção será descrito todo o processo de dimensionamento do sistema fotovoltaico presente no sistema híbrido em análise nesta dissertação. Será desta forma realizada a escolha final dos painéis fotovoltaicos a utilizar.

O processo de dimensionamento terá em conta o facto de ser um equipamento que estará disponível para aluguer e portanto que poderá ser utilizado em qualquer parte do país. Será assim dimensionado em função da radiação solar existente em Portugal continental. Pretende-se que este sistema seja um sistema móvel, isto é, capaz de ser transportado e montado em cima de uma galera de um camião, pelo que o dimensionamento será realizado em função da aquisição da potência máxima possível, que seja viável suster em cima de um atrelado garantindo uma boa estabilidade do sistema e uma fácil utilização do mesmo.

Tal como foi anteriormente mencionado, para este processo de dimensionamento é então considerado que a sua utilização poderá ser em qualquer zona de Portugal continental. Com vista a facilitar a análise, serão consideradas três regiões, nomeadamente onde a empresa Nortaluga se encontra sediada ou suas filiais, uma vez que serão zonas mais propícias à utilização das mesmas. As áreas consideradas serão então Viana do Castelo, Mangualde e Torres Vedras.

Para a realização deste dimensionamento foram concretizadas duas visitas técnicas à empresa Solener, S.A. em Madrid, com o CEO António Vela Vico, e sua equipa técnica. Estas visitas tiveram como intuito uma melhor compreensão do funcionamento dos sistemas fotovoltaicos, melhores tecnologias a adotar mediante a localização e intuito do projeto. A Solener S.A. é uma empresa com mais de 20 anos de experiência na área de energia renováveis e é uma das empresas responsáveis pelos avanços tecnológicos existentes nesta área, possuindo patentes de muitas tecnologias inovadoras concebidas pelo seu departamento de investigação e desenvolvimento como por exemplo os seguidores solares com seguimento a dois eixos. Posto isto e com base em toda a sua experiência, a solução proposta nesta dissertação foi realizada de acordo com o aconselhamento dos mesmos. A solução comercial para estes painéis fotovoltaicos foi encontrada junto com o CEO Luís Lima da empresa Jomasil.

3.5.1- Caracterização do Recurso Solar e das Temperaturas

Para dar início ao processo de dimensionamento é necessário realizar uma caracterização do recurso solar disponível nos locais que se pretende que o sistema esteja em funcionamento, nomeadamente os já referidos, bem como definir a quantidade de módulos fotovoltaicos.

Como recurso para a realização deste dimensionamento, foi utilizado o JRC, que é uma base de dados do recurso solar da Europa e outros, que é apresentado na figura (3.15).

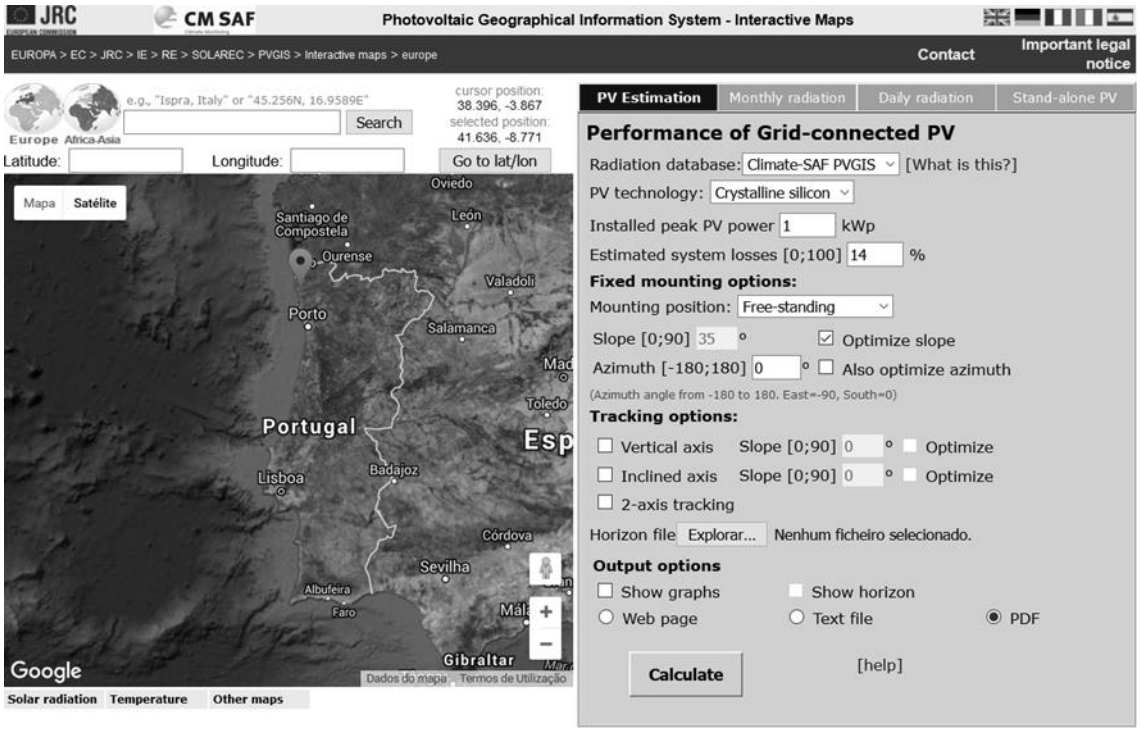


Figura 3.15 - Software de apoio com base de dados JRC [11]

Na escolha dos módulos a utilizar neste sistema, foram consultadas as duas empresas acima referidas, sendo consensual a aposta destas empresas na escolha de módulos fotovoltaicos de silício cristalino para este sistema. Assim, a questão passaria pela escolha de módulos monocristalinos ou policristalinos, sendo que segundo a empresa Jomasil, a melhor opção no contexto de potência disponível em função do custo do painel seria a opção dos módulos de silício policristalino. O módulo escolhido foi o do fabricante MPrime M255|3R – 24 V de 255Wp cujas características elétricas são apresentadas na figura (3.16) enquanto as características mecânicas são apresentadas na figura (3.17).

ESPECIFICAÇÕES ELÉCTRICAS *		
Potência Nominal (Wp)	P_{MPP}	255
Variação Positiva da Potência	P_{NOM}	[P_{NOM}-0; P_{NOM}+4.99W]
Corrente em MPP (A)	I_{MPP}	8.48
Tensão MPP (V)	V_{MPP}/U_{MPP}	30.29
Tensão de Circuito Aberto (V)	V_{OC}/U_{OC}	37.83
Corrente de Curto Circuito (A)	I_{SC}	8.74
Eficiência do Módulo	η (%)	15.8
Tensão Máxima do Sistema	V_{SYST}	1000 V
Valor Máximo de Fusível de String		15 A
NOCT		47.3 °C
Coeficientes de Temperatura:		
Potência	γ(Pmpp)	-0.45%/°C
Tensão	β(Voc)	-0.324% /°C
Corrente	α(Isc)	0.076%/°C

* Valores em condições de teste padrão STC (massa de ar AM 1,5, irradiância 1000 W/m^2, temperatura da célula de 25 °C)

Tolerância máxima de potência: ±3%

Figura 3.16 - Características elétricas do módulo selecionado para este projeto

ESPECIFICAÇÕES MECÂNICAS	
Dimensões	1639 x 982 x 35 mm
Peso	20 kg
Células Solares	60 células multicristalinas de 6 polegadas
Protecção Frontal	Temperado e Texturado com Espessura de 4mm
Encapsulante	EVA (Ethylene Vinyl Acetate)
Protecção Posterior	PPE (Polyester Polyester Primer)
Moldura	Alumínio Anodizado Prata
Díodos	3 Díodos Bypass (10.5A)
Caixas de Junção	IP 65, c/ 3 Díodos Bypass
Cabo	2 Cabos de 0.8 m
Conector	Weidmüller (compatível MC4) com opção de conector Tyco

Figura 3.17 – Características mecânicas do módulo selecionado para este projeto

Como já foi referido anteriormente, pretende-se que o sistema fotovoltaico seja da máxima potência possível transportável, garantindo sempre que o sistema é estável e tem capacidade de suporte de toda a estrutura necessária de suporte e fixação dos módulos. Para este dimensionamento começou por se ter em atenção as dimensões físicas do painel que são apresentadas na figura (3.18).

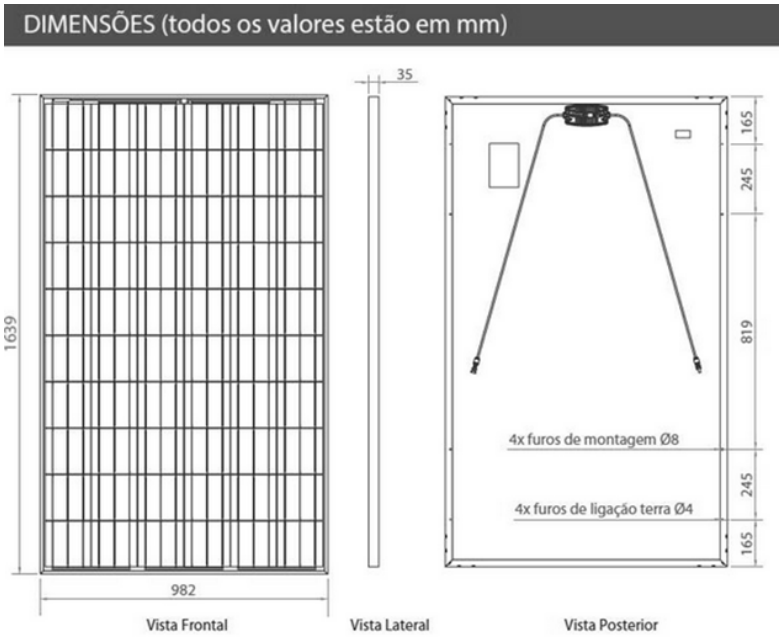


Figura 3.18 – Dimensões do módulo fotovoltaico

Para este sistema, depois de ter sido realizada uma investigação sobre as possibilidades de colocar módulos fotovoltaicos num sistema transportável, chegou-se à conclusão que existirão 5 conjuntos de módulos fotovoltaicos que deslizarão sobre calhas após o

acionamento de pequenos motores elétricos. Uma vez que se pretende que os conjuntos se encontrem já agrupados na galera do camião para que aquando do seu acionamento o sistema seja capaz de ser automatizado, as dimensões de um conjunto de painéis terá assim as dimensões máximas da galera em questão. Sabendo que a galera possui aproximadamente 10,6m de comprimento por 2,4 m de largura, a configuração escolhida foi de 12 módulos por conjunto, perfazendo um total de 10,2m de comprimento e uma largura de aproximadamente 2m. Estes conjuntos de painéis serão colocados sobre todos os equipamentos existentes neste sistema, onde em cima de uma estrutura completamente estanque e fechada do atrelado do camião, estarão 4 patamares de calhas deslizantes que orientarão sob uma estrutura rígida onde os conjuntos de painéis se encontram apoiados e seguirão até um sensor fim de curso que delimitará a saída dos painéis fotovoltaicos. O esquema de funcionamento apresentado é desta forma apresentado na figura (3.19).

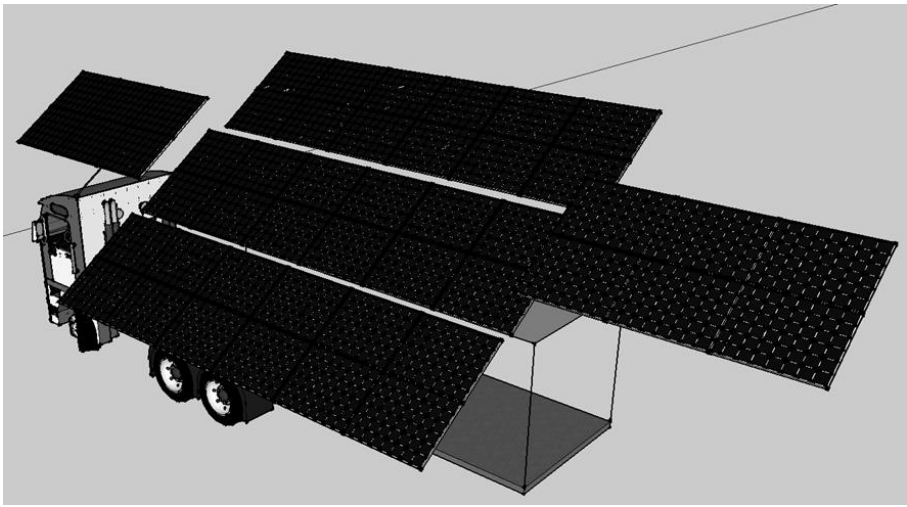


Figura 3.19– Disposição dos módulos fotovoltaicos sobre o atrelado com o sistema híbrido

Após reuniões com a empresa Solener, chegou-se à conclusão que, uma vez que se trata de um sistema híbrido que se pretenda que seja transportável, o seguidor solar a um ou dois eixos estaria fora de hipótese. Apesar dos seguidores a um eixo representarem um aumento de cerca de 28% do rendimento do sistema enquanto os seguidores a dois eixos representam aumentos de cerca de 33%, o facto de ser um sistema transportável e conter tantos equipamentos de grandes dimensões e tonelagem, inviabiliza o uso de seguidores solares. Este uso é impossibilitado devido à estrutura necessária para suster o pilar de apoio do seguidor solar a dois eixos, bem como da grande estrutura ocupada pela existência do mesmo. Tal inclinação será realizada através do acionamento de uma bomba elétrica que alimentará três cilindros hidráulicos de longo curso que se elevarão a uma determinada altura definida, para a qual as bombas estarão reguladas de forma a obter uma inclinação de 35º otimizando desta forma a produção de energia pelos módulos fotovoltaicos como é possível perceber através da figura (3.20).

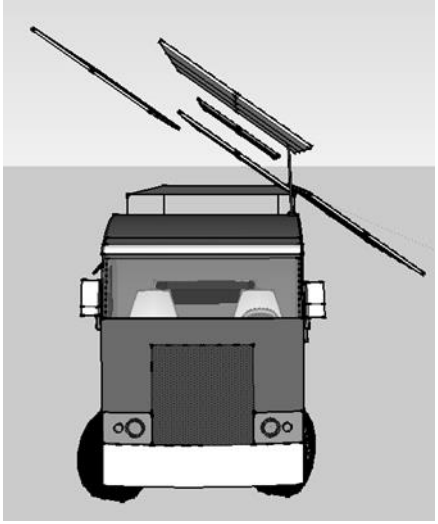


Figura 3.20- Orientação dos módulos fotovoltaicos sobre o atrelado com o sistema híbrido

Analisando desta forma o sistema resultante, é possível verificar que se trata de um sistema constituído por 48 painéis fotovoltaicos de 255 Wp, o que resulta numa potência total de pico de 12,24 kWp. Conhecendo a potência máxima que se pretende instalar, a tecnologia dos módulos fotovoltaicos, o tipo de fixação/seguimento a utilizar, bem como a localização geográfica da zona em análise, é então possível iniciar o estudo do recurso solar para as três localizações já mencionadas. Os resultados da simulação obtida com o *software* PVGYS através da utilização da base de dados relativa ao histórico do recurso solar (JRC) para a zona de Viana do Castelo são apresentados de seguida na tabela (3.3) e figura (3.21).

Tabela 3.3 – Resultados obtidos na simulação na região de Viana do Castelo (Zona Norte)

Caraterísticas	
Localização	41º38'8'' Norte, 8º46'16'' Oeste
Região	Viana do Castelo
Elevação	36 m
Base de dados	PVGIS-CMSAF
Potência nominal do sistema fotovoltaico	12,24 kW (*Crystalline silicon*)
Perdas estimadas devido à temperatura	10,6 % (considerando temperatura local)
Perda estimada devido a fenómenos de reflexão	2,7 %
Outras perdas (cablagens, inversor, etc.)	14 %
Perdas do sistema PV combinado	27,2 %

	Fixed system: inclination=35 deg., orientation=0 deg. (Optimum at given orientation)			
Month	Ed	Em	Hd	Hm
Jan	30.30	941	3.16	98.0
Feb	42.50	1190	4.47	125
Mar	53.40	1650	5.76	179
Apr	55.10	1650	6.04	181
May	58.40	1810	6.46	200
Jun	59.80	1790	6.70	201
Jul	61.00	1890	6.86	213
Aug	61.10	1890	6.91	214
Sep	57.10	1710	6.40	192
Oct	44.50	1380	4.84	150
Nov	34.40	1030	3.62	109
Dec	28.80	894	3.00	92.8
Year	48.90	1490	5.36	163
Total for year		17800		1950

Figura 3.21– Resultados da simulação em Viana do Castelo (Zona Norte) [11]

Legenda:

Ed – Produção média diária de eletricidade do sistema (kWh)

Em – Produção média mensal de eletricidade do sistema (kWh)

Hd – Média da soma da irradiação global diária por metro quadrado recebido pelos módulos do sistema (kWh/m^2)

Hm – Média da soma da irradiação global mensal por metro quadrado recebida pelos módulos do sistema (kWh/m^2)

Seguidamente são também apresentados os resultados obtidos para as zonas de Mangualde e de Torres Vedras, com o intuito de perceber a diferença da quantidade de energia produzida em Portugal continental mediante as zonas em análise nesta dissertação. São desta forma apresentadas nas tabelas (3.4) e (3.5), bem como figuras (3.22) e (3.23).

Tabela 3.4 – Resultados obtidos na simulação na região de Mangualde (Zona Centro)

Caraterísticas	
Localização	40º36’30’’ Norte, 7º45’56’’ Oeste
Região	Mangualde
Elevação	531 m
Base de dados	PVGIS-CMSAF
Potência nominal do sistema fotovoltaico	12,24 kW (*Crystalline silicon*)
Perdas estimadas devido à temperatura	10,2 % (considerando temperatura local)
Perda estimada devido a fenómenos de reflexão	2,6 %
Outras perdas (cablagens, inversor, etc.)	14 %
Perdas do sistema PV combinado	24,8 %

	Fixed system: inclination=35 deg., orientation=0 deg.			
Month	Ed	Em	Hd	Hm
Jan	32.60	1010	3.34	104
Feb	44.30	1240	4.61	129
Mar	52.50	1630	5.61	174
Apr	51.70	1550	5.61	168
May	56.20	1740	6.18	192
Jun	59.40	1780	6.67	200
Jul	63.70	1970	7.21	223
Aug	63.00	1950	7.16	222
Sep	57.40	1720	6.41	192
Oct	46.40	1440	5.01	155
Nov	35.00	1050	3.65	110
Dec	31.20	968	3.21	99.4
Year	49.50	1500	5.39	164
Total for year		18100		1970

Figura 3.22– Resultados da simulação em Mangualde (Zona Centro) [11]

Tabela 3.5 – Resultados obtidos na simulação na região de Torres Vedras (Zona Sul)

Características	
Localização	39º5’41’’ Norte, 9º15’6’’ Oeste
Região	Torres Vedras
Elevação	31 m
Base de dados	PVGIS-CMSAF
Potência nominal do sistema fotovoltaico	12,24 kW (*Crystalline silicon*)
Perdas estimadas devido à temperatura	10,0 % (considerando temperatura local)
Perda estimada devido a fenómenos de reflexão	2,6 %
Outras perdas (cablagens, inversor, etc.)	14 %
Perdas do sistema PV combinado	24,6 %

	Fixed system: inclination=35 deg., orientation=0 deg.			
Month	Ed	Em	Hd	Hm
Jan	35.00	1090	3.64	113
Feb	44.70	1250	4.70	132
Mar	54.50	1690	5.86	182
Apr	54.80	1640	5.94	178
May	57.70	1790	6.29	195
Jun	59.30	1780	6.57	197
Jul	62.30	1930	6.91	214
Aug	62.50	1940	6.96	216
Sep	58.70	1760	6.51	195
Oct	48.50	1500	5.28	164
Nov	38.40	1150	4.11	123
Dec	32.90	1020	3.45	107
Year	50.80	1550	5.52	168
Total for year		18500		2020

Figura 3.23– Resultados da simulação em Torres Vedras (Zona Sul) [11]

Tal como já foi mencionado, uma vez que se trata de um sistema transportável, e considerando que a área de um módulo fotovoltaico é de 1,609 m², multiplicando pelo número de módulos do sistema (48) obtém-se uma área total de ocupação de 77,26 m². O peso de um módulo fotovoltaico é de 20 kg, o que considerando a utilização de 48 unidades, perfaz um total de 960 kg. É importante salientar que o sistema de painéis terá uma estrutura metálica de suporte que se estima com um peso de 500 kg. Desta forma, este sistema possui uma estrutura de 1 500 kg com cerca de 78 m², o que acrescentando o facto de ser um sistema transportável torna inviável a possibilidade de utilização de um sistema com seguimento a 1 ou 2 eixos. Desta forma, foi otimizada a posição do sistema para um sistema fixo, que se traduziu na orientação do sistema fotovoltaico a Sul com uma inclinação de 35º em relação à horizontal que será alcançada com recurso a cilindros hidráulicos. Assim, a produção máxima estimada em kWh/dia das regiões consideradas é dada pela tabela (3.6).

Tabela 3.6 – Produção de energia estimada por dia (kW/dia) de cada região considerada

Região	Produção de energia estimada por dia kWh/dia para um sistema fixo com inclinação de 35º orientado a Sul											
	Janeiro	Fevereiro	Março	Abril	Maio	Junho	Julho	Agosto	Setembro	Outubro	Novembro	Dezembro
Viana do Castelo	30,3	42,5	53,4	55,1	58,4	59,8	61,0	61,1	57,1	44,5	34,4	28,8
Mangualde	32,6	44,3	52,5	51,7	56,2	59,4	63,7	63,0	57,4	46,4	35,0	31,2
Torres Vedras	35,0	44,7	54,5	54,8	57,7	59,3	62,3	62,5	58,7	48,5	38,4	32,9
Média	**32,6**	**43,8**	**53,5**	**53,9**	**57,4**	**59,5**	**62,3**	**62,2**	**57,7**	**46,5**	**35,9**	**31,0**

Pela análise da tabela (3.6), é possível verificar que independentemente da localização em Portugal continental, os valores obtidos são muito semelhantes para as três regiões, sendo que o mês em que existe maior produção média de eletricidade estimada é no mês de Julho.

Assim, é então possível calcular a produção solar estimada mais baixa, média e mais alta em cada região e seguidamente calcular o número de horas equivalentes por dia através da equação (3.17).

$$H_{equivalente} = \frac{E_d}{P_{instalada}} \tag{3.17}$$

Por horas equivalentes, entende-se o número de horas em que os painéis se encontram a produzir na máxima capacidade, o que não significa que durante as outras horas o seu valor seja nulo. São assim apresentadas na tabela (3.7) o número de horas equivalentes de produção em cada região considerada.

Tabela 3.7 – Horas de produção equivalentes por região

Região	Produção de energia estimada por dia (kW/Dia)			Horas Equivalente (h/dia)		
	Menor	**Média**	**Maior**	**Menor**	**Média**	**Maior**
Viana do Castelo	28,8	48,87	61,1	2,35	3,99	4,99
Mangualde	31,2	49,45	63,7	2,55	4,04	5,20
Torres Vedras	32,9	50,78	62,5	2,69	4,15	5,11

É possível então concluir pela análise da tabela (3.7) que, considerando o sistema fixo no momento de menor produção de energia pelos módulos fotovoltaicos, se tem uma média de 2,53 horas equivalentes de produção de energia e quando há maior produção, a média de horas equivalentes é de 5,10.

Outro aspeto relevante é a radiação média mensal em Portugal. Para conhecer estes valores, utilizam-se os valores da soma da irradiação global diária por metro quadrado recebida pelos módulos do sistema para um sistema fixo. Assim, para converter a irradiação global para a radiação (W/m²), realiza-se uma divisão pelas 24 horas diárias, sendo então possível visualizar os parâmetros obtidos na tabela (3.8).

Tabela 3.8 – Radiação média mensal em Portugal continental

Região	Radiação média mensal em Portugal continental (W/m²)											
	Janeiro	**Fevereiro**	**Março**	**Abril**	**Maio**	**Junho**	**Julho**	**Agosto**	**Setembro**	**Outubro**	**Novembro**	**Dezembro**
Viana do Castelo	3,16	4,47	5,76	6,04	6,46	6,70	6,86	6,91	6,40	4,84	3,62	3,00
Mangualde	3,34	4,61	5,61	5,61	6,18	6,67	7,21	7,16	6,41	5,01	3,65	3,21
Torres Vedras	3,64	4,70	5,86	5,94	6,29	6,57	6,91	6,96	6,51	5,28	4,11	3,45
Média	**3,38**	**4,59**	**5,74**	**5,86**	**6,31**	**6,65**	**6,99**	**7,01**	**6,44**	**5,04**	**3,79**	**3,22**
Radiação	**140,83**	**191,39**	**239,31**	**244,31**	**262,92**	**276,94**	**291,39**	**292,08**	**268,33**	**210,14**	**158,06**	**134,17**

Uma vez terminada a caracterização do recurso solar disponível, falta apenas caracterizar as temperaturas existentes em Portugal. Para a obtenção deste parâmetro recorreu-se à informação disponível em *freemeteo* na web. Para a realização de um correto dimensionamento, deve-se sempre que possível recorrer a bases de dados que contenham um histórico de temperaturas relativamente às zonas em que se pretende dimensionar a

instalação do sistema fotovoltaico. Desta forma, retiraram-se as temperaturas médias do ano de 2015 da região de Lisboa, sendo o valor de referência utilizado na realização do dimensionamento e apresentado na figura (3.24). [12]

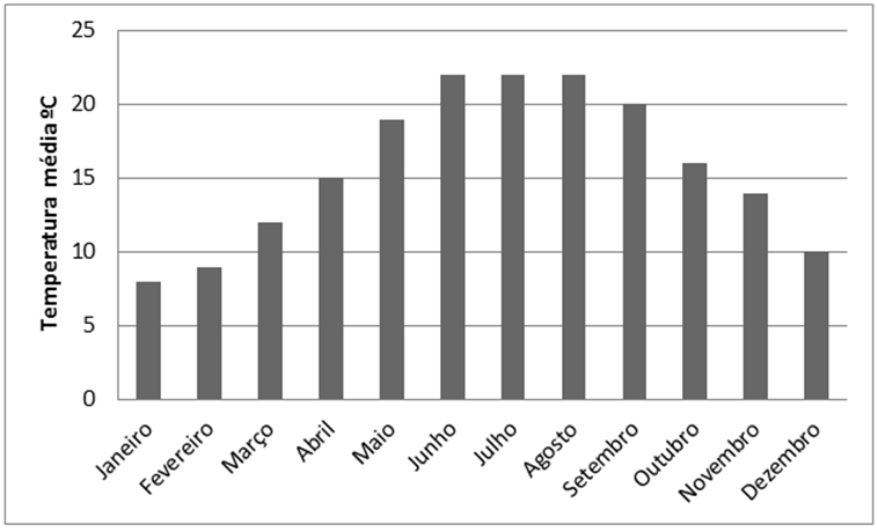


Figura 3.24 – Temperaturas médias por mês em Portugal referentes a 2015 [12]

3.5.2 Determinação de Parâmetros

Terminada a análise do recurso solar e das temperaturas existentes nas regiões em que se pretende que o sistema vá operar, pode então dar-se início ao cálculo da energia produzida que irá auxiliar na realização do restante dimensionamento. Ao contrário dos sistemas fotovoltaicos típicos que trabalham de forma isolada ou em sistemas híbridos em que o seu dimensionamento é baseado na carga que se pretende alimentar, este dimensionamento consiste na maior maximização possível do valor de energia produzida por forma a carregar sempre que possível as baterias que serão dimensionadas no próximo capítulo. Desta forma, será nesta secção calculada a potência máxima disponível mediante a configuração anteriormente apresentada.

Para calcular o valor da energia produzida, com o auxílio dos valores fornecidos pelo fabricante do módulo, começa-se por calcular a tensão equivalente da temperatura para as condições STC através da equação (3.18).

$$V_T = \frac{kT}{q} = \frac{1{,}38 * 10^{-23} * (25 + 273{,}16)}{1{,}6 * 10^{-19}} = 25{,}7\ mV \tag{3.18}$$

Seguidamente calcula-se o fator de idealidade de um módulo, que é dado pela equação (3.11).

$$m = \frac{V_{max}^{STC} - V_{CA}^{STC}}{V_T^{STC} * ln(1 - \frac{I_{max}^{STC}}{I_{CC}^{STC}})} = \frac{30{,}29 - 37{,}83}{0{,}0257 * \ln(1 - \frac{8{,}48}{8{,}74})} = 83{,}47 \tag{3.11}$$

Desta forma, já é agora possível calcular o fator de idealidade equivalente de uma célula que é fornecido através da aplicação da equação (3.19).

$$m' = \frac{m}{N_{cél.série}} = \frac{83{,}47}{60} = 1{,}39 \tag{3.19}$$

A corrente inversa de saturação nas condições STC é então dada pela equação (3.12).

$$I_0 = \frac{I_{CC}^{STC}}{\frac{V_{CA}^{STC}}{e^{m*V_T^{STC}} - 1}} = \frac{8{,}74}{\frac{37{,}83}{e^{83{,}47*0{,}0257} - 1}} = 1{,}92 * 10^{-7} A \tag{3.12}$$

Após a determinação destes parâmetros, pode-se finalmente proceder ao cálculo da equação característica da célula dos módulos fotovoltaicos escolhido, através da equação (3.3).

$$I = I_L - I_0 \left(e^{\frac{V}{mV_T}} - 1\right) = 8{,}74 - 1{,}92 * 10^{-6} * (\frac{V}{e^{1{,}39*0{,}0257}} - 1) \tag{3.3}$$

Calculados os parâmetros globais do sistema, determinam-se os parâmetros específicos para cada valor de radiação e para as temperaturas mensais. Começa-se então por efetuar o cálculo da temperatura da célula através da equação (3.20) e a tensão equivalente da temperatura para a temperatura da célula através da equação (3.21).

$$\theta_c = \theta_a + \frac{G * (T_{NOCT} - 20)}{800} \tag{3.20}$$

$$V_T = \frac{k * (\theta_C + 273{,}16)}{q} \tag{3.21}$$

Uma vez que a temperatura nas condições NOCT para os painéis utilizados é de 20ºC, significa que neste caso θc=θa.

Seguidamente será realizada a estimativa da energia que será produzida por este sistema. Para isso, começa-se pelo cálculo da tensão e correntes máximas que são dados pelas equações (3.22) e (3.23).

$$V_{max} = m * V_T * \ln[\frac{(I_{CC} - I_{max}^{STC}) * {}^{G}/_{G^{STC}}}{I_0^{STC} * \left(\frac{T}{T^{STC}}\right)^3 * e^{\frac{\varepsilon}{m'}*\left(\frac{1}{V_T^{STC}} - \frac{1}{V_T}\right)}}] \tag{3.22}$$

$$I_{max} = \frac{G}{G^{STC}} * I_{max}^{STC} \tag{3.23}$$

Todos os parâmetros necessários para o cálculo destes dois parâmetros são valores conhecidos das características dos módulos, exceto o valor da radiação mensal, temperatura mensal e tensão equivalente da temperatura da célula para a temperatura ambiente.

Sempre que não forem fornecidos os valores de corrente e tensão máximos para as condições STC, pode-se considerar que:

$$I_{max}^{STC} = I_{mp}^{STC}$$

$$V_{max}^{STC} = V_{mp}^{STC}$$

Conhecendo estes dados, é então possível proceder ao cálculo da potência máxima para todo o sistema, através da equação (3.24).

$$P_{max} = N_{paineis} * V_{max} * I_{max} \tag{3.24}$$

Uma vez obtido o valor da potência máxima para cada mês do ano, é possível calcular a energia produzida mensalmente pelo sistema através da equação (3.2).

$$E = \eta_{inv} * P_{max} * 24 * N_{dias_mês} \tag{3.2}$$

Sabendo a energia produzida por mês, é possível saber a energia produzida num ano, e podemos então calcular a utilização anual da potência instalada pela equação (3.25).

$$h = \frac{E_{anual}}{P_{instalada}} \tag{3.25}$$

Aplicando todos estes passos na realização destas equações, é possível então observar todos os resultados na tabela (3.9).

Tabela 3.9 – Cálculo da energia total produzida anualmente por um sistema fotovoltaico em Portugal Continental

Mês	Dias	Temperatura média	Radiação	Temperatura célula	VT	Vmax	Imax	Pmax	Energia Mensal
		ºc	W/m²	ºc	V	V	A	W	kWh
Janeiro	31	8	140,83	8	0,0243	28,31	1,19	1623,04	1123,01
Fevereiro	29	9	191,39	9	0,0243	28,52	1,62	2222,01	1438,26
Março	31	12	239,31	12	0,0246	28,12	2,03	2739,08	1895,22
Abril	30	15	244,31	15	0,0249	27,67	2,07	2751,57	1842,45
Maio	31	19	262,92	19	0,0252	27,51	2,23	2943,91	2036,95
Junho	30	22	276,94	22	0,0255	27,55	2,35	3105,86	2079,68

Julho	31	22	291,39	22	0,0255	27,66	2,47	3280,74	2270,01
Agosto	31	22	292,08	22	0,0255	27,67	2,48	3289,10	2275,80
Setembro	30	20	268,33	20	0,0253	27,52	2,28	3005,32	2012,36
Outubro	31	16	210,14	16	0,0249	27,25	1,78	2330,57	1612,57
Novembro	30	14	158,06	14	0,0248	26,90	1,34	1730,86	1158,99
Dezembro	31	10	134,17	10	0,0244	27,46	1,14	1499,52	1037,55
								Total	**20782,8555**

Com o valor da energia total produzida por este sistema ao longo de um ano, procede-se então ao cálculo da utilização anual da potência instalada através da equação (3.26).

$$h = \frac{20782{,}86}{12{,}24} = 1697{,}65\ horas = 4{,}64\ horas/dias \tag{3.26}$$

3.5.3 Caracterização da Produção Solar

Uma vez realizado o dimensionamento e estimado o valor da energia produzida, procede-se a uma simulação do ciclo de produção diário na região de Viana do Castelo relativamente ao pior mês, nomeadamente Dezembro. Para conhecer estes valores, será utilizada novamente a base de dados JRC e serão analisados os valores de irradiância diária para situação já mencionada. Na figura (3.25) serão então expostos os resultados obtidos para esta região.

Time	G	Gd	Gc	Time	G	Gd	Gc
07:52	120	48	210	12:22	471	138	915
08:07	170	70	299	12:37	466	137	904
08:22	207	80	372	12:52	458	135	888
08:37	242	89	441	13:07	448	134	866
08:52	275	97	507	13:22	435	131	838
09:07	305	104	568	13:37	420	128	806
09:22	333	110	625	13:52	402	125	768
09:37	358	116	677	14:07	381	121	725
09:52	381	121	725	14:22	358	116	677
10:07	402	125	768	14:37	333	110	625
10:22	420	128	806	14:52	305	104	568
10:37	435	131	838	15:07	275	97	507
10:52	448	134	866	15:22	242	89	441
11:07	458	135	888	15:37	207	80	372
11:22	466	137	904	15:52	170	70	299
11:37	471	138	915	16:07	120	48	210
11:52	474	138	921	16:22	24	24	12
12:07	474	138	921				

Figura 3.25 – Resultados da simulação para a região de Viana do Castelo no mês de Dezembro

Legenda:

G – Irradiância global num plano fixo (W/m²)
Gd – Irradiância difusa num plano fixo (W/m²)

Gc – Irradiância céu limpo num plano fixo (W/m²)

Para a simulação realizada na região de Viana do Castelo, é ainda apresentado um gráfico na figura (3.26) que demonstra os resultados obtidos.

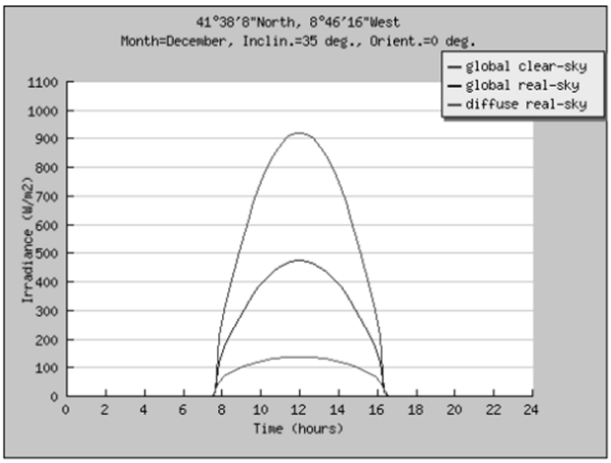


Figura 3.26 – Gráfico da simulação na região de Viana do Castelo no mês de Dezembro

Analisando os resultados obtidos na tabela apresentada na figura (3.29), verifica-se que os valores são fornecidos a cada 15 minutos. Para conhecermos o valor da produção por hora realiza-se o seguinte procedimento:

- Utiliza-se para os cálculos os valores da irradiância em céu limpo (Gc);
- Multiplica-se cada valor por 15 de forma a obter os valores para todos os minutos;
- Soma-se os valores dentro de cada hora;
- Divide-se o valor de cada hora pelo total de um dia de forma a conhecer que parcela em % da produção total de um dia corresponde aquela hora;
- Por fim multiplica-se essa parcela pela produção típica de um dia nessa região a analisar, vindo também da tabela (3.6).

Utilizando este procedimento, é então possível obter os valores da produção de energia em Viana do Castelo apresentados na figura (3.27).

Hora	Produção solar em W
07:00	29,18
08:00	1734,18
09:00	4455,29
10:00	7109,18
11:00	8708,35
12:00	8708,35
13:00	7109,18
14:00	4455,29
15:00	1734,18
16:00	32,61

Figura 3.27 – Resultados obtidos da produção de energia em Viana do Castelo no mês de Dezembro

Capítulo 4

Baterias

As baterias ou acumuladores têm no dia de hoje um papel preponderante quando falamos de sistemas híbridos que funcionam de forma isolada. Estas permitem o armazenamento de energia elétrica através de reações químicas, permitindo que a energia que é produzida pelo sistema híbrido, não seja perdida. No entanto, uma vez que mais potência é sinónimo também de mais custos, maiores dimensões e maiores pesos, irá ser analisada então neste capítulo, a hipótese de inclusão das mesmas neste sistema híbrido.

4.1 – Introdução às Baterias

As baterias podem ser classificadas de duas formas distintas: primárias ou secundárias. Esta classificação realiza a distinção entre baterias pela capacidade de serem recarregáveis ou não. Assim, uma bateria que não seja capaz de recarregar é do tipo primário, ao passo que as baterias que são recarregáveis são do tipo secundário.

As baterias neste tipo de sistemas híbridos são preponderantes, uma vez que apesar de a energia solar ser um recurso inesgotável, não está sempre disponível. Apesar de este sistema possuir um grupo gerador de grande potência, é esperado que as baterias possam armazenar também a sua energia, da mesma forma que dos painéis, para que possa então existir uma otimização de processos, conseguindo desta forma as baterias eletrificar um determinado sistema de pequena/média potência durante algumas horas, sem ser necessário recorrer ao grupo gerador. Por esta razão, as baterias que se pretendem para este sistema, serão sobredimensionadas face à capacidade dos painéis, com vista a serem carregadas também pelo grupo gerador sempre que houver um excesso de consumo de combustível devido ao baixo fator de carga por parte do grupo gerador. De forma simplificada, uma bateria é constituída por um vaso e dois elétrodos interligados por um eletrólito constituído por um circuito interno.

Durante a noite, não existe radiação solar, assim como nos períodos onde o céu se encontra nublado e a radiação irradiada nos painéis não forneça energia suficiente para realizar o carregamento das baterias. Nestes períodos, para existir uma boa eficiência energética, é necessário um sistema que seja capaz de armazenar energia sempre que possível, para que possa descarregar nas alturas de maior necessidade, representando assim um grande aumento de eficiência energética, face à alternativa de ligar o grupo gerador.

A associação de várias celas em série, permite formar uma bateria com um determinado número de celas, para que o utilizador final consiga trabalhar dentro de determinados parâmetros elétricos, como por exemplo 12V DC, podendo os elétrodos ser constituídos por diversos materiais como cobre, prata, chumbo, zinco entre outros. O eletrólito usado pode ser de dois tipos distintos nomeadamente ácido ou base, sendo por norma utilizados ácidos para este efeito. O armazenamento e fornecimento de energia elétrica é realizado através de reações químicas de oxidação e redução que se processam no interior da bateria, sendo estas reações reversíveis, isto é, ocorrem nos dois sentidos para baterias do tipo secundário. No tipo primário, como pilhas por exemplo, a reação ocorre num só sentido e durante a descarga da mesma. [13]

A corrente elétrica que percorre o circuito externo da bateria é resultante do movimento dos eletrões, enquanto a corrente que circula no seu interior é resultante das deslocações de iões de um elétrodo para o outro. Durante a fase de descarga, isto é, do fornecimento, as matérias ativas vão-se esgotando e a reação química vai tendo cada vez menos força, até que a bateria deixa de ter capacidade de movimentar os iões de um elétrodo para o outro, ficando desta forma descarregada. Sendo uma reação reversível, eletrifica-se a bateria invertendo assim o sentido da corrente elétrica no seu interior, voltando a carregar assim a bateria. No momento em que as baterias estão a ser carregadas ocorre um aumento da diferença de potencial aos seus terminais, sendo este fenómeno importante para efeitos de controlo de carga e descarga da bateria. [14]

O tipo de baterias a utilizar deve ser escolhido com muita ponderação, uma vez que nos dias de hoje existem já algumas soluções com fins muito distintos. Existem tecnologias adequadas a diferentes tipos de uso das mesmas, por exemplo, as baterias dos automóveis efetuam descargas profundas apenas durante o arranque do mesmo, ao passo que logo de seguida são carregadas com a movimentação do veículo. Dependendo da tecnologia utilizada, existem baterias de ciclos profundos, de longa durabilidade, de ciclos de descarga constantes, entre muitos outros. Apesar de ser um sistema que se pretende que trabalhe de forma isolada, pretende-se também que exista uma capacidade de fornecimento de forma eficiente por parte do sistema de armazenamento. Desta forma irá ser analisada a hipótese de utilização de baterias de ciclos profundos de descarga, no caso de este sistema necessitar de efetuar descargas profundas, bem como, que garanta a máxima longevidade do mesmo, para que possa ser garantida a máxima rentabilidade do sistema de armazenamento.

4.2 – Modelo Equivalente de uma Bateria

O modelo simplificado baseado no circuito elétrico de Thévenin que corresponde ao modelo equivalente de uma bateria de uma forma simplificada consiste numa série de uma fonte de tensão ideal, representativo da tensão de circuito aberto e uma resistência interna, que modela o efeito da tensão aos seus terminais quando carregada. Este modelo encontra-se representado na figura (4.1).

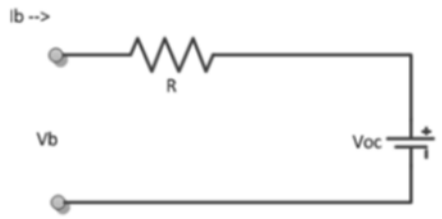


Figura 4.1 - Modelo simplificado de *Thévenin* de uma bateria

No entanto, este modelo não representa a variação da resistência interna da bateria, com a variação do seu estado de carga, nem as suas alterações no caso de estar a ser carregada ou descarregada. Assim, é um modelo bastante limitado podendo ser utilizado em situações em que o estado de carga não é um parâmetro importante, assumindo desta forma que a bateria tem uma carga inesgotável.

A modelização de uma bateria através da utilização de um esquema de Thévenin é uma forma simplificada de exprimir o comportamento da tensão em vazio da bateria. Este tipo de modelo apresenta alguma imprecisão dos resultados uma vez que os valores dos componentes elétricos são estipulados e fixos, o que na realidade não se verifica.

Na figura (4.2) será representado o esquema do circuito equivalente de Thévenin constituído por uma resistência R2, que pretende representar a resistência interna da bateria e uma malha RC em paralelo de forma a prever a resposta da bateria à variação de carga, para diferentes estados de carga. A relação entre a tensão em circuito aberto e o estado de carga é constante. Esta relação impossibilita a previsão da variação de tensão em regime contínuo, bem como a informação de tempo útil de funcionamento. [15]

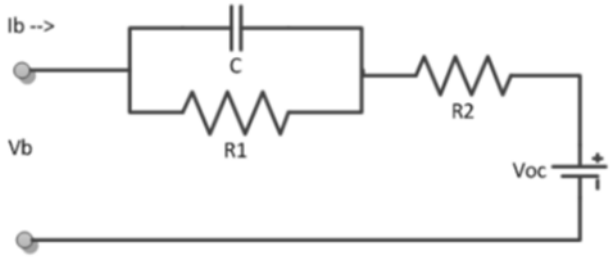


Figura 4.2 - Modelo equivalente de Thévenin de uma bateria

Com base neste modelo foram criadas representações equivalentes com o objetivo de permitirem a obtenção de mais informações. Desta forma, é possível acrescentar por exemplo um condensador variável para representar a relação não linear entre a tensão em circuito aberto e o estado de carga da bateria. Desta forma, já é possível conhecer o tempo de funcionamento, bem como a tensão em regime contínuo. É possível ainda adicionar equações matemáticas ao modelo de forma a ser possível calcular o estado de carga e estimar o tempo de vida útil da bateria. [15]

4.3 – Características de Baterias

As baterias são dispositivos de armazenamento que estão sujeitos a várias condicionantes de utilização, podendo a dinâmica de fenómenos que ocorrem no seu interior ser influenciada por parâmetros internos ou parâmetros externos. Para uma correta escolha do equipamento a utilizar, é importante compreender as características que nos permitem entender o seu comportamento em carga, a estimação do seu estado e supervisão do sistema.

Carga nominal da bateria (C) (Ah) – É a quantidade de corrente que uma bateria tem a capacidade de fornecer durante uma hora de trabalho. Este é um dos parâmetros fundamentais na seleção da bateria, uma vez que é diretamente proporcional à quantidade de energia que a mesma consegue armazenar. Quanto maior for o valor Ah mais energia contém a bateria, e por conseguinte mais tempo demorará até que fique descarregada.

Estado de carga (SOC) (%) – O *State Of Charge* (SOC) é a relação entre a tensão atual e a tensão máxima esperada aos terminais da bateria. O estado de carga de uma bateria nunca deve ter valores inferiores a 50%, uma vez que iria danificar a sua capacidade de recuperação, traduzindo-se em menos ciclos de vida da mesma. A temperatura a que a bateria é sujeita durante os seus ciclos de carga e descarga é uma grande condicionante deste parâmetro, uma vez que sujeitas a altas temperaturas o valor do SOC aumenta ao passo que a baixas temperaturas o valor do SOC diminui. Desta forma é importante garantir que ao analisar este parâmetro a bateria se encontra a trabalhar a uma temperatura ambiente recomendada para a mesma.

Profundidade de descarga (DOD) (%) – O *Depth Of Discharge* (DOD) retrata a relação entre a quantidade de corrente por hora (Ah) removida a partir de uma célula da bateria e a carga nominal (Ah) da mesma. Desta forma, este parâmetro é de grande relevância pois dependendo do sistema em que é utilizado, é necessário a escolha de um sistema de baterias que seja adequado em relação ao DOD ao fornecimento pretendido, isto é, se pretendermos realizar descargas profundas, é necessário que a bateria tenha capacidade para tal descarga, com risco de perda de ciclos de vida útil da mesma, ou em situações mais extremas de danificação das placas, danificando a bateria.

Energia específica – É a quantidade total de energia em Watt-hora (Wh) que a bateria pode armazenar por quilograma (kg) para uma determinada taxa de descarga. Assim, se pretendermos uma taxa de descarga elevada, a bateria terá obrigatoriamente um peso superior a uma bateria que apresente uma taxa de descarga regular. Está desta forma intimamente ligado com o valor de DOD que se pretende explorar o sistema.

Potência específica – É a quantidade total de potência em Watt (W) que uma bateria pode armazenar por quilograma (kg). Sendo desta forma a energia específica em função do número de horas de trabalho que se pretende.

Densidade energética – É a quantidade de energia (Wh) que a bateria pode armazenar por unidade de volume (dm^3) numa determinada condição de descarga. Este é um parâmetro

que varia com a tecnologia utilizada, sendo que existem baterias com uma densidade energética muito superiores a outras, sendo assim traduzido em dimensões e peso da bateria.

Ciclo de vida – é a contagem do número total de vezes que a bateria pode ser carregada e descarregada durante a sua vida útil. Quando a bateria não pode ser carregada acima dos 80% do seu estado de carga nominal, considera-se que a sua vida útil chegou ao fim. Este parâmetro é fortemente influenciado pelas condições de utilização da bateria. Uma incorreta utilização da mesma através de taxas de descarga demasiado profundas, temperaturas demasiado elevadas de funcionamento, ou cargas demasiado elevadas durante grandes elevados de tempo. A maximização deste parâmetro será traduzida numa maior durabilidade das baterias, traduzindo-se numa maior rentabilidade do sistema de armazenamento em exploração.

4.3.1 - Influência da Temperatura

A temperatura tem um papel preponderante na performance e otimização do número de ciclos de vida útil que a bateria dispõe. A baixas temperaturas, o eletrólito perde propriedades, limitando assim a potência disponível na bateria. Por outro lado, a taxa de reações químicas que ocorrem no seu interior aumenta exponencialmente com a temperatura, sendo que a altas temperaturas podem ocorrer reações indesejadas que podem levar à perca de ciclos de vida através da deterioração parcial das placas, ou levar mesmo a que sejam destruídas totalmente, tornando a bateria inutilizável. De forma a efetuar a escolha das baterias é necessário conhecer a temperatura a que se pretende que as mesmas trabalhem, de forma a garantir a maior longevidade das mesmas. A resistência interna da bateria chega a ser três vezes superior, comparado com altas temperaturas. Na figura (4.3) é possível verificar a relação entre a resistência interna e a temperatura.

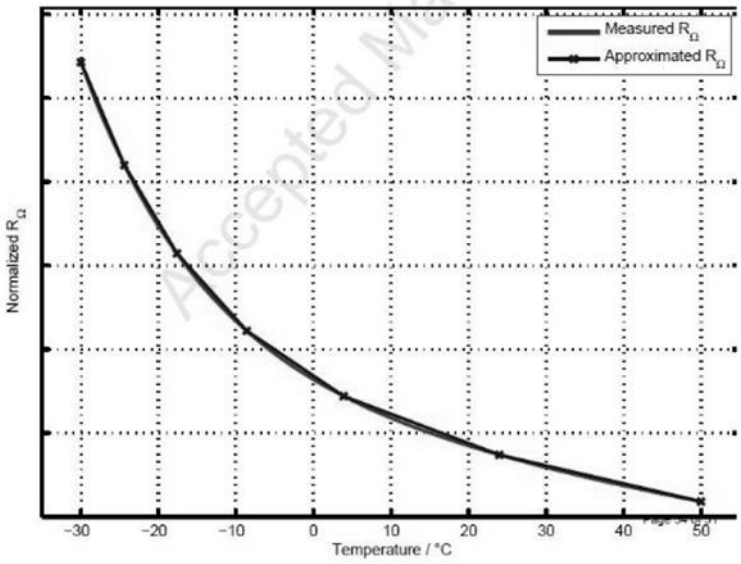


Figura 4.3– Relação entre a resistência interna e a temperatura

4.3.2 - Influência do Tempo de Descarga

O tempo de descarga das baterias é um fator de grande influência no tempo de vida útil das mesmas, nomeadamente na quantidade de ciclos de vida que a mesma possui. Se uma bateria á descarregada rapidamente, irá existir menos capacidade do que se for descarregada de forma lenta. Considerando por exemplo um elemento de 2 V como é possível verificar na figura (4.4), esta poderá ter uma capacidade de 750 Ah no caso de ser descarregados 75 A por hora durante 10 horas, ou então poderá ter uma capacidade de 1000 Ah no caso de serem descarregados 3,33 A por hora durante 300 horas de trabalho. [13]

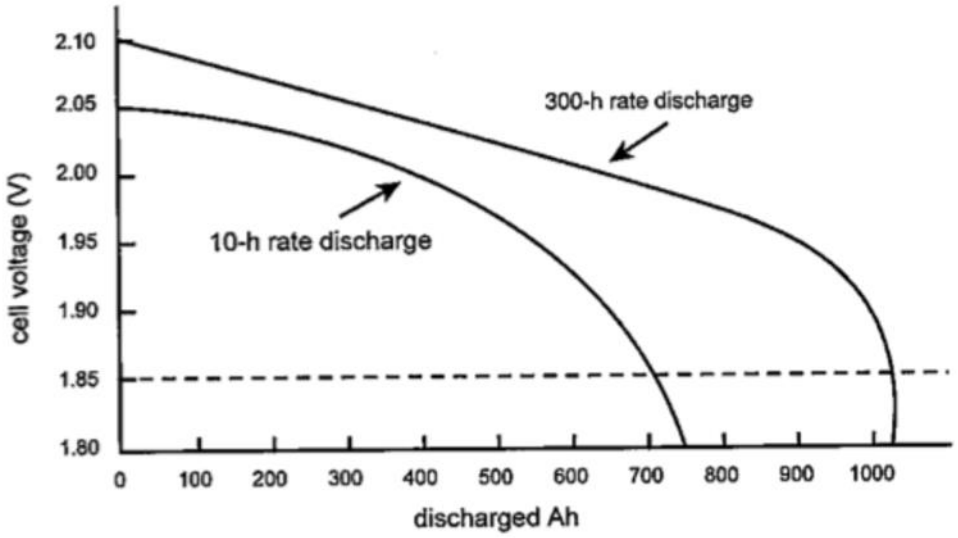


Figura 4.4 - Variação da capacidade da bateria em função do tempo de descarga da mesma [13]

As fichas técnicas fornecidas pelos fabricantes de baterias, por norma apresentam a capacidade das baterias em função do número de horas de descarga. Assim, se uma bateria descarrega ao longo de 10h, a capacidade é apresentada com a nomenclatura "@ C10". Na figura (4.5) é possível ver a evolução da capacidade em função do tempo de descarga. [16]

Bateria	Capacidade de descarga em Ah				
	10h	8h	5h	3h	1
150Ah @ C10	150Ah 15A x10h	144Ah 18A X 8h	129Ah 25,8A X 5h	106Ah 35,3A X 3h	72Ah 72A X 1h

Figura 4.5 - Capacidade da bateria em função do tempo de descarga [14]

4.3.3 - Influência da Profundidade de Descarga nos Ciclos de Vida da Bateria

A profundidade descarga, conhecido como DOD, trata-se do valor máximo de descarga que o fabricante da bateria aconselha a realizar de forma a maximizar os ciclos de vida útil da bateria. Tipicamente, em aplicações fotovoltaicas isoladas, as baterias estão preparadas para realizar descargas reguladas entre 40% e 80%. Quanto menor for o valor da profundidade das descargas realizadas, maior é o tempo de vida útil das baterias, pelo que se realizarmos descargas de 10%, a bateria terá cerca de 5 vezes mais durabilidade do que realizando descargas de 50%. Resultando que uma utilização regulada da bateria, garantindo descargas de valores mais moderados, resulta numa maior durabilidade do equipamento. [13]

Habitualmente, as pessoas denominam a durabilidade de uma bateria em anos, no entanto é um conceito errado servindo apenas como guia de orientação. As baterias possuem ciclos de vida, e mediante o número de ciclos de vida que a bateria tem é realizada uma estimativa ao número de ciclos que a bateria deverá realizar por ano e traduzida desta forma para anos de vida. Tal conceito é enganoso, uma vez que dependendo do tipo de descarga realizada e número de vezes que a bateria é requisitada, será severamente influenciador no número de ciclos que a bateria tem disponível. As baterias perdem capacidade ao longo do tempo e sendo considerado o fim do ciclo de vida após uma perda de 20% da sua capacidade inicial, sendo no entanto a sua utilização possível, pelo que poderá ser considerada no dimensionamento do sistema. O número de ciclos em função da profundidade de descarga é demonstrado na figura (4.6). [17]

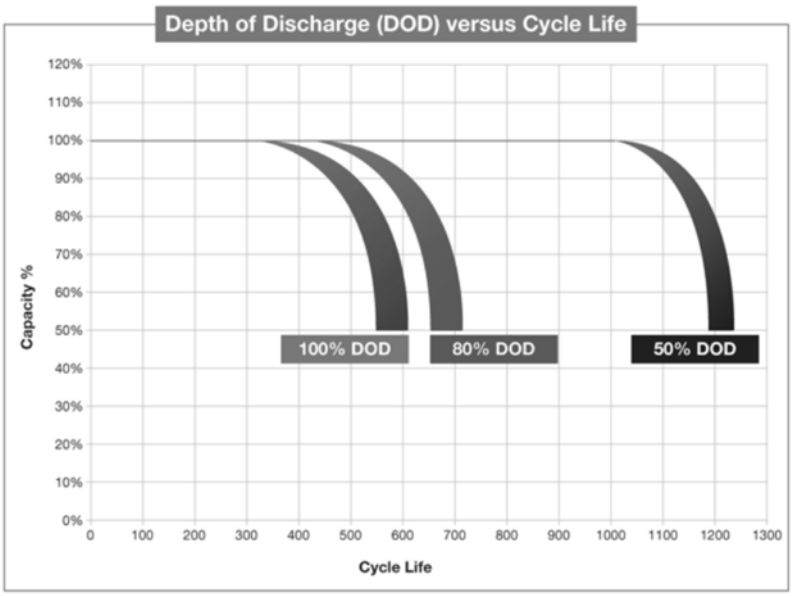


Figura 4.6 - Capacidade da bateria em função do número de ciclos disponível [18]

4.4 – Configurações

As baterias podem adquirir várias configurações mediante a necessidade de utilização das mesmas, isto é, podem ser configuradas em série ou em paralelo. Se houver necessário de trabalhar a uma tensão diferente da tensão de trabalho da bateria, devem ser colocados vários módulos em série até perfazerem a tensão de trabalho pretendida. A configuração de baterias em série é representada na figura (4.7) e os parâmetros das baterias seguem então as equações (4.1) e (4.2).

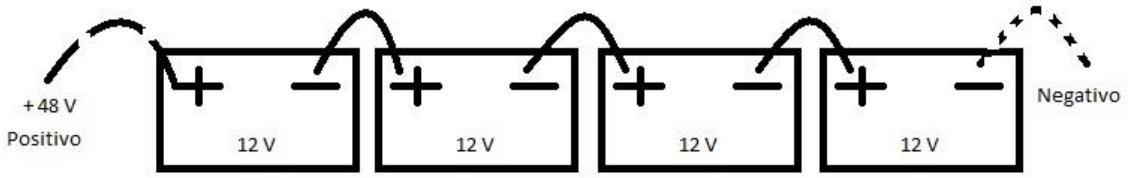


Figura 4.7- Associação de baterias em série

$$U = U_1 + U_2 + U_3 + \cdots + U_n \tag{4.1}$$

$$I = I_1 = I_2 = I_3 = \cdots = I_n \tag{4.2}$$

Por outro lado, caso haja uma maior necessidade de capacidade de armazenamento mantendo um mesmo valor de tensão, deverá realizar-se um paralelo de baterias, como é apresentado na figura (4.8) e cujos parâmetros seguem então as equações (4.3) e (4.4).

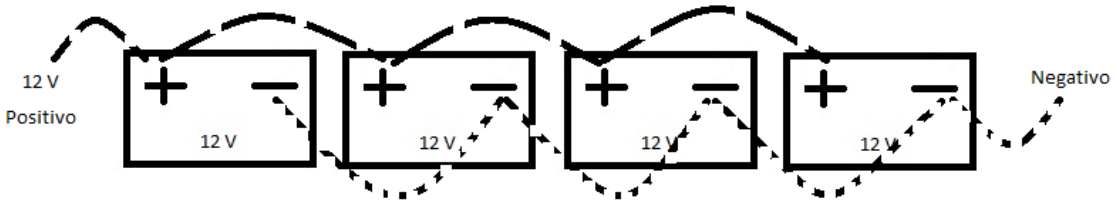


Figura 4.8 - Associação de baterias em paralelo

$$U = U_1 = U_2 = U_3 = \cdots = U_n \tag{4.3}$$

$$I = I_1 + I_2 + I_3 + \cdots + I_n \tag{4.4}$$

4.5 – Tipologia de Baterias

Na atualidade existem já vários tipos de baterias com capacidade para serem utilizadas em sistemas fotovoltaicos isolado, como por exemplo chumbo-ácido, níquel-cádmio,

recarregáveis manganês-alcalino e iões de lítio. No entanto, as baterias mais utilizadas neste tipo de sistemas continuam a ser as baterias do tipo chumbo-ácido. O sistema em análise nesta dissertação requere às baterias uma capacidade de médias/pequenas descargas de forma irregular ao passo que serão carregadas de forma constante através da utilização de carregadores adequados para o efeito através do grupo gerador, ou de forma irregular através dos painéis fotovoltaicos. Pretende-se desta forma uma bateria que seja capaz de suportar ciclos profundos, para que exista uma maximização da vida útil das mesmas.

4.5.1 - Baterias de Chumbo-ácido Ventiladas (VLA) (Com manutenção)

As baterias denominadas chumbo-ácido ventiladas são sujeitas a manutenção, sendo a gama mais económica desta tipologia, e consequentemente a mais utilizada no mercado. Este tipo de baterias são as mais utilizadas em sistemas fotovoltaicos, mas têm o inconveniente de em caso de ocorrer a sua descarga na totalidade, poderem sofrer uma redução significativa no seu tempo de vida útil. Devido a este fator, os sistemas fotovoltaicos que utilizam esta tipologia de baterias estão concebidos para não realizarem descargas superiores a 40%/50% de forma a prolongar o tempo de vida das mesmas. Quando este tipo de baterias atinge o limiar da carga total, o eletrólito que contém água, faz com que o oxigénio seja libertado na placa positiva e o hidrogénio na placa da bateria. Desta forma é perdida água, existindo necessidade de reposição da mesma, pelo que obriga a manutenção do sistema periódica. As baterias ventiladas de ácido-chumbo suportam ciclos profundos, se forem equipadas com um regulador de carga. Têm ainda o inconveniente do transporte, aquando o transporte das mesmas é preciso cuidado com as aberturas que têm de forma a evitar derrames de ácido, pelo que existem transportadores que não realizam transportes com as mesmas se estas já tiverem água destilada no seu interior. [19]

4.5.2 - Baterias de Chumbo-ácido Estanques (Sem manutenção)

Esta tecnologia difere das ventiladas na medida que não permite o acesso ao eletrólito. Uma vez que não existe necessidade de aceder ao eletrólito, esta tecnologia é considerada estanque e livre de manutenção, contudo não são completamente estanques, uma vez que possuem uma válvula que permite o escoamento do excesso de pressão para o exterior em caso de sobrecarga. Desta forma, permitem a recombinação de gases produzidos durante o seu funcionamento, reduzindo assim as perdas de água existentes. Este tipo de acumuladores, tem uma vida útil superior à tecnologia de chumbo-ácido com manutenção e são dotadas de melhores capacidades, no entanto têm um custo superior. [14 e 20]

Neste tipo de tecnologia existem duas tipologias de baterias herméticas que se destacam, sendo elas as baterias de gel e as baterias *Absorbent Glass Material* (AGM). As baterias AGM, também conhecidas como baterias de arranque, utilizam um separador especial de vidro fibroso, com microfibras de sílica, para suspender o eletrólito e absorver o ácido. Este tipo de baterias é ideal para a realização de descargas bastante profundas com a condicionante de limitar o número de descargas que suporta, com a agravante de reduzir drasticamente os ciclos de vida útil se for requisitada de forma muito contante. Por outro

lado, nas baterias de gel o eletrólito é uma mistura de ácido sulfúrico e de sílica bem dispersa para produzir um gel. Este tipo de baterias apesar de não conseguir descargas tão profundas como a tecnologia AGM é uma bateria capaz de valores de descarga bastante satisfatórios com a benesse de garantir uma maior longevidade da bateria ainda que sendo uma bateria que seja requisitada constantemente com vários tipos de cargas requisitadas. Para esta tecnologia existe ainda a gama de ciclos mais profundos e maior longevidade, nomeadamente 12 anos. Desta forma, são as duas tipologias de baterias que oferecem a melhor relação qualidade/custo mediante a utilização que se pretende dar às mesmas. [13]

Estas tipologias de baterias têm a grande vantagem de serem facilmente transportáveis e utilizadas sem a existência de derrames, ou a necessidade de manutenções para evitar que sejam danificadas. As baterias de gel têm um custo por unidade superior e são especialmente suscetíveis a avarias por sobrecarga, quando comparadas com as baterias de chumbo-ácido que requerem manutenção. É importante ainda referir que as baterias do tipo gel requerem um carregamento a uma tensão e corrente reduzida, de forma a prevenir o excesso de fuga de gás. [21]

4.5.3 - Baterias de Níquel-cádmio

Esta tecnologia é também bastante utilizada em sistemas fotovoltaicos isolados, no entanto são baterias mais caras, apesar de terem um tempo de vida superior às de chumbo-ácido. Estas têm ainda a vantagem de poderem ser totalmente descarregadas, uma vez que isso não afeta o seu tempo de vida útil.

4.6 – Dimensionamento

As baterias têm a função de acumular energia proveniente dos painéis fotovoltaicos, bem como do gerador através de dois carregadores que serão analisados mais à frente. Para a seleção deste sistema de baterias, foi consultada a empresa Tecnobat, e foram realizadas reuniões com o seu CEO Sr. José Manuel, por forma a garantir a capacidade de funcionamento do sistema e melhor forma de interação com todos os outros componentes. Uma vez que não se conhece o tipo de carga a alimentar, e se pretende a maior quantidade possível de energia disponível, este sistema foi dimensionado para que possa ser transportável num camião de forma a que o sistema de acumuladores seja calculado com base no maior peso estipulado para tal. Assim, o limite ficou estabelecido em 12 toneladas, pelo que todo o seu dimensionamento foi realizado com base nesse pressuposto.

A tensão de serviço deve ser estabelecida em função da potência de acordo com a tabela (4.1).

Tabela 4.1 – Tensão de serviço recomendada em função da potência instalada

Potência AC do sistema	0 a 500 W	500 a 2000 W	2000 a 10000 w	Mais de 10000 W
Tensão DC recomendada	12 V	24 V	48 V	Mais de 48 V

Uma vez que se trata de um sistema que se pretende que seja capaz de fornecer mais de 100 kVA trifásicos, consultou-se a empresa Tecnobat para aconselhamento da tensão de

trabalho a utilizar neste sistema. Mediante a reunião existente, foi aconselhado a utilização de uma tensão de trabalho de 252 V DC, enquanto mediante a condicionante de peso existente foi aconselhada a utilização de módulos de 200 Ah.

Sabendo que a tensão de trabalho será de 252 V, serão necessárias 21 baterias em série para perfazer os 252 V, como já foi demonstrado anteriormente neste capítulo. As baterias selecionadas para este dimensionamento foram da marca *Liven* com o modelo LVJ-200 da tecnologia de gel com uma longa durabilidade.

Após realização de uma análise do funcionamento do sistema em conjunto com opiniões de pessoal experiente na área, chegou-se à conclusão que se deveria utilizar um sistema UPS para que a gestão das baterias fosse realizada pela mesma. Desta forma, optou-se então pela inclusão de uma UPS de 160 kVA que será mencionada no capítulo seguinte. Uma vez que esta UPS Trabalha com uma configuração em paralelo (1+1), é necessário a colocação de 21 baterias em série num sistema paralelo. As características desta bateria são apresentadas na figura (4.9).

Cells Per Unit	6
Voltage Per Unit	12
Capacity	200Ah@10hr-rate to 1.80V per cell @25℃
Weight	Approx. 60.0 Kg (Tolerance±1.5%)
Max. Discharge Current	2000A (5 sec)
Internal Resistance	Approx. 4 mΩ
Operating Temperature Range	Discharge: -20℃~60℃ Charge: 0℃~50℃ Storage: -20℃~60℃
Normal Operating Temperature Range	25℃±5℃
Float charging Voltage	13.6 to 13.8 VDC/unit Average at 25℃
Recommended Maximum Charging Current Limit	60 A
Equalization and Cycle Service	14.6 to 14.8 VDC/unit Average at 25℃
Self Discharge	LIVEN Valve Regulated Lead Acid (VRLA) batteries can be stored for more than 6 months at 25℃. Self-discharge ratio less than 3% per month at 25℃. Please charge batteries before using.
Terminal	Terminal F10/F16
Container Material	A.B.S. UL94-HB, UL94-V0 Optional.

Figura 4.9 - Características da bateria LVJ200

Para a utilização eficaz do módulo UPS de 160 kVA, foi determinada a realização de 4 paralelos por forma a aumentar a capacidade do sistema. Considerando que se trata de um sistema (1+1) como já mencionado está-se desta forma a contabilizar 8 vezes uma série de 21 baterias LVJ200. Assim, tratam-se de 168 baterias, em que serão colocadas mais 4 baterias de reserva ao sistema. Desta forma perfazem um total de 172 baterias. As baterias selecionadas têm a capacidade de fazer cerca de 2 000 ciclos de vida útil desde que sejam descarregadas de forma contínua com um DOD de aproximadamente 15%, sendo possível verificar a perca de ciclos de vida em função do aumento do DOD na figura (4.10).

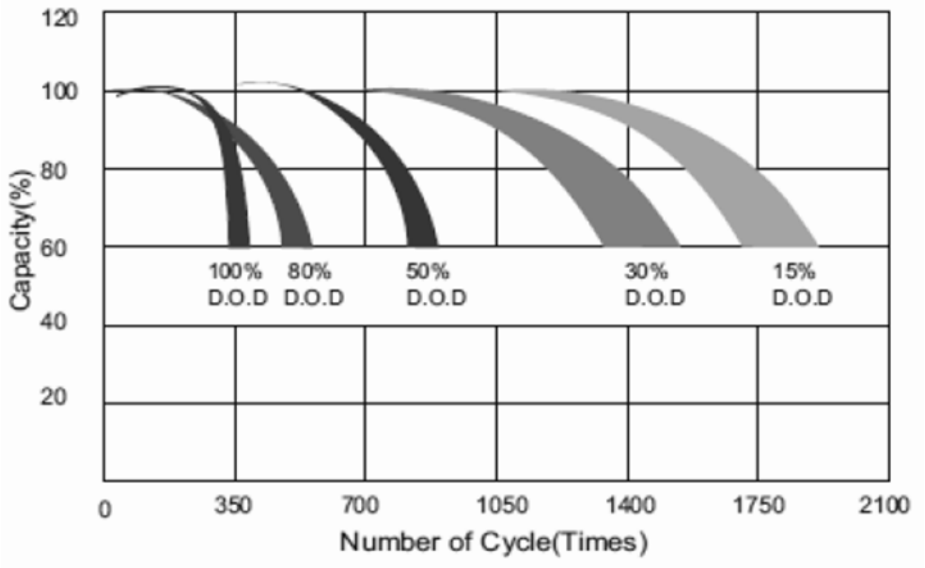


Figura 4.10 - Número ciclos de vida útil em função da utilização da bateria

É importante lembrar que o dimensionamento deste sistema de baterias não deve ultrapassar os 12 000 kg, uma vez que será um sistema transportável num camião. Considerando o peso de uma bateria aproximadamente 60 kg, temos um peso total de 10 320 kg mais o peso da UPS que será sempre inferior a uma tonelada pelo que respeitará as condicionantes existentes no sistema.

O sistema de baterias projetado terá a capacidade de fornecimento de 100 kVA de forma contínua para um intervalo de tempo de 290 min, isto é, aproximadamente 5 horas. Assim, a curva característica de descarga de cada bateria é apresentada na figura (4.11).

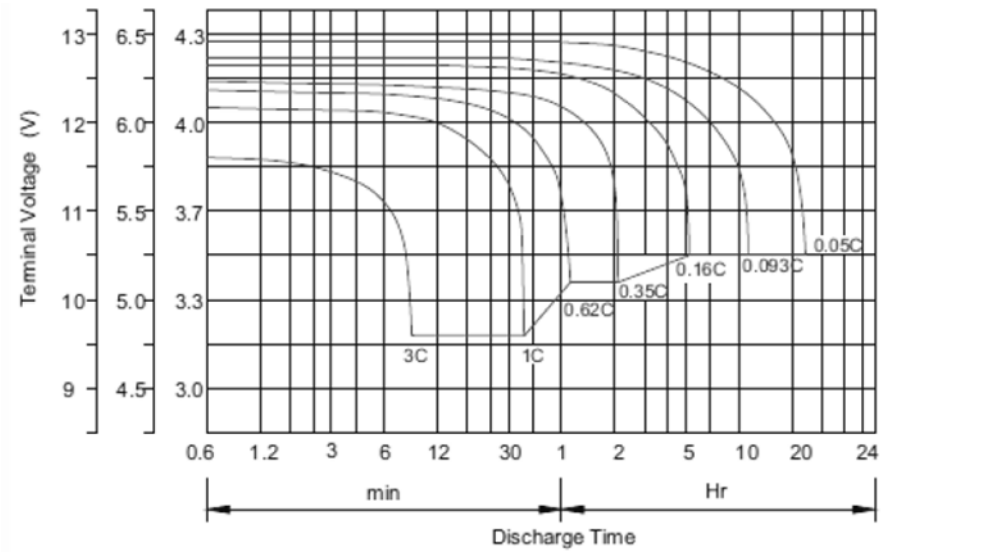


Figura 4.11 - Curva característica de descarga da bateria LVJ200

Capítulo 5

Integração dos Diversos Equipamentos no Sistema

Neste capítulo da dissertação, pretende-se selecionar todos os equipamentos periféricos que fazem a integração de todos os componentes do sistema, tornando assim possível o seu funcionamento. Será realizada uma breve abordagem a cada um, realizando a escolha mais indicada para este projeto em análise.

5.1 – UPS

Nos dias que correm, os sistemas UPS são máquinas com controladores PID que têm a capacidade para a realização de regulações de carga, inversões e utilização de sistemas by-pass para garantir a qualidade e continuidade de serviço de abastecimento.

Existem dois tipos de UPS disponíveis no mercado, sendo elas as UPS do tipo *on-line* e UPS do tipo off-line. As UPS's do tipo *on-line* são dotadas de uma arquitetura de dupla conversão de energia apresentada na figura (5.1).

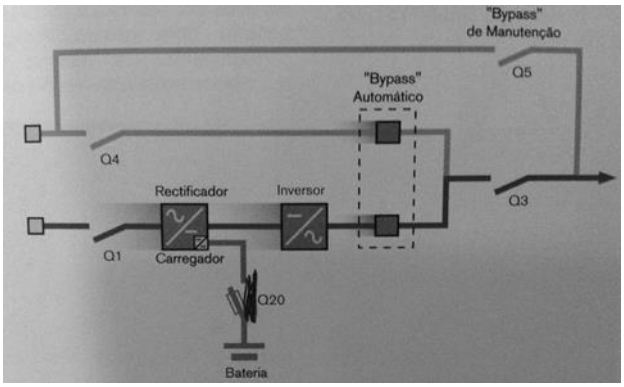


Figura 5.1– Arquitetura de dupla conversão UPS

Numa primeira fase um retificador recebe energia em CA e retifica para corrente contínua e realiza a alimentação da UPS, por sua vez as baterias são mantidas carregadas pelos carregadores existentes, enquanto numa segunda fase, a corrente elétrica passa por um inversor, por forma a inverter de corrente DC para corrente CA novamente. Desta forma, a tensão e frequência de entrada é totalmente independente da tensão e frequência de saída pelo que existe uma correção de harmónicos e aumento da estabilidade dos parâmetros entre a entrada e a saída. Por sua vez possui dois *by-pass's* em que um serve para alimentar aplicações diretamente a partir da fonte de energia da entrada quando a tensão de saída da UPS está fora das tolerâncias, enquanto o segundo *by-pass* serve para as realizações de manutenções que permite a continuidade da alimentação durante uma reparação ou intervenção. Este será então o tipo de UPS selecionado para a solução híbrida.

Para este projeto pretende-se uma máquina fiável capaz de fornecer 100 kVA de forma contínua, que permite o carregamento das baterias que a compõe através de 12,24 kWp de painéis fotovoltaicos ou através de um grupo gerador de 300 kVA recorrendo a um carregador de 50 A trifásico ou a um de 100 A trifásico.

Para uma melhor escolha do equipamento a utilizar foi realizada uma reunião com o sr. Luís Lé da Socomec para ser possível uma melhor compreensão de todos os parâmetros inerentes a este projeto. Assim, foi aconselhada a solução do modelo Delphys BC 160 kVA que é apresentado na figura (5.2).

Figura 5.2 - UPS Delphys BC 160 kVA

Esta UPS possui uma configuração interna em paralelo (1+1) sistemas de baterias pelo que no dimensionamento das baterias já foi considerado tal sistema. Esta UPS possui um controlador com capacidade de comunicação através de MODBUS TCP/IP para comunicação e transmissão de dados com todos os outros sistemas desta solução híbrida. Este módulo possui um armário de baterias externo com sensor de temperatura e possui ainda carregadores de baterias adicionais. Além de ser alimentada pelos painéis fotovoltaicos pretende-se então realizar o carregamento através de dois módulos distintos de potência do gerador. Estes

carregadores recebem energia trifásica alternada e fazem a sua conversão para energia contínua, pelo que serão dotados de duas taxas de carregamento diferentes, resultando assim num consumo de 50 ou 100 A trifásicos. A seleção do carregador a utilizar será realizada pelo controlador principal de todo o sistema, através do cruzamento de dados do controlador da UPS com os dados de disponibilidade de potência a baixo custo do grupo gerador. Desta forma é garantida a procura pela máxima eficiência destes sistemas. Seguidamente são então apresentadas na figura (5.3) as características principais da UPS selecionada. [22]

	DELPHYS BC		
Sn [kVA]	160	200	300
Pn [kW]	144	180	270
Configuração em paralelo	1+1(1)		
ENTRADA			
Tensão nominal	400 V 3 fases		
Tolerância de tensão	240 V a 480 V(2)		
Frequência nominal	50/60 Hz ± 10%		
Factor de potência / THDI	0,99 / < 3%		
SAÍDA			
Tensão nominal	400 V		
Tolerância de tensão	carga estática ±1% da carga dinâmica de acordo com VFI-SS-111		
Frequência nominal	50/60 Hz		
Tolerância de frequência	± 2% (configurável de 1% a 8%)		
Factor de crista	3:1		
BYPASS			
Tensão nominal	tensão nominal de saída		
Tolerância de tensão	± 15% (configurável de 10% a 20%)		
Frequência nominal	50/60 Hz		
Tolerância de frequência	± 2% (configurável para compatibilidade com grupo gerador)		
EFICIÊNCIA			
Modo online a 100% da carga	até 94%		
AMBIENTE			
Temperatura ambiente de serviço	de 0 °C a +40(3) °C (de 15 °C a 25 °C para vida útil máxima da bateria)		
Humidade relativa	0% - 95% sem condensação		
Altitude máxima	1000 m sem descarga (máx. 3000 m)		
Nível acústico a 1 m (ISO 3746)	< 68 dBA		< 71 dBA
ARMÁRIO UPS			
Dimensões L x P x A	700 x 800 x 1930 mm		1000 x 950 x 1930 mm
Peso	480 kg	500 kg	830 kg
Grau de protecção	IP20		
Cores	RAL 7012, porta frontal cinza prata		
NORMAS			
Segurança	IEC/EN 62040-1, EN 60950-1, AS 62040.1.1, AS 62040.1.2		
CEM	IEC/EN 62040-2, AS 62040.2		
Rendimento	VFI-SS-111 - IEC/EN 62040-3, AS 62040.3		
Declaração do produto	CE, RCM (E2376)		

Figura 5.3 - Características da UPS Delphys BC

Por forma a ser capaz de realizar funções de garantia de que não haja interrupções de fornecimento por parte do grupo gerador, este sistema de baterias será ainda dotado de um módulo de transferência de carga, nomeadamente o modelo LTM da Socomec. Nestes sistemas, basta o utilizador definir qual é a fonte principal de energia (gerador ou baterias) e o sistema do LTM fica a realizar a monitorização constante aos parâmetros dessa fonte. No momento em que o sistema deteta uma falha de alimentação na fonte principal, o módulo realiza a transferência de carga para a fonte de emergência. Esta transferência de carga ocorre apenas no momento em que existe uma falha de energia e existe assim uma das alimentações que o sistema recebe bloqueada. Em momento algum existe uma sincronização dos dois sistemas, no entanto existe uma resposta de forma quase instantânea do

equipamento, não permitindo essa fração de tempo que os equipamentos detetem a falta de continuidade, não existindo corte de qualquer tipo. Este módulo de transferência é ainda capaz de realizar uma transferência de duas fontes assíncronas. A configuração do LTM é então apresentada na figura (5.4).[23]

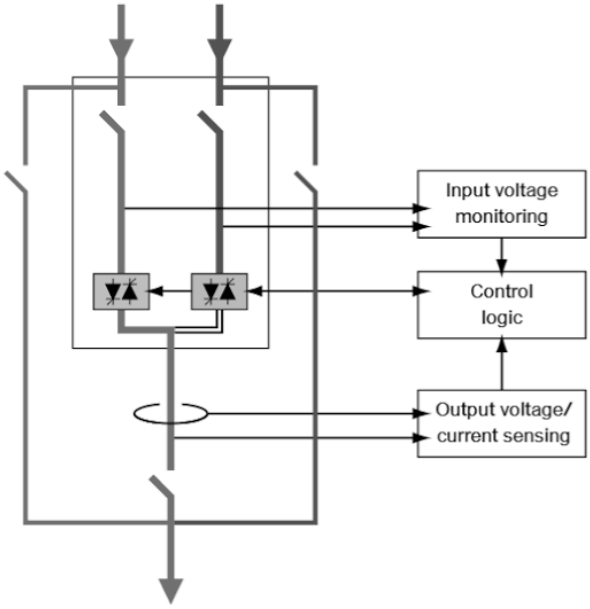


Figura 5.4 - Configuração arquitetónica do módulo de transferência de carga LTM

5.2 – Módulo de sincronismo para o paralelo c/ a rede

Pretende-se que este sistema seja capaz de realizar paralelos com a rede, para isso deve ser um sistema de garantir de forma automatizada o cumprimento de todos os parâmetros necessários para a sua execução mencionados anteriormente no capítulo 2. Assim, foi realizado um contacto à DeepSea Eletronics em Múrcia por forma a conhecer a possibilidade de aquisição de um módulo capaz de tal. Em resposta a este pedido, a DeepSea desenvolveu um pequeno sistema dotado de uma DeepSea 7570 que é então apresentado na figura (5.5).

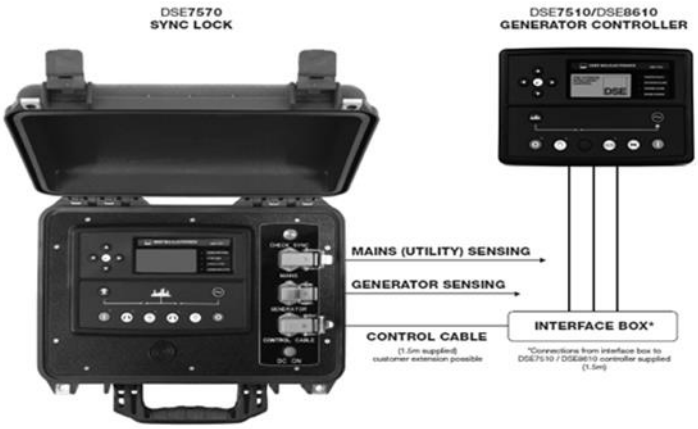


Figura 5.5 - Módulo para a realização de paralelos com a rede DeepSea

Este módulo realiza leituras constantes dos parâmetros da rede, da mesma forma que faz leituras constantes aos controladores do grupo gerador para conhecer informações como tensão, frequência e sequência de fases. De notar que este módulo é apenas capaz de realizar paralelos com a rede com grupos geradores que possuam um módulo de controlo DeepSea 7510 ou DeepSea 8610. Assim, o módulo faz leituras a rede, realiza a verificação dos parâmetros do controlador do grupo gerador, se necessário realiza retificações nas condições de operação do mesmo e procura o ponto de sincronismo ótimo. Assim que esse ponto seja encontrado, o sistema emite um sinal sonoro de forma contínua que é indicador de que o operador no local pode ligar o corte geral do grupo. Para a realização da manobra de saída de rede, o controlador realiza novamente todos os parâmetros, procura o momento ótimo para sair da rede e nesse momento volta a emitir um sinal sonoro contínuo para que o operador saiba que pode desligar o corte geral do gerador.

Este sistema apresenta uma grande mais valia pelo que será incluído no sistema híbrido que se encontra a ser analisado.

5.3 – Cilindros hidráulicos

Para a orientação dos painéis fotovoltaicos com uma inclinação de 35º é necessário a existência de cilindros hidráulicos que sejam ativos através de uma bomba elétrica que é alimentada diretamente da UPS. Assim, sempre que se pretenda que o sistema inicie a produção de energia através do recurso solar, o sistema será capaz de automaticamente otimizar a sua inclinação através de cilindros hidráulicos. Para esta situação, foi contactada a empresa Lusaveiro, com o intuito de conhecer soluções para resolver tal situação. O fabricante que nos foi apresentado foi a Mega, marca especialista em sistemas hidráulicos. Assim, começou-se então por definir a posição onde atuariam os cilindros hidráulicos no sistema, sendo apresentada de seguir na figura (5.6).

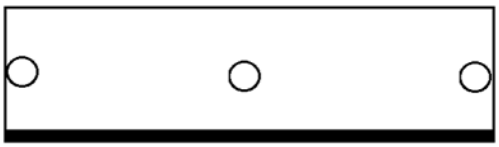


Figura 5.6 – Esquema de posicionamento dos cilindros hidráulicos

A localização dos cilindros hidráulicos será sensivelmente a meio no sentido longitudinal da estrutura da galera do camião, pelo que se localizará a cerca de 1,2 m da linha representada com um traço mais denso. Essa linha é representativa do ponto de rotação dos painéis fotovoltaicos, representando ainda o ponto de fixação à estrutura dos mesmos. Através da aplicação da função tangente, conhecendo o ângulo e o lado adjacente, facilmente se chega ao resultado de 85 cm para o lado oposto. Desta forma, este sistema precisa de 3 cilindros capazes de suportar 1,5 toneladas com um curso de 85 cm de comprimento para a elevação dos painéis FV.

5.4 – Estruturas e quadros elétricos

A empresa Nortaluga é dotada de uma secção de serralharia, pelo que todas as estruturas serão montadas pela própria empresa. As estruturas que serão realizadas serão: Estrutura de fixação dos painéis, estrutura canópia da galera do camião, estrutura de suporte às baterias (devidamente afastadas para não realizarem trocas de calor entre as mesmas), estruturas de seccionamento do sistema híbrido.

A empresa Nortaluga tem também uma secção de eletricistas, pelo que todos os quadros elétricos necessários para a correta operação com o sistema serão produzidos na própria empresa, inclusive o quadro com aparelhagem de telecomunicações para utilização possível de telemetria, realizando através do protocolo MODBUS TCP/IP um sistema SCADA para monitorização e aquisição de dados.

Capítulo 6

Comparação de Soluções e Viabilidade do Sistema

Este capítulo pretende comparar a solução híbrida alvo de estudo nesta dissertação com o sistema convencional utilizado nos dias de hoje para o mesmo efeito, sendo ele o gerador *diesel*. Numa primeira parte deste capítulo será então realizada a comparação, partindo do pressuposto que se está a realizar uma análise ao funcionamento de dois sistemas distintos para a produção de 400 kVA de potência elétrica. Numa segunda fase será então realizada uma análise da viabilidade do sistema em análise com vista a compreender os prós e contras da sua execução, e utilização para exploração em regime de aluguer e prestação de serviços.

6.1 - Introdução ao Grupo Gerador Convencional

Como já foi mencionado no segundo capítulo, o grupo gerador *diesel* é cada vez mais uma garantia de fiabilidade no que diz respeito à produção de forma isolada ou garantia de continuidade de serviço da rede elétrica. Desta forma, é de todo o interesse conhecer o comportamento de um grupo gerador *diesel* convencional para a gama de aplicações já mencionada anteriormente. Será aqui apresentado e analisado um grupo gerador de 400 kVA do fabricante Himoinsa com o modelo HFW-400 T5 INS. A escolha da máquina a analisar baseou-se no facto de no mercado português, nomeadamente no setor de grupos geradores de aluguer, os grupos Himoinsa representarem cerca de 60% do mercado. Desta forma, o grupo gerador já referenciado será apresentado na figura (6.1).

SERVICE		PRP	STANDBY
Power	kVA	400	449
Power	kW	320	360
Rated Speed	r.p.m.	1.500	
Standard Voltage	V	400/230	
Available Voltages	V	230 - 230/132	
Rated at power factor	Cos Phi	0,8	

Figura 6.1 – Características genéricas do gerador HFW-400 T5 Ins

Este grupo gerador é uma solução *standard* no mercado, capaz de produzir 400 kVA de forma contínua, sendo no entanto capaz de trabalhar por breves períodos de tempo com 449 kVA. Este grupo trabalha a 1500 rpm e possui 4 pólos, pelo que funciona a uma frequência de 50 Hz. Todos os alternadores dos grupos geradores trifásicos que trabalham em regimes nominais idênticos aos da rede elétrica como o grupo em análise têm um fator de potência de 0,8, e trabalham a 400/230 V. Este grupo gerador trabalha com um motor com as características apresentadas na figura (6.2)

ENGINE		PRP	STANDBY
Rated Output	kW	352	387
Manufacturer		FPT_IVECO	
Model		C13 TE 3A	
Engine Type		Diesel 4 strokes-cycle	
Injection Type		Direct	
Aspiration Type		Turbocharged and aftercooled	
Ciylinders Arrangement		6 - L	
Bore and Stroke	mm	135 x 150	
Displacement	L	12,9	
Cooling System		Liquid (water + 50% glycol)	
Lube Oil Specifications		ACEA E3 - E5	
Compression Ratio		16,5 : 1	
Fuel Consumption StandBy	l/h	98,5	
Fuel Consumption 100% PRP	l/h	87,5	
Fuel Consumption 80 % PRP	l/h	72,5	
Fuel Consumption 50 % PRP	l/h	48,6	
Lube Oil Consumption Full Load		0,5 % of fuel consumption	
Total oil capacity including tubes, filters	L	35	
Total Coolant Capacity	L	68	
Governor	Type	Electrical	
Air Filter	Type	Dry	
Inner diameter exhaust pipe	mm	108	

Figura 6.2 - Características do motor do grupo gerador em análise

Este grupo gerador possui um motor típico FPT_Iveco de 4 tempos com 6 cilindros dispostos em linha. De notar que se trata de um motor refrigerado por água, turbo alimentado com injeção direta, o que demonstra que é uma máquina construída com base na tecnologia existente para os motores para otimização de performances e diminuição do consumo específico de combustível. De notar que a taxa de compressão deste motor é de 16,5:1 que é bastante inferior à taxa de compressão da máquina selecionada para o sistema híbrido, nomeadamente de 18,1:1 o que se traduz numa queima menos perfeita da mistura ar-combustível no momento da combustão. As características principais do alternador constituinte do gerador *diesel* convencional são de seguida enunciadas na figura (6.3).

Generator		
Poles	Num	4
Winding Conections (standard)		Star-serie
Frame Mounting		S-1 14"
Insulation	Class	H class
Enclosure (according IEC-34-5)		IP23
Exciter System		self-excited, brushless
Voltage Regulator		A.V.R. (Electronic)
Bearing		Single bearing
Coupling		Flexible disc
Coating type		Standard (Vacuum impregnation)

Figura 6.3 – Características do alternador do grupo gerador em análise

O alternador deste gerador contém 4 pólos como já foi referido, e é ligado em estrela, possuindo assim três fases e um neutro. É um alternador do tipo autoexcitado e sem escovas á semelhança do grupo escolhido para a solução híbrida, sendo a sua regulação realizada através de uma AVR.

6.2 - Comparação das Duas Soluções

Nesta secção será realizada uma comparação das duas soluções ao nível dos impactos ambientais causados, versatilidade, benefícios comerciais (marketing) e relação custo benefício. Esta comparação será baseada no pressuposto de fornecimento de energia elétrica a uma carga resistiva trifásica equilibrada de 300 kVA, isto é, três quartos da carga total disponível (400 kVA), uma vez que se trata do ponto ótimo de funcionamento dos sistemas, nomeadamente onde o rendimento atinge o seu valor máximo. Desta forma, será considerado o seguinte pressuposto:

- Gerador convencional *diesel* em regime de funcionamento de 75% carga (300 kVA);
- Solução híbrida – Grupo gerador a 75% carga (225 kVA) + baterias (75 kVA) =300 kVA.

6.2.1 - Impacto Ambiental

A poluição atmosférica refere-se a mudanças da atmosfera suscetíveis de causarem impacto ambiental ou riscos de saúde humana através da contaminação por gases, partículas sólidas ou líquidos em suspensão. Os dois sistemas em análise neste capítulo, grupo gerador *diesel* convencional e sistema híbrido (*diesel* + solar), são ambos detentores de motores de combustão interna do tipo diesel. Desta forma, é importante compreender qual o impacto de cada sistema no ecossistema. Nos motores de combustão do tipo *diesel*, são libertados diversos gases e partículas contaminantes para a atmosfera através do sistema de exaustão. Esta topologia de motores é responsável pela emissão de gases como monóxido de carbono, resultante de queimas incompletas, dióxido de enxofre, presente na composição do combustível, dióxidos de nitrogénio, hidrocarbonetos, vapor de água e ainda a emissão de partículas finas, ou inaláveis, oriundas de fumaça e fuligem. Todos os gases e partículas

mencionados à exceção do vapor de água são classificados como altamente contaminantes. Com a crescente preocupação ambiental e procura por uma maior eficiência energética, as legislações impostas à utilização deste tipo de equipamentos têm sido sujeitas a alterações, ao passo que uma maior consciencialização para este problema remeteu os construtores de motores a desenvolver tecnologias capazes de garantir uma performance melhorada reduzindo a emissão de poluentes. Na escolha do motor do grupo gerador constituinte do sistema híbrido em projeção, foi escolhido um motor de classe *Stage* 3A, com vista a uma menor emissão de poluentes. Como já foi referido, este tipo de motores realizam uma segunda queima dos gases de escape, aliada a um maior estrangulamento do caudal máximo de combustível disponível pelo que reduziram significativamente a emissão de gases contaminantes para a atmosfera. Por outro lado, máquinas que estejam no mercado há algum tempo como é o caso de um gerador *diesel* convencional, pertencem à classe *Stage* 2, que apesar de ser uma classe regulada em relação à emissão de gases para a atmosfera, e cumpridora das diretivas referentes á emissão de gases poluentes para a atmosfera, têm um consumo específico de combustível consideravelmente superior, o que resulta numa maior emissão de gases poluentes para a atmosfera. No que diz respeito à quantidade de gases poluentes nas duas soluções, o mesmo depende apenas da quantidade de combustível consumido mediante um determinado regime de carga acompanhado da tecnologia do motor associado. Os consumos específicos de combustível dos dois sistemas em l/h serão então apresentados na tabela (6.1).

Tabela 6.1 – Comparação dos consumos específicos de combustível das duas soluções

Designação	Solução Convencional	Solução Híbrida	Unidades
Consumo a 25% carga	33,2	21	l/h
Consumo a 50% carga	48,6	37,2	l/h
Consumo a 75% carga	70,7	51,3	l/h
Consumo a 100% carga	87,5	67,1	l/h
Consumo em *Stand-By*	98,5	75,2	l/h

Com base no pressuposto em que o funcionamento dos dois sistemas requere um débito de 75% carga por parte de ambos os grupos geradores, facilmente se percebe que existe uma diferença de 19,4 l/h no consumo dos dois equipamentos. Este excesso de consumo por parte da solução convencional será traduzido num aumento muito significativo da quantidade de gases poluentes emitidos para a atmosfera. Este aumento é ainda agravado devido ao facto do gerador convencional se tratar de uma máquina de classe *Stage* 2. Uma vez que as máquinas pertencentes à classe *Stage* 3A fazem reciclagem dos gases poluentes, a diferença de gases e partículas contaminantes emitidas pelos dois sistemas é consideravelmente distante. Desta forma, verifica-se que a solução híbrida apresenta uma grande mais valia para o meio ambiente relativamente a este tema.

6.2.2 - Versatilidade

A versatilidade dos dois sistemas é avaliada pela capacidade de se adaptarem a diferentes necessidades de consumo e capacidade de realizarem os mais diversos e exigentes tipos de trabalhos. O facto de o motor da solução híbrida ser da classe *Stage* 3A, faz com que como já referido, o seu caudal máximo de combustível seja estrangulado face à solução convencional com motor *Stage* 2. Este facto, controla a emissão de gases poluentes por parte do motor mais ecológico, no entanto traduz-se numa capacidade de resposta a cargas de impacto muito mais reduzida face à solução convencional. Como foi possível verificar no capítulo dois, na secção que menciona os ensaios realizados com o grupo gerador da solução híbrida, é possível verificar que esta gama de motores ecológicos apresenta uma capacidade de resposta a cargas de impacto muito limitada. É denominada capacidade de resposta a uma carga de impacto, a capacidade do grupo gerador após realizar o arranque e estabelecer os seus parâmetros nominais responder prontamente a uma variação brusca de carga, partindo de 0 até um determinado valor estipulado, sem que se afaste demasiado dos seus parâmetros nominais de tensão aos terminais e frequência. No momento em que a carga é requerida, o grupo gerador sofrerá um grande impacto, levando a que seja requerido ao seu sistema uma grande afluência de combustível para que o motor exerça um binário motor superior ao binário resistente oferecido pelo alternador por forma a conseguir realizar todas as compensações necessárias e manter os seus parâmetros nominais, sem que o controlador do mesmo provoque a sua saída de serviço. Uma vez que os motores da classe *Stage* 3A estão limitados ao nível de caudal máximo de combustível, enquanto o motor *Stage* 2 não tem qualquer limitação que não as exigidas para o motor em causa, o motor convencional será capaz de responder a uma carga de impacto de aproximadamente 100 %, enquanto os motores mais ecológicos conseguem no máximo respostas a 70 % de uma carga de impacto. Tal fator pode ser determinante, uma vez que em muitos dos trabalhos de aluguer realizados a incerteza da carga é uma realidade pelo que o sistema convencional oferece uma maior capacidade de resposta a uma transição de carga.

Por sua vez, lembrando novamente que no mercado de aluguer a incerteza e variações de carga são uma incógnita, quando se trata de abastecer cargas mais reduzidas, o sistema convencional necessita na mesma de realizar consumos elevados. A solução híbrida apresenta assim uma capacidade de resposta mais amiga do ambiente e consideravelmente mais económica. Através da regulação dos controladores do sistema, é esperado que o sistema híbrido em análise seja totalmente automatizado, realizando análises à carga efetiva que tem aos seus terminais e enviando sinais de alerta para o responsável pela gestão dos equipamentos requerendo autorização para permutar entre sistemas, isto é, partindo do pressuposto que a carga se encontra em 100 kVA e o sistema híbrido se encontra a trabalhar com o grupo gerador, uma vez que a carga passe a ter um valor mínimo de 50 kVA, o sistema envia um alerta ao responsável a requerer autorização para transferir a carga para as baterias, informando o mesmo sobre a durabilidade das mesmas para aquele regime de carga. Exemplificando a situação proposta, no caso de estar a decorrer um evento musical com um consumo de energia de 100 kVA, é frequente que quando acaba o espetáculo a potência requerida diminua consideravelmente sendo apenas utilizada para a colocação de motores em ação para descida e subida de equipamentos de palco, bem como iluminação do palco para

desmontagens. Neste caso, o sistema enviaria um alerta ao responsável, e o mesmo conhecendo a carga e sabendo a duração da mesma poderá realizar a transferência de carga sem que haja interrupção através de um módulo de transferência de carga que permite desta forma uma poupança imediata para o cliente relativamente ao consumo de combustível, passando o mesmo a ser zero. Por sua vez, no caso de ser a solução convencional, a mesma apenas baixaria o seu consumo para cerca de 25%, tendo um custo associado de 33,2 l/h. Considerando que uma desmontagem de um espetáculo demore cerca de 4 a 6 horas, traduzir-se-ia sempre num custo de aproximadamente 150 a 170 litros de combustível para o cliente. Tal exemplo é uma situação bastante frequente em máquinas que estão em regime de aluguer, após a realização do trabalho necessário é frequente a necessidade de alimentar pequenas cargas durante bastante tempo, traduzindo-se assim num custo acrescentado de grandes valores com a solução convencional.

O sistema híbrido tem ainda a vantagem de ter a UPS como parte integrante do seu sistema capaz de abastecer cargas até uma potência de 100 kVA de forma contínua durante aproximadamente 6 horas. A UPS traduz-se numa grande vantagem na medida em que oferece uma tensão e frequência com uma estabilidade muito grande face ao grupo gerador. Com as variações de carga, o gerador tem a necessidade de acelerar ou desacelerar, pelo que tem de estar constantemente a realizar compensações ao seu sistema de forma a manter os seus parâmetros de produção de energia. Por muito rápida que seja esta compensação, a variação dos valores de tensão e frequência existe sempre, pelo que sistemas delicados como sistemas com muitos componentes eletrónicos ou iluminação ressentem-se, provocando picos de energia e podendo danificar os aparelhos ou a qualidade de serviço. Quando se trata de um aluguer a uma empresa de rádio ou televisão, a importância da qualidade de energia tem um valor acrescido para uma garantia de qualidade de funcionamento de toda a emissão, pelo que a UPS fornece uma garantia de qualidade de fornecimento de energia nestas situações. Nos dias de hoje, quando se trata de geradores *diesel* convencionais, as rádios e televisões exigem que apenas eles possam explorar o aparelho para que não existam variações de carga externas, e até mesmo sobre dimensionam bastante o equipamento, para que a capacidade de resposta do mesmo seja superior. Desta forma, é então possível verificar que o sistema híbrido possui uma versatilidade muito grande na medida em que oferece uma qualidade energética em função de um grande aumento de eficiência que por sua vez originam uma elevada rentabilidade para o cliente e para a empresa.

6.2.3 - Benefícios Comerciais (Marketing)

Para além de todas as vantagens de foro ambiental, económico e outros, o sistema híbrido apresenta ainda a grande vantagem de ser uma imagem de marca forte. Numa época de grande consciencialização global para os problemas inerentes à emissão de poluentes para a atmosfera, é vantajoso para a empresa e para o cliente mostrar uma imagem mais verde à sociedade. O facto de ser um sistema de grandes dimensões, nomeadamente 77 m^2 de painéis fotovoltaicos, possibilita a realização de publicidade de forma gratuita para a empresa e para o cliente.

6.2.4 - Análise de Custos

Nesta secção serão avaliados os custos de aquisição das duas soluções que se encontram em comparação, nomeadamente a solução híbrida *diesel* + solar e a solução convencional do gerador *diesel*. Serão assim apresentados nas tabelas (6.2) e (6.3) os custos de aquisição das suas soluções.

Tabela 6.2 – Principais custos da solução híbrida projectada

Qt.	Designação	Fabricante	Custo Unitário (€)	Custo Final (€)
1	Grupo gerador *diesel* RVP-300	AEM	27 750	27 750
172	Baterias gel LVJ-200	Liven	187,43	32 273,96
1	UPS Delphys BC 160 kVA	Socomec	11 200	11 200
48	Painéis FV policristalinos 255 Wp	MPrime	155	7 440
1	Estrutura suporte painéis FV	Nortaluga	2 200	2 200
1	Estrutura suporte baterias	Nortaluga	400	400
1	Galera camião c/ 4 sapatas (Leilão)	Richie Bros	5 000	5 000
1	Módulo de controlo paralelo c/rede	DeepSea	1 300	1 300
1	Carregador extra baterias 50 A trifásico	Socomec	275	275
1	Carregador extra baterias 100 A trifásico	Socomec	350	300
3	Cilindros hidráulicos 1 ton. c/curso 85 cm	Mega	1 100	3 300
1	Bomba elétrica (cilindros hidráulicos)	Mega	1 250	1 250
1	Canópia para todo o sistema	Nortaluga	6 000	6 000
1	Módulo de transferência de carga	Socomec	3 700	3 700
4	Motores elétricos para deslizamento FV		600	2 400
1	Quadro elétrico para controlo sistema	Nortaluga	7 000	7 000
1	Sistema de comunicação via TCP/IP		350	350
1	PLC p/controlo de todo o sistema		1 300	1 300
	Total			**113 438,96**

Tabela 6.3 – Principais custos da solução convencional

Qt.	Designação	Fabricante	Custo Unitário (€)	Custo Final (€)
1	Grupo gerador *diesel* HFW-400	Himoinsa	52 250	52 250
1	Módulo de controlo paralelo c/ a rede	DeepSea	1 300	1 300
	Total			**53 550**

Analisando a tabela (6.2) é possível verificar parte da complexidade do sistema híbrido a ser projetado em função dos custos inerentes à solução convencional. Os valores mencionados nestas tabelas foram obtidos após consulta junto das empresas correspondentes pelos equipamentos supracitados. No que diz respeito à solução híbrida apresenta um custo final de 113 438,96 €, que representa cerca do dobro do investimento inicial face à solução convencional que tem um custo final de apenas 53 550 €. A complexidade da solução híbrida leva à necessidade de aquisição de muitos componentes para a sua assemblagem, justificando assim a grande diferença de custos mediante a solução convencional.

Seguidamente será realizada uma análise de custos com base nos seguintes pressupostos:

- Um ano de trabalho em aluguer – 1 400 horas de trabalho (valor médio da Nortaluga);
- Custos de combustível são suportados pelo cliente;
- Funcionamento a ¾ de carga de forma contínua dos dois sistemas (300 kVA) durante 1000 horas e ¼ de carga (100 kVA) de forma contínua durante 400 horas;
- O cliente produz energia durante 8 horas por dia;
- Ambos os sistemas têm uma vida útil de 12 anos (aproximadamente 17 000 horas de trabalho)
- As baterias têm sempre disponibilidade de carga para as horas de trabalho consideradas;
- Metade do carregamento das baterias é realizado pelos painéis, a outra metade através dos carregadores do gerador, representando um incremento de aproximadamente 8 litros por hora em média ao consumo do grupo gerador, isto é, 5 litros para o carregador de 50 A e 13 litros para o carregamento a 100 A.

Assim, serão então considerados os custos do ponto de vista do cliente e do ponto de vista da Empresa que presta o aluguer.

Custos do cliente

Uma vez que a máquina trabalhará em dois regimes de carga distintos, nomeadamente ¾ e ¼, com base nos valores da tabela (6.1) temos então os resultados na tabela (6.4) considerando 1 400 horas de trabalho das duas soluções.

Tabela 6.4 – Consumos de combustível para o regime de trabalho estipulado

Horas	Carga	Solução Convencional (l)	Solução Híbrida (l)
1000	Consumo de ¾ Carga	70 700	51 300
400	Consumo de ¼ Carga	13 280	3 200
	Total	**83 980**	**54 500**

Como é possível analisar na tabela (6.4), o consumo de combustível da solução convencional é bastante superior à solução híbrida como era esperado, nomeadamente 29480 litros a mais. Considerando o custo médio atual do *diesel* em Portugal com um valor de 0,9211 € por litro, a escolha da solução híbrida representa assim uma poupança de 27 155,15 € por parte do cliente.

Calculados os custos inerentes ao pagamento do combustível utilizado em cada solução, do ponto de vista do cliente falta ainda considerar o custo do aluguer do sistema. Com base em valores médios da empresa Nortaluga e no pressuposto pré-estabelecido de que os equipamentos trabalham apenas 8 horas por dia, serão então demonstrados os custos com o aluguer de ambos os sistemas na tabela (6.5).

Tabela 6.5 - Custos de aluguer de ambas as soluções em análise

Solução	Dias	Custo do aluguer €/dia	Custo Final (€)
Convencional	175	120	21 000
Híbrida	175	180	31 500

Analisando a tabela (6.5) é possível verificar que o aluguer da solução híbrida teria um custo superior ao aluguer da solução convencional, mais uma vez como seria expectável. Assim, ao aluguer da solução convencional representaria um custo de 21 000 € num regime de aluguer para 175 dias, ao passo que o aluguer da solução híbrida teria um custo de 31 500 €, representando assim uma diferença de 10 500 € para o cliente caso procedesse ao aluguer da solução híbrida.

Nesta análise de custos por parte do cliente, não serão considerados os custos de transporte dos equipamentos, uma vez que ambos os sistemas teriam um custo semelhante de transporte, não influenciando assim esta análise.

Para concluir, é possível então evidenciar a tabela de custos finais do cliente para os dois sistemas em comparação na tabela (6.6).

Tabela 6.6 - Custos finais do aluguer de uma das soluções em análise

Solução	Custo do aluguer (€)	Custos do Combustível (€)	Custo Final (€)
Convencional	21 000	83 980	104 980

Híbrida	31 500	54 500	86 000

Concluindo, verifica-se que o sistema convencional representaria um custo de aluguer final de 104 980 € para o cliente, enquanto a solução híbrida teria um custo de 86 000€. Desta forma, era claramente vantajoso para o cliente a realização do aluguer da solução híbrida, representando um ganho de 18 980 € face à solução convencional, num regime de aluguer de 175 dias com 8 horas de trabalho por dia

Custos da empresa

Em relação à empresa, o primeiro grande custo inerente a este processo é o custo inicial dos dois sistemas que é apresentado na tabela (6.7).

Tabela 6.7 - Custos relativos ao investimento inicial nas duas soluções

Solução Convencional (€)	**Solução Híbrida (€)**
53 550	113 438,96

Assim, é facilmente percetível que a aquisição da solução híbrida representa um investimento superior de 59 888,96 € face à solução convencional. Este valor inicial de investimento é bastante elevado, pelo que é necessário que a empresa possua capacidade financeira para a sua aquisição.

Outro custo que está associado à empresa será o custo de manutenção dos equipamentos. No caso da manutenção dos grupos geradores, devem ser realizadas a cada 250 horas de trabalho do equipamento ou a cada 6 meses. Segundo grande parte dos fabricantes de grupos geradores, a mudança do óleo é realizada a cada 250 horas de trabalho do equipamento, ao passo que a mudança de filtros é realizada a cada 500 horas de trabalho, juntamente com uma substituição do líquido anticongelante. Desta forma, estes custos serão apresentados na tabela (6.8), considerando uma vida útil de 17 000 horas de trabalho (aproximadamente 12 anos).

Tabela 6.8 – Custos de manutenção relativos às duas soluções em análise

Solução	**Substituição do óleo (€)**	**Custo Final (€)**	**Substituição dos filtros (€)**	**Custo Final (€)**	**Substituição Anticongelante (€)**	**Custo Final (€)**	**Custo total manutenções (€)**
Convencional	120	8 160	130	4 420	50	1 700	**14 280**
Híbrida	80	5 440	95	3 230	40	1 360	**10 030**

Por análise à tabela (6.8) é possível verificar que a solução híbrida é 4 250 € mais económica que a manutenção da solução convencional. No que diz respeito à solução híbrida acresce ainda o valor de lavagem dos painéis fotovoltaicos para a otimização da produção de energia elétrica de 500 em 500 horas com um custo considerado de 10 €, sendo desta forma

considerado um custo total de manutenção aos painéis de 340 €. Relativamente às baterias, estas não necessitam de manutenção, sendo apenas necessário uma verificação do seu estado. Desta forma, a diferença de custos entra a solução híbrida e a solução convencional tem um valor de 3910 €.

Por fim, é então possível analisar os custos para um tempo de vida útil de aproximadamente 12 anos (17000 horas), sendo então apresentado de seguida na tabela (6.9).

Tabela 6.9 – Custos finais das duas soluções em análise da perspetiva da empresa

Solução Convencional (€)	Solução Híbrida (€)
67 830	123 468,96

Desta forma, a aquisição da solução convencional reflete-se num investimento menor do que a solução híbrida, nomeadamente de 55 638,96 € a menos.

6.2.5 - Análise de Proveitos

Nesta secção serão avaliados os ganhos de ambas as soluções com base nos mesmos pressupostos pré-estabelecidos na secção de análise de custos. Desta forma, serão então avaliados os ganhos por parte do cliente bem como os ganhos por parte da empresa.

Proveitos do Cliente

Os ganhos do cliente quando realiza um aluguer de um sistema que seja capaz de produzir 400 kVA para as condições pressupostas anteriormente, são traduzidos pela diferença de custo existente entre o aluguer de uma solução economicamente mais viável em função de outra. Como já foi demonstrado na análise de custos, o cliente ao alugar um sistema híbrido, tem um custo de aluguer superior, no entanto, devido ao consumo mais baixo de combustível da solução, será traduzida numa poupança de 18980 € face á solução convencional.

Proveitos da Empresa

Os proveitos da empresa são dados pelo dinheiro gerado pelo aluguer dos dois sistemas em análise. Assim, considerando os valores do custo do aluguer que a empresa cobra ao cliente os valores da tabela (6.5), facilmente se percebe que para este regime de aluguer a empresa tem ganhos de mais 10500 € alugando a solução híbrida do que alugando a solução convencional.

6.2.6 - Análise da Rentabilidade

A rentabilidade é um fator percentual que indica a remuneração do capital investido da empresa. Assim, pretende-se nesta secção fazer uma análise da viabilidade económica do

investimento nas duas soluções. Assim, foi realizada uma análise financeira aos investimentos nas duas soluções que são apresentadas nas tabelas (6.10) e (6.11).

Tabela 6.10 – Análise do acumulado referente à solução Híbrida em estudo nesta dissertação

Ano	Custos	Proveitos	Fluxo de Caixa	Acumulado
0	- 113 438,96 €	-	- 113 438,96 €	**- 113 438,96 €**
1	- 670,00 €	31 500,00 €	30 830,00 €	**- 82 608,96 €**
2	- 885,00 €	31 500,00 €	30 615,00 €	**- 51 993,96 €**
3	- 670,00 €	31 500,00 €	30 830,00 €	**- 21 163,96 €**
4	- 885,00 €	31 500,00 €	30 615,00 €	**9 451,04 €**
5	- 670,00 €	31 500,00 €	30 830,00 €	**40 281,04 €**
6	- 885,00 €	31 500,00 €	30 615,00 €	**70 896,04 €**
7	- 670,00 €	31 500,00 €	30 830,00 €	**101 726,04 €**
8	- 885,00 €	31 500,00 €	30 615,00 €	**132 341,04 €**
9	- 670,00 €	31 500,00 €	30 830,00 €	**163 171,04 €**
10	- 885,00 €	31 500,00 €	30 615,00 €	**193 786,04 €**
11	- 670,00 €	31 500,00 €	30 830,00 €	**224 616,04 €**
12	- 885,00 €	31 500,00 €	30 615,00 €	**255 231,04 €**

Tabela 6.11- Análise do acumulado referente à solução convencional

Ano	Custos	Proveitos	Fluxo de Caixa	Acumulado
0	- 53 550,00 €	-	- 53 550,00 €	**- 53 550,00 €**
1	- 960,00 €	21 000,00 €	20 040,00 €	**- 33 510,00 €**
2	- 1 260,00 €	21 000,00 €	19 740,00 €	**- 13 770,00 €**
3	- 960,00 €	21 000,00 €	20 040,00 €	**6 270,00 €**
4	- 1 260,00 €	21 000,00 €	19 740,00 €	**26 010,00 €**
5	- 960,00 €	21 000,00 €	20 040,00 €	**46 050,00 €**
6	- 1 260,00 €	21 000,00 €	19 740,00 €	**65 790,00 €**
7	- 960,00 €	21 000,00 €	20 040,00 €	**85 830,00 €**
8	- 1 260,00 €	21 000,00 €	19 740,00 €	**105 570,00 €**
9	- 960,00 €	21 000,00 €	20 040,00 €	**125 610,00 €**
10	- 1 260,00 €	21 000,00 €	19 740,00 €	**145 350,00 €**
11	- 960,00 €	21 000,00 €	20 040,00 €	**165 390,00 €**
12	- 1 260,00 €	21 000,00 €	19 740,00 €	**185 130,00 €**

O tempo definido para a vida útil dos dois sistemas foi de 12 anos (17 000 horas de trabalho), uma vez que pela experiência da Nortaluga, após este tempo os sistemas começam a ter avarias em diversos componentes, tornando-se sistemas que originam mais custos do que proveitos. De salientar ainda que não foi considerada uma taxa de inflação sobre as manutenções aplicadas uma vez que a aquisição destes líquidos e filtros de substituição é realizada em grandes quantidades, pelo que não seria uma avaliação precisa. Uma vez que não são adquiridos anualmente, mas sim de forma irregular em grandes quantidades, e para simplificação dos cálculos, foi então desprezada a taxa de inflação a aplicar sobre os custos.

Como é possível verificar nas tabelas apresentadas, foram considerados os custos de manutenções aos equipamentos por ano, considerando as periodicidades das manutenções referidas na análise de custos. Os proveitos considerados são para a situação em análise de 1400 horas de trabalho, com 8 horas de trabalho diárias, resultando assim a diferença entre custos e proveitos num fluxo de caixa que por sua vez será acumulado por forma a conhecer o proveito final de cada tipo de sistema analisado.

Por fim serão calculados os valores da Taxa Interna de Rentabilidade (TIR), que é um indicador para medir a rentabilidade de um investimento num determinado projeto e o Valor Atual Líquido (VAL) que pretende avaliar a viabilidade de um projeto. Estas duas equações são dadas de seguida nas equações (6.1) e (6.2). [24] e [25]

$$\boldsymbol{VAL} = \sum_{\boldsymbol{i=0}}^{\boldsymbol{n}} \frac{\boldsymbol{CF_i}}{(\boldsymbol{1}+\boldsymbol{t})^{\boldsymbol{i}}} \tag{6.1}$$

CF_i= Cash-flow no ano i

t = Taxa de desconto

$$0 = -\frac{Investimento}{(1+i)^0} + \frac{CF_1}{(1+i)^1} + \frac{CF_2}{(1+i)^2} + \cdots + \frac{Valor\ Residual}{(1+i)^N} \tag{6.2}$$

Para o cálculo do VAL foi considerada uma taxa de atualização de 3%. Pelo que para o cálculo da TIR, é obtido igualando o VAL a zero. Desta forma, foram então obtidos os resultados demonstrados na tabela (6.12).

Tabela 6.12 - Indicadores financeiros VAL e TIR obtidos para os dois sistemas

	Solução Convencional	Solução Híbrida
TIR	36%	25%
VAL	140 249,71 €	186 785,19 €

Para a viabilidade do projeto espera-se um valor atual líquido maior do que zero, pois quando assim acontece significa que o projeto é economicamente viável, uma vez que o VAL é maior do que 0 permite cobrir o investimento inicial realizado, bem como a remuneração mínima exigida pelo investidor, e ainda gera um excedente financeiro. Analisando a tabela (6.12) é possível verificar que ambos os valores do VAL são bastante positivos, sendo assim indicadores de um bom retorno financeiro em ambos os investimentos, tendo a solução híbrida um valor bastante superior, representando um excedente monetário face ao pagamento do investimento e remuneração exigida pelo investidor de 46535,48 € superior à solução convencional ao fim de 12 anos. Por sua vez, representando a TIR a rentabilidade de um investimento, verifica-se que ambos os investimentos são extremamente viáveis,

apresentando taxas internas de rentabilidade bastante elevadas. A TIR do sistema convencional é no entanto superior em 9% á TIR da solução híbrida. Assim, um investimento é de 53550 € e tem um retorno de 185130 €, ao passo que o outro prevê um investimento de 113438,96 € para obter um retorno de 255231,04 €. O facto da TIR da solução híbrida ser inferior, reflete o investimento inicial avultado para a obtenção de um retorno que apesar de ser superior não é duas vezes o retorno da solução convencional, no entanto o investimento inicial é.

Concluindo, ambos os sistemas são projetos altamente rentáveis, pelo que existindo disponibilidade para a realização de um investimento superior, o retorno financeiro será maior ao passo que acompanhado de todos os benefícios existentes e mencionados neste capítulo para o cliente e para a empresa, revela ser um bom investimento face à solução convencional do grupo gerador diesel.

Capítulo 7

Conclusões e Trabalhos Futuros

7.1 - Conclusões

A aposta no desenvolvimento de soluções híbridas nos dias que correm é o caminho a seguir a curto/médio prazo no setor energético. Com a crescente consciencialização dos danos causados na atmosfera através da emissão de gases e partículas contaminantes para o meio ambiente, aliada a uma necessidade de garantia de serviço e qualidade do mesmo, remete-nos ao desenvolvimento de soluções que satisfaçam ambas as condições. Assim, procura-se cada vez mais uma diminuição das horas de funcionamento de grupos geradores *diesel*, associado ao compromisso de emissão de menos gases poluentes através do desenvolvimento de componentes e sistemas que o possibilitem. Esta dissertação pretendeu demonstrar o processo de dimensionamento de um sistema híbrido e verificar através de uma análise comparativa com o sistema grupo gerador diesel convencional, as mais valias e contrapartidas da aposta em sistemas híbridos. Devido ao carácter de utilização de grupos geradores do tipo *diesel*, nomeadamente nas aplicações referidas no capítulo dois, este sistema será nos dias que correm um sistema preponderante no setor energético pela fiabilidade que oferece. Com o desenvolvimento de novas tecnologias, os sistemas híbridos são sistemas que demonstram uma grande fiabilidade apresentando impactos ambientais consideravelmente menos significativos que a solução convencional. No entanto, apresentam ainda elevados custos iniciais de conceção pelo que com o desenvolvimento de novas tecnologias, estes custos terão tendência a diminuir, dando uma maior oportunidade às soluções híbridas de emergir no mercado e assumirem-se como uma solução otimizada de produção energética com uma elevada eficiência e um baixo custo de operação.

O dimensionamento de sistemas híbridos é muito complexo uma vez que é necessário coordenar duas ou mais fontes de energia com a máxima eficiência garantindo sempre a continuidade e qualidade de serviço. Em sistemas híbridos do tipo *diesel*/solar como é o caso do sistema em análise, é preciso ter em conta que a quantidade de energia que se pretende que o sistema seja capaz de produzir está intimamente ligada com o tipo de dimensionamento realizado. Neste projeto em concreto, pretendia-se realizar uma solução final que fosse capaz de produzir 400 kVA, com a condicionante de o sistema ser

transportável numa galera de um camião. Tal situação, condiciona fortemente o dimensionamento do sistema fotovoltaico. Por norma, o sistema fotovoltaico é dimensionado para que seja capaz de garantir o abastecimento de uma determinada carga conhecida, aliado ao facto de ser capaz de carregar as baterias para que a carga possa ser abastecida durante o período em que não existe radiação solar suficiente. Este seria assim a solução *standard* de dimensionamento de um sistema FV, no entanto, para o caso em estudo, as dimensões e pesos dos equipamentos são uma grande condicionante do sistema. Desta forma, pretendia-se assim que fosse projetado o maior sistema possível de produção fotovoltaico garantindo a segurança de operação a nível estrutural (equilíbrio, força do vento, entre outras).

Não se espera desta forma que o sistema fotovoltaico dimensionado seja capaz de suportar qualquer carga de pequenas dimensões, mas sim que seja capaz de fornecer a máxima energia possível para carregamento do sistema UPS + baterias para que essas sim sejam capazes de assegurar o fornecimento de pequenas cargas durante uma grande quantidade de tempo. Assim, o dimensionamento do sistema UPS + baterias foi também ele realizado com a condicionante peso/dimensões/custo uma vez que se pretende que o sistema seja transportável. A acumulação de energia tem elevados custos, pelo que era necessário garantir a rentabilidade do equipamento. Esta rentabilidade seria assim assegurada através do seu carregamento através dos painéis ou através de um dos dois carregadores disponíveis para o efeito vindos do grupo gerador. Pretende-se assim que sempre que seja necessária a utilização do grupo gerador *diesel*, o processo de fornecimento possa ser otimizado através da seleção de um dos dois carregadores de forma otimizada. Como já foi mencionado, o funcionamento de um grupo gerador a baixas frações de carga tem custos bastante elevados e uma rentabilidade muito baixa para o cliente e para a empresa. Desta forma pretendeu-se então que seja um processo otimizado, garantindo que com um aumento do consumo de apenas alguns litros por hora seja possível carregar rapidamente todo o sistema de acumulação de energia, tendo sempre que possível 160 kVA provenientes do mesmo, para um regime de funcionamento de aproximadamente 5 horas. Este sistema de acumulação poderia ser sobredimensionado, no entanto pretendia-se a aquisição de um sistema capaz de abastecer pequenas/médias cargas durante algumas horas de trabalho pelo que se optou pelo seu dimensionamento a 160 kVA de potência máxima, e 100 kVA de potência contínua (cerca de um terço da potência disponível no grupo gerador).

O dimensionamento realizado procurou ser o mais otimizado possível para o mercado nacional, garantindo uma grande versatilidade de tipologias de trabalho que lhe fossem permitidas realizar. Assim os dimensionamentos dos equipamentos responsáveis pelo fornecimento de energia elétrica foram projetados mediante diferentes tipologias de carga a adotar, nomeadamente cargas elevadas ou reduzidas durante longos períodos de tempo de utilização.

O desenvolvimento deste sistema híbrido foi um grande desafio uma vez que para a gama de potências de trabalho que se pretendia (400 kVA) de forma contínua, ainda não existem soluções no mercado. Este facto deve-se aos elevados custos de conceção e armazenamento de energia que tal sistema implica. Como já foi demonstrado no capítulo seis, verifica-se que mediante o tipo de utilização do sistema, e disponibilidade financeira para um investimento inicial superior, o sistema híbrido tem uma grande rentabilidade para o cliente e empresa num espaço de tempo de curto/médio prazo.

Uma vez que apenas se realizou o dimensionamento teórico do sistema, é preciso ter em atenção que durante o processo de assemblagem e programação do sistema, é necessário compreender que a otimização de todo o sistema será tão maior quão mais automatizado e eficiente forem as condições de controlo estabelecidas no módulo. Para a assemblagem foi muito importante o "*know how*" transmitido pelas empresas com grande experiência na área, para a escolha de componentes com qualidade e capacidade de interagirem entre eles que apresentassem uma relação custo/benefício ótima, de forma a viabilizar o sistema híbrido em estudo nesta dissertação.

É de salientar a empresa Nortaluga, Lda., nomeadamente o sr. António Alves e todos os colaboradores, pela prestação de todo o apoio necessário para a análise da viabilidade deste projeto, permitindo assim tirar conclusões no que diz respeito à rentabilidade deste investimento. Os objetivos propostos foram alcançados, havendo no entanto muitas questões que podem ser melhoradas e podem ser alvo de referência para futuros trabalhos. O facto de esta dissertação ter sido desenvolvida em ambiente empresarial trouxe grandes mais valias, não apenas relacionadas com este projeto mas também com muitos outros projetos que me foi permitido acompanhar, resultando num grande processo de aprendizagem em várias áreas de engenharia.

7.2 – Trabalhos Futuros

Para finalizar, será realizada uma breve descrição dos trabalhos futuros que podem ser desenvolvidos na sequência desta dissertação.

Um dos principais pontos que pode ser melhorado é o desenvolvimento do controlador e interface de todo o sistema. Uma vez que a máxima otimização de um sistema híbrido passa pela coordenação da produção oriunda de duas ou mais fontes de energia, é importante que toda a programação realizada para a operação deste sistema seja a mais específica possível para uma grande diversidade de cenários. É ainda de ponderar a inclusão de um módulo no controlador que permita a realização de telemetria através de GSM, UMTS e LTE de forma a conhecer todas as condições de operação do sistema sem que haja a necessidade de haver um deslocamento até junto do equipamento, permitindo um controlo e monitorização da utilização do sistema, deteção de futuras avarias ou apoio técnico mais especializado de apoio ao técnico que estiver a proceder a uma manutenção ou avaria no local.

Seria ainda de considerar a hipótese de otimização de processos através da criação de uma aplicação para telemóvel/tablet de forma a poder realizar ações sobre o sistema, e conhecer todos os parâmetros do sistema em tempo real.

O desenvolvimento de sistemas híbridos é ainda uma área que tem de ser bastante explorada, uma vez que para gamas de médias/grandes potências são sistemas que não são comercializados apesar de todas as mais valias que apresentam.

Referências

[1] SILVA, Miguel M. (2010) "Visão do Clima e Energia em 3D", *Renováveis Magazine*, nº3:4-6

[2] Direção Geral de Energia e Geologia. (2016) "Renováveis". *Estatísticas rápidas* – nº132 – Outubro de 2015.

[3] BRANDÃO, Diogo P. L. (1984) *Máquinas Eléctricas: Introdução às máquinas eléctricas de corrente contínua*. Lisboa: Fundação Calouste Gulbenkian

[4] CARVALHO, Geraldo (2008) *Máquina Eléctricas: Teoria e Ensaios*. São Paulo: Editora Érica Ltda.

[5] PALZ, Wolfgang. (2011) *Power for the World: The Emergence of Electricity from the Sun*. Singapore: Pan Stanford Publishing Pte. Lda., ISBN 978-981-4303-38-5.

[6] ABREU, Yolanda Vieira *et al*. (2010) *Energia, Economia, Rotas Tecnológicas*. Málaga: Universidade de Málaga

[7] BAPTISTA, José. (2010) *Fundamentos de Energia Solar Fotovoltaica*. Vila Real: Universidade de Trás-os-Montes e Alto Douro

[8] BRITO, Sérgio. (2006). "Tutorial de Energia Solar Fotovoltaica"- *Módulos Fotovoltaicos*. Disponível em: http://www.cresesb.cepel.br/index.php?section=com_content&cid=331 Data de consulta em outubro e 2015

[9] JOYCE, António (2011) "Visão do Clima e Energia em 3D", *Renováveis Magazine*, nº6:40-44

[10] CASTRO, Rui *et al*. (2010) "Visão do Clima e Energia em 3D", *Renováveis Magazine*, nº1:40-42

[11] Commission, J.-E. *Photovoltaic Geographical Information System- Interactive Maps*. Disponível em: http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/apps4/pvest.php Data de consulta em janeiro de 2016

[12] Freemeteo.com. Lisboa- *Historial Meteorológico*. Disponível em: http://freemeteo.com.pt/tempo/lisbon/historico/historico-diario/?gid=2267057&station=2977&date=2016-02-16&language=portuguese&country=portugal Data de consulta em janeiro de 2016

[13] WENHAM, Stuart R., *et al*. (2007), "Applied Photovoltaics"- *Earth Scan* 1ª Edição, ISBN: 978-1-84407-401

[14] MORAIS, Josué. "Sistemas Fotovoltaicos da Teoria à Pratica"- *Engebook*, 1ª Edição Março 2009 – ISBN: 978-989-96101-0-1

[15] C. Min and G. a. Rincon-Mora, "Accurate eletrical battery model capable of predicting runtime and I-V performance", *Energy Conversion, IEEE Transactions on*, vol. 21, pp. 504-511, 2006.

[16] Leoch, *LPG SERIES*, Disponível em: http://www.leoch.com/uploadfiles/LPG2-400.pdf Data de consulta em janeiro 2016

[17] Electropaedia, *Battery Life (and Death)*, Disponível em: http://www.mpoweruk.com/life.htm Data de consulta em novembro 2015

[18] Rolls, "Cycle Life vs Depth of Discharge", Disponível em: http://www.rollsbattery.com/content/agmfaqs?q=node/81&phpMyAdmin=0610e516bf803196b5feee0b1ad65c08&phpMyAdmin=3jSJjdC5E7b53DHgV8TGvpSCF6 Data de consulta em fevereiro 2016

[19] LEITE, Daniel S., "Potential Induced Degradation of Photovoltaic Cells", Dissertação de Mestrado, Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto

[20] Renewable Energy Education for a Sustainable Future, New Society Publishers – "Photovoltaics Design and Instalation Module ", 1ª Edição 2004 – ISBN- 0-86571-520-3

[21] NaceCare Solutions, *Gel Batteries Vs Wet Lead Acid Batteries*, Disponível em: http://www.nacecare.com/articles/gel-batteries-vs-wet-lead-acid-batteries Data de consulta em janeiro 2016

[22] Socomec - Delphys BC. Disponível em: http://www.socomec.com/range-ups-three-phase_en.html?product=/ups-delphys-bc-160-300_en.html Data de consulta em janeiro 2016

[23] LTM. Load Transfer Modules. Disponível em: http://grosman.dk/pdf/lmt.pdf Data de consulta em janeiro de 2016

[24] TIR. Disponível em: http://www.iapmei.pt/iapmei-art-03.php?id=577 Data de consulta janeiro 2016

[25] VAL. Disponível em: http://www.iapmei.pt/iapmei-art-03.php?id=576 Data de consulta janeiro 2016

Apêndices

Apêndice 1- Ensaio 1 do Grupo Gerador RVP-300

TESTE 1	BANCO RESISTIVO

Data	15 de Janeiro de 2016
Técnico	Filipe Covas
ID	A 302
S (kVA)	300
Horas	2
Nº Arranques	15
Fator de Potência	0,8

% Carga	P (kW)	BP (kW)	V_{1-N} (V)	V_{2-N} (V)	V_{3-N} (V)	V_{1-2} (V)	V_{2-3} (V)	V_{3-1} (V)	A_1 (A)	A_2 (A)	A_3 (A)	F (Hz)	N_s (rpm)	Temp. Motor (ºC)	Temp. Óleo (ºC)
10%	24	**24**	231,2	231,8	231,3	400,0	400,0	400,0	35,4	35,3	34,5	50,1	1503	66,7	78,9
20%	48	**48**	231,4	231,8	231,1	400,0	400,0	399,9	70,8	70,5	69,0	50,1	1503	66,7	78,8
30%	72	**72**	231,5	231,8	231,2	400,6	400,3	400,7	106,2	105,8	103,5	50,1	1503	66,8	78,4
40%	96	**96**	230,8	231,5	230,8	399,5	400,5	400,0	141,6	141,0	138,0	50,1	1503	67,1	77,8
50%	120	**120**	230,8	231,6	230,7	399,8	400,6	399,6	177,0	176,3	172,5	50,1	1503	66,9	78,8
60%	144	**144**	230,6	231,7	230,5	399,7	400,2	399,9	212,4	211,5	207,0	50,1	1503	65,9	81,5
70%	168	**168**	230,7	231,8	230,5	400,5	400,9	399,8	247,8	246,8	241,5	50,1	1503	66,0	81,0
80%	192	**192**	231,2	231,9	231,1	400,8	401,2	400,3	283,2	282,0	276,0	50,1	1503	68,9	81,3
90%	216	**216**	230,7	231,4	230,8	399,8	399,9	400,1	318,6	317,3	310,5	50,0	1500	70,5	80,4
100%	240	**240**	231,0	231,7	230,6	400,0	400,6	399,9	354,0	352,5	345,0	50,0	1500	72,3	81,9
110%	264	**264**	230,5	231,3	230,2	399,6	399,2	399,0	389,4	387,8	379,5	50,0	1500	77,8	83,7

Obs:	Alimentação Externa Banco Resistivo

Apêndice 2 – Ensaio 2 do Grupo Gerador RVP-300

TESTE 2	IMPACTO

Data	15 de Janeiro de 2016
Técnico	Filipe Covas
ID	A 302
S (kVA)	300
Horas	2
Nº Arranques	15
Fator de Potência	0,8

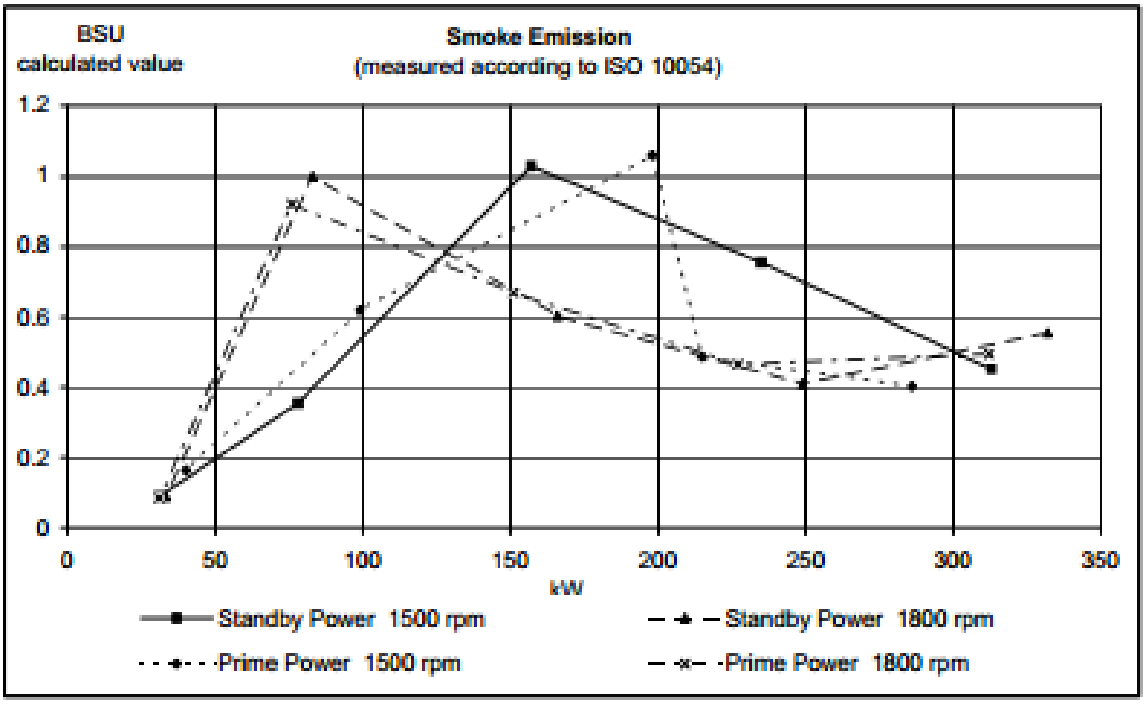
% Carga	P (kW)	Banco (kW)	Estado	$A_{máx}$ (A)	$F_{mín}$ (Hz)	F (Hz)	ΔF (Hz)	ΔFmáx (Hz)	$ΔN_s$ (rpm)
10%	24	**24**	√	36	49,8	50,0	0,2	4	6
20%	48	**48**	√	72	49,3	50,0	0,7	4	21
30%	72	**72**	√	108	49,1	50,0	0,9	4	27
40%	96	**96**	√	144	48,5	50,0	1,5	4	45
50%	120	**120**	√	180	48	50,0	2,0	4	60
60%	144	**144**	√	216	47,4	50,0	2,6	4	78
70%	168	**168**	√	248	46,5	50,0	3,5	4	105
80%	192	**192**	X	-	45,8	50,0	4,2	4	126
90%	216	**216**	X	-	-	-	-	-	-
100%	240	**240**	X	-	-	-	-	-	-
110%	264	**264**	X	-	-	-	-	-	-

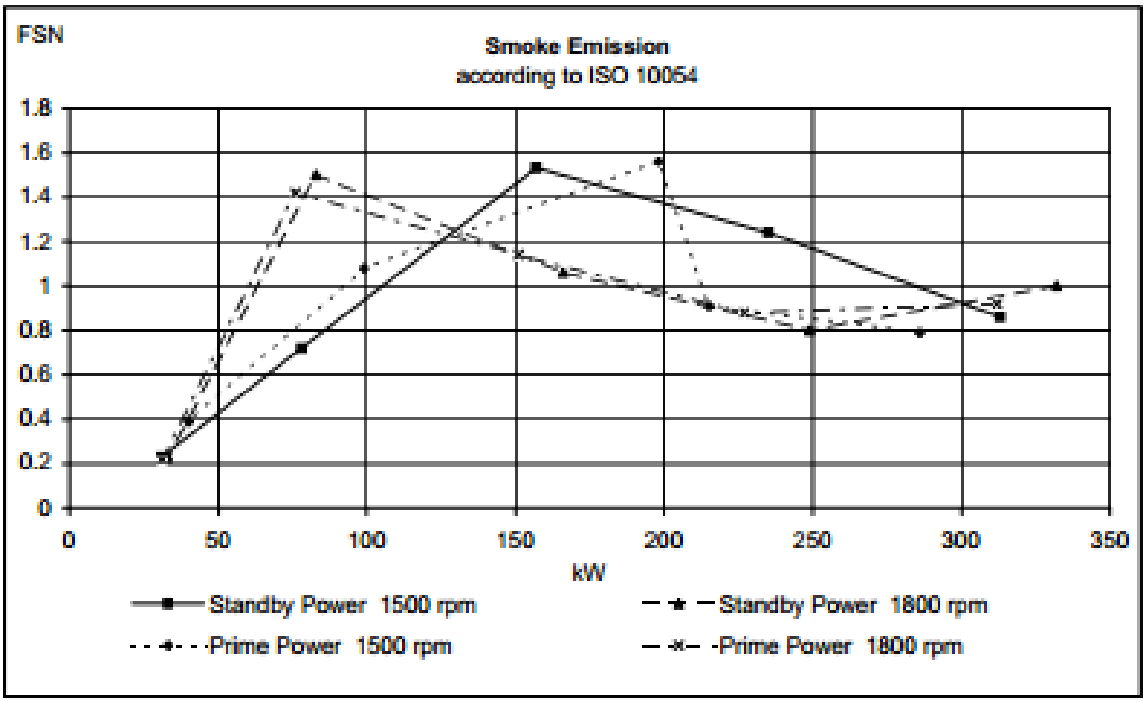
Obs:	Alimentação Interna Banco Resistivo

Anexos

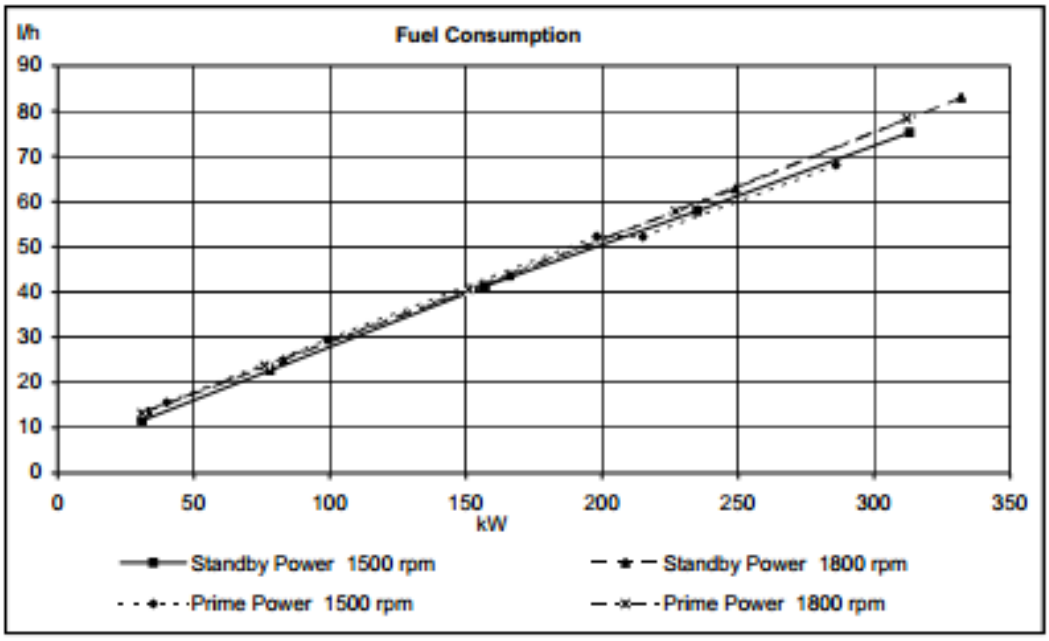
Anexo 1 – Curvas características do motor TAD 1351 GE

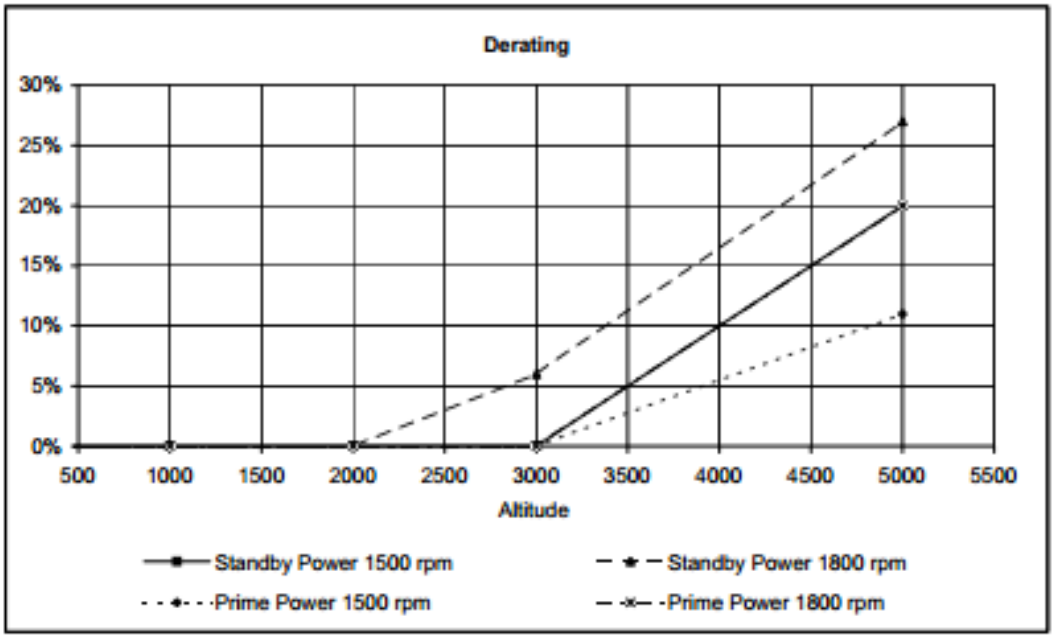
VOLVO PENTA TAD1351GE	Document No 21587734	Issue Index 01



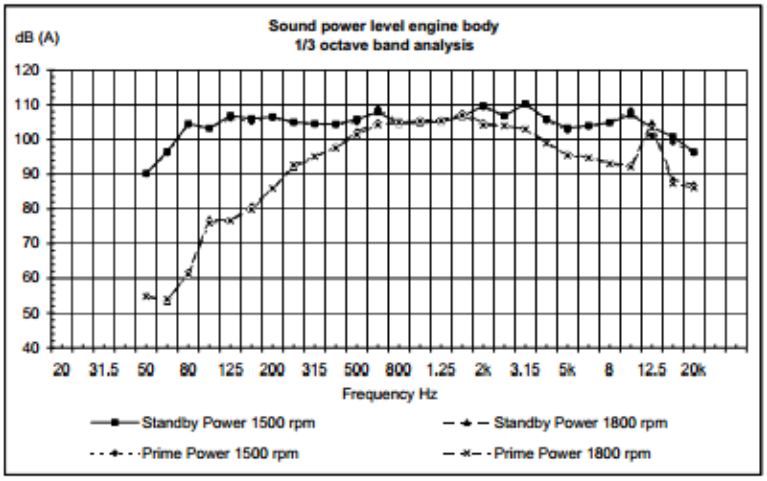


VOLVO PENTA TAD1351GE	Document No 21587734	Issue Index 01

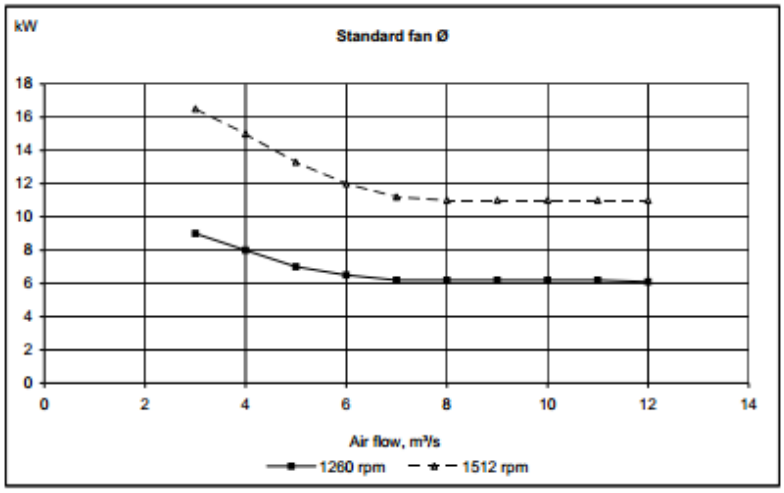


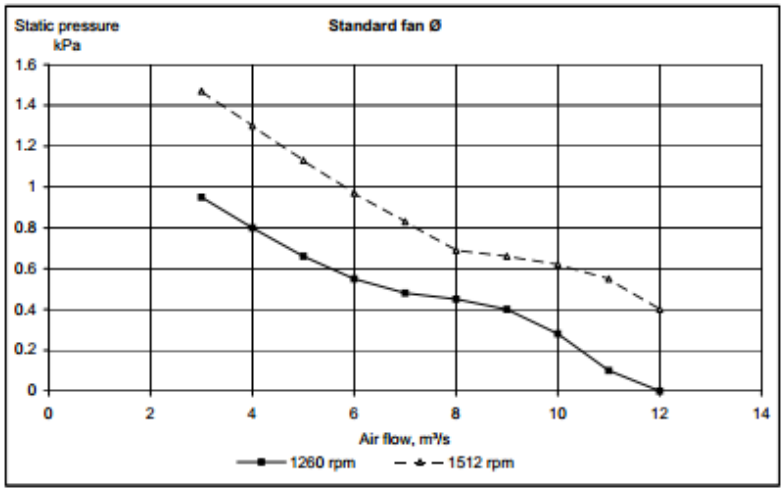


VOLVO PENTA	Document No	Issue Index
TAD1351GE	21587734	01

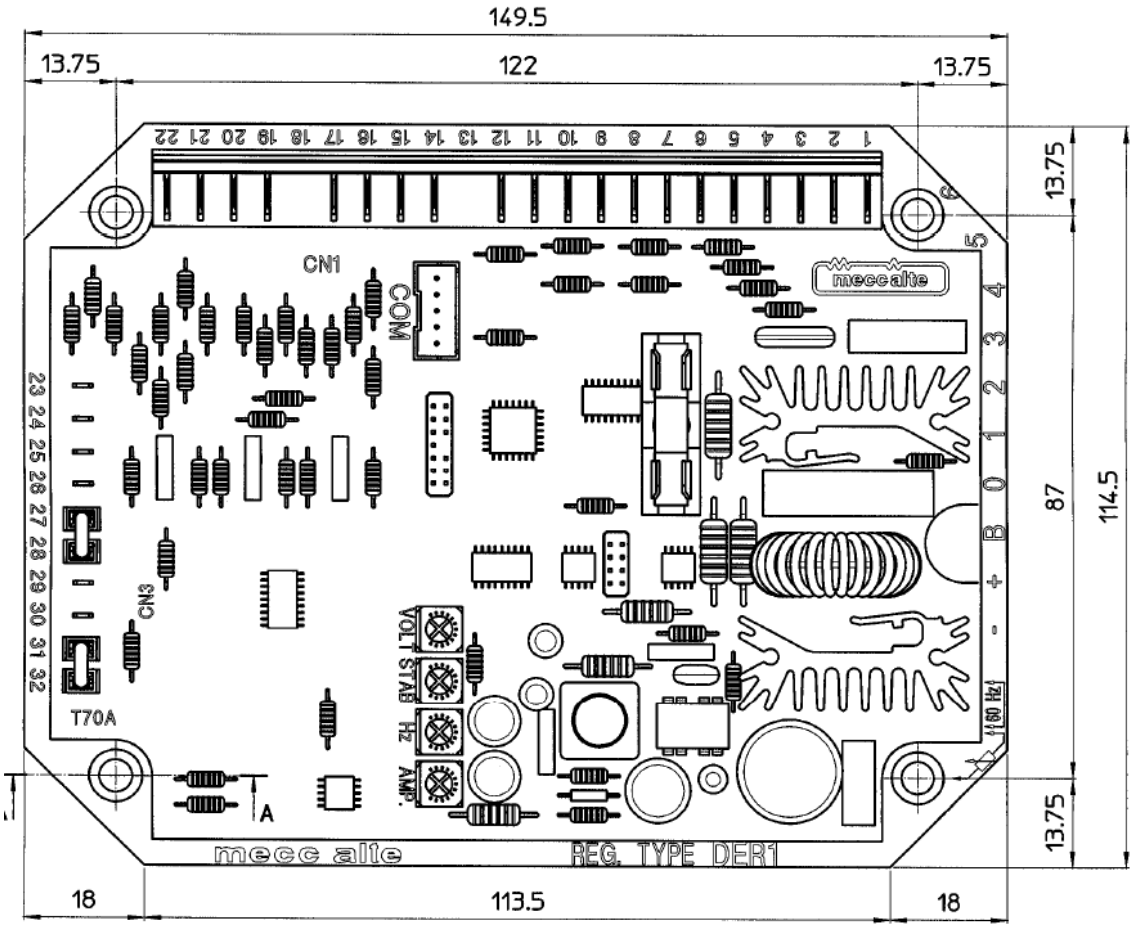


VOLVO PENTA	Document No	Issue Index
TAD1351GE	21587734	01

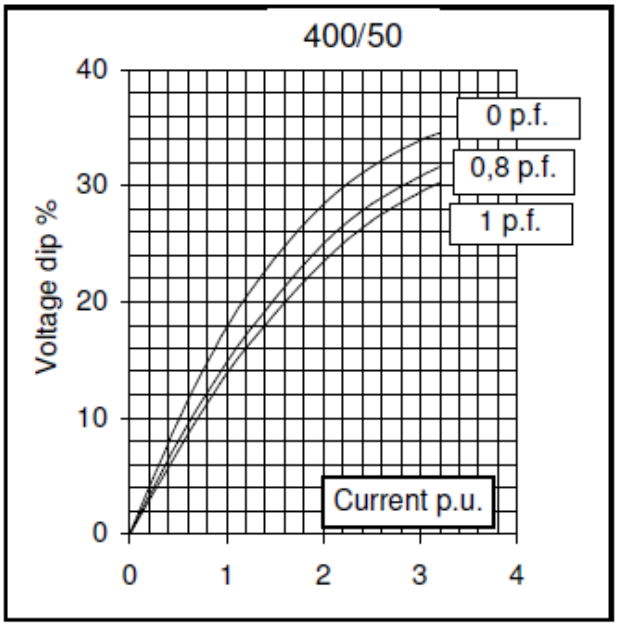


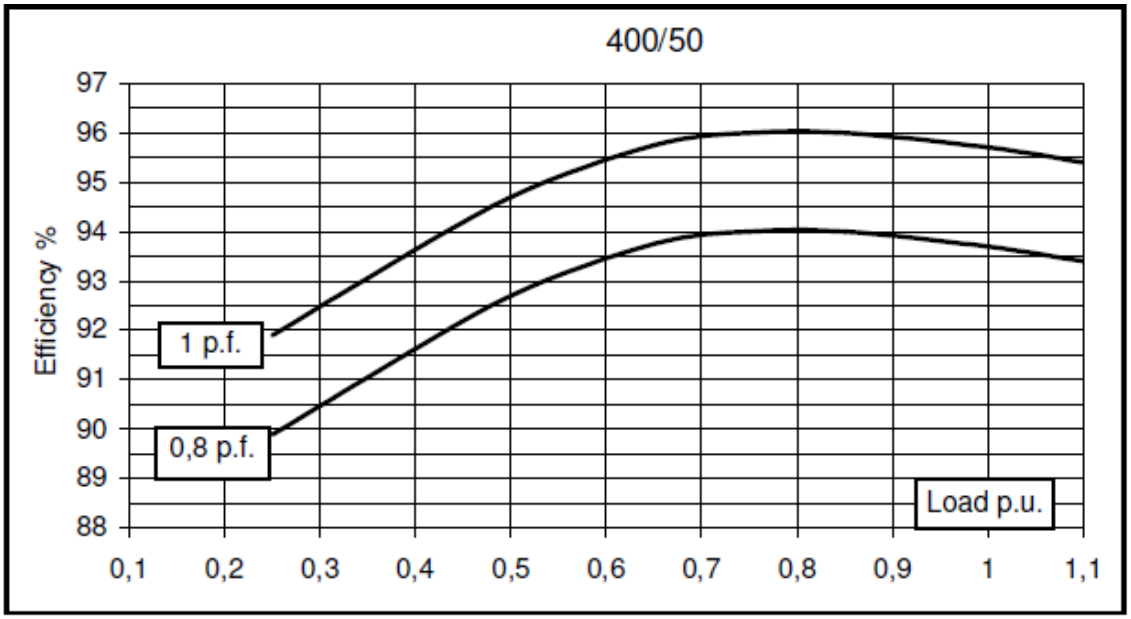
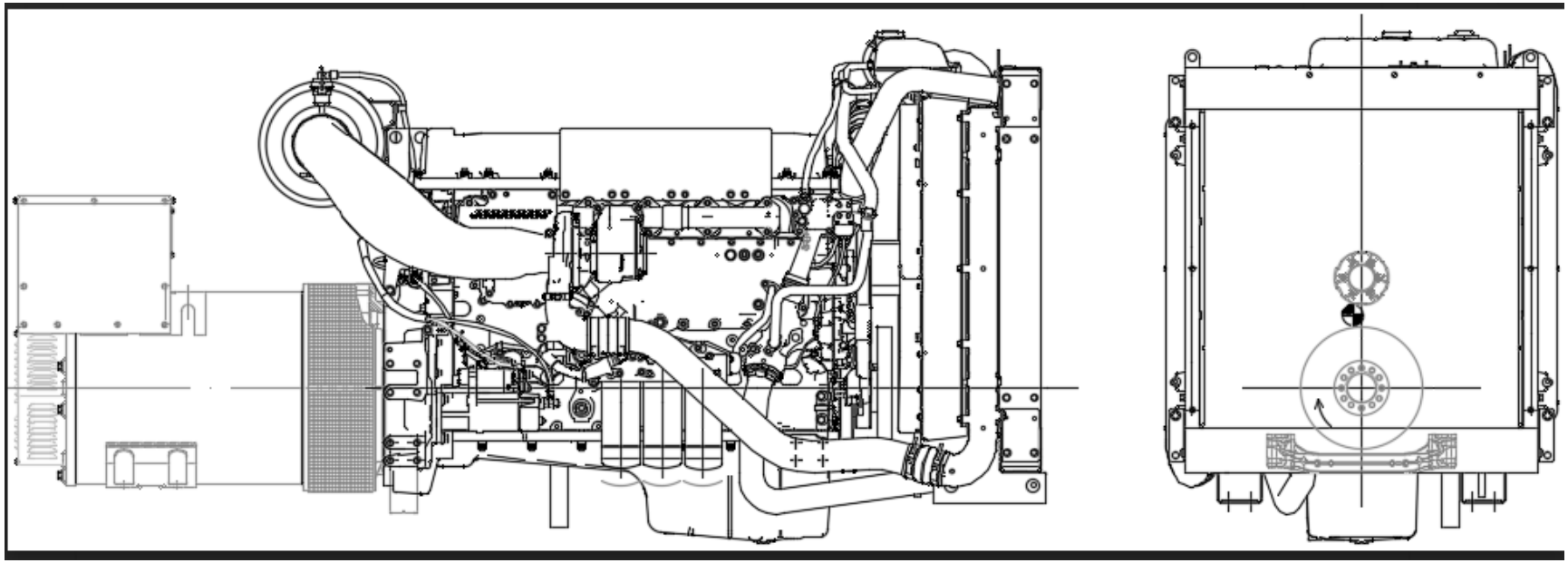


Anexo 2 – AVR Mecc Alte DER1



Anexo 3 – Curvas de Rendimento e Queda de Tensão do Alternador ECO38-2LN/4





Anexo 4 – Monobloco do Grupo Gerador RVP-300