



UNIVERSIDADE DA MADEIRA

Mestrado em Engenharia de Telecomunicações e Redes de Energia

Centro de Competência das Ciências Exatas e da Engenharia

Tese de Mestrado

Integração de Bancos de Baterias em Redes Elétricas Isoladas

Júri:

Presidente

Professora Doutora Lina Maria Pestana de Leão Brito

Orientador:

Professor Doutor João Dionísio Simões Barros

Arguente

Professor Doutor Alberto de Jesus Nascimento

Discente: Ivo André Sousa Valente, nº 2041808

Funchal, 27 de fevereiro de 2015

Resumo

Neste projeto fez-se a análise, ao nível de simulação em *software* do efeito da integração de um sistema de baterias na rede da ilha do Porto Santo, ou seja numa rede isolada com o objetivo de apoiar a geração de energia durante os períodos de cheia e aproveitar o excesso de produção durante os períodos de vazio de carga para recarregamento do sistema, contribuindo para a melhoria do rendimento de geração de energia elétrica na ilha.

Com este intuito, procedeu-se à implementação, com o auxílio do *software* PSSE (*Power System Simulation for Engineering*) e do *Matlab/Simulink*, de uma rede com base no modelo de rede elétrica da ilha do Porto Santo ao nível dos componentes que a caracterizam. Inicialmente fez-se uma análise do funcionamento atual da rede elétrica, registando-se as suas funcionalidades e modo de operação.

Em adição à rede elétrica desenvolvida em *software* de simulação, desenvolveu-se e simulou-se em *Matlab/Simulink* o modelo de um sistema de conversão de energia e banco de baterias adequado, quer ao nível dos objetivos de potência e tempo de operação pretendidos, quer ao nível da viabilidade de implementação prática analisando-se as características do sistema implementado e aplicando-as a um sistema no *software* PSSE para a realização de uma análise mais aprofundada dos efeitos da implementação do sistema de baterias na rede em termos de simulação vetorial e temporal.

Observou-se e analisou-se ainda o funcionamento da rede, em diversas condições de operação, para cenários diversos, sem sistema de baterias e com sistema de baterias tendo-se verificado a viabilidade de implementação do mesmo, levando à mitigação das necessidades de utilização de um segundo grupo gerador na central térmica.

Palavras Chave:

Rede de energia elétrica; armazenamento de energia; banco de baterias; conversor eletrónico de potência bidirecional.

Abstract

In this project, the effect of the integration of a battery system in the power grid of the island of Porto Santo was analyzed at the software simulation level. Being an isolated power grid, the goal of the integration of the system is to back up the power generation during peak demand periods and use low demand periods to recharge, improving therefore the efficiency of power generation in the island.

With this purpose, using the software PSSE (Power System Simulation for Engineering) and Matlab/Simulink the model of a power grid was developed with the maximum similarity possible to the grid of the island of Porto Santo, in terms of its components characteristics. The project started with the annalyzis of the grid as it is now with the registration of the components capabilities and operation mode.

In addition to the development of the power grid model, a suitable power convetion and battery system model was also developed and tested using Matlab/Simulink, in terms of power supply and response time needed, but also considering it's implementation viability in terms of existing components and economic viability. Using the obtained results, the created model was the basis for the development of a similar model in PSSE for vector and time domain analysis.

The grid's operation was also observed and registred in diversified load and generation conditions, without and with battery system in operation, having accounted for the viability of implementation of the system in terms of electrical performance, mitigating the need for a second generator group at the thermal power plant.

Keywords:

Electric power grid; energy storing; battery system; bidirectional switched electronic power converter.

Agradecimentos

Gostaria de deixar um especial agradecimento ao meu orientador, o Professor Dionísio Barros, que sempre apresentou uma grande disponibilidade para apoiar este trabalho, pelas horas dispendidas, pelas sugestões e pelo seu vasto conhecimento em geral, que nunca hesitou em colocar à disposição.

Aos profissionais da Empresa de Eletricidade da Madeira, nomeadamente o Engenheiro Agostinho Figueira e o Engenheiro Aires Henriques, que contribuíram com valiosas sugestões e com a disponibilização de diverso material, sem o qual a realização deste trabalho seria impossível.

Um agradecimento muito especial à minha família, que sempre me apoiou nos bons e maus momentos, e por muito se terem sacrificado para me ajudar a cumprir esta enorme etapa da minha vida.

Muito obrigado à minha namorada, Sofia Nóbrega, por estar ao meu lado e me apoiar sempre. Sem esse apoio nunca chegaria aqui.

Finalmente, um muito obrigado aos meus colegas e amigos que fui conhecendo ao longo desta etapa e que de alguma maneira contribuíram na minha vida, quer com sugestões ou com momentos bem passados.

Lista de Acrónimos

AC – *Alternating Current* (corrente alternada)

CNP – Subestação central Nova do Porto Santo

CPS – Subestação Calheta do Porto Santo

DC – *Direct Current* (corrente contínua)

DOD – *Depth of Discharge* (profundidade de descarga)

EEM – Empresa de Eletricidade da Madeira

ENEREEM – Energias Renováveis, Lda

EV – *Electric Vehicle*

IGBT – *insulated gate bipolar transistor*

PSSE – *Power System Simulation for Engineering*

PI – proporcional – integral

PT – Posto de transformação

REE – rede de energia elétrica

rms – *root mean square*

SE – Subestação

SEE – Sistema de Energia Elétrica

SI – Sistema Internacional

THD – *total harmonic distortion*

VBL – Subestação Vila Baleira

Lista de Símbolos

A – área

abc – sistema trifásico de energia elétrica

C_p – coeficiente de performance de turbina

C – capacidade de cada bateria

D – factor de amortecimento

dq – sistema de coordenadas de eixo direto e em quadratura

E – força eletromotriz

f – frequência

f_c – factor de carga

f_0 – factor de vazio

H – constante de inércia

h_c – utilização da ponta

i – corrente elétrica

I – inércia

I_D – corrente de escuridão

I_o – corrente de saturação

K – constante de Boltzman

k – taxa de ocorrência de uma reação química

k_i – ganho integral do compensador

k_p – ganho proporcional do compensador

L – indutância de uma bobina

M – momento angular

N – número de unidades de baterias

P – potência ativa

P_a – potência aceleradora

P_e – potência elétrica

P_m – potência mecânica

$p.u.$ – por unidade

q – carga do eletrão

Q – potência reativa

R - resistência
 S - potência aparente
 S_{jk} - estado do comutador
 t - tempo
 T - torque
 T - período
 T_{ck} - temperatura de célula em kelvin
 U - tensão DC
 V - tensão
 v - velocidade
 V_t - tensão aos terminais de uma máquina
 W - energia
 W_c - energia Cinética
 X - indutância
 $\alpha\beta 0$ - sistema de coordenadas de Clarke-Concordia
 γ - variável de comutação do semicondutor
 δ - fase do fasor da tensão
 η - rendimento
 ϑ - ângulo descrito num movimento rotativo
 ξ - factor de amortecimento
 ρ - densidade do ar
 ϕ - fase entre tensão e corrente
 ω - frequência angular
[C] - matriz de transformação para o sistema $\alpha\beta 0$
[D] - matriz de transformação para o sistema dq

Índice

Resumo.....	iii
Palavras Chave:	iii
Abstract	iv
Keywords:.....	iv
Agradecimentos	v
Lista de Acrónimos	vi
Lista de Símbolos.....	vii
Capítulo 1 – Introdução.....	1
1.1. Motivação.....	1
1.2. Objetivos	1
1.3. Organização e conteúdos	1
1.4. Contribuições originais.....	2
Capítulo 2 – Revisão do estado de arte.....	3
2.1. Redes de energia elétrica	3
2.2. Centrais térmicas.....	6
2.3. Centrais de energia renovável	9
2.4. Estabilidade em micro redes	14
2.5. Custos de produção de energia.....	17
2.6. Diagrama de cargas	18
2.7. Baterias e outras tecnologias de armazenamento.....	19
Baterias aplicáveis a potências elevadas:	22
2.8. Topologias de compensação com conversor	24
2.9. Sistema de baterias comercial	26
Capítulo 3 – Modelo elétrico da rede do Porto Santo	27
3.1. Descrição dos parâmetros gerais da rede.....	27
3.2. Descrição dos elementos constituintes da rede	31
3.2.1. Descrição de parâmetros da geração.....	32
3.3. Esquema da rede para simulação	39
3.4. Simulação vetorial do funcionamento da rede no PSSE	40
3.4.1. Central Térmica	41
3.4.2. Central eólica.....	41
3.4.3. Central Fotovoltaica	42
3.4.4. Subestações.....	43
3.4.5. Linhas de Transmissão e Cargas	44
3.4.6. Resultados obtidos	44

3.5. Simulação temporal do funcionamento da rede no <i>Matlab</i>	52
3.5.1. Central térmica.....	52
3.5.2. Centrais eólicas	56
3.5.3. Central fotovoltaica.....	58
3.5.4. Subestações.....	60
3.5.5. Linhas de Transmissão e Cargas	60
3.5.6. Resultados obtidos.....	60
3.6. Comparação de resultados.....	63
Capítulo 4 – Projeto do sistema de conversão de energia e banco de baterias	64
4.1. Conversor eletrónico de potência.....	64
4.1.1. Malha interna de controlo de corrente	66
4.1.2. Definição das tensões compostas	67
4.1.3. Modelo da dinâmica do conversor – coordenadas <i>abc</i>	68
4.1.4. Modelo dinâmico do conversor – Coordenadas $\alpha\beta$	68
4.1.5. Controlo de corrente por modo de deslizamento	69
4.1.6. Implementação do sistema de conversão de energia em <i>Matlab/Simulink</i>	70
4.1.7. Resultados da simulação - sistema de conversão de energia	73
4.1.8. Sistema de conversão com regulação de tensão	77
4.1.9. Funcionamento como retificador para carregamento de baterias.....	81
4.2. Banco de Baterias.....	81
4.2.1. Dimensionamento do banco de baterias	81
Capítulo 5 – Integração do banco de baterias na rede do Porto Santo	86
5.1. Integração do sistema de baterias na rede em <i>Matlab/Simulink</i>	86
5.2. Simulação do sistema de baterias na REE em <i>Matlab/Simulink</i>	88
5.3. Integração e simulação do sistema de baterias na rede em <i>PSSE</i>	92
5.3.1. Cenário: introdução do banco de baterias.....	93
5.3.2. Simulação dinâmica.....	93
5.4. Comparação de resultados: rede com e sem sistema de baterias	96
5.5. Análise económica da viabilidade de implementação do sistema.....	98
Capítulo 6 – Conclusões	99
6.1. Conclusões do trabalho.....	99
6.2. Trabalhos Futuros.....	100
Referências.....	101
Anexo A – Ferramentas informáticas usadas.....	104
Anexo B – Diagramas de cargas classificadas e diagramas de probabilidade de cargas	106
Anexo C – Implementação no PSSE das características dinâmicas dos elementos da rede	108

Anexo D – Características das linhas de transmissão	110
Anexo E – Transformada V_a, V_b, V_c para V_d-V_q	111
Anexo F – Percursos de corrente no Conversor DC/AC	112
Anexo G – Sistema de conversão implementado em <i>Matlab/ Simulink</i>	115
Anexo H – Funções implementadas no sistema de conversão	116
Anexo I – Ficheiro de constantes de simulação	119
Anexo J – Sistema de conversão DC/AC com regulação de tensão	120
Anexo K – Funções definidas para o sistema de conversão DC/AC com regulação de tensão. 121	
Anexo L – Função de seleção de modo de operação do sistema de conversão	123
Anexo M – Rede do Porto Santo e Sistema de Baterias em <i>Matlab/Simulink</i>	124
Anexo N – Análise económica	125
N.1. Custos de operação e manutenção atuais.....	125
N.2. Custo de instalação e operação do sistema de baterias	125
N.3. Análise económica do projeto	126

Capítulo 1 – Introdução

Neste capítulo são apresentadas as motivações que levaram à realização deste projeto, bem como os objetivos determinados para o mesmo. Será ainda apresentada uma breve descrição da organização e dos conteúdos do presente trabalho, bem como as contribuições originais nele incluídas.

1.1. Motivação

Foi apresentada uma proposta de realização de um projeto em parceria com a Empresa de Eletricidade da Madeira à Universidade da Madeira, com vista a obtenção de uma solução para a integração de bancos de baterias na rede elétrica isolada da ilha do Porto Santo, com o objetivo de diminuir a carga da central térmica existente nas horas de ponta e aproveitar a produção excessiva de energia por parte das centrais baseadas em energias renováveis, nomeadamente das centrais eólicas durante as horas de vazio para o recarregamento do sistema por forma a aumentar o rendimento de produção energética na ilha do Porto Santo, diminuindo assim a longo prazo os seus custos de operação.

Desta forma, foi proposto que se realizasse um projeto e simulação de um sistema viável, que cumpriu os requisitos de operação, bem como que verificasse a viabilidade de implementação do sistema, quer a nível de aplicação materiais, quer a nível de custos.

Este trabalho é um misto entre um projeto e um estágio, na medida em que foi desenvolvido maioritariamente na Universidade da Madeira, consistindo numa análise e simulação de um problema com vista a determinação da viabilidade de implementação de uma solução específica, tendo no entanto contado com todo o apoio necessário por parte da empresa, nomeadamente em termos de disponibilização de dados e cenários de fornecimento necessários para fazer a análise e desenvolvimento dos projetos.

1.2. Objetivos

Os principais objetivos propostos para este trabalho são:

- Revisão da bibliografia que descreve o comportamento de redes elétricas isoladas, topologias de conversores de potência e controlo de conversores ligados a bancos de baterias;
- Modelizar a rede elétrica da ilha do Porto Santo, ao nível do seu comportamento estático e dinâmico;
- Projetar um sistema de conversão bidirecional de forma a integrar o banco de baterias na rede elétrica;
- Simular o comportamento dinâmico da rede do Porto Santo com a integração do banco de baterias dimensionado em diversos cenários, realizando uma análise objetiva das vantagens e desvantagens da integração deste tipo de sistema em redes elétricas isoladas.

1.3. Organização e conteúdos

Este trabalho encontra-se dividido em seis capítulos, existindo dentro de cada um deles diversos subtópicos relacionados com o tema principal.

O primeiro capítulo, “Introdução”, consiste numa introdução ao trabalho, onde são descritas as motivações, objetivos, conteúdos e contribuições originais deste projeto.

No segundo capítulo, “Revisão do estado de arte”, fez-se uma revisão do estado da arte, onde são apresentados os diversos temas relacionados com este trabalho já abordados em diversa bibliografia, nomeadamente no que diz respeito ao estudo da estabilidade de micro redes isoladas, ao estudo de produção de energia a partir de centrais térmicas, bem como fontes renováveis, nomeadamente energia solar fotovoltaica e eólica, custos inerentes aos diversos tipos de produção, análise do comportamento dinâmico deste tipo de rede e diagramas de carga típicos, bem como diferentes tecnologias que usam baterias e outras técnicas de armazenamento de energia elétrica alternativas. São ainda abordadas diferentes topologias de compensação com conversor eletrónico de potência e apresentados alguns exemplos de sistemas comerciais de baterias, aplicados em redes de energia elétrica.

Ao longo do terceiro capítulo, “Modelo elétrico da rede do Porto Santo”, descreve-se o modelo elétrico da rede em estudo, com uma detalhada descrição dos parâmetros da rede, geradores e cargas. É ainda apresentado um esquema geral da rede bem como testes ao seu funcionamento em modo vetorial e temporal, com a simulação de cenários típicos de utilização.

No quarto capítulo, Projeto do sistema de conversão e banco de baterias, apresenta-se o projeto do sistema de baterias, ao nível da topologia escolhida para o conversor eletrónico de potência a aplicar, o seu modelo de controlo, tipo de baterias escolhido e seu dimensionamento, tal como a simulação do seu funcionamento de forma isolada e com interligação à rede elétrica em questão.

No quinto capítulo, “Integração do banco de baterias na rede do Porto Santo”, é feita a integração do banco de baterias projetado na rede elétrica, com a realização de cenários típicos, com a sua respetiva descrição e comparação de resultados entre simulação temporal e vetorial, bem como a comparação entre resultados obtidos com as simulações realizadas nos capítulos anteriores, nomeadamente com o funcionamento da rede sem o sistema de baterias. Finalmente, neste capítulo é ainda realizada uma análise de custos da globalidade do sistema.

Finalmente, o sexto capítulo, “Conclusões”, consiste nas conclusões retiradas com a realização deste trabalho e trabalhos futuros que podem ser desencadeados a partir deste estudo.

1.4. Contribuições originais

Este trabalho consiste num estudo específico de uma rede elétrica e análise de um cenário muito concreto de viabilidade e custo/ benefício de implementação de um novo sistema nessa rede. Por essa razão, a modelização dos componentes da rede bem como dos novos sistemas a integrar na mesma e a sua interligação constituem material original.

Realizou-se também uma abordagem de simulação em modo temporal, com o *software Matlab/Simulink* e vetorial, com o *software PSSE*, de forma a se complementarem.

Foram criados ainda diversos algoritmos, salientando-se o algoritmo de seleção do modo de operação do banco de baterias com base no estado atual de potência de carga na rede elétrica.

Capítulo 2 – Revisão do estado de arte

Neste capítulo descreve-se a revisão do estado de arte dos temas abordados neste trabalho dando especial ênfase no estudo da estabilidade em micro redes, funcionamento de centrais de produção de energia elétrica, quer térmicas quer renováveis, custos de produção de energia, diagramas de carga, baterias e outras tecnologias de armazenamento, topologias de compensação com conversor eletrónico de potência e ainda é apresentado um sistema comercial já existente. Estes tópicos foram os escolhidos visto incluírem as principais bases teóricas nas quais este trabalho assenta.

2.1. Redes de energia elétrica

Na sua generalidade, as redes elétricas seguem o modelo de funcionamento apresentado na figura 2.1, que ilustra o processo desde a produção de energia elétrica até à entrega da mesma ao consumidor final.

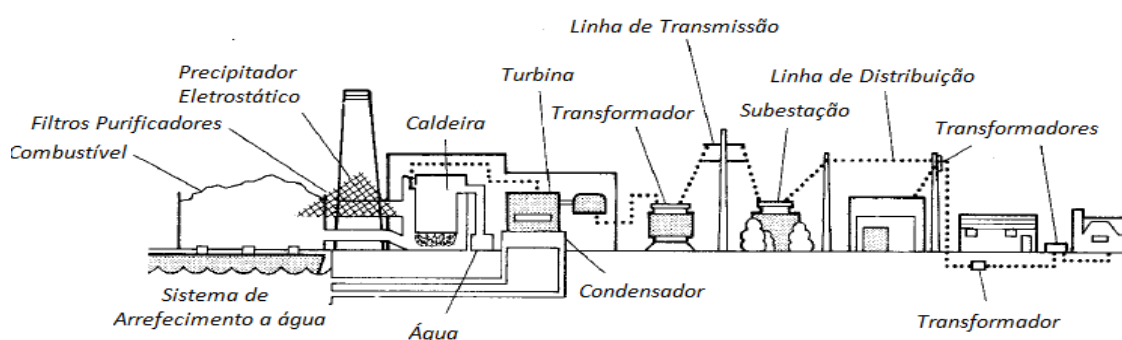


Figura 2.1 – Descrição genérica de uma rede elétrica tradicional [1].

A figura 2.1 representa um sistema de produção de energia elétrica em que a produção é realizada em grandes centros (como centrais térmicas), usualmente distantes dos grandes centros de consumo, tendo esta energia que ser transportada, normalmente a uma tensão mais elevada para minimização de perdas de potência ativa, e posteriormente distribuída a uma tensão mais baixa, adequada à rede local.

Atualmente, com a integração dos sistemas de energias renováveis, bem como com a introdução do conceito de microprodução, esta transferência de energia deixou de ser unidirecional (produtor - cliente), podendo existir casos em que o cliente é simultaneamente produtor e consumidor ou casos em que são criadas empresas independentes, produtoras de energia elétrica baseada em energias alternativas (eólica, solar, hídrica, entre outras) que realizem parcerias com as empresas produtoras tradicionais (baseadas em combustíveis fósseis). Dependentemente da realidade do local em questão, as empresas que realizam o transporte e distribuição de energia elétrica podem ser empresas diferentes ou uma única empresa.

Uma das principais formas de avaliação da energia elétrica produzida passa pela determinação da potência instalada na rede. A potência é tida como a taxa temporal de troca de energia. Desta forma, a sua unidade é o *Watt* (*Joule* por segundo). É prática comum indicar que uma carga elétrica absorve potência ao invés de indicar que esta absorve energia a uma dada taxa [2].

Existem essencialmente três tipos de cargas elétricas passivas: resistivas, capacitivas e indutivas. Podem existir cargas que combinem todas estas características.

Numa carga puramente resistiva, a corrente na carga está em fase com a tensão, pelo que é possível determinar a potência absorvida pela carga por:

$$p_R = V \times I_R = \frac{V^2}{R} = I_R^2 R; \quad (2.1)$$

onde p_R corresponde à potência absorvida pela carga, V corresponde ao fasor da tensão e I_R corresponde ao fasor de corrente na carga [2].

Para uma carga puramente indutiva a corrente elétrica encontra-se em atraso de 90° , logo, pela Lei de Ohm, a corrente na carga é dada por:

$$I_L = \frac{V}{jX_L}; \quad (2.2)$$

com I_L a corresponder à corrente na carga e X_L à sua reactância indutiva, dada por ωL , sendo ω a frequência angular da rede. Assim, a potência absorvida no elemento indutor é dada por:

$$p_L = V \times I_L \sin[2(\omega t + \delta)]; \quad (2.3)$$

em que p_L é a potência absorvida na carga indutiva e δ a fase do fasor da tensão [2].

Relativamente a uma carga capacitiva, a corrente elétrica encontra-se em avanço de 90° em relação à tensão, sendo o valor desta dada pela expressão:

$$I_C = \frac{V}{jX_C}; \quad (2.4)$$

onde X_C é o valor da reactância capacitiva da carga dada por $1/(\omega C)$, sendo ω a frequência angular da rede e C a capacidade do elemento. A potência absorvida por este tipo de carga é dada por:

$$p_C(t) = -V \times I_C \sin[2(\omega t + \delta)]; \quad (2.5)$$

Assim, é possível deduzir a expressão genérica da potência absorvida por uma carga RLC genérica, verificando-se que esta é dada por:

$$p(t) = VI_R[1 + \cos[2(\omega t + \delta)]] + VI_X \sin[2(\omega t + \delta)]; \quad (2.6)$$

podendo-se dividir a potência absorvida numa carga em duas componente: potência relacionada com os elementos resistivos da carga ($p_r(t)$) e a potência associada com os componentes capacitivos ou indutivos da carga ou seja componente reativa ($p_x(t)$).

Na primeira componente a tensão e corrente na carga encontram-se em fase. Na componente reativa a tensão e corrente elétrica encontram-se desfasadas de 90° .

A unidade da potência ativa (potência absorvida pela parte resistiva da carga) é o *watt* e a unidade da potência reativa (potência absorvida pela componente indutiva ou capacitiva da carga) é o *Volt Ampere Reativo (Var)*.

Desta forma, é possível distinguir potência ativa e reativa: para colocar, por exemplo um motor elétrico em funcionamento, é necessária potência ativa, efetivamente transformada em energia cinética ao longo do tempo. Mas para o seu funcionamento o motor requer também um campo magnético e este, para ser gerado, necessita de uma corrente magnetizante ou reactiva, que produz energia reactiva. Para produzir este tipo de energia não é necessária potência útil,

não existindo, portanto, consumo de energia primária além da necessária para cobrir as perdas de circulação na rede elétrica [2].

É muito importante introduzir ainda o conceito de factor de potência, dado pelo $\cos(\delta - \theta)$, ou seja pelo cosseno do desfasamento entre os sinais de tensão e corrente. No caso das cargas puramente resistivas o factor de potência é unitário. No caso de cargas com componente ativa e reativa o valor do factor de potência diminui com o aumento da potência reativa existente, podendo ter um valor positivo ou negativo caso a carga tenha maioritariamente características indutivas ou capacitivas, respetivamente [3].

O factor de potência pode ser melhor visualizado através do triângulo de potências, como é ilustrado na figura 2.2, sendo dado pelo cosseno do ângulo φ .



Figura 2.2 – Triângulo de potências numa rede elétrica [3].

Como é observável pela figura 2.2, a potência aparente de um sistema (S), dada usualmente em MVA (Mega Volt Ampere) apenas será igual à potência ativa caso exista um factor de potência unitário, ou seja, caso não haja circulação de potência reativa na rede.

Para fins de simplificação da representação de sistemas elétricos trifásicos é usual realizar a sua representação por via de diagramas unifilares. Usando esta representação é possível simplificar os esquemas implementados, visto ser possível representar as linhas de transmissão trifásicas através de uma única ligação.

Na figura 2.3 ilustram-se algumas das representações de elementos mais usuais através de diagramas unifilares.

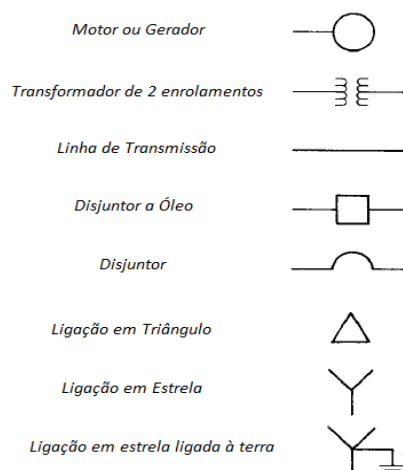


Figura 2.3 – Representações usuais em diagramas unifilares [1].

Para fins de representação é ainda muito usado o sistema de representação por unidade (pu). Esta notação apresenta especial importância com a presença de transformadores de potência num sistema de energia elétrica, pois esta resulta na existência de diversos níveis de tensão ao longo dos barramentos da rede, dificultando, naturalmente, o processo de análise do funcionamento da rede. A existência de diversos níveis de tensão impõe que todas as

impedâncias existentes sejam convertidas numa base de tensão comum. Com a introdução do sistema por unidade são definidos os valores de base ou referência para as grandezas do sistema de energia elétrica (como a tensão, potência, corrente, impedância e admitância) [4].

Na notação em por unidade as grandezas elétricas passam a ser frações do respetivo valor base, como um processo de normalização [4].

A representação do valor de uma grandeza em por unidades é dada por:

$$\text{valor pu} = \frac{\text{valor da grandeza}}{\text{valor base}}; \quad (2.7)$$

sendo o valor base um número real e o valor por unidade um valor adimensional.

2.2. Centrais térmicas

As centrais térmicas são caracterizadas por basearem a sua operação em máquinas que utilizam um determinado combustível de forma a produzir energia elétrica, de acordo com o esquema genérico apresentado na figura 2.4 [5].

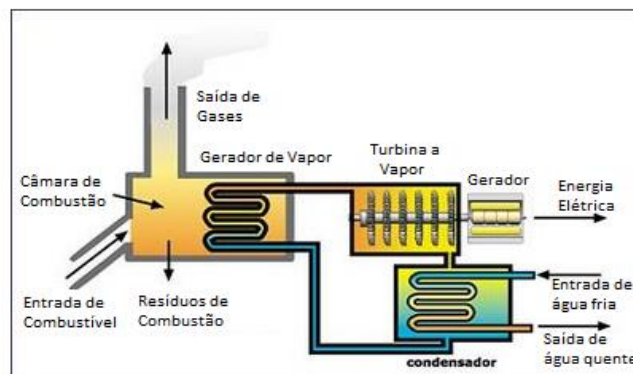


Figura 2.4 – Representação esquemática de um grupo gerador térmico [6].

Pela figura 2.4 é possível observar que a queima de um combustível permite aquecer um fluido (água) de forma a que este se torne em vapor de água e faça girar uma turbina, acoplada a uma máquina elétrica com capacidade de produzir energia elétrica. O vapor de água volta então para um condensador onde é arrefecido, continuando o seu percurso fechado.

As máquinas elétricas são usualmente geradores síncronos de grande ou médio porte. Normalmente nestas máquinas a tensão DC de campo é aplicada pelo sistema de excitação no rotor da máquina. Por sua vez, os enrolamentos do estator (parte fixa da máquina) encontram-se ligados à rede, que é vista como uma carga para a máquina a funcionar como gerador.

Em [5] encontram-se deduzidas as equações que caracterizam o movimento de uma máquina síncrona a partir da equação fundamental da dinâmica para os corpos animados de movimento em torno de um eixo. Dessa dedução depreende-se:

$$T = I \times \frac{d^2\theta}{dt^2}; \quad (2.8)$$

que é a equação fundamental da dinâmica do movimento rotativo. O parâmetro I corresponde à inércia do sistema em relação ao eixo de rotação, θ corresponde ao ângulo descrito no movimento de rotação em relação ao eixo de referência e T ao movimento de torção, que é a soma dos binários que atuam no eixo de acoplamento entre turbina e gerador.

A última parcela da multiplicação em (2.8) identifica a aceleração angular e é expressa em radianos por segundo ao quadrado. É importante ainda definir a energia cinética de um corpo animado de movimento rotacional e o seu momento angular:

$$W_c = \frac{1}{2} I \times \omega^2; \quad (2.9)$$

$$\omega = \frac{d\theta}{dt}; \quad (2.10)$$

$$M = I \times \omega. \quad (2.11)$$

Em (2.9) é apresentada a definição de energia cinética (em joules) de um corpo em movimento de rotação, com ω a corresponder à velocidade angular instantânea do mesmo (expressa em rad/s), cuja definição é apresentada em (2.10). Em (2.11) é apresentada a definição de momento angular (M) de um corpo em movimento rotacional (expresso em Ws^2/rad). Tendo em conta a sua dependência da velocidade angular (que numa máquina síncrona aproxima-se muito da velocidade de sincronismo) é usualmente considerada constante.

A constante de inércia (H) de uma máquina síncrona depende da sua capacidade (potência nominal) e tipo (número e configuração de pólos, etc). Este valor é constante numa máquina. Esta constante é definida como a relação entre a energia cinética armazenada pelo sistema máquina síncrona/turbina em funcionamento à velocidade de sincronismo e a sua potência aparente nominal (S), ou seja:

$$H = \frac{W_c}{S}; \quad (2.12)$$

e é expressa em MJ/MVA que é equivalente a segundos (s). Assim, a expressão (2.9) pode ser reescrita como:

$$SH = \frac{1}{2} M \times \omega = M\pi f. \quad (2.13)$$

Para uma máquina síncrona a rodar em torno de um eixo a equação (2.8) pode ser reescrita como:

$$P_a = M \frac{d^2\theta}{dt^2}. \quad (2.14)$$

Em (2.14) P_a corresponde à potência aceleradora aplicada ao corpo em movimento rotacional e M ao seu momento angular. No caso de um alternador síncrono (em que a potência da máquina é igual à potência de base) tem-se a seguinte equação de oscilação (*swing equation*):

$$P_a = P_m - P_e = \frac{SH}{\pi f} \frac{d^2\theta}{dt^2} + D \frac{d\theta}{dt}. \quad (2.15)$$

Por (2.15) verifica-se que a potência aceleradora (P_a) de uma máquina síncrona é equivalente à diferença entre a potência mecânica fornecida pela turbina ao gerador e a potência elétrica fornecida pelo mesmo e é dependente da constante de inércia, da frequência da rede e do factor de amortecimento (D) da máquina. Esta potência pode ser expressa em *Megawatts* se M for expresso em Megajoule por segundo por grau elétrico e a aceleração angular em graus elétricos por segundo ao quadrado.

Como já foi referido, θ corresponde à posição angular do rotor (em ângulos elétricos). Como θ varia continuamente no tempo é preferível medir a posição angular do rotor em relação

a um eixo de referência síncrono. Se δ for o ângulo elétrico do rotor em relação a um eixo de referência síncrona e ω a velocidade de sincronismo, em graus elétricos por segundo, obtém-se:

$$\theta = \omega t + \delta. \quad (2.16)$$

Se se derivar duas vezes (2.16) obtém-se:

$$\frac{d^2\theta}{dt^2} = \frac{d^2\delta}{dt^2}. \quad (2.17)$$

Verifica-se por (2.17) que a aceleração angular é igual à segunda derivada em ordem ao tempo do ângulo elétrico do rotor, ou seja é possível reescrever (2.8) e (2.14) como:

$$T = I \times \frac{d^2\delta}{dt^2}; \quad (2.18)$$

$$P_a = M \frac{d^2\delta}{dt^2}. \quad (2.19)$$

As equações (2.18) e (2.19) são as equações simplificadas do movimento de uma máquina síncrona, visto desprezarem os efeitos das forças de atrito e as resistências dos enrolamentos.

A potência elétrica ativa de uma máquina síncrona (fornecida ou consumida pela mesma) é dada por:

$$P_e = \frac{VE}{X_d} \text{sen}(\delta) + \frac{V^2}{2} \left(\frac{1}{X_q} - \frac{1}{X_d} \right) \text{sen}(2\delta). \quad (2.20)$$

Assim, por (2.20) verifica-se a dependência da potência elétrica da máquina da tensão aos seus terminais (V), da sua força eletromotriz (E), do seu ângulo elétrico (δ) e da sua reatância. No caso da expressão apresentada esta reatância encontra-se no domínio dq, ou seja dividida nas suas componentes direta (ou longitudinal) e em quadratura (ou transversal).

As máquinas síncronas podem ainda fornecer ou consumir potência reativa da rede de acordo com o seu estado de excitação, como se observa nas figuras 2.5 e 2.6.

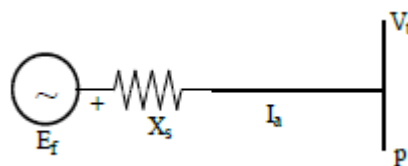


Figura 2.5 – Modelo elétrico de uma máquina síncrona ligada a um barramento de uma rede elétrica.

Da figura 2.6 depreende-se que uma máquina síncrona pode entregar ou consumir potência reativa da rede. Numa situação de sobre-excitação a corrente I_a está em atraso em relação à tensão aos terminais da máquina V_t , logo o gerador fornece potência reativa ao barramento, pois:

$$E_f \cos(\delta) > V_t \quad (2.21)$$

Por outro lado, numa situação de sub-excitação a corrente I_a encontra-se em avanço em relação a V_t logo o gerador retira potência reativa do barramento, pois:

$$E_f \cos(\delta) < V_t \quad (2.22)$$

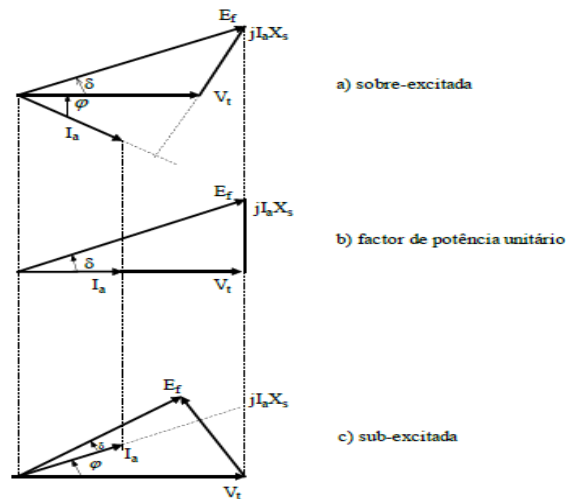


Figura 2.6 – Possíveis modos de excitação de uma máquina síncrona.

Além das centrais térmicas, existem diversos tipos de centrais baseadas em energias renováveis, sendo os mais relevantes para o presente trabalho descritos na secção seguinte.

2.3. Centrais de energia renovável

As centrais elétricas baseadas em fontes de energias renováveis, tais como a energia solar, eólica, hídrica ou geotérmica assumem diversas configurações de acordo com a fonte de energia utilizada.

As centrais eólicas baseiam-se usualmente no uso de máquinas assíncronas, que funcionam como gerador assíncrono (gerador indutivo). Para operar nesta condição, devem ser acionadas acima da velocidade síncrona e, além disso, deve-se prover uma forma de magnetizar o seu núcleo ferromagnético. Na prática isto é feito associando-se condensadores em paralelo aos terminais dos enrolamentos do estator da máquina, os quais fornecerão a energia reativa necessária para a magnetização. Os geradores assíncronos também podem operar em paralelo com uma rede, sendo que a rede deverá fornecer a energia reativa necessária para a sua magnetização. Como a potência reativa deste tipo de gerador é bastante elevada em relação à potência gerada (de 20 a 50%), eles não são muito utilizados na prática, sendo os geradores síncronos preferidos em relação aos de indução. As turbinas eólicas usualmente assumem uma de quatro configurações, de acordo com a forma de interligação com a rede elétrica: máquinas eólicas de tipo 1, 2, 3 ou 4 [7].

Os geradores eólicos de tipo 1 são implementados usando geradores de indução com rotor em gaiola de esquilo que são ligados diretamente a um transformador elevador, como ilustrado na figura 2.7. A velocidade da turbina é fixada (ou aproximadamente fixada) à frequência da rede elétrica, gerando potência ativa quando o eixo da turbina roda a uma velocidade superior à da frequência da rede, criando um escorregamento negativo (na convenção gerador) [8].

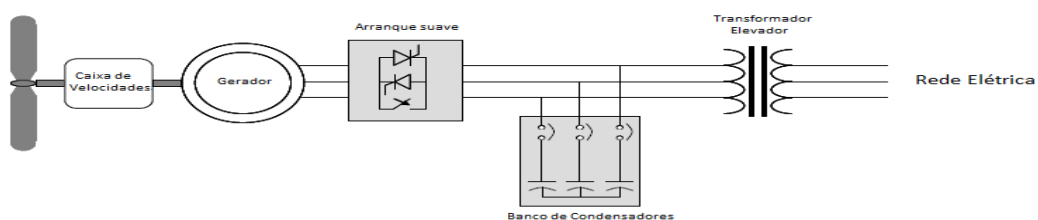


Figura 2.7 – Esquema de ligação à rede de uma central eólica de tipo 1.

As turbinas eólicas de tipo 1 operam tipicamente muito perto da sua velocidade nominal. A sua grande desvantagem reside no facto da máquina de indução usada consumir grandes quantidades de potência reativa na excitação do seu núcleo e as elevadas correntes que a máquina pode consumir no seu arranque aquando da não existência de um mecanismo de arranque suave. Para minimizar estes efeitos normalmente são implementados mecanismos que permitam a realização do arranque suave e bancos de condensadores de passos discretos que fornecem a potência reativa necessária à máquina [8].

Em turbinas de tipo 2, o gerador de indução de rotor bobinado é ligado diretamente ao transformador elevador de forma semelhante às turbinas de tipo 1, mas incluem ainda resistências variáveis no circuito do rotor, como ilustrado na figura 2.8. Esta resistência variável pode controlar os níveis de corrente no rotor rapidamente, de forma a manter a potência de saída constante, mesmo durante condições de elevado nível de vento, influenciando ainda a resposta dinâmica da máquina durante períodos de perturbação na rede [8].

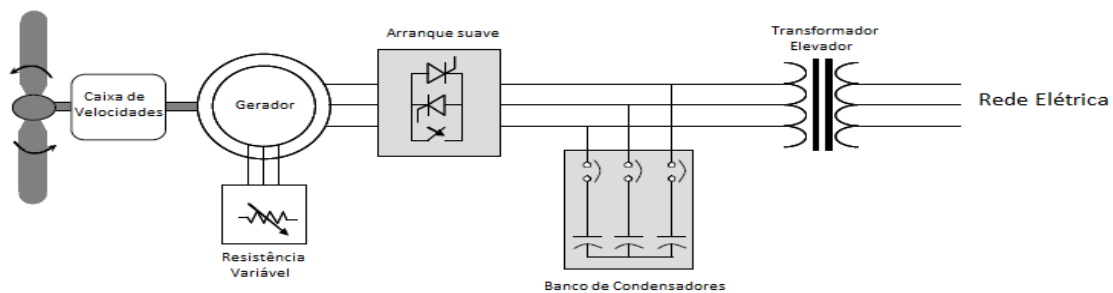


Figura 2.8 – Turbina eólica de tipo 2.

Ao se adicionar a resistência ao circuito do rotor, é possível aumentar o escorregamento e de ter uma maior gama dinâmica de velocidade. Assim, a turbina teria que girar mais rapidamente para criar a mesma potência de saída, com a adição da resistência. Esta adição permite assim que haja alguma capacidade de controlo de velocidade em conjunto com os mecanismos de controlo do ângulo das pás, melhorando a eficiência de operação da turbina. Tipicamente são permitidas variações de velocidade até 10%, permitindo algum grau de liberdade no aproveitamento de energia e dos mecanismos de proteção da turbina [8].

As turbinas de tipo 3, conhecidas como geradores de indução duplamente alimentados (DFIG – *Doubly Fed Induction Generator*) adicionam um sistema de excitação AC de frequência variável (ao invés de uma simples resistência como nas turbinas de tipo 2) ao circuito do rotor. A excitação adicional do rotor é fornecida por anéis deslizantes (*slip rings*) por um conversor controlado por corrente que é capaz de ajustar o módulo e fase das correntes do rotor de forma praticamente instantânea. O conversor do lado do rotor é ligado na configuração costas com costas ao conversor de ligação à rede, como ilustrado na figura 2.9 [8].

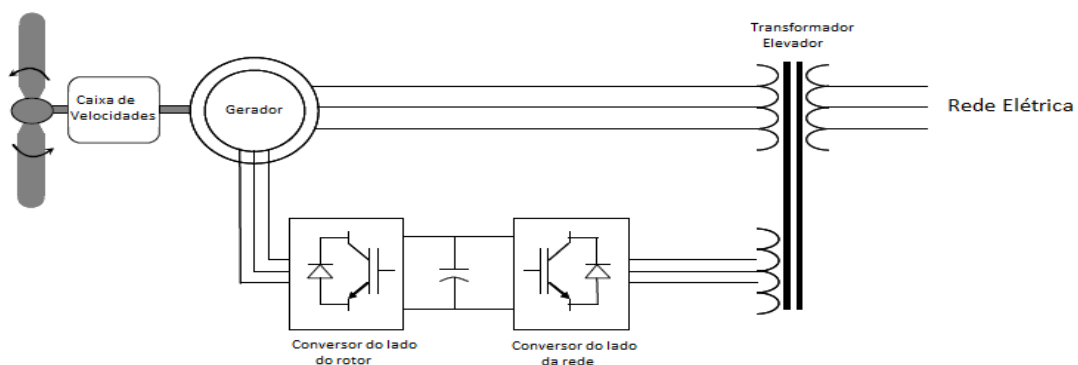


Figura 2.9 – Turbina eólica duplamente alimentada (tipo 3).

Uma pequena quantidade de corrente injectada no circuito de rotor pode efetuar um grande controlo de potência no circuito do estator. Esta é a grande vantagem das turbinas DFIG. Além da potência ativa que é entregue à rede pelo circuito do estator do gerador, a potência é também entregue à rede através do inversor ligado à rede quando o gerador se movimenta acima da velocidade síncrona. Quando o gerador se movimenta abaixo da velocidade síncrona, a potência ativa flui para a rede, através de ambos os conversores. Estes dois modos de operação, possibilitados pela natureza bidirecional dos conversores de quatro quadrantes, permite uma gama de velocidades muito mais ampla, permitindo a operação tanto acima como abaixo da velocidade síncrona (em certos casos velocidades até 50% inferiores à velocidade síncrona). A maior vantagem da configuração DFIG, é que oferece os benefícios do controlo de potência ativa e reativa em separado, tal como um gerador síncrono tradicional, sendo no entanto capaz de operar de forma assíncrona. Este tipo de sistema é mais caro do que os sistemas apresentados anteriormente [8].

As turbinas eólicas de tipo 4 (figura 2.10) oferecem muita flexibilidade de projeto e operação, pois a potência de saída da máquina rotativa é enviada para a rede através de dois conversores (AC-DC-AC) na configuração costas com costas. É permitido à turbina que se mova à sua velocidade aerodinâmica ideal, dando origem a uma saída AC muito variável. A caixa de velocidades pode ser eliminada, pois embora o eixo de rotação da turbina seja lento e gere uma frequência elétrica abaixo da frequência da rede os conversores eletrónicos de potência são capazes de desacoplar as frequências, sendo ainda capazes de entregar potência ativa ou reativa à rede. As máquinas elétricas mais usadas neste tipo de configuração são geradores síncronos (semelhantes aos usados em centrais hidroelétricas) com controlo de corrente de campo e um elevado número de pólos (baixa velocidade de rotação para atingir a frequência da rede). Podem ainda ser usados geradores síncronos de ímanes permanentes ou geradores de indução em gaiola de esquilo. Devido às evoluções verificadas nos últimos anos na área de eletrónica de potência e sistemas de controlo verifica-se que este tipo de configuração oferece uma boa resposta e rendimento. Deve-se salientar que os conversores usados têm que ser dimensionados para os parâmetros nominais do gerador a usar adicionando ainda qualquer capacidade para compensação de potência reativa [8].

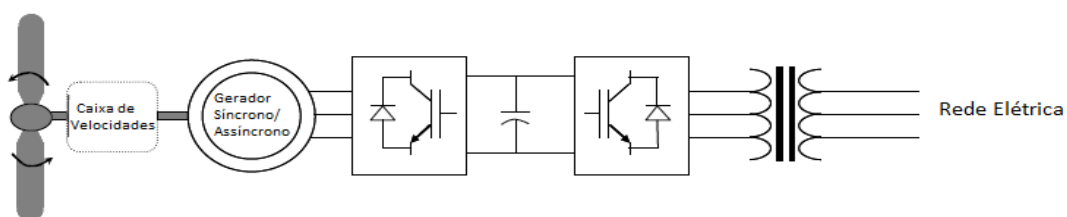


Figura 2.10 – Turbina eólica de tipo 4.

As capacidades de regulação de tensão da rede de sistemas de geração eólicos dependem da configuração usada. Nas configurações de tipo 1 e 2 usualmente esta não é realizada, usando-se condensadores para realizar a manutenção do factor de potência, mantendo assim constantes os níveis de potência reativa (dentro dos limites de operação). Nas configurações 3 e 4 o controlo de tensão da rede é possível através da variação da potência reativa para uma determinada potência ativa. Na configuração de tipo 3 a tensão é controlada através da variação da componente direta da corrente do rotor (componente que se encontra em fase com o fluxo do estator). Nas máquinas de tipo 4 o controlo de tensão é realizado ao

variar a componente em quadratura (reativa) no conversor do lado da rede, mas apenas se este conversor tiver uma potência nominal superior à potência nominal do gerador usado [8].

Outro tipo de centrais baseadas em energias renováveis muito usadas são as centrais solares fotovoltaicas (PV -*photovoltaic*). Um gerador fotovoltaico é um dispositivo que converte a energia proveniente de radiação solar em energia na forma de corrente elétrica. O componente mais básico do sistema é a célula fotovoltaica.

Uma célula fotovoltaica consiste num dispositivo semicondutor (junção P-N) que se comporta como uma fonte de corrente controlada por um fluxo de radiação solar. Esta reação ocorre quando a radiação incidente na célula separa transportadores de cargas positivas e negativas na presença de um campo elétrico, que existe permanentemente nas heterojunções. Um semicondutor de silício contém uma junção p-n semelhante à de um diodo comum. No entanto a célula solar contém uma elevada área de superfície, que quando não iluminada e ligada a uma corrente de excitação tem características elétricas semelhantes às de um diodo ideal, modelizado pela equação de Shockley, onde a corrente gerada é designada por corrente de escuridão (I_D),

$$I_D = I_0 \left(e^{\frac{V_C \times q}{k T_{cK}}} - 1 \right). \quad (2.23)$$

onde I_D corresponde à corrente de escuridão, I_0 à corrente de saturação do diodo, V_C à tensão da célula, q à carga de um eletrão ($1,6 \times 10^{-19}$ coulomb), k à constante de Boltzman ($1,38 \times 10^{-23}$ J/k) e T_{cK} à temperatura da célula (em kelvin) [9].

A corrente elétrica na célula que resulta da radiação solar é designada por foto corrente (I_L) e flui na direção oposta à corrente de escuridão. O seu valor mantém-se independentemente da tensão aplicada, podendo ser portanto medida pela corrente de curto circuito. O seu valor varia linearmente com a intensidade de radiação solar pois o aumento desta faz com que um maior número de transportadores de carga sejam separados, como ilustrado na figura 2.11.

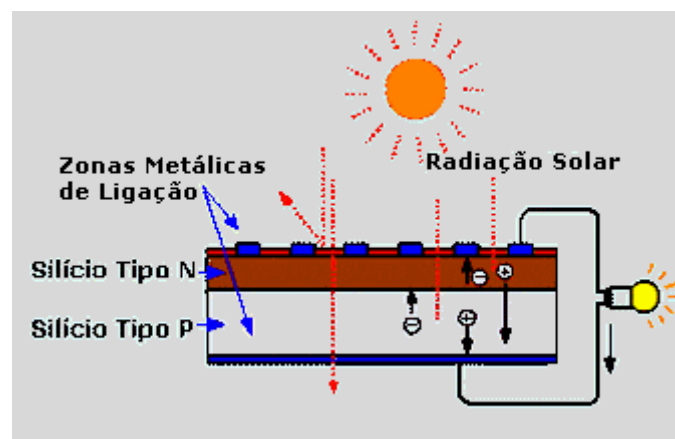


Figura 2.11 – Esquema ilustrativo da separação de cargas numa célula pv [10].

Assim, a corrente que efetivamente é gerada numa célula fotovoltaica (I_C) é dada pela diferença entre a corrente de escuridão e a fotocorrente. Se a convenção de sinais for invertida a expressão que descreve a corrente produzida na célula é:

$$I_C = I_L - I_0 \left(e^{\frac{V_C \times q}{k T_{cK}}} - 1 \right). \quad (2.24)$$

Assim é possível criar um modelo de uma célula fotovoltaica ideal, que corresponde ao modelo apresentado na figura 2.12.

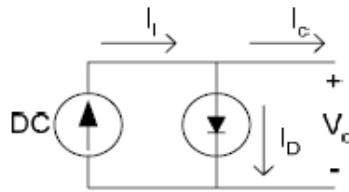


Figura 2.12 – Modelo de uma célula fotovoltaica ideal [9].

Múltiplas células podem ser ligadas em série e paralelo (para aumentar o valor de tensão e corrente do módulo, respetivamente), sendo comercializadas como um módulo designado por painel solar. Estes painéis podem ainda ser ligados em série e paralelo por forma a criar um *array* de painéis solares [9].

Os sistemas fotovoltaicos produzem uma potência elétrica DC, que deve ser ajustada para máxima eficiência de geração através de um algoritmo MPPT (*Maximum Power Point Tracker*) e convertida para uma potência AC através de um inversor. Estas duas funções são realizadas por uma unidade de conversão eletrónica de potência. Um exemplo de um sistema de geração fotovoltaico, sem armazenamento de energia, é apresentado na figura 2.13 [9].

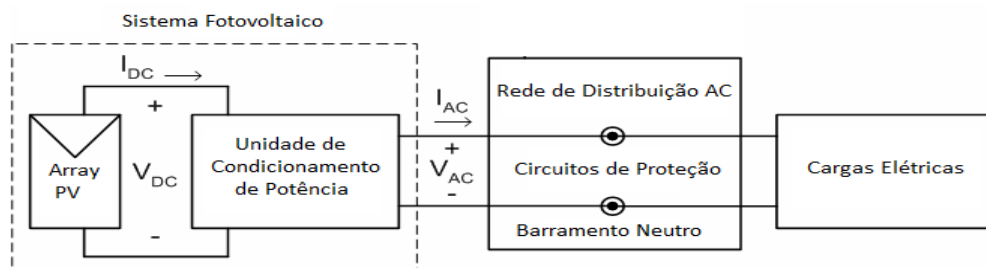


Figura 2.13 – Modelo de uma central fotovoltaica ligada a uma rede de energia elétrica.

O MPPT é projetado para que o sistema funcione no ponto de máxima transferência de potência, ou seja no ponto anterior à entrada da zona de joelho da curva característica corrente-tensão do sistema (figura 2.14). Este sistema pode consistir num conversor redutor, elevador, redutor-elevador ou de Cuk ou um inversor, no caso de se realizar interligação com uma rede AC.

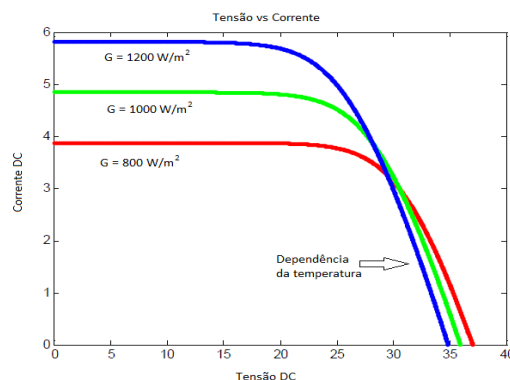


Figura 2.14 – Característica corrente- tensão de um sistema solar fotovoltaico [9].

Na figura 2.14 é observável a dependência do valor de corrente gerada com a intensidade de radiação solar (G). As curvas apresentadas são ainda dependentes da temperatura ambiente, visto o ponto de máxima potência ter um valor mais elevado para temperaturas mais baixas.

A introdução de centrais renováveis em redes elétricas de todo o mundo permitiu criar uma descentralização da geração de energia elétrica dando origem à produção distribuída e à microgeração, ajudando a diminuir a dependência dos combustíveis fósseis e a reduzir emissões poluentes para a atmosfera. Trouxeram no entanto novos desafios ao nível do despacho de potência da rede e de manutenção da estabilidade da rede elétrica, devido à sua natureza imprevisível.

2.4. Estabilidade em micro redes

Um outro aspeto fundamental de operação de uma rede de energia elétrica é a sua operação a uma frequência e tensão praticamente constantes, podendo apenas oscilar ligeiramente desde que se mantenham dentro dos níveis não prejudiciais às cargas. Uma grande variação nestes parâmetros pode desencadear uma situação de instabilidade numa rede elétrica, podendo em última instância fazer com que esta entre em colapso havendo uma falha global.

Nas redes de energia elétrica usualmente são as máquinas síncronas, existentes maioritariamente em centrais térmicas, as responsáveis pela manutenção dos parâmetros de tensão e frequência da rede. Porém, em caso de anomalias na rede, pode deixar de haver sincronismo destas máquinas, estando-se assim perante uma situação de instabilidade na rede sendo de grande importância a análise da resposta dos geradores síncronos a este tipo de situações. Esta análise torna-se ainda mais importante no caso de uma rede isolada, pois não é possível a realização de interligação de redes, ou seja os limites de funcionamento da rede são bem definidos.

Para umas dadas condições de funcionamento define-se estabilidade de um Sistema Elétrico de Energia como a capacidade do sistema para voltar a uma forma estável de funcionamento depois de ter sofrido uma perturbação [5].

À ocorrência de uma perturbação na rede (variação de carga ou falha de linhas, por exemplo) segue-se o período transitório, no qual o funcionamento do sistema é oscilatório, o que tem influência nas potências que circulam nas linhas. Porém, se o sistema for estável, estas oscilações serão fortemente amortecidas. A capacidade de um Sistema Elétrico de Energia se manter estável depende fortemente da capacidade das variáveis de controlo do sistema para amortecer as oscilações eletromecânicas. Existem três tipos principais de estabilidade usualmente considerados: a estabilidade rotórica ou angular, a estabilidade de frequência e a estabilidade de tensão, como ilustrado na figura 2.15 [5].

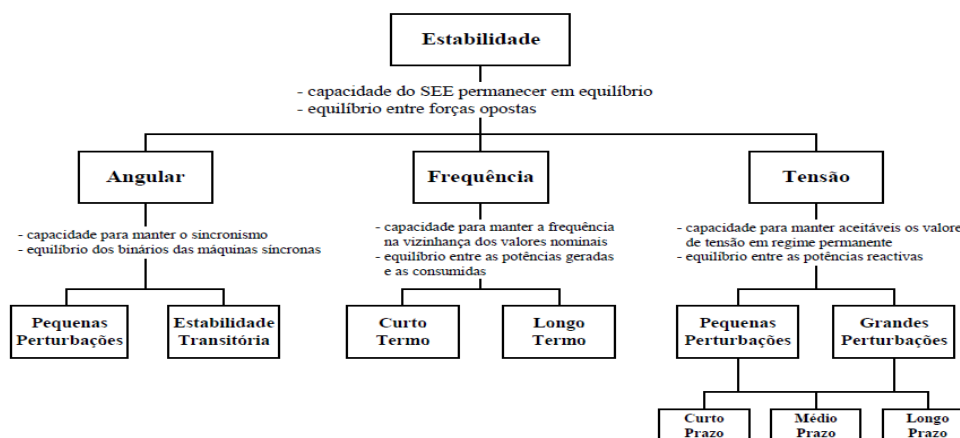


Figura 2.15 – Classificação dos tipos de estabilidade [5].

A dinâmica de um Sistema Elétrico pode ser basicamente caracterizada por:

- à medida que a potência transmitida pela ligação síncrona aumenta, um limite máximo é atingido, a partir do qual o sistema deixa de permanecer em sincronismo;
- o sistema comporta-se como um sistema oscilante entre a energia cinética armazenada na máquina primária e a energia elétrica transferida pela ligação síncrona, em que a potência elétrica transferida é proporcional a $\text{sen}(\delta)$ ou a δ (para pequenos δ), em que δ é o ângulo de carga dos alternadores;
- como a potência transferida é proporcional a $\text{sen}(\delta)$, a equação que determina a dinâmica do sistema é não linear para perturbações que originem grandes variações no ângulo δ . Teremos assim sistemas estáveis até determinadas amplitudes de perturbações e instáveis para perturbações de maior amplitude [5].

É usual dividir os estudos de estabilidade em três tipos: estabilidade estacionária, estabilidade transitória e estabilidade de longo termo.

Os estudos de estabilidade estacionária visam a análise do comportamento do sistema, após a ocorrência de pequenas perturbações relacionadas com a variação dos níveis de carga na rede. O Sistema de Energia Elétrica (SEE) apresenta estabilidade estática se, após a perturbação, evoluir para um ponto de funcionamento próximo do anterior. A análise deste tipo de estabilidade pode ser realizada através da linearização das equações de funcionamento do sistema em torno do ponto de operação inicial. Como exemplo destes estudos tem-se o cálculo do limite máximo de carga das máquinas síncronas sem se verificar perda de sincronismo, admitindo que a carga está a aumentar gradualmente, como se apresenta na figura 2.16.

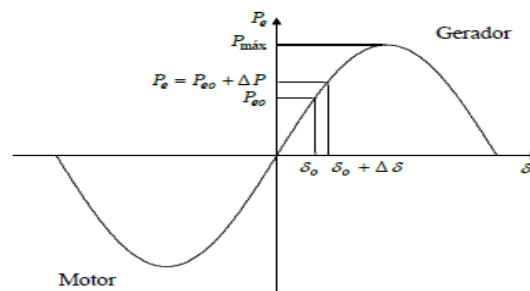


Figura 2.16 – Limites de operação de um gerador síncrono [5].

Pela figura 2.16, ao se verificar um pequeno acréscimo da potência elétrica consumida pelo sistema (ΔP), como a potência da máquina primária P_m se mantém constante (a ação dos reguladores de velocidade é lenta quando comparada com a dinâmica da energia no sistema), o ângulo de carga do alternador sofre um acréscimo ($\delta_0 + \Delta\delta$). Este acréscimo pode ser descrito por:

$$M \frac{d^2 \delta}{dt^2} = P_m - (P_e + \Delta P) = -\Delta P; \quad (2.25)$$

supondo um estado anterior de equilíbrio em que $P_m = P_e$. Supondo:

$$p = \frac{d}{dt}. \quad (2.26)$$

Verifica-se que a estabilidade do sistema para pequenas perturbações é determinada pela equação característica:

$$Mp^2 + \Delta P = 0 = Mp^2 + \frac{dP_e}{d\delta_0}. \quad (2.27)$$

As raízes de (2.27) são:

$$p = \pm \sqrt{-\frac{\frac{dP_e}{d\delta_0}}{M}}. \quad (2.28)$$

Assim, enquanto $\frac{dP_e}{d\delta_0}$ for positivo as raízes são números imaginários puros, pelo que o sistema é oscilatório em torno de δ_0 , sendo que a resistência da linha e reatância das bobinas amortecedoras do alternador originam oscilações amortecidas, sendo o sistema estável para pequenos acréscimos de potência. Caso $\frac{dP_e}{d\delta_0}$ seja negativo as raízes de (2.27) são reais, uma positiva e uma negativa, mas de igual amplitude. O ângulo de carga nesta situação cresce indefinidamente, perdendo-se o sincronismo. O sistema torna-se instável. O termo $\frac{dP_e}{d\delta_0}$ é designado assim por coeficiente de sincronização [5].

Em termos de ângulo rotórico, o sistema será instável caso δ_0 seja superior a 90° , supondo que os módulos de E e V da máquina se mantêm constantes.

Os problemas de estabilidade estacionária ocorrem com mais frequência em redes que cobrem zonas de grande densidade de carga [5].

Os estudos de estabilidade transitória analisam o comportamento do sistema para os primeiros segundos (1 ou 2 segundos) após a ocorrência de uma perturbação. A instabilidade transitória é a mais frequente dos três tipos abordados. Embora um SEE esteja continuamente a sofrer pequenas perturbações (variações na carga, na velocidade das turbinas, entre outros) estas não são porém geralmente suficientes para originar a perda de sincronismo, embora possam originar oscilações do sistema. O sistema será transitoriamente estável se as oscilações não ultrapassarem uma dada amplitude e forem amortecidas. Num sistema que não seja transitoriamente estável a amplitude das oscilações será grande e o amortecimento muito pequeno. Um sistema transitoriamente instável cria condições muito delicadas de exploração sendo de elevado risco. O limite de estabilidade transitória é quase sempre inferior ao limite de estabilidade estática. Na figura 2.17 é ilustrada a resposta de dois tipos de sistemas, estáveis e instáveis, através da análise da variação do ângulo rotórico ao longo do tempo [5].

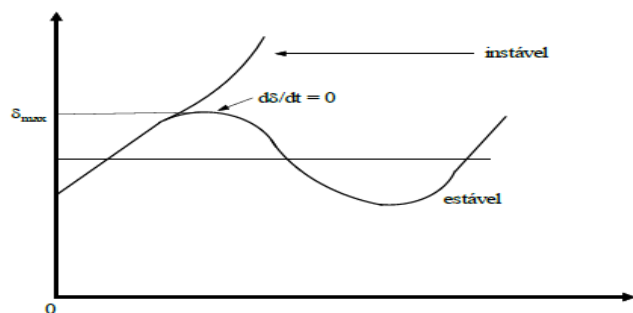


Figura 2.17 – Variação temporal do valor do ângulo rotórico para um sistema estável e instável.

A estabilidade de longo termo estuda o comportamento dinâmico do sistema durante períodos de grande duração após a ocorrência de pequenas perturbações. Este tipo de problemas pode ser analisado quer no domínio temporal quer no domínio das frequências [5].

2.5. Custos de produção de energia

Os custos de produção de energia elétrica são muito variáveis, dependendo de central para central e mesmo dentro do mesmo tipo de centrais depende de parâmetros tão variados como custos de combustíveis (no caso das centrais térmicas), custos de revisão e manutenção de equipamentos ou mesmo impostos pagos ao estado devido à legislação em vigor (como por exemplo, pelas emissões de gases nocivos à atmosfera).

Para minimizar estes custos de produção de energia elétrica é importante realizar o despacho económico, que se caracteriza como um problema em que se determinam as potências a produzir para minimizar os custos de produção, mantendo as potências nas linhas dentro dos seus limites operacionais.

Pode-se ainda ter em conta os custos fixos de uma central na determinação da viabilidade económica ou não de a ter em funcionamento para a produção de uma potência muito baixa. Esta análise tem a designação de pré despacho.

O despacho económico ou clássico tem vindo a sofrer evoluções desde a sua introdução (por volta de 1920) tendo sido usado no controlo em tempo real para alocar a carga do sistema pelas unidades de produção, usando-se técnicas como a *Classical Equal Increment*, que tem em conta as perdas na rede ou as *Loss Formulas* que tratam a rede por meio de modelos aproximados [11].

Os modelos *Loss Formulas* foram aperfeiçoados com a introdução do problema do trânsito de potências ou trânsito de energia, que têm como objetivo a determinação da amplitude e fase das tensões em todos os barramentos da rede, em regime estacionário, tornando assim possível o cálculo dos demais parâmetros da rede. Alguns dos métodos de resolução de trânsito de energia mais comuns são o Método de Gauss-Sidel ou o Método de Newton-Raphson [11].

Posteriormente foram incluídos métodos de otimização de potência reativa, visto uma má gestão da mesma levar à inviabilização de determinados fluxos de potência ativa, levando assim a um aumento dos custos. Estes métodos de otimização foram designados por problema de *Optimal Power Flow* (OPF) que é tido como uma extensão do despacho económico convencional de modo a que se determine os valores ótimos para as variáveis de controlo num sistema de energia com diversas restrições [11].

Com o avanço nas técnicas computacionais e algoritmos de otimização foi tornada possível a resolução de problemas matemáticos cada vez mais complexos, levando à introdução generalizada do OPF. Na figura 2.18 é apresentada uma linha de evolução temporal das formas de despacho aplicáveis a redes de energia elétrica.

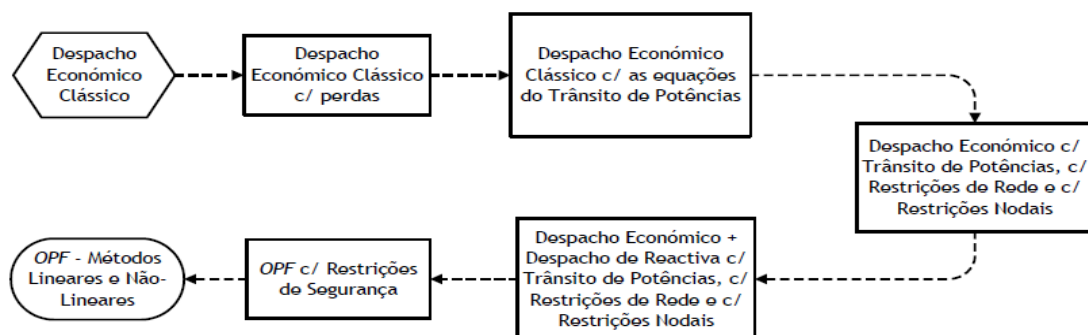


Figura 2.18 – Evolução do despacho económico clássico ao OPF [11].

Para conhecer a rede elétrica em questão, podendo determinar as suas características em termos de estabilidade e de necessidades de produção (que implicam custos) é imperativo realizar uma análise da perspectiva do seu diagrama de carga, como se apresenta na secção seguinte.

2.6. Diagrama de cargas

As características de consumo de energia elétrica numa determinada rede impõem a modulação do seu consumo ao longo do tempo através de uma função, designada por diagrama de cargas, que traduz a variação desse consumo ao longo das horas do dia e dos dias do ano. Como exemplo, apresenta-se na figura 2.19 um diagrama de cargas genérico [12].

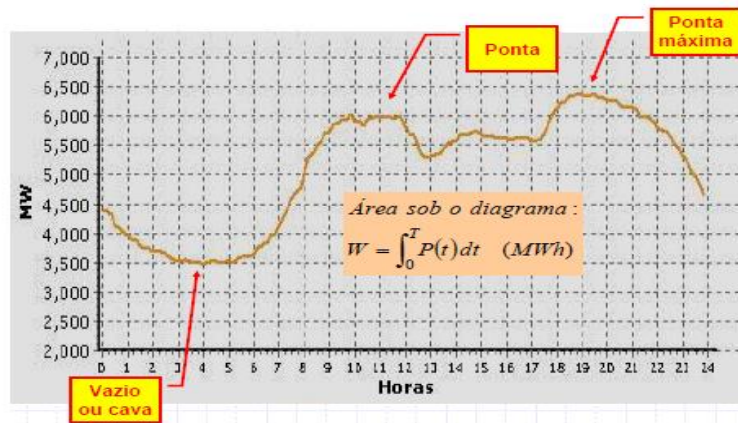


Figura 2.19 – Ilustração de diagrama de cargas ao longo de 24 horas [13].

Como apresentado na figura 2.19, a área do diagrama de cargas define a energia (em Megawatt hora) que é consumida. São também salientados as alturas de vazio ou cava, ou seja períodos de menor carga da rede, bem como os períodos de ponta, em que a carga atinge os seus valores mais elevados. Conhecida a energia elétrica consumida na rede, é possível calcular a potência média (em Megawatts) através de:

$$P_{média} = \frac{W}{T} = \frac{1}{T} \int_0^T P(t) dt. \quad (2.29)$$

Outros dois parâmetros importantes na caracterização de uma rede conhecidos a partir do diagrama de cargas são o factor de vazio (f_0) e o factor de carga (f_c), definidos respetivamente como:

$$f_0 = \frac{P_{min}}{P_{max}}; \quad (2.30)$$

$$f_c = \frac{P_{med}}{P_{max}}. \quad (2.31)$$

Verifica-se assim, por (2.30) e (2.31) que na aproximação de cenário em que não há oscilações de carga na rede os factores de vazio e de carga tendem para um.

Um outro parâmetro que se pode analisar a partir do diagrama de carga é a utilização da ponta (h_c), dada em horas através de:

$$h_c = \frac{W}{P_{max}} = \frac{P_{med}T}{P_{max}} = f_c \times T. \quad (2.32)$$

A utilização da ponta define então como o número de horas de um dia que uma central estaria em operação à potência máxima verificada no diagrama para produzir a mesma energia verificada no diagrama de cargas. Num diagrama de cargas plano a utilização de ponta seria igual a 24 horas [13].

O conjunto de expressões matemáticas apresentadas anteriormente permitem realizar a caracterização numérica de um diagrama de cargas.

Quando a sequência cronológica não é importante é possível realizar uma análise da rede em função do diagrama de cargas classificadas, no qual a potência consumida é ordenada por ordem decrescente ao longo do tempo, como é ilustrado na figura 2.20 a). Quando se pretende realizar uma análise em termos de probabilidade de ocorrência, é possível convertê-lo no diagrama apresentado na figura 2.20 b), o diagrama de probabilidade de carga.

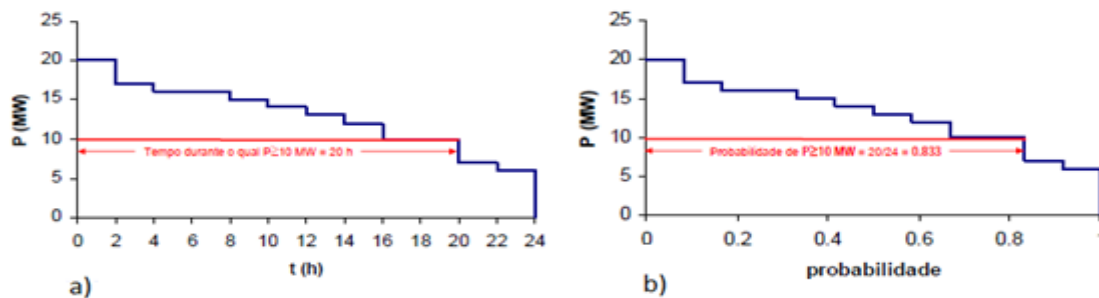


Figura 2.20 –a) Diagrama de cargas classificadas em função do tempo; b) Diagrama de probabilidade de carga [13].

Assim, com o diagrama de probabilidade de carga é possível realizar uma análise, por exemplo da percentagem de tempo que a carga na rede ultrapassa um dado nível.

2.7. Baterias e outras tecnologias de armazenamento

Com o grande aumento verificado nas últimas décadas em termos de produção distribuída em rede elétricas, nomeadamente com a integração de produção a partir de centrais baseadas em fontes renováveis como centrais eólicas ou fotovoltaicas, com a sua notória intermitência em termos de produção começaram-se a desenvolver sistemas que pudessem armazenar energia elétrica em períodos de excesso de produção de energia, ou de vazio do diagrama de cargas, de forma a poder aplicá-la quando efetivamente é necessário, ou seja durante as alturas de ponta do diagrama de cargas. Estudos como [14] e [15] focam-se na temática de aplicação de tecnologias de armazenamento exclusivamente como forma de otimização de integração de produção renovável, incidindo ainda sobre a possibilidade de regulação da tensão da rede.

A energia elétrica pode ser armazenada sob diversas formas de energia, nomeadamente sob a forma de energia eletroquímica, como nas baterias convencionais, sob a forma de energia elétrica como nos supercondensadores ou bobinas supercondutoras, sob a forma de energia potencial, como no armazenamento hidroelétrico ou de ar comprimido, sob a forma de energia química (hidrogénio) ou de energia cinética como em volantes de inércia [16].

Considerando o foco deste trabalho no armazenamento de energia elétrica sob a forma de baterias eletroquímicas, realiza-se uma descrição mais pormenorizada do seu modo de operação, bem como das diferentes soluções existentes no mercado.

Uma bateria inclui uma ou várias células eletroquímicas, que consistem num eletrólito líquido, num elétrodo positivo e num elétrodo negativo. As baterias eletroquímicas produzem

energia elétrica através de uma reação química provocada na presença do eletrólito, de modo a que se libertem iões. O fluxo ordenado de iões dá origem a uma corrente elétrica. Esta reação é ilustrada na figura 2.21, para a carga e descarga de uma bateria eletroquímica convencional, no caso uma bateria de hidretos metálicos de níquel [16].

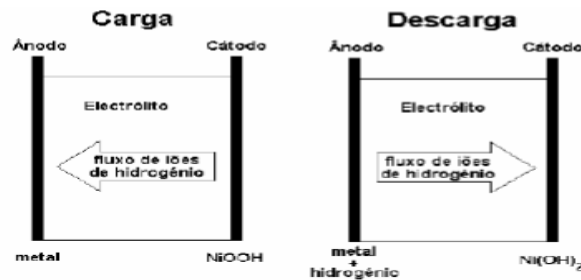


Figura 2.21 – Carga e descarga de uma bateria eletroquímica [16].

Existem diversos tipos de baterias eletroquímicas, classificadas de acordo com a reação química que provoca a libertação de energia elétrica, podendo estas integrar os mais diversos sistemas, desde aplicações de baixa potência (miliwatts) até aplicações de elevada potência (megawatts).

As baterias eletroquímicas têm uma vida útil finita devido à ocorrência de fenómenos químicos ou físicos não desejados devido à deterioração dos materiais a partir dos quais são produzidas. Esta deterioração é normalmente irreversível e afeta o desempenho elétrico da célula. Alguns dos factores que influenciam a vida útil de uma bateria são o tempo e os ciclos de utilização da célula, mudanças químicas, efeitos de temperatura, pressão, percentagem de descarga, nível e taxa de carregamento ou perda de eletrólito [17].

A resistência interna de uma bateria tende a aumentar ao longo do seu tempo de vida, quer esta seja usada ou não, atingindo eventualmente um ponto em que as perdas resistivas são incomportáveis. Usualmente considera-se que o período de vida útil da bateria termina quando esta apenas é capaz de atingir entre 70% e 80% da sua capacidade. Os efeitos da passagem de tempo são ainda mais pronunciados para temperaturas mais elevadas, como ilustrado na figura 2.22 [17].

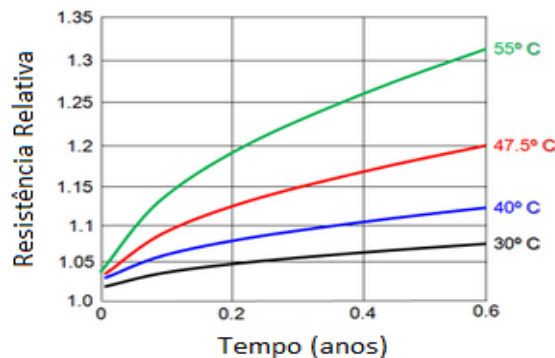


Figura 2.22 – Aumento da resistência com o tempo e dependência da temperatura [17].

Segundo a Lei de Arrhenius, que descreve como a taxa a que uma dada reação química se processa, esta duplica aproximadamente a cada 10°C de aumento de temperatura, fazendo a deterioração dos químicos ativos presentes na reação aumentar. Esta lei é dada por:

$$k = A \times e^{\frac{E_A}{RT}} \quad (2.33)$$

onde k corresponde à taxa a que se dá a reação química, A a um factor de frequência de colisões entre moléculas (constante para pequenas variações de temperatura), E_A representa a energia mínima para que a reação ocorra, R a constante universal dos gases e T à temperatura (em kelvin).

No que concerne às mudanças químicas, estas ocorrem devido às reações químicas parasitas que consomem alguns dos químicos ativos ou impedem que estes continuem a reagir. Por exemplo, segundo a empresa *Phostech Lithium*, os elementos usados nos cátodos de baterias de lítio-ferro-fosfato foram encontrados em alguns produtos impuros, em adição ao desejado LiFePO_4 . Estes compoenetes impuros foram: $\text{Fe}_3(\text{PO}_4)_2$, $\text{Li}_3\text{Fe}_2(\text{PO}_4)_3$, Fe_2PO_5 , $\text{Fe}_2\text{P}_2\text{O}_7$, FePO_4 , $\text{Fe}(\text{PO}_3)_3$, $\text{Fe}_7(\text{PO}_4)_6$, $\text{Fe}_2\text{P}_4\text{O}_{12}$, $\text{Fe}_3(\text{PO}_4)_2$, $\text{Fe}_3(\text{P}_2\text{O}_7)_2$, FePLi_2O , LiPO_3 , Li_2O , Li_3PO_4 , $\text{Li}_4\text{P}_2\text{O}_7$, Fe_2O_3 , Fe_3O_4 , FeO , Fe , FeP , LiFeO_2 , Li_5FeO_4 , LiFeP_2O_7 , $\text{Li}_2\text{FeP}_2\text{O}_7$, $\text{Li}_9\text{Fe}_3(\text{P}_2\text{O}_7)_3(\text{PO}_4)_2$, P_2O_5 , entre outros. Além destas reações indesejadas, estes novos elementos ainda constituem uma semente para novas reações químicas indesejadas. Esta problemática é conhecida como depleção dos elementos químicos ativos [17].

Em células seladas, o aumento da pressão interna, usualmente como consequência do aumento de temperatura (por exemplo devido a correntes elevadas) resulta na expansão dos químicos ativos. O aumento de pressão leva ainda a um aumento dos efeitos de deterioração verificados com o aumento de temperatura [17].

Um outro factor que influencia a vida útil de uma bateria eletroquímica é a percentagem de descarga ou profundidade de descarga (DOD- *depth of discharge*). A uma dada temperatura, a quantidade de químicos ativos transformados em cada ciclo de carga/descarga é proporcional à profundidade da mesma. A curva que descreve a relação entre ciclo de vida de uma bateria e a profundidade de descarga da mesma é logarítmica, seguindo a relação apresentada em 2.24. Um ciclo de carga/descarga pode ser classificado como ciclo profundo (*deep cycle*) se se aproximar da descarga máxima permitida para a bateria em questão. Atualmente já existem no mercado baterias que permitem um ciclo máximo de DOD de 100%, como em [18], mantendo um número de ciclos de vida aceitável (no caso cerca de 2000 ciclos). Um microciclo de carga/descarga é classificado como uma variação de 10% da capacidade total da bateria [17].

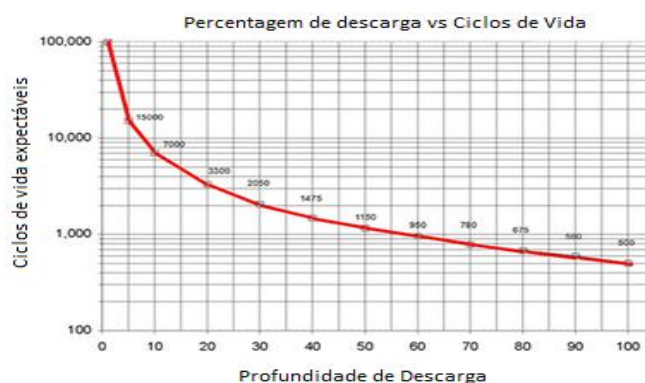


Figura 2.23 – Caracterização do efeito da DOD na vida útil de uma bateria eletroquímica [17].

A curva apresentada na figura 2.23 foi construída usando baterias de chumbo ácido, mas com diferentes factores de escala, é a curva típica para a maioria dos tipos de bateria eletroquímica, incluindo baterias de íões de lítio. Tal fenómeno ocorre porque a vida útil de uma bateria depende da energia total que os seus químicos constituintes podem tolerar. Ignorando os restantes aspetos que influenciam a vida da bateria, a energia total de uma bateria é fixada de forma a que um ciclo de 100% DOD é aproximadamente equivalente a dois ciclos a 50% DOD, logo 10 ciclos a 10% de DOD [17].

Algumas aplicações como veículos elétricos, aplicações em barcos ou em redes elétricas podem requerer que se extraia a máxima capacidade da bateria necessitando de ter um bom desempenho em termos de ciclos de vida, mesmo com elevado DOD. Pelo contrário, por exemplo, as baterias de um automóvel com motor de combustão interna, apenas necessitam de entregar um pico de corrente elevado durante breves instantes, precisando de um melhor desempenho em termos de microciclos de carga e descarga.

No que concerne ao nível e taxa de carregamento, é importante não exceder os limites de corrente suportados pelo sistema, não só por levarem ao aumento de temperatura e pressão no sistema, mas também porque baterias como os sistemas de íões de lítio são muito sensíveis a sobretensões.

Existem seis modos de carga de baterias distintos, diferenciados pelo valor da corrente de carga, sendo no entanto possível combiná-los. Estes modos são:

- Modo *Low-rate charging*: apresenta uma taxa de carga que ronda os 0,1C (sendo C a capacidade da bateria em Ah), sendo a carga terminada após o sinal de um temporizador. Este modo pode levar até 16h a fazer a carga total de uma bateria e é normalmente utilizado como sistema de carga noturno. Caracteriza-se pelo seu baixo nível de complexidade, no que diz respeito ao algoritmo de carregamento utilizado;
- Modo *Quick charging*: apresenta uma taxa de carga de 0,3C e depende igualmente de um temporizador para finalizar a carga. Permite realizar a carga completa da bateria em aproximadamente 5h;
- Modo *Fast charging*: apresenta uma taxa de carga igual ou superior a 1C, permitindo que a carga da bateria seja realizada em cerca de uma hora. No entanto o tempo de carga encontra-se dependente do valor anterior do SoC (*state of charge*) e também da percentagem de sobrecarga utilizada. Neste caso torna-se essencial incluir um sistema de monitorização da temperatura da bateria;
- Modo *Top-off* ou *Equalization charging*: apresenta uma taxa de carregamento equivalente a 0,1C, sendo este modo diretamente aplicado após o modo *Fast charging*. É muito usual na finalização do carregamento de baterias visto não ser aconselhável atingir a carga de 100% no modo *Fast charging*;
- Modo *Trickle* ou *Maintenance charging*: tem uma taxa de carga que varia entre os 0,03C e os 0,05C, sendo este método utilizado com a finalidade de contrariar o efeito natural de auto-descarga da bateria, mantendo assim o valor de carga nos 100%. À semelhança do modo anterior, também é aplicado após o modo *Fast charging* e caracteriza-se por não possuir um tempo limite de carga;
- Modo *Reflex* ou *'burp' charging*: consiste num modo muito pouco utilizado, visto que recorre a impulsos de corrente seguido de períodos sem qualquer corrente aplicada. Os autores deste modo reclamam que este método permite diminuir a pressão do gás interno e a temperatura da bateria, no entanto ainda não existe um suporte científico que comprove tal facto [19].

Baterias aplicáveis a potências elevadas:

Durante muitos anos as baterias ácidas de chumbo foram as mais utilizadas em sistemas de apoio a energias renováveis, sendo o tipo mais utilizado o FLA (*flooded lead-acid*) que requerem a aplicação de água para manutenção dos níveis de eletrólito, sendo ainda necessária ventilação forçada para evitar a acumulação de hidrogénio e gases sulfúricos. Além disso, as FLA

são muito grandes e pesadas, com uma baixa relação de energia por quilograma ou densidade de energia [20].

Com a sua recente evolução em mercados de elevada potência (como em veículos elétricos) as baterias de íões de lítio (*Li-ion*) apresentam-se como uma solução adequada, com algumas vantagens sobre as baterias ácidas de chumbo. As baterias de íões de lítio existem em três formatos: pacote (como em telemóveis e computadores portáteis), cilíndricas para aplicações de potência intermédia ou prismáticas (ou cúbicas) para aplicações de potência como veículos elétricos, sistemas de alimentação ininterruptas (UPS) em sistemas de telecomunicações. Este último tipo usualmente apresenta espaços vazios entre células adjacentes como forma de ajudar na ventilação e arrefecimento do sistema. Um sistema que usa este formato, sendo portanto aplicável a sistemas de elevada potência são as baterias de lítio-ferro-fosfato (LiFePO_4).

Uma vantagem que estas apresentam sobre as baterias ácidas de chumbo são o seu peso e tamanho (para extração do mesmo nível de potência) logo espaço ocupado, que é de cerca de metade do volume das baterias ácidas de chumbo. As baterias *Li-ion* apresentam ainda uma diminuição muito pequena da sua capacidade para baixas temperaturas. Por exemplo, a menos 20°C uma bateria de íões de lítio vê a sua capacidade diminuída em 8%, por comparação com os cerca de 50% de redução de capacidade das baterias ácidas de chumbo, tendo assim vantagem de aplicação em climas mais frios ou nos gastos com a climatização do ambiente em que as baterias se encontrem. É importante no entanto ter em conta que o recarregamento destas baterias nessas condições deve ser feito a baixa corrente, usualmente um décimo da sua capacidade (por exemplo, uma bateria de 200 Ah deve ser recarregada a 20 A). Como forma de comparação, na tabela 2.1 são apresentadas algumas características usuais das baterias de íões de lítio quando comparadas com a tecnologia mais antiga e difundida das baterias ácidas de chumbo [20].

Tabela 2.1 – Baterias ácidas de chumbo vs baterias de íões de lítio em aplicações de potência [20], [21], [22].

Características:	Ácidas de Chumbo	Íões de Lítio
Peso por módulo	Aproximadamente 24 kg	Aproximadamente 5 kg
Volume	Elevado	Cerca de metade das baterias ácidas de chumbo
Capacidade a baixa temperatura	Decresce cerca de 50%	Decresce cerca de 8%
Tensão durante a descarga	Sofre oscilações significativas	Aproximadamente constante até a bateria estar quase descarregada
Resistência interna	Perdas significativas sob a forma de calor	¼ da resistência interna das baterias ácidas de chumbo
Carregamento	A baixa corrente	É seguro carregarem a correntes elevadas
Auto descarga (quando inativa)	5% a 15% por mês	1% a 3% por mês
Manutenção	Água no eletrólito	-
Tempo de vida	5 anos	10 anos
Ciclos de vida (<i>deep cycle</i>)	300-500 ciclos	1500-3000 ciclos
Rendimento	60% a 95%	90% a 100%
Custo	Custo de aquisição é inferior, mas o custo por kWh pode ser superior	Custo de aquisição superior

A principal desvantagem das baterias de íões de lítio reside no facto de necessitarem de um sistema de gestão de bateria (SGB), que monitorize a tensão e temperatura de todos os módulos individuais, protegendo-os de carga e descarga excessiva. Embora qualquer tipo de sistema de baterias possa beneficiar de um SGB ele normalmente não é uma imposição com as baterias ácidas de chumbo. No entanto com as baterias de lítio-ferro-fosfato cada módulo pode ter uma evolução muito diferente de capacidade ao longo da sua vida útil, ou seja durante o recarregamento um módulo pode atingir a máxima capacidade muito antes de outro, que tenha uma capacidade mais elevada, o que provoca tensões perigosamente elevadas em algumas células enquanto outras continuam o seu recarregamento [19].

Um SGB protege cada célula de íões de lítio individualmente de sobretensões, criando um *shunt* em torno das células que atingem a sua máxima tensão, permitindo que os restantes módulos continuem o seu recarregamento. O SGB pode ainda ajudar durante a descarga, desligando o sistema quando uma célula atinge o seu nível mínimo de tensão.

De forma geral as principais características a ter em conta na escolha de um sistema de baterias são: ciclos de funcionamento; tempo de carga e descarga; longevidade; energia específica (kWh/kg); densidade específica (kWh/dm³); potência específica (kWh/kg); densidade de potência (kWh/dm³); nível de manutenção; nível de segurança e impacto ambiental.

2.8. Topologias de compensação com conversor

Na interligação entre um sistema com base em baterias eletroquímicas, que geram uma tensão e corrente elétrica DC, e uma rede de energia elétrica, que no caso da rede elétrica europeia usa uma tensão e corrente alternada (AC) à frequência de 50Hz, é imperativa a implementação de um sistema que compatibilize e optimize a transferência de energia, quer do sistema de baterias para a rede, quer da rede para o sistema de baterias (carregamento).

Atualmente os sistemas mais usados para compensação de potência em sistemas de baterias são os conversores comutados DC/AC bidirecionais. Estes são capazes de realizar a função de retificador e inversor. As principais vantagens dos sistemas comutados são o seu elevado rendimento – logo baixa potência dissipada sob a forma de calor, logo menor dimensão dos dissipadores de calor, elevada frequência de comutação (1kHz a 100kHz) – levando à redução de dimensões de componentes como transformadores sobretudo quando comparados com tecnologia de conversores eletrónicos lineares. Na figura 2.24 apresenta-se uma configuração trifásica de um conversor comutado de meia ponte.

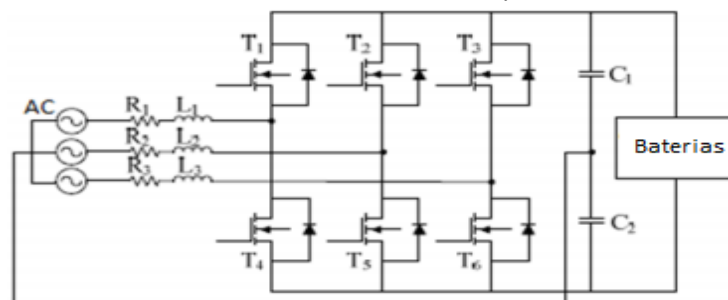


Figura 2.24 – Conversor DC/AC bidirecional trifásico de meia ponte.

Na figura 2.24 apresenta-se a versão trifásica do conversor de meia ponte. Durante o modo de carga, as fontes AC carregam C₁, enquanto a tensão é positiva e carregam C₂ assim que a tensão tomar valores negativos, mantendo-se os comutadores abertos. Assim, a tensão resultante das baterias é aproximadamente o valor da tensão pico a pico de uma das fontes AC, diferenciando-se da versão monofásica devido ao facto das baterias receberem uma maior

quantidade de corrente (devido à existência de três fases), permitindo assim uma carga bem mais rápida dos *packs* de baterias, teoricamente, três vezes mais rápido que a versão monofásica. Relativamente ao modo de descarga, o conversor DC-AC comporta-se como três circuitos monofásicos independentes que operam em simultâneo. Os comutadores operam aos pares (T1 e T4, T2 e T5, T3 e T6), encontrando-se sempre em estados diferentes (*on/off*) pois caso contrário ocorreia um curto circuito do lado DC [19].

Conhecidas as possibilidades de operação deste conversor, verifica-se que uma das grandes vantagens desta opção é o seu *design* simples, que resulta num menor número de componentes e conseqüentemente num menor custo de implementação. Contudo, existem também algumas desvantagens associadas, destacando-se o elevado *stress* que este conversor proporciona sobre os seus componentes, podendo assim ser necessária a inclusão de comutadores em série e/ou em paralelo de modo a que estes possam gerir de melhor forma elevadas correntes e/ou tensões, e também o facto desta topologia originar um elevado número de harmónicos. É importante referir que apesar de pequena quantidade de componentes utilizados por esta topologia, caso se trate de uma aplicação de elevada potência, o custo final do projeto pode-se tornar bastante avultado [19].

Na figura 2.25 apresenta-se uma configuração em ponte trifásica completa.

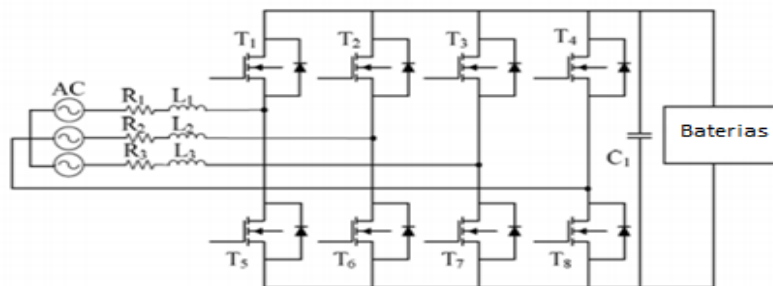


Figura 2.25 – Conversor DC/AC bidirecional em ponte completa.

Tal como no circuito de meia ponte, os comutadores mantêm-se abertos no modo de carga, enquanto os seus díodos internos retificam a corrente. Para valores positivos da tensão, C encontra-se efetivamente ligado em paralelo com a fonte AC através dos díodos T1 e T4. Para valores negativos da tensão, C fica novamente em paralelo com a fonte AC mas desta vez através de T2 e T3. Com isto a tensão de entrada do sistema de baterias será semelhante às amplitudes da fonte AC.

Comparando as topologias de meia ponte e ponte completa, esta última apresenta menos um condensador e mais dois comutadores. À partida esta parece ser a opção mais dispendiosa, no entanto é importante referir que o esforço requerido aos componentes é menor que na topologia em meia ponte, significando neste caso que apesar de ter mais comutadores o custo final do circuito será menor. O factor negativo encontra-se do lado do controlador, visto que quanto maior for o número de comutadores no circuito, maior complexidade apresenta o respetivo circuito de controlo. A topologia em ponte completa pode também produzir harmónicos de corrente, caso não se implemente um filtro para o efeito. Em termos de operação ambas as topologias apresentam resultados semelhantes [19].

Os comutadores usados requerem controlo eletrónico, e podem diferir no tipo, podendo ser *mosfets*, IGBTs, tirístores, entre outros, variando naturalmente a forma de controlo aplicada. Atualmente é mais utilizado o controlo digital a partir de um DSP (*digital signal processor*) devido ao baixo custo destes equipamentos e desempenho superior, sobretudo

quando comparado com os gastos necessários a nível de *hardware* para a realização de um controlo totalmente analógico.

A necessidade da colocação de um filtro constituído por bobinas e/ou condensadores entre a saída do inversor, na sua ligação à rede, de forma a limitar o THD (*total harmonic distortion*), prende-se com o facto das ondas à saída do inversor serem compostas por valores discretos, dada também a natureza discreta dos interruptores que constituem o inversor.

Uma solução que permite uma considerável melhoria em termos de distorção introduzida na rede (THD), bem como um melhor controlo em termos de níveis de tensão (figura 2.26 a)) consiste na adoção de uma topologia multinível. As topologias multinível caracterizam-se pela ligação de um conjunto de conversores base em série ou paralelo, como se representa na figura 2.26 b) para o caso de uma topologia multinível em série.

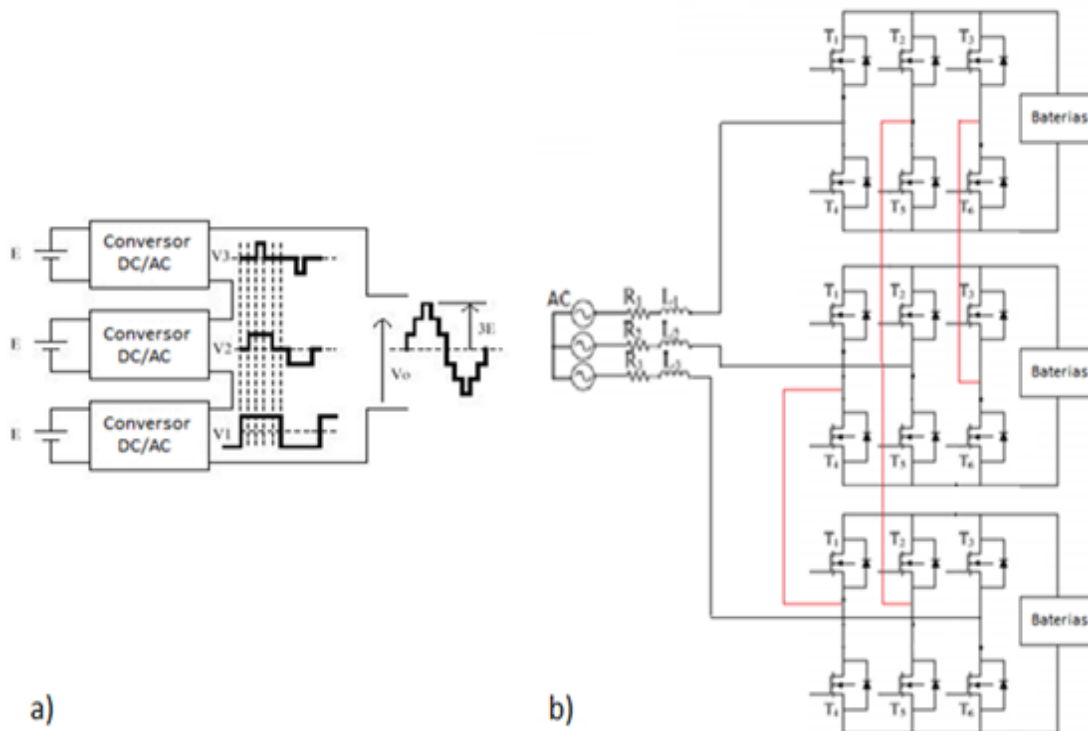


Figura 2.26 – a) Forma de onda de tensão à saída de um conversor multinível de três níveis; b) Topologia multinível bidirecional série.

A introdução de uma configuração multinível implica a adição de um grande número de componentes, que pode compensar economicamente visto cada um deles ter que suportar níveis de corrente e/ou tensão mais baixos, permitindo assim operação em nível de tensão superiores. É possível ainda ter um maior controlo sobre os passos de tensão, gerando uma forma de onda mais aproximada de uma onda sinusoidal.

2.9. Sistema de baterias comercial

Um consórcio liderado pela empresa britânica *UK Power Networks* anunciou o início do teste com dois anos de duração daquela que é, 6 MW de potência e 10 MWh de capacidade – a maior infraestrutura de baterias para apoio à rede elétrica em todo o continente europeu. Detalhes acerca deste projeto podem ser constatados em [23] e [24].

Na sua globalidade, existe na ilha uma potência instalada de 20,73 MW produzida por um total de quatro centrais, com potência gerada distribuída entre elas de acordo com a tabela 3.1.

Tabela 3.1 – Potência instalada nas centrais do Porto Santo.

	Térmica	Eólica		Fotovoltaica
		EEM*	ENEREEM**	
Nº de Centrais	1	1	1	19
Potência Instalada (MW)	17,28	0,45	0,66	2,34

*Empresa de Eletricidade da Madeira

**Energias Renováveis, Lda

Na tabela 3.1 é possível analisar a potência instalada em cada uma das centrais do Porto Santo. Uma das centrais eólicas é pertencente à empresa ENEREEM, sendo as restantes pertencentes à Empresa de Eletricidade da Madeira (EEM). Cada grupo em exploração na central térmica consegue produzir uma potência ativa máxima de cerca de 4 MW. Na central eólica pertencente à EEM existem dois grupos distintos que produzem no máximo 225 kW cada e na central pertencente à ENEREEM existe um grupo de geradores capaz de produzir em condições ótimas de exploração 660 kW. A potência máxima efetivamente tida para a central fotovoltaica após inversores é de 2 MW.

Estas subestações encontram-se interligadas por linhas de transmissão do tipo LXHIOV, ou seja cabos de três condutores em alumínio, para média tensão, com camada semicondutora interior extrudida e reticulada e isolamento de polietileno reticulado, com blindagem individual constituída por fios de cobre aplicados em espiral e com bainha exterior em PVC, maioritariamente subterrâneas [28].

Toda a rede de transmissão e distribuição segue a seguinte filosofia: geração de energia elétrica nas centrais e transmissão até às três subestações principais a 6,6 kV para o caso das centrais baseadas em energias renováveis. No caso da central térmica a fuel diesel a geração de energia elétrica é realizada localmente na subestação da Nova Central. A interligação entre as três subestações é realizada a 30 kV em anel, existindo a juzante na rede a ligação entre as subestações e os postos de transformação (PTs) realizada de forma radial a 6,6 kV. Ainda mais a juzante na rede elétrica existe a ligação entre os PTs e o cliente, realizada ainda de forma radial.

As subestações encontram-se atualmente preparadas para lidar com potências elétricas de acordo com as potências apresentadas na tabela 3.2.

Tabela 3.2 – Carga nas subestações do Porto Santo.

(MVA)	Potência Instalada	Carga Máxima	Potência Disponível		
			Máxima	Média	Variância
Porto Santo	20	7,7	12,3	9,3	1,5
Nova Central	4,0	1,6	2,4	1,8	2,0
Vila Baleira	10,0	3,0	7,0	5,5	5,9
Calheta	6,0	3,2	2,8	1,9	1,9

Os diagramas de carga relativos à ilha diferem sobretudo ao nível das estações do ano, devido à sazonalidade da ocupação da ilha como referido anteriormente. Na figura 3.4 é possível analisar esta variação de carga, ou energia elétrica consumida em cada uma das três subestações da ilha possibilitando que se realize uma análise mais detalhada do problema em questão.

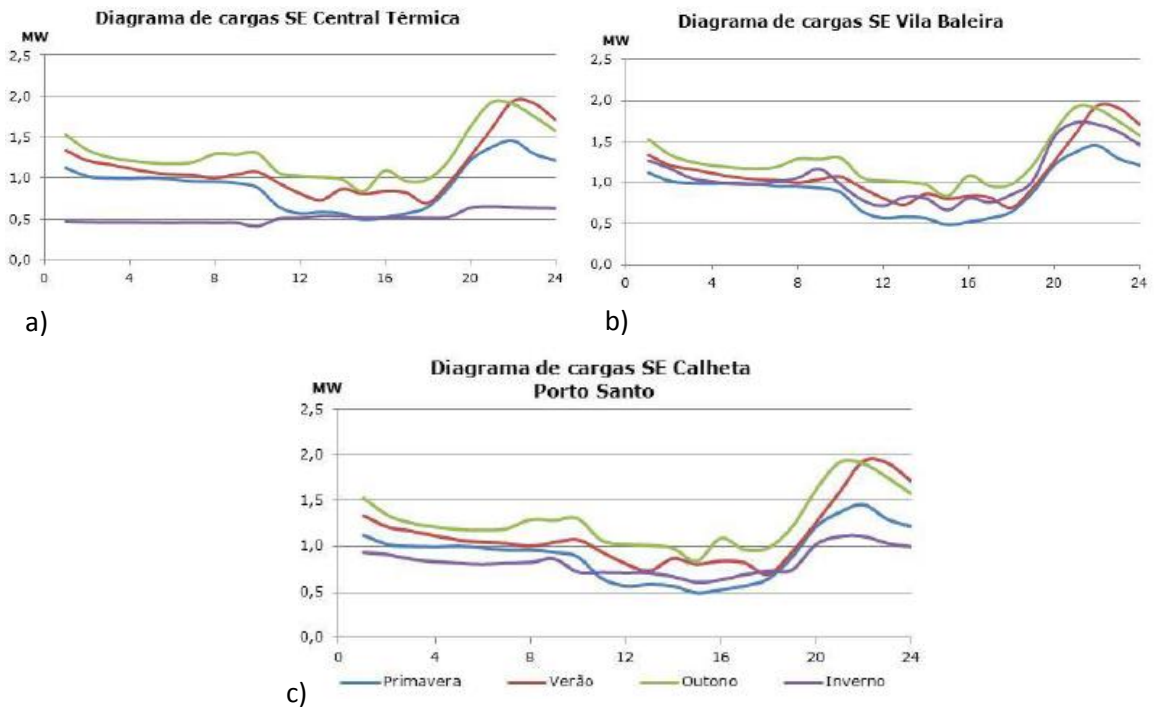


Figura 3.4 - Diagramas de carga das três subestações do Porto Santo [26].

Com base nos dados apresentados na figura 3.4 a), b) e c) é possível construir um diagrama de cargas global da rede, por estação do ano, como apresentado na figura 3.5 a), b), c) e d). Estes diagrama foram construídos com base no documento de caracterização da rede elétrica da EEM bem como em outros dados recolhidos junto da empresa.

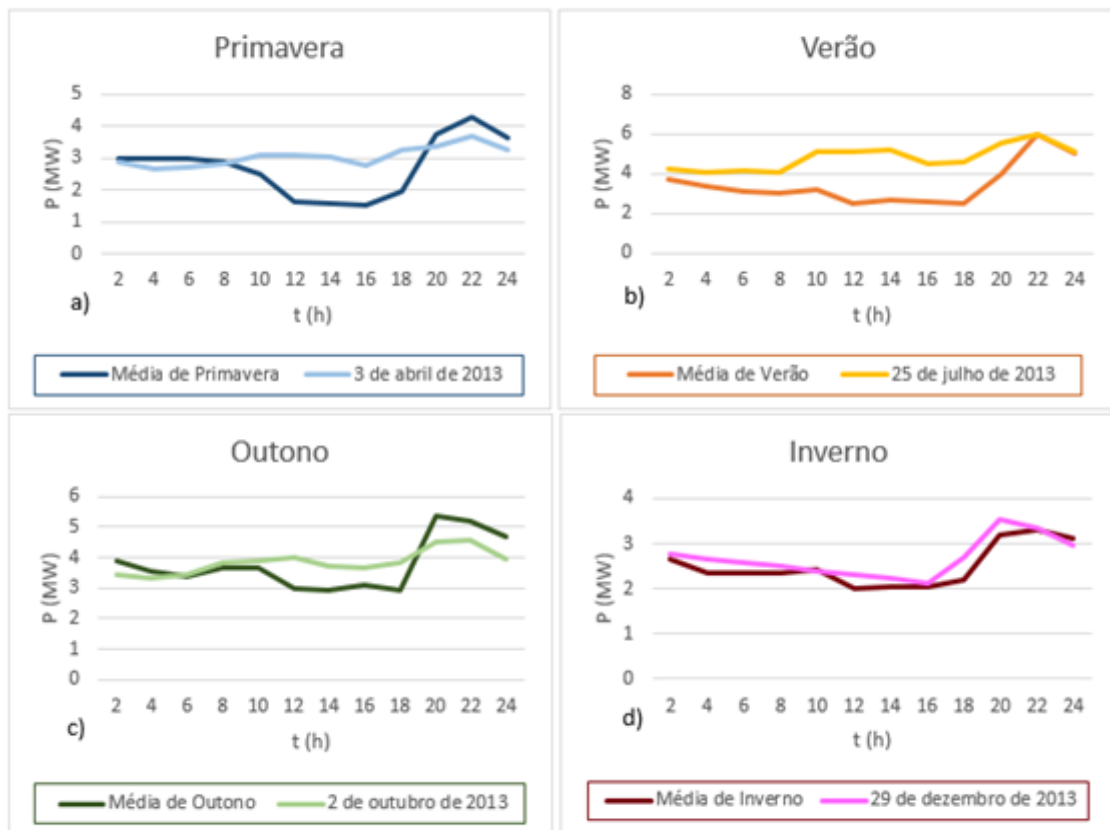


Figura 3.5 – Diagramas de cargas da rede do Porto Santo por estação do ano, em média e durante um dia: a) primavera; b) verão; c) outono; d) inverno.

É possível analisar através da figura 3.5 que existe uma diferença significativa de consumo de energia na ilha, sobretudo entre as estações verão/outono e inverno/primavera. É de salientar que devido a este tipo de oscilação a rede deve estar preparada para lidar com os níveis máximos de potência atingidos, embora estes sejam atingidos durante muito pouco tempo e usualmente entre as 20 h e as 24 h dos meses de verão e outono. Com base na carga média de verão, estação onde ocorrem os picos mais elevados de consumo de energia, procedeu-se à criação do seu diagrama de cargas classificadas, bem como o seu diagrama de probabilidade de carga, ambos apresentados nas figuras 3.6 a) e b).

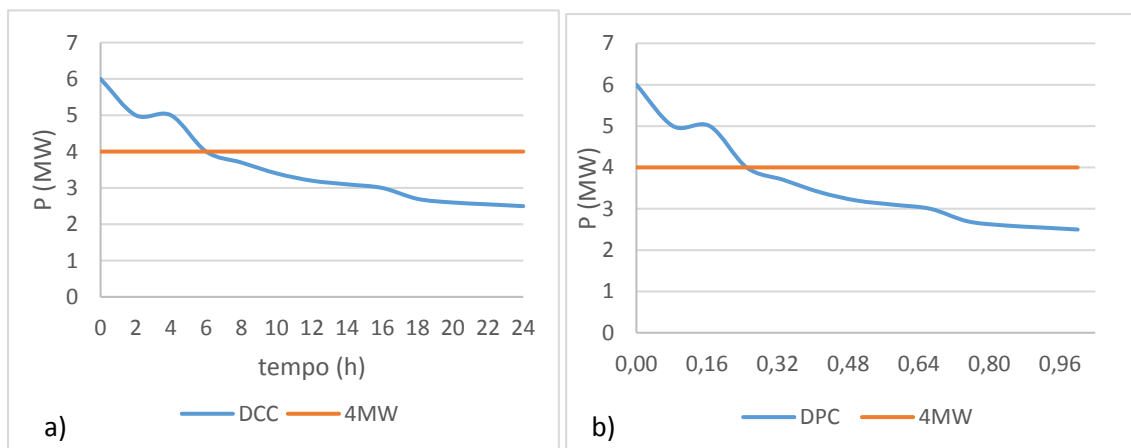


Figura 3.6 – a) Diagrama de cargas classificadas para a carga média de verão da ilha do Porto Santo; b) Diagrama de probabilidade de cargas para a média de verão no Porto Santo.

Por análise da figura 3.6, é possível verificar que durante um máximo de seis horas, ou cerca de 24% de um dia a carga está acima dos 4 MW. A referência são os 4 MW pois é a potência máxima que um grupo térmico é capaz de fornecer. Durante este período de ponta, em cerca de quatro horas a carga verificada não ultrapassa os 5 MW, enquanto que durante uma hora é verificada a ponta máxima, que usualmente não ultrapassa os 6 MW de carga. Os diagramas de cargas classificadas e de probabilidade de carga para as restantes estações do ano são apresentados no Anexo B. Deve-se ainda realçar que o diagrama médio de outono apresenta algumas semelhanças com o de verão, no entanto a ponta máxima é mais baixa, raramente ultrapassando os 5 MW.

Durante os períodos de ponta referidos, o facto da única central de geração de energia elétrica na rede com despacho previsível (com determinado grau de certeza) ser a central térmica, leva a que haja a necessidade de colocar dois grupos térmicos em funcionamento, levando à existência de gastos superiores ao necessário, nomeadamente em termos de manutenção de máquinas elétricas. O facto das horas de ponta ocorrerem após as 20 h também inviabilizam o uso de energia proveniente das centrais renováveis fotovoltaicas.

É nestes períodos de ponta que a adição de um sistema de baterias revela a sua utilidade, visto estas constituírem uma reserva de energia elétrica, quando carregadas, que pode ser aplicada a qualquer altura. Logo, um sistema capaz de compensar durante seis horas (no pior cenário) uma potência entre 1MW e 2MW acaba com a necessidade da dispendiosa colocação em funcionamento de um segundo grupo térmico.

A potência, potencialmente desperdiçada, produzida pelas centrais baseadas em energias renováveis durante as horas de vazio pode ser utilizada para a realização do recarregamento do sistema.

3.2. Descrição dos elementos constituintes da rede

A Empresa de Eletricidade da Madeira disponibilizou, como forma de apoio à realização deste trabalho, as diversas informações acerca das características dos diferentes elementos constituintes da rede do Porto Santo, nomeadamente grupos geradores, linhas de transmissão, transformadores e cargas.

Os principais elementos, quer passivos, quer ativos existentes na rede são os apresentados ao longo das tabelas que se seguem.

Tabela 3.3 – Grupos geradores considerados no projeto da rede do Porto Santo.

Geração de energia elétrica		
Nova Central (Térmica)	Parque fotovoltaico	Parque eólico
Grupos 1 e 2 1,5MW cada (atualmente inativos)	2 grupos inversores Siemens 500kW	2 grupos Vestas V29 225kW cada
Grupos 3 a 6 4MW cada	2 grupos inversores Siemens 500kW	1 grupo Vestas V47 660kW

Na tabela 3.3 apresentam-se apenas os valores de potência ativa de cada um dos geradores existentes, prefazendo uma produção máxima de cerca de 20 MW, com uma reserva girante (diferença entre a potência ativa fornecida e potência ativa máxima de um grupo) máxima de 13 MW. A potência reativa introduzida ou absorvida por cada uma das máquinas foi também considerada na definição dos parâmetros de cada gerador.

Tabela 3.4 – Subestações existentes no Porto Santo.

Subestações		
Nova Central (CNP)	Vila Baleira (VBL)	Calheta (CPS)

Como descrito na tabela 3.4, foram consideradas para fins de simulação as três principais subestações existentes na ilha do Porto Santo: a subestação da Nova Central (CNP), a subestação Vila Baleira (VBL) e a subestação da Calheta (CPS), que interligam todos os centros de produção de energia da ilha através de uma ligação em anel.

Tabela 3.5 – Transformadores afetos à produção e distribuição de energia elétrica.

Transformadores (nas subestações)		
CNP (Produção)	VBL (Distribuição)	CPS (Distribuição)
Grupos 1 e 2 (6,6kV) -> (30kV)	(30kV) -> (6,6kV)	(30kV) -> (6,6kV)
Grupos 3 a 6 (6,6kV) -> (30kV)	(30kV) -> (6,6kV)	-

Como ilustrado na tabela 3.5, a energia elétrica produzida na Central Nova do Porto Santo a 6,6 kV é elevada para uma tensão de 30 kV através dos transformadores afetos a cada um dos grupos geradores. Nas restantes subestações, a energia elétrica transportada a 6,6 kV, com origem nas centrais eólicas e solares, é entregue no barramento de mais baixa tensão de cada subestação.

A distribuição de energia é realizada a 6,6 kV, na interligação entre as três subestações e os restantes postos de transformação.

Todas as subestações têm dois barramentos, interligados por transformadores, um barramento a 30 kV e outro barramento a 6,6 kV.

Tabela 3.6 – Linhas de transmissão consideradas.

Linhas de transmissão (não transformadoras)		
Nó fonte	Nó destino	Distância (km)
CNP (30kV)	VBL (30kV)	2,17
CNP (30kV)	VBL (30kV)	2,17
VBL (30kV)	CPS (30kV)	4,822
VBL (6,6kV)	PTEEM1 (6,6kV)*	4,07
VBL (6,6kV)	PTEEM2 (6,6kV)*	2,95
CPS (6,6kV)	WP1 (6,6kV)**	3,80
PTEEM1 (6,6kV)	WP2 (6,6kV)**	0,50
WP1 (6,6kV)**	WP2 (6,6kV)**	0,30
PTEEM1 (6,6kV)	FP1 (6,6kV)***	1,50
PTEEM2 (6,6kV)	FP2 (6,6kV)***	1,50

* PTEEM – Postos de transformação que interligam as centrais renováveis e a Subestação VBL.

**WP – Barramentos representativos das centrais eólicas;

***FP – Barramentos representativos das centrais fotovoltaicas.

Tabela 3.7 – Carga média em cada uma das subestações [26].

Cargas médias (por subestação)		
CNP	VBL	CPS
1,4MW	2,6MW	2,9MW

As cargas indicadas na tabela 3.7 correspondem a valores médios diários obtidos por via de análise dos diferentes diagramas de cargas da rede. Estas cargas correspondem à carga imposta pelos clientes, do lado de mais baixa tensão (6,6 kV) de cada uma das três subestações principais da ilha.

No porto Santo, o neutro da rede de 30 kV encontra-se ligado à terra através de uma resistência de 60 Ω , ligado ao neutro dos grupos da Central CNP do Porto Santo [26].

As características mais específicas de cada um dos grupos geradores existentes, importantes para fins de simulação, nomeadamente das características dinâmicas da rede, são apresentadas na secção que se segue.

3.2.1. Descrição de parâmetros da geração

3.2.1.1. Máquinas térmicas

No que diz respeito às máquinas térmicas existentes na CNP, foram determinados os principais parâmetros que caracterizam os respetivos grupos geradores, ao nível da sua tensão nominal, potência ativa, reativa e aparente, bem como definida a base de potências para cada grupo individual para facilitar a visualização dos resultados. Os resultados apresentados são para os grupos G3 a G6, os únicos em exploração na rede atualmente.

Os valores de tensão nominal, potência ativa e potência aparente eram conhecidos, pelo que o valor da potência reativa de cada grupo foi calculada através da aplicação do teorema do triângulo de potências, de acordo com:

$$S^2 = P^2 + Q^2 \Rightarrow Q = \sqrt{S^2 - P^2}; \quad (3.1)$$

onde S representa a potência aparente, P a potência ativa da máquina e Q a sua potência reativa. Este cálculo naturalmente foi realizado para as condições limite da máquina (operação a

potência máxima admissível). Os valores obtidos para os parâmetros referidos são apresentados na tabela 3.8.

Tabela 3.8 – Parâmetros dos grupos térmicos a definir no caso de estudo.

Parâmetro	Símbolo	Valor
Tensão nominal	U_n	6,6 kV
Potência Aparente nominal	S_n	5,16 MVA
Potência Ativa Máxima	P	4 MW
Potência Reativa Máxima	Q	3,26 MVar

Para fins de implementação do modelo de simulação foi ainda definida uma potência de base por grupo térmico, definida como 4 MVA.

Um grupo térmico pode ser modelizado como um gerador elétrico síncrono, um sistema de controlo da turbina e um sistema de regulação de tensão. No caso das máquinas existentes na rede do Porto Santo, os modelos mais adequados são:

- Gerador elétrico: Modelo GENSAL – usado para geradores síncronos de pólos salientes;
- Sistema de controlo de turbina: Modelo DEGOV1;
- Sistema de regulação de tensão (AVR – *Automatic Voltage Regulator*): Modelo IEET1;

O esquema que modeliza a interligação entre estes blocos base do modelo são apresentados na figura 3.7.

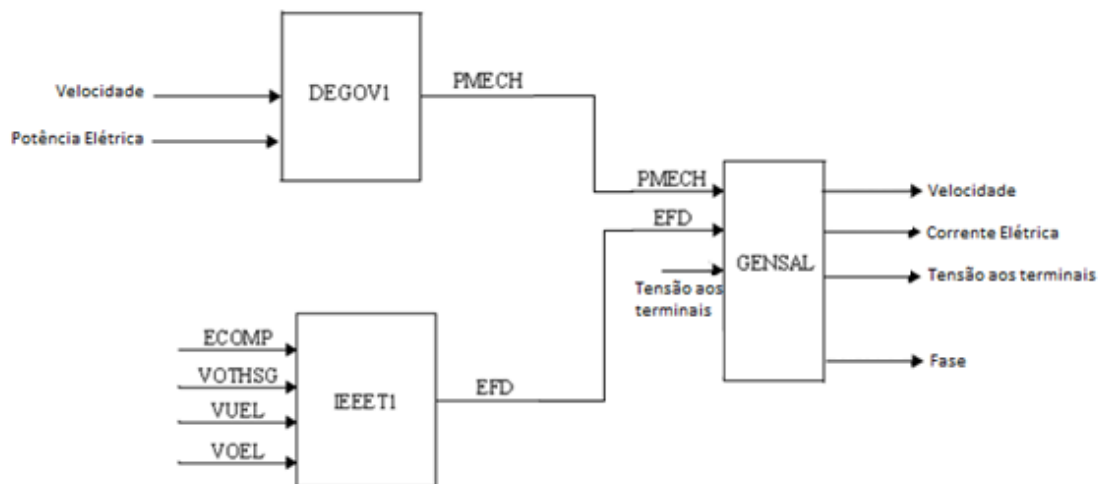


Figura 3.7 – Modelo determinado para um grupo gerador síncrono [27].

O modelo usado para grupos geradores de pólos salientes tem como variáveis de entrada (mecânicas) representadas por $PMECH$ (potência mecânica), EFD (tensão de campo) e V_T (tensão no barramento aos terminais da máquina). À saída tem-se uma máquina que roda a uma velocidade, gerando uma dada corrente elétrica, com uma dada tensão aos terminais e uma determinada fase.

O modelo elétrico do gerador de pólos salientes, usando a teoria do eixo direto e em quadratura para máquinas elétricas é o apresentado na figura 3.8.

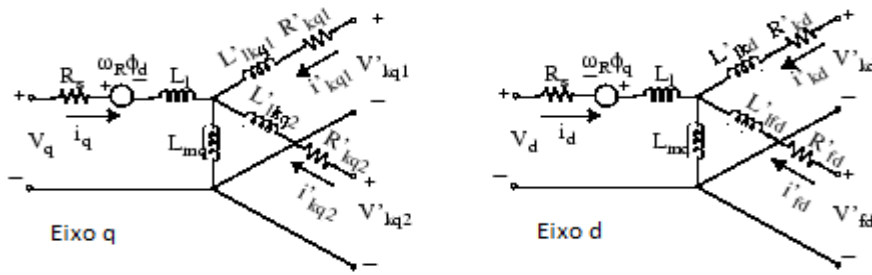


Figura 3.8 – Modelo elétrico do eixo direto e em quadratura do gerador síncrono [27].

O modelo apresentado tem em consideração a dinâmica do estator, do campo e enrolamentos de amortecimento. Todos os parâmetros e quantidades elétricas do rotor da máquina são obtidos relativamente ao estator. Na figura 3.8 d e q identificam quantidades relativas ao eixo direto e em quadratura, r e s quantidades relativas ao rotor e estator, l e m as indutâncias de fuga e de magnetização e finalmente f e k grandezas referentes ao campo e enrolamentos de amortecimento. Assim, este modelo elétrico é definido pelas seguintes equações, resolvidas através das Leis de Kirchoff em ordem ao módulo e fase da tensão [27]:

$$V_d = R_s i_d + \frac{d}{dt} \phi_d - \omega_r \phi_q; \quad (3.2)$$

$$\phi_d = L_d i_d + L_{md} (i'_{fd} + i'_{kd}); \quad (3.3)$$

$$V_q = R_s i_q + \frac{d}{dt} \phi_q - \omega_r \phi_d; \quad (3.4)$$

$$\phi_q = L_d i_q + L_{mq} i'_{kd}; \quad (3.5)$$

$$V'_{fd} = R'_{fd} i'_{fd} + \frac{d}{dt} \phi'_{fd}; \quad (3.6)$$

$$\phi'_{fd} = L'_{fd} i'_{fd} + L_{md} (i_d + i'_{kd}); \quad (3.7)$$

$$V'_{kd} = R'_{kd} i'_{kd} + \frac{d}{dt} \phi'_{kd}; \quad (3.8)$$

$$\phi'_{kd} = L'_{kd} i'_{kd} + L_{md} (i_d + i'_{fd}); \quad (3.9)$$

$$V'_{kq1} = R'_{kq1} i'_{kq1} + \frac{d}{dt} \phi'_{kq1}; \quad (3.10)$$

$$\phi'_{kq1} = L'_{kq1} i'_{kq1} + L_{mq} i_q; \quad (3.11)$$

$$V'_{kq2} = R'_{kq2} i'_{kq2} + \frac{d}{dt} \phi'_{kq2}; \quad (3.12)$$

$$\phi'_{kq2} = L'_{kq2} i'_{kq2} + L_{mq} i_q; \quad (3.13)$$

onde V , i , R e L representam respetivamente os parâmetros elétricos da tensão, corrente, resistência e indutância, e ω e ϕ correspondem à frequência angular e fase das fontes AC apresentadas na figura 3.8 [27].

Ainda relativamente ao modelo GENSAL, na tabela 3.9 apresentam-se resumidamente os principais parâmetros cuja definição é de extrema importância, para dois tipos de máquinas de pólos salientes existentes na CNP.

Tabela 3.9 – Modelização dos grupos geradores térmicos para aplicação nas simulações dinâmicas.

Grupos Geradores 3 a 6		
Modelo Gerador - GENSAL		
Parâmetro	Abrev.	Valor
Constante temporal de regime transitório do eixo direto do rotor	T'd0	2,98 s
Constante temporal de regime subtransitório do eixo direto do rotor	T'' d0	0,04 s
Constante temporal de regime subtransitório do eixo em quadratura do rotor	T'' q0	0,12 s
Inércia	H	1,6 s
Coefficiente de amortecimento	D	0,001 pu
Reactância do eixo direto	Xd	1,431 pu
Reactância do eixo em quadratura	Xq	0,941 pu
Reactância transitória do eixo direto	X'd	0,288 pu
Reactância subtransitória do eixo direto / em quadratura	X''d=X''q	0,212 pu
Reactância de fugas do estator	Xl	0,15 pu
Função de saturação do fluxo a 1 pu	S(1,0)	1,5
Função de saturação do fluxo a 1,2 pu	S(1,2)	1,8

*Valores em pu em relação à base inicial de potências definida (4MVA).

Além do gerador, uma máquina de uma central térmica necessita de um circuito de excitação e regulação de tensão, para que se obtenha o valor da tensão de campo aplicada aos enrolamentos do rotor do gerador de pólos salientes, ou seja que regula a tensão de campo que excita a máquina. O diagrama de blocos que descreve o modelo de excitação ou regulação de tensão é apresentado na figura 3.9.

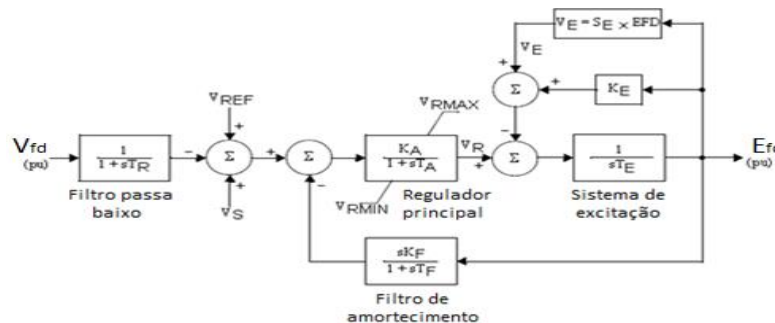


Figura 3.9 – Diagrama de blocos do modelo de excitação IEEET1 (1968) [27].

O sistema de excitação é representado pela função de transferência (3.14), entre a tensão do sistema de excitação, V_{fd} , e a tensão de saída do regulador, E_{fd} ,

$$\frac{E_{fd}}{V_{fd}} = \frac{1}{K_e + sT_e} \quad (3.14)$$

O parâmetro de entrada V_{fd} do AVR apresentado na figura 3.9 corresponde aos parâmetros de sequência positiva de tensão da máquina (V_d e V_q) na forma:

$$V_{fd} = \sqrt{V_d^2 + V_q^2} \quad (3.15)$$

Este sinal é filtrado através de um filtro passa-baixo, como apresentado na figura 3.9, e apresenta uma constante temporal T_F , dada em segundos. Esta é a constante que representa o sistema de primeira ordem de transdução da tensão terminal do estator.

O parâmetro V_{fd} é então subtraído a V_{ref} , que corresponde à tensão desejada aos terminais do estator da máquina e a V_s , que pode corresponder à tensão dada por um sistema de estabilização de tensão, que caso se deseje implementar, oferece uma maior estabilização em caso de oscilações de potência.

O regulador principal consiste num sistema de primeira ordem, com um ganho dado por K_A e uma constante temporal dada por T_A . A saída do regulador principal encontra-se limitada a um valor entre V_{rmax} e V_{rmin} , dados limite da tensão de funcionamento do gerador.

O sistema de excitação apresenta um ganho determinado por K_E e uma constante temporal dada por T_E (em segundos). Por seu lado, o filtro de amortecimento apresenta um ganho dado por K_F e uma constante temporal dada por T_F , num sistema de primeira ordem que representa uma malha de realimentação derivativa.

As características relevantes à implementação do modelo do AVR aplicado às máquinas térmicas da CNP são apresentadas na tabela 3.10.

Tabela 3.10 – Características dos AVR (Automatic Voltage Regulators) da central térmica do Porto Santo.

Modelo de Excitação – IEEET1	Grupos 3 a 6	
Constante temporal do filtro passa baixo	TR	0,023s
Ganho do regulador	KA	200
Constante temporal do regulador	TA	0,84s
Limite superior de saída (EFD Max)	VRMAX	3,5pu
Limite inferior de saída (EFD Min)	VRMIN	-2,5pu
Ganho do excitador	KE	1
Constante temporal do excitador	TE	0,3s
Ganho do filtro de amortecimento	KF	0,12
Constante temporal do filtro de amortecimento	TF	0,9s
Comutador	Switch	0
Valor de EFD	E1	2,47
Saturação ao valor E1 de EFD	SE(E1)	0,035
Valor de EFD	E2	3,5
Saturação ao valor E2 de EFD	SE(E2)	0,6

As máquinas térmicas existentes na rede contam ainda com um mecanismo de controlo das turbinas (*turbine governor*) consistindo em compensadores da velocidade de operação da máquina. Com base na potência elétrica desejada e na velocidade da turbina este compensador determina a potência mecânica necessária para a correta operação do gerador. O compensador de velocidade ou controlador da turbina DEGOV1 (*Woodward diesel governor*) pode ser modelizado através do diagrama de blocos apresentado na figura 3.10.

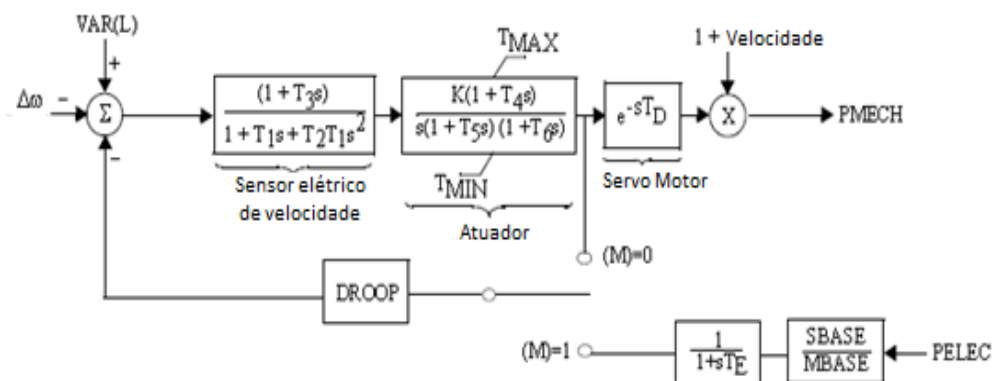


Figura 3.10 – Diagrama de blocos do compensador segundo o modelo DEGOV1 [26].

Neste modelo de controlo de um motor/gerador a diesel o controlo de velocidade é realizado usando ou um acelerador mecânico ou um sistema elétrico de potência realimentado. Este modelo consiste num sensor elétrico de velocidade, um atuador hidro-mecânico e um motor a diesel. A saída do atuador consiste numa variação de posição de uma válvula, que fornece o abastecimento de combustível ao gerador. A quantidade de energia gerada por ciclo de rotação do motor é diretamente proporcional à quantidade de combustível que é injetada durante esse ciclo [27].

Ao se multiplicar a energia desenvolvida por ciclo pela velocidade rotacional do gerador, obtém-se a potência que é entregue à turbina principal do gerador, sendo os limites do atuador designados como limites de torque (T_{max} e T_{min}).

Na figura 3.10, $Var(L)$ representa a referência de carga para o sistema, $\Delta\omega$ a variação de velocidade angular da máquina e $Droop$ o escorregamento da turbina em regime permanente. O estado da constante M pode ser 0, caso se mantenham as condições da rede ou 1, caso hajam alterações, tendo-se em conta a referência de potência elétrica. Os valores das constantes a aplicar no modelo para os sistemas de controlo de turbina existente na rede do Porto Santo, bem como a sua descrição, são apresentados na tabela 3.11.

Tabela 3.11 – Modelo de compensador das máquinas térmicas.

Modelo de compensador – DEGOV1	Grupos 3 a 6	
Constantes temporais relativas ao sensor elétrico de velocidade	T1	0,2s
	T2	0,3s
	T3	0,5s
Ganho do Regulador	K	9
Constantes temporais relativas ao atuador	T4	1
	T5	0,1
	T6	0,2
Constante temporal do motor	TD	0,045
Torque Máximo	TMAX	1
Torque Mínimo	TMIN	0
Escorregamento em regime permanente	Droop	0,07
Constante temporal de controlo adicional	TE	0

Desta forma, cada um dos grupos térmicos pode ser modelizado a partir do seu respetivo tipo de gerador, regulador de tensão e controlador.

3.2.1.2. Máquinas eólicas

Os geradores eólicos da central da ilha do Porto Santo designada por WP1, cujo fabricante é a *Siemens*, usam dois grupos geradores VESTAS V29 com unidades de 225 kW, cujo modelo mais adequado é o de gerador assíncrono com controlo via resistência (geradores de tipo 2 – ver secção 2.3). A central eólica designada por WP2, usa um grupo gerador VESTAS V47 de 660 kW também com controlo através de resistência do rotor, podendo ser modelizado como um grupo gerador assíncrono de três fases com rotor em gaiola de esquilo e controlador de corrente no rotor VESTAS (VRCC – *Vestas Rotor Current Control*). Este modelo tem o diagrama de conectividade apresentado na figura 3.11.

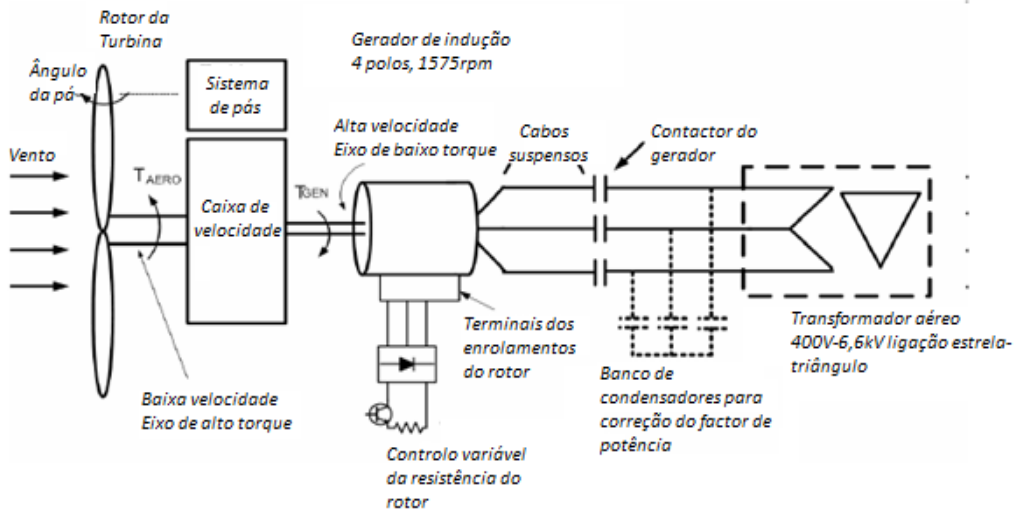


Figura 3.11 – Modelo de gerador eólico de tipo 2 [29].

Os geradores eólicos podem assim ser modelizados através de três componentes fundamentais: modelo de gerador, modelo de controlo eléctrico (pseudo-controlador através da variação da resistência do rotor), modelo mecânico (das pás) e modelo aerodinâmico (características aerodinâmicas da máquina), com o diagrama de conectividade apresentado na figura 3.12.

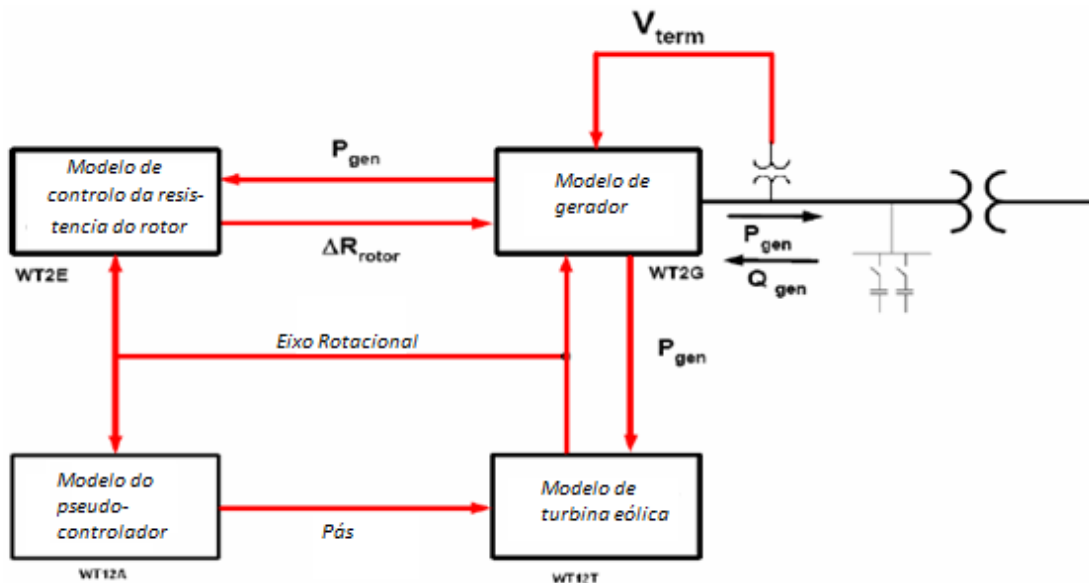


Figura 3.12 – Diagrama de conectividade para a interação entre blocos de um gerador eólico de tipo 2 [27].

No que concerne às principais características de cada um dos geradores, Vestas V29 e Vestas V47, elas são apresentadas na tabela 3.12, juntamente com uma descrição de cada um dos parâmetros que caracterizam os geradores assíncronos de cada um dos grupos de produção de energia eléctrica.

Tabela 3.12 – Geradores eólicos VESTAS V29 e VESTAS V47 – Modelos de gerador.

Grupo VESTAS V29			Grupo VESTAS V47		
Modelo Gerador			Modelo Gerador		
Parâmetro	Abrev.	Valor	Parâmetro	Abrev.	Valor
Resposta temporal transitória em circuito aberto	T	0,846 s	Resposta temporal transitória em circuito aberto	T	1 s
Resposta temporal constante subtransitória	T''	0 s	Resposta temporal constante subtransitória	T''	0 s
Reactância síncrona	X	3,927 pu	Reactância síncrona	X	3,927 pu
Reactância transitória	X'	0,1773 pu	Reactância transitória	X'	0,1773 pu
Reactância subtransitória	X''	0 pu	Reactância subtransitória	X''	0 pu
Reactância de fugas	Xl	0,1 pu	Reactância de fugas	Xl	0,1 pu
Primeira coordenada de saturação	E1	1 pu	Primeira coordenada de saturação	E1	1 pu
Função de saturação do fluxo magnético a E1	S(E1)	0,03 pu	Função de saturação do fluxo magnético a E1	S(E1)	0,03 pu
Segunda coordenada de saturação	E2	1,2 pu	Segunda coordenada de saturação	E2	1,2 pu
Função de saturação do fluxo magnético a E2	S(E2)	0,179 pu	Função de saturação do fluxo magnético a E2	S(E2)	0,179 pu

No que diz respeito às restantes características do modelo eólico de tipo 2, a aplicar na modelização dos sistemas de produção de energia, foi ainda necessário definir o seu modelo elétrico (de controlo de corrente), bem como o seu modelo mecânico e modelo aerodinâmico.

3.2.1.3. Painéis solares

O parque fotovoltaico de 2 MW da ilha do Porto Santo é constituído por dois módulos fotovoltaicos de instalação fixa do tipo policristalino. Cada um destes módulos é capaz de gerar 205 W_p (*Watt Peak*) de potência DC. Cada módulo encontra-se ligado a dois grupos inversores cujas características principais são apresentadas na tabela 3.13.

Tabela 3.13 – Características conhecidas acerca dos painéis solares fotovoltaicos.

Inversores			
Fabricante	Potência (kW)	Grupos	Total (kW)
Siemens	500	2	1000
Siemens	500	2	1000

Os grupos inversores existentes na rede apresentam um rendimento de 98,1%, podendo ter até três *inputs* DC, com uma potência máxima de 513 kW. A tensão MPP (*maximum power point*) é regulada entre os 450 V e os 750 V [30].

A modelização destes sistemas seguiu caminhos diferentes nos dois programas usados, pelo que uma descrição mais aprofundada relativa às características simuladas é apresentada nos respetivos tópicos da simulação em PSSE e em *Matlab*.

3.3. Esquema da rede para simulação

Após a realização da análise da constituição e características dos componentes da rede descreve-se o modelo de rede, apresentado na figura 3.13 segundo o seu diagrama unifilar, implementado no PSSE.

A rede implementada foi modelizada com profundidade até ao nível das subestações, representando-se todas as centrais de geração de energia elétrica, ligações existentes entre centrais e subestações, anel de transporte de energia que interliga as três subestações da ilha e transformadores afetos à distribuição de energia. Na figura 3.13 salientam-se as diferentes partes da rede.

A rede a juzante foi representada como uma carga, ligada a cada uma das subestações do lado da distribuição. O valor da carga definido foi variando de acordo com as necessidades dos testes que se realizaram.

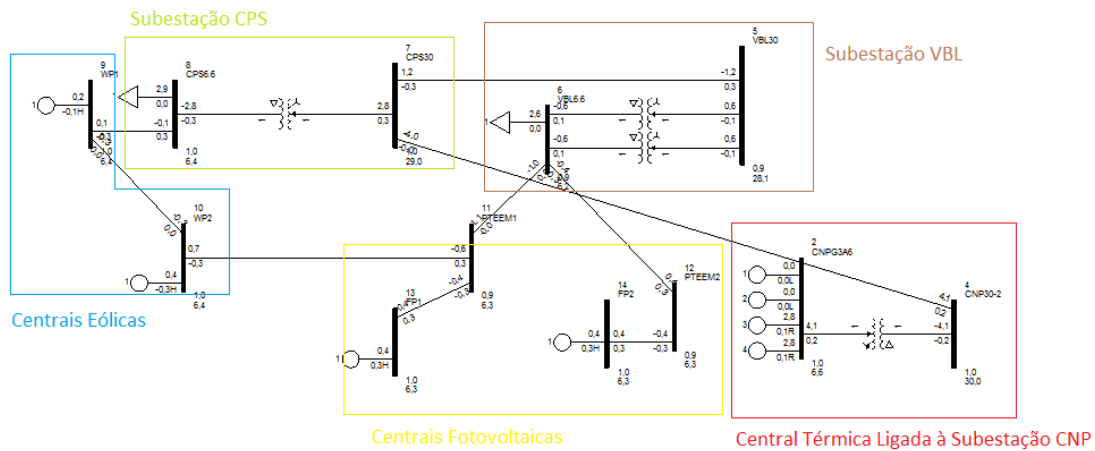


Figura 3.13– Diagrama unifilar da rede do Porto Santo.

Seguiu-se exatamente a mesma linha de implementação para a realização de simulações no *software Matlab*, como se ilustra na figura 3.14.

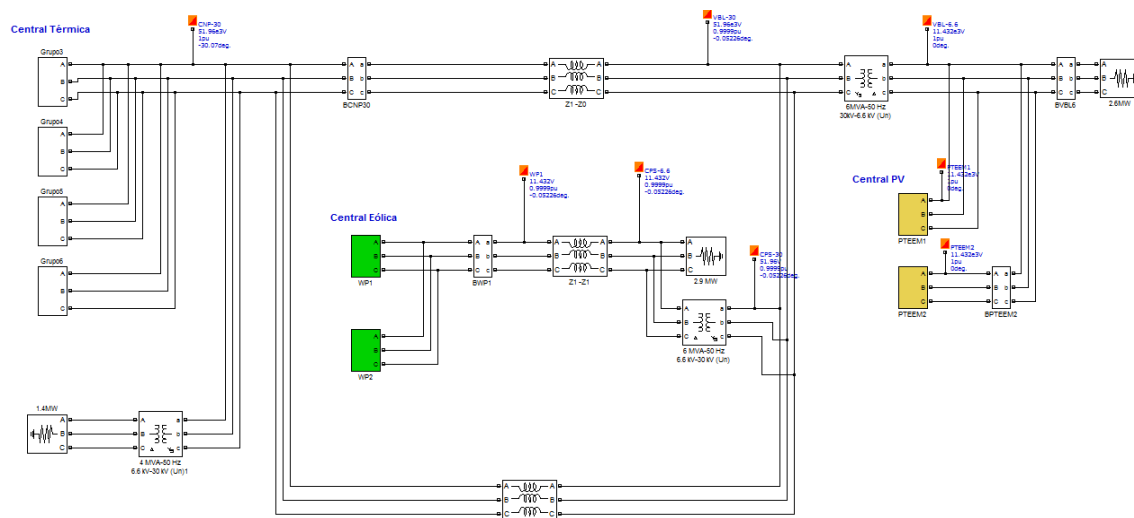


Figura 3.14 – Esquema da rede implementada em Matlab/Simulink.

Ambos os esquemas apresentados modelizam a mesma rede, tendo-se usado na implementação de ambos as mesmas características (ou as mais aproximadas possível) nos parâmetros de geradores, linhas, transformadores, cargas e outros componentes. Na figura 3.14 a rede é observável numa configuração trifásica, ao invés da representação unifilar apresentada na figura 3.13.

3.4. Simulação vetorial do funcionamento da rede no PSSE

Para iniciar um caso de estudo no *software PSSE* começou-se por criar a estrutura geral do estudo – ficheiro *Save Case File* (.sav) que contém todos os dados no que diz respeito à organização e elementos da rede elétrica em questão. Neste ficheiro são adicionadas todas as informações ao nível de barramentos, linhas de transmissão, transformadores e cargas, bem

como todas as informações relativas a características estáticas de máquinas, como a sua tensão e potência (ativa e reativa) nominal, reatâncias, limites de operação entre outras características.

Assim, foram definidos os catorze barramentos no PSSE que advêm do esquema de rede determinado, com cada um deles (ou grupo) a representar diferentes zonas da rede, de acordo com a tabela 3.14.

Tabela 3.14 – Barramentos implementados no PSSE para simular a rede do Porto Santo.

Barramento	Elementos associados ao Barramento
1 – CNPG1G2	Grupos geradores 1 e 2 da Central Nova do Porto Santo;
2- CNPG3A6	Grupos geradores 3 a 6 da Central Nova do Porto Santo;
3 – CNP30-1	Barramento da subestação CNP de 30kV
4 – CNP30-2	Barramento da subestação CNP de 30kV
5 – VBL-30	Barramento da subestação VBL de 30kV
6 – VBL-6.6	Barramento da subestação VBL de 6.6kV
7 – CPS-30	Barramento da subestação CPS de 30kV
8 – CPS-6.6	Barramento da subestação VBL de 6.6kV
9 – WP1	Barramento associado à central eólica 1
10 – WP2	Barramento associado à central eólica 2
11- PTEEM1	Barramento de ligação da central PV à subestação VBL
12 – PTEEM2	Barramento de ligação da central PV à subestação VBL
13 – FP1	Barramento associado à central PV
14 – FP2	Barramento associado à central PV

A implementação dos elementos ativos e passivos da rede no PSSE, associados a cada barramento, é descrita nos tópicos 3.4.1. a 3.4.6.

3.4.1. Central Térmica

Começou-se por definir no *Save Case File* do PSSE as características estáticas das máquinas térmicas da Central Nova do Porto Santo, de acordo com as suas características gerais.

Procedeu-se ainda à criação do ficheiro com os modelos dinâmicos de cada um dos grupos geradores da central CNP, através da opção *Dynamics* do programa usando os modelos GENSAL para o gerador, IEEET1 para o modelo de excitação da máquina e DEGOV1 para o modelo do controlador de turbina, com as características analisadas no ponto 3.2.1, visto estes modelos base já existirem no programa, sendo apenas necessário definir as suas características. Todas as características implementadas neste ficheiro são apresentadas no Anexo C.

3.4.2. Central eólica

Definiu-se no *Save Case File* do PSSE as características estáticas das máquinas eólicas das duas centrais eólicas da ilha, de acordo com as suas características gerais.

Procedeu-se então à criação do ficheiro com os modelos dinâmicos de cada uma das máquinas eólicas, sendo usado para os geradores o modelo WT2G2, para máquinas eólicas de tipo 2, o modelo elétrico WT12E1 adequado a máquinas eólicas de tipo 1 ou 2, o modelo mecânico WT12T1 e o modelo aerodinâmico WT12A1, cada um deles aplicando as características indicadas na secção 3.2.1.2. Todas as características implementadas neste ficheiro são apresentadas no Anexo C.

3.4.3. Central Fotovoltaica

Na versão utilizada do *software* PSSE não existem modelos de sistemas solares fotovoltaicos pré definidos, pelo que é necessário implementar uma rotina que seja reconhecida pelo PSSE como um modelo criado pelo utilizador – *User model*. Nesta situação, decidiu-se utilizar as semelhanças existentes com as rotinas de ligação de ficheiros dinâmicos CONEC e CONET já existentes no *software*, realizando as ligações necessárias para criar um modelo fotovoltaico adequado. Estes modelos seguem sempre uma estrutura específica de forma a respeitar a estrutura relativa aos processos executados pela atividade DYRE que executa as simulações dinâmicas.

Os dados relativos ao modelo foram implementados seguindo a estrutura apresentada na figura 3.15. O código implementado para a simulação da central fotovoltaica, com cada um dos componentes necessários à constituição da central fotovoltaica pode ser observado na sua integridade no Anexo C.

```
BUSID 'USRMDL' IM 'model name' IC IT NI NC NS NV data list /
```

Figura 3.15 – Estrutura de dados relativa à criação de modelos de elementos da rede elétrica [29].

O campo identificado na figura anterior como 'USRMDL' pode diferir, correspondendo ao tipo de elemento cujo modelo se pretende criar.

A descrição de cada um dos parâmetros presentes na figura 3.15 é apresentada na tabela 3.15.

Tabela 3.15 – Parâmetros aplicáveis à programação de novos modelos.

Parâmetro	Significado
BUSID	Identificação do barramento onde se encontra o modelo
'USRMDL'	Tipo de modelo de utilizador
IM	Identificador do tipo de máquina
'model name'	Nome dado ao modelo pelo utilizador
IC	Código do tipo de modelo de utilizador
IT	Modelo sem injeção de corrente/ com injeção de corrente ou de medição
NI	Número de parâmetros inteiros (<500)
NC	Número de parâmetros constantes (<1000)
NS	Número de variáveis de estado
NV	Número de parâmetros variáveis
<i>Data list</i>	Lista de parâmetros
/	Terminador

Na definição do modelo do gerador fotovoltaico encontra-se a identificação de cada um dos seus parâmetros, bem como os valores dos dados a si associados. As entradas de dados correspondem ao número de ICONS (inteiros) seguida do número de CONS (constantes) do modelo criado.

Considerando-se o modelo do painel similar ao modelo de gerador eólico WT4, ou seja gerador ligado à rede por via de um conversor eletrónico de potência, com a particularidade da adição de uma função de radiação solar. É possível escolher como IC o código 101 (modelo de gerador eólico), chamando-se assim a rotina CONEC relativa a este modelo (com todas as constantes e inteiros associadas a um gerador deste tipo). Da mesma forma são descritos os modelos da central fotovoltaica de acordo com o IC para cada um dos componentes [29]:

- 101 = *Wind generator model* - Adaptação de um modelo de gerador eólico – ‘PVGU1’;
- 102 = *Wind electrical control model* - Adaptação de um modelo de controlo elétrico – ‘PVEU1’;
- 103 = *Wind turbine (mechanical) model* - Adaptação de um modelo mecânico – Correspondente ao painel PV – ‘PANELU1’;
- 104 = *Wind pitch control model* - Adaptação do modelo de controlo das pás do gerador eólico – modelo de radiação solar – ‘IRRADU1’;

Relativamente ao parâmetro IT, pode ser classificado como 0, 1 ou 2 dependentemente se o modelo criado é de injeção de corrente (1), monitorização (2) ou nenhum deles (0).

Assim, o modelo de central fotovoltaica implementado no PSSE segue o diagrama de blocos apresentado na figura 3.16.

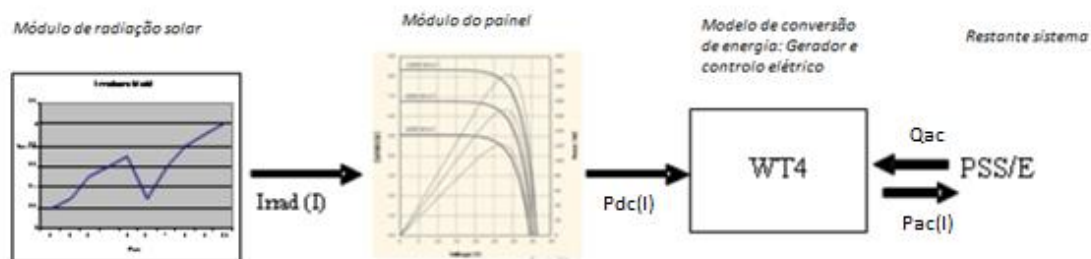


Figura 3.16 – Modelo completo de uma central PV implementada no PSSE [29].

Assim, obtém-se um sistema cuja injeção de potência na rede varia de acordo com uma função de radiação. Esta potência é entregue à rede elétrica através de um conversor DC/AC. Os modelos definidos pelo utilizador pela via apresentada são introduzidos através da criação de um ficheiro (em um editor de texto comum), com as características apresentadas anteriormente, procedendo-se à gravação do mesmo com a extensão *.dvr* (*Dynamic Raw Data File*). Aquando da criação dos modelos dinâmicos dos elementos da rede, deve-se usar como ficheiro base este ficheiro criado, pois em adição aos modelos base existentes, estão também disponíveis os modelos criados pelo utilizador.

3.4.4. Subestações

As três principais subestações do Porto Santo encontram-se interligadas por um anel de transporte de energia elétrica, que é de extrema importância inclusive para a existência de redundância na rede. Caso exista uma falha em uma das linhas de transporte é possível manter a globalidade da rede interligada, como se ilustra nas figura 3.17.

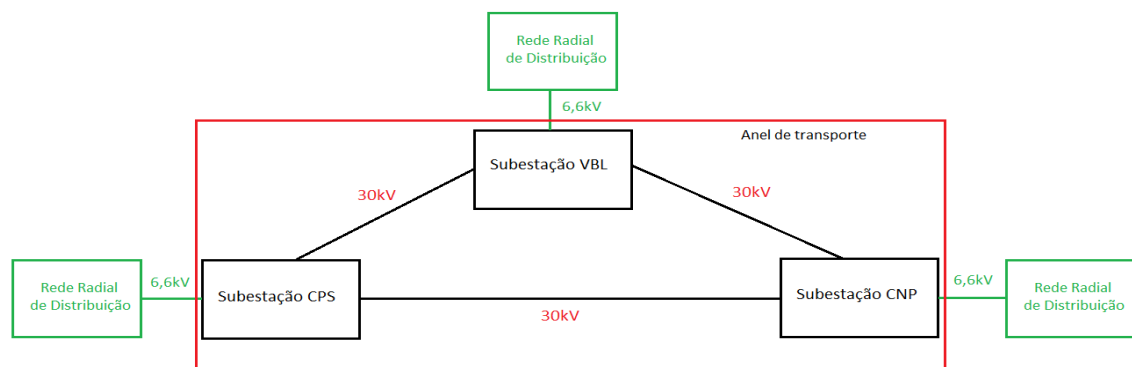


Figura 3.17 – Anel de distribuição da rede do Porto Santo.

É observável a partir da figura 3.17 que o anel de transporte da rede do Porto Santo aumenta a resiliência da rede na medida em que é possível o funcionamento em estado normal (N barramentos) ou N-1 no caso da interrupção de uma das ligações de 30 kV do anel.

A função deste anel de transporte consiste ainda na interligação das diferentes centrais existentes na ilha, visto a central CNP estar ligada à subestação CNP, e as centrais renováveis encontrarem-se ligadas quer à subestação CPS, quer à subestação VBL.

Estas características de conectividade foram todas consideradas na implementação em PSSE.

3.4.5. Linhas de Transmissão e Cargas

As características implementadas no PSSE para as linhas de transmissão correspondem às características das linhas existentes no Porto Santo, em termos de comprimento de linha, tipo de materiais, impedância da linha, entre outras características. Os valores utilizados para cada uma das características dos elementos são apresentadas no Anexo D.

Em termos de carga da rede, nas diversas simulações foram utilizados os valores de potência média do lado do cliente em cada uma das subestações, para diferentes alturas do dia, para horas de vazio e de ponta, com base nos diagramas de carga analisados em 3.1.

3.4.6. Resultados obtidos

Com o modelo da rede do Porto Santo implementado em PSSE (com base na rede atual, sem sistema de compensação com baterias) realizaram-se diversos testes de simulação, para análise do funcionamento desta rede em diversas condições de operação. Separaram-se os testes realizados em testes de características estáticas da rede e testes das características dinâmicas da rede.

3.4.6.1. Testes de características estáticas da rede

Após a implementação de todos os elementos da rede começou-se por criar o ficheiro com extensão *.sld* por forma a obter uma visualização gráfica da rede criada e possibilitar a visualização e análise de diferentes aspetos relativos à rede.

Procedeu-se então à verificação da viabilidade do modelo implementado, através da obtenção da solução do trânsito de energia da mesma. O PSSE permite a obtenção desta solução através de vários métodos iterativos existentes, nomeadamente *Gauss-Seidel* e *Newton-Raphson* e suas variantes. Com maior ou menor número de iterações foi obtida a solução do trânsito de energia em todos os métodos disponíveis, como é observável na figura 3.18.

```

Reached tolerance in 2 iterations

Largest mismatch:      -0.02 MW      0.08 Mvar      0.08 MVA at bus 13 [FP1      6.6000]
System total absolute mismatch:      0.36 MVA

SWING BUS SUMMARY:
  BUS# X-- NAME --X BASKV      PGEN      PMAX      PMIN      QGEN      QMAX      QMIN
    2 CNPG3A6      6.6000      5.3+      13.6      6.8      0.1      8.0      0.0
  
```

Figura 3.18 – Resultado obtido da resolução do trânsito de energia da rede através do método de Newton-Raphson completo.

Salienta-se a verde na figura 3.18 o resultado geral obtido. Em duas iterações do método usado a rede passou a operar com os parâmetros dentro dos limites. Caso tal solução não fosse

possível de obter a mensagem obtida poderia ser de impossibilidade de atingir estes limites de operação após um determinado número de iterações ou uma mensagem “blown up” inicial.

Procedeu-se então à análise dos diagramas de contorno da rede, onde se definiu como a operação a tensão nominal em cada ponto da rede (1,0 pu) na base de tensão de cada um dos barramentos como a cor verde. A operação abaixo desta tensão leva ao diagrama de contorno se tornar azul e acima desta se tornar vermelho, com variação de tons de forma proporcional à alteração. O limite inferior de tensão definido para a rede foi de 0,9 pu e o valor máximo como 1,1 pu. Em condição normal de operação o diagrama obtido foi o apresentado na figura 3.19.

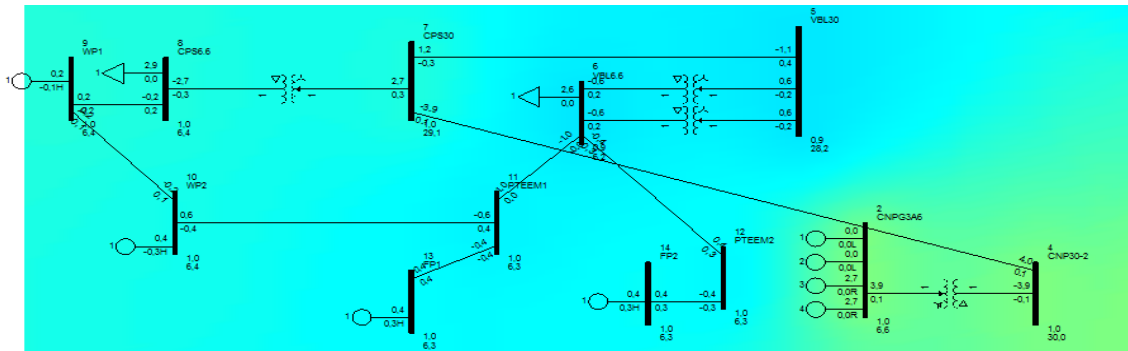


Figura 3.19 – Diagrama de contorno obtido para a rede.

É possível ainda analisar os fluxos de potência ativa e reativa na rede, como apresentado na figura 3.20.

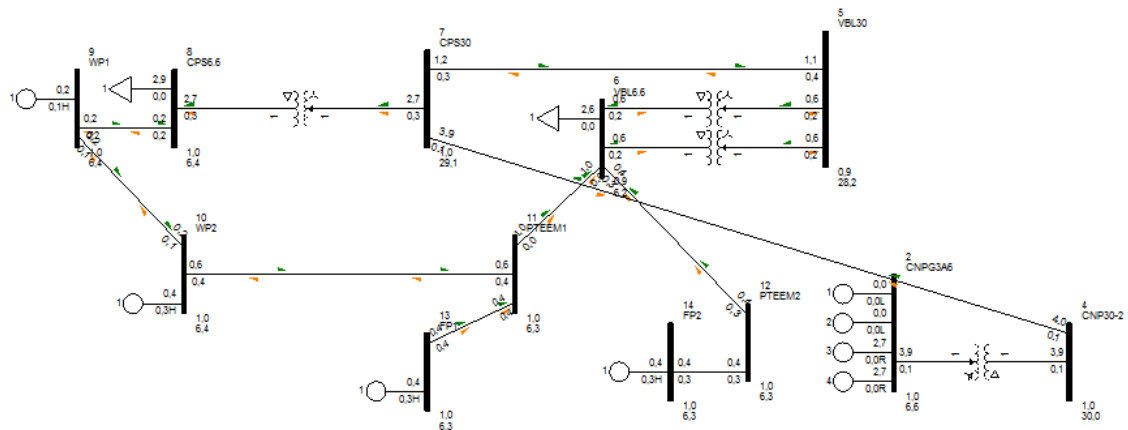


Figura 3.20– Fluxo de potência na rede.

Na figura 3.20 o fluxo de potência ativa é representado a verde e o fluxo de potência reativa a laranja.

3.4.6.2. Testes de características dinâmicas da rede

Como dinâmica entende-se uma simulação vetorial do funcionamento da rede ao longo do tempo, embora possam se tratar de testes em funcionamento normal ou com outras perturbações externas. Ao longo desta secção apresentam-se alguns cenários criados para a rede modelizada, apenas como forma de verificação do seu funcionamento dentro dos parâmetros previstos.

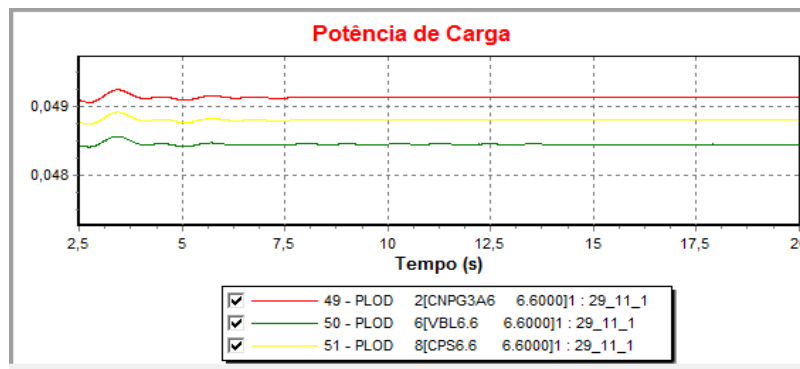
Os resultados apresentados sob a forma gráfica são dados (na maioria das situações) em p.u. na base global da rede ou da máquina em questão, pelo que indexada ao gráfico encontra-se sempre uma expressão que traduz os valores obtidos para as respetivas unidades.

Cenário 1:

- Carga baixa: 3 MW – um grupo gerador síncrono mantém a rede;
- Contribuição das renováveis: 0,7 MW – eólica; 0,7 MW – solar;
- Sem banco de baterias.

Este cenário é verificado efetivamente durante grande parte do inverno e outono e períodos de vazio do diagrama de carga na primavera e verão.

Utilizou-se a ferramenta *PlotBook*, módulo integrante do PSSE para visualizar de forma gráfica os resultados obtidos. Começou-se por verificar se a solução encontrada para os parâmetros introduzidos em termos de potência de carga da rede se encontrava de acordo com o previsto (3 MW), como se apresenta na figura 3.21.

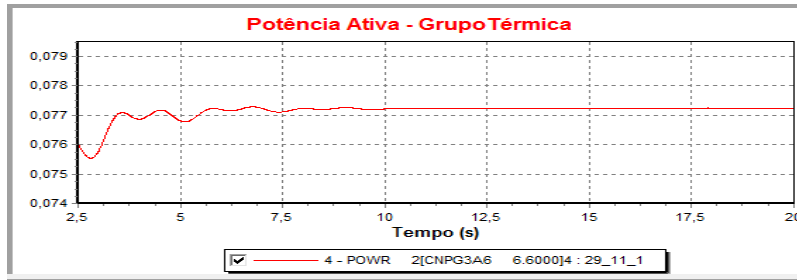


$$P_{carga\ total} = P_{Carga} \times P_{base} = (0,0491 + 0,0489 + 0,0485) \times 20 = \mathbf{2,93MW}$$

Figura 3.21 – Potência de carga efetivamente verificada ao longo da resolução da simulação dinâmica.

A alimentação elétrica das cargas da rede verificada ao longo do tempo de simulação mantém-se praticamente constante a aproximadamente 2,93 MW. Esta pequena divergência do valor introduzido como parâmetro pretendido para o valor de carga na rede (3 MW) acontece devido ao facto do software usar métodos de conversão dos parâmetros introduzidos, neste caso conversão de cargas ao seu equivalente elétrico usando o modelo de impedância da fonte (Z_{source}), pelo que durante a simulação dinâmica obtém-se sempre uma resolução que é a aproximação possível aos parâmetros introduzidos.

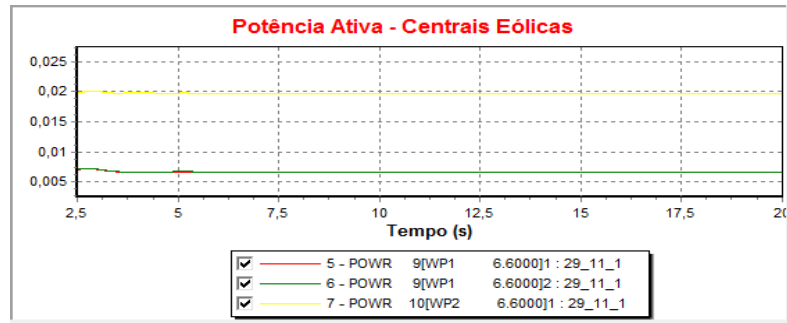
Procedeu-se então à análise da potência ativa gerada na central térmica, como se apresenta na figura 3.22. A potência de base foi definida como 20 MW pelo facto de ser aproximadamente a potência máxima que todos os grupos geradores da rede da ilha do Porto Santo serem capazes de produzir (constituindo 100% da potência elétrica que conceptualmente poderia ser gerada).



$$P_{ativa\ térmica} = P_{Grupo} \times P_{base} = 0,077 \times 20 = \mathbf{1,54MW}$$

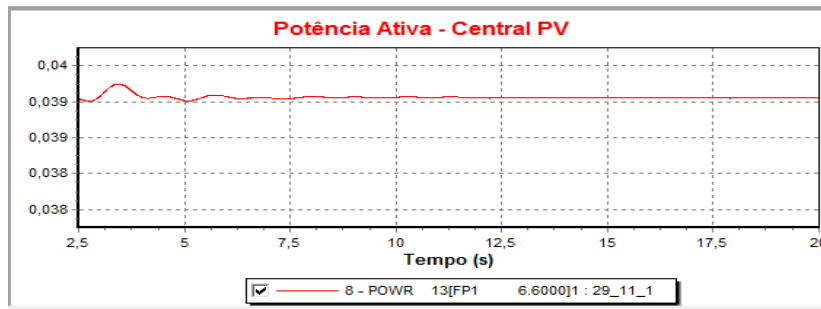
Figura 3.22 – Potência ativa gerada pelo grupo térmico em atividade.

Na figura 3.22 verificou-se um funcionamento estável da máquina térmica em regime permanente. Nos primeiros segundos de simulação verifica-se a convergência dos métodos iterativos usados pelo programa na resolução do trânsito de energia, convergindo então para uma potência ativa gerada em torno dos 1,54 MW, mantendo-se estável até ao término dos 20s de simulação. Da mesma forma, apresentam-se nas figuras 3.23 e 3.24 os contributos de potência entregue à rede pelas centrais baseadas em energias renováveis.



$$P_{ativa\ eólicas} = (2 \times 0,0075 + 0,02) \times P_{base} = 0,035 \times 20 = \mathbf{0,7MW}$$

Figura 3.23 – Potência ativa gerada nas centrais eólicas.



$$P_{ativa\ pv} = 0,039 \times P_{base} = 0,039 \times 20 = \mathbf{0,78MW}$$

Figura 3.24 – Potência ativa gerada na central fotovoltaica.

Verifica-se assim, uma potência total dos grupos geradores existentes na rede dada por:

$$P_{ativa\ total} = 1,54MW + 0,7MW + 0,78MW = \mathbf{3,02MW}$$

Observou-se ainda a potência relativa introduzida ou consumida pelas diversas máquinas da rede, como apresentado na figura 3.25.

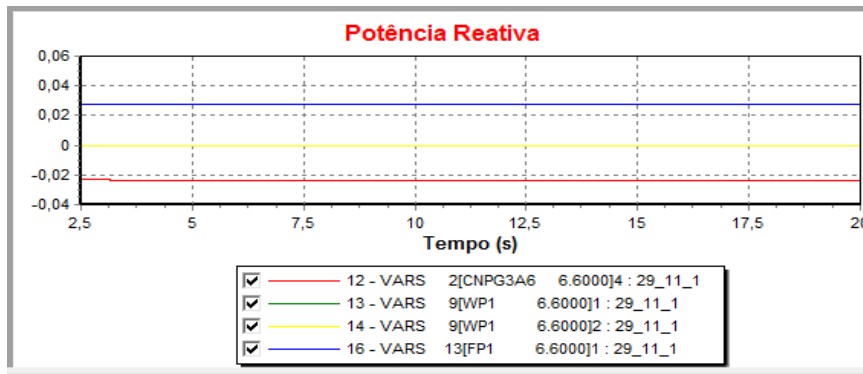


Figura 3.25 – Potência reativa observada em diversos barramentos da rede.

Verifica-se que nesta situação, para manutenção dos níveis de tensão o regulador automático de tensão tem as máquinas síncronas em situação de subexcitação por forma a estas consumirem potência reativa da rede.

Relativamente à frequência de operação da rede elétrica, na figura 3.26 ilustra-se o desvio deste parâmetro em relação à frequência central de operação da rede, neste caso em relação a 50 Hz.

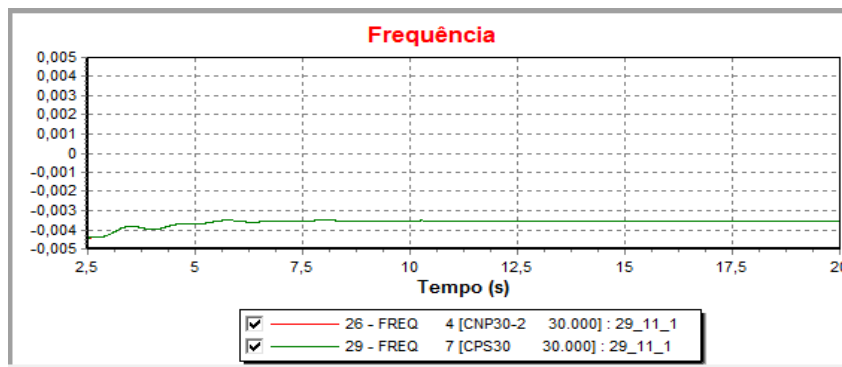


Figura 3.26 – Desvio de frequência de operação da rede em relação à frequência central.

Verifica-se assim, pela figura 3.26 que a rede modelizada encontra-se em operação a uma frequência de 49,996 Hz constantes para o nível de carga também constante simulado, estando muito aproximada da frequência central de 50 Hz.

O grupo térmico mantém a rede nestas condições operando a menos de 40% da sua capacidade máxima como se pode verificar em na figura 3.27.

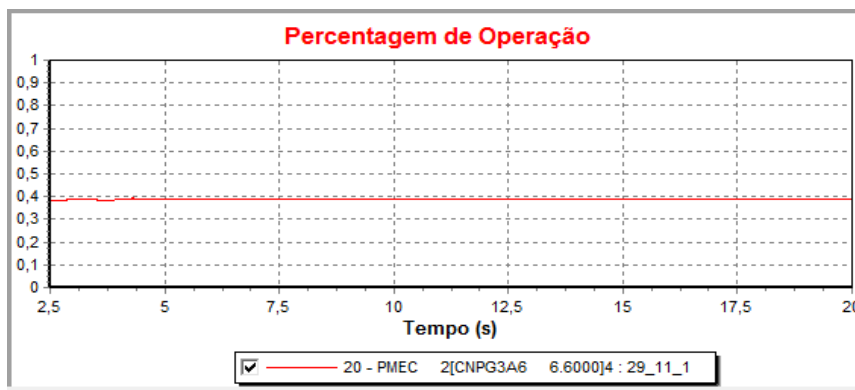


Figura 3.27 – Percentagem de operação do grupo térmico em atividade.

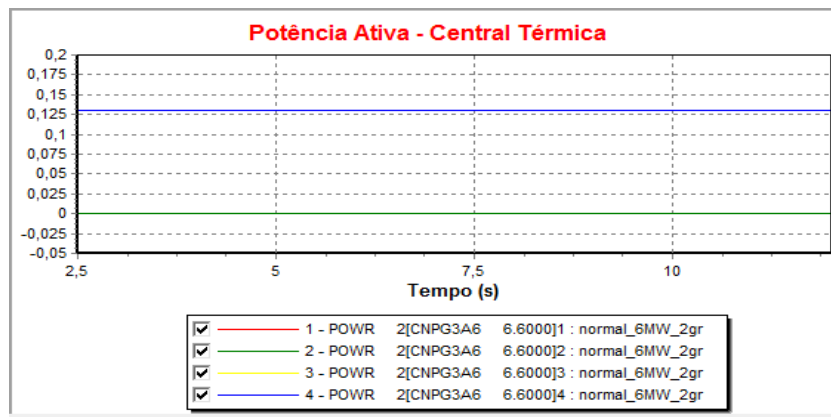
Neste cenário de operação da rede não se verifica a necessidade de introdução de um sistema de baterias, visto existir um grupo térmico apenas a manter a rede sem qualquer dificuldade, existindo ainda uma elevada reserva girante. Esta situação de carga é útil, no caso de introdução do sistema, para que se aproveite esta reserva para o recarregar.

Cenário 2:

- Carga de ponta: 6 MW – 2 grupos geradores síncronos mantêm a rede;
- Contribuição das renováveis: 0,5 MW – eólica; 0,7 MW – solar;
- Sem banco de baterias;

Este nível de carga é verificado durante o início de períodos de ponta durante o mês de agosto ou durante períodos de ponta do mês de julho/junho/setembro.

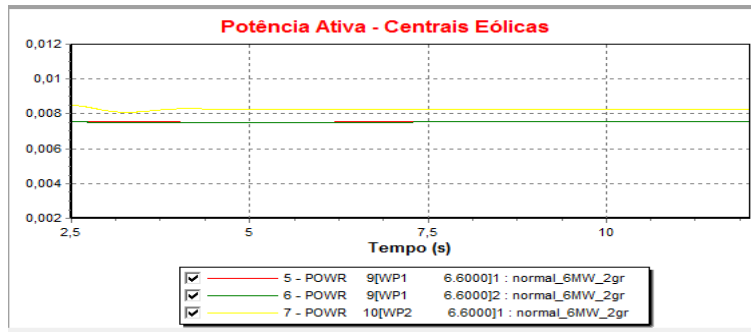
Começou-se por analisar a potência ativa introduzida na rede pela central térmica, como apresentado na figura 3.28.



$$P_{ativa\ térmica} = 2 \times 0,125 \times P_{base} = 2 \times 0,125 \times 20 = 5MW$$

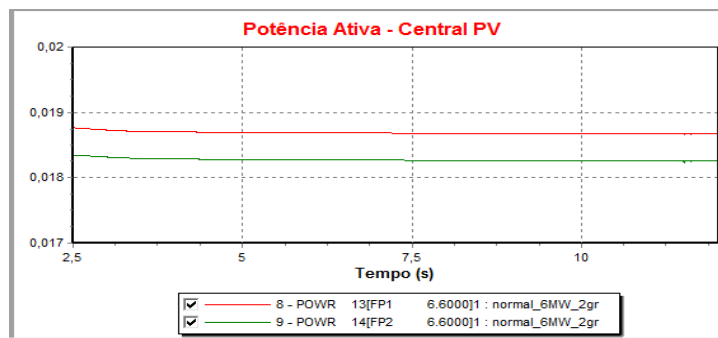
Figura 3.28 – Potência ativa gerada por dois grupos térmicos.

São necessários dois grupos térmicos em atividade, para esta situação de carga visto a capacidade de produção de energia elétrica de apenas um deles ser de 4 MW. Assim, para o sistema se manter estável, mesmo com uma contribuição elevada por parte das renováveis é imperativo que dois grupos em conjunto (com capacidade máxima de produção de energia de 8 MW) mantenham a rede em funcionamento. Devido ao facto de ambos os grupos terem características idênticas (em termos de modelização, que não contempla o desgaste da máquina em si) eles equilibram-se em termos de geração de energia elétrica, com cada um a gerar 2,5 MW de potência elétrica ao longo do regime permanente da simulação. Nas figuras 3.29 e 3.30 são ilustradas as potências elétricas geradas em cada uma das centrais baseadas em renováveis.



$$P_{ativa\ eólicas} = (2 \times 0,0075 + 0,0085) \times P_{base} = 0,0235 \times 20 = \mathbf{0,47MW}$$

Figura 3.29 – Potência ativa gerada nas centrais eólicas.



$$P_{ativa\ pv} = (0,0188 + 0,0183) \times P_{base} = 0,0371 \times 20 = \mathbf{0,742MW}$$

Figura 3.30 – Potência ativa gerada em cada um dos dois módulos da central pv.

As potências geradas em cada uma das centrais baseadas em renováveis, de 0,47 MW e 0,742 MW são muito aproximadas ao cenário previsto. Assim, obtém-se uma potência gerada de:

$$P_{ativa\ total} = 5MW + 0,47MW + 0,742MW = \mathbf{6,212MW}.$$

Esta potência gerada contempla naturalmente as perdas nos restantes elementos constituintes da mesma.

Em termos de potência reativa, pode-se observar a incidência dos seus níveis em alguns barramentos da rede na figura 3.31.

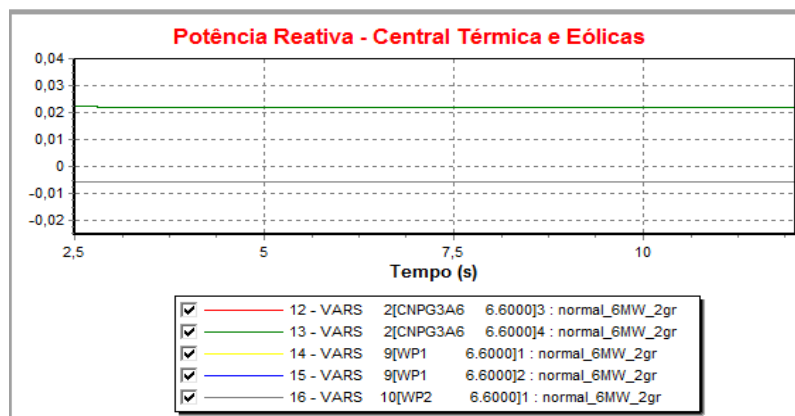


Figura 3.31 – Potência reativa nos barramentos associados à central térmica e eólica.

Os níveis de potência reativa na rede encontram-se de acordo com as necessidades de magnetização dos núcleos das diferentes máquinas elétricas, com as máquinas assíncronas associadas à central eólica a consumirem potência reativa, neste caso fornecida pelas máquinas síncronas da central térmica.

A frequência de operação da rede ao longo do período de simulação é apresentada na figura 3.32.

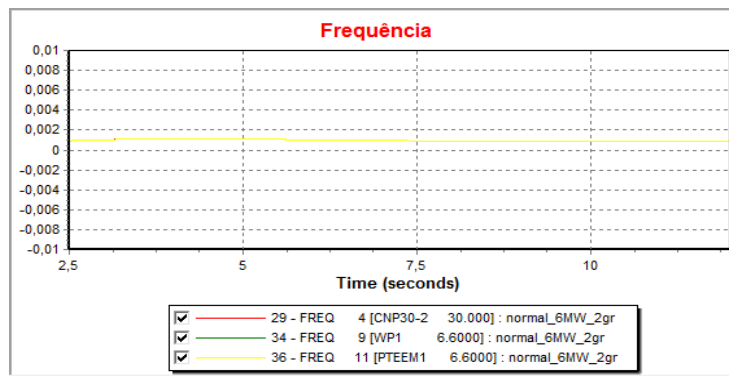


Figura 3.32 – Desvio de frequência de operação da rede.

Em regime permanente não se verificam oscilações na frequência de operação da rede, encontrando-se esta situada em cerca de 50,001 Hz ao longo da simulação.

É possível ainda observar o módulo e fase da tensão na rede em cada barramento na figura 3.33.

	Voltage (pu)	Angle (deg)
CNPG3A6	1,0000	0,00
CNP30-2	1,0000	-0,00
VBL30	0,9459	-3,74
VBL6.6	0,9459	-3,74
CPS30	0,9722	-2,42
CPS6.6	0,9722	-2,42
WP1	0,9739	-2,15
WP2	0,9674	-2,57
PTEEM1	0,9569	-3,34
PTEEM2	0,9627	-4,13
FP1	0,9652	-3,37
FP2	0,9707	-4,14

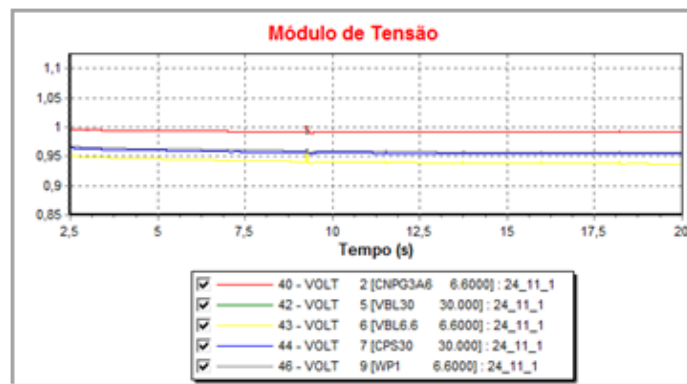


Figura 3.33 – Módulo e fase da tensão nos diferentes barramentos da rede sob a forma de lista e sob a forma gráfica.

Na figura 3.33 é possível observar o módulo da tensão ao longo do tempo nesta simulação, para diferentes barramentos da rede, encontrando-se sempre acima dos 0,95 pu.

É neste tipo de cenário que a contribuição do banco de baterias será notória. Visto os períodos em que a rede do Porto Santo atinge estes níveis de carga não serem usualmente muito longos, sendo verificados nomeadamente na época alta (verão). Este cenário representa qualquer carga acima de 4 MW, onde é necessário ter dois grupos térmicos em funcionamento, havendo uma elevada reserva. Com a introdução do sistema de baterias, apenas é necessário manter um grupo térmico em funcionamento.

3.5. Simulação temporal do funcionamento da rede no *Matlab*

Para a realização de uma análise no domínio dos tempos, bem como para possibilitar a realização de testes adequados ao funcionamento de um sistema de conversão de energia elétrica procedeu-se ao desenvolvimento de um modelo da rede elétrica do Porto Santo em *Matlab/Simulink* com características idênticas ao modelo de rede implementado no PSSE. Ao longo dos tópicos que se seguem são descritos os diferentes modelos de elementos da rede desenvolvidos.

3.5.1. Central térmica

Foram modeizados em *Matlab/Simulink* os quatro grupos geradores térmicos em exploração na Central Nova do Porto Santo, como ilustrado na figura 3.34 o exemplo de um dos grupos.

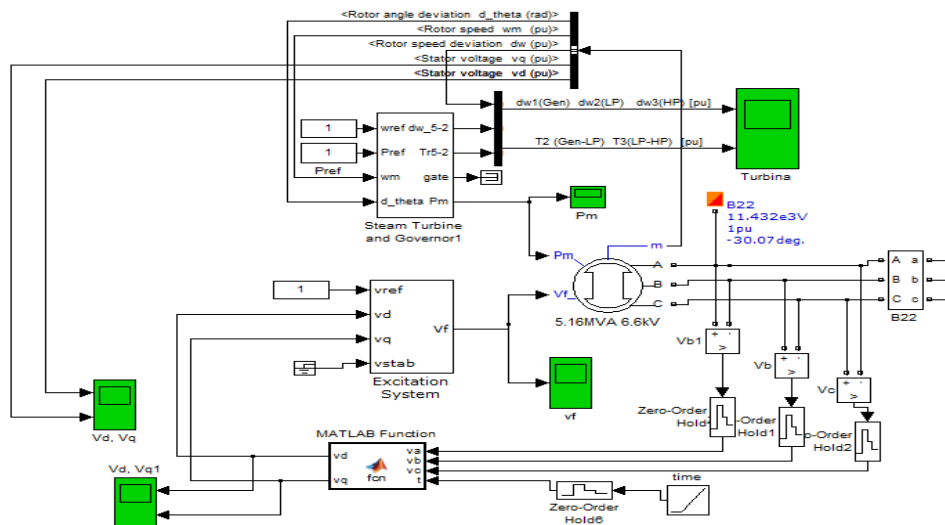


Figura 3.34 – Modelo implementado para cada grupo térmico da CNP.

O modelo apresentado na figura 3.34 consiste num grupo gerador síncrono modelizado de acordo com os dados conhecidos acerca das máquinas térmicas da rede, com um sistema de controlo, ou regulador de turbina diesel e um sistema automático de regulação de tensão.

O bloco *Steam Turbine and Governor* consiste no sistema de controlo de velocidade que segue a norma DEGOV1. Este sistema pode controlar um sistema de massa única (um único *output* de torque) ou multi-massa (múltiplos *outputs* de torque – vetor de até quatro) aplicado ao gerador síncrono. O bloco de excitação segue a norma IEEET1. Os restantes parâmetros usados na definição do modelo segundo os sistemas existentes no Porto Santo são os apresentados ao longo do ponto 3.2.1.

O sistema de regulação de velocidade DEGOV1 tem como parâmetros de entrada a velocidade angular de referência (ω_{ref}) e potência de referência no estado inicial (P_{ref}), bem como a velocidade angular da máquina síncrona verificada (ω_m) e ainda o desvio do factor de potência verificado (d_{theta}). A partir destes parâmetros é calculada a potência mecânica que o gerador síncrono deve debitar.

O regulador automático de tensão recebe como parâmetros de entrada a tensão de referência inicial (em pu), ligação a um sistema de estabilização (caso exista, neste caso ligado à massa) e duas coordenadas da tensão atual do sistema: V_d e V_q , ou seja componente direta e em quadratura da tensão.

O cálculo de V_d e V_q através da transformada de *Park* a partir das coordenadas *abc* foi integrado no sistema através de um bloco *Matlab Function*, que realiza o cálculo:

$$V_d = \frac{2}{3} \times (V_a \sin(\omega t) + V_b \sin\left(\omega t - \frac{2\pi}{3}\right) + V_c \sin\left(\omega t + \frac{2\pi}{3}\right)); \quad (3.16)$$

$$V_q = \frac{2}{3} \times (V_a \cos(\omega t) + V_b \cos\left(\omega t - \frac{2\pi}{3}\right) + V_c \cos\left(\omega t + \frac{2\pi}{3}\right)); \quad (3.17)$$

onde V_a , V_b e V_c correspondem à tensão normalizada para cada uma das fases do sistema trifásico, sendo normalizada para o sistema pu dividindo-se cada uma delas por uma tensão de base, que neste caso foi definida como:

$$V_{base} = V_{fase-neutro\ RMS} \times \sqrt{3} = 6,6\ kV \times \sqrt{3} = 11,432\ kV. \quad (3.18)$$

Em (3.16) e (3.17) ω corresponde à velocidade angular do sistema, dada por $2\pi f$ ($f=50$ Hz) e t corresponde ao tempo, definido de forma externa por uma função em rampa com frequência de amostragem igual à frequência de amostragem da simulação. A ligação à rede é realizada em estrela. A totalidade do código desta função *Matlab* é apresentada no Anexo E.

Com os parâmetros de entrada referidos o regulador de tensão fornece à saída a tensão de campo aplicada ao gerador síncrono de forma a regular a tensão aos seus terminais.

A máquina síncrona foi ainda definida como uma máquina de pólos salientes, tal como nas simulações realizadas no *software* PSSE.

Após a geração de potência elétrica na central térmica a $6,6\ kV_{rms}$ (fase-neutro), a tensão é elevada via um transformador elevador que faz a ligação da central com a rede de transporte da ilha a $30\ kV_{rms}$.

Cada um dos quatro grupos geradores térmicos em funcionamento na rede do Porto Santo foi implementado e testado em *Matlab/Simulink*, ligando-se o sistema a uma carga RLC trifásica de potência (ativa e reativa) adequada aos limites de produção de cada grupo para testar o funcionamento no arranque e em regime permanente. Verificou-se que segundo o modelo implementado, os parâmetros elétricos da máquina síncrona levam cerca de 2s a estabilizar, ou seja até entrar em regime permanente, sendo o período anterior (de arranque) um regime transitório. Na figura 3.35 estes parâmetros elétricos são apresentados durante o regime permanente e na figura 3.36 num período de tempo inferior, também em regime permanente como forma de observação da forma de onda dos sinais de tensão e corrente.

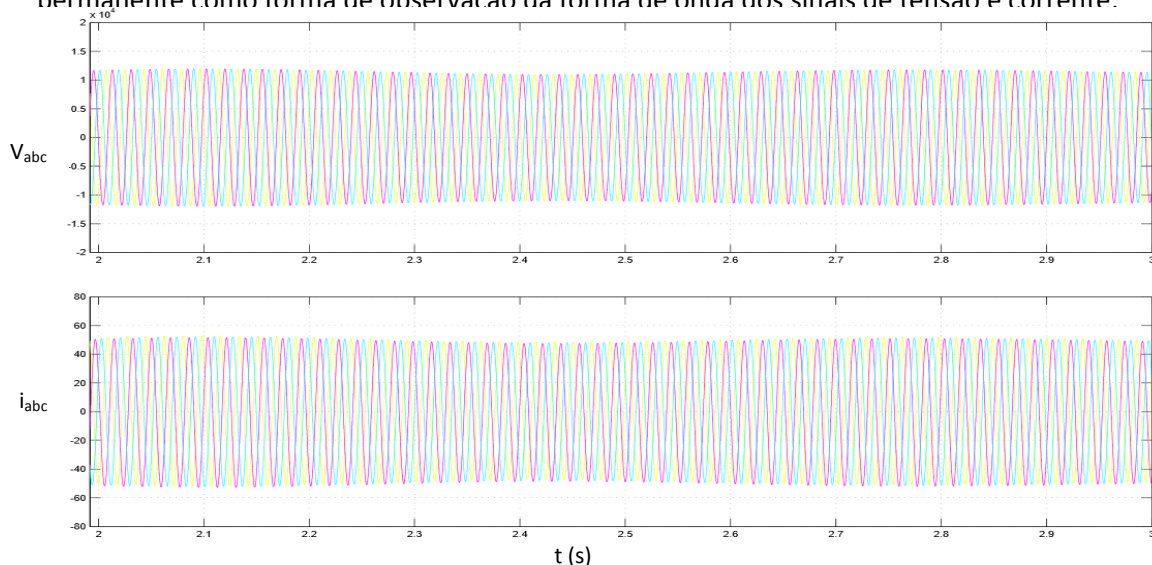


Figura 3.35 – Tensão (em cima) e corrente por fase observada nos enrolamentos do estator da máquina síncrona

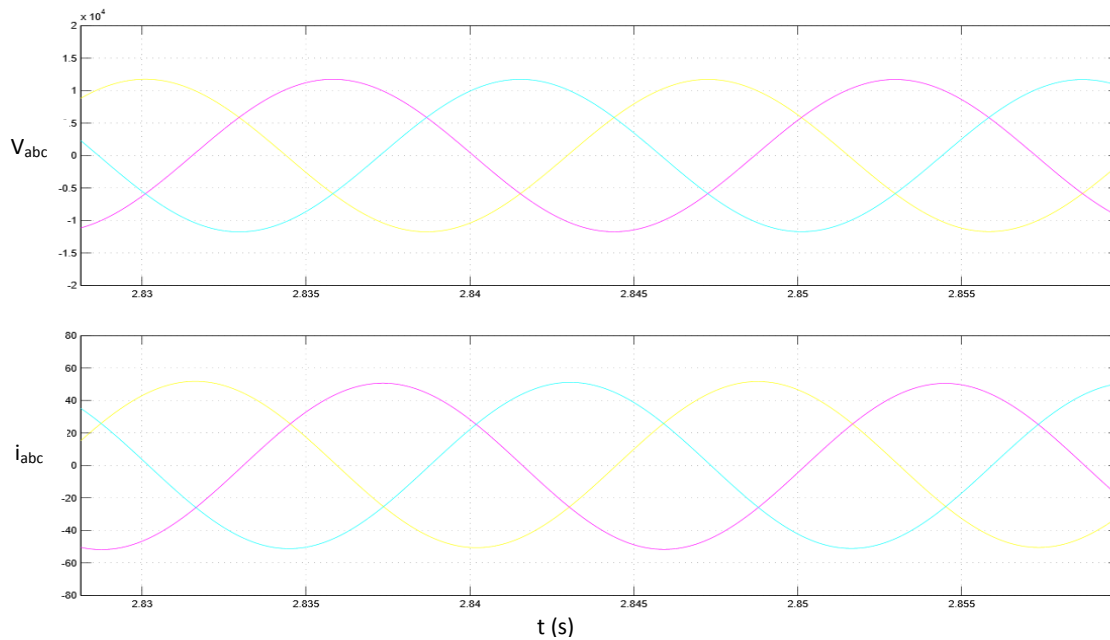


Figura 3.36 - Tensão (em cima) e corrente por fase observada durante 25 ms de simulação.

É observável pela figura 3.36 que a frequência de operação do gerador é de 50 Hz (um ciclo a cada 20 ms) alimentando uma carga resistiva (factor de potência = 1) de 700 kW, através da aplicação da expressão:

$$P_{3\text{ fases}} = 3 \times V_{f-n\text{ RMS}} \times I_{f\text{ RMS}} = 3 \times 6600 \times \frac{50}{\sqrt{2}} = 700\text{ kW}. \quad (3.19)$$

Verifica-se o correto funcionamento do sistema, com o gerador síncrono a fornecer a alimentação elétrica da carga, como pretendido.

Os quatro grupos geradores foram ainda testados em conjunto, ligados à rede de distribuição de energia da ilha, sendo a restante rede vista nesta simulação como uma carga (de 5 MW), segundo o esquema apresentado na figura 3.37.

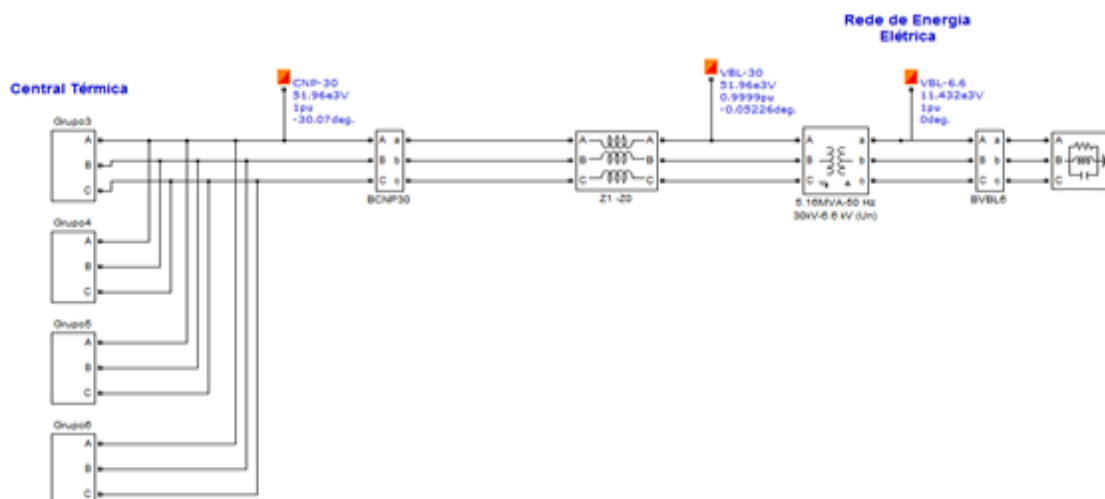


Figura 3.37 – Teste realizado com os quatro geradores ligados em paralelo a uma rede elétrica.

Como se pode observar na figura 3.37, foi aplicado o modelo de linha de transmissão curta na interligação do barramento após geração a 30 kV, baixando-se o valor desta tensão para 6,6 kV ao nível da carga. Os indicadores a laranja assinalam os barramentos, neste caso

representando uma porção da rede do Porto Santo – ligação entre a central CNP e a subestação VBL do lado de mais alta tensão e o barramento de mais baixa tensão da subestação VBL.

Nas figuras 3.38 e 3.39 são ilustrados alguns dos resultados obtidos.

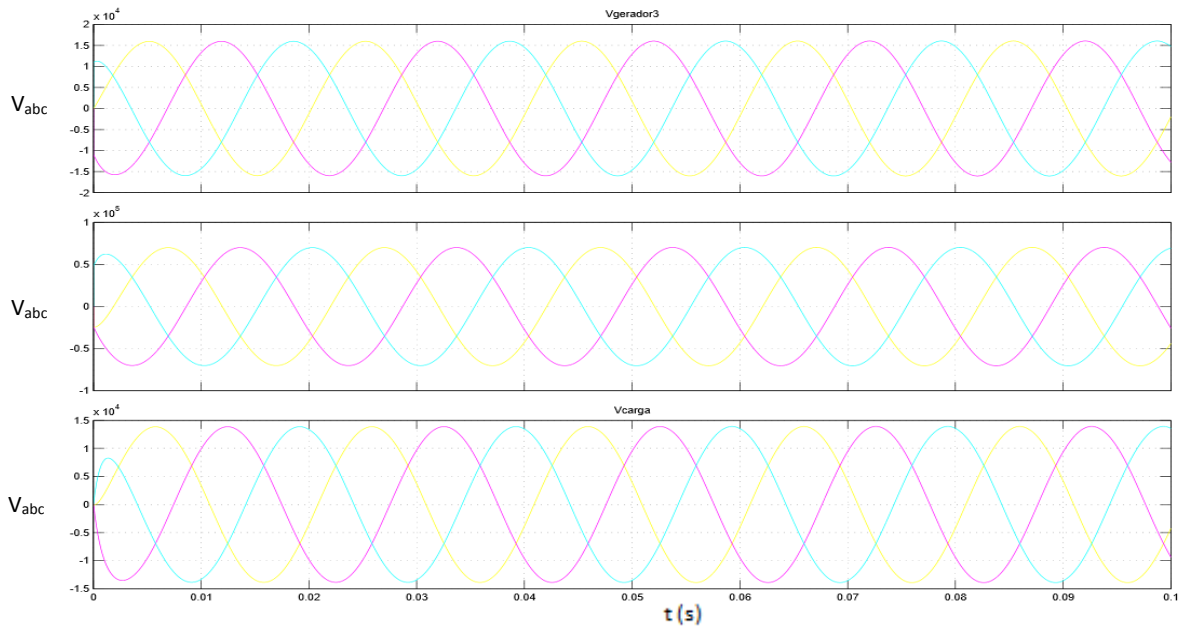


Figura 3.38 – Tensão composta em três pontos da rede: na ligação do gerador 3 à rede, na linha de transmissão e na carga (ordem descendente).

Calculando a potência trifásica na geração, com ligação em estrela, observa-se:

$$P_{3\text{ fases}} = 3 \times V_{f-n\text{ RMS}} \times I_{f\text{ RMS}} = 3 \times 6600 \times \frac{4 \times 95}{\sqrt{2}} = 5,32\text{ MW}. \quad (3.20)$$

Na figura 3.39 são apresentados, da mesma forma, os resultados para a corrente elétrica por fase em três pontos distintos – geração, distribuição e carga.

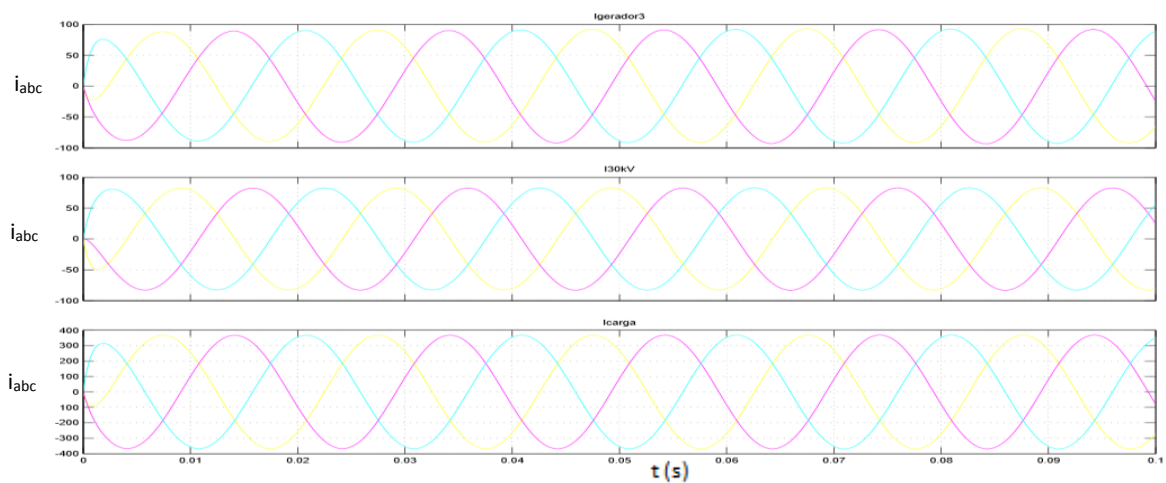


Figura 3.39 – Corrente elétrica trifásica em três pontos da rede: ligação do gerador 3 à rede, linha de transmissão e carga (ordem descendente).

Da mesma forma, para a análise da potência na carga:

$$P_{3\text{ fases}} = 3 \times V_{f-n\text{ RMS}} \times I_{f\text{ RMS}} = 3 \times 6600 \times \frac{360}{\sqrt{2}} = 5,04\text{ MW}. \quad (3.23)$$

Com estes resultados é possível verificar o correto funcionamento do sistema de geração de energia elétrica desenvolvido para a central térmica CNP.

3.5.2. Centrais eólicas

Os grupos geradores eólicos do Porto Santo representam cerca de 1 MW (no máximo) da potência global produzida na ilha. Existem duas centrais principais, designadas por WP1 e WP2 na ilha, com máquinas elétricas distintas, podendo no entanto ambas serem modelizadas como grupos geradores assíncronos ligados a uma turbina eólica. Na figura 3.40 apresenta-se o modelo criado para a central eólica WP1.

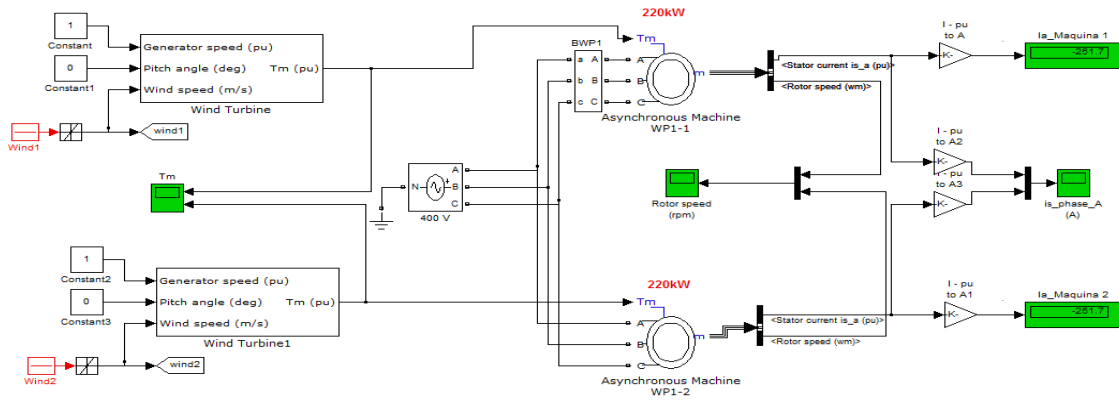


Figura 3.40 – Central WP1, composta por dois grupos geradores assíncronos de 220 kW cada, ligada a um barramento infinito.

Cada um dos geradores possui um modelo de turbina (*Wind Turbine*), responsável por fornecer a indicação do torque mecânico do gerador em questão. Este modelo de turbina calcula a potência mecânica com base na expressão:

$$P_m = C_p \times \frac{\rho \times A}{2} \times v_{vento}^3 \quad (3.22)$$

ou seja, considera a dependência do factor C_p ou coeficiente de performance da turbina, da densidade do ar (ρ), da área das pás e da velocidade do vento ao cubo. Na tabela 3.16 são apresentados os parâmetros usados neste bloco.

Tabela 3.16 – Parametrização do modelo de turbina aplicado na central WP1.

Parâmetro	Descrição	Valor
P	Potência mecânica nominal	225 kW
S	Potência base do gerador elétrico	225 kW/0,9
<i>Wind speed</i>	Velocidade base do vento	12 m/s
Pitch angle	Ângulo das pás	0°

O bloco que modeliza a turbina recebe como parâmetros a velocidade inicial e o ângulo inicial das pás, tal como a velocidade atual do vento. Para a definição da velocidade do vento foi criada uma função que permite que se indique qual o valor a cada instante de simulação, como se ilustra na figura 3.41, onde é observável que nesta simulação a velocidade do vento foi definida como o seu valor base (12 m/s) ao longo de toda a simulação. O bloco colocado após a função “Wind1” consiste num limitador de variação do valor, para que não haja uma variação instantânea da velocidade do vento (bloco *Rate Limiter*).

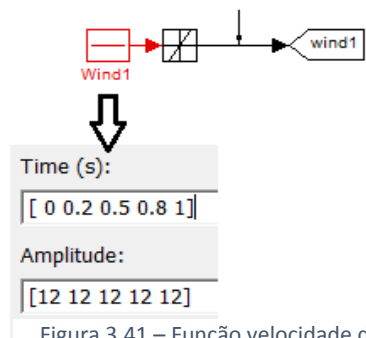


Figura 3.41 – Função velocidade do vento.

Os geradores assíncronos ligados ao modelo de turbina foram modelizados segundo os parâmetros dos seus congêneres reais, geradores Vestas V29 da *Siemens* com as características apresentadas ao longo do ponto 3.2.1.

As máquinas assíncronas da central possuem rotor bobinado, tendo como parâmetro de entrada o torque mecânico indicado pela turbina, e como saída as três fases ligadas aos enrolamentos do estator da máquina assíncrona. Para a simulação desta central ambas as máquinas foram ligadas em paralelo a um barramento infinito a 400 V para testar o seu funcionamento. Os resultados obtidos para a tensão e corrente foram os apresentados na figura 3.42. Verifica-se pela figura 3.42 que a central WP1 leva cerca de 0,65 s a atingir o regime permanente, com correntes muito elevadas no arranque do gerador assíncrono (pois não foi modelizado um limitador de corrente de arranque), pelo que é essencial que estas máquinas apenas sejam ligadas à rede em regime permanente. Na figura 3.43 são apresentados alguns períodos dos sinais de tensão e corrente em regime permanente.

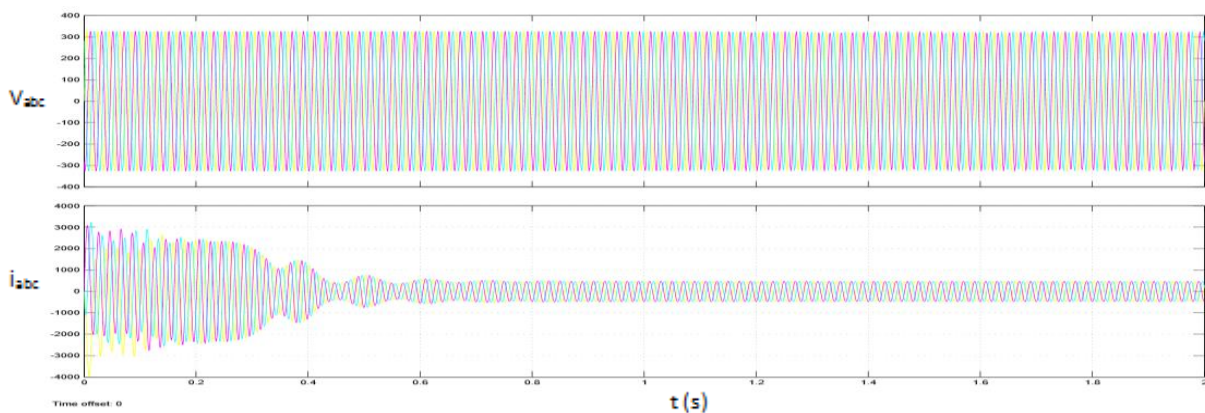


Figura 3.42 - Resultados obtidos para 2s de simulação da central WP1 para a tensão composta e corrente em cada fase (sentido descendente).

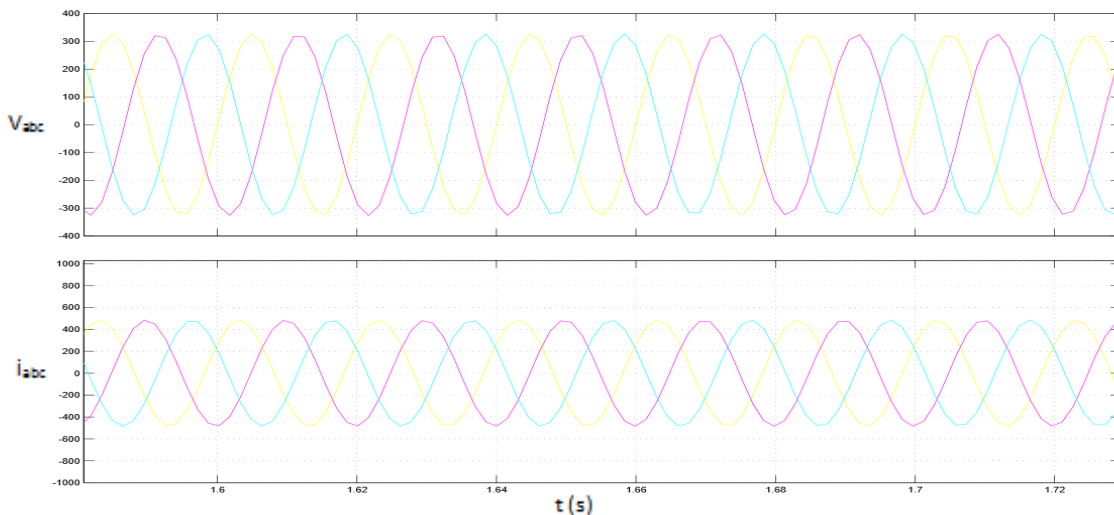


Figura 3.43 – Tensão e corrente na central WP1 (sentido descendente).

Assim, de acordo com a figura 3.44 a potência ativa gerada na central é dada por:

$$P_{3\text{ fases}} = 3 \times V_{f-n\text{ RMS}} \times I_{f\text{ RMS}} \times \cos(\phi) = 3 \times 220 \times \frac{500}{\sqrt{2}} \times 0,9 = 210\text{ kW}. \quad (3.23)$$

A modelização da central WP2 foi realizada da mesma forma que a central WP1, com os parâmetros adequados ao modelo de gerador Vestas V47 existente nesta, como se apresenta na tabela 3.17.

Tabela 3.17 – Parametrização do modelo de turbina aplicado na central WP2.

Parâmetro	Descrição	Valor
<i>P</i>	Potência mecânica nominal	660 kW
<i>S</i>	Potência base do gerador elétrico	660 kW/0,9
<i>Wind speed</i>	Velocidade base do vento	12 m/s
<i>Pitch angle</i>	Ângulo das pás	0º

3.5.3. Central fotovoltaica

A rede elétrica da ilha do Porto Santo inclui uma central fotovoltaica com quatro grupos inversores de 500 kW, prefazendo uma potência máxima total de 2 MW.

Tendo em conta a já elevada complexidade da simulação, para possibilitar a visualização de resultados em regime permanente no modo de simulação contínuo decidiu-se implementar um modelo relativamente simples para esta central. Os sistemas fotovoltaicos foram modelizados diretamente como fontes de corrente elétrica, como apresentado na figura 3.44.

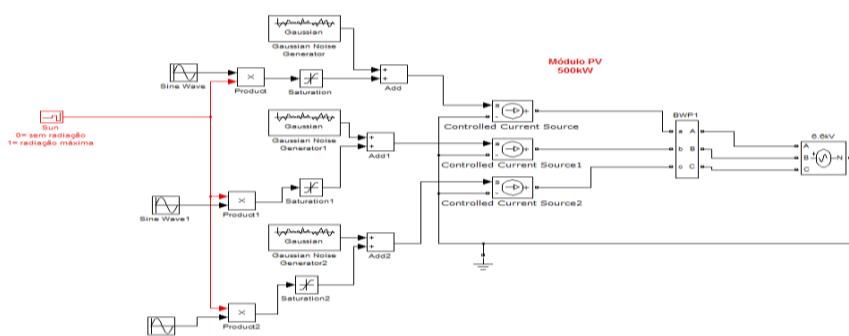


Figura 3.44 – Modelização de um grupo solar de 500kW.

De acordo com o modelo implementado, cada grupo fotovoltaico é modelizado como uma fonte de corrente controlada por uma função, que consiste no produto entre um sinal sinusoidal à frequência da rede e uma função de radiação. Esta função de radiação varia entre 0 e 1. Tendo em conta que a função sinusoidal gerada tem como amplitude a corrente máxima que cada grupo pode fornecer, ao multiplicá-la pela função de radiação tem-se uma variação de potência gerada de acordo com a intensidade de radiação solar: 1 – intensidade máxima; 0 – intensidade nula. Nesta simulação considera-se o sistema trifásico balanceado, com a corrente em cada uma das fases de valor idêntico.

Para garantir que não há nenhuma sobreintensidade de corrente é ainda aplicada uma função de saturação (com o nível de 76 A, corrente máxima) e é adicionada uma componente de ruído gaussiano branco, que simula o tremor induzido pelo inversor do sistema, de forma a haver uma onda menos ideal e mais semelhante aos sinais observados na rede.

Neste teste o sistema é ligado a uma rede representada por um barramento infinito de 6,6 kV_{rms}.

Na figura 3.45 é apresentado o resultado obtido para as formas de onda de tensão e corrente em cada fase do sistema, para a variação da função de intensidade de radiação apresentada na figura 3.46.

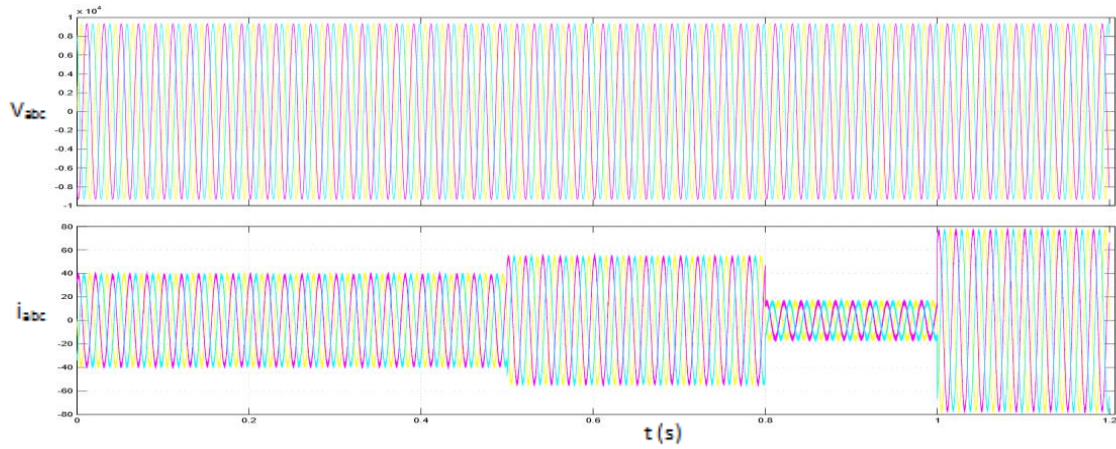


Figura 3.45 – Tensão simples e corrente trifásica ao longo de uma simulação de 1,2s.

É possível observar pela figura 3.45 que a corrente produzida pelo sistema é dependente da função de radiação imposta. Na figura 3.46 é apresentada a intensidade aplicada. Ou seja, entre os 0 s e os 0,2 s de simulação a percentagem de radiação absorvida pelo sistema é de 50% (em relação ao seu valor máximo), logo a corrente gerada é de metade do valor máximo de 76 A, ou seja 38 A. A corrente máxima de cada grupo de 500 kW foi calculada de acordo com:

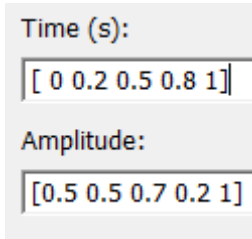


Figura 3.46 – Função de radiação solar.

$$I = \frac{P}{V} = \frac{500kW}{6,6kV} = 76A; \quad (3.24)$$

ou seja, a corrente máxima foi obtida a partir da relação entre potência ativa e tensão. Na figura 3.47 é apresentada uma vista de alguns períodos dos sinal observado nesta simulação.

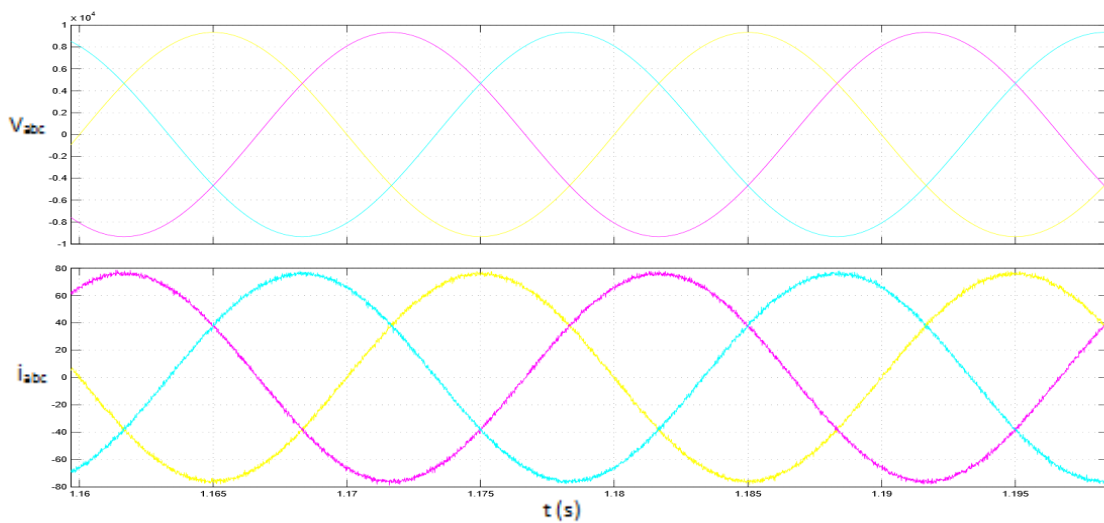


Figura 3.47 – Tensão simples nas três fases e corrente nas três fases, por ordem decendente.

Na figura 3.47 é possível observar que o sinal de corrente apresenta um tremor associado, no sistema real introduzido pelo circuito de inversão de potência comutado.

Deve-se ainda salientar que neste sistema não foi introduzida uma limitação à variação de intensidade de radiação solar, ou seja, a variação de intensidade de radiação pode ser instantânea, como acontece na realidade.

3.5.4. Subestações

Modelizou-se também em *Matlab/Simulink* as três subestações da ilha do Porto Santo e a sua ligação em anel para tornar o modelo criado mais aproximado da realidade.

Cada uma das subestações é caracterizada por possuir um transformador que interliga os seus dois barramentos, o de mais alta tensão (30 kV_{rms}), para interligação entre subestações e o barramento de mais baixa tensão (6,6 kV_{rms}) para interligação entre centrais e subestação e subestação e postos de transformação (do lado da distribuição de energia).

3.5.5. Linhas de Transmissão e Cargas

As linhas de transmissão foram modelizadas segundo o modelo de linha curta, considerando-se a sua impedância total, exceto nas ligações entre a central fotovoltaica, cujo modelo não permite a ligação do modelo de linha curta em série, pois ambos são modelizados como fontes de corrente pelo programa. Neste caso usou-se o modelo de linha ideal, ou seja as perdas na linha foram desprezadas.

Foram colocadas ainda três cargas (uma em cada subestação) tendo-se por base o valor médio de carga em cada subestação (tabela 3.2), tendo-se ainda variado estes valores para efeitos de análise da resposta da rede a variação de carga.

3.5.6. Resultados obtidos

Procedeu-se à simulação do modelo completo da rede do Porto Santo, ao nível da geração e anel de distribuição entre subestações, cujo diagrama corresponde ao apresentado na figura 3.48.

O teste apresentado corresponde a um teste com um nível de carga na rede que corresponde a um nível médio de carga por subestação na ilha, ou seja, com uma carga de 1,4 MW na subestação CNP, uma carga de 1,9 MW ligada à subestação CPS e uma carga de 2,6 MW ligada à subestação VBL.

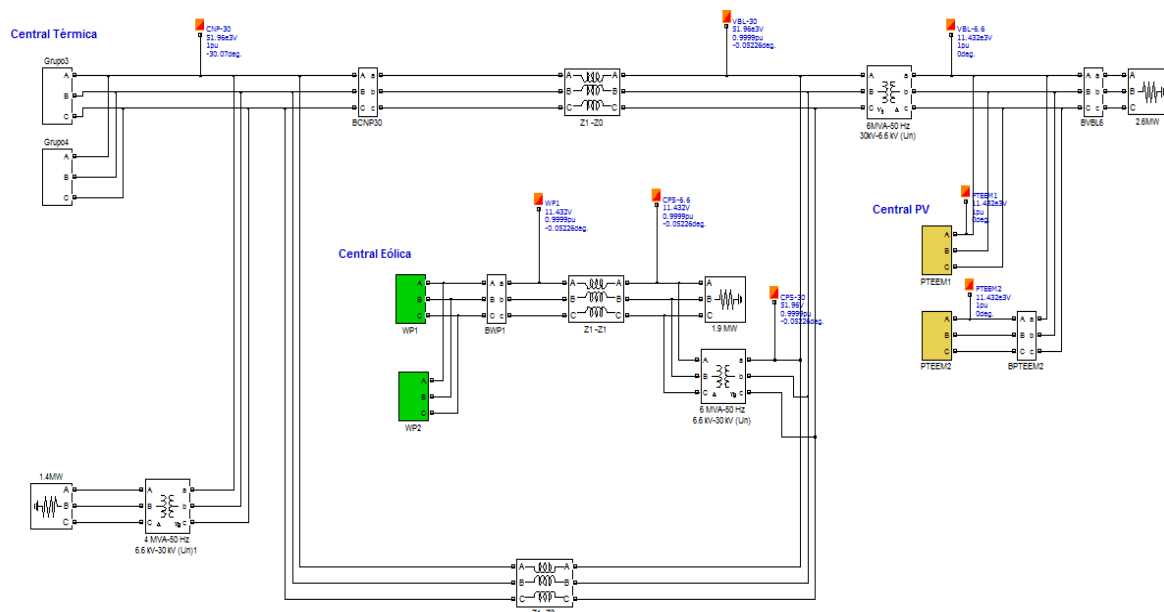


Figura 3.48 – Rede simulada em Matlab/Simulink.

Como para este nível de carga apenas são necessários dois grupos geradores térmicos em funcionamento para a manutenção da rede (além das centrais renováveis), apenas ficaram ligados dois grupos térmicos nesta simulação, também para permitir diminuir o tempo de simulação. Começou-se por observar alguns parâmetros nos diversos pontos da rede, nomeadamente ao nível das formas de tensão na rede, como ilustrado na figura 3.49, e formas de corrente da rede, como ilustrado nas figuras 3.50 e 3.51. Nestas são apresentadas as formas de tensão composta e corrente na central térmica, no anel de ligação entre subestações e ao nível da carga e correntes nas centrais eólica e fotovoltaica.

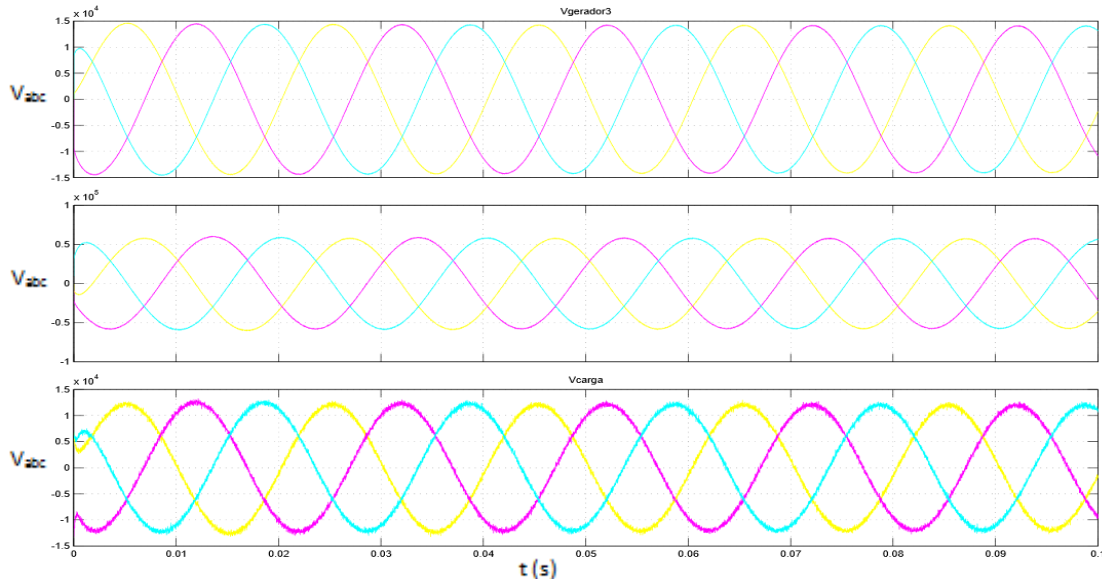


Figura 3.49 – Tensão na rede trifásica por ordem descendente: tensão no barramento da central térmica; tensão no nó de ligação entre a central térmica e a subestação VBL; tensão no lado da carga da central VBL.

O comportamento do sistema ao nível da tensão da rede é o esperado, nas condições de simulação aplicadas, para o nível médio de carga na rede (em cada subestação). O sinal apresenta um baixo nível de distorção harmónica nas cargas (inferior a 1 % em regime permanente), sendo nestas condições a principal fonte de tremor do sinal a central fotovoltaica, que nesta simulação se encontra em funcionamento com radiação constante durante o período de simulação, fornecendo uma capacidade ao sistema de funcionar a 50% do seu valor de potência máxima.

As centrais eólicas foram consideradas também com velocidade de vento constante durante a simulação, mas na sua máxima capacidade.

A amplitude do sinal de tensão é a esperada nos diversos pontos da rede visto que:

$$V_{f-f \text{ pico}} = \sqrt{2} \times (\sqrt{3} \times V_{f-n \text{ RMS}}). \quad (3.25)$$

Sabendo que cada barramento relativo a cada gerador térmico trabalha a uma tensão fase-neutro ou simples de 6,6 kV_{f-n RMS}, ou seja 11,432 kV_{fase-fase}, ou seja 16,17 kV_{f-f pico}, valor próximo do medido na simulação de 15,55 kV_{f-f pico} nestas condições de simulação. No sistema pu esta tensão corresponde a 0,962 pu (à base de 16,17 kV).

Verifica-se a mesma situação para o anel de distribuição a 30 kV_{f-n RMS} e para as zonas de carga em cada subestação, verificando-se o acréscimo do efeito das linhas de transmissão.

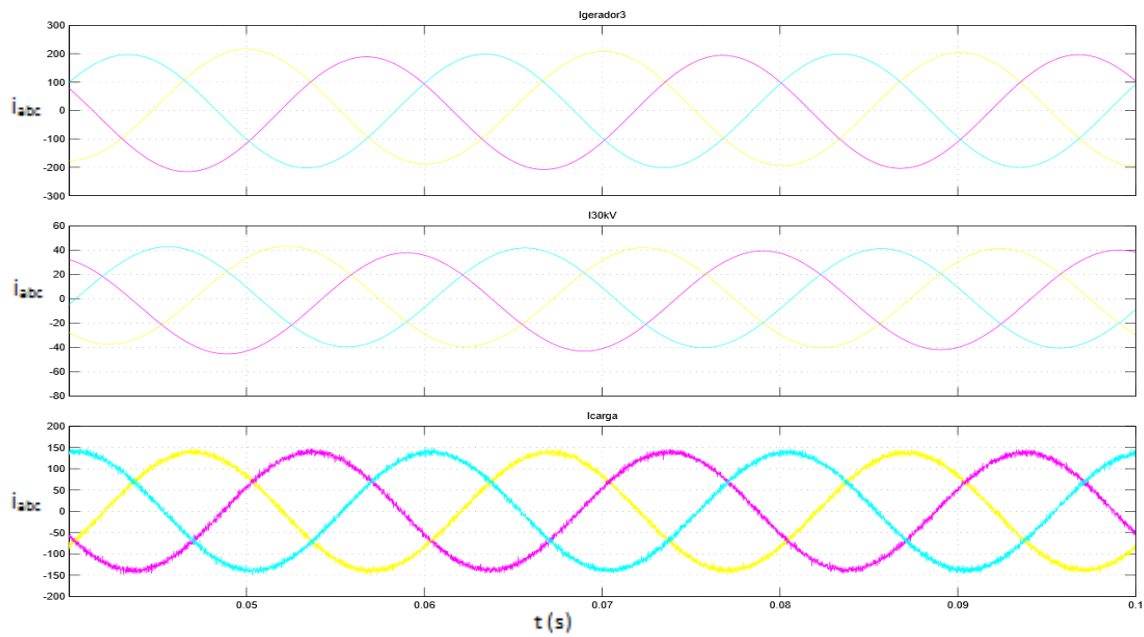


Figura 3.50 – Formas de onda do sinal de corrente na rede trifásica por ordem descendente: corrente no barramento da central térmica; corrente no nó de ligação entre a central térmica e a subestação VBL; corrente no lado da carga da central VBL.

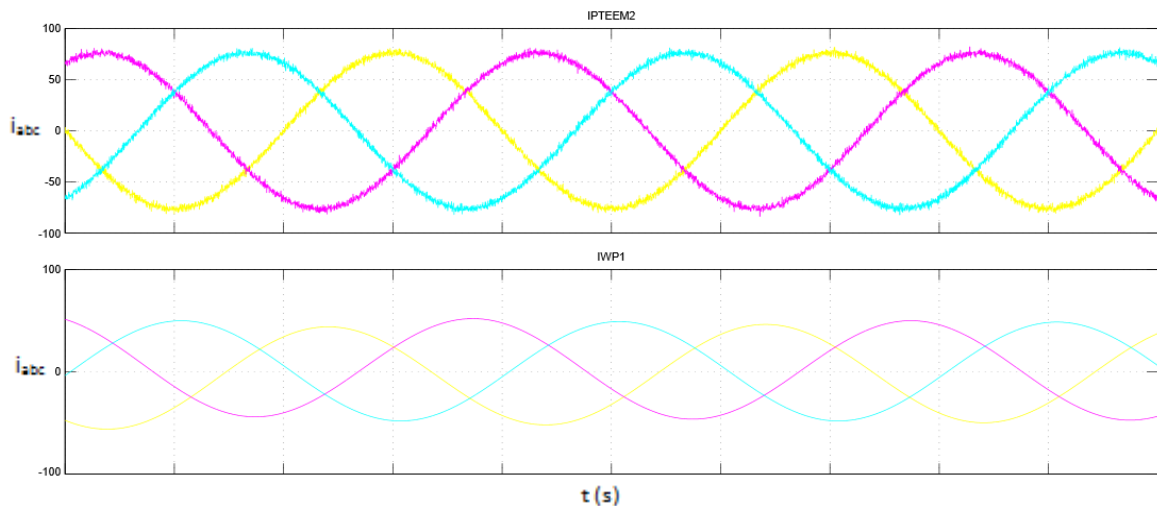


Figura 3.51 - Formas de onda do sinal de corrente na rede trifásica por ordem descendente: corrente no barramento da central fotovoltaica e corrente no barramento das centrais eólicas, por ordem descendente.

Assim, é observável que, em termos de potências rms trifásica dos pontos de rede analisados, considerando o teste realizado com factor de potência unitário e com ligação em estrela [28]:

- Potência gerada na central térmica:

$$P_{térmica} = 3 \times V_{fase-neutro} \times I_{fase} = 3,96 \text{ MW}; \quad (3.26)$$

- Potência gerada nas centrais eólicas:

$$P_{eólica} = 3 \times V_{fase-neutro} \times I_{fase} = 0,99 \text{ MW}; \quad (3.27)$$

- Potência gerada na central fotovoltaica:

$$P_{pv} = 3 \times V_{fase-neutro} \times I_{fase} = 1,485 \text{ MW}. \quad (3.28)$$

Assim, nesta simulação verifica-se uma potência total gerada de 6,435 MW, para alimentar cargas que prefazem um valor total de 5,9 MW, havendo uma potência dissipada nas linhas de transmissão de 535 kW.

3.6. Comparação de resultados

Assim, tendo testado ambas as redes implementadas em PSSE e *Matlab/Simulink* é possível analisar os parâmetros de operação de cada uma das redes, com base nos testes realizados ao nível de carga médio da ilha do Porto Santo. Na tabela 3.18 apresentam-se os principais parâmetros considerados, e os resultados verificados em cada uma das simulações.

Tabela 3.18 – Parâmetros observados em ambas as simulações realizadas.

Parâmetro	Simulação PSSE	Simulação <i>Matlab/Simulink</i>
<i>Carga total</i>	5,9 MW	5,9 MW
<i>Potência ativa total</i>	6,212 MW	6,435 MW
<i>Potência da central térmica</i>	5 MW	3,96 MW
<i>Potência da central eólica</i>	0,47 MW	0,99 MW
<i>Potência da central pv</i>	0,742 MW	1,485 MW
<i>Potência de perdas</i>	312 kW	535 kW
<i>Módulo de tensão (pior caso)</i>	0,945 p.u.	0,92 p.u.
<i>Fase da tensão (pior caso)</i>	-4,14°	-
<i>Frequência de Operação</i>	50,001Hz	50Hz

Confrontando assim ambos os resultados das simulações verifica-se um funcionamento similar de ambos os modelos criados para a rede elétrica em questão. Quando comparados com o despacho real da rede (não apresentado no trabalho por questões de confidencialidade) verifica-se a conformidade com determinadas situações de carga.

Capítulo 4 – Projeto do sistema de conversão de energia e banco de baterias

Ao longo do Capítulo 4 são apresentados os passos seguidos no projeto do sistema de conversão eletrónica de potência utilizado na interligação do banco de baterias à rede elétrica. É realizada a apresentação do modelo de conversor DC/AC, o modelo de controlo aplicado bem como o dimensionamento do banco de baterias a aplicar e a respetiva simulação no mesmo *software*.

4.1. Conversor eletrónico de potência

De forma a realizar a interligação entre um banco de baterias e uma rede de energia elétrica é imperativo o uso de um sistema de inversão de tensão. Procedeu-se ao dimensionamento e simulação de um conversor eletrónico de potência com a capacidade de realizar a conversão DC/AC de potência ativa modo de geração, quer a retificação de potência (conversão AC/DC) aquando do funcionamento como carga para a rede, ou seja aquando do recarregamento do banco de baterias.

Tal como analisado no Capítulo 2, existem diversas topologias que se podem seguir nesta implementação.

Tendo em conta a complexidade do sistema implementado no *software Matlab/Simulink* e tendo em consideração que os componentes neste *software* podem ser implementados com os níveis de tensão e corrente projetados e que a resposta do sistema é semelhante, exceto no nível de distorção harmónica total, THD, que é mais elevado para a mesma frequência de comutação, implementou-se uma configuração de conversor em ponte trifásica para fins de simplificação do sistema (quando comparado com uma topologia multinível) e para possibilitar a visualização de resultados no modo contínuo em regime permanente. Na figura 4.1 apresenta-se a configuração implementada para simulação.

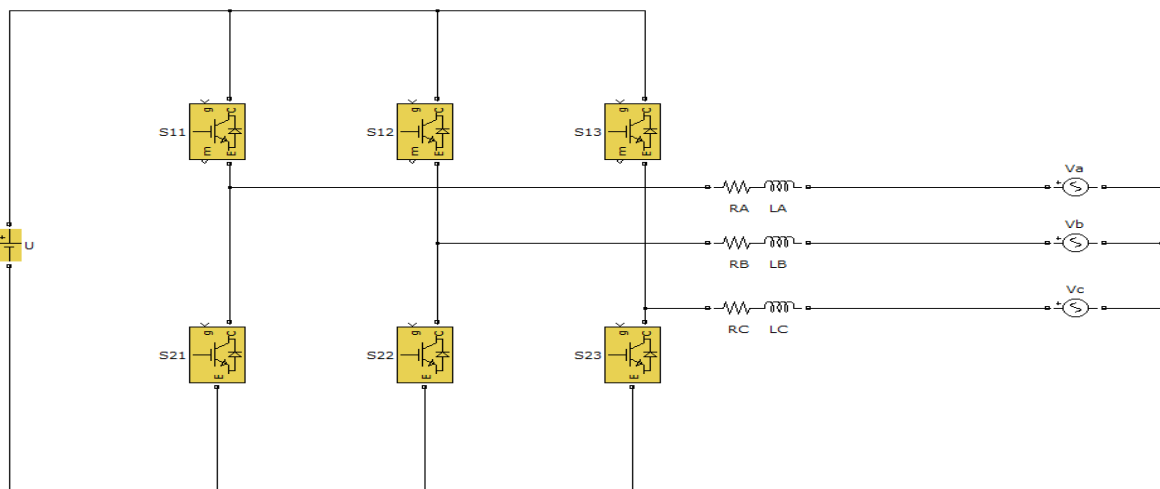


Figura 4.1 - Topologia adotada na implementação em Matlab/Simulink.

Na figura 4.1 pode-se observar todos os componentes do sistema. A fonte de tensão DC, designada por U corresponde a uma fonte de tensão ideal que representa o banco de baterias (desenvolvido no ponto 4.2), os dispositivos S_{kj} correspondem aos comutadores usados, neste caso correspondendo cada um a um modelo de IGBT (*Insulated Gate Bipolar Transistor*) e respetivo diodo anti paralelo. O sistema é ligado a uma rede trifásica, modelizada como um

barramento infinito através das três fonte AC V_k através de uma linha com uma dada resistência, R_k e indutância, L_k ($k=a,b,c$). As bobinas representativas da indutância têm ainda como função suavizar as correntes do sistema comutado, caracterizada por descontinuidades, tornando-a mais próxima de uma sinusóide.

Começa-se por definir os parâmetros de operação do conversor. Definiu-se que o conversor opera interligando o banco de baterias a uma rede AC de 2200 V_{rms} (cuja tensão é posteriormente elevada por um transformador elevador interligando o sistema à rede de transporte de 30 kV do Porto Santo).

Tendo em conta o valor de tensão AC, procedeu-se à determinação do valor mínimo de tensão DC. Aplicando-se a lei de *Kirchhoff* das Malhas obtém-se:

$$U_{min} = I_a \times \omega \times L_a + I_a \times R_a + V_{ab\ pico} + I_b \times \omega \times L_b + I_b \times R_b; \quad (4.1)$$

sendo ω a frequência angular, I_k a corrente elétrica que percorre a fase k , L_k a indutância da bobina de saída do conversor e R_k o valor da resistência de perdas. Partiram-se dos seguintes pressupostos:

- $I_a = I_b = 500$ A
- $\omega = 2\pi f = 2\pi \times 50$ Hz;
- $L_a = L_b = 19$ mH;
- $R_a = R_b = 10$ m Ω ;
- $V_{ab\ pico} = 3112$ V;

Nestas condições calculou-se um valor mínimo de tensão DC de aproximadamente 9000 V. Para garantir uma margem de segurança na operação das baterias deve-se aplicar uma margem de 20%, ou seja,

$$U \geq 1,2 \times U_{min} = 1,2 \times 9000 \approx 10800V; \quad (4.2)$$

logo, a tensão DC mínima para o funcionamento do sistema é de 10800 V.

Com base neste valor, procedeu-se à verificação da adequação das bobinas de saída, calculando-se a sua indutância mínima considerando o sistema trifásico balanceado através da expressão [31]:

$$L_{Kmin} = \frac{U}{4 \times \Delta I \times f_s} = \frac{10800}{4 \times 8 \times 20000} = 16,8mH; \quad (4.3)$$

tendo em conta na expressão uma frequência de comutação dos semicondutores IGBTs de 20 kHz e um tremor de corrente máximo de 8 A. O valor do tremor foi escolhido tendo em conta que o sistema trabalha com correntes na ordem dos 500 A_{rms} do lado AC, correspondendo portanto a um tremor de 1,6% do valor rms da corrente do sistema.

Tendo em conta o valor mínimo de indutância, verifica-se a adequação da indutância aplicada em cada fase de:

$$L_A = L_B = L_C = 19mH. \quad (4.4)$$

Às resistências designadas por R_A , R_B e R_C foram atribuídos valores típicos de resistência associada a um cabo de interligação, na ordem dos 10 m Ω [31].

Deve-se salientar que os comutadores do tipo IGBT para fins de simulação não costumam operar em sistemas com tensões superiores a 4 kV, sendo apenas válido para fins de identificação da resposta do sistema em simulação e não numa implementação prática, na qual

se deve ter sempre em conta as limitações do componente, nomeadamente da sua tensão máxima no estado *off*.

4.1.1. Malha interna de controlo de corrente

Procedeu-se à implementação de um sistema realimentado de controlo de corrente por modo de deslizamento. Escolheu-se implementar um controlador deste género por apresentar uma boa eficácia e introduzir menor complexidade ao sistema tendo uma resposta muito semelhante a outras formas de controlo, como por exemplo o controlo preditivo, que introduz um grande nível de processamento, embora possibilite que se obtenham taxas de distorção harmónica total da corrente inferiores ao modo de deslizamento [31].

Tendo em conta que para evitar que ocorra um curto circuito do lado DC os comutadores do mesmo braço devem estar em estados diferentes, ou seja:

$$S_{1j} = \overline{S_{2j}}. \quad (4.5)$$

Verifica-se ser necessário analisar os estados de um semiconductor constituinte de um dos braços do conversor. Cada um dos estados, tensão simples e composta verificada no lado AC do conversor são apresentados na tabela 4.1, que se segue. O estado designado por “0” corresponde ao estado desligado e o estado designado por “1” corresponde ao estado ligado.

Tabela 4.1 – Estados e tensões possíveis com esta topologia de conversor.

Designação do estado	Estado do Comutador			Tensão Simples			Tensão Composta		
	S11	S12	S13	Va	Vb	Vc	Vab	Vbc	Vca
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
1	0	0	1	0	0	U	0	-U	U
2	0	1	0	0	U	0	-U	U	0
3	0	1	1	0	U	U	-U	0	U
4	1	0	0	U	0	0	U	0	-U
5	1	0	1	U	0	U	U	-U	0
6	1	1	0	U	U	0	0	U	-U
7	1	1	1	U	U	U	0	0	0

A tensão simples representada na tabela 4.1 corresponde à tensão entre fase e o terminal negativo da fonte *U*. A tensão composta corresponde ao valor de tensão entre fases. A relação entre elas aplicada para a obtenção dos resultados apresentados na tabela foi:

$$V_{ab} = V_a - V_b; \quad (4.6)$$

$$V_{bc} = V_b - V_c; \quad (4.7)$$

$$V_{ca} = V_c - V_a. \quad (4.8)$$

Tendo em conta os estados dos comutadores obtêm-se os diferentes percursos de corrente elétrica. Na figura 4.2 apresenta-se o exemplo do percurso seguido no estado designado por 1. No Anexo F são apresentados os restantes percursos de corrente, de acordo com os restantes estados possíveis dos semicondutores [31].

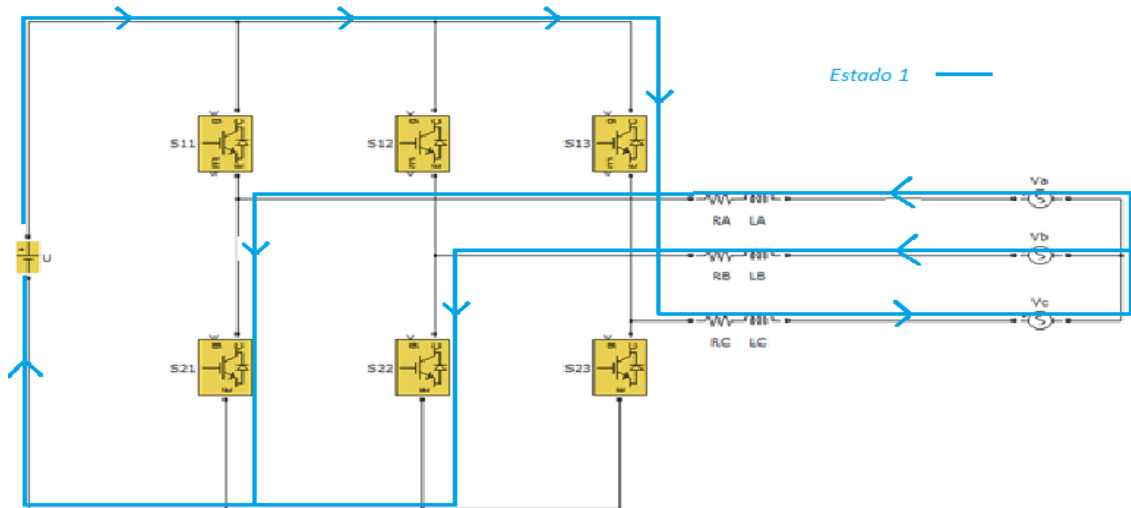


Figura 4.2 – percurso realizado pela corrente elétrica no estado 1.

É possível definir três variáveis de comutação para os semicondutores, designadas por γ_a , γ_b e γ_c . Cada uma das variáveis tem a correspondência seguinte:

$$\gamma_a = \begin{cases} 1 \Rightarrow S_{11} = On \wedge S_{21} = Off \\ 0 \Rightarrow S_{11} = Off \wedge S_{21} = On \end{cases}; \quad (4.9)$$

$$\gamma_b = \begin{cases} 1 \Rightarrow S_{21} = On \wedge S_{22} = Off \\ 0 \Rightarrow S_{21} = Off \wedge S_{22} = On \end{cases}; \quad (4.10)$$

$$\gamma_c = \begin{cases} 1 \Rightarrow S_{31} = On \wedge S_{32} = Off \\ 0 \Rightarrow S_{31} = Off \wedge S_{32} = On \end{cases}; \quad (4.11)$$

4.1.2. Definição das tensões compostas

Sabendo que a tensão composta V_{ab} é definida como:

$$V_{ab} = V_{an} - V_{bn} = (\gamma_a - \gamma_b) \times U. \quad (4.12)$$

Considerando-se V_{an} a tensão fase-neutro do sistema, U a tensão DC e as variáveis de comutação γ , tal como definido anteriormente. Da mesma forma para as tensões compostas V_{bc} e V_{ca} :

$$V_{bc} = V_{bn} - V_{cn} = (\gamma_b - \gamma_c) \times U; \quad (4.13)$$

$$V_{ca} = V_{cn} - V_{an} = (\gamma_c - \gamma_a) \times U. \quad (4.14)$$

Resolvendo o sistema com as três equações anteriores em ordem às tensões simples do obtém-se:

$$V_{an} = \frac{(2 \times \gamma_a - \gamma_b - \gamma_c)}{3} \times U; \quad (4.15)$$

$$V_{bn} = \frac{(2 \times \gamma_b - \gamma_a - \gamma_c)}{3} \times U; \quad (4.16)$$

$$V_{cn} = \frac{(2 \times \gamma_c - \gamma_a - \gamma_b)}{3} \times U. \quad (4.17)$$

Verifica-se assim que o degrau mínimo da tensão DC (U) é de $U/3$ [31].

4.1.3. Modelo da dinâmica do conversor – coordenadas *abc*

Aplicando-se a lei de *Kirchhoff* das malhas ao conversor verifica-se que:

$$V_{kn} = L_k \times \frac{di_k}{dt} + R_k \times i_k + V_k, (k = A, B, C). \quad (4.18)$$

Resolvendo a equação de cada uma das fases em ordem a di_k/dt obtêm-se as equações da dinâmica do sistema e usando as definições de tensão simples e composta obtidas em (4.15), (4.16) e (4.17):

$$\frac{di_a}{dt} = \frac{(2 \times \gamma_a - \gamma_b - \gamma_c)}{3 \times L_a} \times U - \frac{R_a}{L_a} \times i_a + \frac{V_a}{L_a}; \quad (4.19)$$

$$\frac{di_b}{dt} = \frac{(2 \times \gamma_b - \gamma_a - \gamma_c)}{3 \times L_b} \times U - \frac{R_b}{L_b} \times i_b + \frac{V_b}{L_b}; \quad (4.20)$$

$$\frac{di_c}{dt} = \frac{(2 \times \gamma_c - \gamma_a - \gamma_b)}{3 \times L_c} \times U - \frac{R_c}{L_c} \times i_c + \frac{V_c}{L_c}. \quad (4.21)$$

Aplicando a transformada de *Laplace* às três equações anteriores:

$$i_a = \frac{(2 \times \gamma_a - \gamma_b - \gamma_c)}{3 \times L_a \times s} \times U - \frac{R_a}{L_a \times s} \times i_a + \frac{V_a}{L_a \times s}; \quad (4.22)$$

$$i_b = \frac{(2 \times \gamma_b - \gamma_a - \gamma_c)}{3 \times L_b \times s} \times U - \frac{R_b}{L_b \times s} \times i_b + \frac{V_b}{L_b \times s}; \quad (4.23)$$

$$i_c = \frac{(2 \times \gamma_c - \gamma_a - \gamma_b)}{3 \times L_c \times s} \times U - \frac{R_c}{L_c \times s} \times i_c + \frac{V_c}{L_c \times s}. \quad (4.24)$$

4.1.4. Modelo dinâmico do conversor – Coordenadas $\alpha\beta 0$

O modelo dinâmico do conversor em coordenadas $\alpha\beta 0$ consiste na aplicação da transformada de *Clarke-Concórdia* ao modelo em coordenadas *abc*, usada para simplificar o controlo das correntes trifásicas – ao invés de existirem três variáveis de comutação - γ_a , γ_b e γ_c passam e existir apenas duas - γ_α e γ_β , sendo a componente homopolar (0) nula, passando-se assim de um sistema linearmente dependente para um sistema linearmente independente. A transformada de Clarke-Concordia é definida por:

$$[X_{ABC}] = [C] \times [X_{\alpha\beta 0}]; \quad (4.25)$$

sendo as matrizes **X** matrizes de três linhas e uma coluna correspondentes aos valores das correntes por fase *abc* e correntes nas componentes α e β . A matriz **C** é definida como [31]:

$$[C] = \sqrt{\frac{2}{3}} \times \begin{bmatrix} 1 & 0 & \frac{\sqrt{2}}{2} \\ -\frac{1}{2} & \frac{\sqrt{3}}{2} & \frac{\sqrt{2}}{2} \\ -\frac{1}{2} & -\frac{\sqrt{3}}{2} & \frac{\sqrt{2}}{2} \end{bmatrix}; \quad (4.26)$$

sabendo-se que a matriz **C** é ortogonal, ou seja, verifica-se a propriedade seguinte, relação entre a sua transposta e matriz inversa:

$$[C]^T = [C]^{-1}; \quad (4.27)$$

pode-se reescrever a equação (4.25) como

$$[\mathbf{X}_{\alpha\beta 0}] = [\mathbf{C}]^T \times [\mathbf{X}_{ABC}]. \quad (4.28)$$

Assim, aplicando a expressão (4.28) e considerando o sistema de fases equilibradas, com igual indutância ($L_a=L_b=L_c=L$) e resistência por fase ($R_a=R_b=R_c=R$), verifica-se que as equações da dinâmica do sistema nas coordenadas $\alpha\beta 0$ são:

$$\frac{di_\alpha}{dt} = \frac{\gamma_\alpha}{L} \times U - \frac{R}{L} \times i_\alpha - \frac{V_\alpha}{L}; \quad (4.29)$$

$$\frac{di_\beta}{dt} = \frac{\gamma_\beta}{L} \times U - \frac{R}{L} \times i_\beta - \frac{V_\beta}{L}; \quad (4.30)$$

onde é possível obter as variáveis de comutação em função das variáveis abc através de:

$$\gamma_\alpha = \sqrt{\frac{2}{3}} \times \left(\gamma_a - \frac{\gamma_b}{2} - \frac{\gamma_c}{2} \right); \quad (4.31)$$

$$\gamma_\beta = \sqrt{\frac{2}{3}} \times \left(\frac{\sqrt{3}\gamma_b}{2} - \frac{\sqrt{3}\gamma_c}{2} \right); \quad (4.32)$$

assim, é possível controlar a corrente elétrica em cada fase do sistema através da alteração do valor da variável que controla o estado dos comutadores. Este controlo pode ser realizado através de diversas técnicas, sendo a abordagem escolhida o controlo de correntes por modo de deslizamento [33].

4.1.5. Controlo de corrente por modo de deslizamento

No controlo por modo de deslizamento é feita a seleção de um vetor que satisfaz a condição de convergência para o modo de deslizamento. Por aplicação de (4.31) e (4.32) obtêm-se os resultados para cada vetor de controlo de estado dos semicondutores, como se apresenta na tabela 4.2. Na figura 4.3 apresenta-se a representação dos mesmos vetores nas coordenadas $\alpha\beta 0$ [32].

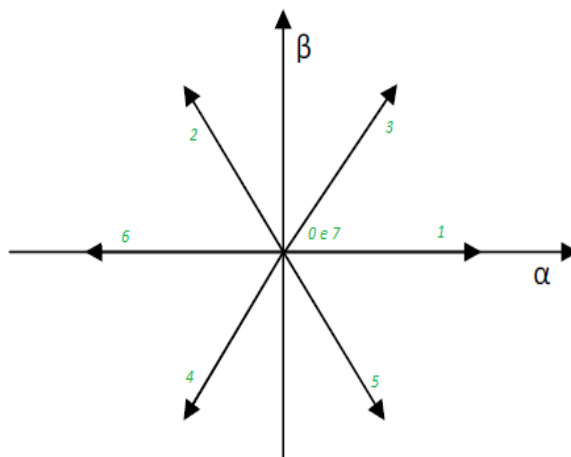


Figura 4.3 – Vetores de comando nas coordenadas α e β [32].

Tabela 4.2 – Relação entre os vetores de controlo no sistema de coordenadas abc e $\alpha\beta$.

Vetor	γ_A	γ_B	γ_C	γ_α	γ_β
0	0	0	0	0	0
1	1	0	0	$\sqrt{\frac{3}{2}}$	0
2	0	1	0	$-\frac{1}{\sqrt{6}}$	$\frac{1}{\sqrt{2}}$
3	1	1	0	$\frac{1}{\sqrt{6}}$	$\frac{1}{\sqrt{2}}$
4	0	0	1	$-\frac{1}{\sqrt{6}}$	$-\frac{1}{\sqrt{2}}$
5	1	0	1	$\frac{1}{\sqrt{6}}$	$-\frac{1}{\sqrt{2}}$
6	0	1	1	$-\sqrt{\frac{3}{2}}$	0
7	1	1	1	0	0

Assim, para implementar este modo de controlo é necessário calcular o erro da corrente nas duas componentes, α e β , tendo em conta que este é dado por:

$$erro_{i_\alpha} = i_{\alpha ref} - i_\alpha; \quad (4.33)$$

$$erro_{i_\beta} = i_{\beta ref} - i_\beta; \quad (4.34)$$

ou seja, o erro da corrente na respetiva componente é dado pela diferença entre o valor de corrente de referência, ou corrente pedida, e a corrente que realmente flui do lado AC do sistema. Considerando uma banda de histerese no intervalo $[-\varepsilon; \varepsilon]$, tem-se que:

$$Se\ erro_{i_{\alpha,\beta}} > \varepsilon \Rightarrow i_{\alpha,\beta ref} > i_{\alpha,\beta} \Rightarrow i_{\alpha,\beta} \uparrow;$$

$$Se\ \varepsilon > erro_{i_{\alpha,\beta}} > -\varepsilon \Rightarrow i_{\alpha,\beta ref} \approx i_{\alpha,\beta} \Rightarrow i_{\alpha,\beta} \uparrow\downarrow;$$

$$Se\ erro_{i_{\alpha,\beta}} < -\varepsilon \Rightarrow i_{\alpha,\beta ref} < i_{\alpha,\beta} \Rightarrow i_{\alpha,\beta} \downarrow.$$

Controlando-se assim o vetor escolhido de acordo com o erro da corrente, pois se é necessário a componente da corrente subir, a derivada da corrente deve ser superior a zero, ou seja a variável de comutação γ deve ser positiva. Caso a corrente deva manter-se esta deve ser nula e caso a corrente deva descer esta deve ser negativa. Obtém-se assim uma tabela do vetor escolhido em função do erro da corrente de cada componente, α e β [32].

Tabela 4.3 – Vetores de controlo da corrente por modo de deslizamento.

erro	$erro_{i_\alpha} > \varepsilon$	$-\varepsilon > erro_{i_\alpha} > \varepsilon$	$erro_{i_\alpha} < -\varepsilon$
$erro_{i_\beta} > \varepsilon$	Vetor 3	Vetor 2 ou 3	Vetor 2
$-\varepsilon > erro_{i_\beta} > \varepsilon$	Vetor 1	Vetor 0 ou 7	Vetor 6
$erro_{i_\beta} < -\varepsilon$	Vetor 5	Vetor 4 ou 5	Vetor 4

4.1.6. Implementação do sistema de conversão de energia em *Matlab/Simulink*

O sistema de conversão de energia descrito anteriormente foi implementado em *Matlab/Simulink*, como apresentado na figura 4.4 e no Anexo G, em versão ampliada. O código

referente a cada uma das funções designadas por *Matlab Embed Function* é apresentado no Anexo H, embora os pontos mais importantes a que estas referem sejam descritos neste tópico.

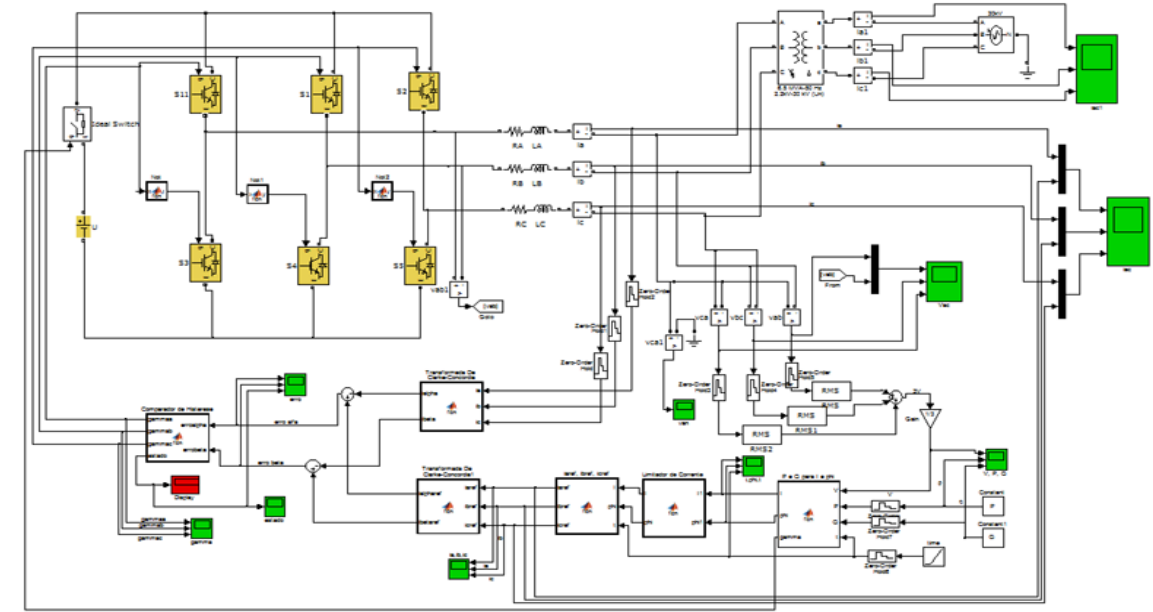


Figura 4.4 – Conversor eletrónico de potência e malha de realimentação para controlo de corrente.

O sistema implementado consiste no conversor projetado ao longo deste capítulo, bem como a sua malha de realimentação para controlo de corrente. Na figura 4.5 apresenta-se resumidamente a estrutura da malha de controlo implementada e os seus respetivos blocos.

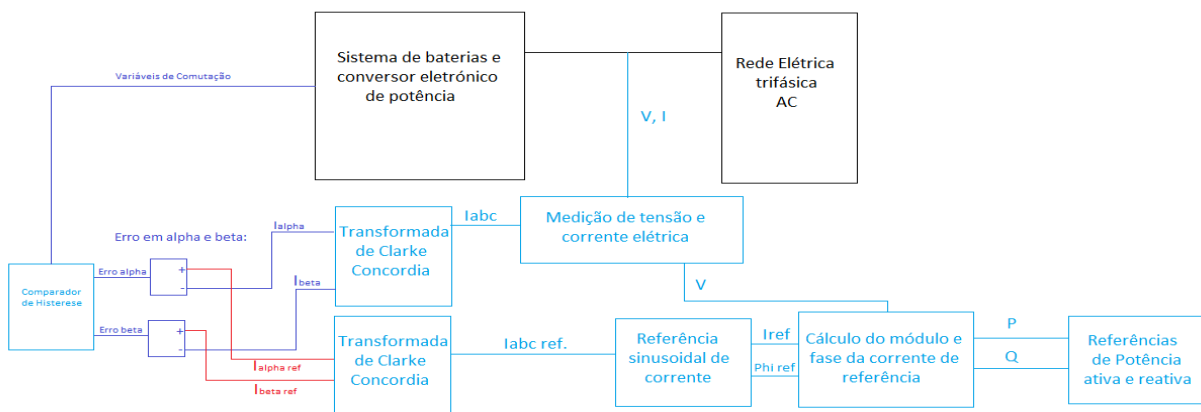


Figura 4.5 – Blocos implementados para a malha de realimentação de controlo de corrente do sistema.

As referências de potência ativa e reativa neste cenário podem ser introduzidas manualmente ou é possível indicar apenas a corrente elétrica de referência, sendo os valores referentes a P e Q calculados. Estes dados são introduzidos num ficheiro de constantes da simulação, apresentadas no Anexo I.

Foi implementado ainda um sistema de monitorização do nível de tensão rms do lado AC do conversor, usado no cálculo da amplitude da corrente de referência, conhecendo-se a potência ativa desejada. A determinação do valor de tensão atual é dada pela medição e amostragem (à frequência definida de 20 kHz) do valor de tensão composta ou entre fases, usando-se a média da tensão medida em cada fase para evitar perturbações no sistema devido a desequilíbrios entre fases. O resultado proveniente destes blocos apenas é utilizado a partir

dos 0,03 s de simulação, sendo na situação inicial a referência dada através da tensão teórica. Esta precaução é aplicada pelo facto de inicialmente o valor de tensão rms ser nulo e consequentemente a corrente eléctrica pedida nesta situação seria infinita.

Tendo em conta que as componentes ativa e reativa da potência em cada fase são:

$$P = V \times I \times \cos \phi; \quad (4.35)$$

$$Q = V \times I \times \sin \phi. \quad (4.36)$$

Considerando P a potência ativa, Q a potência reativa e ϕ o factor de potência é possível determinar a amplitude e fase da corrente eléctrica através de:

$$\phi = \text{atan} \frac{Q}{P}; \quad (4.37)$$

$$I = \frac{P}{V \times \cos \phi}; \quad (4.38)$$

obtendo-se assim o módulo (I) e fase (ϕ) correspondentes à corrente eléctrica. É possível então aplicar uma função que define as referências de corrente por fase, ou seja I_a , I_b e I_c :

$$I_{aref} = \sqrt{2} \times I \times \cos(2\pi \times f \times t + \phi); \quad (4.39)$$

$$I_{bref} = \sqrt{2} \times I \times \cos\left(2\pi \times f \times t - \frac{2\pi}{3} + \phi\right); \quad (4.40)$$

$$I_{cref} = \sqrt{2} \times I \times \cos\left(2\pi \times f \times t + \frac{2\pi}{3} + \phi\right); \quad (4.41)$$

considerando o sistema eléctrico trifásico com ligação em estrela e sequência positiva (fase a com desfasamento de 0° , fase b com desfasamento de -120° e fase c com desfasamento de 120°). Estes desfasamentos são apresentados nas expressões anteriores em radianos.

Após esta determinação é aplicada a transformada de *Clarke-Concórdia*, passando-se as correntes do domínio abc para o domínio $\alpha\beta 0$, facilitando assim o controlo do estado dos comutadores.

É medida também a corrente que flui no lado AC do conversor e a esta é aplicada também a transformada de *Clarke-Concórdia*. É realizada diferença entre as referências de α e β e através da subtração dos seus valores aos valores das referências obtém-se o erro da corrente em α e em β .

Os erros são introduzidos num bloco comparador, com histerese, onde de acordo com o nível de erro é atribuído um estado de comutação (como apresentado na tabela 4.3).

Foi ainda introduzido no sistema um comutador extra que permite desligar a fonte DC, desligando completamente o sistema de conversão da rede AC.

O lado AC do conversor é ligado a um transformador, que eleva a tensão de cerca de 2,2 kV para 30 kV, para ser ligado à rede de transporte de energia eléctrica, modelizada nos testes realizados como uma fonte de tensão trifásica.

4.1.7. Resultados da simulação - sistema de conversão de energia

Realizaram-se diversos testes ao funcionamento do conversor implementado em *Matlab/Simulink* para diversas situações, nomeadamente ao nível da atribuição de diversas referências de corrente e observação da resposta do sistema.

Começou-se por testar o sistema numa rede com factor de potência unitário, ou seja, sem potência reativa a circular na rede. Verificou-se que o sistema segue a referência de corrente obtida, como é observável pela figura 4.6.

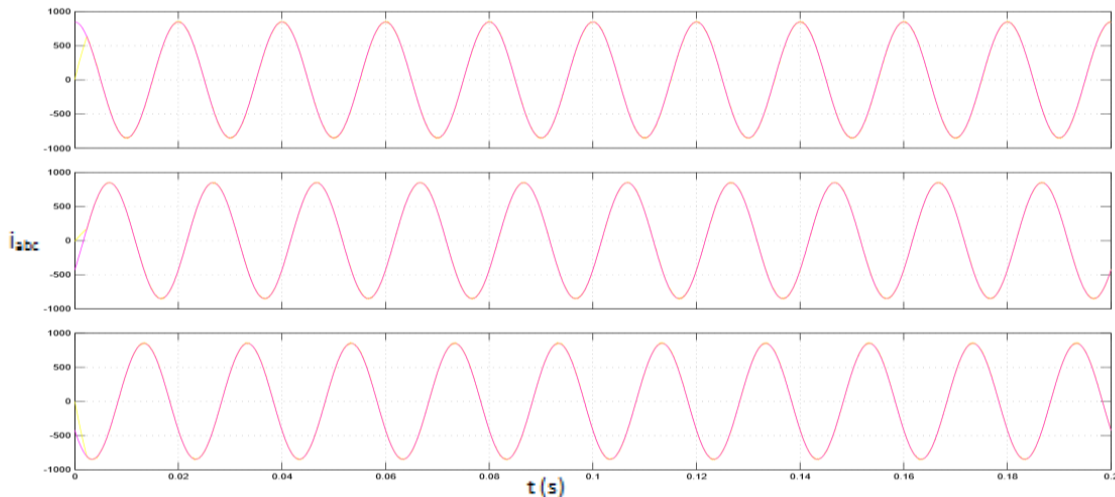


Figura 4.6 – Corrente de referência (roxo) e corrente AC (amarelo).

É observável que o sistema segue a referência de corrente imposta, no caso desta simulação a corrente elétrica correspondente a $500 A_{rms}$, representando-se apenas a fase *a* do sistema trifásico na figura 4.6. Em condições de factor de potência unitário esta corrente implica uma potência de 1,1 MW do lado AC do conversor. Após transformador 2,2 kV – 30 kV a corrente obtida é a apresentada na figura 4.6. Na figura 4.7 apresenta-se uma variação de referência.

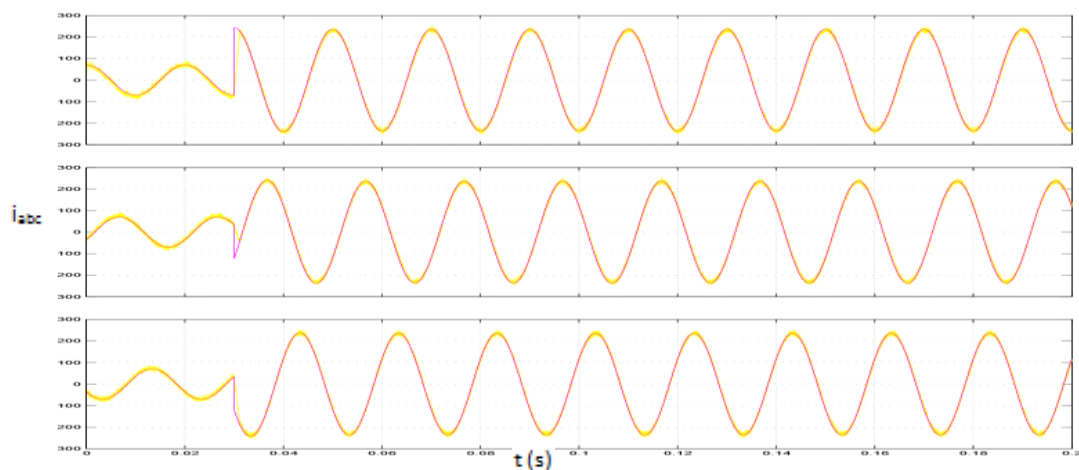


Figura 4.7 – Corrente elétrica injetada na rede elétrica, por fase.

Procedeu-se à verificação do funcionamento do sistema e determinação dos seus tempos de resposta a uma variação abrupta no valor da corrente de referência, como se observa aos 0,03 s da simulação apresentada na figura 4.7.

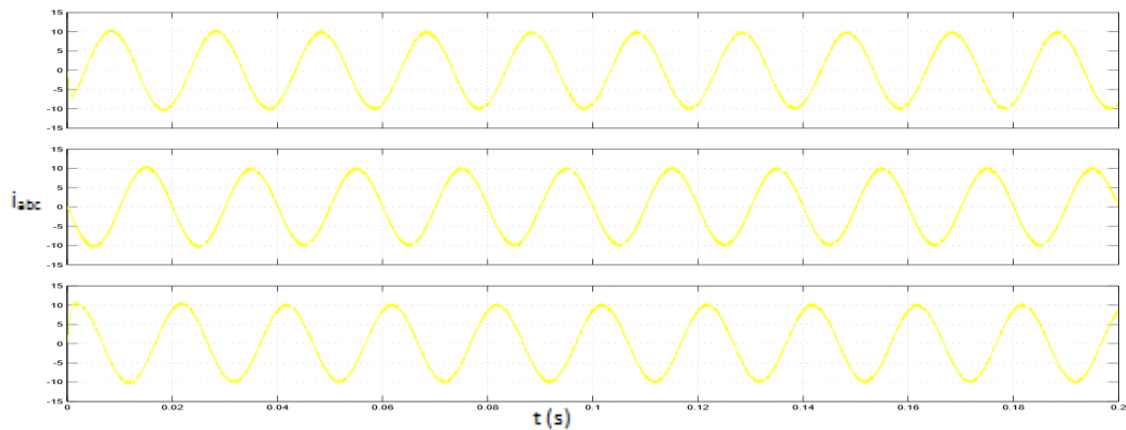


Figura 4.8 – Resposta do sistema a uma oscilação de referência de potência/corrente – em cada fase, apresentando-se a roxo o sinal de corrente de referência e a amarelo a corrente observada do lado AC do conversor.

Verificou-se assim após a realização de diversos testes, que aquando da ocorrência de uma alteração em degrau de referência o sistema responde prontamente, com um atraso máximo verificado no seguimento da referência de cerca de 1,6 ms. É possível identificar que aos 0,03 s da simulação ocorre uma alteração da referência de corrente elétrica, podendo-se observar a resposta do sistema a uma alteração abrupta de referência, apresentando-se uma vista pormenorizada do evento na figura 4.9.

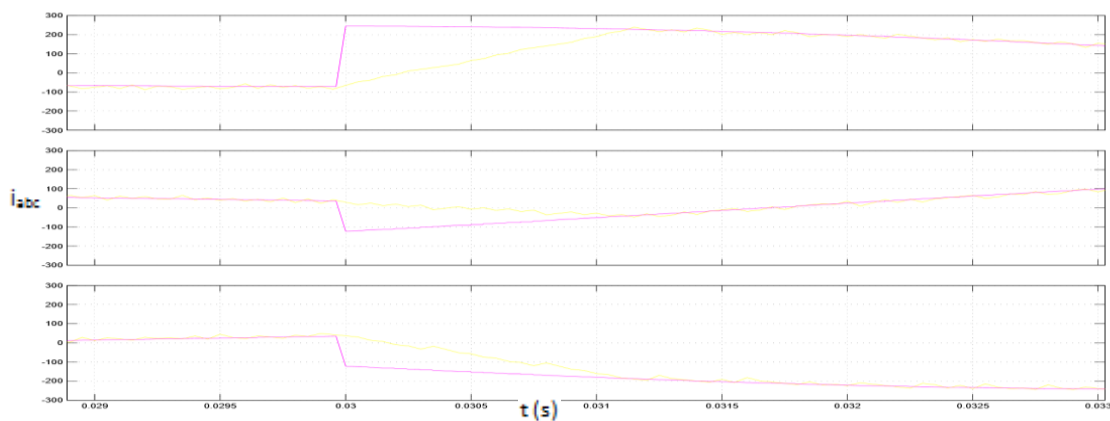


Figura 4.9 – Resposta do sistema a uma alteração de referência – resposta por fase, a roxo a referência e a amarelo a corrente à saída do conversor.

Na figura 4.10 observam-se os valores medidos de valor rms de tensão AC e potência ativa e reativa, usados nos cálculos da referência de corrente.

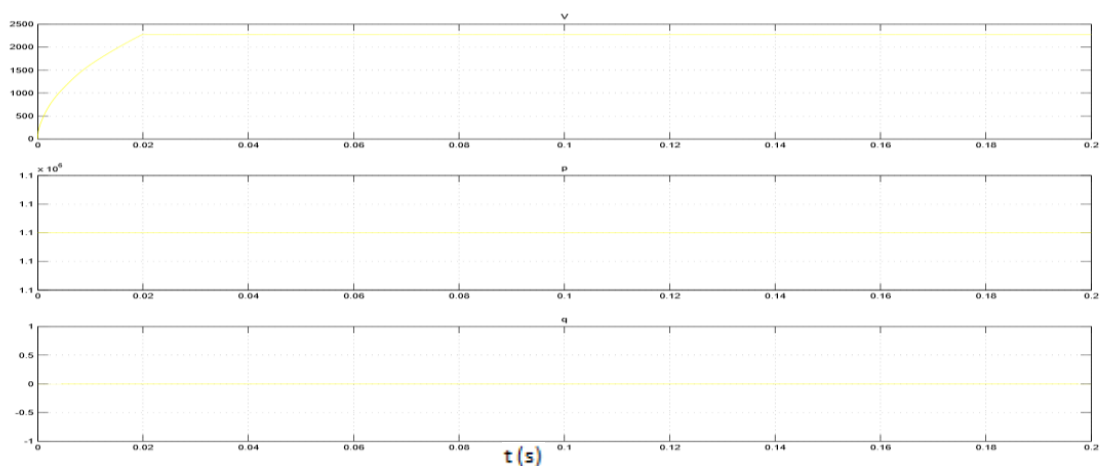


Figura 4.10 – Por ordem descendente: tensão rms medida, potência ativa e reativa do sistema.

Deve-se realçar, pela figura 4.10, que a tensão medida nos instantes iniciais não é utilizada, mas sim um valor de referência pré-determinado (2200 V) pois o valor inicial de tensão rms do sistema é zero, o que implicaria a necessidade de uma corrente infinita. Como referido também anteriormente a potência reativa usada neste teste foi nula. Relativamente a outros parâmetros de interesse, como a capacidade de comutação do sistema e as formas de onda do sinal de tensão composta AC verificaram-se os resultados apresentados na figura 4.11.

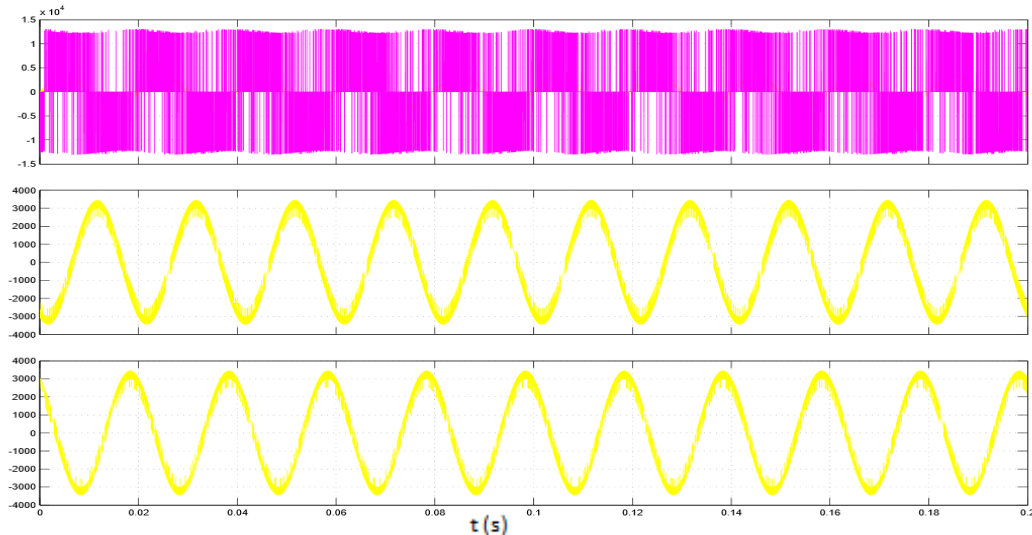


Figura 4.11 – Tensão composta por ordem decrescente: V_{ob} e sinal retangular (anterior à bobina de saída), V_{bc} e V_{ca} .

É observável que com esta configuração o tremor do sinal de tensão introduzido na rede elétrica não é desprezível. Usando o bloco de medição de THD do *Matlab*, verifica-se que este para o sinal de tensão é de aproximadamente 8% em regime permanente no lado AC do conversor. Após o transformador esta distorção é consideravelmente menor, sendo inferior a 1%. Estes valores podem ser melhorados com a introdução de um filtro LC. No que diz respeito à distorção harmónica total do sinal de corrente injetado na rede, situa-se em torno de 1,1% em regime permanente, estando o seu limite legal nos 5% para as condições de teste efetuadas [34].

O sinal retangular do conversor (anterior à bobina de saída) é apresentado para ilustração das limitações do conversor. Caso a potência exigida seja demasiado elevada, ou seja, a corrente AC tivesse uma amplitude superior o sistema não seria capaz de dar a resposta pretendida.

Procedeu-se então ao teste do sistema com introdução de potência reativa, ou seja, aplicou-se um factor de potência não unitário no cálculo das referências. Começou-se por observar mais uma vez as formas da corrente AC, como apresentado na figura 4.12. Na definição das potências de referência usou-se o seguinte critério:

$$P = \frac{(\sqrt{3} \times V_{rms} \times I_{ref\ rms} \times 0,8)}{3}; \quad (4.42)$$

$$S = \frac{(\sqrt{3} \times V_{rms} \times I_{ref\ rms})}{3}; \quad (4.43)$$

$$Q = \sqrt{S^2 - P^2}; \quad (4.44)$$

correspondendo à potência ativa, aparente e reativa simuladas, respetivamente com um factor de potência de 0,8.

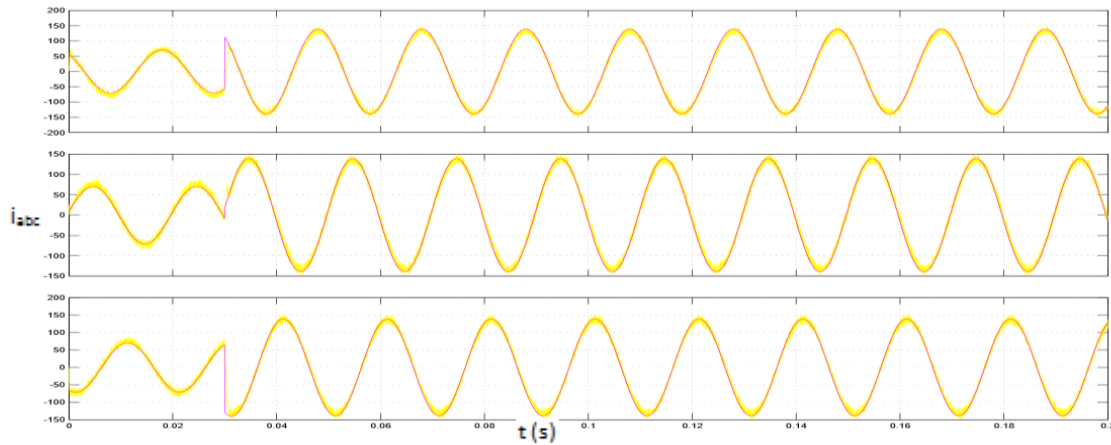


Figura 4.12 – Corrente do lado AC do conversor (amarelo) e de referêrência (roxo) em cada fase.

Como é observável, pela figura 4.12, o sistema segue a referêrência de corrente imposta, sem qualquer limitação mesmo aquando da introdução de potência reativa na rede.

Relativamente ao sistema de 10,8 kV DC simulado, verificou-se uma resposta muito semelhante à obtida com o factor de potência unitário em termos de tempo de resposta ao seguimento de uma corrente de referêrência, como esperado. Na figura 4.13 podem-se observar os valores de tensão AC rms e potência ativa e reativa, em condições de teste com factor de potência não unitário.

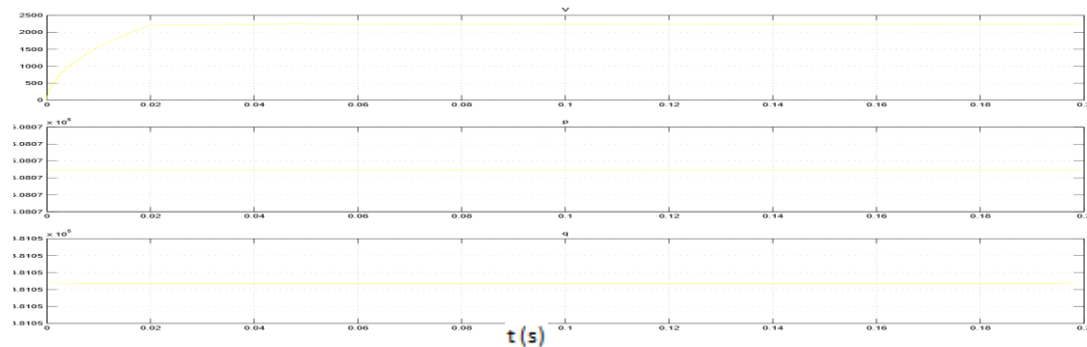


Figura 4.13 – Por ordem descendente: tensão AC RMS, potência ativa e potência reativa.

Pela figura 4.13 é possível observar os valores de potência ativa e reativa tidos como referêrência nesta simulação.

Relativamente ao sinal de tensão AC a distorção harmónica total observada nesta simulação foi semelhante, como medido no bloco THD do Matlab, tal como para a corrente que se manteve com distorção em torno de 1%.

É possível analisar, pelo desfasamento entre tensão e corrente, o período de tempo em que o sistema retira potência da rede e o período de tempo que o sistema devolve potência à rede, como se apresenta na figura 4.14.

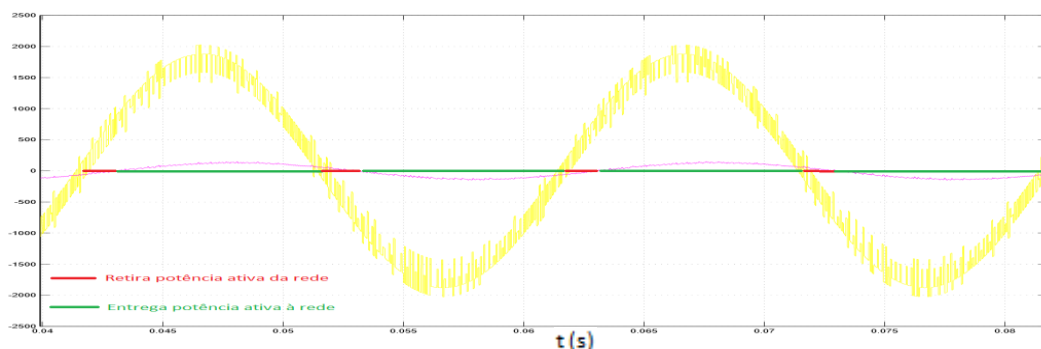


Figura 4.14 – Tensão fase-neutro (amarelo) e corrente (roxo) na fase a e desfasamento entre tensão e corrente.

Pela figura 4.14 é possível concluir que o sistema está realmente a comportar-se como gerador neste teste, entregando potência ativa à rede pois o período de entrega de potência à rede é superior ao período de consumo de potência da mesma. Esta análise foi realizada tendo em conta a polaridade da fonte de tensão e o sentido da corrente elétrica.

4.1.8. Sistema de conversão com regulação de tensão

A manutenção da tensão estável ao longo do tempo na rede é da responsabilidade dos geradores síncronos existentes na central térmica. Como é pretendida a operação a tempo inteiro com apenas uma máquina térmica, em caso de avaria, o sistema de baterias tem de ser capaz de manter a tensão na rede até a entrada de um grupo gerador que não esteja em funcionamento.

O sistema de controlo do conversor pode incluir a funcionalidade de regulação de tensão, cujo projeto é apresentado ao longo desta secção. Esta malha consiste numa malha externa baseada num sistema de compensação linear proporcional integral (PI). Pela sua natureza (integral) esta malha externa é de atuação mais lenta que a malha interna de controlo de corrente, pelo que para garantir os melhores tempos de resposta é importante incluir um sistema de controlo que decide a necessidade de utilização da mesma ou não. Ou seja, caso a tensão esteja a ser mantida pela central térmica não existe qualquer necessidade de utilização desta funcionalidade, caso contrário esta funcionalidade tem que estar ativa. Da forma apresentada neste capítulo, as correntes de referência do conversor foram sempre obtidas com base numa potência ativa e reativa que se pretendia que o sistema injetasse na rede. A adição deste sistema de controlo permite a obtenção da corrente de referência através da tensão AC, controlando-se a tensão indiretamente através das correntes.

4.1.8.1 – Projeto do sistema de conversão com regulação de tensão

Assim, o sistema de conversão assume para este efeito a configuração apresentada na figura 4.15.

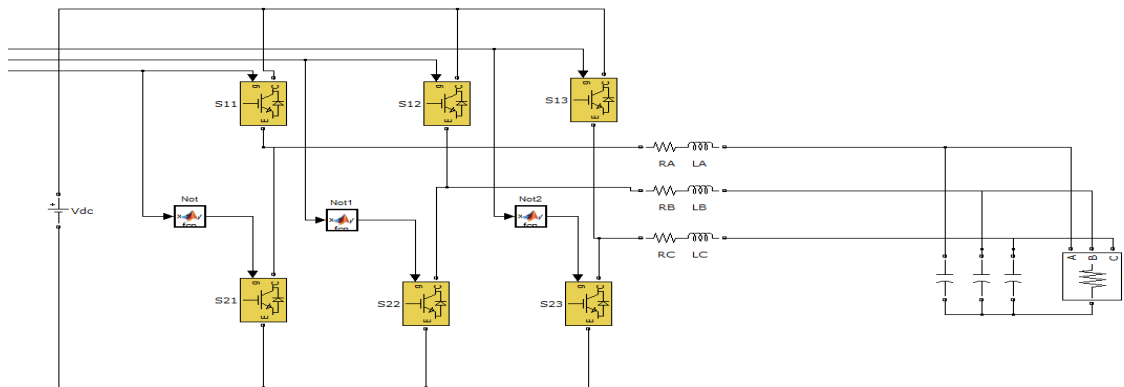


Figura 4.15 – Conversor DC/AC com adição de elementos capacitivos para regulação de tensão.

A determinação da corrente de referência a partir das tensões foi realizada no domínio da transformada dq . Para facilitar o controlo procedeu-se ao descoplamento das diferentes componentes de tensão. Considerando a corrente de referência (i_d e i_q) aproximadamente igual à corrente medida, as tensões v_d e v_q são dadas no domínio de Laplace por,

$$v_d = \frac{1}{s} \left(\omega v_q + \frac{i_{dref}}{C} - \frac{i_{Ld}}{C} \right); \quad (4.45)$$

$$v_q = \frac{1}{s} \left(-\omega v_d + \frac{i_{qref}}{C} - \frac{i_{Lq}}{C} \right); \quad (4.46)$$

sendo ω a frequência angular do sistema, C a capacidade do condensador do lado AC (igual em todas as fases) e i_{Ld} e i_{Lq} as componentes direta e em quadratura da corrente no ramo. Verifica-se que 4.45 e 4.46 são dependentes uma da outra, ou seja v_d depende de v_q e vice versa. Para as tornar independentes é necessário realizar uma mudança de variável, através de [31]:

$$h_{d\ ref} = i_{d\ ref} + \omega C v_q; \quad (4.47)$$

$$h_{q\ ref} = i_{q\ ref} - \omega C v_d. \quad (4.48)$$

Com esta mudança de variável é possível reescrever as expressões 4.45 e 4.46 como:

$$v_d = \frac{1}{sC} (h_{d\ ref} - i_{Ld}); \quad (4.49)$$

$$v_q = \frac{1}{sC} (h_{q\ ref} - i_{Lq}); \quad (4.50)$$

tornando assim as componentes v_d e v_q independentes entre si. Com este desacoplamento realizado procedeu-se ao dimensionamento de um compensador linear capaz de manter a estabilidade do sistema. O compensador escolhido foi um compensador linear do tipo PI, muito usado neste tipo de sistemas pois é capaz de garantir erros estáticos nulos (componente proporcional) e evitar as perturbações introduzidas pela componente i_{Ldq} (componente integral). A função de transferência do compensador (um para v_d e um para v_q) é dada por,

$$v_{d,q} = \frac{1}{C} \frac{sk_{p\ d,q} + k_{i\ d,q}}{s^2 + s \frac{k_{p\ d,q}}{C} + \frac{k_{i\ d,q}}{C}} v_{d,q\ ref} - \frac{1}{C} \frac{s}{s^2 + s \frac{k_{p\ d,q}}{C} + \frac{k_{i\ d,q}}{C}} i_{L\ d,q}; \quad (4.51)$$

onde $k_{p\ d,q}$ e $k_{i\ d,q}$ correspondem aos ganhos proporcional e integral do compensador. Em regime estacionário o segundo termo de 4.51 é nulo ($s=0$), ou seja as perturbações na carga devido às correntes na mesma são nulas. Sabendo que o denominador do primeiro termo de 4.51 pode ser equiparado a um polinómio de um sistema segunda ordem ($s^2 + 2\xi\omega_n s + \omega_n^2$) é possível determinar os ganhos $k_{p\ d,q}$ e $k_{i\ d,q}$,

$$k_{p\ d,q} = 2\xi\omega_n C; \quad (4.52)$$

$$k_{i\ d,q} = \omega_n^2 C; \quad (4.53)$$

sendo ξ o factor de amortecimento usado $\frac{1}{\sqrt{2}}$, que garante uma boa relação entre o tempo de resposta e a sobrelevação da mesma. Para que toda a análise realizada seja válida é essencial que a frequência natural, num sistema (50 Hz) seja muito inferior à frequência de comutação dos semicondutores usados (20 kHz) [31].

4.1.8.2 – Simulação em Matlab/Simulink do sistema de conversão com regulação de tensão

O modelo de conversor com regulação de tensão implementado em *Matlab/Simulink* é apresentado no Anexo J. A malha externa de controlo de tensão aplicada segue a estrutura apresentada na figura 4.16.

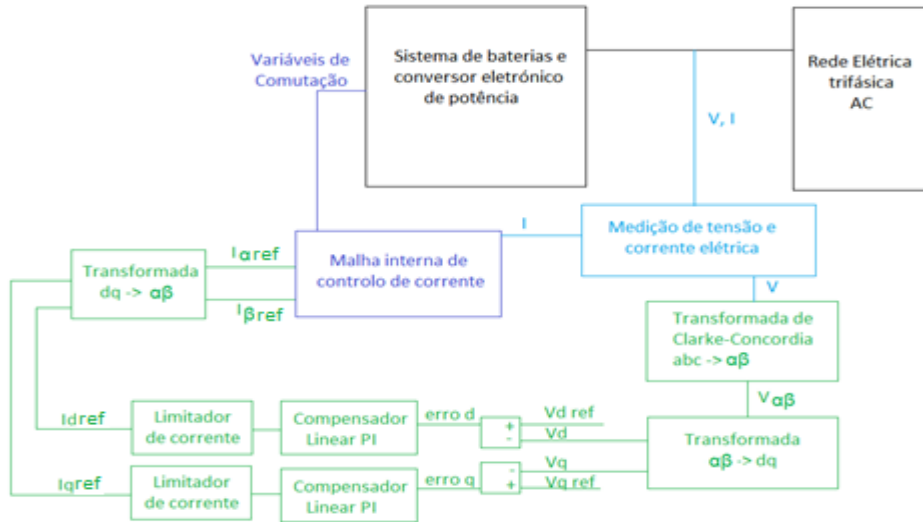


Figura 4.16 – Malha externa de regulação de tensão.

Todas as expressões definidas através de blocos *Matlab Embed Function* são apresentadas no Anexo K, sendo no entanto aqui dada uma explicação geral do procedimento adotado na definição do controlador de tensão.

Começou-se por medir a tensão simples (fase-neutro), do lado AC do sistema, aplicando à tensão medida a transformada de *Clarke-Concordia*, passando do domínio *abc* para $\alpha\beta 0$ e de seguida a transformada de *Park*, para passar para o domínio *dq*. A transformada de *Park* é dada por:

$$[X_{dq}] = [X_{\alpha\beta}] \times [D]^T; \quad (4.54)$$

sendo $[X_{\alpha\beta}]$ a matriz de duas linhas e uma coluna dada pelas componentes α e β da tensão e a matriz D definida como:

$$[D] = \begin{bmatrix} \cos(\phi) & -\text{sen}(\phi) \\ \text{sen}(\phi) & \cos(\phi) \end{bmatrix}; \quad (4.55)$$

onde ϕ é definido como:

$$\phi = 2\pi f + \text{fase inicial}. \quad (4.56)$$

A representação do modelo nas coordenadas *dq* permite tornar o sistema invariante no tempo, facilitando assim o projeto do controlador de tensão.

Em simultâneo é gerada a referência de tensão. É apenas necessário indicar o valor de tensão rms pretendido do lado AC do sistema, gerando-se as três formas de onda sinusoidais de referência (três fases) nas coordenadas *abc*, procedendo-se de seguida à passagem das mesmas para o domínio *dq*.

É então realizada a diferença entre as tensões medidas e as referências de tensão obtendo-se à saída o erro. Este erro é aplicado a um compensador linear do tipo PI para cada componente (*d* e *q*). Por aplicação de (4.52) e (4.53) determinou-se que o valor das constantes dos compensadores eram dadas por:

$$K_p = 6,00; \quad (4.57)$$

$$K_i = 74,02; \quad (4.58)$$

considerando-se a utilização de condensadores de 760 μF no filtro de saída do conversor.

À saída dos compensadores obtém-se a corrente de referência a aplicar à malha interna de controlo de corrente, mas nas coordenadas dq . Como o sistema implementado previamente opera nas coordenadas $\alpha\beta 0$, procedeu-se à aplicação da Transformada de *Park* inversa, obtendo-se assim as correntes de referência usadas.

Como exemplo dos resultados obtidos, apresentam-se nas figuras 4.17 e 4.18 as formas de onda de tensão AC do sistema, quando a referência corresponde a 1 kV_{rms} e quando a referência de tensão é de 2,2 kV_{rms} . Nos testes realizados não existe qualquer ligação a um outro modelo de rede AC que impõe a tensão, apenas o sistema de conversão ligado a uma carga.

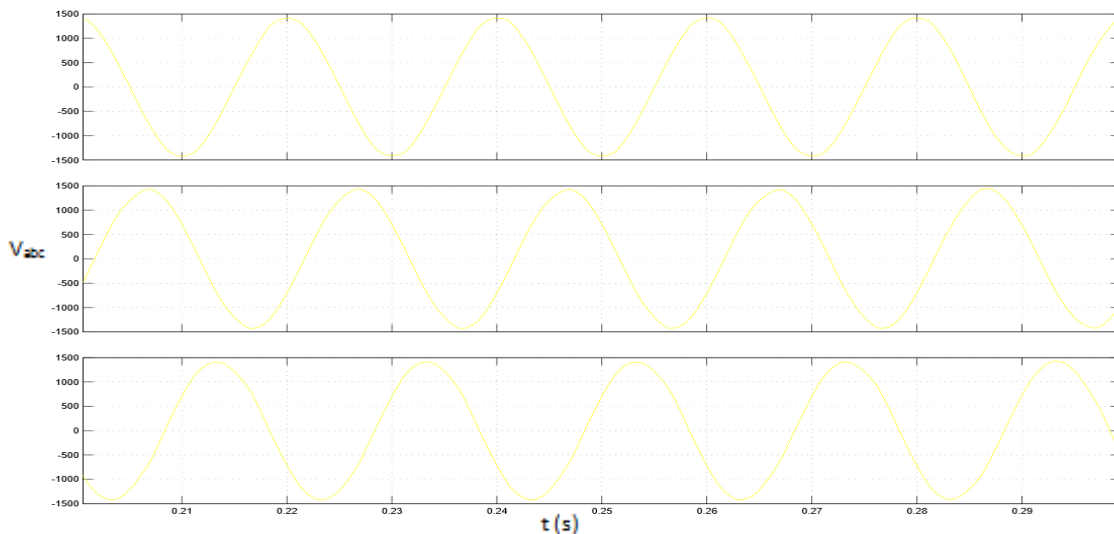


Figura 4.17 – Forma de onda das tensões AC quando a referência é 1 kV_{rms} .

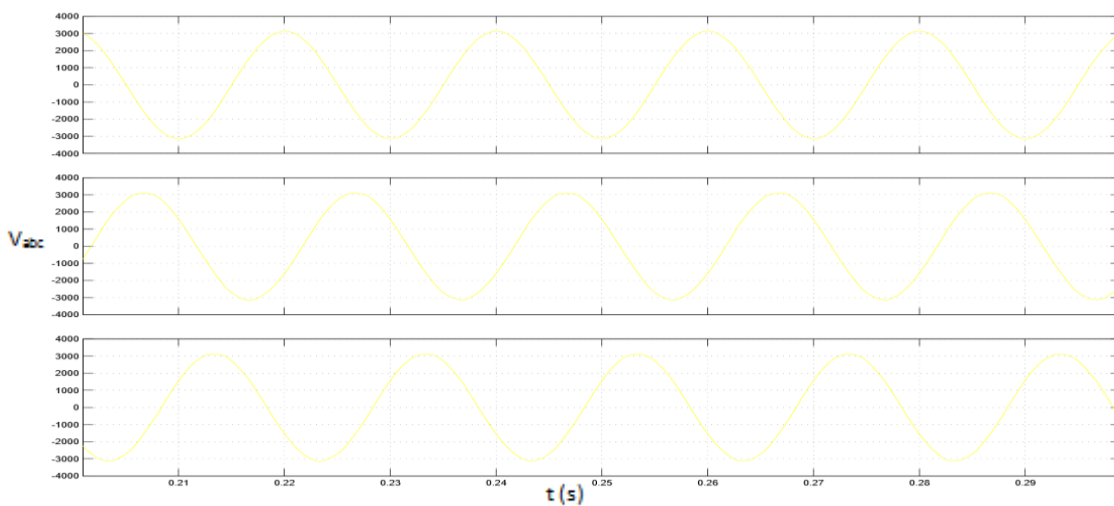


Figura 4.18 – Forma de onda das tensões AC quando a referência são 2,2 kV_{rms} .

Em ambas as formas de tensão é facilmente observável que o valor de pico da tensão é o esperado, com base na referência rms indicada e operando a 50 Hz.

Testou-se ainda o funcionamento do sistema para a ocorrência de uma variação na referência de tensão, como se ilustra na figura 4.19, na ocorrência de uma alteração de referência aos 0,3 s de simulação, com esta passando de 1 kV_{rms} para 2 kV_{rms} .

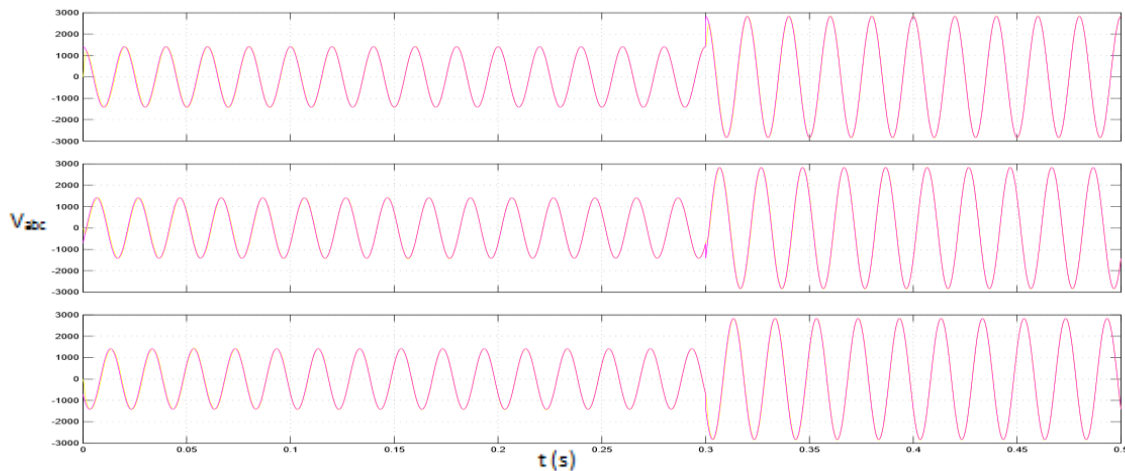


Figura 4.19 – Alteração de referência de tensão do sistema, por fase, ilustrando-se o sinal de referência sobreposto com o sinal obtido no lado AC do inversor.

Verifica-se pela figura 4.19 que o sistema é capaz de responder a uma variação na tensão de referência. Nos testes realizados, com variações em degrau, a tensão à saída do conversor pode levar até dois períodos ou 40 ms até conseguir acompanhar perfeitamente a referência.

4.1.9. Funcionamento como retificador para carregamento de baterias

No modo de funcionamento como retificador o fluxo de potência ativa no conversor é inverso, ou seja, da rede para a fonte DC. Este modo é obtido através da variação da referência de corrente para um valor de módulo negativo, o que leva a que o fluxo de corrente do lado DC seja revertido e possibilita o recarregamento do sistema de baterias.

Neste modo de operação as bobinas de acoplamento no lado AC têm como função suavizar a forma de onda da corrente extraída da rede elétrica.

A equação da dinâmica do retificador é semelhante à do inversor.

Tendo realizado diversos testes ao conversor eletrônico de potência, verificando o seu correto funcionamento procedeu-se ao dimensionamento do banco de baterias que deve ser capaz de suportar a demanda de potência da rede, por um período limitado, no papel de suporte à central térmica.

4.2. Banco de Baterias

Procedeu-se ao projeto de um banco de baterias, com características semelhantes à fonte usada nas simulações apresentadas no ponto anterior, mas naturalmente com as limitações inerentes aos sistemas de baterias, com o objetivo de tornar a simulação mais realista e verificar a possibilidade de implementação de um sistema com as seguintes características:

- Capacidade de compensação de potência ativa na ordem dos 1,5 MW por 4 horas – com o objetivo de suportar a rede sem a central térmica estar em funcionamento, ou durante períodos de cheia apoiando a central térmica.
- Capacidade de compensação de potência ativa durante períodos de tempo superiores, caso as necessidades de compensação sejam mais baixas.

4.2.1. Dimensionamento do banco de baterias

Para efeitos de simulação determinou-se que o banco de baterias deve ser capaz de fornecer uma potência de 1,1 MVA por:

$$S = V \times I = 2200V \times 500A = 1,1MVA; \quad (4.59)$$

sendo S a potência aparente do sistema, V a tensão AC rms e I a corrente elétrica ($S=P$ quando $\cos(\phi)=1$).

A potência do banco de baterias pode ser obtida através de:

$$P_{baterias} = \frac{1,25 \times \text{Factor } T \times \frac{P_{saída}}{\text{Rendimento do Conversor}}}{\text{Factor de Profundidade de descarga}} \quad (4.60)$$

*Factor de profundidade de descarga de 90%.

Neste estudo considera-se uma margem de segurança de 25% devido ao factor de envelhecimento das baterias, considera-se o Factor T (dependência da eficiência de operação das baterias da temperatura) unitário – $T = 25^\circ$ - e uma rendimento do conversor de 100% (idealização, mas a eficiência real do mesmo aproxima-se desse valor). Assim sendo, na situação em que a potência de saída é máxima (factor de potência unitário) obtém-se uma potência do banco de baterias de 1,53 MW. Supondo que se quer compensar esta potência durante 4 horas (240 minutos) obtém-se uma energia de:

$$E = P \times t = 1,53MW \times 4h = 6,12 MWh. \quad (4.61)$$

Tendo em conta a utilização de unidades de baterias de 12 V, para se obter uma tensão DC mínima total de 10 800 V são necessárias N unidades em série, dadas por:

$$N = \frac{U}{V_{unidade}} = \frac{10800V}{12V} = 900 \text{ unidades} \quad (4.62)$$

verificando-se uma necessidade de 900 unidades de baterias de 12 V em série. Caso se utilizem baterias (menos usuais) de 24 V este valor cai para metade (450). Por outro lado, tendo em conta as necessidades de corrente elétrica do sistema, para que se possa compensar uma potência de 1,53 MW durante quatro horas ($E = 6,12 MWh$) pode-se obter a capacidade de cada bateria, dada por:

$$C = \frac{E}{U} = \frac{6,12 MWh}{10,8 kV} = 566,7 Ah \quad (4.63)$$

Para se obter este tipo de capacidade, 566,7 Ah é necessário adicionar baterias em paralelo, obtendo-se uma matriz 900x3, ou seja 2700 unidades no total. Estas em conjunto prefazem aproximadamente um volume total de 50,625 m³. Na tabela 4.4 apresentam-se diversas situações de operação do banco de baterias nestas condições.

Tabela 4.4 – Condições de operação possíveis do banco de baterias.

Energia	Potência	Tempo de Operação
6,12 MWh	12,24 MW	30 minutos
	6,12 MW	1 hora
	3,06 MW	2 horas
	1,53 MW	4 horas

De acordo com a tabela 4.4, o banco de baterias dimensionado é capaz de fornecer uma potência de 1,53 MW durante 4 horas, ou 3,06 MW durante duas horas ou 12,24 MW durante 30 minutos. Este modo de operação pode ser alterado através da alteração das correntes de operação permitidas, tendo neste caso sido definidas como, no máximo, 500 A. Caso todos os componentes do sistema real sejam adequados, o limite de operação pode naturalmente ser superior, podendo-se aumentar os níveis de potência que o sistema de baterias e conversor é capaz de compensar. Estes valores foram determinados com base nas necessidades de compensação na ilha no caso extremo, como se ilustra nas figuras 4.20 e a) e b), para as condições de carga atuais, do ponto de vista da central térmica e para as mesmas com integração do banco de baterias.

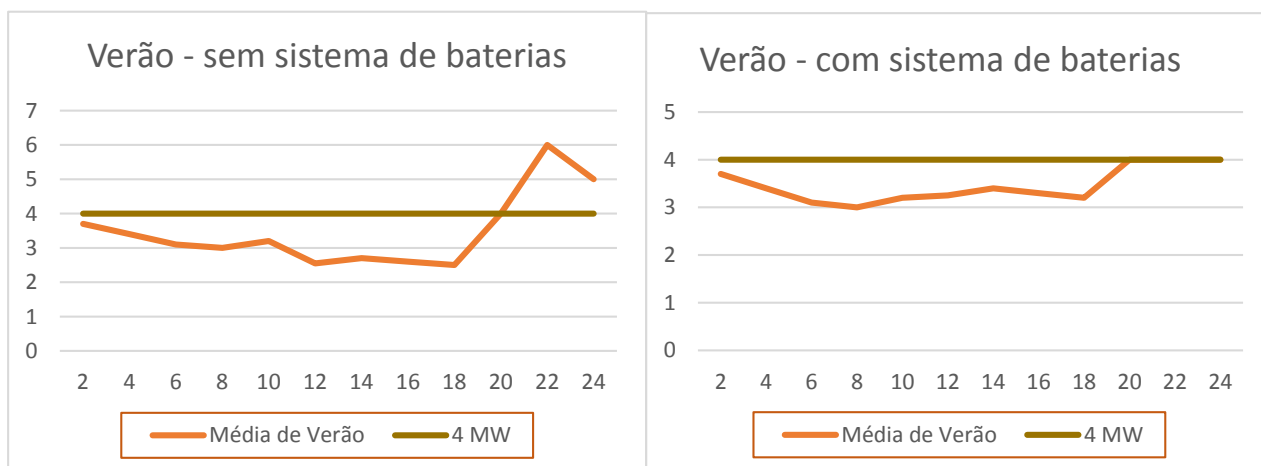


Figura 4.20 – a) Diagrama de cargas visto pela central térmica atualmente; b) Diagrama cargas visto pela central térmica com introdução do banco de baterias.

Assim, como observável em 4.20 a) e b), a central térmica nunca precisa de ser apoiada durante mais de 4 horas consecutivas, pior cenário, para o qual o sistema foi dimensionado.

4.2.2. Simulação do banco de baterias

Procedeu-se à alteração do modelo do sistema de conversão de energia implementado no *software* de forma a usar o modelo de um banco de baterias, disponibilizado pelo *Matlab/Simulink*.

O bloco “*Battery*” (figura 4.21) foi implementado com as características dimensionadas anteriormente e a função “*P/Q para I/φ*” foi alterada por forma a realizar o carregamento do banco a uma profundidade de 90% - ou seja a carga é iniciada quando o estado de carga (*SOC – state of charge*) é inferior a 10%. Esta função, na sua globalidade é apresentada no Anexo L.

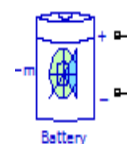


Figura 4.21 – Modelo de banco de baterias.

O algoritmo desenvolvido e implementado com vista ao controlo do funcionamento do sistema de baterias através da definição da referência de corrente, seguiu a estratégia apresentada no fluxograma da figura 4.22.

A função consiste numa melhoria da função “*P/Q para I/φ*” inicial, tendo em conta que na implementação de um sistema deste género é muito importante considerar se o sistema está com capacidade de compensar potência, se necessita de ser recarregado, se já se encontra em carregamento, entre outras definições.

Começou-se por definir para a primeira operação do sistema uma variável, designada por “Carregando”, que pode assumir dois estados: 0, o sistema não está em recarregamento e 1, o sistema está em carregamento. Assumiu-se que inicialmente o sistema não necessita de ser recarregado.

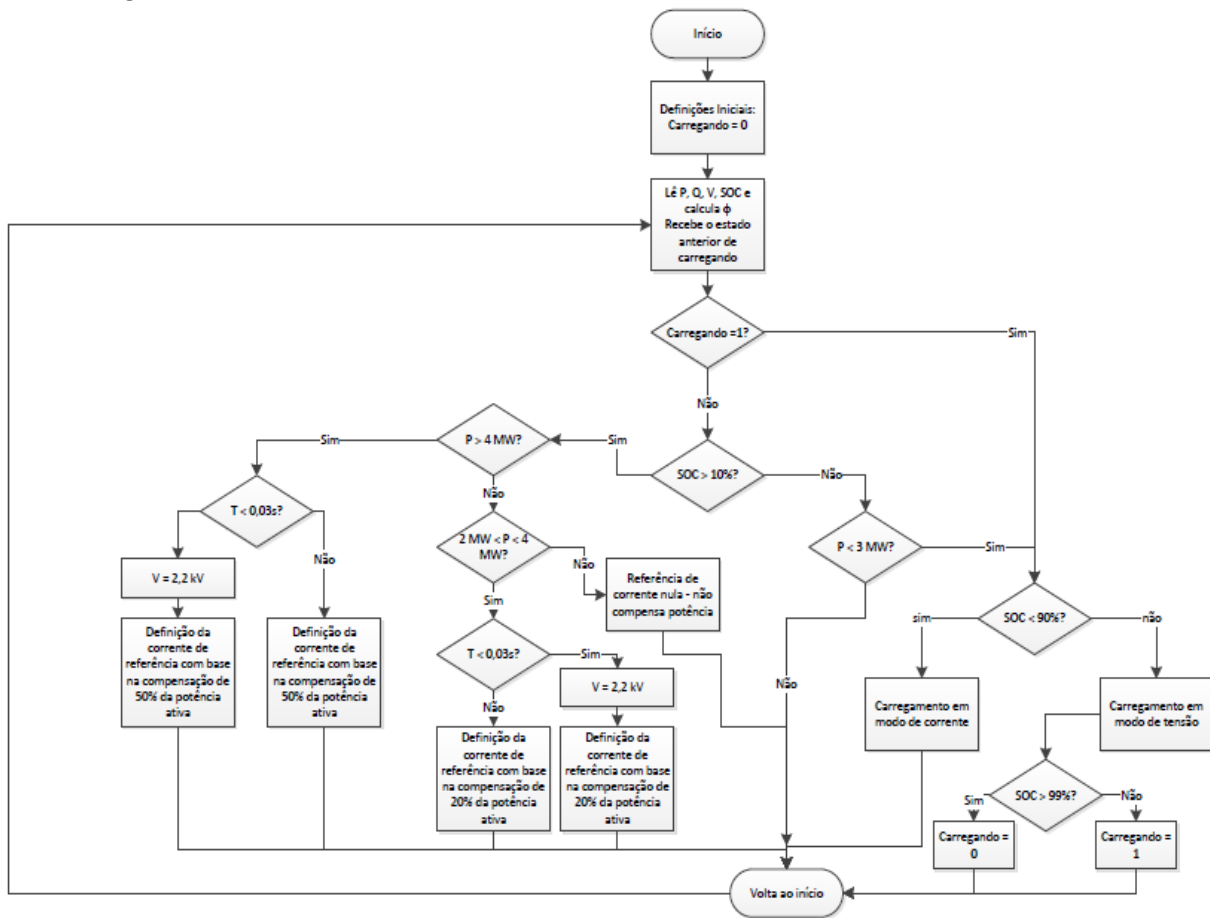


Figura 4.22 – Algoritmo que controla o funcionamento do sistema de baterias e conversor.

As restantes variáveis de entrada da função são a potência ativa e reativa medida na rede (P e Q), factor de potência (ϕ) calculado com base nas potências por (4.37), tensão na linha (V), a carga do banco de baterias (SOC), o estado anterior da variável “Carregando” e ainda o tempo de simulação (t).

Caso o sistema não esteja a ser recarregado, é realizada uma verificação da sua necessidade de ser recarregado. Se o SOC das baterias for superior a 10% esta necessidade não existe. Se for inferior, o sistema deverá ser recarregado, não podendo compensar potência.

Aquando da não existência de necessidade de carregamento, aplicou-se uma função onde se determina, com base na demanda de potência ativa na rede qual a ação que deve ser seguida, com o sistema a funcionar como gerador. Esta função é abordada em maior pormenor no capítulo 5, integração do banco de baterias na rede do Porto Santo.

Caso o sistema necessite de ser recarregado (SOC<10%), é realizada uma verificação da carga do lado AC (rede). Definiu-se que só é permitido ao sistema recarregar caso a demanda de potência na rede seja inferior a 3 MW. Caso esta potência seja superior, o sistema entra em *loop* até poder iniciar o seu carregamento.

A partir do momento em que o recarregamento é iniciado não pode ser interrompido até estar completo. Foram definidos dois modos de carregamento, em corrente constante (*fast charge*) a 1C (à capacidade das baterias) e o modo de tensão (ou modo *top-off*) realizado a 0,1C.

Ao fim de cada execução à saída da função é colocado o valor do módulo de corrente (I) e a sua fase (ϕ), bem como o estado da variável “Carregando”, a usar na execução seguinte.

Realizou-se um teste à função que realiza o carregamento do sistema em modo de corrente (modo *Fast charging*), ou seja a uma corrente constante de 75 A, ou seja 1C. Os resultados de simulação obtidos com a introdução do banco de baterias foram idênticos aos verificados com uma fonte de tensão em termos de seguimento de referência. É possível ainda observar a carga e descarga das baterias de acordo com a condição definida, como se pode observar na figuras 4.23 a) e b).

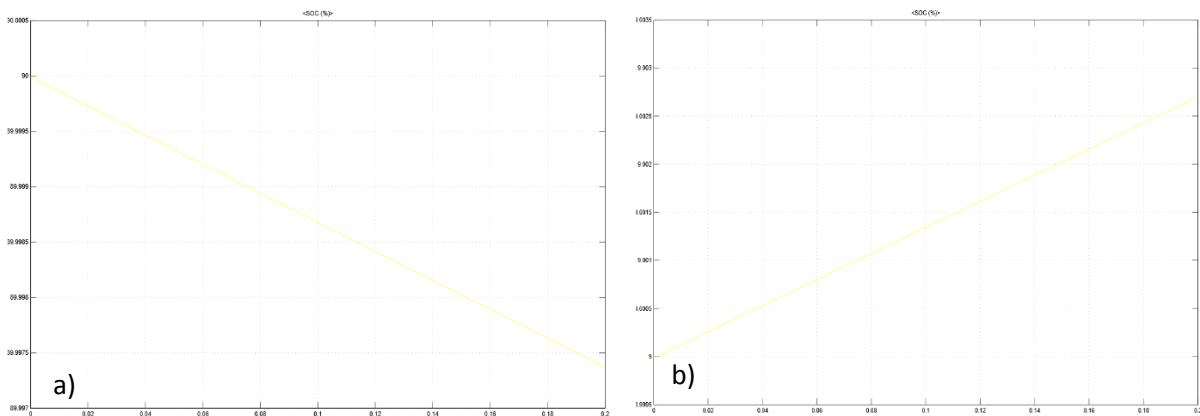


Figura 4.23 – a) Evolução do estado de carga do banco de baterias ao longo de uma simulação de 0,2s, com carga inicial de 90%; b) Evolução do estado de carga do banco de baterias ao longo de uma simulação de 0,2s, com carga inicial de 9%.

Tendo em conta o tempo possível de simulação, apenas se verifica a tendência imediata da curva que indica a carga restante da bateria. Observaram-se ainda os sinais de tensão e corrente de uma das fases do sistema trifásico durante o recarregamento do sistema, obtendo-se o resultado apresentado na figura 4.24.

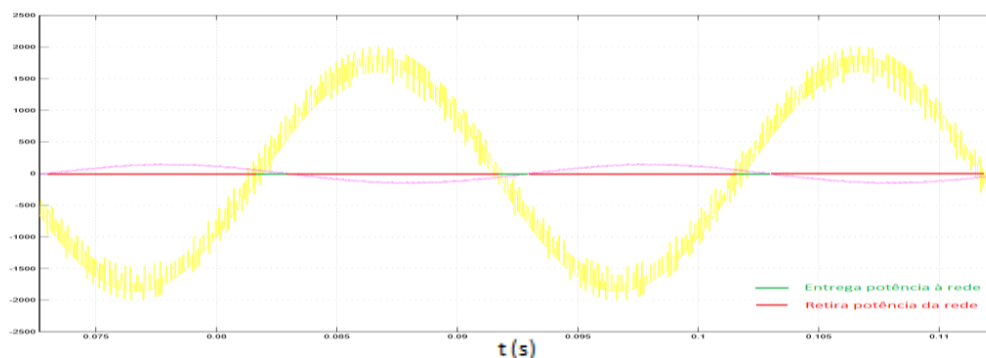


Figura 4.24 – Tensão (amarelo) e corrente (roxo) da fase a do sistema.

Mais uma vez, tendo em conta a polaridade da fonte de tensão e o sentido da corrente elétrica é observável, pela figura 4.24 que o sistema encontra-se durante um período do sinal maioritariamente a retirar potência da rede, comprovando-se o seu funcionamento como carga. O comportamento durante o funcionamento como gerador é idêntico ao apresentado na figura 4.14. Na figura 4.24 a tensão e a corrente encontram-se em oposição de fase, enquanto em 4.14 encontram-se em fase.

Capítulo 5 – Integração do banco de baterias na rede do Porto Santo

Ao longo deste capítulo é apresentado todo o procedimento realizado para integrar os modelos desenvolvidos em PSSE e *Matlab/Simulink* para o sistema de baterias, apresentados no capítulo 4, nos respetivos modelos de rede de energia elétrica apresentados ao longo do capítulo 3, apresentando-se ainda alguns dos resultados obtidos em ambos os programas de simulação e apresentando-se algumas elações retiradas sobre os mesmos. Finalmente é realizada uma análise económica de forma a analisar a viabilidade de implementação prática do projeto.

5.1. Integração do sistema de baterias na rede em *Matlab/Simulink*

O modelo completo da topologia implementada para a interligação entre o sistema de baterias e a rede do Porto Santo em *Matlab/Simulink* é apresentado no Anexo M. A topologia seguida num primeiro cenário de implementação foi a apresentada na figura 5.1.

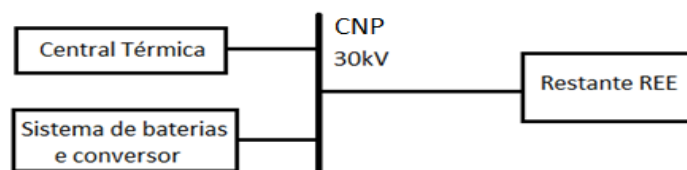


Figura 5.1 – Ligação do sistema de baterias à rede como apoio à central térmica.

Na sua grande maioria os sistemas de baterias são aplicados ao apoio a centrais baseadas em energias renováveis, podendo ser no entanto muito úteis como um sistema independente, capaz de apoiar a geração de energia numa rede de pequenas dimensões. Com esta configuração abordada o sistema é capaz de compensar ligeiras oscilações de potência de carga, por apresentar os menores tempos de resposta (poucos ciclos de rede) que as máquinas térmicas (segundos), e pode aproveitar períodos de excesso de produção por parte das centrais baseadas em energias renováveis para recarregar [35].

É essencial a definição de uma função que determina as condições de entrada, saída de funcionamento e recarregamento do sistema. No caso da simulação realizada adotou-se uma estratégia baseada na medição da potência ativa e reativa despachada na central térmica, de acordo com o esquema apresentado na figura 5.2.

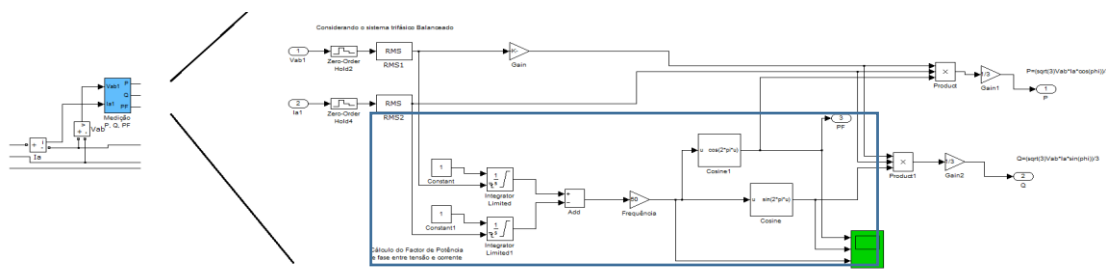


Figura 5.2 - Medição da potência ativa e reativa no barramento.

O bloco apresentado na figura 5.2 tem como entradas os sinais complexos da tensão e da corrente no barramento.

O factor de potência, ou desfasamento entre os sinais de tensão e corrente é calculado pelos módulos salientados (no interior do retângulo azul). Inicialmente é medido o *offset* de cada um dos sinais de tensão e corrente através dos blocos de integração, realizando-se

posteriormente a diferença entre eles (ângulo ϕ) e por aplicação da função cosseno, obtém-se o factor de potência.

Para se obter a potência ativa e reativa do sistema posteriormente aplicaram-se as seguintes expressões:

$$P = V \times I \times \cos(\phi); \quad (5.1)$$

$$Q = V \times I \times \sin(\phi). \quad (5.2)$$

Conhecendo a potência no barramento é possível usá-la como referência para o sistema de conversão de energia. No caso da simulação realizada foram definidos patamares ajustados de potência de atuação, sendo compensada mais potência quando existe maior demanda de potência (50% do valor medido), um valor inferior para situações de carga intermédia (compensação de 20% do valor medido) e nenhuma compensação em casos de baixa demanda de potência. Os valores definidos são apresentados na tabela 5.1, limitados a um máximo de 8 MW. Na definição destes valores usou-se sempre como referência a potência trifásica [36].

Tabela 5.1 – Compensação de potência ativa realizada pelo banco de baterias.

Potência ativa no barramento	Percentagem de compensação	Potência ativa compensada
$P > 4 \text{ MW}$	50%	2 MW a 8 MW
$2 \text{ MW} < P < 4 \text{ MW}$	20%	0,4 MW a 0,8 MW
$P < 2 \text{ MW}$	0%	0 MW

Os valores apresentados na tabela 5.1 são ilustrativos, podendo ser alterados. Apenas na situação de menor carga na rede é permitido ao sistema recarregar, com uma função que depende do SOC do banco de baterias. Como já referido ao longo do capítulo 2, se as baterias escolhidas consistirem em baterias de íões de lítio devem incluir um módulo de controlo de carga que analisa a tensão em cada um dos elementos do banco, pois estas baterias são muito sensíveis a situações de sobretensão.

Uma alternativa à utilização da medição dos parâmetros de potência na rede passa pela medição do desvio de frequência em relação à frequência central da rede (50 Hz). Caso esta baixe de um determinado nível, por exemplo 49,5 HZ, o sistema de baterias apoia a rede com uma determinada potência. Caso a frequência se encontre num valor alto, por exemplo 50,5 Hz, o sistema de baterias pode aproveitar para recarregar, caso exista tal necessidade.

Neste cenário de simulação foi realizada uma abordagem em patamares para a entrada ou alteração de funcionamento do sistema, com uma resposta do género apresentado na figura 5.3.

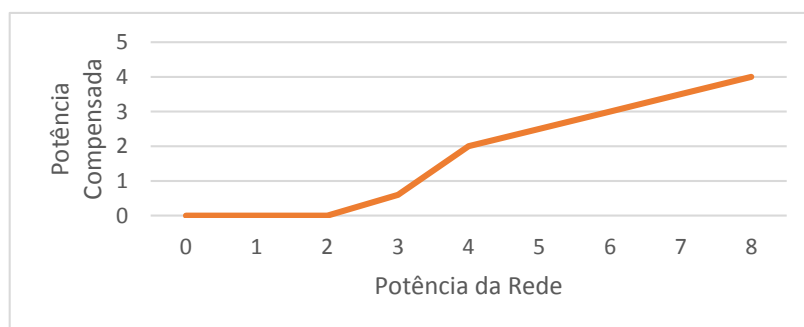


Figura 5.3 – Potência compensada pelo sistema, em função da potência da rede.

É essencial a existência de uma banda morta de atuação, para que não se corra o risco do sistema se encontrar sempre num estado, ou estar constantemente a alterar o seu estado.

5.2. Simulação do sistema de baterias na REE em *Matlab/Simulink*

Começou-se por testar o sistema de baterias ligado a um modelo simplificado da rede, como se ilustra na figura 5.4, incluindo um grupo térmico em funcionamento, o banco de baterias, um transformador redutor (30 kV-6,6 kV) e uma carga de 3 MW.

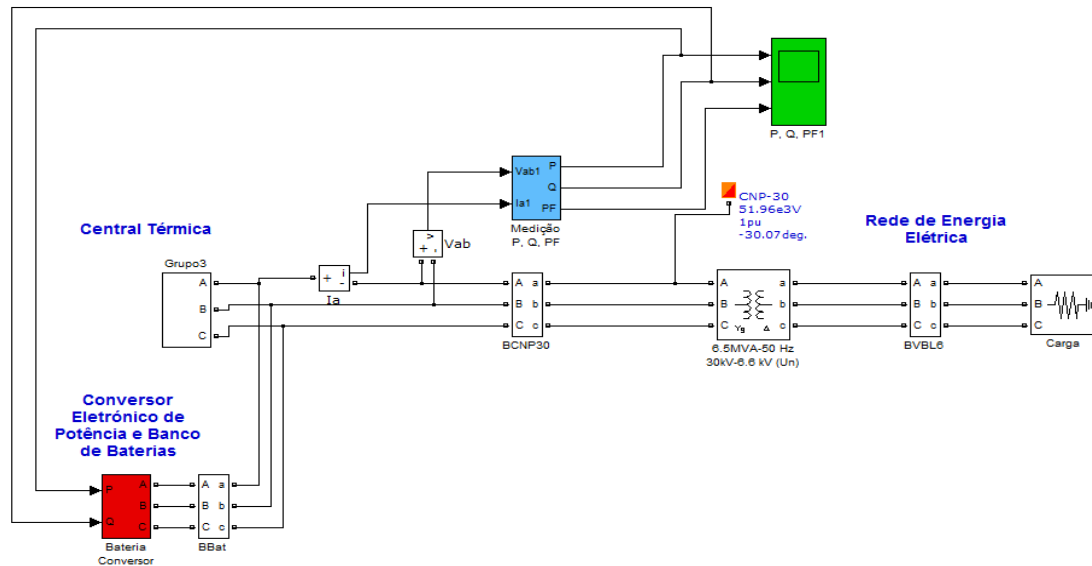


Figura 5.4 - Simulação do banco de baterias em apoio a um grupo térmico.

Nesta simulação não foram implementados modelos de linha, tendo em vista simular apenas o barramento relativo à central térmica da ilha do Porto Santo. Os blocos “Central Térmica” e “Conversor Eletrónico de Potência e Banco de Baterias” consistem nos modelos descritos anteriormente, bem como cada um dos restantes elementos da rede.

Nas figuras 5.5 e 5.6 são apresentados os resultados obtidos relativamente à tensão e corrente elétrica observada nos diferentes pontos da rede elétrica.

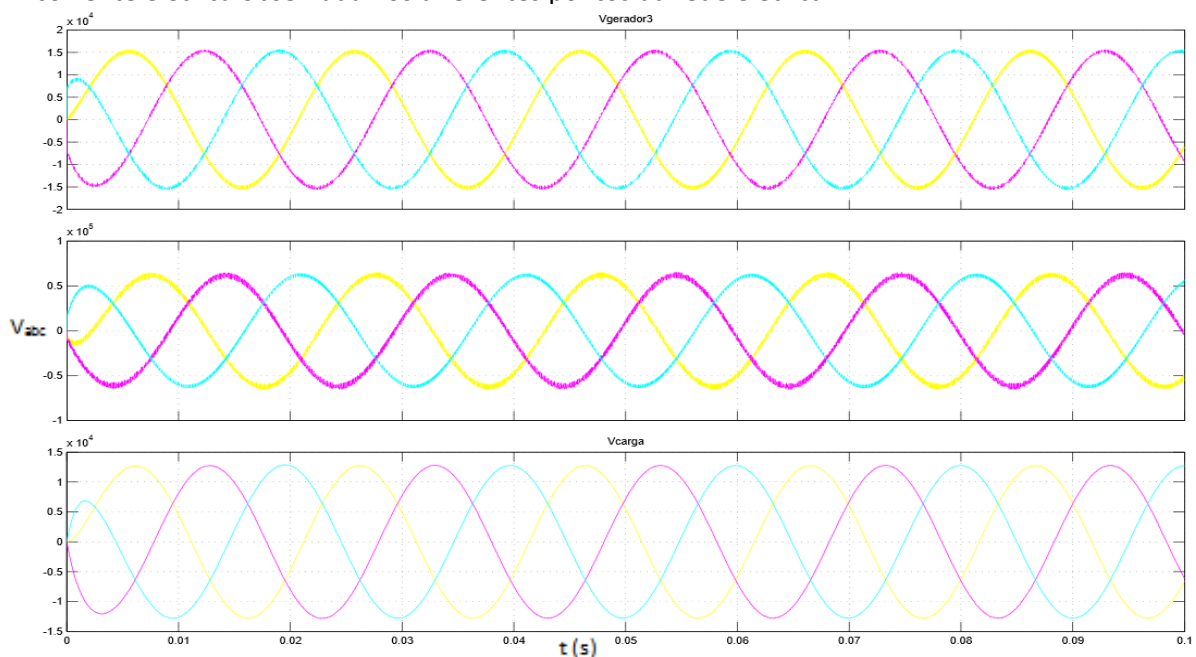


Figura 5.5 - Tensão do lado de geração de energia elétrica, na zona de 30kV e na carga.

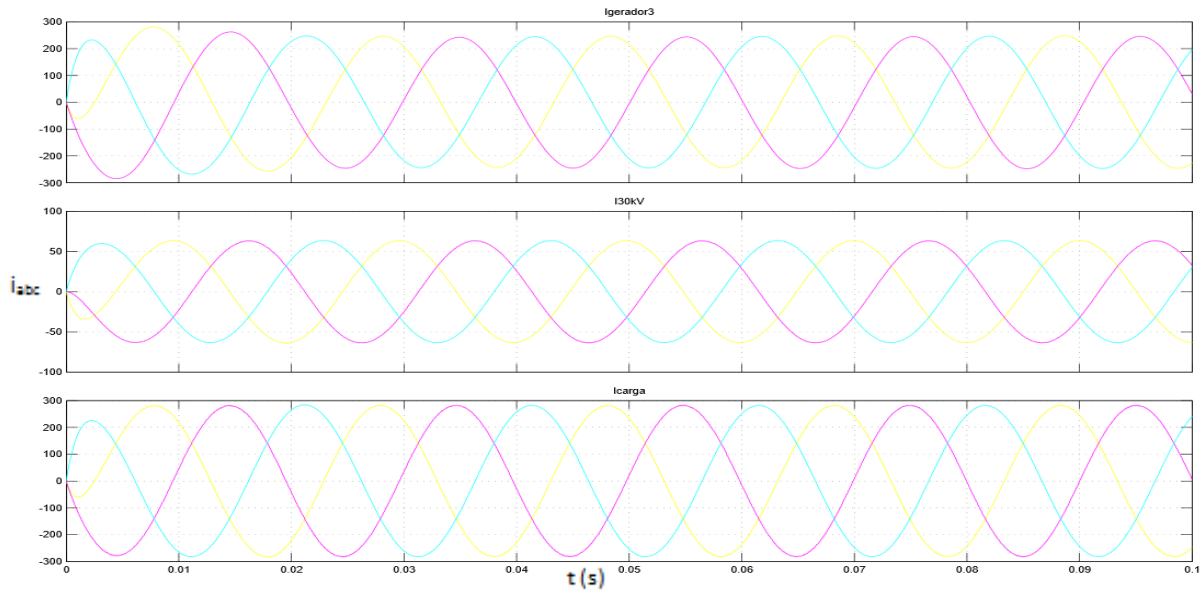


Figura 5.6 – Corrente elétrica na geração, zona de 30kV e carga.

Nas figuras 5.5 e 5.6 é observável que a corrente e tensão apresentam forma sinusoidal, com uma corrente mais baixa nas zonas de tensão mais elevada, como esperado. Na figura 5.7 apresenta-se o resultado obtido para a tensão e corrente elétrica no *link* entre o sistema de conversão e a REE.

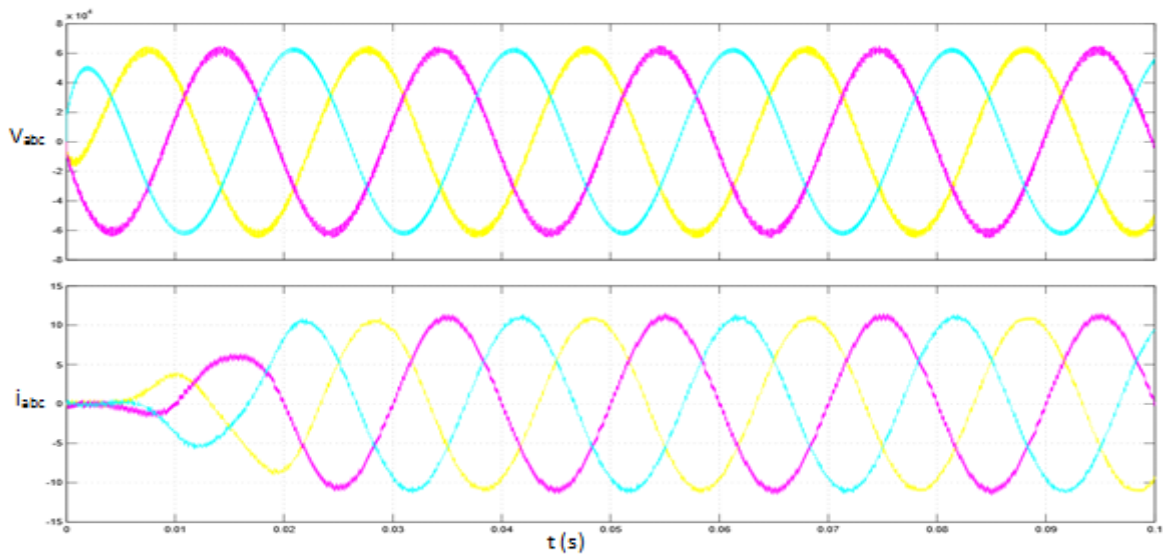


Figura 5.7 - Tensão e corrente (por ordem descendente) na ligação do grupo de baterias à rede

Pela figura 5.7 verifica-se que inicialmente a potência medida no barramento não é suficiente para que o banco de baterias entre em funcionamento, passando a apoiar a central térmica no instante em que a potência medida na linha ultrapassa 2 MW (limite definido nesta simulação), contribuindo neste caso com uma potência ativa equivalente a 20% da potência final em regime permanente, dada por:

$$P_{3\text{ fases}} = 3 \times V \times I = 30\text{ kV} \times \left(\frac{10}{\sqrt{2}}\right) = 0,636\text{ MW}; \quad (5.3)$$

ou seja, uma potência muito próxima dos 0,6MW previstos. O cálculo anterior baseia-se no facto desta simulação ter sido realizada com um sistema de factor de potência unitário, com valores rms de tensão e corrente elétrica.

Para melhor se verificar o funcionamento do sistema, na figura 5.8 apresentam-se as correntes de referência e corrente de saída do sistema de conversão durante o período em que este compensa 20% de potência. É importante salientar que nestas simulações o grupo gerador térmico foi colocado em funcionamento em regime permanente a partir do instante inicial de simulação para reduzir o tempo necessário para a visualização de resultados, e porque naturalmente um gerador térmico nunca é ligado a uma REE sem se encontrar a operar em regime permanente.

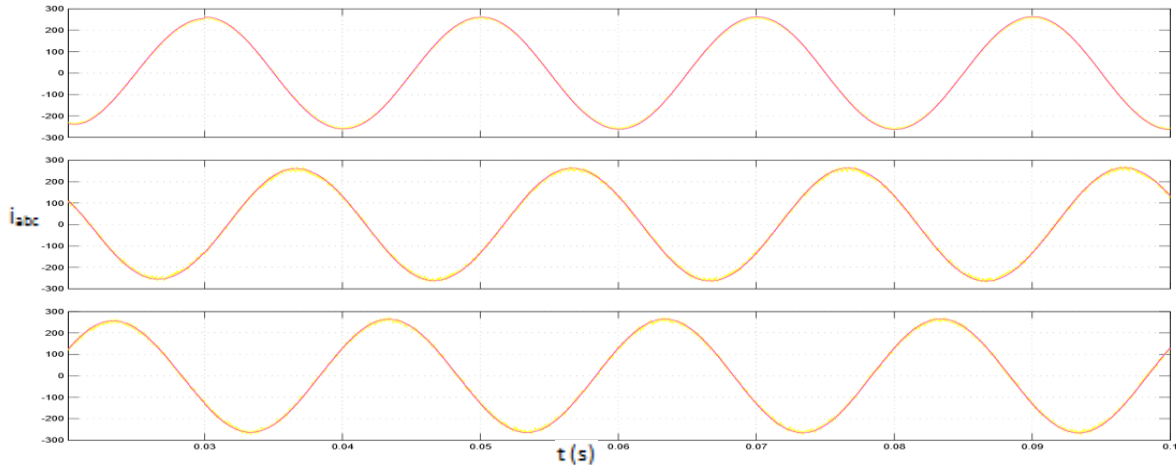


Figura 5.8 – Corrente AC por fase, com o sinal de referência a roxo e o sinal efetivamente obtido à saída do conversor a amarelo, na zona de 2,2 kV.

Numa ótica de simulação dinâmica, com variação da carga da rede ao longo da simulação, integrou-se um sistema de variação de carga ao longo da simulação com um aumento da mesma aos 0,03 s de simulação. Os resultados obtidos para as formas de onda de corrente do conversor nestas condições são apresentadas na figura 5.9.

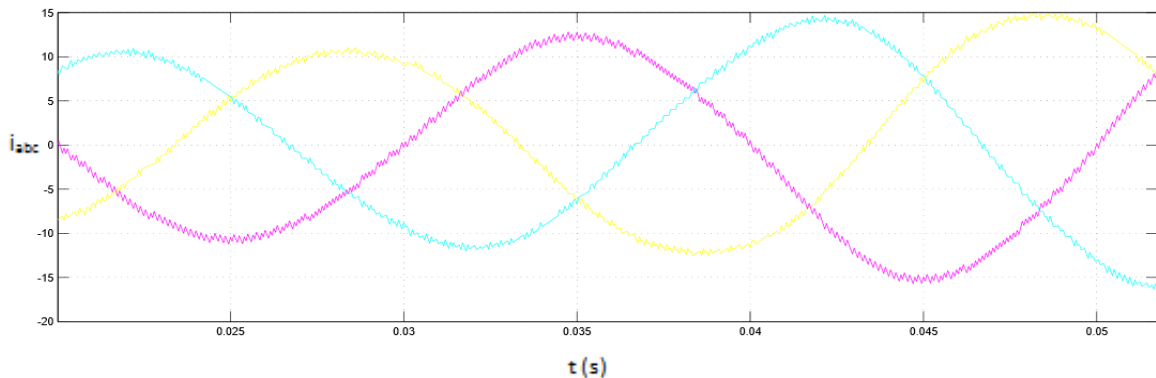


Figura 5.9 – Corrente entregue pelo sistema de baterias à rede com um aumento de carga.

Através da figura 5.9 verifica-se que a corrente entregue pelo conversor à REE aumenta devido ao aumento de carga nesta a partir dos 0,03s de simulação, com a potência compensada pelo sistema a aumentar dos 0,636 MW para os 0,955 MW.

Procedeu-se então à simulação do sistema integrado na rede completa, seguindo-se o esquema de implementação apresentado na figura 5.10.

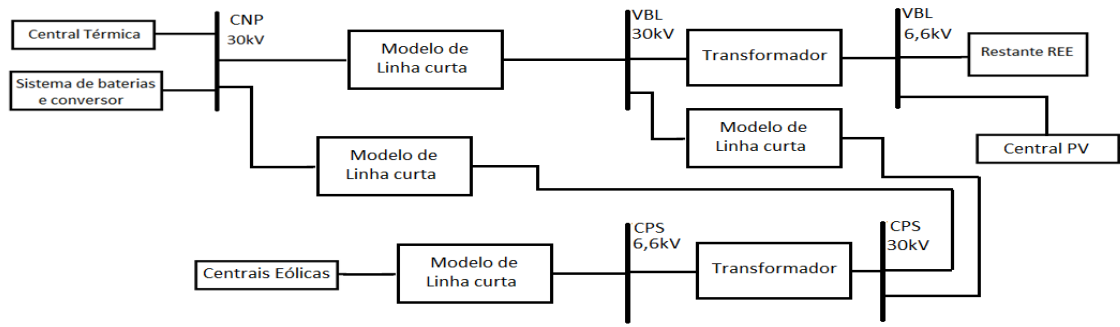


Figura 5.10 – Esquema usado na integração do sistema de baterias e conversor em Matlab/Simulink.

Nas figuras 5.11, 5.12 e 5.13 apresentam-se os resultados para as formas de corrente e tensão em diversos pontos da rede para a operação, considerando um nível de carga de 1,4 MW na subestação CNP, 2,6 MW na subestação VBL e 2,9 MW na subestação CPS, ou seja na sua globalidade 6,9 MW de carga na rede.

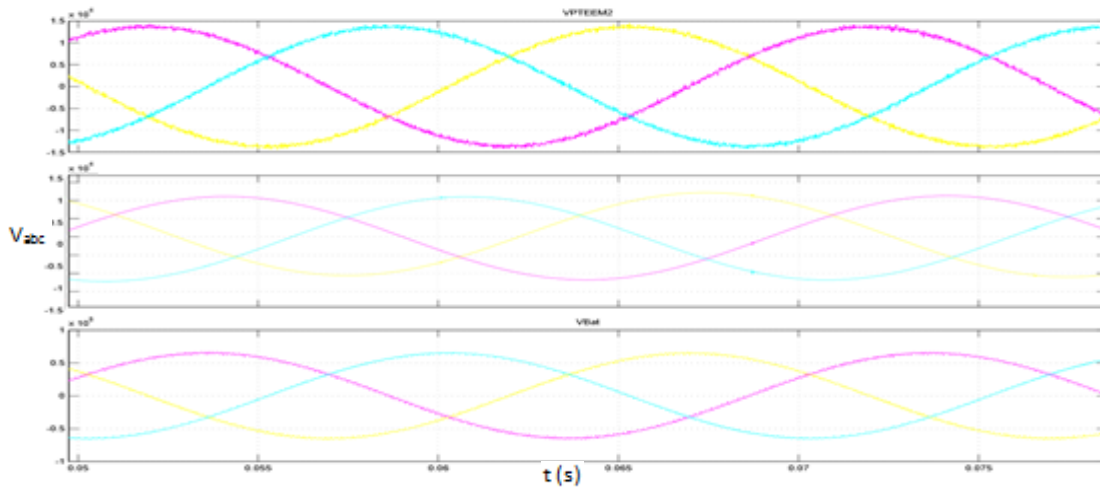


Figura 5.11 – Tensões nas três fases, por ordem descendente, no barramento de conexão de um dos módulos da central fotovoltaica, na central WP2 e no barramento de conexão do sistema de baterias à rede de 30 kV.

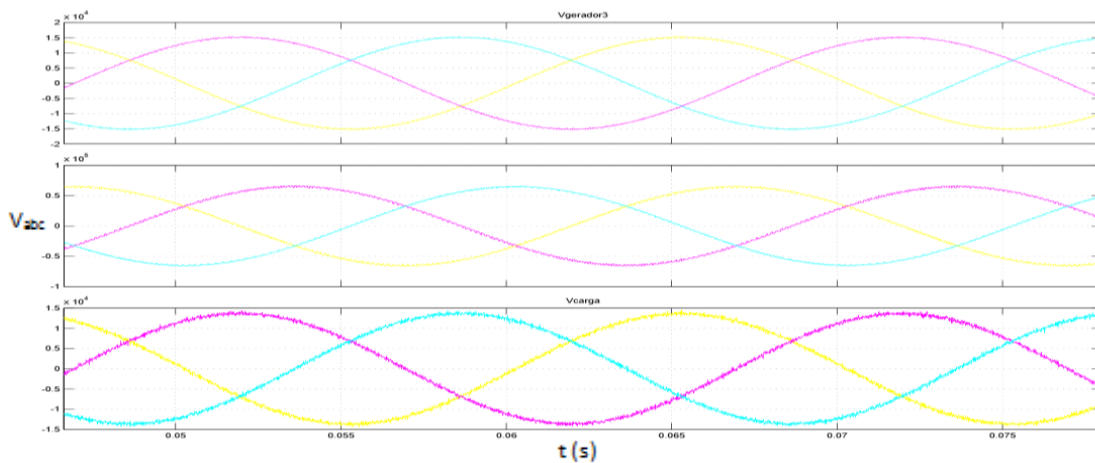


Figura 5.12 – Tensões nas três fases, por ordem descendente, no barramento de conexão de um dos grupos térmicos, na subestação VBL – 30 kV e numa carga.

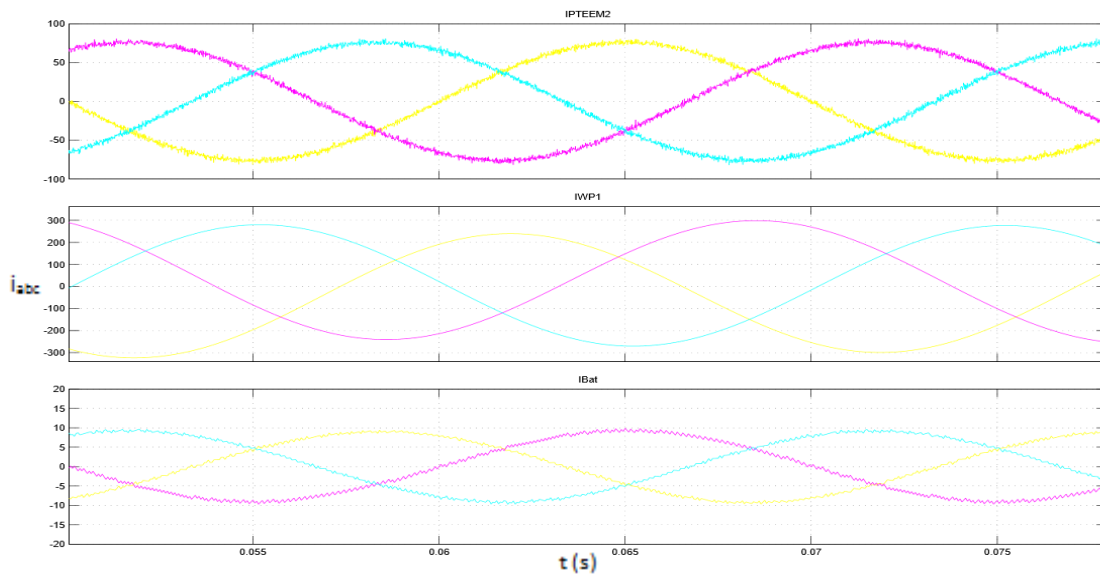


Figura 5.13 – Correntes nas três fases, por ordem descendente, no barramento de conexão de um dos módulos da central fotovoltaica, na central WP1 e no barramento de conexão do sistema de baterias à rede de 30 kV.

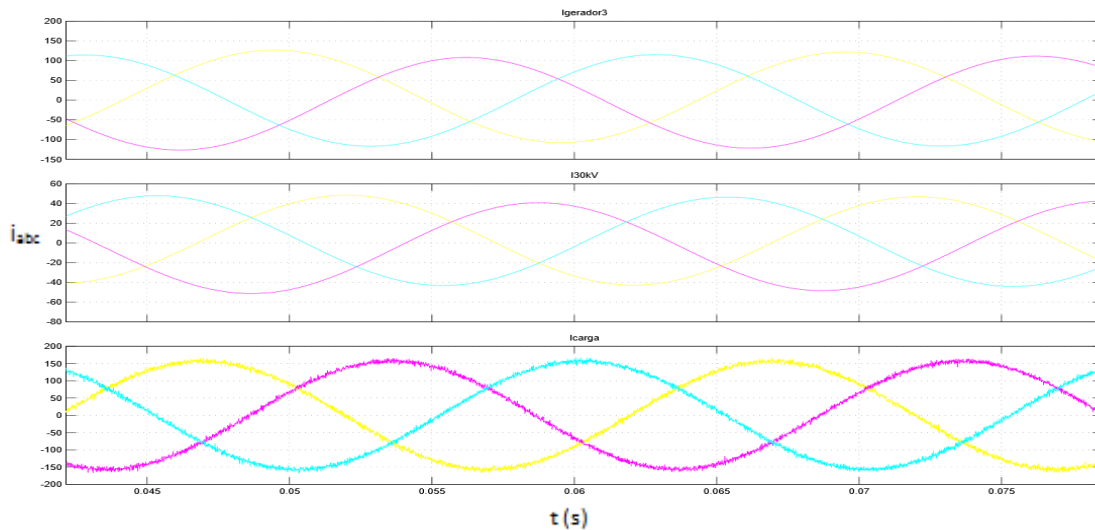


Figura 5.14 – Correntes nas três fases, por ordem descendente, no barramento de conexão de um dos grupos térmicos, na subestação VBL – 30 kV e numa carga.

Mais uma vez foi verificado que o sistema apresenta um comportamento estável, com a tensão e corrente elétrica a apresentarem o comportamento esperado.

5.3. Integração e simulação do sistema de baterias na rede em PSSE

Com base no sistema desenvolvido em *Matlab/Simulink* procedeu-se ao desenvolvimento de um sistema gerador/carga, com base nas características de potência, resistência, reatância e tempos de resposta do sistema de baterias. Na figura 5.15 apresenta-se o esquema seguido na integração do sistema de baterias com a restante rede no PSSE.

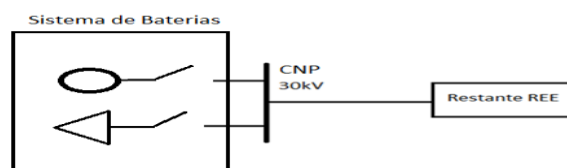


Figura 5.15 – Modelo gerador/carga para o sistema de baterias integrado no PSSE.

Definiu-se, através da simulação de eventos do *software* as condições de funcionamento do sistema para os níveis de potência que levam o sistema a compensar potência, estar em repouso ou a funcionar como carga com vista o seu recarregamento.

De seguida apresentam-se os resultados do cenário de integração do banco de baterias na rede do Porto Santo a funcionar como gerador a compensar potência ativa.

5.3.1. Cenário: introdução do banco de baterias

- Carga alta: 6,4 MW – 1 grupo gerador síncrono mantém a rede, apoiado pelo banco de baterias;

- Contribuição das renováveis: 1,5 MW;

Começou-se por verificar a existência da solução inicial para o problema modelizado, através da realização do cálculo do trânsito de energia através do método de *Newton-Raphson*, verificando-se a convergência do mesmo, como ilustrado na figura 5.16.

```
Reached tolerance in 3 iterations

Largest mismatch:      -0.00 MW      0.00 Mvar      0.00 MVA at bus 13 [FP1      6.6000]
System total absolute mismatch:      0.00 MVA

SWING BUS SUMMARY:
BUS# X-- NAME --X BASKV      PGEN      PMAX      PMIN      QGEN      QMAX      QMIN
  2 CNPG3A6      6.6000      5.5      16.0      0.8      0.7      1.0      -1.0
```

Figura 5.16 – Simulação de loadflow no PSSE.

Verifica-se que o método iterativo converge ao fim de três iterações com todas as máquinas a operar dentro das condições iniciais previstas.

Na figura 5.17 pode-se observar a potência ativa e reativa de operação das máquinas da rede, tensão escalonada e indicação de atividade, por barramento nas condições de simulação:

Bus Number	Bus Name	Id	Area Num	Area Name	Zone Num	Zone Name	Code	VSched (pu)	Remote Bus	In Service	PGen (MW)	PMax (MW)	PMIn (MW)	QGen (Mvar)
2	CNPG3A6	6,60	1		1		3	1,0000	0	<input type="checkbox"/>	0,0000	4,0000	0,8000	0,0000
2	CNPG3A6	6,60	2		1		3	1,0000	0	<input type="checkbox"/>	0,0000	4,0000	0,8000	0,0000
2	CNPG3A6	6,60	3		1		3	1,0000	0	<input type="checkbox"/>	0,0000	4,0000	0,8000	0,3601
2	CNPG3A6	6,60	4		1		3	1,0000	0	<input checked="" type="checkbox"/>	2,7665	4,0000	0,8000	0,3603
2	CNPG3A6	6,60	5		1		3	1,0000	0	<input checked="" type="checkbox"/>	2,7622	12,0000	0,0000	0,3597
9	WP1	6,6000	1		1		-2	1,0000	0	<input checked="" type="checkbox"/>	0,2000	0,2250	0,0000	-0,1500
9	WP1	6,6000	2		1		-2	1,0000	0	<input checked="" type="checkbox"/>	0,2000	0,2250	0,0000	-0,1500
10	WP2	6,6000	1		1		-2	1,0000	0	<input checked="" type="checkbox"/>	0,6000	0,6600	0,0000	-0,4500
13	FP1	6,6000	1		1		-2	1,0000	0	<input checked="" type="checkbox"/>	0,5000	1,0000	0,0000	0,2422

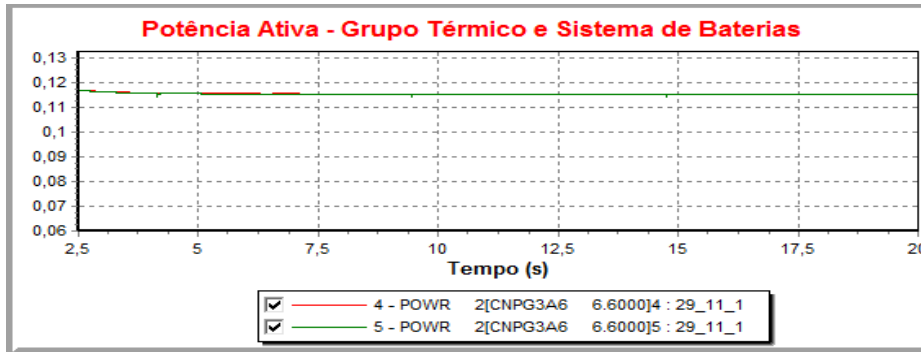
Figura 5.17 – Barramentos da rede com as diferentes máquinas associadas e os seus parâmetros iniciais de operação.

A máquina 5 do barramento 2 (associado à central CNP) corresponde à introdução do sistema de baterias com as características dimensionadas. Nas condições descritas, estes resultados são para um período de apoio do sistema de baterias à central térmica, onde mesmo numa situação de carga acima do limite de um grupo térmico apenas (4 MW < 6,4 MW) é possível manter o funcionamento da rede, obtendo-se uma solução correta de trânsito de energia.

5.3.2. Simulação dinâmica

Começou-se por observar ao longo de uma simulação dinâmica de 20 s diferentes parâmetros de operação da rede em regime permanente, como se ilustra. Na figura 5.18 apresenta-se a potência ativa do grupo térmico e do sistema de baterias ao longo da simulação.

Nesta simulação aplicou-se uma distribuição 50-50 de potência ativa entregue à rede entre grupo térmico e sistema de baterias.

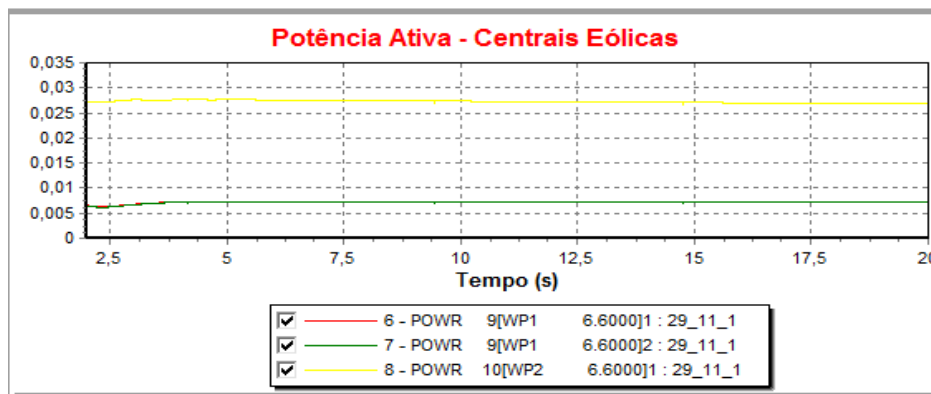


$$P_{Térmica} = P_{Grupo} \times P_{Base} = 0,115 \times 20MW = 2,3MW$$

$$P_{Baterias} = P_{Bat} \times P_{Base} = 0,115 \times 20MW = 2,3MW$$

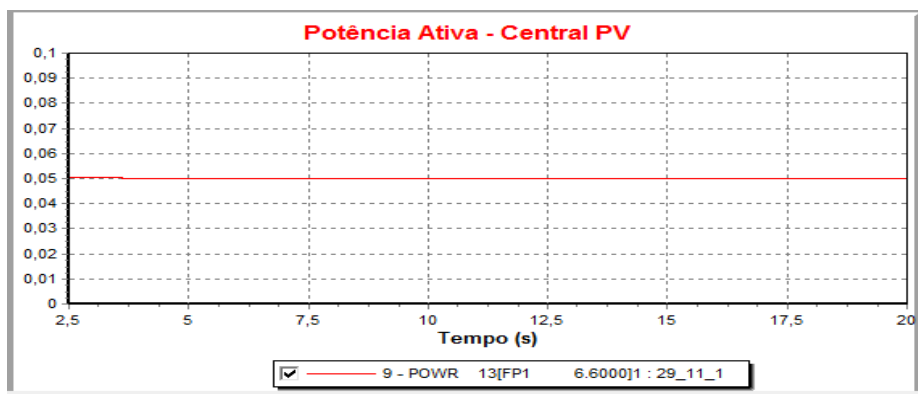
Figura 5.18 – Potência ativa injetada na rede elétrica pelo grupo térmico e pelo sistema de baterias.

A potência ativa injetada pelas restantes centrais de geração de energia elétrica é apresentada nas figuras 5.19 e 5.20.



$$P_{Eólica} = P_{Centrais} \times P_{Base} = (2 \times 0,0075 + 0,027) \times 20MW = 0,84MW$$

Figura 5.19 – Potência ativa injetada pelas centrais eólicas.



$$P_{PV} = P_{Central} \times P_{Base} = 0,05 \times 20MW = 1MW$$

Figura 5.20 – Potência ativa injetada pela central solar fotovoltaica.

Na figura 5.21 é apresentada a potência reativa que é injetada ou consumida em diversos barramentos da rede: na CNP, nas centrais eólicas e na central fotovoltaica.

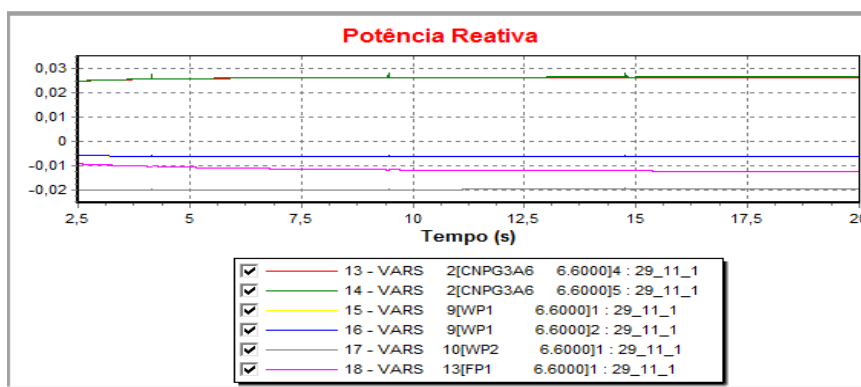


Figura 5.21 – Potência reativa na rede.

Verifica-se em 5.21 que a potência reativa consumida pelas máquinas assíncronas das centrais eólicas é fornecida pelo gerador síncrono e pelo sistema de baterias.

Em termos de percentagem de operação da máquina térmica relativamente ao seu limite, verifica-se que esta opera de acordo com o ilustrado na figura 5.22.

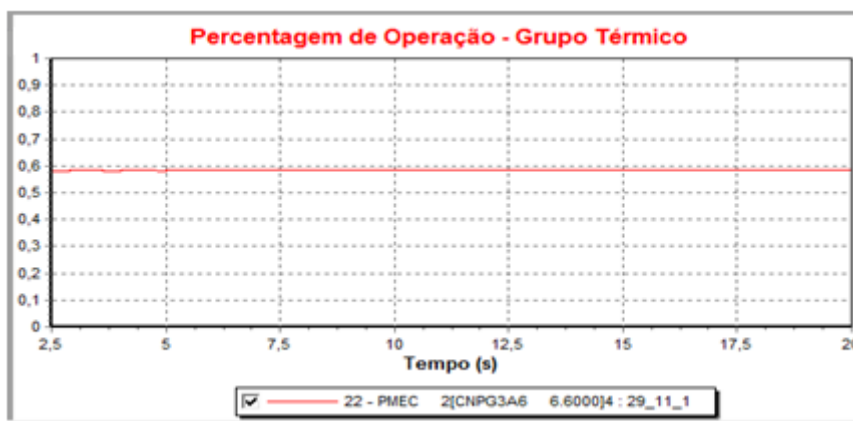


Figura 5.22 – Percentagem de operação do grupo térmico.

Assim, é observável que apenas um grupo térmico mantém a rede operando a cerca de 60% da sua capacidade, apoiado pelo banco de baterias. As centrais baseadas em fontes de energia renováveis foram consideradas em operação, à capacidade ilustrada na figura 5.23.

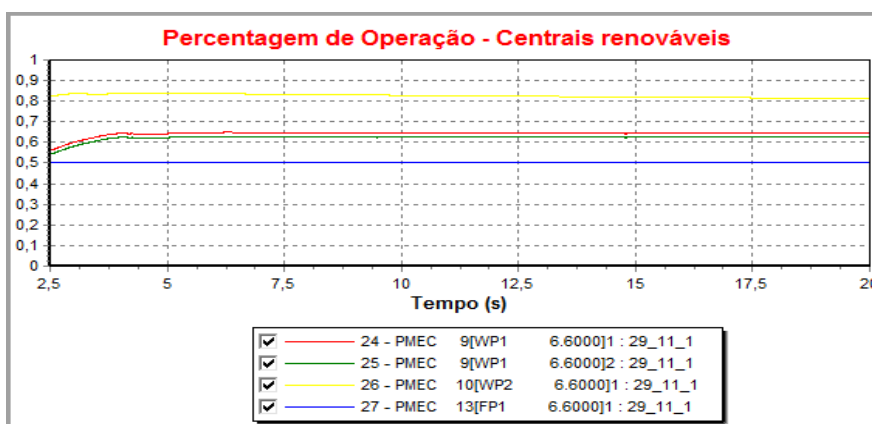


Figura 5.23 – Percentagem de operação das máquinas nas centrais eólicas e fotovoltaica.

Em termos de frequência de operação da rede, verifica-se a estabilidade da mesma ao longo da simulação, operando a uma frequência de 50,004 Hz como se ilustra em 5.24.

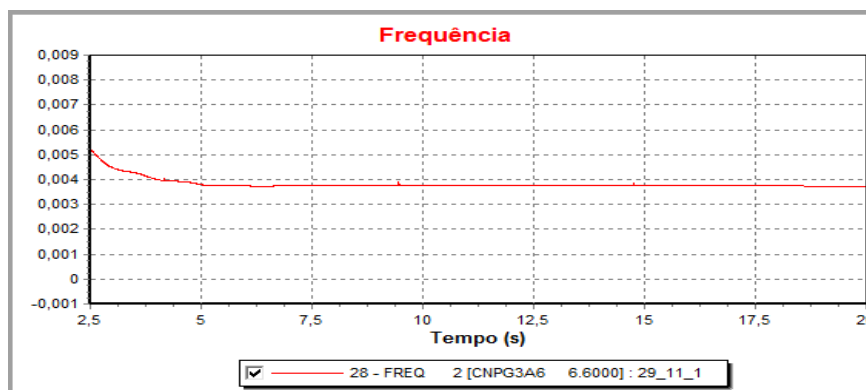


Figura 5.24 – Frequência de operação da rede com a introdução do sistema de baterias.

Nesta situação de atividade do banco de baterias é possível manter a rede em operação com apenas um grupo térmico em funcionamento, o que se revelava impossível sem a integração do sistema.

Foi testado ainda o comportamento do sistema como carga para a rede, por forma a testar o impacto na rede do recarregamento das baterias. O carregamento apenas é realizado durante períodos de baixa carga (inferior a 3 MW), e o sistema de baterias apresenta-se como uma carga extra.

5.4. Comparação de resultados: rede com e sem sistema de baterias

Já tendo sido verificado e apresentado anteriormente que os modelos implementados para a rede e sistema de baterias apresentam um comportamento semelhante, apresenta-se a comparação de resultados apenas no simulador PSSE. No Matlab os resultados são semelhantes.

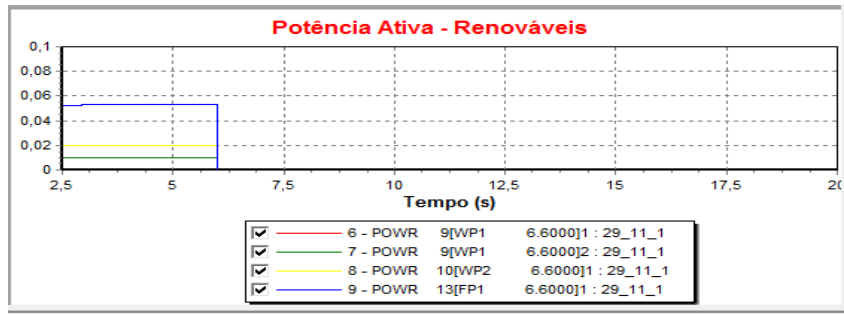
Foram simulados diversos cenários de operação da rede, através da ferramenta de criação de eventos do software, que permite a integração de diversas ocorrências ao longo do período de simulação previsto, como falhas de linhas, grupos geradores, aumentos e diminuições de carga, entre muitos outros. Apresenta-se aqui, como exemplo, uma comparação de resultados num cenário desenvolvido que ilustra a utilidade deste sistema num cenário de falha súbita de elementos da rede.

Cenário: sem banco de baterias versus com banco de baterias no evento de falha de renováveis

Neste cenário de simulação ocorre um súbito corte no fornecimento de potência elétrica por parte das centrais baseadas em fontes renováveis, sem haver qualquer tipo de premonição por parte dos restantes elementos ou operadores da rede.

- Carga – 4,4 MW – 1 grupo térmico (2,5 MW) + renováveis (1,5 MW)
- Falham as renováveis aos 6 s de simulação;
- Sem e com banco de baterias.

Na figura 5.25 apresenta-se o comportamento em termos de potência ativa entregue à rede por parte das centrais baseadas em energias renováveis.



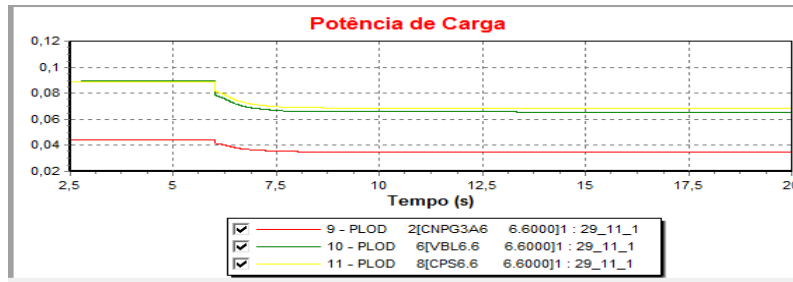
$$P_{Renováveis\ inicial} = P \times P_{Base} = (0,05 + 0,02 + 2 \times 0,0075) \times 20MW = 1,7MW$$

$$P_{Renováveis\ final} = 0MW$$

Figura 5.25 – Falha das renováveis aos 6s de simulação.

Sem banco de baterias:

Na figura 5.26 apresenta-se o comportamento da potência de alimentação de cargas elétricas ao longo dos 20s de simulação, com a rede mantida pelo grupo térmico.



$$P_{carga\ inicial} = (0,09 + 0,088 + 0,042) \times 20MW = 4,4MW$$

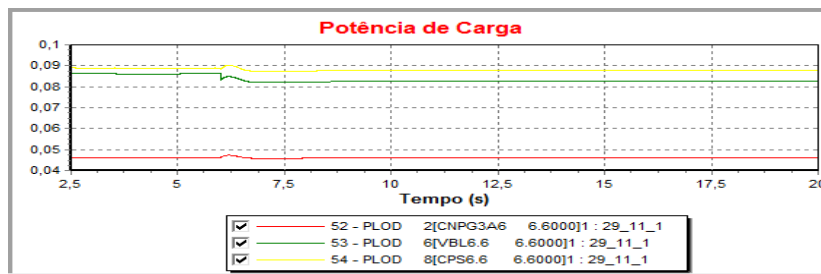
$$P_{carga\ final} = (0,07 + 0,07 + 0,038) \times 20MW = 3,56MW$$

Figura 5.26 – Carga verificada ao longo da simulação antes e após falha das renováveis aos 6s de simulação.

Ocorre um deslastre de carga considerável na sequência do evento.

Com banco de baterias:

Na figura 5.27 apresenta-se o comportamento da potência de alimentação de cargas elétricas ao longo dos 20s de simulação na rede mantida em operação pelo grupo térmico e sistema de baterias.



$$P_{carga\ inicial} = (0,09 + 0,085 + 0,045) \times 20MW = 4,4MW$$

$$P_{carga\ final} = (0,09 + 0,085 + 0,045) \times 20MW = 4,34MW$$

Figura 5.27 – Comportamento da carga da rede antes e após a ocorrência da falha de energia.

Ocorre um deslastre mínimo de carga na sequência do evento.

Na tabela 5.2 apresenta-se uma comparação de resultados lado a lado dos cenários verificados sem banco de baterias e com banco de baterias.

Tabela 5.2 – Comparação de resultados numa simulação idêntica, sem banco de baterias e com banco de baterias.

Sem banco de baterias	Com banco de baterias
$P_{Grupo\ Térmico\ inicial} = 3MW$	$P_{Grupo\ Térmico\ inicial} = 2,5MW$
-	$P_{Baterias\ inicial} = 0,5MW$
$P_{Grupo\ Térmico\ final} = 3,6MW$	$P_{Grupo\ Térmico\ final} = 3,2MW$
-	$P_{Baterias\ final} = 1,5MW$
% Operação do Grupo Térmico Inicial: 75%	% Operação do Grupo Térmico Inicial: 62,5%
% Operação do Grupo Térmico final: 90%	% Operação do Grupo Térmico final: 80%

Através da análise dos cenário e dos parâmetros apresentados na tabela 5.2 é observável um considerável benefício em termos de melhoria da resposta da rede em cenários de falha com a introdução do sistema de baterias e de gastos de combustível com máquinas térmicas. Esta relação custo é analisada no ponto 5.5.

5.5. Análise económica da viabilidade de implementação do sistema

Tendo sido verificada a viabilidade técnica de implementação de um sistema de baterias em termos de capacidade de operação e de melhoria da eficiência de operação da rede, resta analisar a sua viabilidade económica de implementação. Para tal é importante analisar o problema tendo em conta uma estimativa dos gastos atuais em termos de custos de manutenção e operação relativamente à colocação de um grupo gerador térmico extra em funcionamento. É importante ainda analisar os potenciais custos de instalação, operação e manutenção de um sistema de baterias e verificar a viabilidade de implementação do mesmo através da aplicação de critérios de análise económica de projetos.

As soluções seguidas nesta análise são apresentadas no Anexo N, tendo-se determinado que ao longo de três anos de operação a introdução do sistema de baterias leva a uma poupança de 680 000 € relativamente ao modo de operação atual.

Capítulo 6 – Conclusões

Neste capítulo são apresentadas as conclusões gerais retiradas com a realização deste trabalho, e sugerir possíveis melhorias a desenvolver no futuro.

6.1. Conclusões do trabalho

Com este trabalho procedeu-se à análise e simulação de uma rede de energia elétrica isolada, com o intuito de introduzir um sistema de baterias com conversor eletrónico bidirecional de potência com vista ao aumento do seu rendimento de operação, relativamente ao estado de operação atual, conduzindo à aproximação da potência entregue à rede pela central térmica aproximadamente constante e à mitigação das necessidades de utilização de um segundo grupo gerador na central térmica, reduzindo assim significativamente os custos de operação e manutenção.

Após a realização da revisão bibliográfica sobre o tema, abordando os conceitos mais importantes usados, bem como o estado de arte dos sistemas de conversão e baterias atuais, procedeu-se à modelização de todos os elementos da rede, com base nas suas características físicas e elétricas, procedendo-se ao teste isolado e junção de todos os elementos em dois programas de simulação distintos, *Matlab/Simulink* e PSSE, analisando-se o comportamento da rede e dos seus elementos em modo temporal e vetorial, respetivamente. Em ambos os casos verificou-se o correto funcionamento dos modelos dimensionados, com a rede a operar com estabilidade.

Foi testada a resposta da rede atual, através da realização de testes para diferentes níveis de carga, diferentes condições de exploração – maior ou menor contribuição de renováveis e diferentes condições de fator de potência.

Procedeu-se ao dimensionamento de um conversor eletrónico de potência bidirecional e malha de controlo de corrente, capaz de realizar a interligação entre um banco de baterias, que opera a corrente contínua, e uma rede de energia elétrica que segue as normas Europeias de funcionamento. Optou-se por implementar em simulação uma solução do problema que visa a minimização da complexidade de simulação em *Matlab/Simulink*, mas que permite uma aproximação à realidade de operação de um sistema real. Esta simplificação permitiu maximizar os tempos de simulação em modo temporal.

Considerando a possibilidade de a rede do Porto Santo poder vir a ter de ser suportada em termos de manutenção de tensão pelo sistema de baterias, procedeu-se ao dimensionamento e simulação de uma malha externa de controlo de tensão, que baseia a referência de corrente elétrica para a malha interna de controlo de corrente do conversor num nível de tensão que se pretenda manter. Este modo de operação pode ter utilidade em casos de avaria de um grupo da central térmica, embora faça os tempos de resposta do sistema aumentarem em relação à operação do sistema apenas com a malha interna de controlo de corrente, pelo que é aconselhável o uso desta funcionalidade apenas em caso de necessidade (sem geradores térmicos).

Com base nas necessidades energéticas verificadas através dos diagramas de carga da rede do Porto Santo e nas diretivas da EEM, procedeu-se ao dimensionamento de um banco de baterias capaz de apoiar a central térmica. Criou-se ainda um algoritmo, implementado em *Matlab/Simulink* que determina o tipo de função do sistema, tendo em conta se o sistema se encontra carregado, se necessita ser recarregado, se o nível de carga na rede permite que este

seja recarregado, se a rede necessita de apoio por parte do sistema de baterias ou se, em caso de recarregamento do sistema se este está a ser realizado em modo de corrente ou tensão.

Procedeu-se então à interligação do sistema de baterias projetado em *Matlab/Simulink* com a rede do Porto Santo, verificando-se a estabilidade do sistema em regime permanente, na resposta a diferentes situações de carga. Criou-se ainda uma função que determina o estado do sistema com base na potência de carga da rede, incluindo-se uma banda morta (estado *idle*) do sistema. Através desta análise foi possível determinar as diferentes características elétricas e temporais do banco de baterias e verificar a sua influência na rede.

Com base nas características do sistema de baterias verificadas através de simulação em *Matlab/Simulink* procedeu-se ao dimensionamento de um modelo de características semelhantes e à sua implementação no *software* PSSE segundo um modelo gerador/carga: o sistema pode se encontrar a operar como gerador durante um período de tempo limitado ou como uma carga que carrega a uma corrente constante.

Integrou-se o sistema de baterias modelizado em PSSE com a restante rede do Porto Santo, tendo-se testado diversas situações de funcionamento da rede em modo vetorial durante períodos de tempo mais longos, incluindo-se nomeadamente cenários de funcionamento normal e cenários de falha de outros componentes, como por exemplo interrupções abruptas do fornecimento de energia por parte das centrais baseadas em energias renováveis, notórias pela sua variabilidade.

Procedeu-se ainda a uma comparação de resultados entre a resposta da rede a um mesmo cenário de falha sem a existência de banco de baterias e com a existência do mesmo, tendo-se verificado uma significativa melhoria em termos de impacto na central térmica.

Finalmente, tendo-se verificado a viabilidade de implementação técnica do sistema em termos de comportamento elétrico, procedeu-se à verificação da viabilidade económica da implementação do sistema, concluindo-se que em três anos o sistema permite que se realize uma poupança de 680 000 € em relação aos custos de operação atuais, mesmo quando se considerou uma visão muito conservadora em que o sistema tinha apenas um tempo de vida útil de três anos.

6.2. Trabalhos Futuros

Considerando todos os pontos analisados e simulados neste trabalho, prevê-se que futuramente possa ser realizada a implementação prática de um sistema de baterias de características semelhantes ao dimensionado.

Tendo em conta ainda que ao longo do tempo podem surgir novas questões acerca da resposta da rede a diferentes cenários não colocados durante a realização deste trabalho, os modelos implementados poderão ser usados para simulá-los, mostrando uma resposta aproximada à do sistema real apoiando assim os responsáveis pela gestão da rede e ajudando-os a tomar as decisões mais acertadas.

Os algoritmos desenvolvidos em *Matlab/Simulink* ao longo deste trabalho poderão ainda ser modificado por forma a serem implementados no sistema de processamento digital de sinal (DSP) adotado, caso exista tal necessidade.

Referências

- [1] B. M. Weedy et al, “Basic Concepts” em *Electric Power Systems*, 5ª edição, West Sussex, Shaum’s Outlines, 2012.
- [2] J. S. Paiva, em *Redes de Energia Elétrica – uma análise sistémica*, Lisboa, IST press, 2012.
- [3] Glover, J. Duncan et al, *Power System Analysis and Design*, 5ª edição, Stamford, CENGAGE Learning, 2012.
- [4] A. Nascimento, teoria da disciplina Redes Inteligentes de Energia.
- [5] F. Maciel Barbosa, *Estabilidade de Sistemas Eléctricos de Energia*, FEUP, 2013.
- [6] *Centrales Termicas*, 20/08/2014, disponível em:
<http://www.areatecnologia.com/electricidad/centrales-termicas.html>
- [7] Luís Alberto Pereira, *Introdução à Máquina de Indução*, PUCRS, DEEE.
- [8] E.H. Camm et al, *Characteristics of Wind Turbine Generators for Wind Power Plants*, IEEE, pp 1-5, janeiro de 2009.
- [9] A. S. Golder, *Photovoltaic Generator Modeling for Large Scale Distribution System Studies*, Tese de Mestrado, California, Drexel University, outubro de 2006.
- [10] M. Villalva, “Energia solar fotovoltaica – sistemas isolados e conectados à rede”, 2ª edição.
- [11] I. Araújo, *Estimativa do custo de substituição de centrais térmicas por hídricas em ambiente de mercado*, Tese de Mestrado, Porto, FEUP, junho de 2010.
- [12] F. Maciel Barbosa, *Gestão de Energia/ Gestão do Diagrama de Cargas*, FEUP, 2013.
- [13] M. Matos, *Diagramas de Carga*, FEUP, SEE1, 2005.
- [14] P. Amaro, *Utilização de Soluções de Armazenamento Distribuído para Maximização de Integração de Produção Renovável*, Tese de Mestrado, Porto, FEUP, julho de 2012.
- [15] V. Khadkikar et al, *Grid Voltage Regulation Utilizing Storage Batteries in PV Solar – Wind Plant based Distributed Generation System*, IEEE, pp 1-6, 2009.
- [16] J. M. Baptista, teoria da disciplina de Sistemas de Sensores e Captação de Energia.
- [17] *Battery life and death*, 20-11-2014, disponível em:
<http://www.mpoweruk.com/life.htm>
- [18] *Lithium ion car battery*, 21-11-2014, disponível em:
http://tpenergy.en.alibaba.com/product/829854688212564485/lithium_ion_car_battery_12v_60ah.html
- [19] J. Sousa, *Sistema bidirecional de carga de baterias para o FEUP VEC*, Tese de Mestrado, Porto, FEUP, julho de 2013.
- [20] *Lithium-ion batteries for off-grid systems*, 20-11-2014, disponível em:
<http://www.homepower.com/articles/solar-electricity/equipment-products/lithium-ion-batteries-grid-systems?v=print>

- [21] *Bateria selada de chumbo ácido*, 20-11-2014, disponível em:
<http://pt.aliexpress.com/item/Sealed-Lead-Acid-battery-12V-60Ah-Deep-Cycle-Battery-VISION-6FM60D/718540974.html>
- [22] *Baterias de lítio-ferro-fosfato para aplicações de potência*, 20-11-2014, disponível em:
<http://pt.aliexpress.com/item/Wholesale-quality-60Ah-lithium-iron-phosphate-power-battery-12V-electric-car-rechargeable-lithium-ion-Battery-Free/525558049.html>
- [23] *Armazenamento de energia*, 10-02-2015, disponível em:
<http://www.wikienergia.pt/~edp/index.php?title=Inaugurada+a+maior+bateria+de+apoio+%C3%A0+rede+da+Europa+em+Inglaterra>
- [24] *Maior projeto de armazenamento de energia da Europa*, 10-02-2015, disponível em:
<http://pt.sandc.com/news/index.php/2014/12/europes-largest-battery-storage-project-becomes-operational-in-the-uk/>
- [25] *As regiões de Portugal*, 12-09-2014, disponível em:
http://www.portugalglobal.pt/PT/InvestirPortugal/Portugal/Madeira/Documents/RegioesPortugal_Madeira.pdf
- [26] *Documento de caracterização da rede elétrica do Arquipélago da Madeira*, Empresa de Eletricidade da Madeira, 2012.
- [27] *PSSE Program Operation Manual – Generator Modeling*, Siemens, 2013.
- [28] *Companhias Elétricas*, 23/02/2014, disponível em:
<file:///C:/Users/user/Downloads/COMPANHIAS%20ELECTRICAS.pdf>
- [29] *PSSE Application Guide, Capítulos 21 e 22 – Generic Wind Models e PV System Model*, Siemens, 2013.
- [30] *Siemens PVS500 - Datasheet de inversor*, 2014.
- [31] D. Barros, *Conversão Electrónica Multinível: Optimização para Aplicações em Qualidade de Energia Eléctrica*, Tese de Doutoramento, Porto, IST, julho de 2008.
- [32] D. Barros, *teoria da disciplina de Sistemas de Energia em Telecomunicações*.
- [33] P. Camacho, *Sistema de alimentação ininterrupto*, Tese de Mestrado, Funchal, Universidade da Madeira, novembro de 2012.
- [34] *Jornadas Técnicas de Eletrotecnia – Aspectos gerais da qualidade de energia*, 05-06-2014, disponível em:
<http://ise.ualg.pt/home/sites/default/files/ise/Electrica/qenergia.pdf>
- [35]] A. Koran, *High Efficiency Photovoltaic Source Simulator with Fast Response Time for Solar Power Conditioning Systems Evaluation*, IEEE, pp 1285-1297, vol. 29, maio de 2013.
- [36] *Cálculo de potência trifásica*, 30-09-2014, disponível em:
http://www.therma.com.br/artigos/calculo_potencia_trifasica.pdf

[37] Página Web: “*Matlab*”, consultada a 25-09-2014 em:

<https://delta.ist.utl.pt/software/matlab.php>

[38] *High Power Solar Inverters*, 10-01-2015, disponível em:

<http://www.severnglocon.com/srde/04Solar.html>

Anexo A – Ferramentas informáticas usadas

Apresenta-se aqui uma breve descrição das principais ferramentas informáticas usadas ao longo deste trabalho para modelizar e simular o comportamento de forma mais realista da rede elétrica. Estas ferramentas foram o PSSE e o *Matlab*. O PSSE – *Power System Simulation for Engineering* – da empresa *Siemens*, na sua versão para estudante, limitada a cinquenta barramentos, permite simular longos períodos de funcionamento da rede elétrica por apresentar resultados em modo vetorial permitindo ainda a realização de diversas formas de análise da rede, quer no seu modo de simulação estática, quer ao nível de simulações dinâmicas. O *Matlab/ Simulink/ SimPowerSystems*, foi usado para a realização de um modelo da rede e seu teste em modo temporal, permitindo ainda o desenvolvimento do sistema de baterias na rede elétrica.

O PSSE é uma ferramenta que permite que se analisem diversos aspetos relacionados com a rede, sendo os principais: trânsito de energia e diferentes funções da rede relacionadas com o mesmo; análise de falhas simétricas e assimétricas; construção do equivalente elétrico da rede e realização de simulações dinâmicas. Cada caso de estudo (*working case*) neste *software* consiste num conjunto de endereços alocados, trabalhando em conjunto com um grupo de ficheiros temporários com dados (designados por *temporary files*). Estas estruturas de dados são organizadas de forma a otimizar o desempenho computacional [27].

É importante criar este caso de estudo numa localização conhecida, adicionando-se todos os tipos de ficheiros necessários ao estudo na mesma localização. Estes tipos de dados consistem essencialmente nos ficheiros *Save Case File (.sav)*, *Slider Binary File (.sld)*, *Dynamic Raw Data File (.dvr)* e *PlotBook*, entre outros [27].

É a partir do ficheiro *.sav* que é possível criar o caso de estudo pretendido, como um novo estudo, ou a partir de uma rede já existente. A visão global deste tipo de ficheiro é a apresentada na figura A.1.

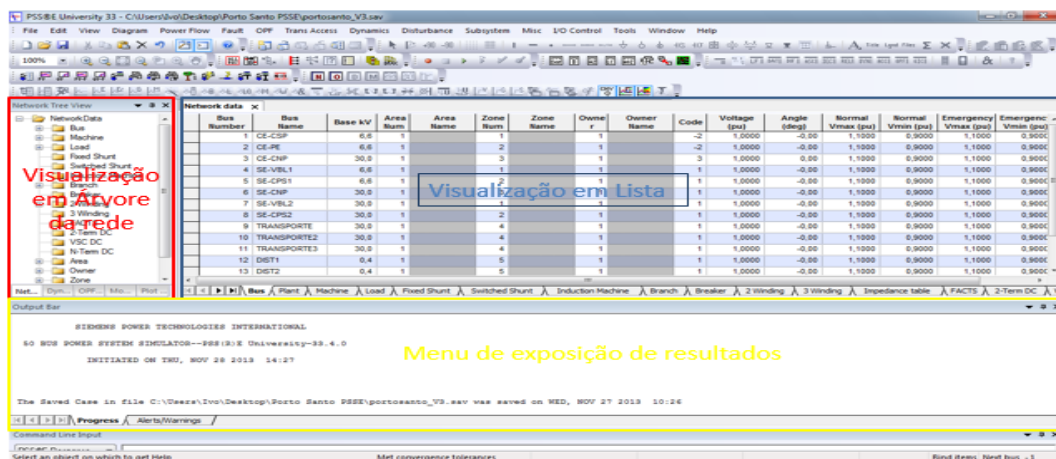


Figura A.1 – Visão do ficheiro Save Case File no PSSE e designação das janelas apresentadas.

Como é possível observar pela figura 3.1, existem três janelas distintas: visualização da rede em lista, visualização da rede em árvore e menu de exposição de resultados. O ficheiro *.sav* consiste essencialmente na visualização da rede em lista, sendo os resultados obtidos de qualquer operação sempre indicados no menu de exposição de resultados.

Na visualização em lista é possível adicionar, remover ou alterar características de todos os componentes existentes na rede, como barramentos, centrais, máquinas, linhas de transmissão, entre outros.

O PSSE permite a criação ou edição do caso de estudo criado através de uma interface visualmente apelativa ou modo diagrama – ficheiro .sld, com um exemplo ilustrativo desta interface apresentado na figura A.2.

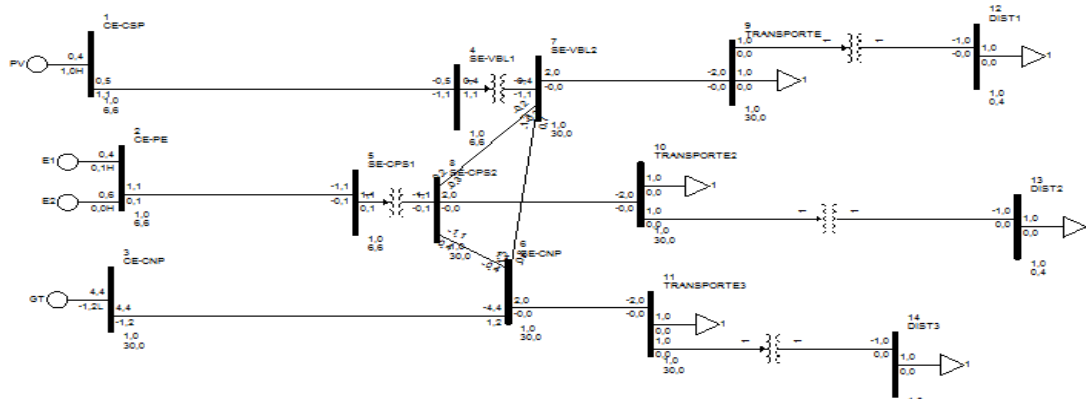


Figura A.2 – Slider Binary File no PSSE.

O modo diagrama permite adicionar diferentes capacidades de simulação relacionadas com a visualização dos resultados, quer ao nível da temperatura de funcionamento dos diferentes componentes, quer ao nível da visualização do trânsito de energia e da percentagem de ocupação de linhas de transmissão, entre outros parâmetros.

A realização de simulações dinâmicas, ou seja simulação de ocorrências ao longo do tempo apenas pode ser realizada após a definição dos modelos adequados às máquinas existentes na rede, com base na sua dinâmica. Os ficheiros .dvr têm como funcionalidade guardar estas características das máquinas existentes na rede. É importante que estes modelos sejam definidos com a maior precisão possível para todos os componentes da rede por forma aos resultados obtidos no programa serem o mais próximo possível da realidade.

A ferramenta *PlotBook* é uma ferramenta dentro do PSSE cujo principal objetivo passa pela criação de gráficos que exibem os resultados dos parâmetros obtidos através das simulações dinâmicas da rede.

Por seu lado, o *Matlab* é um *software* que permite, entre muitas outras aplicações, a realização de modelos através da aplicação *Simulink* e *SimPowerSystems* com programação com blocos ou em linguagem de programação *Matlab*.

O *Matlab* é utilizado para cálculos matemáticos e para a representação gráfica dos resultados. Para além disso, permite a utilização de *toolboxes* que têm como objectivo disponibilizar soluções para problemas bem conhecidos [37].

Deste modo, ambos os programas complementam-se, permitindo que se realize uma análise em modo temporal e em modo vetorial da mesma rede.

Anexo B – Diagramas de cargas classificadas e diagramas de probabilidade de cargas

- Primavera:

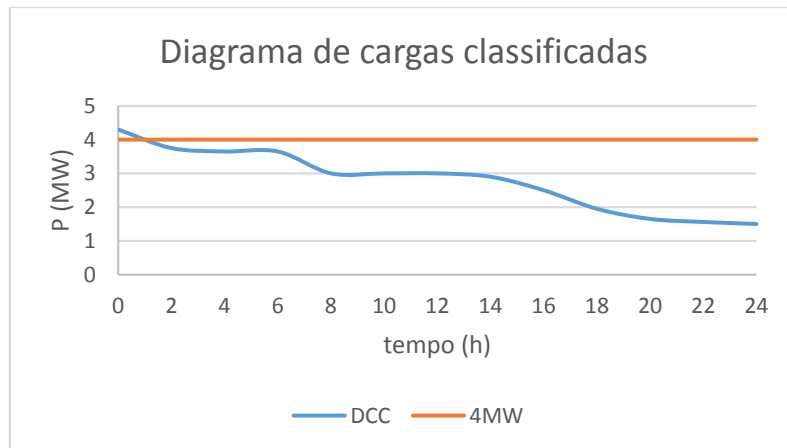


Figura B.1 – Diagrama de cargas classificadas – primavera.

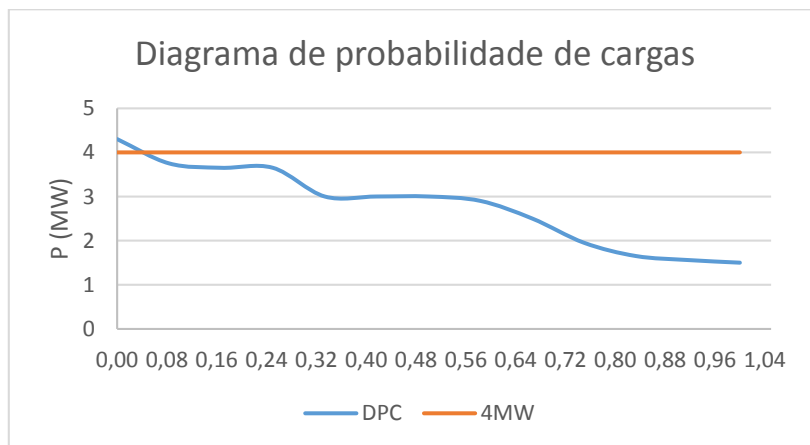


Figura B.2 – Diagrama de probabilidade de cargas – primavera.

- Outono:

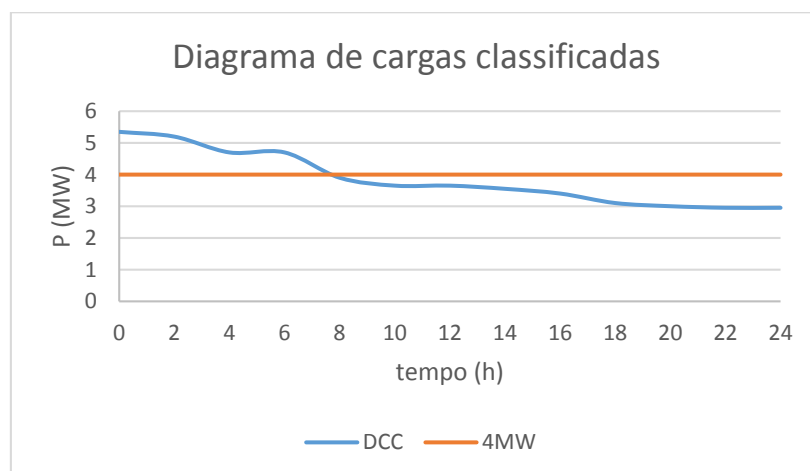


Figura B.3 – Diagrama de cargas classificadas – outono.

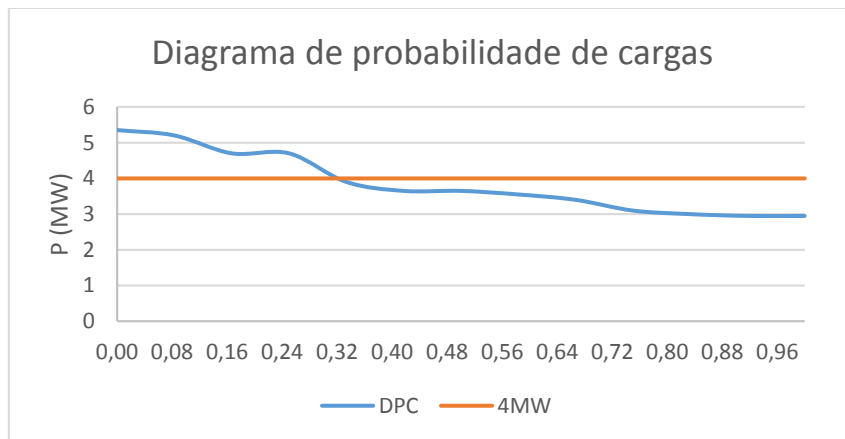


Figura B.4 – Diagrama de probabilidade de cargas – outono.

- Inverno:

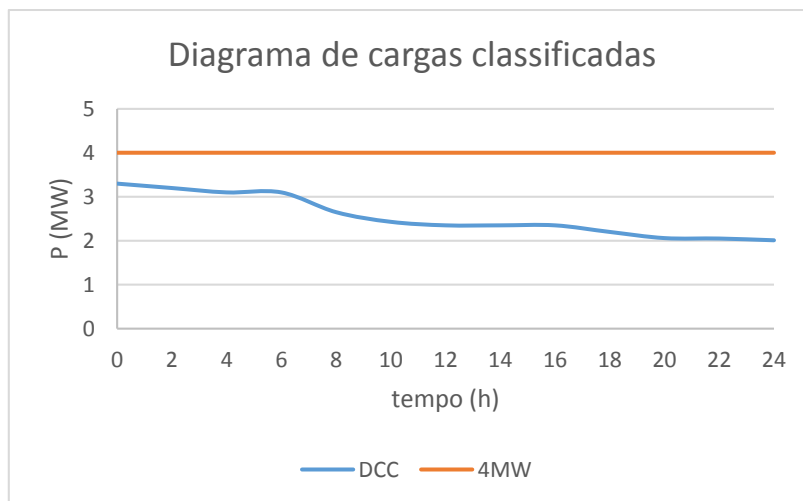


Figura B.5 – Diagrama de cargas classificadas – inverno.

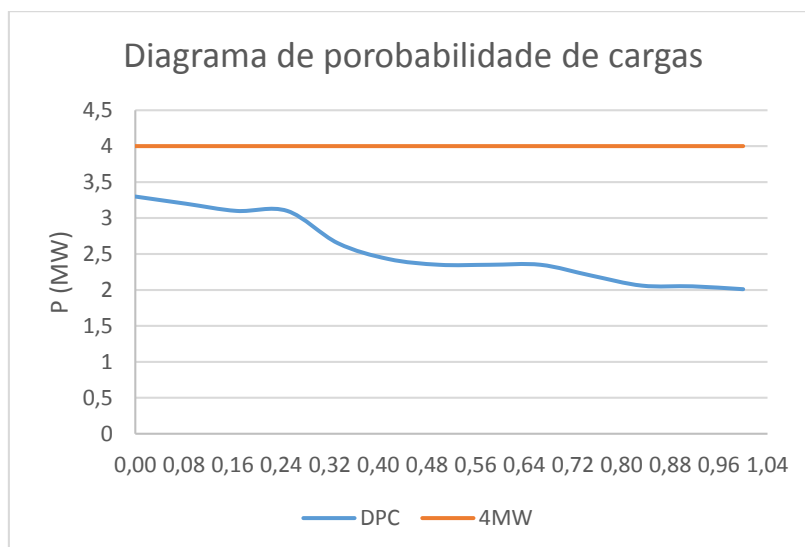


Figura B.6 – Diagrama de probabilidade de cargas – inverno.

Anexo C – Implementação no PSSE das características dinâmicas dos elementos da rede

Ficheiro de programação das características dinâmicas (de 1 grupo térmico):

```

2 'GENSAL' 1 2.9800 0.40000E-01 0.12000 7.3400
    0.10000E-01 1.4310 0.94100 0.28800 0.21200
    0.15000 1.5000 1.8000 /
2 'IEEET1' 1 0.23000E-01 200.00 0.84000 3.5000
    -2.5000 1.0000 0.30000 0.12000 0.90000
    0.0000 2.4700 0.35000E-01 3.5000 0.60000 /
2 'DEGOV1' 1 0 0.20000 0.30000 0.50000
    9.0000 1.0000 0.10000 0.20000 0.45000E-01
    1.0000 0.0000 0.70000E-01 0.0000 /

```

Ficheiro de programação das características dinâmicas de um grupo eólico:

```

10 'WT2G1' 1 0.12602 6.8399 0.18084 0.44190E-02
    0.10994 1.0000 0.0000 1.2000 0.0000
    0.0000 0.21700E-01 0.89880 0.90000 0.90500
    0.0000 0.54000E-02 0.20000E-01 0.40000E-01 0.10000 /
10 'WT2E1' 1 0.50000E-01 0.50000E-01 1.0000 1.0000 0.99000 0.50000E-01 /
10 'WT12T1' 1 3.4600 0.0000 0.81000 1.5000 0.30000 /
10 'WT12A1' 1 .1500E-01 20.00 1.000 .1000 .1000
    .1000 1.000 .2500 /

```

Ficheiro de programação das características dinâmicas da central pv:

```

13 'USRMDL' 1 'PVGU1' 101 1 0 9 3 3
    0.20000E-01 0.20000E-01 0.40000 0.90000
    1.1100 1.2000 2.0000 2.0000 0.20000E-01 /
13 'USRMDL' 1 'PVEU1' 102 0 4 24 10 4
    5 0 1 0
    0.15000 18.000 5.0000 0.50000E-01 0.10000
    0.0000 0.80000E-01 0.47000 -0.47000 1.1000
    0.0000 0.50000 -0.50000 0.50000E-01 0.10000
    0.90000 1.1000 120.00 0.50000E-01 0.50000E-01

```

1.7000 1.1100 1.1100 10.000 /
 13 'USRMDL' 1 'PANELU1' 103 0 0 5 0 1
 0.160 0.380 0.590 0.850 1.000 /
 13 'USRMDL' 1 'IRRADU1' 104 0 1 20 0 1
 1 5.000 1000.0 10.000 900.0 15.000 850.0 20.000 800.0 25.000 700.0
 30.000 600.0 35.000 700.0 0.000 0.0 0.000 0.0 0.000 0.0 /
 14 'USRMDL' 1 'PVGU1' 101 1 0 9 3 3
 0.20000E-01 0.20000E-01 0.40000 0.90000
 1.1100 1.2000 2.0000 2.0000 0.20000E-01 /
 14 'USRMDL' 1 'PVEU1' 102 0 4 24 10 4
 5 0 1 0
 0.15000 18.000 5.0000 0.50000E-01 0.10000
 0.0000 0.80000E-01 0.47000 -0.47000 1.1000
 0.0000 0.50000 -0.50000 0.50000E-01 0.10000
 0.90000 1.1000 120.00 0.50000E-01 0.50000E-01
 1.7000 1.1100 1.1100 10.000 /
 14 'USRMDL' 1 'PANELU1' 103 0 0 5 0 1
 0.160 0.380 0.590 0.850 1.000 /
 14 'USRMDL' 1 'IRRADU1' 104 0 1 20 0 1
 1 5.000 1000.0 10.000 900.0 15.000 850.0 20.000 800.0 25.000 700.0
 30.000 600.0 35.000 700.0 0.000 0.0 0.000 0.0 0.000 0.0 /

Anexo D – Características das linhas de transmissão

Apresenta-se na tabela D.1 as características mais relevantes na modelização aplicada às linhas de transmissão existentes na rede do Porto Santo.

Tabela D.1 – Linhas de transmissão não transformadoras.

Nó fonte	Nó destino	Tensão (kV)	Resistência (Ω/km)	Indutância (Ω/km)	Admitância (mS/km)	Corrente Máxima (A)	Comprimento (km)
CNP	VBL	30	0,15099	0,19738	0,00017	376	2,17
VBL	CPS	30	0,51768	0,15429	0,00026	168	4,822
CPS	CNP	30	0,51768	0,15429	0,00026	168	4,10
VBL	PTEEM1	6,6	0,19481	0,15080	0,05498	324	4,07
VBL	PTEEM2	6,6	0,51485	0,16650	0,03927	188	2,95
CPS	WP1	6,6	0,51485	0,16650	0,03927	188	3,80
PTEEM1	WP2	6,6	0,51485	0,16650	0,03927	188	0,5
WP1	WP2	6,6	0,51485	0,16650	0,03927	188	0,3
PTEEM1	FP1	6,6	0,19481	0,15080	0,05498	324	1,5
PTEEM1	FP1	6,6	0,19481	0,15080	0,05498	324	1,5

Anexo E – Transformada V_a, V_b, V_c para V_d-V_q

```
function [vd, vq]= fcn(va, vb,vc, t)
%#codegen

vbase = 11432;
va = va/vbase;
vb = vb/vbase;
vc = vc/vbase;

vd = (2/3)*(va*sin(2*pi*50*t)+ vb*sin(2*pi*50*t - 2*pi/3) +
vc*sin(2*pi*50*t + 2*pi/3));

vq = (2/3)*(va*cos(2*pi*50*t)+ vb*cos(2*pi*50*t - 2*pi/3) +
vc*cos(2*pi*50*t + 2*pi/3));

end
```

Figura E.1 – Função implementada para realização da transformada V_d-V_q .

Anexo F – Percursos de corrente no Conversor DC/AC

- Estado 0:

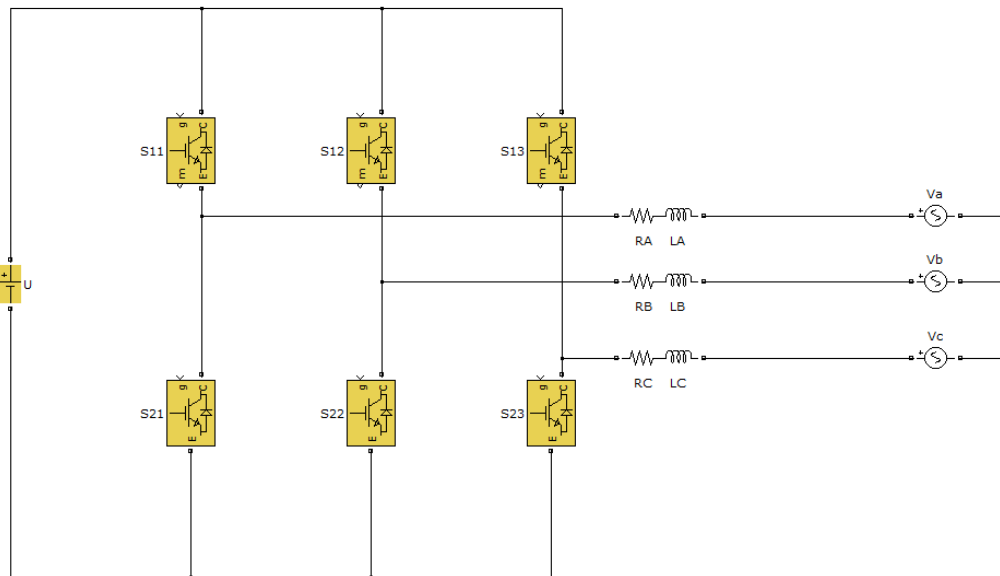


Figura F.1 – Estado 0 (000).

- Estado 2:

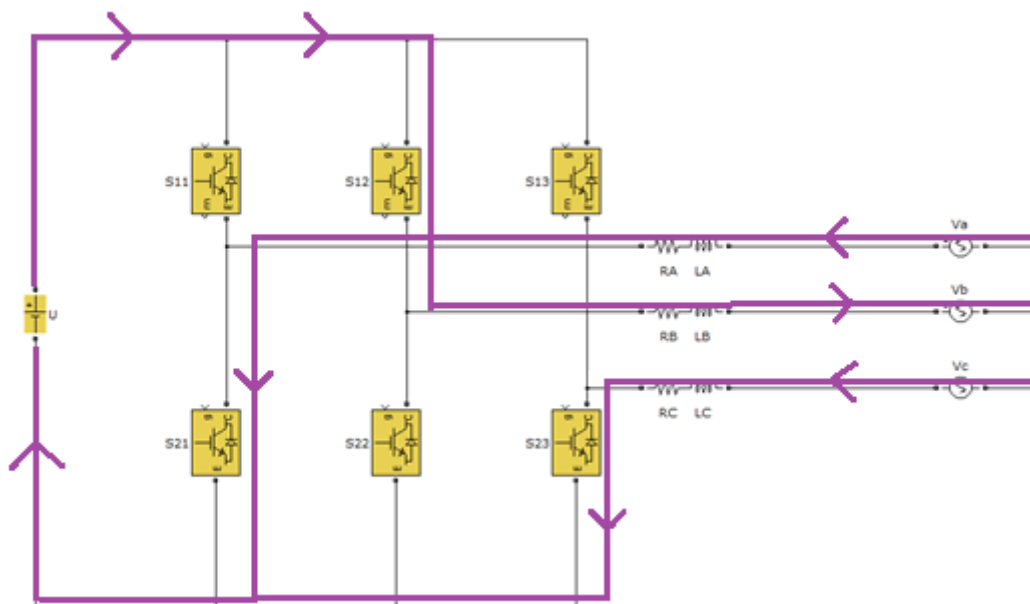


Figura F.2 – Estado 2 (010).

- Estado 3:

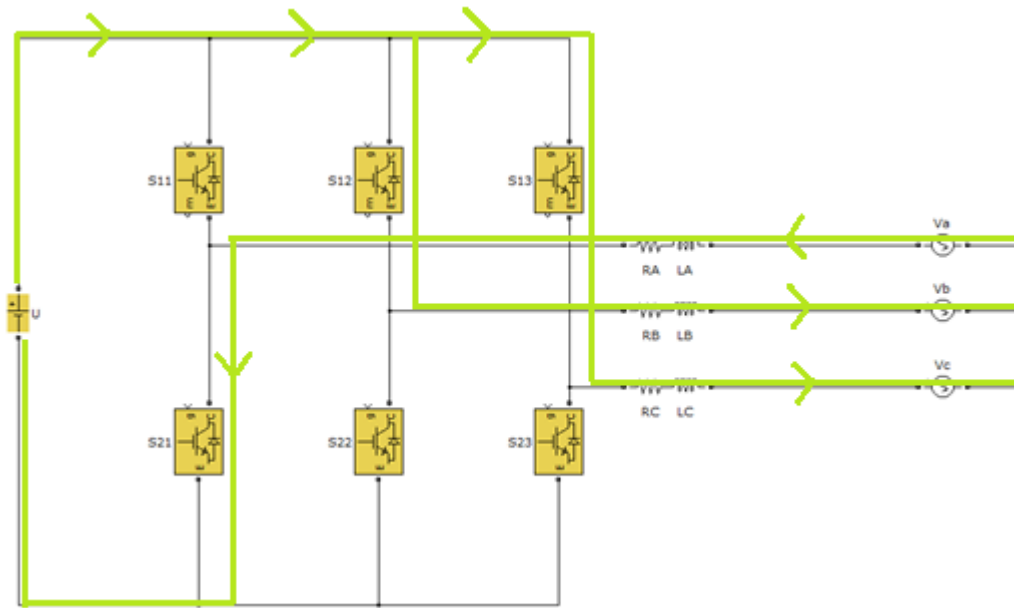


Figura F.3 – Estado 3 (011).

- Estado 4:

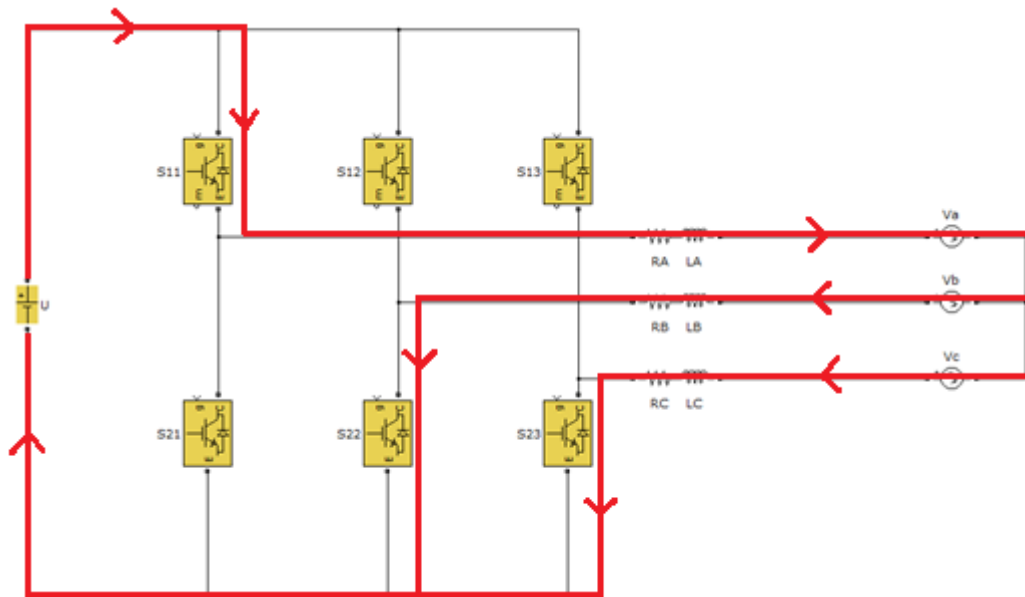


Figura F.4 – Estado 4 (100).

- Estado 5:

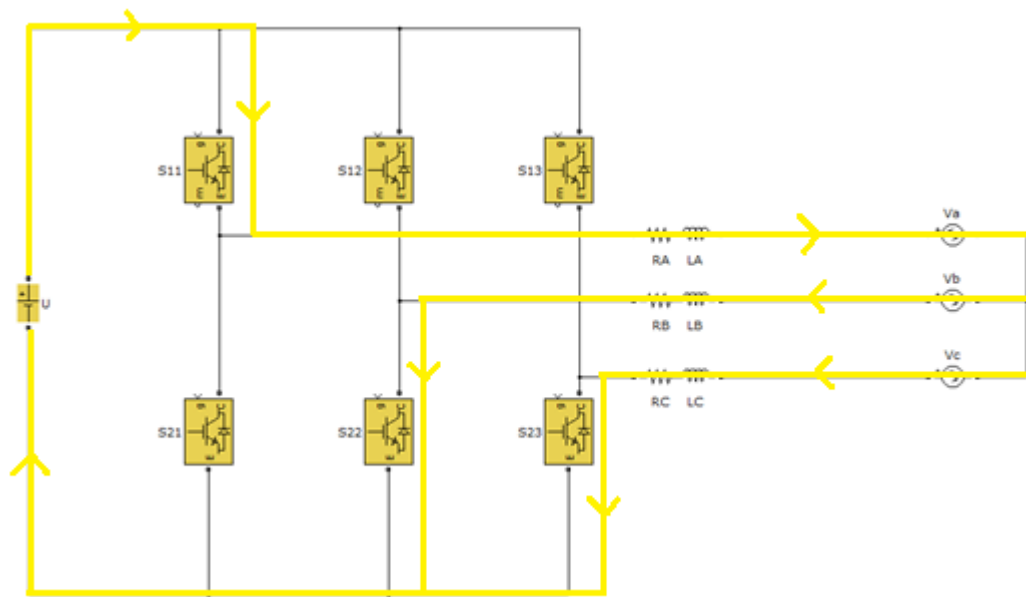


Figura F.5 – Estado 5 (101).

- Estado 6:

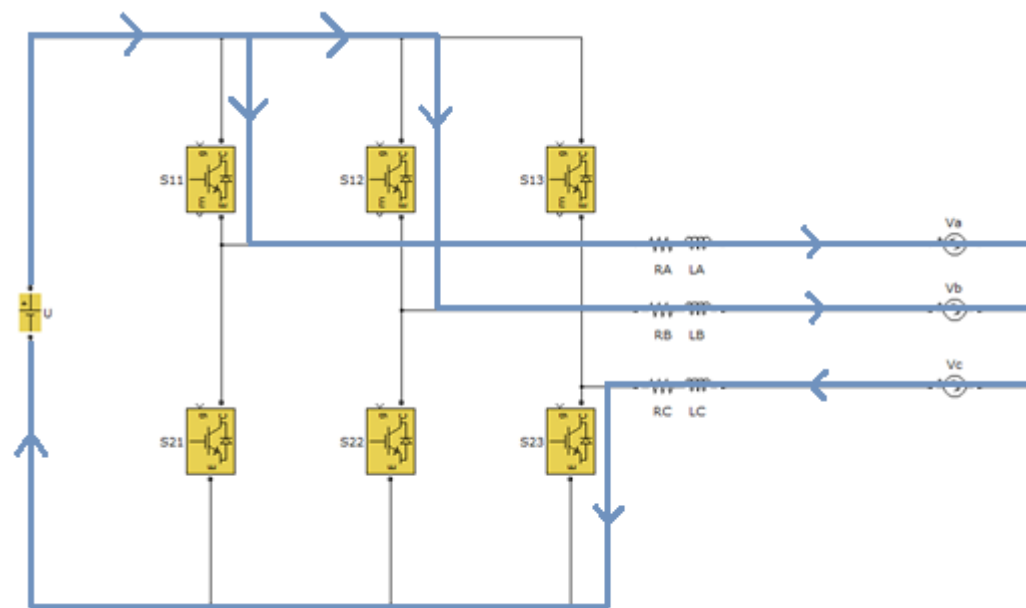


Figura F.6 – Estado 6 (110).

Anexo G – Sistema de conversão implementado em *Matlab/Simulink*

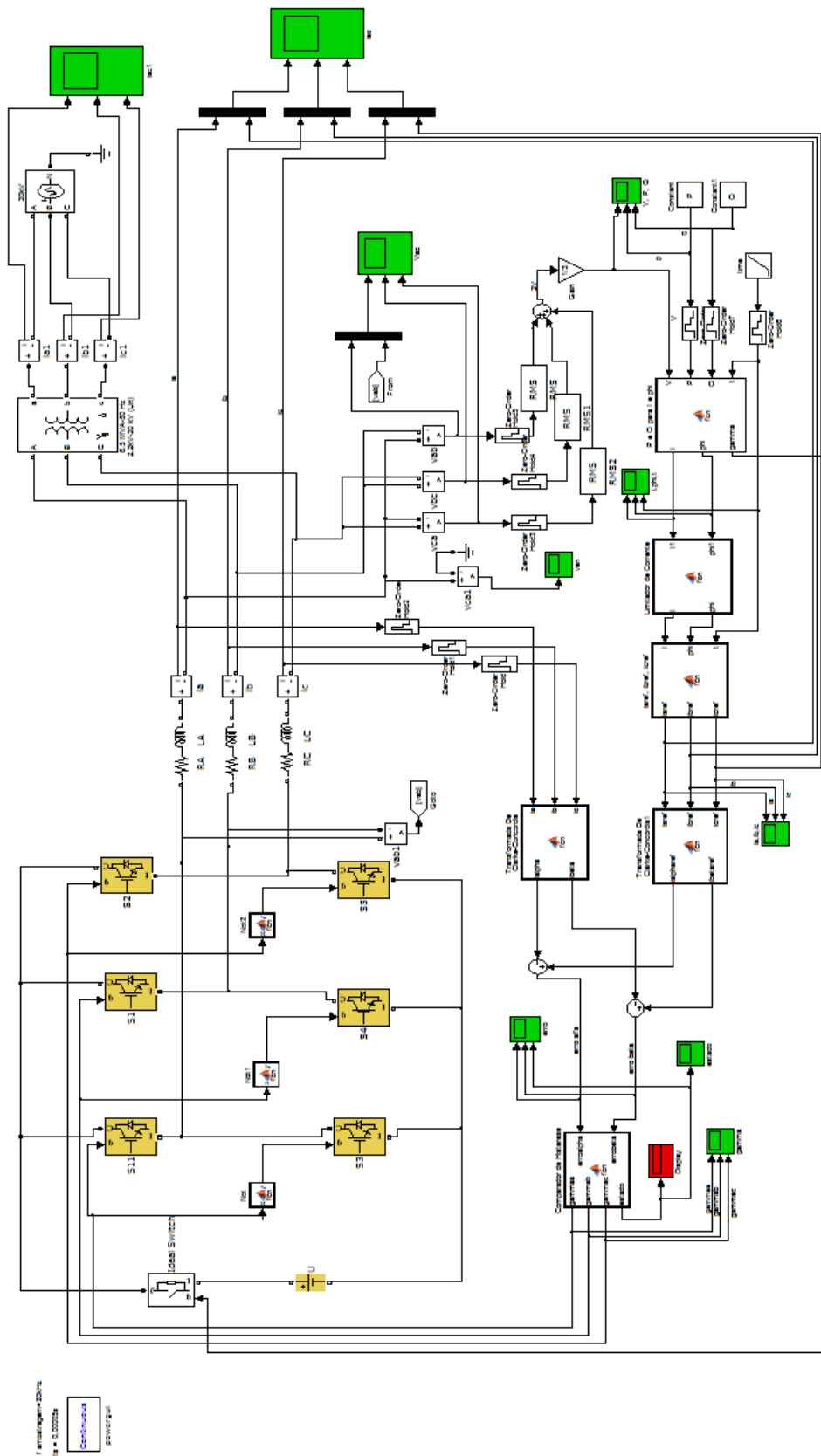


Figura G.1 – Sistema de conversão com malha interna de controle de corrente.

Anexo H – Funções implementadas no sistema de conversão

Função Not:

```
function y = fcn(x)
%#codegen

if x == 0
    y = 1;
else
    y = 0;
end
```

P e Q para I e phi:

```
function [I, phi, gamma]= fcn(V, P, Q, t)
%#codegen

X=Q/P;
phi = atan(X);

if (P>2e6) %Caso a potência ativa seja superior a 3MW
    P = P; % Sistema compensa 50% da potência
    gamma = 1;
    if (t<0.03)
        V=2200; %VLL RMS
        I = P/((V/sqrt(3))*cos(phi));
    else
        I = P/((V/sqrt(3))*cos(phi));
    end
else if (P>0e6 && P<2e6)
    P = P; % Sistema compensa 20% da potência
    gamma = 1;
    if (t<0.03)
        V=11432;
        I = P/((V/sqrt(3))*cos(phi));
    else
        I = P/((V/sqrt(3))*cos(phi));
    end
else
    I = 0; %Falta trabalhar a parte do carregamento
    gamma =0;

    end
end
end
```

Limitador de Corrente:

```
function [I, phi]= fcn(I1, phi1)
%#codegen

if (I1>1000)
    I = 1000;
    phi = phi1;
end
```

```

else
    I = I1;
    phi = phi1;
end

end

```

laref lbref e lcref:

```

function [iaref, ibref, icref]= fcn(I, phi, t)
%#codegen

iaref = I*sqrt(2)*cos((2*pi*50)*t+phi);

ibref = I*sqrt(2)*cos((2*pi*50)*t-(2*pi/3)+phi);

icref = I*sqrt(2)*cos((2*pi*50)*t+(2*pi/3)+phi);

end

```

Transformada de Clarke-Concordia:

```

function [ialpha, ibeta]= fcn(ia, ib, ic)
%#codegen

A=[1 0 sqrt(2)/2; -1/2 sqrt(3)/2 sqrt(2)/2; -1/2 -sqrt(3)/2 sqrt(2)/2];
C= sqrt(2/3)*A;

Xabc = [ia; ib; ic]; %1 coluna, 3 linhas

Xalphabeta = transpose(C)*Xabc;

ialpha = Xalphabeta(1,1);
ibeta = Xalphabeta(2,1);

end

```

Comparador de Histerese:

```

function [gammaa, gammab, gammac, estado]= fcn(erroalpha, errobeta)
%#codegen

deltamax = 5;
deltamin = -5;

if (erroalpha > deltamax) && (errobeta > deltamax)
    gammaa = 1;
    gammab = 1;
    gammac = 0;
    estado = 3;
elseif (erroalpha > deltamax) && (deltamax > errobeta && errobeta >
deltamin)
    gammaa = 1;
    gammab = 0;
    gammac = 0;
    estado = 1;

```

```

elseif (erroalpha > deltamax) && (errobeta < deltamin)
    gammaa = 1;
    gammab = 0;
    gammac = 1;
    estado = 5;
elseif (deltamax > erroalpha && erroalpha > deltamin) && (errobeta
> deltamax)
    gammaa = 0;
    gammab = 1;
    gammac = 0;
    estado = 2;
elseif (deltamax > erroalpha && erroalpha > deltamin) && (deltamax
> errobeta && errobeta > deltamin)
    gammaa = 1;
    gammab = 1;
    gammac = 1;
    estado = 7;
elseif (deltamax > erroalpha && erroalpha > deltamin) && (errobeta
< deltamin)
    gammaa = 0;
    gammab = 0;
    gammac = 1;
    estado = 4;
elseif (erroalpha < deltamin) && (errobeta > deltamax)
    gammaa = 0;
    gammab = 1;
    gammac = 0;
    estado = 2;
elseif (erroalpha < deltamin) && (deltamax > errobeta && errobeta >
deltamin)
    gammaa = 0;
    gammab = 1;
    gammac = 1;
    estado = 6;
elseif (erroalpha < deltamin) && (errobeta < deltamin)
    gammaa = 0;
    gammab = 0;
    gammac = 1;
    estado = 4;
else
    gammaa = 0;
    gammab = 0;
    gammac = 0;
    estado = 0;
end
end
end

```

Anexo I – Ficheiro de constantes de simulação

```
clear
clc

U = 10800;
Vrms = 2200;
Vmax = Vrms*sqrt(2);
Irefrms =500;
Irefmax = Irefrms*sqrt(2);
fac = 50;
R = 10e-3;
L = 19e-3;
C = 1e-6;    %Para uma frequência de corte de 4000Hz
fs = 20e3;
ts = 1/fs;
P = (sqrt(3)*Vrms*Irefrms*0.9)/3;    %Ref: Livro Duncan considerando
factor de potência= 0.9; /3 porque é a potência de 1 só fase
S = (sqrt(3)*Vrms*Irefrms)/3;    %Potencia Aparente
Q = sqrt((S^2)-(P^2));
```

Anexo J – Sistema de conversão DC/AC com regulação de tensão

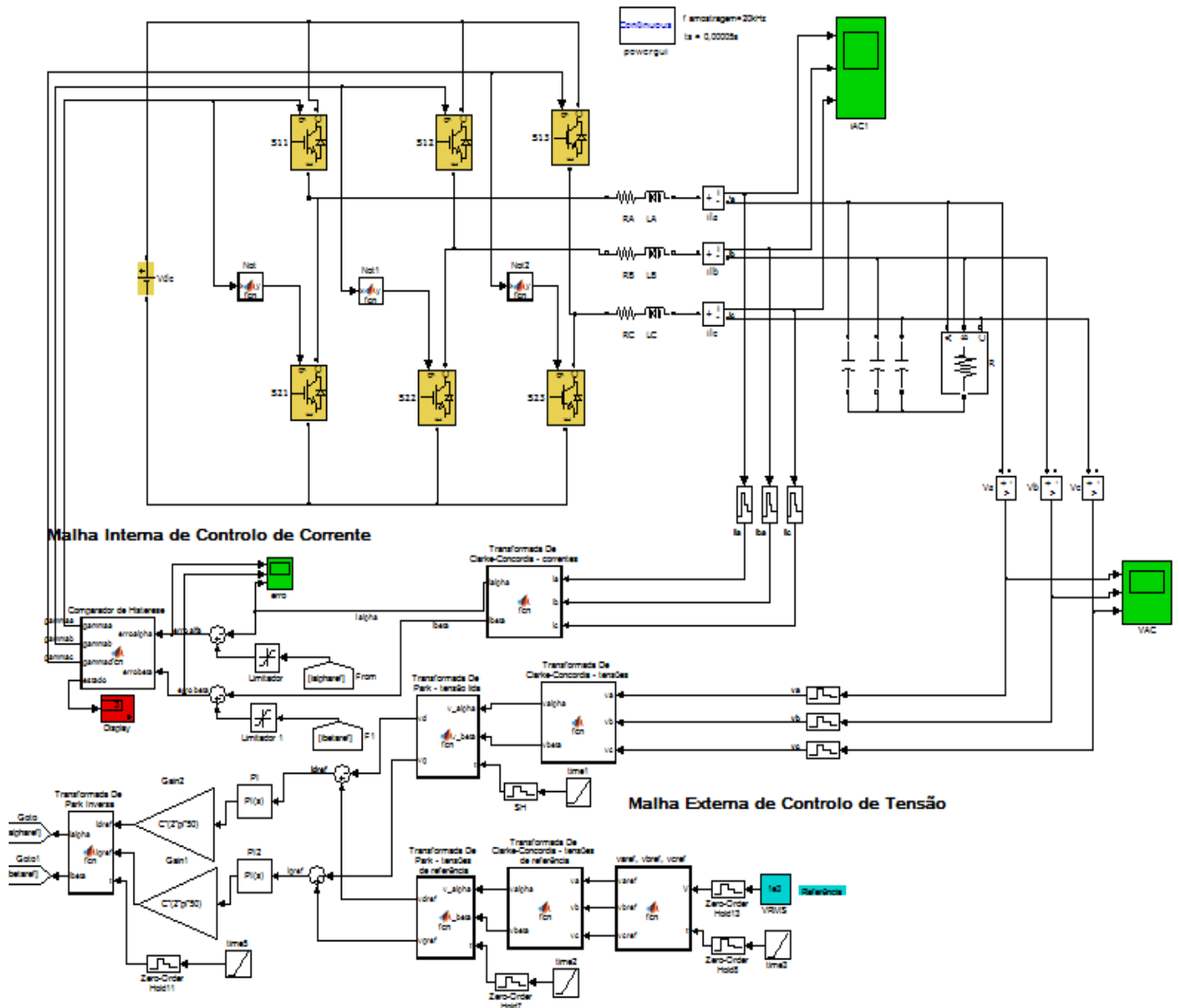


Figura J.1 – Sistema de conversão com malha externa de controle de tensão.

Anexo K – Funções definidas para o sistema de conversão DC/AC com regulação de tensão

Geração das tensões de referência v_{aref} , v_{bref} , v_{cref} :

```
function [varef, vbref, vcref]= fcn(V, t)
%#codegen

varef = V*sqrt(2)*cos((2*pi*50)*t);

vbref = V*sqrt(2)*cos((2*pi*50)*t-(2*pi/3));

vcref = V*sqrt(2)*cos((2*pi*50)*t+(2*pi/3));

end
```

Transformada de Clarke-Concordia:

```
function [valpha, vbeta]= fcn(va, vb, vc)
%#codegen

A=[1 0 sqrt(2)/2; -1/2 sqrt(3)/2 sqrt(2)/2; -1/2 -sqrt(3)/2
sqrt(2)/2];
C= sqrt(2/3)*A;

Xabc = [va; vb; vc];

Xalphabeta = transpose(C)*Xabc;

valpha = Xalphabeta(1,1);
vbeta = Xalphabeta(2,1);

end
```

Transformada de Park:

```
function [vdref, vqref]= fcn(v_alpha, v_beta, t)
%#codegen

w = 2*pi*50;

fase = w*t; %Fase inicial nula

D = [ cos(fase) -sin(fase); sin(fase) cos(fase)];

Xalphabeta = [v_alpha; v_beta];

Xdq = transpose(D)*Xalphabeta;

vdref = Xdq(1,1);
vqref = Xdq(2,1);

end
```

Transformada de Park inversa:

```
function [ialpha, ibeta]= fcn(idref, iqref, t)
%#codegen

w = 2*pi*50;

fase = w*t; %-(pi/4); %Fase inicial nula

D = [ cos(fase) -sin(fase); sin(fase) cos(fase) ];

Xdq = [idref; iqref];

Xalphabeta = D*Xdq;

ialpha = Xalphabeta(1,1);
ibeta = Xalphabeta(2,1);

end
```

Anexo L – Função de seleção de modo de operação do sistema de conversão

```
function [I, phi, gamma, Carregando1]= fcn(V, P, Q, t, SOC, Carregando)
%#codegen

X=Q/P;
phi = atan(X);
if (Carregando == 1)

    if (SOC <90)
        I = -75;      %Carregamento em modo de corrente a 1C
    else
        I = -0.1*75; %Carregamento em modo de tensão a 0,1C
        if (SOC > 99) %Condição de término de carga
            Carregando1 = 0;
        else
            Carregando1 = 1;
        end
    end
end
elseif (Carregando == 0)

    if (SOC>10) %Se a bateria tem + que 10% de carga:

        if (P>4e6) %Caso a potência ativa seja superior a 4MW
            P = 0.5*P; % Sistema compensa 50% da potência
            gamma = 1;
            if (t<0.03) %Limitação da tensão inicial
                V=2200; %VLL RMS
                I = P/((V/sqrt(3))*cos(phi));
            else
                I = P/((V/sqrt(3))*cos(phi));
            end
        end
    else if (P>=2e6 && P<=4e6)
        P = 0.2*P; % Sistema compensa 20% da potência
        gamma = 1;
        if (t<0.03)
            V=2200;
            I = P/((V/sqrt(3))*cos(phi));
        else I = P/((V/sqrt(3))*cos(phi));
        end
    else I = 0;
        gamma =0;
    end
end
else if (P<3e6)
    if (SOC <90)
        I = -75;      %Carregamento em modo de corrente a 1C
    else I = -0.1*75; %Carregamento em modo de tensão a 0,1C
        if (SOC > 99) %Condição de término de carga
            Carregando1 = 0;
        else Carregando1 = 1;
        end
    end
else I=0; %Caso haja muita carga na rede não carrega
    gamma =0;
end end
```

Anexo M – Rede do Porto Santo e Sistema de Baterias em Matlab/Simulink

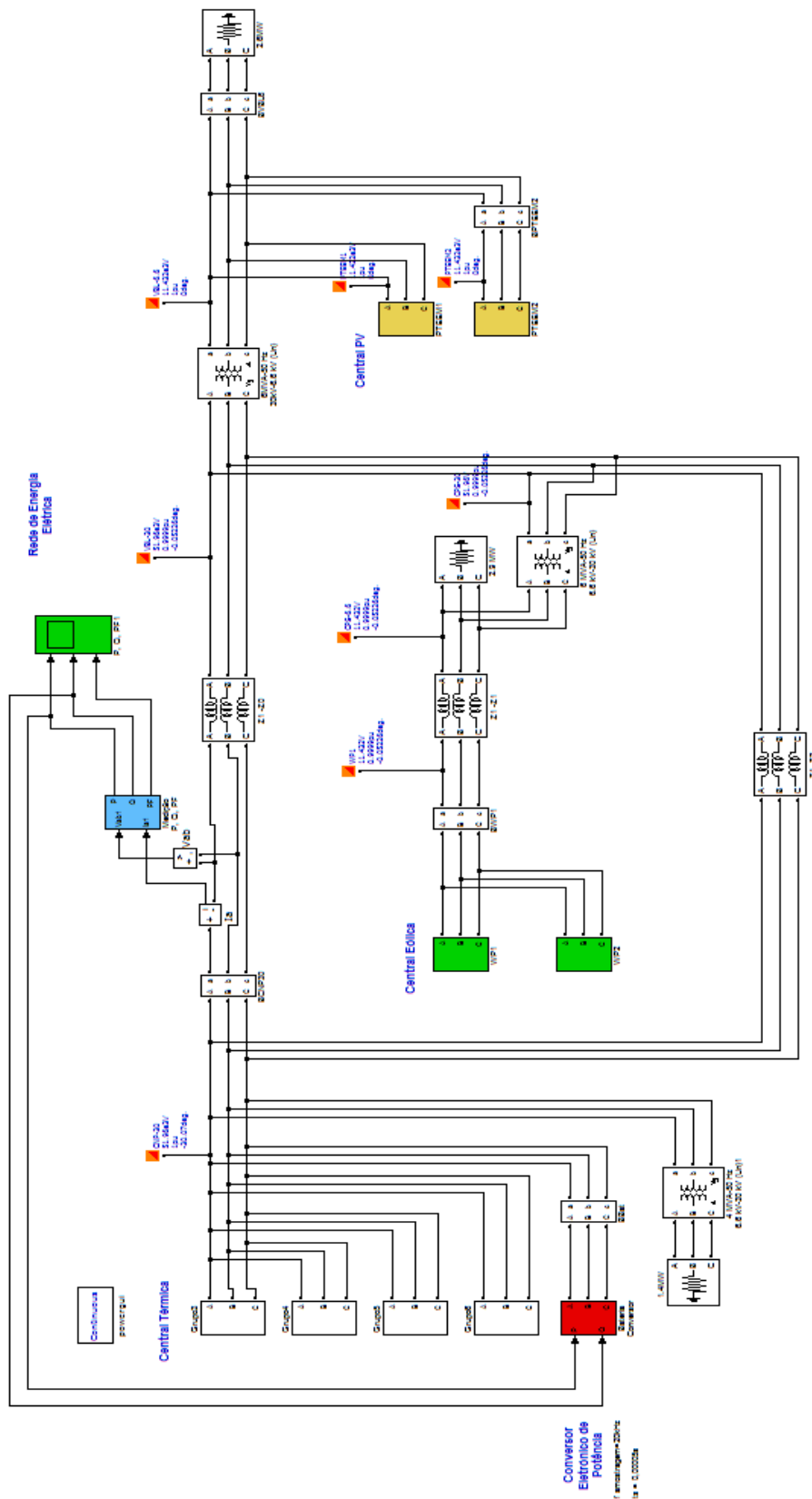


Figura M.1 – Rede completa implementada em Matlab/Simulink.

Anexo N – Análise económica

N.1. Custos de operação e manutenção atuais

Considerando que a implementação do sistema de baterias possibilita que se evite a ligação de um segundo grupo gerador térmico, determinaram-se os custos de operação e de manutenção de um grupo gerador a diesel, operando durante a percentagem de tempo (segundo os diagrama de cargas analisados de:

$$\text{Tempo de utilização do 2º grupo} = \frac{1}{4} \times 25\% + \frac{1}{4} \times 30\% + \frac{1}{4} \times 0\% + \frac{1}{4} \times 4\% \quad (N. 1)$$

correspondendo cada parcela à percentagem de tempo por trimestre do ano que um gerador extra precisa de estar ligado, ou seja ele encontra-se em funcionamento durante 14,75% do ano, ou cerca de 54 dias, ou 1292,1 horas. Estas horas de operação levam à necessidade de duas revisões extra, supondo-se um custo das mesmas situado em torno dos 1000 €.

Estas horas de operação implicam principalmente gastos com o combustível fóssil que alimenta a máquina. Supondo-se que a rede, quando mantida por duas máquinas síncronas, tem um nível médio de carga pouco superior a 4 MW, tem-se que cada grupo opera a uma potência pouco superior a 2 MW, ou cerca de 50% da sua capacidade máxima. Neste tipo de operação, a máquina não se encontra perto da sua eficiência máxima em termos de consumo de combustível. A operar nestas condições os grupos térmicos apresentam um consumo específico de cerca de 238 g/kWh (longe do ponto de melhor eficiência – 219 g/kWh a 75%). Assim, em termos de combustível necessário tem-se,

$$\text{Combustível (g)} = \text{Consumo específico} \times P_{kW} \times \text{horas de operação}. \quad (5.5)$$

Com um consumo específico de 238 g/kWh, uma potência de operação de 2 MW e operando durante 1292,1 h, há um consumo extra de cerca de 615,039 toneladas de combustível por ano. Considerando um preço médio do combustível de 0,8 €/litro, há um custo acrescido de 492 031,68 €.

Assim, o custo extra anual de produção de energia a partir da central térmica situa-se na ordem do 493 031,68 €.

N.2. Custo de instalação e operação do sistema de baterias

Considerou-se, em primeiro lugar, o custo das unidades de baterias necessárias, sendo 2700, considerando-se ainda do tipo lítio-ferro-fosfato, para aplicações de potência. Os preços destas são muito variáveis dependentemente do fabricante e características como os ciclos de vida. Supondo-se um preço por unidade de 250 €, tem-se um custo total de 675 000 €. Num cenário de aquisição de baterias mais caras, com um custo de 500 € por unidade, o custo total das baterias passa a 1 350 000 €. Nesta análise aplica-se a solução mais cara.

É ainda necessário ter em conta os preços de elementos como bobinas de acoplamento do sistema, condensadores, comutadores (IGBTs ou outros), dispositivos de medição dos parâmetros elétricos necessários e DSPs (*Digital Signal Processors*). Usualmente todos estes componentes podem ser adquiridos sob a forma de um inversor comercial, como em [38].

O preço destas unidades atualmente é extremamente diversificado, mas um módulo de qualidade pode ascender aos 20 000 €.

O sistema de baterias implica ainda um custo de climatização, de forma a maximizar a eficiência das baterias e aumentar a sua longevidade, pelo que é estimado um gasto anual extra

de 5000 €, bem como o investimento nas instalações necessárias para acomodar os equipamentos, estimada em 10 000 € anuais.

N.3. Análise económica do projeto

Começou-se por identificar os custos de ambas as soluções, atual, sem banco de baterias, e solução com banco de baterias, como apresentado nas tabelas N.1 e N.2, para um período de três anos.

Nestas tabelas é realizada a capitalização dos valores anuais, à taxa de juro de 5% através da aplicação de:

$$VF = VA \times (1 + j)^n \quad (N.1)$$

Sendo *VF* o valor futuro do dinheiro, *VA* o valor atual do dinheiro, *j* a taxa de juro (inflação, neste caso) e *n* o número de anos passados.

Tabela N.1 – Custos de operação da rede atual.

Custo operação extra atual da rede				
Anos	0	1	2	3
<i>Cash flows</i> <i>(milhares de €)</i>	493	518	544	571

Tabela N.2 – Custos de operação da instalação e manutenção de um banco de baterias..

Custo de instalação e operação do banco de baterias				
Anos	0	1	2	3
<i>Cash flows</i> <i>(milhares de €)</i>	1370	16	17	17

Assim tem-se, para uma visão muito pessimista em que o sistema apenas dura três anos, e aplicando-se componentes de elevado custo:

- Gasto em três anos com a operação extra da central térmica: 2,1 milhões de Euros.
- Gasto com instalação e três anos de operação do banco de baterias: 1,42 milhões de Euros.
- Poupança em três anos: 680 mil Euros.