

**Microprodução, armazenamento e conversores  
eletrónicos na regulação de tensão-frequência em  
redes de baixa tensão**

**Manuel Maria de Campos Marcelo Lopes Nunes**

Dissertação para obtenção do Grau de Mestre em

**Engenharia Eletrotécnica e de Computadores**

Orientador: Prof. Doutor José Fernando Alves da Silva

**Júri**

Presidente: Prof. Doutor Rui Manuel Gameiro de Castro

Orientador: Prof. Doutor José Fernando Alves da Silva

Vogal: Prof. Doutora Maria José Ferreira dos Santos Lopes de Resende

**Novembro 2016**



# Agradecimentos

Gostaria de agradecer em primeiro lugar ao meu orientador, Prof. Doutor José Fernando Alves da Silva, pelo acompanhamento constante durante a elaboração desta dissertação e pela confiança que em mim depositou. O seu conhecimento e disponibilidade foram essenciais para a realização deste trabalho.

Agradeço ainda a todos os professores que me acompanharam durante o meu percurso académico no Instituto Superior Técnico, e que de alguma forma contribuíram para o que sei e sou hoje.

Um reconhecimento especial a todos os meus colegas, que me ajudaram durante esta caminhada. Um agradecimento ainda aos meus amigos e família por todo o apoio demonstrado e paciência, em particular aos meus pais, irmã e avó.

A todos, um muito obrigado!



# Abstract

This dissertation focuses on the study and development of a system composed by microgeneration and energy storage, which together with other similar systems, might avoid overvoltages and undervoltages, as well as mitigate voltage dips. The system may use the stored energy on deferred. These systems are expected to contribute to the regulation of the voltage and frequency of a low voltage grid, especially in the case of an isolated grid.

The increase of distributed generation, using mainly renewable energy sources, motivated some technical and operational issues that have to be approached.

The integration of energy storage systems together with microgeneration in a hybrid system can help to achieve a better integration of renewable energy sources in the grid. Besides all economic benefits for the consumers, obtained by a more efficient use of the generated energy, these systems might contribute to the reliability and stability of the grid. Also, through a decentralized action of such systems it is expected that they improve the electric power quality, adjusting the voltage and frequency, when the values go beyond the limits imposed by the norm NP EN 50160.

In this work, the model of a system composed by microgeneration and energy storage was developed using the Matlab/Simulink software, as well as a rural low voltage grid. The capacity of these systems to regulate voltage and frequency was tested by performing several simulations.

## Keywords

Distributed Generation, Microgeneration, Energy Storage, Electric Power Quality, Frequency and Voltage Regulation



# Resumo

Nesta dissertação pretende-se estudar e desenvolver um sistema de Microgeração (MG) com Armazenamento de Energia (AE) que, conjuntamente com outros sistemas idênticos, tem como objetivo principal evitar sobretensões e subtensões, bem como mitigar cavas de tensão, usando em diferido energia armazenada. Pretende-se ainda que estes sistemas possam contribuir para a regulação da tensão e frequência de uma rede de Baixa Tensão (BT), sobretudo no caso de uma rede isolada.

Os elevados incentivos à produção de energia através de fontes renováveis, levaram à introdução de várias unidades de microprodução distribuídas no sistema elétrico nacional. Porém, a produção descentralizada trouxe alguns desafios técnicos e de operacionalização do sistema que devem ser abordados.

A integração de Sistemas de Armazenamento de Energia (SAE), juntamente com sistemas de MG pode ajudar a combater alguns dos problemas identificados. Além dos benefícios económicos para o consumidor, através de um uso mais eficiente da energia gerada, estes sistemas podem ainda ajudar a aumentar a flexibilidade da rede e proporcionar uma melhor integração das Fontes de Energia Renováveis (FER) na mesma. Através de uma ação de regulação descentralizada dos vários sistemas, espera-se ainda contribuir para uma melhoria da Qualidade de Energia Elétrica (QEE) ao nível da tensão e frequência, cumprindo os limites estabelecidos pela norma NP EN 50160.

Neste trabalho desenvolveu-se o modelo de um sistema de MG com AE, bem como uma rede de BT na plataforma MATLAB/Simulink, onde foi estudada a ação de regulação do conjunto destes sistemas na rede modelada.

## Palavras Chave

Produção Descentralizada, Microprodução, Armazenamento de Energia, Qualidade de Energia Elétrica, Regulação Tensão-Frequência





# Conteúdo

<b>1</b>	<b>Introdução</b>	<b>1</b>
1.1	Motivação . . . . .	4
1.2	Objetivos . . . . .	6
1.3	Estrutura da Dissertação . . . . .	7
<b>2</b>	<b>Modelo da Rede</b>	<b>9</b>
2.1	Descrição da rede de BT . . . . .	9
2.2	Modelo dos Componentes da rede de BT . . . . .	11
2.2.1	Rede de Média Tensão (MT) . . . . .	11
2.2.2	Transformador . . . . .	11
2.2.3	Cargas elétricas . . . . .	13
2.2.4	Linhas Elétricas de Baixa Tensão . . . . .	14
2.3	Dimensionamento da Rede . . . . .	15
<b>3</b>	<b>Sistema de Microgeração com Armazenamento de Energia</b>	<b>19</b>
3.1	Descrição do Sistema . . . . .	19
3.2	Dimensionamento e descrição do modelo dos vários componentes do sistema . . . . .	20
3.2.1	Painel Fotovoltaico . . . . .	21
3.2.2	Inversor . . . . .	22
3.2.2.A	Dimensionamento do condensador de entrada do inversor . . . . .	22
3.2.2.B	Modelo do Inversor . . . . .	23
3.2.3	Conversor elevador-reductor reversível e SAE . . . . .	24
3.2.3.A	Dimensionamento do SAE . . . . .	25
3.3	Controlo da tensão no condensador $V_c$ . . . . .	26
3.3.1	Controlo de $V_c$ através da bateria . . . . .	27
3.3.1.A	Estabilidade e funções de Lypaunov . . . . .	27
3.3.1.B	Controlador . . . . .	28
3.3.2	Controlo linear de $V_c$ . . . . .	30
3.4	Carregamento da bateria . . . . .	33
3.4.1	Carregamento da bateria através da energia proveniente da MG . . . . .	33
3.4.2	Carregamento da bateria através da energia proveniente da rede de BT . . . . .	34

<b>4</b>	<b>Regulação da tensão-frequência e supervisão do sistema</b>	<b>37</b>
4.1	Regulação de tensão . . . . .	37
4.1.1	Regulação da tensão em cadeia fechada através da desfasagem da corrente injetada . . . . .	38
4.2	Simulação da regulação de tensão . . . . .	41
4.2.1	Sobretensão . . . . .	42
4.2.2	Subtensão . . . . .	45
4.3	Regulação da frequência . . . . .	46
4.3.1	Modelo do Gerador . . . . .	46
4.3.2	Sistema de controlo para a regulação da frequência . . . . .	48
4.3.3	Simulação da regulação da frequência . . . . .	50
4.4	Supervisão do Sistema . . . . .	51
<b>5</b>	<b>Simulação da Rede</b>	<b>55</b>
5.1	Cenário 1 : Situação de Ponta . . . . .	56
5.1.1	Caso 1: Sem MG ou AE . . . . .	56
5.1.2	Caso 2: Injeção de energia por parte dos SAE na rede . . . . .	58
5.2	Cenário 2: Situação de Vazio . . . . .	59
5.2.1	Caso 1: Sem MG ou AE . . . . .	59
5.2.2	Caso 2: Carregamento dos SAE através da rede . . . . .	60
5.3	Cenário 3: Super Vazio . . . . .	61
5.3.1	Caso 1: Sem MG ou AE . . . . .	61
5.3.2	Caso 2 : Rede com presença de MG nos grupos próximos do Posto de Transformação (PT) . . . . .	62
5.3.3	Caso 3: Rede com presença de MG em todo o primeiro ramal . . . . .	64
5.3.4	Cenário 3.1 : Rede com presença de MG nas redes rurais e na rede local . . . . .	64
5.4	Introdução de sistemas de controlo e supervisão nos grupos de MG com AE . . . . .	65
5.4.1	Sistema de supervisão no último grupo de MG com AE (Grupo de MG com AE 6 ) . . . . .	65
5.4.2	Supervisão em todos os sistemas do Primeiro Ramal (R1) . . . . .	68
5.5	Cenário 4: Cava de Tensão . . . . .	70
<b>6</b>	<b>Conclusões e sugestões de trabalho futuro</b>	<b>73</b>
6.1	Conclusões . . . . .	73
6.2	Sugestões de trabalho futuro . . . . .	75
	<b>Bibliography</b>	<b>77</b>
	<b>Apêndice A Anexo A</b>	<b>A-1</b>
	<b>Apêndice B Anexo B</b>	<b>B-1</b>

**Apêndice C Anexo C**

**C-1**

**Apêndice D Anexo D**

**D-1**



# Lista de Figuras

1.1	Consumo de energia dos diversos recursos a nível mundial nos últimos dois séculos. . .	1
1.2	Mapa da radiação solar em Portugal. . . . .	2
1.3	Desfasamento entre a produção de energia de um sistema de MG solar e o consumo numa casa de uma zona residencial típica do Reino Unido. . . . .	5
2.1	Esquema da rede de baixa tensão considerada. . . . .	10
2.2	Rede de média tensão e transformador na plataforma Simulink. . . . .	12
2.3	Modelo das cargas tipo R (esquerda) e tipo RL (direita) no Simulink. . . . .	13
2.4	Modelo das cargas não-lineares no Simulink. . . . .	14
2.5	Modelo das linhas elétricas no Simulink (3 fases mais neutro). . . . .	15
2.6	Coeficiente de simultaneidade em função do número de habitações. . . . .	15
3.1	Modelo do Sistema de MG com AE. . . . .	20
3.2	Modelo do Painel Fotovoltaico na plataforma MATLAB/Simulink . . . . .	21
3.3	Inversor monofásico em ponte completa. . . . .	22
3.4	Bateria escolhida para o SAE - 48V 100Ah. . . . .	25
3.5	Controlo da tensão no condensador através da bateria. . . . .	29
3.6	Corrente de saída da bateria e do conversor elevador durante o controlo de $V_C$ . . . . .	30
3.7	Controlo da tensão no condensador de entrada do inversor. . . . .	30
3.8	Diagrama de blocos do controlador linear da tensão $V_C$ . . . . .	31
3.9	Controlo linear da tensão no condensador. . . . .	33
3.10	Carregamento do banco de baterias. . . . .	34
3.11	Processo para o cálculo da potência necessária para o carregamento do banco de baterias. . . . .	35
3.12	Tensão do banco de baterias ( $V_{BAT}$ ) durante o processo de carregamento através de energia proveniente da rede. . . . .	36
3.13	Corrente da do banco de baterias ( $I_{BAT}$ ) e na entrada do conversor redutor ( $I_b$ ) durante o processo de carregamento do banco de baterias. . . . .	36
4.1	Diagrama de blocos em cadeia fechada do regulador de tensão. . . . .	40
4.2	Relação entre o ângulo de desfasagem e o ganho incremental $K_G$ . . . . .	41
4.3	Modelo do regulador de tensão através do ângulo de desfasagem no Simulink. . . . .	41

4.4	Modelo da rede equivalente no Simulink. . . . .	42
4.5	Regulação da tensão da rede através do ângulo de defasagem da corrente injetada - caso de sobretensão. . . . .	43
4.6	Valor do ângulo da defasagem da corrente no processo de regulação da tensão - caso de sobretensão. . . . .	43
4.7	Corrente e tensão em sincronismo. . . . .	44
4.8	Corrente desfasada da tensão. . . . .	44
4.9	Valor eficaz da tensão aos terminais do sistema durante a ação de regulação da tensão simulada. . . . .	44
4.10	Andamento da corrente injetada pelo sistema e respetivo valor eficaz durante a ação de regulação da tensão simulada. . . . .	44
4.11	Redução da potência ativa do sistema de MG. . . . .	45
4.12	Regulação da tensão da rede através do ângulo de defasagem - caso de subtenção. . . . .	45
4.13	Valor do ângulo da defasagem da corrente no processo de regulação da tensão - caso de subtenção. . . . .	45
4.14	Cálculo de $\omega$ no modelo de MATLAB/Simulink. . . . .	47
4.15	Modelo do gerador trifásico na plataforma MATLAB/Simulink. . . . .	47
4.16	Diagrama de blocos do controlo secundário através de um sistema de MG e AE. . . . .	49
4.17	Modelo do controlador de frequência na plataforma Matlab/Simulink a instituir em cada sistema de MG com AE. . . . .	50
4.18	Estabilização da frequência através da ação de regulação dos sistemas propostos. . . . .	50
4.19	Andamento das correntes de saída dos grupos de MG e AE aquando da estabilização da frequência. . . . .	51
4.20	Esquema do sistema híbrido de MG com AE e ligação à rede. . . . .	52
4.21	Fluxograma do sistema de supervisão. . . . .	53
5.1	Cenário 1, Caso 1 : Valor eficaz da tensão ao longo do primeiro ramal. . . . .	57
5.2	Cenário 1, Caso 1: Valor eficaz da tensão no segundo ramal (Rede Rural 1 (RR1)). . . . .	57
5.3	Cenário 1, Caso 1: Valor eficaz da tensão no terceiro e quarto ramal (Rede Rural 2 (RR2) e Rede Local (RL)). . . . .	57
5.4	Cenário 1, Caso 1: Tensões nas três fases à saída do Posto de Transformação. . . . .	57
5.5	Cenário 1, Caso 1: Correntes nas três fases à saída do Posto de Transformação. . . . .	57
5.6	Cenário 1, Caso 1: Tensões nas três fases à saída no Barramento 8. . . . .	57
5.7	Cenário 1, Caso 1: Correntes nas três fases no Barramento 8. . . . .	57
5.8	Cenário 1, Caso 2: Valor eficaz da tensão ao longo do R1 numa situação de ponta e com os SAE a descarregar. . . . .	59
5.9	Cenário 2, Caso 1: Valor eficaz da tensão ao longo do R1 numa situação de vazio. . . . .	59
5.10	Cenário 2, Caso 1: Valor eficaz da tensão no segundo ramal (RR1). . . . .	59
5.11	Cenário 2, Caso 1: Valor eficaz da tensão no terceiro e quarto ramal (RR2 e RL). . . . .	59

5.12	Cenário 2, Caso 1: Tensões nas três fases à saída do Posto de Transformação. . . . .	60
5.13	Cenário 2, Caso 1: Correntes nas três fases à saída do Posto de Transformação. . . . .	60
5.14	Cenário 2, Caso 1: Tensões nas três fases no Barramento 8. . . . .	60
5.15	Cenário 2, Caso 1: Correntes nas três fases no Barramento 8. . . . .	60
5.16	Cenário 2, Caso 2: Valor eficaz da tensão ao longo do R1 numa situação de vazio em que os SAE carregam através de energia proveniente da rede. . . . .	60
5.17	Cenário 3, Caso 1 : Valor eficaz da tensão ao longo do R1 numa situação de super vazio, sem a presença de MG ou AE. . . . .	61
5.18	Cenário 3, Caso 1: Tensões nas três fases à saída do Posto de Transformação. . . . .	61
5.19	Cenário 3, Caso 1: Correntes nas três fases à saída do Posto de Transformação. . . . .	61
5.20	Cenário 3, Caso 1: Tensões nas três fases no Barramento 8. . . . .	62
5.21	Cenário 3, Caso 1: Correntes nas três fases no Barramento 8. . . . .	62
5.22	Cenário 3, Caso 2 : Valor eficaz da tensão ao longo do R1 numa situação de super vazio com MG nos Barramentos 1, 2, 3 e 4. . . . .	63
5.23	Cenário 3, Caso 2 : Valor eficaz da tensão ao longo do segundo ramal (RR1) numa situação de super vazio com MG nos Barramentos 1, 2, 3 e 4. . . . .	63
5.24	Cenário 3, Caso 2 : Valor eficaz da tensão ao longo do terceiro e quarto ramal (RR2 e RL numa situação de super vazio com MG nos Barramento 1, 2, 3 e 4. . . . .	63
5.25	Cenário 3, Caso 3 : Valor eficaz da tensão ao longo do R1 numa situação de super vazio com MG em todo o ramal. . . . .	64
5.26	Valor eficaz da tensão ao longo do segundo ramal (RR1) numa situação de super vazio com MG nas redes rurais e rede local. . . . .	65
5.27	Valor eficaz da tensão ao longo do terceiro ramal (RR2 numa situação de super vazio com MG nas redes rurais e rede local. . . . .	65
5.28	Valor eficaz da tensão ao longo do quarto ramal (RL) numa situação de super vazio com MG nas redes rurais e rede local. . . . .	65
5.29	Valor eficaz da tensão ao longo do R1 para o cenário 3, caso 2 numa situação de implementação de supervisão no último sistema de MG com AE. . . . .	66
5.30	Valor eficaz da tensão ao longo do R1 para o cenário 3, caso 3 numa situação de implementação de supervisão no último sistema de MG com AE, mas com o banco de baterias totalmente carregado (SOC=100%). . . . .	67
5.31	Valor eficaz da corrente de saída do sistema em função do ângulo de defasagem. . .	67
5.32	Valor eficaz da tensão aos terminais do sistema em função do ângulo de defasagem. .	67
5.33	Valor eficaz da tensão ao longo do R1 para o cenário 3, caso 3 numa situação de implementação de supervisão em todos os sistemas de MG com AE, onde os SAE mais distantes possuem SOC=1. . . . .	68
5.34	Valor eficaz da tensão ao longo do R1 para o cenário 3, caso 3 numa situação de implementação de supervisão em todos os sistemas do ramal 1 e SOC = 0,8. . . . .	70
5.35	Tensão na fase R para o cenário de cava de tensão sem injeção por parte dos SAE. . .	70

5.36 Perfil da tensão no R1 durante a cava de tensão. . . . .	71
5.37 Perfil da tensão no R1 durante a cava de tensão com injeção por parte dos SAE. . . . .	71
A.1 Características do transformador utilizado na rede de BT . . . . .	A-1
A.2 Características do gerador utilizado para a criação do modelo do grupo de geração. . . . .	A-1
D.1 Modelo do sistema de microgeração com armazenamento de energia na plataforma Matlab/Simulink. . . . .	D-1
D.2 Modelo do sistema de microgeração na plataforma Matlab/Simulink. . . . .	D-2
D.3 Modelo do banco de baterias na plataforma Matlab/Simulink. . . . .	D-2
D.4 Modelo do conversor elevador-redutor reversível na plataforma Matlab/Simulink. . . . .	D-3
D.5 Modelo do inversor na plataforma Matlab/Simulink. . . . .	D-3
D.6 Rede de Baixa Tensão na plataforma Matlab/Simulink. . . . .	F-4



# Lista de Tabelas

2.1	Características principais do transformador. . . . .	12
2.2	Parâmetros do esquema equivalente transformador. . . . .	12
2.3	Distribuição de potência pelas cargas do R1. . . . .	15
2.4	Potência das cargas equivalentes das redes rurais e da rede local. . . . .	16
2.5	Corrente de serviço em cada uma das linhas. . . . .	16
2.6	Linhas aéreas escolhidas. . . . .	17
2.7	Distribuição da carga pelas fases ao longo do primeiro ramal. . . . .	17
2.8	Distribuição da carga pelas fases para a RR1, RR2 e RL. . . . .	17
3.1	Características principais da bateria escolhida. . . . .	25
4.1	Características do grupo de geração. . . . .	49
5.1	Distribuição dos sistemas de MG com AE pelas cargas e respectivas fases. . . . .	55
5.2	Distribuição dos sistemas de MG com AE pelas cargas e respectivas fases. . . . .	56
5.3	Cenário 1, Caso 1 : Potência ativa em diversos locais da rede. . . . .	58
5.4	Cenário 1, Caso 1 : Potência reativa em diversos locais da rede. . . . .	58
5.5	Estado de Carga (SOC) dos SAE ao longo do R1. . . . .	58
5.6	Cenário 3, Caso 1 : Potência ativa em diversos locais da rede. . . . .	62
5.7	Cenário 3, Caso 1 : Potência reativa em diversos locais da rede. . . . .	62
5.8	Cenário 3, Caso 2 : Potência ativa em diversos locais da rede. . . . .	63
5.9	Cenário 3, Caso 2 : Potência reativa em diversos locais da rede. . . . .	63
5.10	Cenário 3, Caso 3 : Potência ativa em diversos locais da rede. . . . .	64
5.11	Cenário 3, Caso 3 : Potência reativa em diversos locais da rede. . . . .	64
5.12	Atuação do sistema de supervisão através do SAE: Potência ativa em diversos locais da rede. . . . .	66
5.13	Atuação do sistema de supervisão através do SAE: Potência reativa em diversos locais da rede. . . . .	66
5.14	Atuação do sistema de supervisão através do SAE: Potência ativa em diversos locais da rede, com o sistema de AE totalmente carregado. . . . .	67
5.15	Atuação do sistema de supervisão através do SAE: Potência reativa em diversos locais da rede, com o sistema de AE totalmente carregado. . . . .	68

5.16 SOC dos SAE ao longo do R1. . . . .	68
5.17 Supervisão em todos os sistemas do R1: Potência ativa em diversos locais da rede. . .	69
5.18 Supervisão em todos os sistemas do R1: Potência reativa em diversos locais da rede. .	69
5.19 SOC dos SAE ao longo do R1 - todos com SOC = 80%. . . . .	69
5.20 Potências injetadas pelos grupos de MG com AE. . . . .	71
 B.1 Descrição das linhas da rede. . . . .	 B-1
 C.1 Cenário 1, Caso 1: Situação de ponta sem MG ou AE - Valores eficazes detalhados da tensão ao longo do R1. . . . .	 C-1
C.2 Cenário 1, Caso 2: Situação de ponta e injeção de energia dos SAE na rede. . . . .	C-1
C.3 Cenário 2: Situação de vazio sem MG ou AE - Valores eficazes detalhados da tensão ao longo do R1. . . . .	C-1
C.4 Cenário 2, Caso 2: Situação de vazio com carregamento dos SAE através de energia proveniente da rede. . . . .	C-1
C.5 Cenário 3, caso 1: Situação de super vazio sem MG - Valores eficazes detalhados da tensão ao longo do R1. . . . .	C-2
C.6 Cenário 3, caso 2: Situação de super vazio com presença de MG nos grupos próximos do PT - Valores eficazes detalhados da tensão ao longo do R1. . . . .	C-2
C.7 Cenário 3, Caso 3: Situação de super vazio com presença de MG em todo o R1 - Valores eficazes detalhados da tensão ao longo do R1. . . . .	C-2
C.8 Supervisão: Situação de super vazio com presença de MG em todo o R1 e sistema de supervisão no último grupo do ramal - Valores eficazes detalhados da tensão ao longo do R1. . . . .	C-2
C.9 Supervisão: Situação de super vazio com presença de MG em todo o R1 e sistema de supervisão no último sistema do ramal mas com SOC=1 - Valores eficazes detalhados da tensão ao longo do R1. . . . .	C-3
C.10 Supervisão: Situação de super vazio com presença de MG em todo o R1 e sistemas de supervisão em todos os sistemas (os mais próximos do PT descarregados e os no final carregados) - Valores eficazes detalhados da tensão ao longo do R1. . . . .	C-3
C.11 Supervisão: Situação de super vazio com presença de MG em todo o R1 e sistemas de supervisão em todos os sistemas (Todos com SOC=80%) - Valores eficazes detalhados da tensão ao longo do R1. . . . .	C-3

# Lista de Abreviaturas

<b>AE</b>	Armazenamento de Energia
<b>B1</b>	Barramento 1
<b>B6</b>	Barramento 6
<b>B8</b>	Barramento 8
<b>BT</b>	Baixa Tensão
<b>FER</b>	Fontes de Energia Renováveis
<b>MG</b>	Microgeração
<b>MT</b>	Média Tensão
<b>PD</b>	Produção Descentralizada
<b>PT</b>	Posto de Transformação
<b>QEE</b>	Qualidade de Energia Elétrica
<b>R1</b>	Primeiro Ramal
<b>RESP</b>	Rede Elétrica de Serviço Público
<b>RI</b>	Rede Inteligente
<b>RL</b>	Rede Local
<b>RR1</b>	Rede Rural 1
<b>RR2</b>	Rede Rural 2
<b>SAE</b>	Sistemas de Armazenamento de Energia
<b>SEE</b>	Sistema de Energia Elétrica
<b>SOC</b>	Estado de Carga
<b>TDH</b>	Taxa de Distorção Harmónica
<b>UPAC</b>	Unidades de Produção para Autoconsumo
<b>UPP</b>	Unidades de Pequena Produção



# Lista de Símbolos

$c$	Fator de correção da tensão
$C$	Condensador na entrada do inversor
$CS$	Coeficiente de simultaneidade
$D$	Estado de carga do banco de baterias
$DC$	Direct Current / Corrente Contínua
$e_{V_C}$	Erro no valor da tensão do condensador
$E_r$	Energia reguladora da rede
$H$	Constante de inércia
$i_{AC}$	Corrente no ponto de ligação do sistema de MG com AE à rede
$i_B$	Corrente de saída do conversor elevador
$i_{BAT}$	Corrente do banco de baterias
$I_i$	Valor eficaz da corrente de entrada
$i_{in}$	Corrente na entrada do inversor
$i_{microG}$	Corrente proveniente da MG
$i_{MG AE}$	Corrente de saída do sistema de MG com AE
$I_{RMS}$	Valor eficaz da corrente
$I_s$	Corrente de serviço
$I_Z$	Corrente máxima admissível
$I_0$	Valor eficaz da corrente de saída
$J$	Momento de Inércia
$k$	Constante de Lyapunov
$k_1$	Constante de Lyapunov 1 - controlador da tensão $V_c$
$k_2$	Constante de Lyapunov 2 - controlador do carregamento do banco de baterias
$K_{CB}$	Ganho incremental no controlador da potência de carregamento/descarga da bateria
$K_D$	Ganho incremental do modulador
$K_G$	Ganho incremental
$K_i$	Ganho integral
$K_{if}$	Ganho integral no controlador de frequência
$K_p$	Ganho proporcional
$k_r$	Fator característico do modelo matemático da uma rede isolada

$MG + AE_k$	Grupo de MG com AE k ligado ao ramal 1
MG+AE RL	Grupo de MG com AE ligado à rede local
MG+AE RR1	Grupo de MG com AE ligado à rede rural 1
MG+AE RR2	Grupo de MG com AE ligado à rede rural 2
$P_C$	Potência de carga
$P$	Potência ativa
$P_C^0$	Potência de carga no regime estacionário anterior à perturbação
$P_{AC}$	Potência injetada na rede
$P_{BAT}$	Potência da bateria
$P_e$	Potência elétrica do conjunto de cargas
$P_i$	Potência de entrada
$P_{gir}$	Soma da potência nominal de todos os grupos de geração de serviço
$P_m$	Potência mecânica
$P_{PV}$	Potência de MG (Painel Fotovoltaico)
$P_0$	Potência de saída
$Q$	Potência Reativa
$Q_{BAT_{4h}}$	Carga armazenada no condensador em 4h
$R$	Estatismo
$R_m$	Resistência de magnetização
$R_{rede}$	Resistência da rede
$R_1$	Resistência do enrolamento primário do transformador
$R_2$	Resistência do enrolamento secundário do transformador
$R_{20}$	Resistência do cabo a 20° graus
$S$	Potência aparente
$S_{C_k}$	Potência consumida na carga k do ramal 1
$S_{C_{RL}}$	Potência consumida na rede local
$S_{C_{RR1}}$	Potência consumida na rede rural 1
$S_{C_{RR2}}$	Potência consumida na rede rural 2
$S_{CC}$	Potência de curto circuito
$T_d$	Tempo de atraso
$T_e$	Binário eletromagnético
$T_m$	Binário mecânico
$T_p$	Pólo do compensador do tipo PI
$T_r$	Constante de tempo característica da rede
$T_Z$	Zero do compensador do tipo PI
$u_{c_{max}}$	Amplitude máxima da portadora
$U_n$	Tensão nominal
$U_{n_{MT}}$	Tensão nominal na média tensão

$V(z)$	Função de Lyapunov
$V_{AC}$	Tensão no ponto de ligação do sistema à rede
$V_{BAT_{max}}$	Tensão máxima do banco de baterias
$V_{BAT_{min}}$	Tensão mínima do banco de baterias
$V_{BAT_{ref}}$	Tensão de referência do banco de baterias
$V_C$	Valor eficaz da tensão no condensador
$v_C$	Tensão no condensador
$v_{C_{ref}}$	Tensão de referência no condensador
$V_i$	Tensão de entrada
$V_M$	Tensão da onda modulante
$V_{MG AE}$	Tensão aos terminais do sistema de MG com AE
$V_{P_{RMS}}$	Valor eficaz da tensão de saída do inversor
$V_{P1_{RMS}}$	Valor eficaz da primeira harmónica da tensão de saída do inversor
$V_{P1}$	Valor da tensão da portadora 1
$V_{P2}$	Valor da tensão da portadora 2
$V_{PWM}$	Tensão obtida no conversor realizando uma modulação a três níveis
$V_{RMS}$	Valor eficaz da tensão
$V_0$	Tensão de saída
$V^0$	Tensão em vazio no modelo de Thévenin
$X$	Reactância por unidade de comprimento da linhas aéreas
$X_{rede}$	Reactância da rede
$X_{eq}$	Reactância equivalente da rede
$X_m$	Reactância de magnetização
$X_T$	Reactância no modelo de Thévenin
$X_1$	Reactância do lado primário do transformador
$X_2$	Reactância do lado secundário do transformador
$W_{cin}$	Energia Cinética
$Z$	Impedância por unidade de comprimento das linhas aéreas
$Z_{rede}$	Impedância da rede
$\alpha_V$	Ganho de amostragem da tensão comutada
$\Delta v_0$	Variação da tensão no condensador
$\eta$	Rendimento do conversor
$\epsilon_f$	Elasticidade das cargas
$\omega$	Frequência angular
$\omega_n$	Frequência natural
$\phi_{MG AE}$	Ângulo de defasagem da corrente injetada
$\zeta$	Fator de amortecimento

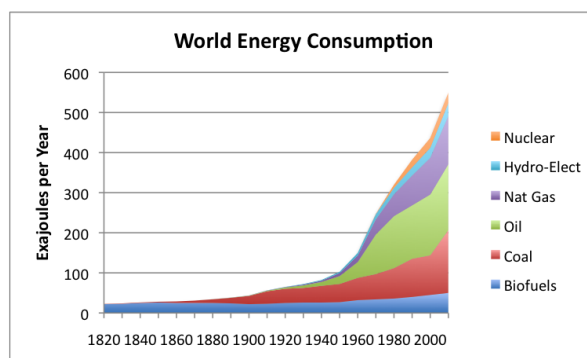




# 1

## Introdução

A evolução económica e social nos países desenvolvidos, e em desenvolvimento, tem contribuído para um progressivo aumento do consumo energético nesses países e espera-se assim que esta tendência se mantenha nos próximos anos, atingindo números cada vez maiores, apesar de estarem a ser realizados esforços no sentido de melhorar a eficiência energética [1]. Segundo [2], prevê-se em 2040 mundialmente um aumento de 40% no consumo de energia em relação ao ano de 2012.



**Figura 1.1:** Consumo de energia dos diversos recursos a nível mundial nos últimos dois séculos. [3]

Os combustíveis fósseis têm sido o recurso mais utilizado para a obtenção de energia. Atualmente, e a nível global, cerca de 75% da energia consumida é obtida através de combustíveis fósseis, como o carvão, o petróleo e o gás natural [4]. No entanto, estes são de origem não renovável (pelo menos ao longo da escala de tempo humana) e são por isso mesmo considerados recursos finitos. Consequentemente, e com o aumento do consumo a nível mundial, o seu custo tende também a aumentar [5]. Juntando a este facto os problemas ambientais que estes causam quando queimados para a produção de energia (combustão e consequente libertação de  $CO_2$  – dióxido de carbono), o interesse pelo investimento nas energias renováveis aumentou substancialmente ao longo das últimas décadas.

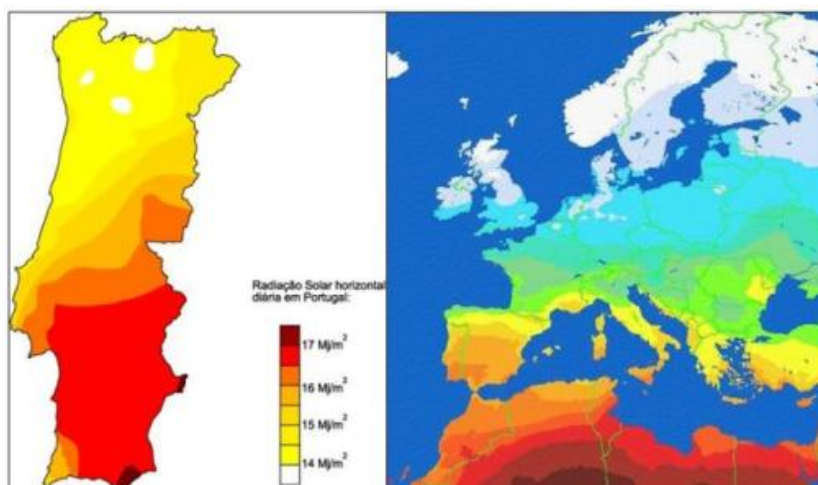
Desta forma, foram definidas ao longo dos últimos anos várias estratégias de sustentabilidade ambiental a nível mundial. No final do século XX foi assinado por vários países o protocolo de Quioto no sentido de reduzir a emissão para a atmosfera de gases que contribuem para o efeito estufa. A nível europeu foi lançada uma estratégia ainda mais ambiciosa (Programa **EU2020**) em 2010, que

estabelecia os seguintes objetivos para o ano de 2020 [1]:

- Redução da emissão de gases que contribuem para o efeito estufa em 20% em relação ao ano de 1990.
- 20% da energia europeia obtida a partir de fontes renováveis.
- Aumento em 20% da eficiência energética.

Portugal é um país com condições de dependência dos combustíveis fósseis para a produção de energia elétrica. Por isso, e seguindo a tendência europeia e os objetivos traçados, o país propôs-se também a aumentar a percentagem de energia renovável (no consumo de energia final) de 20,5% registado em 2005 para 31% pretendidos em 2020 [4]. Assim, o consumo de combustíveis fósseis diminuiu e levou a um forte investimento nas energias de cariz renovável. Os incentivos aos consumidores foram bastante elevados e a Produção Descentralizada (PD), junto dos pontos de consumo, através de microprodução renovável tornou-se uma prática comum. A microprodução consiste na conversão de energia elétrica, a potências relativamente baixas, habitualmente a partir de Fontes de Energia Renováveis (FER). Isto possibilitou a vários consumidores a produção de energia elétrica suficiente para cobrir as suas próprias necessidades e ainda para injetar na rede elétrica nacional, tornando-se prosumidores, ou seja simultaneamente consumidores e produtores de energia elétrica.

A energia solar é um dos grandes exemplos, em que a transformação e aproveitamento da mesma para energia elétrica se tornou possível, levando vários habitantes em território nacional a introduzir nas suas habitações painéis fotovoltaicos. Portugal é um dos países da Europa com maior potencial para a produção de energia através do sol [6]. O número médio anual de horas de sol em Portugal é muito superior a vários países da União Europeia e faz com que este recurso tenha um grande potencial a nível nacional.



**Figura 1.2:** Mapa da radiação solar em Portugal. [7]

Com a introdução das FER, o Sistema de Energia Elétrica (SEE) em Portugal, bem como em

todo o mundo, tem sofrido alterações. Tradicionalmente o trânsito de energia era unidirecional. A produção de energia era centralizada e apenas produzida pelas grandes centrais elétricas, de sua maioria térmicas [8]. A rede foi concebida com o pensamento de transportar a energia desde estas grandes centrais até aos consumidores, que se encontravam longe dos centros de produção. Com este novo paradigma, o trânsito de energia no sistema de energia elétrica passa a ser bidirecional, incluindo várias unidades de produção distribuídas pela rede e junto dos consumidores. Passou-se então de uma rede elétrica somente com geração centralizada, para a expansão de um novo modelo que inclui também PD. Pensa-se, assim, que a arquitetura do SEE deve ser repensada no futuro. Nasce, deste modo, novos conceitos, como o de Rede Inteligente (RI), no sentido de obter uma melhor e mais eficiente integração da PD na rede. A RI pretende, exatamente de forma inteligente através de tecnologias de informação, obter uma rede mais eficiente e robusta, interligando vários elementos de geração, armazenamento e cargas [9].

A PD pode trazer bastantes benefícios, tanto para os consumidores, como para o operador da rede e é uma parte fundamental no cumprimento das metas e objetivos de sustentabilidade energética definidos [10]. Além das claras vantagens a nível ambiental, muitos consumidores podem-se tornar quase auto-suficientes. A microprodução junto dos pontos de consumo pode também ajudar a reduzir as perdas na rede [11], o que se traduz num enorme benefício económico, e contribuir ainda para uma maior fiabilidade da rede elétrica.

Contudo, para uma perfeita, e equilibrada, integração da Microgeração (MG) no SEE atual, colocam-se alguns desafios técnicos e operacionais [11, 12]. O planeamento da rede torna-se complexo e deve ser repensado [12]. A coordenação e operação de um SEE com trânsito de energia bidirecional e com vários recursos distribuídos tem trazido algumas dificuldades que devem ser ultrapassadas [11].

A MG tem contribuído fortemente para a deterioração da Qualidade de Energia Elétrica (QEE). A QEE está normalmente associada à disponibilidade e às características da forma de onda da tensão. Segundo a norma NP EN 50160, o valor eficaz da tensão na Baixa Tensão (BT) deve ser de 230V e não ultrapassar os limites de  $230 \pm 10\%$  durante 95% do tempo. Porém, a injeção de energia por parte da MG e a inversão do trânsito de energia na rede de distribuição, pode produzir um aumento do valor eficaz da tensão. O operador da rede muitas vezes não é capaz de atuar face a esta situação. Desta forma, a MG tem contribuído, por exemplo, para o aumento do valor eficaz da tensão da rede. Além disso, é importante realçar a introdução de conteúdo harmónico na rede, revelando outro importante impacto na QEE [12]. Além dos problemas relacionados com a QEE, outros problemas surgem devido à introdução da MG a partir de FER no SEE. O carácter intermitente deste tipo de fonte de energia pode trazer alguns problemas de cariz técnico e de planeamento. A energia gerada pelas FER pode variar numa curta janela temporal e, por isso mesmo, são necessárias reservas que possibilitem um equilíbrio constante entre a produção de energia elétrica e o consumo da mesma

(incluindo perdas)

Um dos grandes desafios da inserção de PD na rede, em especial através da MG fotovoltaica, é a utilização e aproveitamento dos benefícios destes sistemas de forma eficiente e sem comprometer a fiabilidade do SEE, paralelamente a uma operação satisfatória do mesmo.

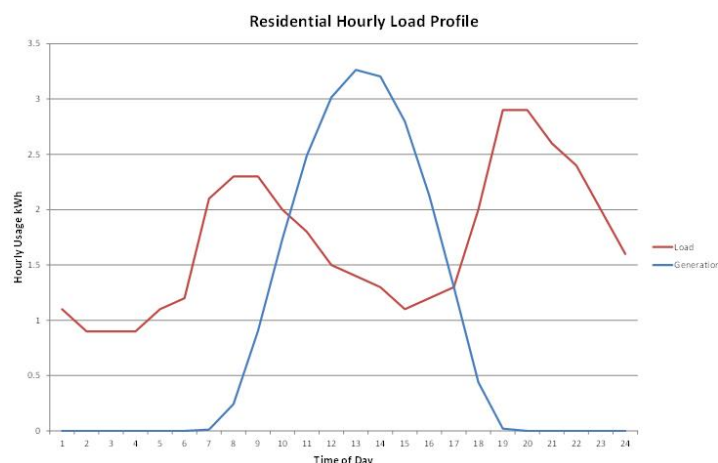
## 1.1 Motivação

A implementação de sistemas híbridos com Armazenamento de Energia (AE) juntamente com MG pode ajudar a mitigar alguns dos problemas de QEE referidos, e auxiliar numa melhor integração da PD através de FER na rede. Estes sistemas podem ser benéficos tanto para o consumidor, como para o operador de rede, resolvendo alguns dos problemas técnicos verificados até ao momento [9].

Em relação aos consumidores, a utilização de Sistemas de Armazenamento de Energia (SAE), pode significar um maior aproveitamento dos recursos renováveis e, consequentemente, maior autossuficiência da rede elétrica nacional. Através da liberalização do sector energético em Portugal, iniciada em 1995, as atividades de produção e comercialização começaram a ser exercidas em regime de livre concorrência, apenas dependente da atribuição de licença [4]. Nos antigos regimes legislativos era permitida a venda de toda a energia elétrica produzida através de unidades de micro-produção, apesar de esta atividade estar presumidamente ligada a uma instalação com consumo de energia da rede elétrica [13]. A tarifa de venda dos diferentes tipos de renováveis encontrava-se estipulada através de um regime bonificado [14]. Com a entrada em vigor do Decreto-Lei n.º 153/2014, de 20 de Outubro, o regime jurídico para a produção de energia elétrica a partir de fontes renováveis e autoconsumo foi alterado. Este Decreto-Lei veio estabelecer um novo regime jurídico tanto para a produção de eletricidade destinada ao autoconsumo através de “Unidades de Produção para Autoconsumo (UPAC)”, como para a *“produção de eletricidade vendida na sua totalidade à Rede Elétrica de Serviço Público (RESP), por intermédio de instalações de pequena potência, a partir de recursos renováveis, adiante designadas por «Unidades de Pequena Produção (UPP)»*.” [13]. Deste modo, atualmente, a energia produzida em regime de autoconsumo deve servir as necessidades da instalação associada. O sistema de MG deve ser por isso dimensionado tendo em consideração as necessidades efetivas da instalação à qual está associado, sendo o produtor desta forma beneficiado [13]. Tratando-se de uma UPAC, a potência instalada não pode exceder duas vezes a potência de ligação e a energia não consumida pode ser vendida, caso haja ligação à RESP, a preço de mercado [13].

Com este novo regime jurídico, a instalação de SAE junto das unidades de MG torna-se benéfica para os consumidores e um requisito essencial. Tomando a MG fotovoltaica como exemplo, e estando as unidades de MG dimensionadas para o consumo da instalação, existe uma grande diferença entre o período em que estas unidades produzem mais energia e o período de maior consumo por parte

dos consumidores. A radiação solar é maior no período da hora de almoço e tem-se por essa altura um pico de produção de energia elétrica do sistema de MG fotovoltaica [15]. No entanto as pessoas utilizam mais energia no final da tarde/noite quando acabam as suas atividades laborais e regressam a casa. Apresenta-se assim um desfaseamento temporal entre a produção e o consumo de energia [15].



**Figura 1.3:** Desfasamento entre a produção de energia de um sistema de MG solar e o consumo numa casa de uma zona residencial típica do Reino Unido. [16]

Através dos SAE pode nestes termos ser feito um uso mais eficiente da energia gerada através da MG, trazendo por efeito vários benefícios a nível económico [9]. Outro possível cenário, e em caso da existência de uma política de preços dinâmicos integrado numa RI, a energia do sistema de MG fotovoltaica poderia ser armazenada e vendida em períodos em que o preço da energia elétrica seria mais elevado [15]. Também devido à intermitência da geração a partir de FER, o AE pode ser utilizado de forma a garantir uma maior flexibilidade e fiabilidade da rede, contribuindo para um balanceamento entre a geração e consumo de energia [17].

Além dos enormes benefícios para o consumidor, o operador da rede poderia ainda beneficiar com a introdução de tais sistemas na rede [9]. Como já verificado, um dos grandes problemas técnicos causados pela MG reside nas sobretensões causadas na rede de BT. Em muitos dos casos o inversor desliga-se automaticamente aquando de uma sobretensão, interrompendo a injeção de energia na rede. Estas interrupções podem ser demoradas e os sistemas passam a funcionar de forma ineficiente. No sentido de evitar que isto aconteça, foram desenvolvidos algumas possíveis soluções [18] [19], nomeadamente, através da injeção de potência reativa por parte do microgerador. Por intermédio de um sistema de MG com AE, tanto os problemas de sobretensões, como o excesso de carga podem ser resolvidos [20], utilizando paralelamente métodos de injeção de potência reativa e de controlo da potência ativa gerada através de SAE.

Neste sentido, por meio de sistemas de controlo apropriados e através de uma resposta global proporcionada pelo conjunto de vários sistemas, estes podem ter um papel decisivo na regulação

da tensão (atuação tanto no caso de sobretensão como no caso de cava de tensão), bem como na regulação da frequência numa rede de BT. Em particular, num cenário de ponta em que a tensão no final de um ramal assuma um valor eficaz menor do que o limite inferior permitido, o sistema de MG com AE pode atuar de forma a elevar o valor da tensão para mínimos aceitáveis. A qualidade do serviço de distribuição pode, desta forma, ser melhorada, gerando serviços de valor acrescentado.

## 1.2 Objetivos

Na presente dissertação pretende-se através de sistemas de MG com AE evitar sobretensões e subtensões, bem como mitigar as cavas de tensão. Tenciona-se ainda através do conjunto de sistemas de MG e AE contribuir para a regulação da tensão e frequência de redes de BT, sobretudo no caso de redes isoladas. Através do desenvolvimento de sistemas de controlo e supervisão, idealiza-se uma integração ótima e equilibrada destes sistemas na rede, para que sirvam os interesses dos consumidores mas garantam simultaneamente a qualidade de serviço da rede e a fiabilidade da mesma. Propõe-se assim uma atuação global dos sistemas de MG com AE para a melhoria da QEE da rede.

Ao nível da tensão, o conjunto de sistemas proposto deve ser capaz de mitigar tanto o caso de sobretensão, como o caso de subtensão. Os sistemas devem ser capazes de reagir de acordo com as condições da rede e colocar a tensão dentro dos limites aceitáveis descritos na norma NP EN 50160 sempre que necessário. O sistema alia o método da injeção de potência reativa com ativa servindo-se da atuação dos SAE, no sentido de manter a tensão dentro dos limites da norma. Espera-se assim que o microgerador funcione normalmente no seu ponto de potência máximo.

No caso de existir também um desvio na frequência superior ao estabelecido, este problema deve ser mitigado. Os sistemas de MG com AE devem, por isso, auxiliar no equilíbrio da potência ativa gerada e consumida na rede e contribuir para a constância da frequência.

Neste sentido definiram-se os seguintes objetivos para esta dissertação:

- Modelação de uma rede com características rurais e dimensionamento dos vários componentes que a constituem, nomeadamente o Transformador de Média Tensão (MT) para BT, as linhas elétricas e cargas típicas.
- Dimensionamento e modelação do sistema de MG com AE. Desenvolvimento dos sistemas de controlo das várias grandezas essenciais ao sistema e do carregamento/descarga do sistema de armazenamento de energia. Simulação do carregamento e descarga dos SAE.
- Implementação dos sistemas desenvolvidos na rede e simulação da mesma nos cenários de vazio e ponta, com e sem sistemas de MG com AE. Numa primeira fase realizam-se estas si-

mulações na ausência dos sistemas de controlo e supervisão. Pretende-se observar o impacto da MG e dos SAE na rede.

- Desenvolvimento dos reguladores da tensão-frequência e do sistema de supervisão. Simulação e análise da resposta do sistema nas diversas situações de estudo, nomeadamente na regulação de tensão e frequência.
- Demonstração do funcionamento da solução desenvolvida com os sistemas de regulação e supervisão já implementados na rede, realizando a regulação da tensão para os casos de sobretensão e cava de tensão na rede modelada de BT.

## **1.3 Estrutura da Dissertação**

A presente dissertação de Mestrado encontra-se estruturada em 6 Capítulos, Referências e Anexos.

No capítulo 1 faz-se uma introdução ao tema da dissertação e são expostas as principais motivações para a realização deste trabalho.

Ao longo do capítulo 2 é apresentado o modelo da rede de Baixa Tensão desenvolvido através da plataforma MATLAB/Simulink, bem como os cálculos realizados para o dimensionamento da rede.

No capítulo 3 procede-se à descrição e modelação do sistema de MG com AE a utilizar neste trabalho, bem como o desenvolvimento dos controladores para as várias grandezas do sistema.

Após o desenvolvimento e modelação do sistema de MG com AE, dimensionam-se, no capítulo 4, os controladores para efetuar a regulação da tensão e frequência. É ainda demonstrado o supervisor deste sistema, de maneira a que o mesmo atue em função das condições da rede e dos SAE.

No capítulo 5 procede-se à simulação da rede nos diversos cenários, com e sem a presença de sistemas de MG com AE, analisando-se o efeito dos mesmos na rede.

O capítulo 6 serve de conclusão ao trabalho desenvolvido, sendo adicionalmente apresentadas sugestões para trabalhos futuros, no sentido de dar continuidade à investigação efetuada no âmbito da elaboração desta dissertação.





# 2

## Modelo da Rede

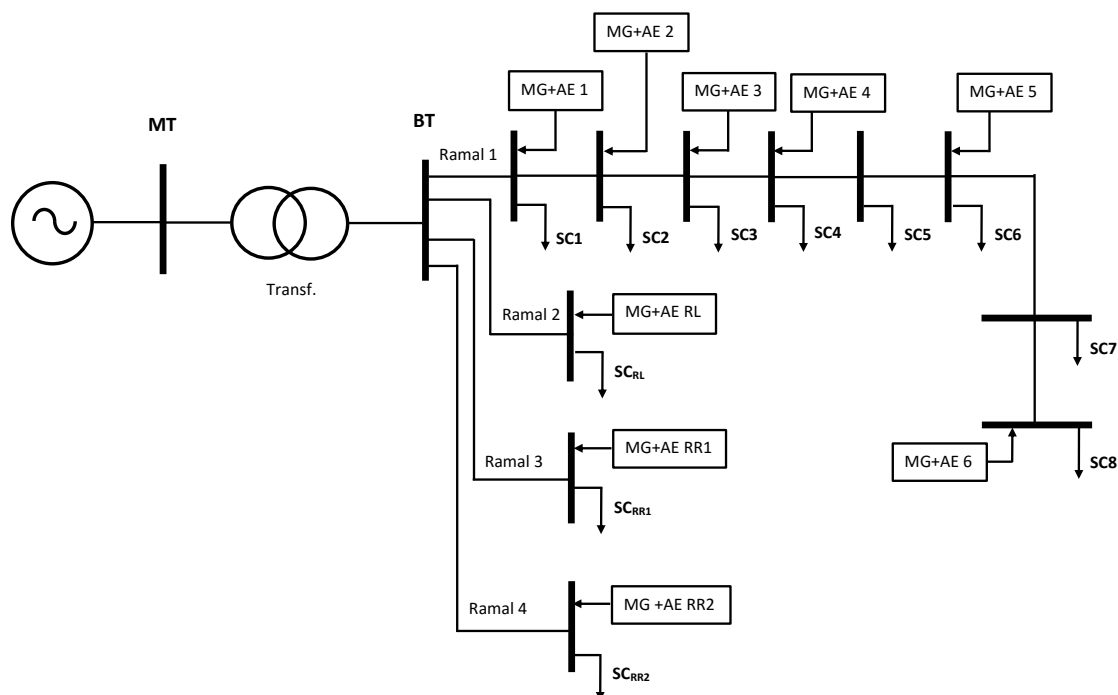
### 2.1 Descrição da rede de BT

No sentido de simular uma rede rural de BT e analisar o comportamento dos sistemas de MG com AE na mesma, foi modelada uma rede através da plataforma Matlab/Simulink. Tentou fazer-se uma aproximação real de um rede rural típica portuguesa, em que todos os elementos da rede (cargas, transformador e cabos) foram corretamente dimensionados, e as regras técnicas de instalações elétricas de BT, para uma rede deste género, detalhadamente consideradas [21].

Esta rede possui na média tensão um valor nominal de 30 kV, enquanto na baixa tensão, o valor é de 400 V como valor nominal (tensão composta)<sup>1</sup>. A ligação entre a média e a baixa tensão é efetuada por um transformador com uma potência nominal de 630 kVA. Na saída do posto de transformação, e a jusante do transformador na BT, têm-se 4 ramais. O primeiro é composto por uma série de habitações, para as quais está indicada uma potência nominal de 200 kVA. Além deste ramal, tem-se na saída do posto de transformação uma rede local (100 kVA) e duas redes rurais (100kVA e 200kVA).

---

<sup>1</sup>As tensões mais comuns na rede de MT em Portugal são 10,15 e 30 kV. As linhas de MT fazem, na sua maioria, a ligação entre Subestações e Posto de Transformação (PT), e estas podem ser aérea ou subterrâneas [22].



**Figura 2.1:** Esquema da rede de baixa tensão considerada.

Visto que o foco desta dissertação é principalmente o estudo do Primeiro Ramal (R1) e dos grupos de MG com AE a este ligados, por uma questão de simplificação e razões computacionais, as cargas da rede local e das redes rurais encontram-se simplificadas em cargas equivalentes distribuídas ao longo do ramal. Cada carga equivalente representa o conjunto de todas as cargas daquele ramal.

O primeiro ramal (Ramal 1) é constituído por 40 moradias. A potência contratada por cada uma delas é de 6,9 kVA [21]. No entanto, e por motivos computacionais, como acima referido, estas habitações encontram-se agrupadas em 8 cargas equivalentes distribuídas ao longo do ramal. No caso de cada carga ser uma habitação, a simulação tornar-se-ia computacionalmente muito pesada e difícil de realizar. A potência de cada carga equivalente é igual à soma da potência de todas as habitações que a constitui. O comprimento deste ramal é de 514m, o que se considera um valor aceitável para uma rede desta topologia. A distribuição da energia elétrica até às cargas é realizada por linhas aéreas, próprio de uma rede rural.

Na figura 2.1, é ainda possível observar alguns grupos de MG com AE espalhados pela rede de BT modelada. Estes grupos são representativos de sistemas de MG com AE colocados nas habitações de diversos consumidores, que podem ter várias potências, dependendo do número de

sistemas que se consideram estar associados a cada uma das cargas equivalentes. Uma descrição detalhada sobre estes sistemas e sobre a potência de cada um dos grupos será feita mais adiante nesta dissertação.

## 2.2 Modelo dos Componentes da rede de BT

No sentido de obter uma aproximação válida de uma rede de BT, o bom dimensionamento e modelação dos componentes é fundamental.

### 2.2.1 Rede de MT

A rede de MT é representada por um gerador trifásico na plataforma do Simulink, à semelhança do que foi feito em outros trabalhos [23]. A tensão nominal da MT ( $U_{nMT}$ ) considerada foram os 30kV e a potência de curto-circuito ( $S_{CC}$ ) 500MVA. Desta forma e de acordo com a norma CEI 6090-0 a impedância da rede ( $Z_{rede}$ ) é:

$$Z_{rede} = \frac{cU_{nMT}^2}{S_{CC}} = 1,98\Omega \quad (2.1)$$

Considerou-se o fator de correção da tensão ( $c$ ) como 1,1 [23]. Neste seguimento, e sabendo que a impedância da rede é dada por  $Z_{rede} = R_{rede} + jX_{rede}$ , segundo a norma CEI 60909 a parte resistiva e reativa da rede é respetivamente <sup>2</sup>:

$$\begin{cases} X_{rede} = 0,995Z_{rede} = 1,9701\Omega \\ R_{rede} = 0,1X_{rede} = 0,1970\Omega \end{cases} \quad (2.2)$$

Sabendo que  $L = \frac{X}{\omega} = \frac{X}{2\pi f}$ , a indutância da rede tem o valor de 6,27 mH.

### 2.2.2 Transformador

O transformador desempenha um papel fundamental no SEE. Este permite a transformação do nível de tensão de uma rede para outro mais elevado ou mais baixo, consoante o propósito que se deseja [8]. O PT faz a ligação da rede de MT com a rede de BT, por isso é possível obter na saída do transformador uma tensão de 400V que permite realizar a distribuição pelos consumidores num nível de tensão apropriado. No sentido de representar o PT da rede rural descrita, utilizou-se um transformador trifásico com as características descritas no catálogo da Merlin Gerín A, subsidiária da empresa multinacional francesa Schneider Electric:

---

<sup>2</sup>A componente resistiva deve-se ao facto de a tensão ser inferior a 35 kV [23]

**Tabela 2.1:** Características principais do transformador.

Potência Estipulada	630 kVA
Tensão Secundária em vazio	400 V ou 420 V
Regulação sem tensão	(+2,5%,+5%) (+2,5%, +5%, +7,5%)
Grupo de Ligações	Dyn11
Perdas em vazio	1450 W
Perdas em carga (a 75°C)	6650 W
Tensão de curto-circuito (%)	4,5
Corrente em vazio (100% $U_n$ )	2,4

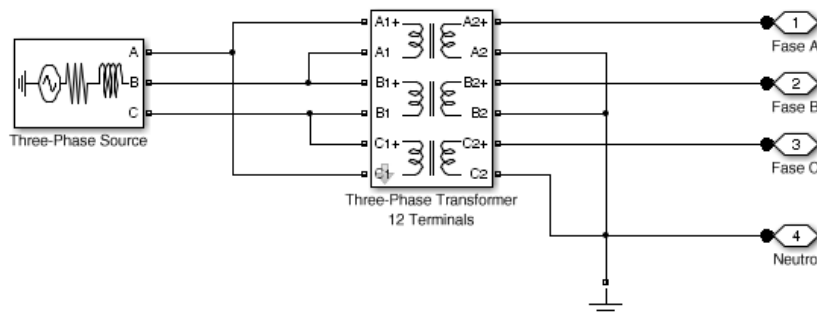
De forma a modelar o transformador no Simulink foram necessários os valores dos parâmetros das resistências e reactâncias do enrolamento primário e secundário, de acordo com o esquema equivalente do transformador. Além disso, devem ser consideradas as perdas de energia no núcleo de ferro do transformador devido ao fluxo magnético alternado. Estas englobam as perdas devidas à histerese e às correntes de Foucault (efeito de Joule), representadas no esquema equivalente do transformador pelo ramo transversal. Para obter estes valores, utilizou-se a informação disponibilizada no catálogo do fabricante, e observando o esquema equivalente em pi, recorreu-se ao ensaio de c.c e em vazio.

Desta forma os valores obtidos para o modelo do transformador em p.u foram os seguintes:

**Tabela 2.2:** Parâmetros do esquema equivalente transformador.

Valor da resistência representativa das perdas do ferro	Valor da reactância de magnetização	Resistência do enrolamento primário e secundário	Reactância de fugas do enrolamento primário e secundário
$R_m = 434,483$ pu	$X_m = 56,015$ pu	$R_1 = R_2 = 5,278e-3$ pu	$X_1 = X_2 = 21,872e-3$ pu

De forma a testar o modelo produzido em Simulink foram realizadas duas simulações. A primeira foi um teste em curto-circuito e a segunda em vazio, verificando assim que os valores do modelo desenvolvido correspondiam ao desejado e descrito no catálogo.



**Figura 2.2:** Rede de média tensão e transformador na plataforma Simulink.

Como se pode ver na figura 2.2, o lado primário do transformador encontra-se ligado em triângulo e o lado secundário em estrela.

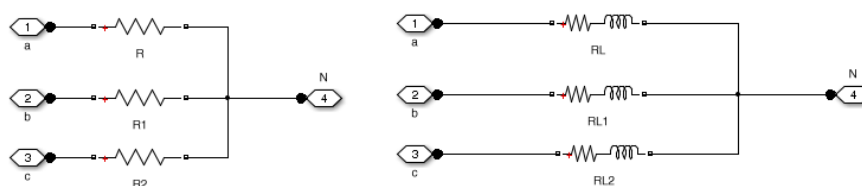
### 2.2.3 Cargas elétricas

A rede elétrica é composta por cargas lineares e não-lineares. As cargas lineares apresentam uma proporcionalidade da corrente em relação à tensão de entrada. Desta forma, com uma tensão sinusoidal, a corrente também o será, não havendo qualquer tipo de distorção harmónica. Já nas cargas não-lineares, o mesmo não acontece. Estas são caracterizadas por não possuírem uma impedância constante com a variação da tensão, criando assim formas de onda não sinusoidais [24].

Nos últimos anos, a presença de cargas não-lineares na rede elétrica aumentou substancialmente. Estas cargas englobam na sua maioria sistemas eletrónicos, incluindo conversores eletrónicos. Estes sistemas são introduzidos nas cargas, no sentido de aumentar o rendimento, permitindo um maior e mais eficiente controlo eletrotécnico do processo [24]. Estes sistemas são muito suscetíveis à QEE, mas contribuem para a degradação da QEE gerando, muito frequentemente, componentes harmónicas. Hoje em dia, cerca de 60% da energia elétrica produzida é consumida por cargas não-lineares. No sector dos serviços e em moradias e residências de luxo o seu valor ascende a quase 100% [25].

Na rede de BT considerou-se que cada carga equivalente (representativa de um conjunto de moradias) é composta por uma certa percentagem de cargas lineares e não-lineares. Desta forma, foram modeladas tipos de cargas lineares e não-lineares, ambas trifásicas. As cargas lineares foram divididas em dois tipos:

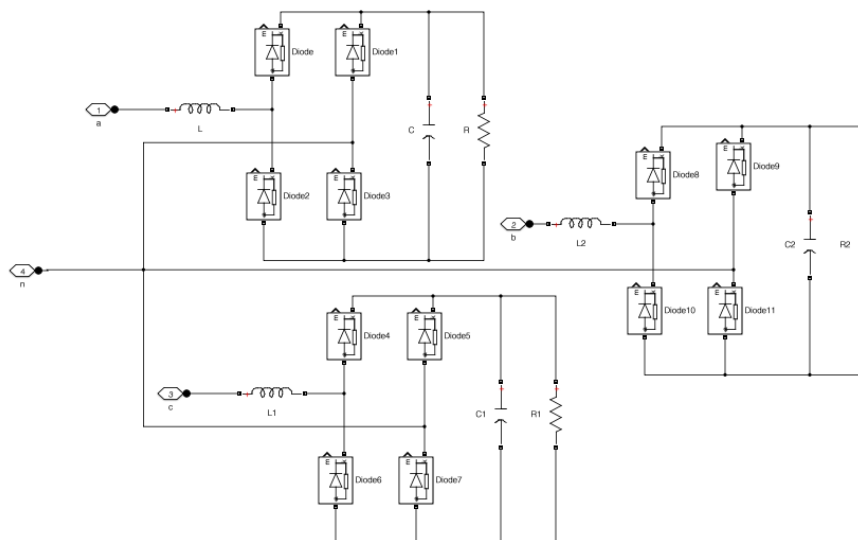
- Cargas do tipo resistivo (R) - servem para representar aquecedores resistivos ou outras cargas equivalentes a um elemento resistivo, e afetam pouco a QEE. Estas cargas possuem ainda um fator de potência unitário.
- Cargas do tipo indutivo e resistivo (RL) - representam aparelhos ligados à rede como frigoríficos e máquinas com pequenos motores de indução monofásicos. Estas cargas não afetam também a QEE, mas o fator de potência poderá ser da ordem de 0,6 [23].



**Figura 2.3:** Modelo das cargas tipo R (esquerda) e tipo RL (direita) no Simulink.

Como se observa na figura 2.3, a cada uma das fases é ligada uma carga do tipo R e outra RL. O dimensionamento das resistências e da indutância (na carga tipo RL) foi realizado como em dissertações anteriores [23]. A potência usada nos cálculos para cada tipo de carga foi calculada multiplicando a potência total da carga equivalente pela percentagem correspondente, atribuída a cada tipo de carga.

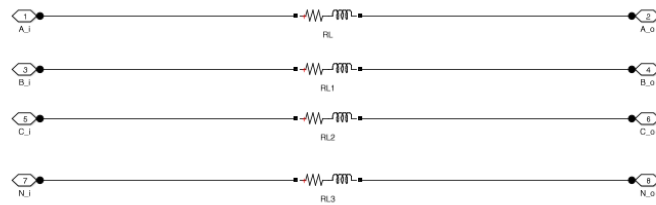
Já para as cargas não-lineares foi desenvolvido um modelo de uma carga tipo Retificador, representativa de cargas não-lineares comuns. Esta é composta por um retificador com um filtro de entrada e por uma resistência na saída. Este tipo de carga pode ser representativo de equipamentos como televisões, computadores, máquinas de lavar e secar etc. Optou-se por não fazer uma distinção entre cargas do tipo Máquina de lavar/secar e do tipo TV, visto o principal foco deste trabalho não ser a distorção harmónica. Neste sentido, para uma carga do tipo Retificador foi feita uma ponderação entre uma carga tipo TV e uma carga tipo ML.



**Figura 2.4:** Modelo das cargas não-lineares no Simulink.

## 2.2.4 Linhas Elétricas de Baixa Tensão

A distribuição de energia numa rede de BT pode ser realizada utilizando cabos subterrâneos ou linhas aéreas. Os cabos subterrâneos são mais próprios de zonas urbanas, mas a distribuição de energia em corrente alternada desta mesma forma é limitada a uma distância de alguns quilómetros [8]. Nesta rede de distribuição, e tratando-se de uma rede rural, foram consideradas linhas aéreas. Tendo em conta que se utilizam linhas aéreas, os efeitos capacitivos (ramo transversal) foram desprezados. Assim sendo, os cabos são caracterizados por uma impedância longitudinal nas 3 fases e no neutro. Esta impedância é constituída por uma parte resistiva e uma indutiva. A resistência da linha está intimamente ligada com as perdas por efeito de Joule. Já a reactância longitudinal está relacionada com a capacidade de transporte e a queda de tensão na linha.



**Figura 2.5:** Modelo das linhas elétricas no Simulink (3 fases mais neutro).

## 2.3 Dimensionamento da Rede

O dimensionamento da rede foi realizado tendo em consideração o número de cargas da rede, e as suas potências em cada um dos ramos. Como anteriormente referido (secção 2.1) cada carga equivalente corresponde a um aglomerado de habitações. Porém, nem todas estas cargas consomem a potência máxima em simultâneo. Para poder variar em simulação o perfil de consumo, os cálculos para o dimensionamento da rede foram efetuados recorrendo ao coeficiente de simultaneidade 2.6, disponibilizado no catálogo da EDP distribuição [21]. O coeficiente de simultaneidade, como o próprio nome indica, define um valor a multiplicar pela potência nominal de um conjunto de habitações a jusante numa rede de distribuição. A potência utilizada nos cálculos para o dimensionamento é por isso a potência nominal dos grupos de habitações multiplicada pelo coeficiente de simultaneidade.

N	2 a 4	5 a 9	10 a 14	15 a 19	20 a 24	25 a 29	30 a 34	35 a 39	40 a 49	≥ 50
C	1,00	0,75	0,56	0,48	0,43	0,40	0,38	0,37	0,36	0,34
N - Número de instalações de utilização situadas a jusante C - Coeficiente de simultaneidade										

**Figura 2.6:** Coeficiente de simultaneidade em função do número de habitações. [21]

Como se pode ver pela figura 2.6, o valor do coeficiente de simultaneidade é calculado pelo número de instalações situadas a jusante da carga em questão. Sendo assim, a distribuição de potência pelas cargas do primeiro ramal toma a seguinte forma:

**Tabela 2.3:** Distribuição de potência pelas cargas do R1.

Carga	Nº Moradias	Potência Contratada [kVA]	CS	Potência Real (3 cond.) [kVA]
1	8	55,2	0,36	19,872
2	10	69	0,38	26,22
3	8	55,2	0,43	23,736
4	5	34,5	0,56	19,32
5	2	13,8	0,75	10,35
6	3	20,7	0,75	15,525
7	2	13,8	1	13,8
8	2	13,8	1	13,8
Total R1	40	276	—	142,623

Tomando como exemplo a carga 1, esta é constituída por 8 moradias. A potência contratada é

de 55,2 kVA. No entanto tem de se considerar o coeficiente de simultaneidade associado. Para este caso, o valor do coeficiente é de 0,36, que se pode obter adicionando as habitações pertencentes à carga 1 mais as de todas as outras cargas, situadas a jusante (equivale a um total de 40 habitações). Para os restantes ramais, e assumindo um fator de carga de 75%, a potência real consumida pelas cargas equivalentes no conjunto das 3 fase é a seguinte:

**Tabela 2.4:** Potência das cargas equivalentes das redes rurais e da rede local.

Carga	Potência Contratada [kVA]	Fator de Carga	Potência Real (3 cond.) [kVA]
RR1	200	0,75	150
RR2	100	0,75	75
RL	100	0,75	75

A potência consumida pelos 4 ramais é portanto de 437,6 kVA, o que corresponde a uma situação de carga máxima (situação de ponta). A situação de ponta ocorre quando muitos consumidores estão a consumir potências elevadas simultaneamente. Esta situação acontece por exemplo, num dia invernos e quando muitos dos consumidores chegam a casa. Devido à utilização de vários aquecimentos e aparelhos domésticos, o consumo de eletricidade é maior.

Para dimensionar as linhas elétricas da rede é necessário saber a corrente que transita em cada uma delas. As linhas aéreas podem ser de cobre ou alumínio, e são constituídas na sua maioria por condutores isolados em feixe (cabos de torçada) [21]. As linhas utilizadas pela EDP Distribuição são do tipo LXS de alumínio. A corrente de serviço revela-se fundamental para o dimensionamento dos cabos, e pode ser calculada por:

$$I_s = \frac{S}{\sqrt{3}U_n} \quad (2.3)$$

Depois de conhecida a corrente de serviço, procurou-se nas tabelas fornecidas pelos fabricantes a corrente máxima admissível em cada tipo de linha aérea. Desta maneira foram calculadas as potências máximas requeridas por cada um dos quatro ramais e a sua corrente de serviço.

**Tabela 2.5:** Corrente de serviço em cada uma das linhas.

Ramal	Potência [kVA]	Corrente de s. máxima [A]
1	142,623	205,86
2	150	209,29
3	75	108,25
4	75	108,25

Observando os condutores em feixe (torçadas) normalizados em Portugal para redes aéreas, que garantem uma queda de tensão entre 1% e 8% para determinados comprimentos [21], optou-se pela utilização das linhas LXS 4x70 e LXS 4x95 para a rede apresentada na fig 2.1. Para o primeiro e segundo ramal utilizaram-se linhas aéreas LXS 4x95, enquanto para o terceiro e quarto ramal as linhas LXS4x70 foram as escolhidas. Os parâmetros disponibilizados pelo guia de soluções técnicas normalizadas pela EDP Distribuição são os seguintes [21]:



**Tabela 2.6:** Linhas aéreas escolhidas.

Secção ( $mm^2$ )	$R_{20} (\frac{\Omega}{km})$	$X (\frac{\Omega}{km})$	$Z (\frac{\Omega}{km})$	$I_z$ (A)	$I_n = I_s$ (A)
LXS 4x70	0,443	0,100	0,535	190	160
LXS 4x95	0,320	0,100	0,397	230	200

Numa rede elétrica de distribuição rural, cada habitação é ligada a uma fase da rede, ou seja as cargas tendem a ser monofásicas. Realizando uma repartição das cargas de forma semelhante por todas as fases, espera-se que, numa perspetiva global, o consumo em cada uma das fases seja semelhante. Um sistema diz-se equilibrado quando há uma repartição simétrica da carga pelas três fases. No entanto tal não acontece na realidade e a potência não é repartida de forma igual pelas três fases da rede em todos os instantes. Desta forma surgem desequilíbrios, que fazem com que existam desigualdades nos valores eficazes das tensões das três fase, bem como diferenças no ângulo entre elas. Nesta dissertação simulou-se a rede com repartições de potência consumida diferentes nas três fases de cada carga equivalente da rede, originando assim um caso de estudo de um sistema desequilibrado. Em algumas das cargas é possível umas das fases estar sobrecarregada, isto é, a respetiva fase estar a consumir aproximadamente 70% da potência total alocada para a carga equivalente. A distribuição de potência para cada uma das fases é então a seguinte:

**Tabela 2.7:** Distribuição da carga pelas fases ao longo do primeiro ramal.

Carga	Fase		
	R [%]	S [%]	T [%]
1	70	20	10
2	10	20	70
3	35	40	25
4	60	20	20
5	60	30	10
6	20	70	10
7	15	25	60
8	50	20	30
Total R1	40	30,625	29,375

Para as redes rurais e para a rede local considerou-se uma repartição da carga pelas fases de 34%-33%-33%, ou seja todas as fases em equilíbrio.

**Tabela 2.8:** Distribuição da carga pelas fases para a RR1, RR2 e RL.

Cargas	Fase		
	R [%]	S [%]	T [%]
RR1, RR2 e RL	34	33	33

Justifica-se esta situação, visto que apenas o R1 será alvo de um estudo detalhado ao longo desta dissertação.



# 3

## Sistema de Microgeração com Armazenamento de Energia

### 3.1 Descrição do Sistema

Nesta dissertação propõe-se a implementação de um sistema híbrido, que inclui MG e AE. O sistema de MG a considerar é um painel fotovoltaico, enquanto o AE, é efetuado por um banco de baterias que podem injetar ou receber energia da rede e do painel fotovoltaico, consoante as necessidades do sistema.

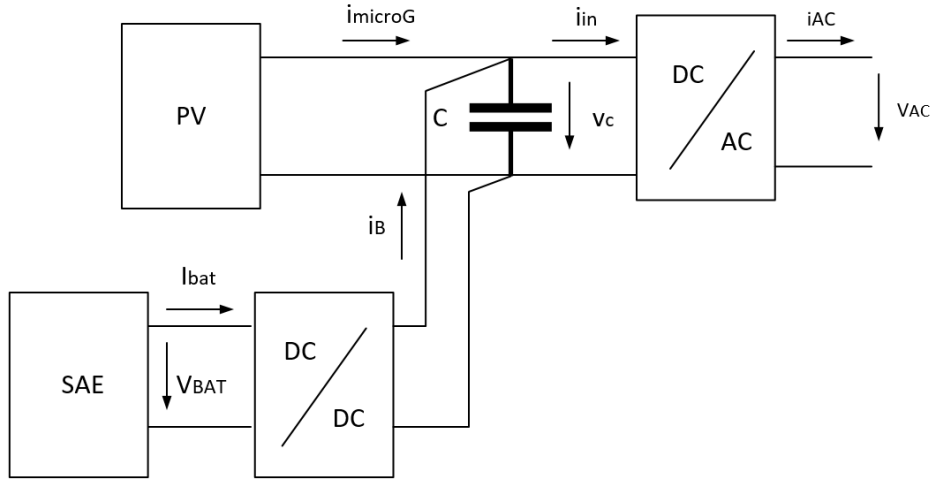
A ligação do sistema à rede é feita através de um inversor, que converte as tensões e correntes contínuas de saída do painel e bateria, em grandezas sinusoidais. Porém, o sistema também deve ser capaz de receber energia da rede para eventualmente carregar o sistema de armazenamento de energia na situação de vazio. Desta forma, o conversor eletrónico que faz a ligação entre o sistema e a rede, deve poder funcionar tanto como inversor, ou como retificador, podendo o trânsito de energia ser bidirecional, tanto do sistema para a rede como da rede para o sistema respetivamente. O banco de baterias está interligado a um conversor elevador-redutor reversível, que coloca a tensão no valor apropriado tanto na entrada do inversor como para o banco de baterias. No painel fotovoltaico pode ser ainda implementado um conversor para seguimento de máxima potência (MPPT), mas que por motivos de simplificação não será representado neste modelo. À entrada do inversor encontra-se um condensador, que serve para manter a tensão constante, proporcionando a menor variação possível. As grandezas à entrada do inversor devem ser o mais constante possível de maneira a otimizar o funcionamento do sistema.

De forma a representar o sistema no ambiente MATLAB/Simulink foram desenvolvidos os modelos necessários dos vários componentes. Tratando-se de um macromodelo, em que o principal foco é a igualdade de potências, os componentes do sistema foram modelados através de equações matemáticas, simplificando o sistema. Desta forma, assumem-se todas as condições para a utilização deste modelo, nomeadamente:

- Sistema de MG a funcionar no Ponto de Potência Máxima

- Grandezas sinusoidais estabelecidas na saída do sistema híbrido de MG com AE

Na figura 3.1 pode-se observar uma representação do modelo proposto:



**Figura 3.1:** Modelo do Sistema de MG com AE.

No modelo representado na figura 3.1 estão também assinaladas algumas grandezas, como as tensões e correntes dos vários componentes do sistema. Estas grandezas consideram-se fundamentais nas equações que descrevem o sistema, no sentido de obter os modelos a implementar na plataforma MATLAB/Simulink.

Sabe-se que para o ponto onde se encontra o condensador de entrada do inversor, tendo em conta a lei dos nós, a equação que descreve a dinâmica da corrente no condensador é:

$$C \frac{dv_c}{dt} = i_{microG} + i_B - i_{in} \quad (3.1)$$

Esta equação será fundamental na descrição dos vários componentes a utilizar mais à frente. O painel, a bateria (interligada ao conversor elevador) e o inversor serão assim representados no ambiente do Simulink por fontes de corrente.

## 3.2 Dimensionamento e descrição do modelo dos vários componentes do sistema

Nesta secção procede-se à descrição dos vários componentes constituintes do sistema de MG com AE desenvolvido. É ainda realizado o dimensionamento do sistema de armazenamento de energia, bem como do condensador e do nível de tensão do andar DC à entrada do inversor. Como referido anteriormente, a potência do painel fotovoltaico situa-se nos 3450W e considera-se que este está no seu ponto de potência máxima. Recorda-se que o objetivo fundamental da representação do sistema é a conversão de energia e, por isso, os vários componentes serão modelados na sua

maioria através de equações matemáticas obtidas através da igualdade de potência à entrada e saída dos diversos componentes.

### 3.2.1 Painel Fotovoltaico

Para o painel fotovoltaico, considera-se primeiramente a equação da potência de saída do mesmo:

$$P_{PV} = v_C i_{microG} \quad (3.2)$$

Considerando um atraso  $T_d$  na corrente  $i_{microG}$  devido ao período de comutação do conversor, chega-se a uma equação para a corrente do microgerador no domínio de Laplace do tipo:

$$i_{microG} = \frac{P_{PV}}{v_C} e^{-sT_d} \quad (3.3)$$

A conversão de potência no painel fotovoltaico não é contudo instantânea e tem de se considerar o atraso subjacente. Por isso, através da equação 3.3 e tendo em conta esse mesmo atraso na corrente:

$$i_{microG} = \frac{P_{PV}}{v_C} \frac{1}{1 + sT_d} \quad (3.4)$$

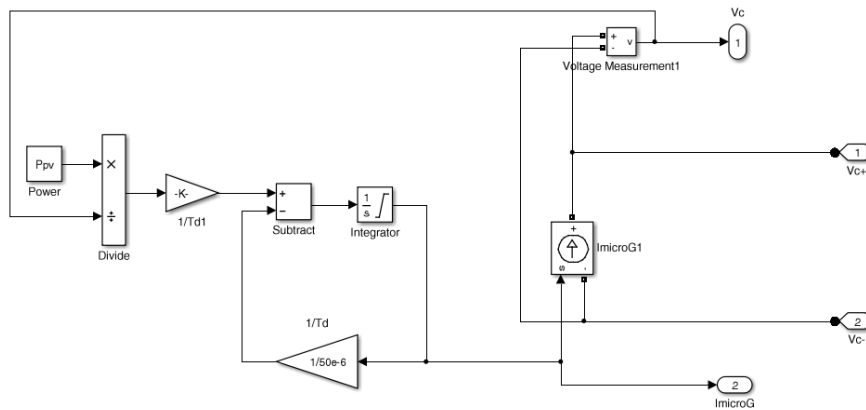
Passando agora para o domínio do tempo:

$$i_{microG} + T_d \frac{di_{microG}}{dt} = \frac{P_{PV}}{v_C} \Rightarrow \frac{di_{microG}}{dt} = \frac{P_{PV}}{T_d v_C} - \frac{i_{microG}}{T_d} \quad (3.5)$$

A corrente proveniente da microgeração pode ser então descrita por:

$$i_{microG} = \int_0^t \left( \frac{P_{PV}}{T_d v_C} - \frac{i_{microG}}{T_d} \right) dt + i_{microG}(0) \quad (3.6)$$

Utilizando a equação 3.6, o modelo do painel fotovoltaico desenvolvido no Simulink é o seguinte:

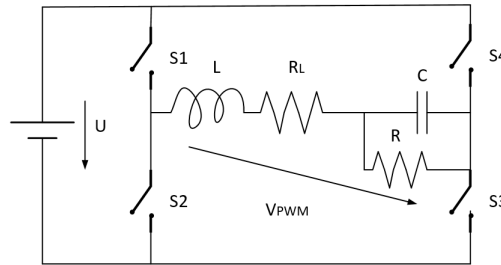


**Figura 3.2:** Modelo do Painel Fotovoltaico na plataforma MATLAB/Simulink

A potência fornecida pelo Microgerador, e de acordo com a legislação, é considerada como sendo 3450kW. Assume-se que o atraso ( $T_d$ ) na dinâmica do sistema do painel fotovoltaico é de  $50\mu s$ .

### 3.2.2 Inversor

Um inversor é um conversor comutado que faz a conversão de grandezas elétricas contínuas para grandezas alternadas, através da comutação de dispositivos semicondutores de potência [26]. Considera-se que a ligação à rede do sistema de MG e AE é feita através de um inversor monofásico de tensão em ponte completa. Ou seja as tensão e correntes contínuas provenientes do sistema de MG ou AE são convertidas em tensões e correntes alternadas propicias a serem injetadas na rede. Para este tipo de conversor podem ser realizados dois tipos de comando, o comando a dois níveis e o comando a três níveis. Assume-se para este caso que o comando é realizado por uma modulação de largura de impulso a três níveis (*PWM - Pulse Width Modulation*). Este tipo de modulação elimina a maior parte das componentes harmónicas e quando a amplitude da modulante tende para zero, a amplitude das harmónicas tende também para zero [26].



**Figura 3.3:** Inversor monofásico em ponte completa (adaptado de [26]).

Este tipo de modulação é realizado através de uma onda modulante e duas portadoras. Tem-se por isso na saída os seguinte casos para o nível de tensão e respetivo funcionamento dos semicondutores:

$$V_{PWM} = \begin{cases} +U & \text{se } V_M > V_{P1} \wedge V_M > V_{P2} : S_1 \wedge S_3 \text{ ON} \\ -U & \text{se } V_M < V_{P1} \wedge V_M < V_{P2} : S_2 \wedge S_4 \text{ ON} \\ 0 & \text{se } S_1 \wedge S_4 \text{ ON} \vee S_2 \wedge S_3 \text{ ON} \end{cases} \quad (3.7)$$

Desta forma, e assumindo  $V$  e  $u_{cmax}$  as amplitudes da modulante e da portadora respetivamente, tem-se o seguinte valor eficaz da tensão de saída e primeira harmónica [26]:

$$V_{RMS} = U \sqrt{\sum_{k=1}^{P-1} \frac{\alpha_{k+1} - \alpha_k}{\pi}} \quad (3.8)$$

$$V_{P1RMS} \approx \frac{V}{u_{cmax}} \frac{U}{\sqrt{2}} \quad (3.9)$$

O valor  $u_{cmax}$  corresponde à amplitude máxima da portadora.

#### 3.2.2.A Dimensionamento do condensador de entrada do inversor

Para ter na saída do inversor uma tensão com o valor eficaz de  $V_{AC}$ , a tensão no condensador ( $V_C$ ) tem de ser superior a este valor.

$$V_C > \sqrt{2} V_{AC} \quad (3.10)$$

Porém, como o índice de modulação não é igual a 1, e considerando que este tem o valor de cerca de 0,78 para o caso, escolheu-se o valor de 500V para o andar DC e consequente o valor de tensão no condensador.

O conversor que faz a ligação entre o sistema de MG e AE à rede, pode funcionar tanto como inversor como retificador, dependendo do sentido do fluxo de energia. O condensador situado na entrada deste conversor, foi dimensionado para o caso em que a energia está a ser captada da rede para o sistema de armazenamento. Nesta situação, o conversor funciona como retificador. Um retificador faz a conversão das grandezas sinusoidais em grandezas DC. O dimensionamento do condensador é feito como para o filtro de saída de um retificador de fator de potência quase unitário.

Considerando um retificador de fator de potência quase unitário, a expressão para o cálculo do condensador pode ser obtida recorrendo à corrente de saída, calculada através da igualdade da potências [27]:

$$\eta P_i = P_o \iff \eta \sqrt{2} V_i \sin \omega t \sqrt{2} I_i \sin \omega t = V_0 i_0 \quad (3.11)$$

$$2\eta V_i I_i \sin \omega t^2 = V_0 i_0 \quad (3.12)$$

$$2\eta V_i I_i \frac{1 + \cos(2\omega t)}{2} = V_0 i_0 \iff i_0 = \frac{\eta V_i I_i}{V_0} + \frac{\eta V_i I_i}{V_0} \cos(2\omega t) \quad (3.13)$$

Através da equação da tensão no condensador poder-se-á posteriormente chegar à fórmula para o dimensionamento do condensador:

$$v_C = \frac{1}{C} \int_0^t i_{0AC} dt = \frac{\eta V_i I_i}{2\omega C V_0} \sin(2\omega t) \iff \Delta V_0 = 2 \frac{\eta V_i I_i}{2\omega C V_0} = \frac{\eta V_i I_i}{\omega C V_0} = \frac{P_0}{\omega C V_0} \quad (3.14)$$

Desta forma a expressão para o cálculo do condensador é a seguinte

$$C = \frac{P_0}{\omega \Delta v_0 v_0} = \frac{I_0}{\omega \Delta v_0} \quad (3.15)$$

Considera-se que a variação na tensão deverá ser menor que 1%, visto ser fundamental obter uma tensão sujeita a não grandes variações neste condensador. Assim, para o dimensionamento do condensador, considerando  $P_{PV} = 3450W$ ,  $V_C = 500V$ ,  $\omega = 2\pi f = 2\pi 50$  e  $V_0 = V_C = 500V$ :

$$C = \frac{\frac{P_{PV}}{V_C}}{\omega \Delta v_0} = 4,4 \cdot 10^{-3} F \quad (3.16)$$

### 3.2.2.B Modelo do Inversor

Como para o caso do painel fotovoltaico, o objetivo fundamental da representação do sistema é a conversão de energia. Assim, o inversor será também modelado através da equação matemática que descreve a igualdade de potências neste componente.

Recorrendo por isso à equação da igualdade de potências no inversor, obtém-se a fórmula para a corrente de entrada no inversor ( $I_{in}$ ) e para a corrente que é injetada na rede ( $I_{AC}$ ).

$$P_{AC} = \eta_i P_{in} \iff V_{AC} I_{AC} \cos \phi = \eta_i V_C I_{in} \quad (3.17)$$

A potência de entrada do inversor é representada por  $P_{in}$  na equação 3.17, enquanto a potência de saída do sistema por  $P_{AC}$ . Por intermédio da equação 3.17, para o valor eficaz da corrente que é injetada na rede, bem como para a corrente de entrada do inversor, retiram-se as seguintes expressões:

$$I_{AC} = \frac{\eta_i V_C I_{in}}{V_{AC} \cos \phi} \quad (3.18)$$

$$I_{in} = \frac{V_{AC} I_{AC} \cos \phi}{\eta_i V_C} \quad (3.19)$$

No entanto, a corrente desejada à saída do inversor é uma corrente alternada sinusoidal, da forma:  $i_{AC}(t) = \sqrt{2} I_{AC} \sin \omega t$ . Tem-se habitualmente esta corrente sincronizada com a rede, ou seja em sincronismo com a forma de onda da tensão da rede de BT no ponto de ligação do sistema à rede. Para obter o sincronismo, desenvolve-se um modelo a aplicar no Simulink. No sentido de obter uma expressão para a forma de onda da tensão da rede  $[\sqrt{2} \sin \omega t]$  e entregar à rede uma corrente em fase com a tensão, mede-se tensão da rede e divide-se pelo seu valor eficaz. Multiplicando o resultado desta operação pela expressão do valor eficaz da corrente  $I_{AC}$ , representada em 3.18, obtém-se então a expressão para a corrente alternada  $i_{AC}(t)$ .

De referenciar, que por enquanto, a corrente de saída do sistema se encontra em fase com a tensão da rede. Porém, e no capítulo seguinte será utilizado um processo de controlo de tensão que aplicará um desfasamento a esta corrente. Em consequência, o modelo no Simulink alterar-se-á em conformidade com essa solução.

### 3.2.3 Conversor elevador-redutor reversível e SAE

Um conversor elevador-redutor reversível é um conversor de contínuo para contínuo (CC-CC). Este conversor tanto pode funcionar como conversor elevador (*Boost Converter*) ou conversor redutor (*Buck Converter*), dependendo do sentido do trânsito de energia. Desta forma consegue-se obter o nível de tensão apropriado, tanto no banco de baterias (96V) como no condensador (500V). Isto significa que o nível de tensão pode ser alterado (aumentado ou diminuído) consoante o modo de funcionamento, mas mantendo a tensão e correntes contínuas.

Através da equação que relaciona a potência de entrada e saída do conversor redutor-elevador reversível, chega-se à fórmula tanto para a corrente proveniente do banco de baterias, como para a corrente proveniente do conversor. A tensão e corrente da bateria é dada respetivamente por  $V_{BAT}$  e



$I_{BAT}$ , enquanto a corrente de saída do conversor elevador-reductor reversível (quando este funciona como conversor elevador) é representada por  $I_B$ . Assim:

$$\eta_B V_{BAT} I_{BAT} = V_C I_B \Leftrightarrow \begin{cases} I_{BAT} = \frac{V_C I_B}{\eta_B V_{BAT}} \\ I_B = \frac{\eta_B V_{BAT} I_{BAT}}{V_C} \end{cases} \quad (3.20)$$

Assume-se como principal modo de funcionamento do sistema a injeção de energia na rede do SAE, e por isso assume-se o principal modo de funcionamento do conversor como conversor elevador (*Boost Converter*).

### 3.2.3.A Dimensionamento do SAE

O sistema escolhido para armazenar a energia foi, como anteriormente referido na secção 3.1, um banco de baterias. O dimensionamento foi realizado no sentido de providenciar o autoconsumo das habitações. Numa perspetiva de um sistema híbrido de MG com AE com as especificações pretendidas, as baterias apresentam-se como a melhor solução entre as várias tecnologias de armazenamento de energia. Estas possuem um tempo de resposta bastante rápido (da ordem dos ms), podendo por isso responder muito rapidamente a variações de carga ou variáveis da rede [28]. Optou-se pelas bateria de lítio, devido à elevada densidade de energia e eficiência, bem como o longo tempo de vida médio [29]. Em comparação, por exemplo, com as baterias de chumbo, as baterias de lítio apresentam uma densidade de energia e potência bastante maior, bem como elevados níveis de eficiência e durabilidade [30]. Este tipo de baterias suporta bastante melhor os consecutivos ciclos de carga/descarga que se pretende para uma aplicação deste género. Dentro das tecnologias existentes, optou-se pela bateria de lítio ferroso ( $LiFePO_4$ ) fig. 3.4.



**Figura 3.4:** Bateria escolhida para o SAE [31]

As características principais desta bateria são:

**Tabela 3.1:** Características principais da bateria escolhida.

Tensão nominal	48V
Tensão máxima	54,8V
Tensão mínima	40 V
Capacidade nominal	100Ah
Tempo médio de vida	8 ~ 10 anos (mais de 2000 ciclos a 99% de descarga)
Temperaturas de operação	-25° C até 60° C

A juntar à elevada eficiência e durabilidade, este tipo de tecnologia apresenta ainda um grande nível de segurança. Cada célula possui uma tensão nominal de 3,3V. No entanto, em comparação com outras tecnologias, compostas por iões de lítio, a densidade de energia é menor. Por último, além de todas as referidas características, esta bateria tem a vantagem de ter um reduzido impacto ambiental, visto todos os materiais utilizados não serem não poluidores do meio ambiente [31].

O banco de baterias deste sistema é composto por duas baterias, como a representada na fig. 3.4, em série. Desta maneira, obtém-se na saída do banco de baterias 96V de tensão nominal.

No ambiente Matlab/Simulink, o banco de baterias é representado por um condensador que armazena uma certa quantidade de energia. O condensador possui um valor para a capacidade a dimensionar na equação 3.24. Sabe-se que a capacidade da bateria representada na figura 3.4 utilizada é de 100Ah e que esta vai demorar 4h a carregar a 25A/h. A corrente de carga máxima é por isso de 25A. Tendo em conta que a carga elétrica armazenada numa capacidade é dada por:

$$\Delta Q = C \Delta V \quad (3.21)$$

Resolvendo em ordem à capacidade:

$$C = \frac{\Delta Q}{\Delta V} \quad (3.22)$$

A diferença de tensão está relacionada com a tensão máxima e mínima de cada célula. Assim, para a quantidade de carga elétrica acumulada em 4h para uma corrente de carga de 25A, tem-se:

$$Q_{bat_{4h}} = 100Ah \quad (3.23)$$

Logo, utiliza-se a equação 3.22 para o cálculo da capacidade da bateria no modelo do Simulink. A representação do banco de baterias no Simulink é realizada por um condensador com uma capacidade de 12162F, considerando  $\Delta Q = 100Ah$  e  $\Delta V = 29,6V$ , ou seja a diferença entre a tensão máxima e mínima do banco de baterias.

$$C = \frac{\Delta Q}{\Delta V} = 12162F \quad (3.24)$$

### 3.3 Controlo da tensão no condensador $V_c$

De maneira a controlar o sistema de MG com AE, para que este funcione de acordo com as especificações pretendidas, desenvolveram-se controladores para algumas das grandezas do sistema.

O condensador presente na entrada do inversor é de extrema importância. A sua tensão deverá ser mantida aproximadamente constante e pouco sujeita a perturbações, de modo a contribuir eficazmente para o bom funcionamento do sistema. O controlo da mesma pode ser efetuado de duas maneiras, consoante o estado do sistema:

1. Caso não se pretenda utilizar a energia do banco de baterias, ou o mesmo esteja descarregado, faz-se um controlo linear de  $V_c$  através da corrente no inversor.

2. Quando é pretendida a utilização da energia armazenada e a injeção da mesma na rede, o controlo da tensão é efetuado pelo conversor ligado à bateria.

### 3.3.1 Controlo de $V_c$ através da bateria

A corrente de saída do conversor elevador ligado à bateria pode ser controlada para que:

- $v_C = v_{C_{ref}}$ ; ou
- Colocar ou retirar energia da rede, de acordo com as necessidades da rede e a maximização do lucro do sistema, mantendo a bateria entre os valores de  $V_{BATmax}$  e  $V_{BATmin}$ .

Para efetuar o controlo da tensão através da energia armazenada no banco de baterias, a corrente de saída do conversor elevador deve ser controlada para tal efeito. Proceda-se ao controlo da tensão no condensador  $V_c$  através de um controlador que deverá ser implementado no conversor elevador de forma a atuar na corrente que vai para o condensador.

Como se sabe a equação da dinâmica da grandeza que se pretende controlar, o controlador será realizado recorrendo à teoria de Lyapunov, em particular utilizando uma função de Lyapunov como parte integrante da solução.

#### 3.3.1.A Estabilidade e funções de Lyapunov

Considerando um sistema não linear  $\dot{x} = f(x(t))$ ,  $f : \mathbb{R}^n \rightarrow \mathbb{R}^n$  e  $x(t) \in \mathbb{R}^n$ , diz-se que um ponto  $x_e$  é um ponto de equilíbrio se  $f(x_e) = 0$  [32]. Mudando as coordenadas da origem do sistema, considerar-se-á que o ponto de equilíbrio ocorre sempre em  $x_e = 0$ .

Segundo Lyapunov, um ponto de equilíbrio ( $x_e$ ) é dito assintoticamente estável, se este ponto é estável e existe um  $\delta(t_0)$  tal que [32]:

$$\|x(t_0)\| < \delta \rightarrow \lim_{t \rightarrow \infty} x(t) = 0 \quad (3.25)$$

De acordo com Lyapunov,  $x_e$  pode ser ainda um ponto de equilíbrio exponencialmente estável se existem  $M$ ,  $\alpha > 0$  e  $\varepsilon > 0$  tais que [32]:

$$\|x(t)\| \leq M e^{-\alpha(t-t_0)} \|x(t_0)\| \quad (3.26)$$

para todos  $\|x(t_0)\| \leq \varepsilon$  e  $t \geq t_0$ .

Quer isto dizer que a trajetória do sistema para o ponto de equilíbrio tem uma forma exponencial. A estabilidade exponencial demonstra assim a rapidez do sistema para tender para o equilíbrio, considerando o  $\alpha$  presente na eq. 3.26 como o inverso da constante de tempo.

Os métodos de Lyapunov são utilizados para retirar conclusões acerca da trajetória e comportamento de um sistema não-linear  $\dot{x} = f(x)$ , sem ter de o resolver, nem chegar a uma solução numérica detalhada [33]. A estabilidade de um sistema pode por isso ser deduzida através de uma função de Lyapunov (segundo método de Lyapunov).

Uma função de Lyapunov deve procurar ser uma função aditiva ou subtrativa que vá continuamente em direção de um mínimo, ou seja decrescente. Para um sistema mecânico esta pode ser vista como uma função de energia, como por exemplo para um sistema livre com fricção, onde a energia decai constantemente, a não ser que o sistema esteja parado (em equilíbrio) [34].

A função de Lyapunov  $V : \mathbb{R}^n \rightarrow \mathbb{R}^n$ , deve ser portanto continua e definida positiva. Segundo o critério de estabilidade de Lyapunov, se  $\dot{V}$  for definida negativa e  $\dot{V}(0) = 0$ , então o sistema é globalmente assintoticamente estável, ou seja, para qualquer ponto inicial o sistema tende para o ponto de equilíbrio [33].

Supondo Lyapunov, se existe ainda uma constante  $k > 0$ , tal que [33]:

$$\dot{V}(z) \leq -kV(z) \quad \forall z \quad (3.27)$$

então existe um  $M$  tal que cada trajetória de  $\dot{x} = f(x)$  satisfaz  $\|x(t)\| \leq Me^{-\alpha t/2} \|x(t_0)\|$ <sup>1</sup>.

### 3.3.1.B Controlador

Relembrando o objetivo do controlo,  $i_B$  é controlada para que  $v_C = v_{C_{ref}}$ . A dinâmica da corrente no condensador é descrita através da lei dos nós recorrendo à equação 3.1.

Sendo assim, e no sentido de estabelecer uma função de Lyapunov para a dinâmica do sistema, utilizar-se-á uma função do erro presente no controlo da tensão no condensador, e que é igual a  $e_{v_C} = v_{C_{ref}} - v_C$ , de forma semelhante ao realizado em [35]. Sabe-se que uma função de Lyapunov deve ser continua, decrescente e definida positiva. Para isso estabelece-se que esta função deve ser sempre superior a zero:

$$\frac{e_{v_C}^2}{2} > 0 \quad (3.28)$$

Segundo a estabilidade de Lyapunov, para a derivada desta função, deve ter-se:

$$e_{v_C} \frac{de_{v_C}}{dt} < 0 \iff \frac{de_{v_C}}{dt} = -k_1 e_{v_C} \quad \forall k_1 > 0 \quad (3.29)$$

Sabendo que o erro de controlo é igual à tensão de referência menos a tensão no condensador ( $V_{C_{REF}} - V_C$ ), substituindo na equação em cima:

$$\frac{dv_{C_{ref}}}{dt} - \frac{dv_C}{dt} = -k_1 e_{v_C} \quad (3.30)$$

---

<sup>1</sup>É considerado  $z = x(t)$

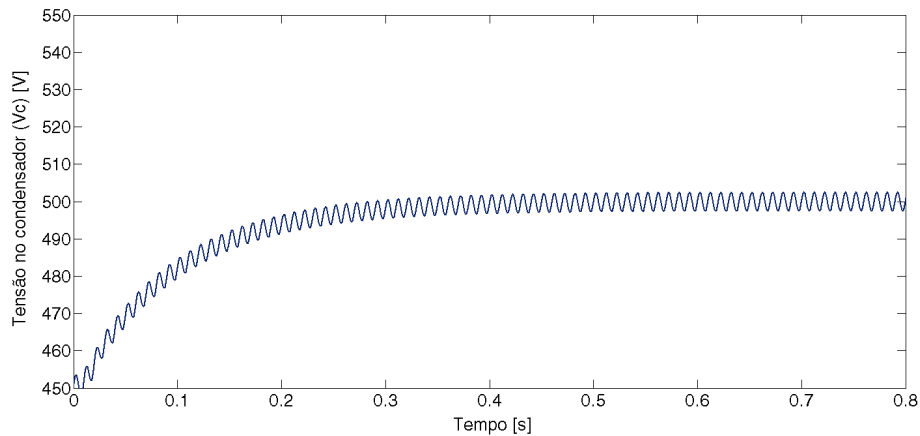
Utilizando a equação 3.1, que tem em conta a lei dos nós no condensador, e considerando que a derivada de  $v_{CREF}$  em relação ao tempo é igual a zero: ( $v_C$  tem no entanto uma componente de 100HZ)

$$\frac{-i_{microG} - i_B + i_{in}}{C} = k_1 e_{v_C} \iff i_B = k_1 C e_{v_C} - i_{microG} + i_{in} \quad (3.31)$$

Relembrando que para se ter estabilidade exponencial segundo Lyapunov [33]:

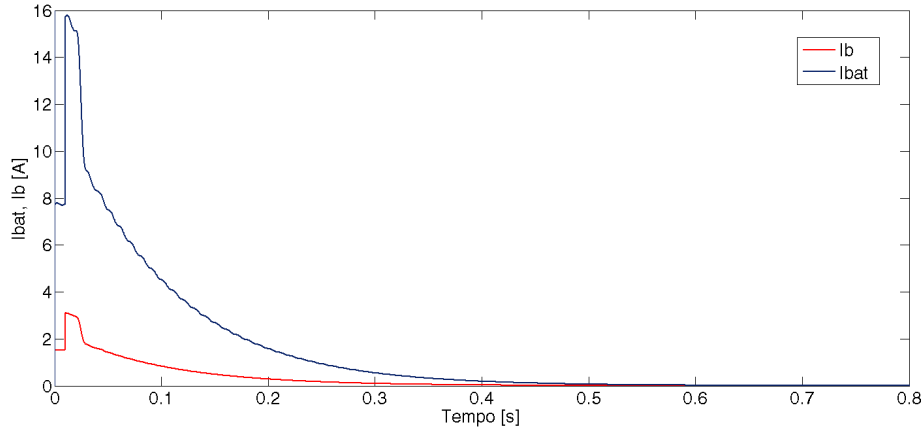
- $V$  deve ser definida positiva
- $\dot{V}(z) \leq -kV(z) \quad \forall k$

então existe um  $M$  tal que todas as trajetórias do sistema satisfazem  $\|x(t)\| \leq M e^{-\alpha t/2} \|x(0)\|$ . A constante de tempo do sistema, será por isso o inverso da constante de Lyapunov ( $k_1$ ) definida na equação 3.31, para a qual se estabeleceu o valor de 10. Controla-se assim a corrente de saída do conversor elevador  $i_B$ , utilizando a expressão da equação 3.31, a implementar no modelo no Simulink. Simulou-se o controlo da tensão no condensador através da corrente proveniente da bateria e conversor elevador, partindo de uma tensão inicial no condensador de 450V:



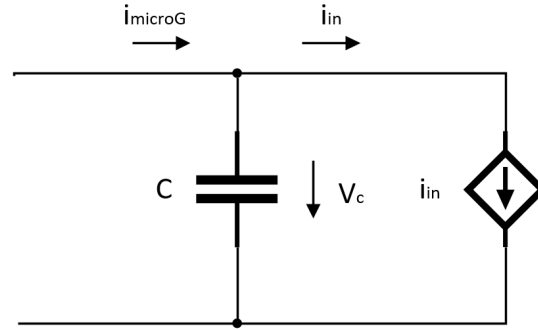
**Figura 3.5:** Controlo da tensão no condensador através da bateria.

É de referenciar a excelente resposta do controlador até atingir o valor estabelecido de 500V. Mostra-se ainda o andamento das correntes da bateria e de saída do conversor elevador durante o processo de controlo da tensão  $V_C$ :



**Figura 3.6:** Corrente de saída da bateria e do conversor elevador durante o controle de  $V_c$ .

### 3.3.2 Controlo linear de $V_c$



**Figura 3.7:** Controlo da tensão no condensador de entrada do inversor.

Quando o sistema de armazenamento está descarregado e não pode fornecer energia, ou devido às condições da rede não é benéfico utilizar energia proveniente das baterias, ter-se-á de controlar a tensão de entrada do inversor através da corrente no inversor. No sentido de controlar a tensão no condensador apenas através da MG, desprezando a corrente proveniente do SAE ( $i_B = 0$ ), desenvolver-se-á um controlador linear. Sabe-se que a equação que descreve a corrente no condensador para este caso é a seguinte:

$$C \frac{dv_C}{dt} = i_{microG} - i_{in} \quad (3.32)$$

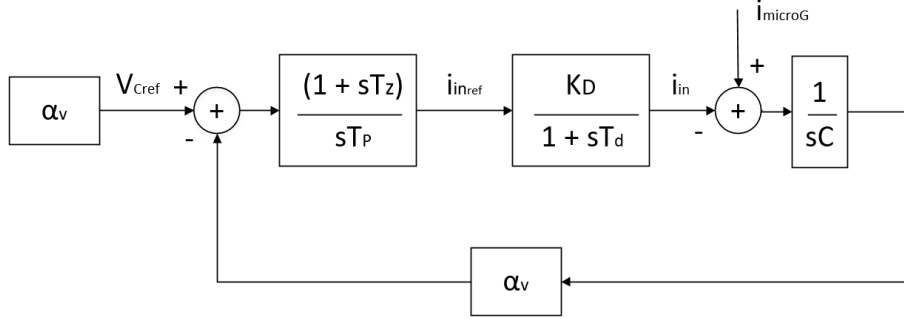
Propõe-se a utilização de um controlador PI na malha de regulação em cadeia fechada. Os controladores PID são de uma utilização frequente pela sua simplicidade e facilidade de uso. Além disso, estes apresentam bom seguimento da referência e rejeição de perturbações. A componente proporcional está relacionada com o valor instantâneo do erro. A componente integral toma em consideração resultados anteriores do erro de controlo. A transformada de Laplace da função de transferência de um controlador PI tem a seguinte forma:

$$C(s) = \frac{(1 + sT_z)}{sT_p} = K_p + \frac{K_i}{s} \quad (3.33)$$

É considerado um atraso de 20 ms no modulador do inversor. Isto é, considera-se que o valor eficaz no conversor não pode ser alterado num período ou em meio período, para não distorcer a

corrente alternada injetada na rede.

O diagrama de blocos em cadeia fechada é o seguinte:



**Figura 3.8:** Diagrama de blocos do controlador linear da tensão no condensador.

A modelação dinâmica do inversor, pode ser feita, segundo [26], através da seguinte função de transferência (no domínio da frequência, através da transformada de Laplace):

$$K_C(s) = \frac{K_D}{1 + sT_D} \quad (3.34)$$

A escolha do compensador foi feita considerando que se trata de um sistema de 2ª ordem, com um pólo na origem. Apesar de já possuir este pólo na origem, o sistema necessita na mesma de um compensador integral, em vez de se utilizar apenas um compensador proporcional [26]. A utilização somente de um compensador proporcional não garantia a insensibilidade em regime permanente a perturbações na corrente produzidas no sistema de microgeração [26]. Tal comportamento, não se pode no entanto verificar, sobretudo tendo em conta que a corrente  $i_{microG}$  está sujeita a variadas perturbações. A utilização da parte integral com a proporcional melhora, portanto, o seguimento em regime permanente.

Em cadeia aberta tem-se (considerando  $K_D = 1$ ):

$$V_C(s) = \frac{1 + sT_z}{sT_p} \frac{-\alpha_v}{1 + sT_d} \frac{-1}{sC} v_{Cref}(s) + \frac{1}{sC} i_{microG}(s) \quad (3.35)$$

Em cadeia fechada:

$$\begin{aligned} V_C(s) &= \frac{\frac{1+sT_z}{sT_p} \frac{-\alpha_v}{1+sT_d} \frac{-1}{sC} v_{Cref}(s) + \frac{1}{sC} i_{microG}(s)}{1 + \alpha_v \frac{(1+sT_z)}{sT_p} \frac{-1}{1+sT_d} \left(\frac{-1}{sC}\right)} \\ &= \frac{(1 + sT_z)V_{Cref}(s) + \frac{sT_p(1+sT_d)}{\alpha_v} i_{microG}}{s^3 \frac{T_p T_d C}{\alpha_v} + \frac{s^2 T_p C}{\alpha_v} + sT_z + 1} \end{aligned} \quad (3.36)$$

Aplicou-se de seguida o critério  $b_k^2 = 2b_{k-1}b_{k+1}$  ao polinómio denominador. Retiram-se desta maneira os valores de  $T_z$  e  $T_p$  e consequentemente os ganhos do compensador [26]:

$$\begin{cases} T_z^2 &= 2 \frac{T_p C}{\alpha_v} \\ \left(\frac{T_p C}{\alpha_v}\right)^2 &= 2T_z \frac{T_p T_d}{\alpha_v} C \end{cases} \quad (3.37)$$

Daqui retira-se que:

$$\begin{cases} T_z &= 4T_d \\ T_p &= \frac{8T_d^2}{C}\alpha_v \end{cases} \quad (3.38)$$

Utilizando estes resultados e substituindo no polinómio denominador da função de transferência em cadeia fechada:

$$\frac{V_C(s)}{V_{C_{ref}}(s)} = \frac{(1 + 4T_d s)}{(1 + T_d s)(4T_d^2 s^2 + 2T_d s + 1)} \quad (3.39)$$

O zero tem o valor de  $\frac{-1}{4T_d}$ , enquanto os pólos são  $\frac{-1}{2T_d}$ , e  $\frac{-1}{4T_d} \pm j\frac{\sqrt{3}}{4T_d}$ . O fator de amortecimento representado por  $\zeta$  vale 1/2 para este sistema e a frequência de ressonância  $w_n = \frac{1}{2T_d}$ . Sabe-se que a aplicação do critério  $b_k^2 = 2b_{k-1}b_{k+1}$ , é designado nesta hipótese critério de simetria ótima (Symmetrical Optimum), visto que o zero e o pólo de alta frequência são simétricos em relação a  $\omega_n$  [26]. No entanto os valores da margem de fase, do fator de amortecimento e sobrelevação, sofrem com a enorme sensibilidade de  $T_p$  ao valor de  $\frac{\alpha_v}{C}$

No sentido de proceder a uma otimização considerou-se  $b_k^2 = ab_{k-1}b_{k+1}$ . A frequência natural passa a ser então  $w_n = \sqrt{\frac{1}{T_z T_d}} = \frac{1}{(aT_d)}$ , a margem de fase  $\phi_M = \arcsen(\frac{a^2-1}{a^2+1})$ , e o valor de  $T_p$  pode ser obtido por simetria [26]. Desta forma:

$$\begin{cases} T_z &= a^2 T_d \\ T_p &= \frac{a^3 T_d^2}{C}\alpha_v \end{cases} \quad (3.40)$$

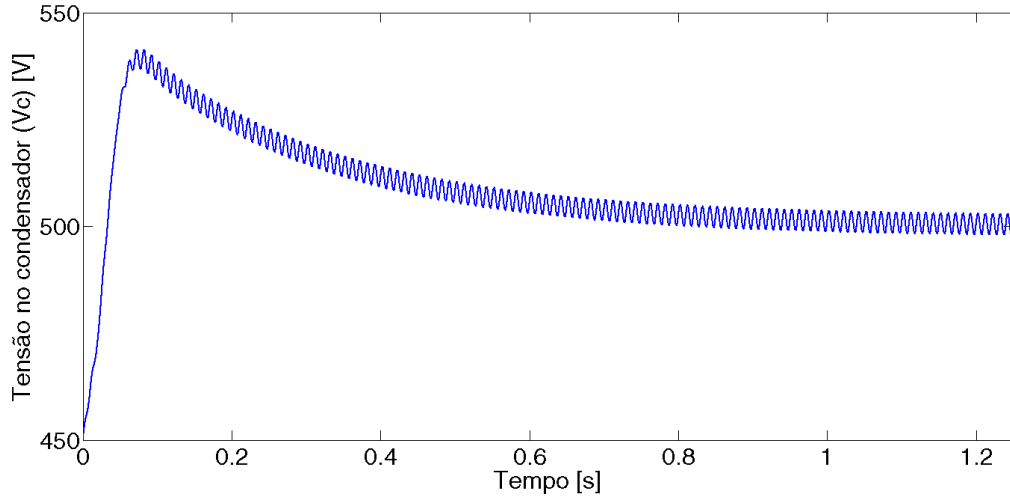
O valor de  $a$  pode ser calculado para obter uma certa margem de fase  $\phi_M$ , na maior parte das vezes entre 45° e 60° ou para um dado fator de amortecimento. Segundo [26], usa-se habitualmente  $2 \leq a \leq 4$ , a que corresponde  $36^\circ < \phi_M < 45^\circ$ , com  $\zeta \geq 0,5$ . Segundo a técnica Symmetrical Optimum, que maximiza a margem de fase e oferece uma maior insensibilidade às perturbações de  $i_{microg}$ ,  $a = 2,7$ .

Considerando  $a \approx 2,7$ ,  $T_d = \frac{1}{f} = 20ms$  e  $\alpha_v = 0,1$ , tem-se para os parâmetros do compensador proporcional integral os seguintes valores:

$$\begin{cases} T_z &= 0,146 \\ T_p &= -0,179 \end{cases} \quad (3.41)$$

Simulou-se o comportamento do controlador linear de tensão, partindo de um valor inicial da tensão no condensador de 450V:





**Figura 3.9:** Controlo linear da tensão no condensador.

### 3.4 Carregamento da bateria

O carregamento da bateria pode ser feito tanto através da energia produzida proveniente do microgerador, como de energia proveniente da rede elétrica. Num cenário em que o pico de produção de energia fotovoltaica e o consumo estão desfasados, o carregamento do SAE através da energia proveniente da MG é extremamente benéfico. Esta energia poderá ser consumida mais tarde numa altura em que o consumo for maior, ou até mesmo vendida a um preço superior. Num cenário de um dia chuvoso, em que a energia está extremamente barata, o carregamento dos SAE através da rede elétrica pode ser vantajoso para os consumidores, trazendo desta forma alguns benefícios económicos.

O processo de carregamento da bateria deve ser feito de forma controlada para ambos os casos. Apesar de algumas diferenças dentro dos vários tipos de baterias, o processo de carregamento caracteriza-se por duas fases de carregamento, primeiro o carregamento é feito a corrente constante e depois a tensão constante.

#### 3.4.1 Carregamento da bateria através da energia proveniente da MG

Partindo do modelo do conversor elevador, tem-se que pela igualdade das potências:

$$\eta_B V_{BAT} I_{BAT} = V_c I_B \implies I_{BAT} = \frac{V_c I_B}{\eta_B V_{BAT}} \quad (3.42)$$

De forma análoga ao controlo da tensão no condensador ( $V_C$ ) através da bateria, realizar-se-á um controlador baseado na teoria da estabilidade de Lyapunov.

Para carregar a bateria tem de se controlar portanto a corrente do boost  $i_B$  para que  $v_{BAT} = v_{BATref}$ . Supõe-se que neste caso,  $I_{AC}$  controla a tensão  $V_c$ . O objetivo do controlo é assim  $v_{BAT} =$

$v_{BATref}$ , e a função de Lyapunov é baseada no erro de controlo associado:  $e_{v_{BAT}} = v_{BATref} - v_{BAT} = 0$ . Para se garantir a estabilidade do controlador:

$$e_{v_{BAT}} \frac{de_{v_{BAT}}}{dt} < 0 \quad (3.43)$$

No entanto tal condição é válida se e só se:

$$\frac{de_{v_{BAT}}}{dt} = -k_2 e_{v_{BAT}}, \quad k_2 > 0 \quad (3.44)$$

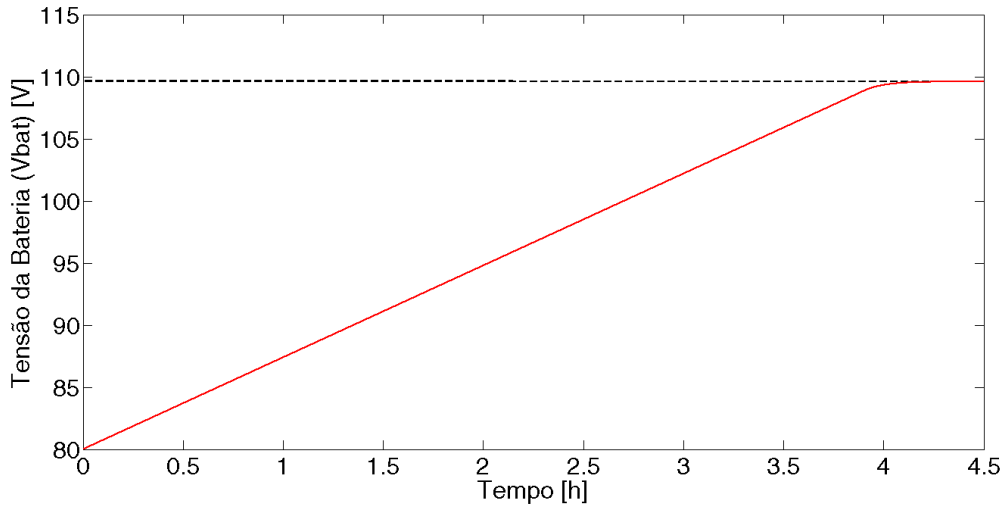
Desta forma:

$$\frac{dv_{BATref}}{dt} - \frac{dv_{BAT}}{dt} = -k_2(v_{BATref} - v_{BAT}) \quad (3.45)$$

Sabendo, porém, que  $\frac{dv_{BATref}}{dt} \approx 0$  e que  $\frac{dv_{BAT}}{dt} = -\frac{i_{BAT}}{C}$ , obtém-se:

$$I_{BAT} = -Ck_2(v_{BATref} - V_{BAT}) \quad (3.46)$$

Como explicado na secção 3.2, o carregamento do banco de baterias deve ser realizado em 4h, a carregar a 25A/h. O Estado de Carga (SOC) de uma bateria indica o seu nível de carregamento num nível percentual. Nesta dissertação, considera-se que o SOC está associado à tensão da bateria. Ou seja, considera-se o SOC máximo aquando da tensão máxima do banco de baterias (109,6V). Para o caso mínimo, a tensão é de 80V. Neste seguimento, simulou-se na fig. 3.10 o carregamento do banco de baterias proposto através da energia proveniente da MG no modelo desenvolvido, onde se pode confirmar que o mesmo dura as 4h desejadas.



**Figura 3.10:** Carregamento do banco de baterias.

### 3.4.2 Carregamento da bateria através da energia proveniente da rede de BT

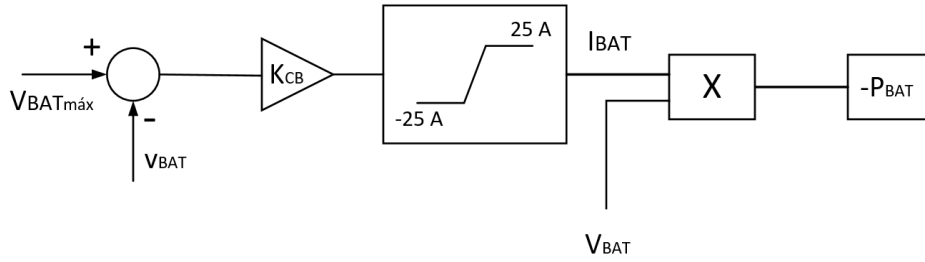
No modelo desenvolvido, o carregamento da bateria através da rede de energia elétrica é efetuado calculando uma certa potência requerida por parte do SAE. Nestas condições assume-se que a corrente de microgeração é nula. Desta forma, e para o cálculo da potência requerida pelo banco de baterias a cada instante, sabe-se que esta é dada por:

$$P_{BAT} = I_{BAT} \times V_{BAT} \quad (3.47)$$

Através da equação 3.47 é calculado a cada instante do processo de carregamento a potência absorvida pelo SAE. Esta potência é considerada no modelo do sistema como sendo negativa (absorção de potência), de acordo com os sentidos das grandezas definidos para o sistema (figura 3.1). Depois de definida esta potência, calcula-se a corrente à saída do sistema ( $I_{AC}$ ) através da fórmula:

$$I_{AC} = \frac{P_{BAT}}{V_{AC}} \quad (3.48)$$

O cálculo da potência é efetuado segundo o seguinte processo:



**Figura 3.11:** Processo para o cálculo da potência necessária para o carregamento do banco de baterias.

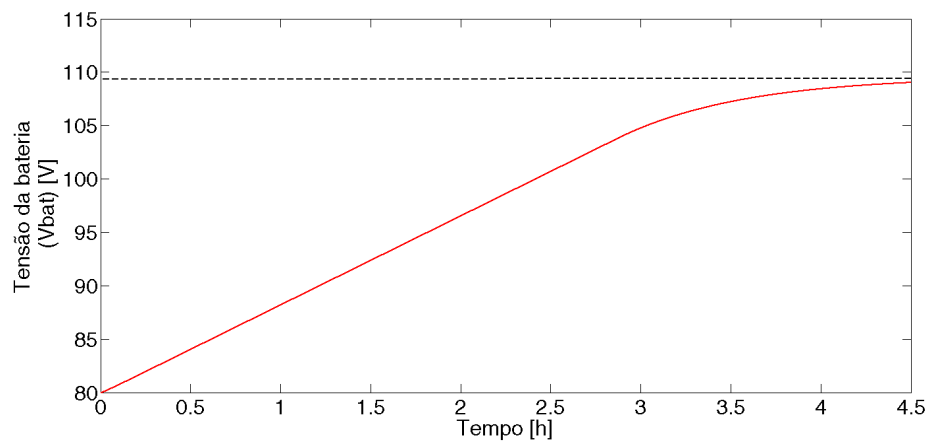
O ganho  $K_{CB}$  é calculado no sentido de fazer o carregamento a corrente constante ( $I_{BAT} = cte.$ ) até 80% da carga do banco de baterias. Desta forma, e sabendo que a corrente máxima de carregamento é de 25A, a tensão máxima do banco de baterias é de 109,6V, calcula-se o valor da tensão do banco de baterias correspondente a 80% do SOC:

$$V_{BAT}(80\%) = V_{BAT_{min}} + 0,8 \times (V_{BAT_{max}} - V_{BAT_{min}}) \quad (3.49)$$

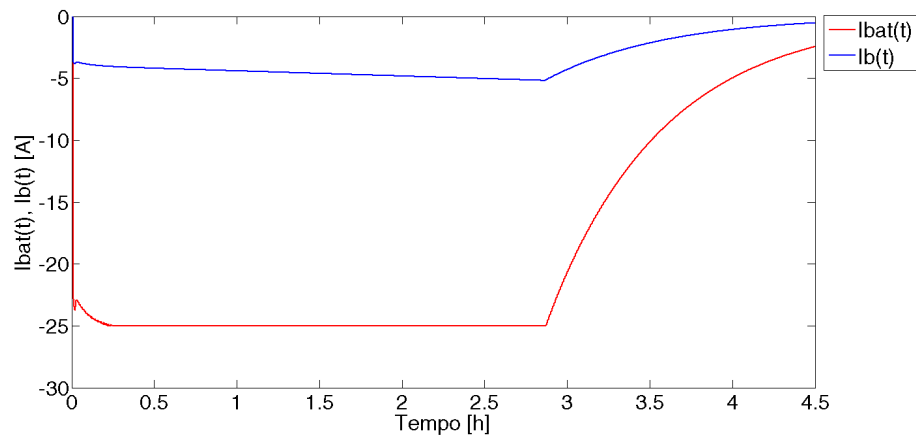
Tendo em conta que o valor da tensão mínima é de 80V, o valor da tensão da bateria para 80% do SOC é de 103,68V. Consequentemente, para o ganho  $K_{CB}$ :

$$25 = (V_{BAT_{max}} - V_{BAT}(80\%)) \times K_{CB} \quad (3.50)$$

Assim, resolvendo a equação 3.50 em ordem a  $K_{CB}$ , o valor do ganho é de 4,223. Efetuando a simulação para o carregamento da bateria através da rede, apresenta-se o andamento da tensão da bateria e da corrente da bateria, bem como de entrada do conversor redutor:



**Figura 3.12:** Tensão do banco de baterias ( $V_{BAT}$ ) durante o processo de carregamento através de energia proveniente da rede.



**Figura 3.13:** Corrente da do banco de baterias ( $I_{BAT}$ ) e na entrada do conversor redutor ( $I_b$ ) durante o processo de carregamento do banco de baterias.

O processo de descarga do banco de baterias é realizado de forma similar, considerando apenas o sinal de potência contrário.

# 4

## Regulação da tensão-frequência e supervisão do sistema

*Regulação da tensão-frequência e supervisão do sistema*

### 4.1 Regulação de tensão

Uma regulação de tensão e potência reativa é essencial para um bom, e eficiente, funcionamento da rede e de todos os equipamentos a ela ligados.

Nesta dissertação, pretende-se através da ação descentralizada dos vários sistemas de MG com AE, regular o perfil da tensão ao longo da rede. A tensão aos terminais de cada sistema será regulada para que, sempre que o valor eficaz da mesma ultrapasse os limites, esta possa voltar a ter valores aceitáveis, de acordo com a norma NP EN 50160. No entanto, espera-se durante esta ação de regulação, que o microgerador permaneça no seu ponto de potência máxima, sempre que possível. A ação de regulação da tensão pode ser feita tanto para o caso de sobretensão, como para o caso de uma cava de tensão (ou subtensão).

Para efetuar a regulação da tensão atua-se na potência reativa, através do ângulo de defasagem da corrente injetada na rede e/ou na potência ativa do sistema de MG com AE, utilizando para tal a capacidade do SAE receber ou injetar energia. Aquando de um controlo da potência reativa, a ação de regulação em cadeia fechada da tensão, pode provocar um atraso ou um avanço da corrente injetada, no caso de subtensão ou sobretensão respetivamente.

### **Sobretensão**

Em caso de uma sobretensão, pretende-se o seguinte procedimento por parte do sistema:

- Desfasagem da corrente injetada na rede pelo sistema de MG com AE (avanço em relação à forma de onda da tensão no ponto de ligação do sistema), e consequente consumo de potência reativa.
- Carregamento da bateria através da energia proveniente da MG e consequente diminuição da potência ativa injetada na rede por parte do sistema (caso seja possível carregar a bateria).
- Redução da potência ativa do sistema de MG de forma gradual até a situação ser normalizada, na impossibilidade de se conseguir controlar a tensão através das ações de regulação anteriores.

É importante referir que, até ao momento, em caso de sobretensão no ponto de ligação de um sistema de microgeração à rede, a atuação do sistema passava por desligar o microgerador da rede, devido à ação da proteção de máximo de tensão [36]. Isto causava perdas significativas em termos de receita para os consumidores-produtores. Pretende-se assim deixar sempre o microgerador no ponto de potência máxima, apenas atuando na potência ativa proveniente da MG caso seja estritamente necessário.

### **Subtensão**

Em caso de subtensão pretende-se a seguinte resposta por parte do sistema:

- Desfasagem da corrente injetada na rede pelo sistema de MG e AE (atraso em relação à tensão no ponto de ligação do sistema), e consequente fornecimento de potência reativa.
- Utilização da energia armazenada no SAE para controlo da tensão  $V_C$  e/ou injeção de energia na rede, não ultrapassando nunca o limite de potência imposto pelo inversor.

Poder-se-ia neste caso pensar em utilizar um banco de baterias com maior capacidade de armazenamento de energia. Assim aumentar-se dessa forma a potência de saída e consequente injeção de ativa na rede. No entanto tal não é viável pelo limite de potência imposto pelo inversor. Um aumento do limite de potência do sistema, o que corresponde a um inversor diferente, também não é economicamente vantajoso e viável.

#### **4.1.1 Regulação da tensão em cadeia fechada através da desfasagem da corrente injetada**

Habitualmente, os microgeradores injetam uma corrente em fase com a forma de onda da tensão simples da rede de BT no ponto de ligação do sistema à rede. Garante-se o sincronismo entre estas formas de onda.

A forma de onda da corrente à entrada do sistema de MG com AE podia então ser descrita por:

$$i_{MG|AE}(t) = \sqrt{2}I_{MG|AE_{ef}} \sin(\omega t) \quad (4.1)$$

No entanto, para uma regulação da tensão aos terminais do sistema pretende-se realizar uma desfasagem da corrente em relação ao habitual sincronismo. A corrente de saída deve então ter a seguinte forma:

$$i_{MG|AE}(t) = \sqrt{2}I_{MG|AE_{ef}} \sin(\omega t + \phi_{MG|AE}) \quad (4.2)$$

Através de relações trigonométricas, a expressão para a senoide desfasada presente na equação 4.2 pode ser desenvolvida em:

$$\sin(\omega t \pm \phi_{MG|AE}) = \sin(\omega t) \cos(\phi_{MG|AE}) \pm \sin(\phi_{MG|AE}) \cos(\omega t) \quad (4.3)$$

Utilizam-se então as relações trigonométricas acima desenvolvidas no sentido de, no software MATLAB/Simulink, chegar à corrente de saída do sistema de MG com AE utilizando os blocos necessários para as operações a realizar. Chega-se então, de acordo com [36], à expressão do  $\sin \omega t + \phi_{MG|AE}$ .<sup>1</sup>

Com acesso a dispositivos colocados no sistema de MG com AE podem ser realizadas leituras do valor eficaz, ou amplitude, da tensão simples da rede no ponto de ligação, bem como a sua frequência [36]. Neste seguimento, e para desfasar a corrente de saída, é realizada uma medição do valor da frequência da onda da tensão à entrada do sistema, gerando-se uma senoide com a mesma frequência. O valor eficaz da corrente de saída do sistema é dado segundo<sup>2</sup>:

$$I_{MG|AE_{ef}} = \frac{P_{PV}}{V_{MG|AE_{ef}} \cos(\phi_{MG|AE})} \quad (4.4)$$

Precisa-se, porém, de estabelecer neste momento uma relação entre a variação de tensão e o ângulo de desfasagem. Sabe-se pelo modelo simplificado, segundo o teorema de Thévenin, de uma carga reativa variável, em que V é a tensão aos terminais da carga, que a variação de tensão pode ser dada por [8]:

$$V = V^0 - jX_T I \quad (4.5)$$

Para o caso em consideração admite-se um troço de linha, com uma componente resistiva ( $R_{eq}$  e reativa  $X_{eq}$ ) e obtém-se assim para a diferença de tensão:

$$|\Delta V| = |V_{MG|AE} - V| \approx \frac{P_{PV}}{V_{MG|AE}} (R_{eq} - X_{eq} \tan(\phi_{MG|AE})) \quad (4.6)$$

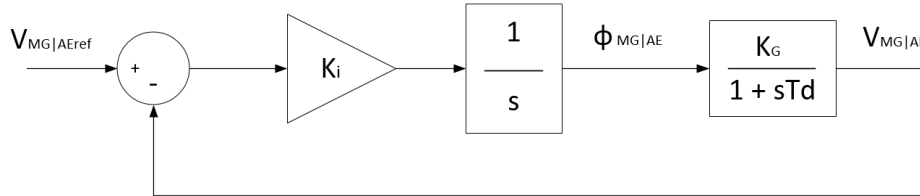
De acordo com [36], sabendo que  $V_{MG|AE} \approx V + \Delta V$  e substituindo na equação 4.6, obtém-se para a relação entre o ângulo de desfasagem e a variação de tensão a seguinte expressão:

$$|\Delta V| = -\frac{V}{2} + \sqrt{\frac{V^2}{4} + P_{PV}(R_{eq} - X_{eq} \tan(\phi_{MG|AE}))} \quad (4.7)$$

<sup>1</sup>A componente de  $\cos \omega t$  é calculada sabendo que  $\cos \omega t = -\omega \int \sin \omega t dt$  [36].

<sup>2</sup>No modelo do sistema desenvolvido, o valor eficaz da corrente de saída toma esta expressão apenas quando a bateria não tem influencia na dinâmica do sistema

Como desenvolvido em [36], efetua-se uma regulação em cadeia fechada da tensão aos terminais do sistema através do valor do ângulo de defasagem da corrente injetada pelo sistema de MG com AE. Para tal, propõe-se a utilização de um controlador integral. Por exemplo, para a utilização de um controlador PI, o zero do compensador não poderia ser escolhido de forma a cancelar o pólo do sistema ( $T_d$ ), visto não se saber o valor exato do mesmo. A representação do sistema é feita através de um ganho  $K_g$  e de um atraso  $T_d$ , mas o valor destes não pode ser exatamente calculado.



**Figura 4.1:** Diagrama de blocos em cadeia fechada do regulador de tensão.

O sistema compara o valor da tensão no ponto de ligação com o valor de referência apropriado, e vai gerar o valor do ângulo de defasagem proporcional ao compensador integral, sendo o ganho  $K_i$  negativo. O valor de referência a fornecer ao sistema, depende se se trata de uma situação de sobretensão ou subtensão. No caso de ser uma sobretensão, e com o objetivo de colocar a tensão dentro dos valores apropriados, coloca-se como referência o valor de 251V, enquanto no caso de subtensão o valor é de 209V. Repare-se que se coloca uma certa margem em relação aos valores limite definidos pela norma NP EN 50160, nomeadamente de 207V e 253V.

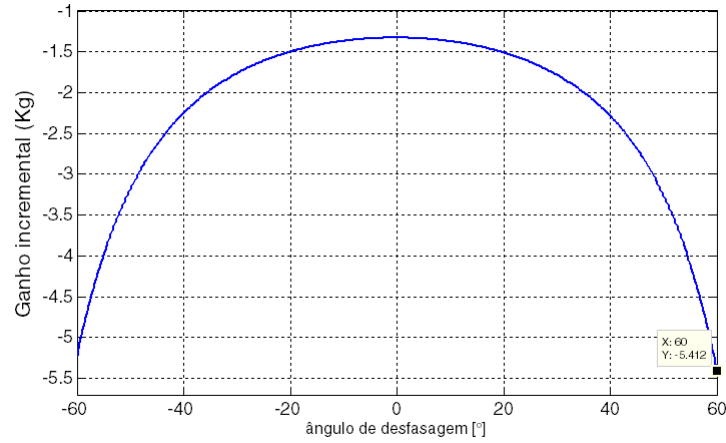
De acordo com [36], os valores dos ganhos do controlador são dados por:

$$K_G \approx \frac{dV_{MG|AE}}{d\phi_{MG|AE}} = \frac{1}{2} \frac{\frac{-PX_{eq}}{\cos(\phi_{MG|AE})^2}}{\sqrt{\frac{V^2}{4} + P_{PV}(R_{eq} - X_{eq} \tan(\phi_{MG|AE}))}} \quad (4.8)$$

$$K_i = \frac{1}{4\zeta^2 K_G T_d}$$

Simulou-se assim a variação do ganho  $K_G$  em função do ângulo de defasagem de interesse ( $-60^\circ$  e  $60^\circ$ ), admitindo  $P \approx 3450W$ ,  $R_{eq} \approx 0,641\Omega$  e  $X_{eq} = 10^{-1}\Omega$ :

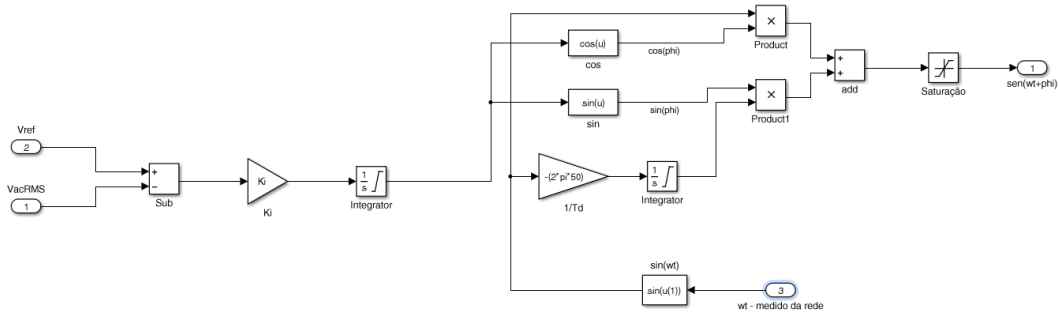




**Figura 4.2:** Relação entre o ângulo de defasagem e o ganho incremental  $K_G$ .

Observando a figura verifica-se que o maior ganho incremental ocorre quando de uma defasagem de  $60^\circ$ . Nesta dissertação e para o dimensionamento do ganho incremental, de acordo com os valores de interesse, utiliza-se  $K_G = -5$ . Este valor está perto do ganho máximo, que para um sistema com realimentação significa a situação de instabilidade. Assim, de acordo com a equação 4.8,  $K_i = -1$ <sup>3</sup>

O controlador do ângulo de defasagem modelado em ambiente Matlab/Simulink é:



**Figura 4.3:** Modelo do regulador de tensão através do ângulo de defasagem no Simulink.

## 4.2 Simulação da regulação de tensão

Para provar o funcionamento do controlador de tensão efetuaram-se simulações que mostram a regulação da tensão, tanto para o caso de sobretensão como de subtensão.

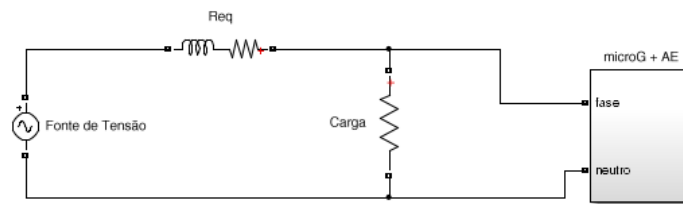
<sup>3</sup>considerou-se, em concordância com [36],  $T_d = 100ms$  e  $\zeta = \frac{\sqrt{2}}{2}$ .

### 4.2.1 Sobretensão

Para o caso de uma sobretensão efetuam-se simulações que realizam a regulação da tensão através das três seguintes formas:

1. Controlo de potência reativa através da defasagem da corrente
2. Injeção de energia proveniente da MG no SAE e consequente regulação da tensão, através da diminuição da potência ativa injetada na rede
3. Quando o sistema não é capaz de regular a tensão para limites aceitáveis através de nenhum dos métodos anteriores, efetua-se uma redução gradual da potência ativa injetada na rede.

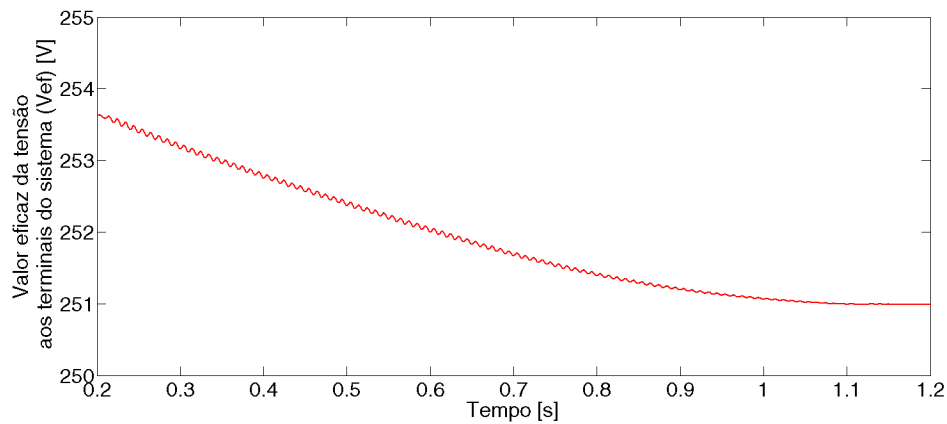
As simulações foram realizadas numa rede equivalente monofásica constituída por um gerador, uma carga e uma linha, que contém uma impedância com parte resistiva e reativa. Para a impedância equivalente da linha, considerou-se  $R_{eq} = 0,641\Omega$  e  $X_{eq} = 10^{-1}$ . A carga foi simulada como sendo resistiva de valor  $R = \frac{V_{RMS}^2}{P}$ . Considerou-se  $P=3450W$ , o valor da potência máxima de saída do sistema de MG com AE e  $V_{RMS}=230V$ , o valor nominal da tensão de uma rede de BT.



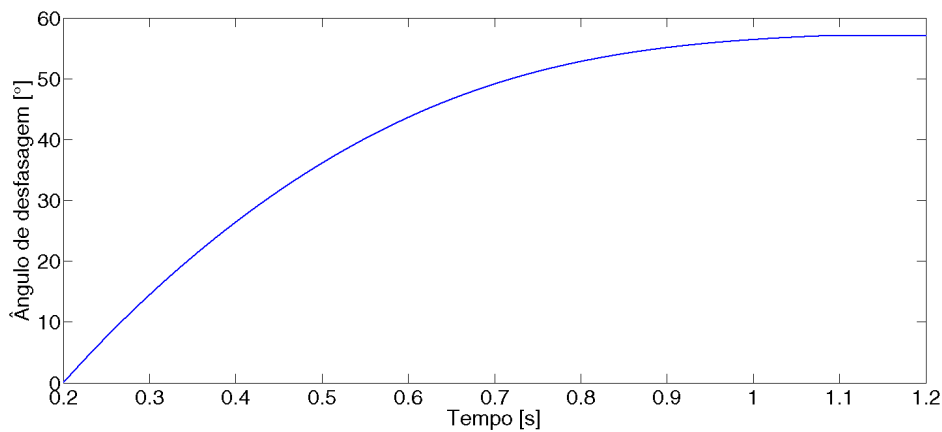
**Figura 4.4:** Modelo da rede equivalente no Simulink.

**1) Simulação da regulação da tensão aos terminais do sistema de MG com AE atuando apenas na potência reativa através da defasagem da corrente injetada.**

Para o primeiro caso é feita uma regulação da tensão para valores dentro dos limites aceitáveis, através da defasagem da corrente de saída. Simulou-se o gerador a fornecer uma tensão com amplitude de  $255\sqrt{2}$ , criando desta maneira uma sobretensão. Nos gráficos seguintes pode-se observar a diminuição do valor eficaz da tensão aos terminais do sistema ao longo tempo (Fig. 4.5), bem como o aumento do valor do ângulo de defasagem da corrente injetada (Fig. 4.6):



**Figura 4.5:** Regulação da tensão da rede através do ângulo de defasagem da corrente injetada - caso de sobretensão.

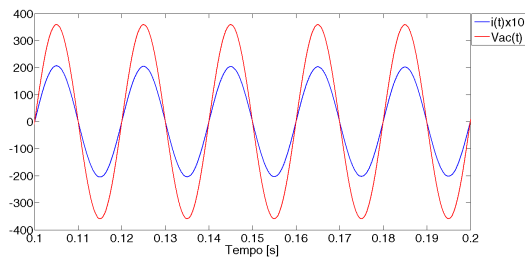


**Figura 4.6:** Valor do ângulo da defasagem da corrente no processo de regulação da tensão - caso de sobretensão.

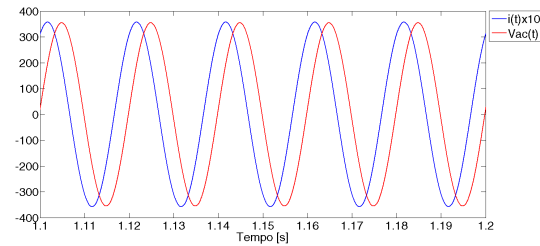
Como se pode observar, através da defasagem da corrente de saída do sistema de MG com AE, é possível reduzir a tensão do ponto de ligação do sistema à rede de uma tensão superior a 253V (253,6V), limite imposto pela norma, para um tensão de 251V, cumprindo as normas de QEE. O regime de estabilidade é atingido para um ângulo de aproximadamente 57.03°. Os valores para a potência ativa e reativa, quando o regime de estabilidade foi alcançado, podem ser calculados de acordo com:

$$\begin{aligned} P &= VI \cos \phi \\ Q &= VI \sin \phi \end{aligned} \tag{4.9}$$

Os valores lidos para as potências foram de  $P=3460W$  e  $Q=5110var$  após ser atingida a estabilidade. Mostra-se ainda a defasagem da corrente de saída do microgerador em relação à tensão da rede no ponto de ligação do sistema à rede em dois momentos diferentes, antes de ser efetuada a defasagem e quando já existe uma defasagem clara da corrente em relação à tensão (figuras 4.7 e 4.8). Nota para o facto de, nas imagens, a corrente estar multiplicada por 10 de maneira a existir uma escala adequada para detetar as diferenças:



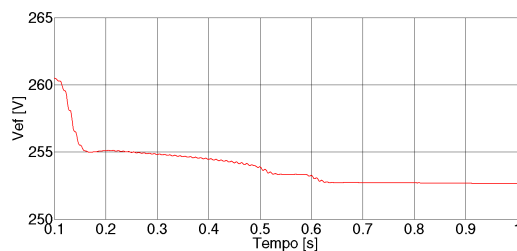
**Figura 4.7:** Corrente e tensão em sincronismo.



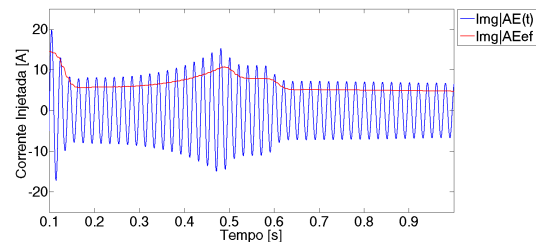
**Figura 4.8:** Corrente desfasada da tensão.

**2) Simulação da regulação da tensão aos terminais do sistema onde se recorre às três ações possíveis por parte do sistema no sentido de evitar a sobretensão aos terminais do mesmo.**

Quando o valor eficaz da tensão no ponto de ligação à rede não atinge valores aceitáveis pela ação de controlo sobre a potência reativa e através do carregamento da bateria através da energia proveniente da MG, o sistema faz uma redução linear da potência injetada na rede. Mostra-se um exemplo de uma simulação em que tal é necessário, aplicando uma tensão com amplitude de  $262 * \sqrt{2}$ . Podem ser observadas as consequências das diversas ações de regulação no valor eficaz da tensão ao longo do tempo.

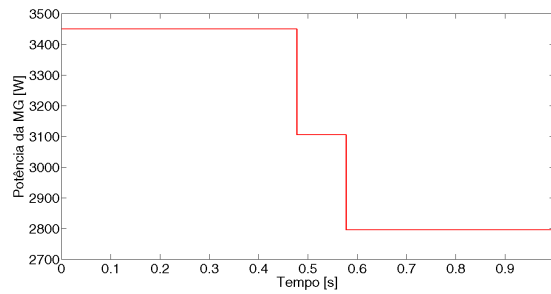


**Figura 4.9:** Valor eficaz da tensão aos terminais do sistema durante a ação de regulação da tensão simulada.



**Figura 4.10:** Andamento da corrente injetada pelo sistema e respetivo valor eficaz durante a ação de regulação da tensão simulada.

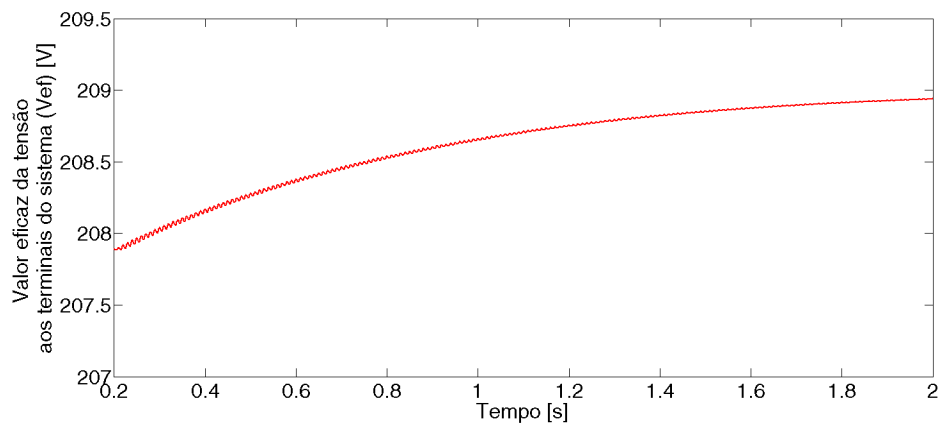
Observa-se primeiramente uma redução do valor eficaz da tensão através da injeção de energia gerada pela MG no banco de baterias e pela defasagem da corrente injetada. O valor eficaz da corrente diminui também bastante com a injeção de energia no banco de baterias, mas sofre um aumento em linha com o desfasamento da corrente. No entanto, quando o valor do ângulo de defasagem atinge o limite ( $60^\circ$ ), inicia-se uma redução linear da potência ativa do sistema de MG ( $t \approx 0,48s$ ).



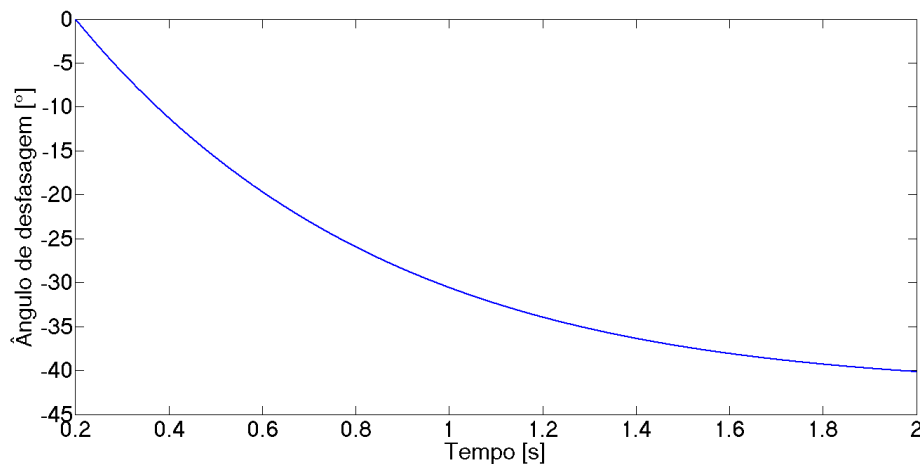
**Figura 4.11:** Redução da potência ativa do sistema de MG.

## 4.2.2 Subtensão

No caso de uma subtensão a regulação da tensão é feita utilizando a energia armazenada no banco de baterias (caso exista) para controlar a tensão no condensador ( $V_c$ ) e desfasando a corrente de saída no sentido de fornecer potência reativa à rede. Mostra-se também para este caso o andamento da tensão aos terminais do sistema ao longo do tempo e o valor do ângulo de defasagem da corrente injetada, na situação de implementação do sistema na mesma rede experimental equivalente monofásica, também utilizada para o caso de sobretensão:



**Figura 4.12:** Regulação da tensão da rede através do ângulo de defasagem - caso de subtensão.



**Figura 4.13:** Valor do ângulo da defasagem da corrente no processo de regulação da tensão - caso de subtensão.

## 4.3 Regulação da frequência

A frequência de uma rede tem de ser regulada e mantida extremamente perto ( $\pm 0,1\%$ ) do valor nominal de 50Hz (na Europa). Desvios em relação a este valor estão profundamente ligados com o equilíbrio entre produção e consumo de potência ativa. Numa rede isolada e fraca, mais adequada para a aplicação de uma regulação de frequência, a variação poderá ser maior atingindo percentagens mais elevadas. Uma frequência constante é sinónimo de um equilíbrio entre a produção e consumo de potência ativa, incluindo as perdas na rede, visto que o AE ainda não tem um papel relevante na rede. Este equilíbrio é essencial para uma operação satisfatória de um SEE.

Sabe-se que para uma rede isolada modelada por um gerador equivalente, a equação que descreve o equilíbrio da potência gerada e consumida é de acordo com [8]:

$$P_M - P_C = \frac{dW_{cin}}{dt} \quad (4.10)$$

Ou seja a diferença entre a potência mecânica ( $P_M$ ) e a potência consumida ( $P_C$ ) pela carga é igual à derivada da energia cinética das massas girantes. Visto que a energia cinética das massas girantes é dada por  $W_{cin} = \frac{1}{2}J\omega^2$ , uma variação de energia cinética provoca consequentemente uma variação da velocidade angular e da frequência [8].

Há variações constantes entre a produção e o consumo de energia. Devido à inércia dos geradores síncronos, as variações de frequência não tomam grandes proporções. No entanto, tem-se assistido a uma cada vez maior introdução de PD a partir de FER. Estas, não contribuem na maioria das vezes para o controlo da frequência e a maior parte das unidades de PD não têm inércia [37]. Assim, devido ao carácter intermitente de FER, os desvios na frequência podem ser mais frequentes e problemáticos em redes isoladas fracas.

A regulação da frequência é realizada hoje em dia através do controlo primário e secundário. O controlo primário é efetuado por ação dos geradores, que recorrendo-se de reguladores de velocidade, adaptam a energia gerada para restituir um balanço entre as potências gerada e consumida. O controlo primário não faz, porém, com que a frequência volte ao seu valor nominal, mas apenas estabiliza o valor da frequência [38]. Aí entra o controlo secundário, que tem como função restaurar o valor nominal da frequência.

Pretende-se através desta dissertação realizar, e simular, o controlo dos sistemas de PD e AE para, de forma conjunta, ajudar na regulação da frequência da rede.

### 4.3.1 Modelo do Gerador

No sentido de fazer uma regulação da frequência da rede através dos sistemas de MG e AE, criou-se um modelo Matlab de uma central de geração trifásica síncrona, regida pela equação mecânica

do sistema onde  $T_m$  é o binário mecânico e  $T_e$  o binário eletromagnético:

$$J \frac{d\omega}{dt} = T_m - T_e \quad (4.11)$$

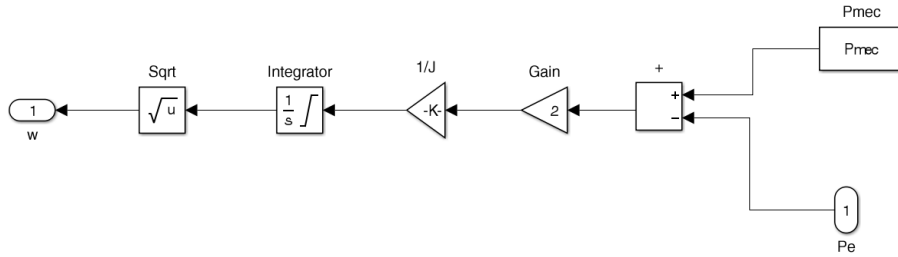
Multiplicando a eq. 4.11 em ambos os lados por  $\omega$ , obtém-se a relação de potências descrita na eq. 4.10:

$$J\omega \frac{d\omega}{dt} = \omega T_m - \omega T_e \iff \frac{1}{2} J \frac{d(\omega^2)}{dt} = P_m - P_e \quad (4.12)$$

Através da diferença entre a potência gerada e a potência elétrica consumida consegue-se obter o valor da frequência, resolvendo a equação 4.12 em ordem a  $\omega$ :

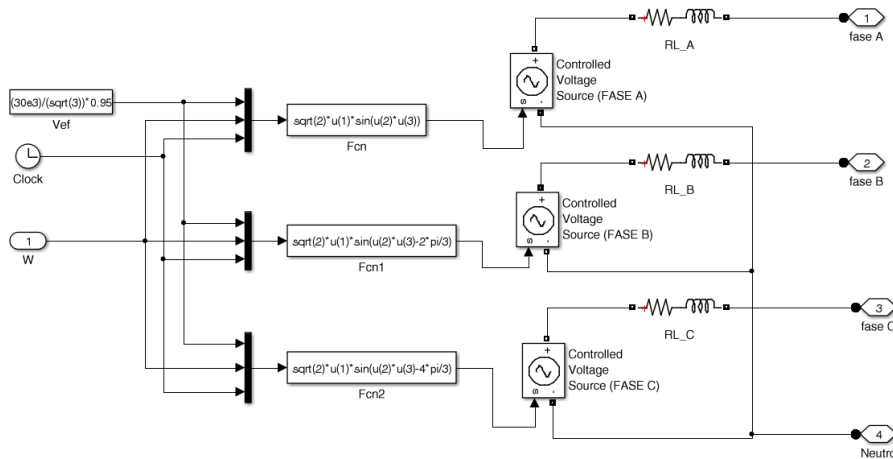
$$\omega = \int \sqrt{\frac{2(P_M - P_e)}{J}} dt + c^{te} \quad (4.13)$$

Desta forma efetuam-se leituras da rede de modo a verificar o equilíbrio das potências e calcular o frequência da rede (4.14).



**Figura 4.14:** Cálculo de  $\omega$  no modelo de MATLAB/Simulink.

O modelo para a geração trifásica no Simulink é então a seguinte:



**Figura 4.15:** Modelo do gerador trifásico na plataforma MATLAB/Simulink

A parte resistiva e indutiva do gerador foram dimensionadas como realizado na secção 2.2.

### 4.3.2 Sistema de controlo para a regulação da frequência

Como anteriormente referido, somente o controlo primário de frequência, realizado pelos reguladores de velocidade dos grupos de geração, não mantém a frequência no seu valor nominal [8]. No sentido de restituir o valor da frequência utiliza-se o controlo secundário. Nesta dissertação pretende-se por ação descentralizada dos grupos de MG e AE ajudar no controlo secundário da frequência, por via de uma repartição do ajustamento necessário por todos estes sistemas.

Para tal desenvolve-se um modelo para a regulação de uma rede isolada como em [8]. Tal como considerado em [8], admite-se que os grupos de geração ligados à rede têm um comportamento dinâmico idêntico a perturbações, e por isso serão representados na plataforma Matlab/Simulink por um grupo de geração equivalente.

A relação entre a diferença de potência gerada e consumida, e o desvio de frequência resultante pode ser descrito, recorrendo à transformada de Laplace, por [8]:

$$\Delta f(s) = \frac{K_r}{1 + sT_r} [\Delta P_M(s) - \Delta P_C(s)] \quad (4.14)$$

Define-se  $T_r$  como a constante de tempo característica da rede e  $K_r$  o fator característico da rede [8]. Sendo a elasticidade das cargas representada por  $\epsilon_f$ , a constante de tempo e o fator característico da rede são calculados da seguinte forma:

$$\begin{aligned} K_r &= \frac{1}{\epsilon_f} \frac{P_{gir}}{P_C^0} \\ T_r &= \frac{2H}{\epsilon_f} \frac{P_{gir}}{P_C^0} \end{aligned} \quad (4.15)$$

A constante de inércia  $H$  pode ser obtida recorrendo à expressão:

$$H = \frac{W_{cin}^0}{P_{gir}} \quad (4.16)$$

Denomina-se por  $W_{cin}^0$  a energia cinética armazenada nos grupos de geração em serviço nos momentos antes da perturbação <sup>4</sup> e  $P_{gir}$  a soma das potências nominais dos grupos em serviço. O modelo da rede é por isso representado pela expressão  $\frac{K_r}{1+sT_r}$  onde  $T_R$  é a constante de tempo.

Modelando o sistema de MG e AE, através do modelo do conversor  $\frac{1}{1+sT_d}$ , utiliza-se o controlo integral para tentar ajustar a frequência ao seu valor nominal. Como em [8], o valor de referência para os sistemas de MG e AE é proporcional ao integral do desvio da frequência.

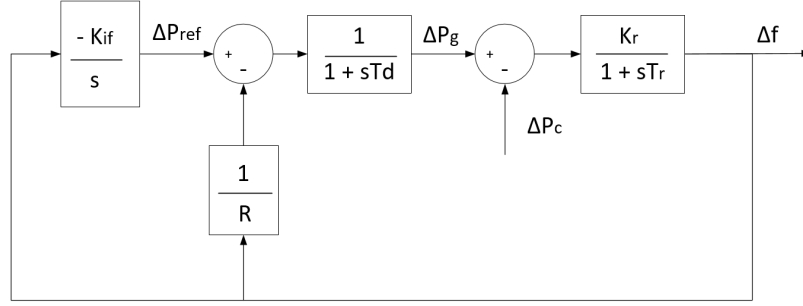
$$\Delta P_{ref}(s) = -\frac{K_{if}}{s} \Delta f(s) \quad (4.17)$$

Desta forma o diagrama de blocos para a realização do controlo secundário através de sistemas de MG e AE numa rede isolada é:

---

<sup>4</sup>O expoente <sup>0</sup> caracteriza sempre qualquer grandeza nos momentos antes de existir o desequilíbrio de potências





**Figura 4.16:** Diagrama de blocos do controlo secundário através de um sistema de MG e AE.

O valor do estatismo, representado por  $R$ , aponta a variação de frequência para quando um grupo de MG e AE passa de vazio à potência máxima.

Segundo [8], o regime aperiódico dá-se quando:

$$K_{if} = \frac{T_r}{K_r} \left( \frac{K_r}{2T_r} E_r^2 \right) \quad (4.18)$$

$E_r$  define-se como Energia reguladora da rede e define-se como:

$$E_r = \frac{1 + K_r/R}{K_r} \quad (4.19)$$

Para calcular o valor do controlo integral a utilizar neste modelo, considerou-se uma potência nominal de 4MVA fornecida por um gerador baseado nos valor descritos no anexo A. As principais características do grupo de geração são [39]:

**Tabela 4.1:** Características do grupo de geração.

Potência aparente	4MVA
Potência ativa [girante]	3,3MW
Velocidade	1500 RPM
Frequência	50Hz
Momento de inércia	150 $Kgm^2$

No sentido de calcular a constante de inércia, calculou-se primeiramente a energia cinética do grupo gerador. Esta é dada por:

$$W_{cin} = \frac{1}{2} J \omega^2 \quad (4.20)$$

$J$  corresponde ao momento de inércia do grupo gerador e  $\omega$  a sua velocidade angular. Sabendo que a velocidade angular é  $\omega = \frac{1500\pi}{30} = 157,08 \frac{rad}{s}$ , e considerando o momento de inércia definido na tabela em cima demonstrada obteve-se uma energia cinética de 1,85MJ. A constante de inércia pode ser calculada através da expressão:

$$H = \frac{W_{cin}^0}{P_{gir}} \quad (4.21)$$

Introduzindo na equação 4.21 os valores da energia cinética calculada e da potência girante retirada da tabela 4.1, a constante de inércia toma um valor de 0,57s.

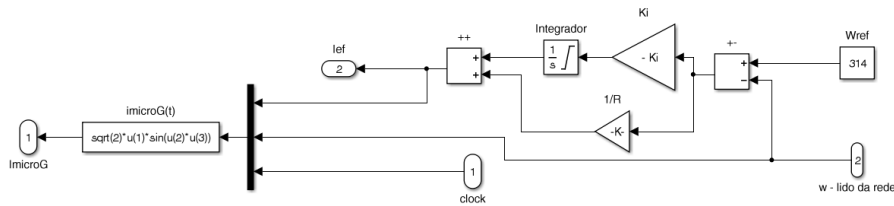
Para a descrição do modelo da rede e considerando as cargas com elasticidade em relação à frequência de  $\epsilon_f = 1, 2$ , tem-se que <sup>5</sup>

$$\begin{cases} K_r = \frac{1}{\epsilon_f} \frac{P_{gir}}{P_C^0} = 6,25 p.u \\ T_r = \frac{2H}{\epsilon_f} \frac{P_{gir}}{P_C^0} = 7,01 s \end{cases} \quad (4.22)$$

Desta forma, e sendo  $E_r = 25,16 p.u$  o ganho integral do sistema de controlo é de:

$$K_{if} = \frac{T_r}{K_r} \left( \frac{K_r}{2T_r} E_r^2 \right) = 141,106 s^{-1} \quad (4.23)$$

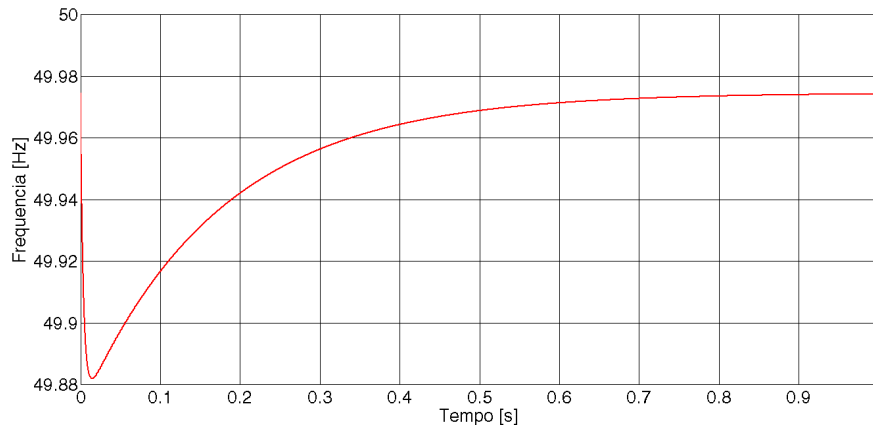
Desta maneira a representação do controlador da frequência em ambiente Matlab/Simulink é a seguinte:



**Figura 4.17:** Modelo do controlador de frequência na plataforma Matlab/Simulink a instituir em cada sistema de MG com AE.

### 4.3.3 Simulação da regulação da frequência

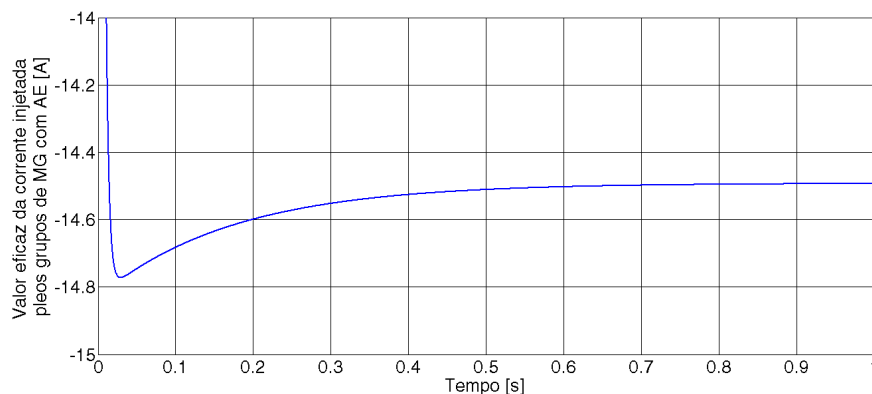
Com o objetivo de simular a ação do controlador de frequência, foi modelada uma rede trifásica com 3 cargas equivalente, ligadas em cada fase. Cada carga consome uma potência 146kW, o que equivale a uma potência total consumida pela rede de 438kW, valor muito próximo do consumido na rede de BT em cenário de ponta. A situação simulada consiste num desfasamento da potência gerada pelo grupo de geração (428kW) e a consumida (438kW). Através da ação de 3 sistemas de MG com AE, cada um ligado em cada fase, com uma potência de 3450W, é efetuada uma regulação da frequência. No início observa-se um desvio na frequência na ordem de 0,24% que depois será corrigido através da ação destes sistemas:



**Figura 4.18:** Estabilização da frequência através da ação de regulação dos sistemas propostos.

<sup>5</sup>Considerou-se uma potência consumida de  $P_C \approx 440kW$ , relativa ao cenário de ponta

Mostra-se de seguida o andamento da corrente na saída dos 3 sistemas de MG com AE. É de notar ainda que quando existe um ajuste da corrente de saída do sistema para regulação da frequência, o SAE serve de auxílio ao grupo de MG, tanto através da injeção como receção de energia.



**Figura 4.19:** Andamento das correntes de saída dos grupos de MG e AE aquando da estabilização da frequência.

## 4.4 Supervisão do Sistema

De maneira a todos os sistemas de MG com AE atuarem de forma descentralizada e saberem como responder em cada momento em função das condições da rede, e das condições inerentes ao próprio sistema, criou-se um sistema de supervisão. Este sistema de supervisão analisa algumas variáveis e escolhe os controladores que devem funcionar, no sentido do sistema responder da forma desejada.

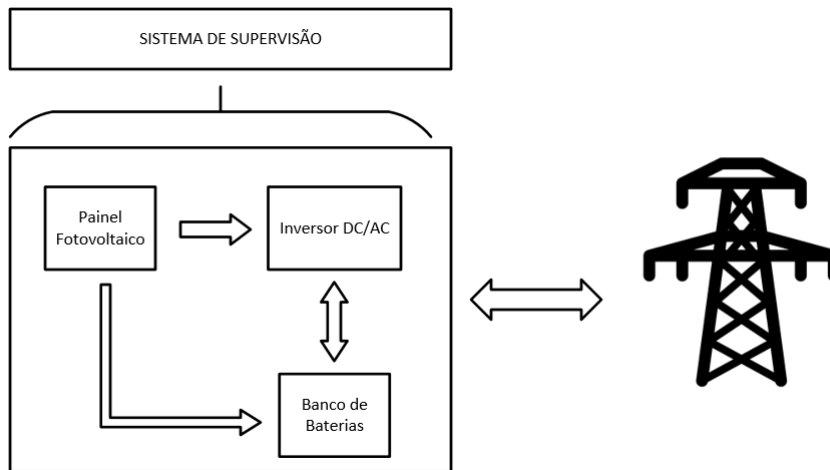
A funcionalidade do sistema pode ser dividida em dois modos de funcionamento principais:

- **Regulação da tensão ou frequência**

Sempre que o sistema de MG com AE verificar que a tensão ou a frequência estão fora dos parâmetros desejados e aceitáveis nos termos de QEE, este vai responder no sentido de estabilizar estas variáveis. O trânsito de energia no SAE será efetuado de acordo com as necessidades mais urgentes do sistema.

- **Modo normal de funcionamento e maximização das possibilidades do SAE**

Quando não há a necessidade de regular a tensão ou a frequência, o supervisor vai controlar o trânsito de energia em todo o sistema e decidir o que é mais benéfico. Os controladores atuam desta maneira de acordo com o sistema de supervisão tentando obter o maior proveito do sistema de armazenamento de energia.

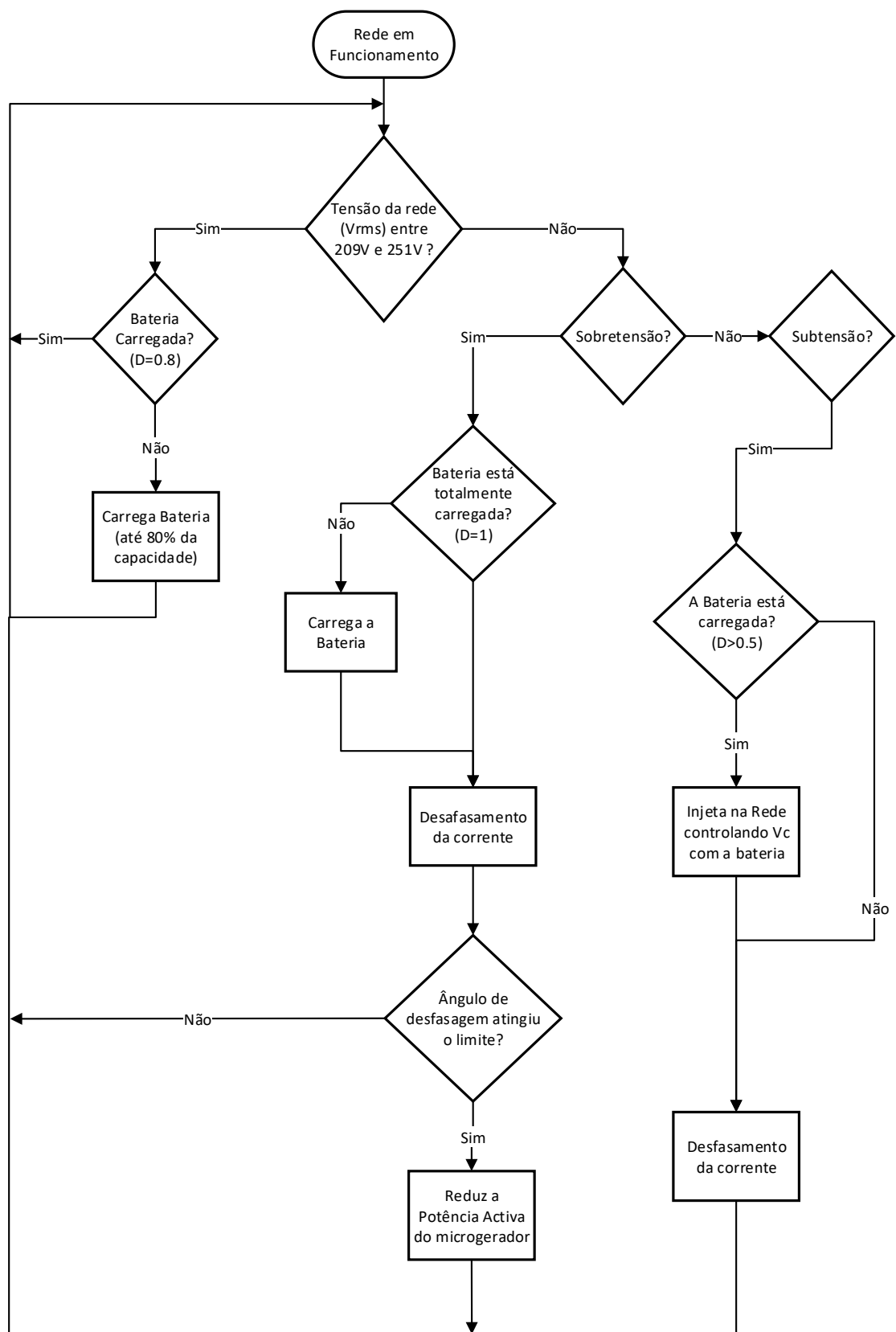


**Figura 4.20:** Esquema do sistema híbrido de MG com AE e ligação à rede (Adaptado de [40]).

Quando o sistema não é obrigado a responder às variáveis da QEE, este tenta maximizar as potencialidades do SAE na ótica do consumidor. Digamos que se trata do modo de funcionamento "normal", onde é efetuada uma gestão harmoniosa da energia gerada pela MG e das capacidades do SAE.

Assim, e de acordo com o definido pelo sistema de supervisão, o sistema de MG com AE pode operar de diversas formas, variando inclusivamente o trânsito de energia no sistema. Desta forma é possível armazenar a energia gerada na MG para ser efetuado o consumo da mesma noutra altura no tempo, injetar ou receber energia da rede para o SAE ou injetar toda a energia proveniente da MG na rede. Idealiza-se assim um sistema de supervisão capaz de escolher o modo de funcionamento mais vantajoso para o sistema.

O funcionamento do sistema desenvolvido pode ser descrito recorrendo a um fluxograma:



**Figura 4.21:** Fluxograma do sistema de supervisão.

O estado do banco de baterias desempenha um papel fundamental na gestão do sistema e na resposta que este pode ter, sobretudo ao nível a regulação de tensão. O SOC do banco de baterias indica o estado de carregamento do banco de baterias e este pode variar entre 100% (totalmente carregadas) e 0% (totalmente descarregadas). Como referido em 3.2, o SOC será baseado na medida da tensão das baterias. Desta forma, sem ser na regulação da tensão ou frequência, o estado de carregamento estará sempre entre 20% e 80%. Isto deve-se ao facto de não se poder retirar toda a energia armazenada no banco de baterias, bem como deixar uma margem de segurança para o caso em que é necessário resolver problemas relacionado com QEE (margem de 20%).

Na figura 4.21, pode-se observar a base do sistema de decisão do supervisor, na regulação da tensão e gestão do SAE. Quando não existem problemas relacionados com o valor eficaz da tensão, o sistema deve carregar o SAE sempre que possível, tendo em conta o desfasamento habitual entre produção através da MG fotovoltaica e o consumo das habitações. Os limites para o valor eficaz da tensão utilizados pelo sistema de decisão são de 209 V e 251V, diferentes dos valores descritos na norma. Porém, pretende-se deixar uma margem de segurança no sentido de salvaguardar a estabilidade e segurança do sistema.

# 5

## Simulação da Rede

Realizaram-se várias simulações com o intuito de perceber o impacto dos sistemas de MG com AE na rede modelada de BT, e verificar também o processo de regulação da tensão ou frequência da rede, quando necessário. Como não era computacionalmente possível simular a rede com todas as habitações representadas por cargas singulares, agruparam-se várias habitações em cargas equivalentes. O mesmo foi realizado com os sistemas de MG com AE. Assim, quando existe mais de um sistema de MG com AE ligado a uma das fases, realizou-se o modelo de um sistema equivalente com uma potência igual à soma dos sistemas constituintes. Desta forma, na figura 2.1 estão representados todos os grupos de MG com AE ligados à rede. Estes podem ser constituídos por um ou mais sistemas, distribuídos pelas 3 fases. Na seguinte tabela mostra-se a composição de cada grupo de MG com AE:

**Tabela 5.1:** Distribuição dos sistemas de MG com AE pelas cargas e respetivas fases.

Grupo de MG com AE	Nº de sistemas por fase (R-S-T)
1	1-1-1
2	3-3-3
3	0-1-1
4	1-0-1
5	1-1-1
6	0-0-1
RR1	3-5-5
RR2	1-1-3
RL	3-3-0

A potência total de MG tem o valor de 157,5 kW, o que corresponde a 45 unidades de MG com AE espalhadas pela rede. Isto significa que o valor da potência total de MG não ultrapassa os 25% da potência nominal do PT.

Desta forma realizaram-se simulações da rede em diferentes cenários, com e sem sistemas de MG com AE. Analisam-se três situações diferentes em termos de consumo, que se apresentam como um cenário de ponta (**Cenário 1**), ou de plena carga, em que a potência consumida é 70% da potência nominal do transformador, um cenário de vazio, onde a potência consumida é igual a

25% da potência nominal do PT (**Cenário 2**) e um cenário ainda mais drástico de super-vazio, onde a potência consumida é igual a aproximadamente 2% da potência nominal do PT (**Cenário 3**). Para além destes, considera-se ainda um cenário de uma cava de tensão onde o valor eficaz da tensão desce a valores bastante fora do permitido pela norma existente (**Cenário 4**). Os cenários a simular são então os seguintes:

**Tabela 5.2:** Cenários simulados

Cenário	Descrição
1	Situação de ponta - fator de carga de 70%
2	Situação de vazio - fator de carga de 25%
3	Situação de super-vazio - fator de carga de 2%
4	Cava de tensão na MT

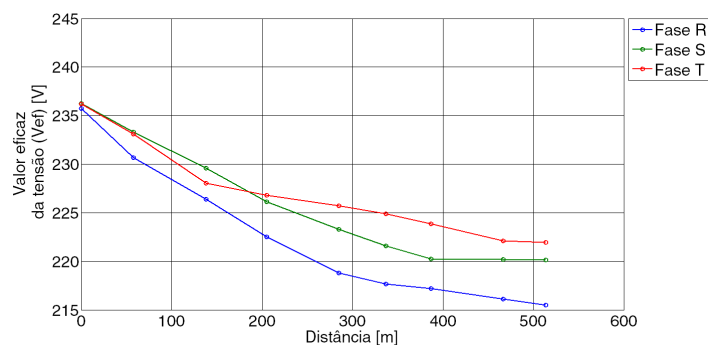
Para cada um dos cenários, considera-se inicialmente a rede sem qualquer sistema de MG com AE. Depois introduzem-se estes sistemas na rede, de forma a estudar o impacto dos mesmos. As cargas não-lineares foram desprezadas para estes cenários por aumentar significativamente a complexidade computacional do problema, e porque, para já, não serão alvo de estudo. O efeito das cargas não-lineares assume-se principalmente no aumento da Taxa de Distorção Harmónica (TDH), que para já não será considerado. Sendo assim, consideraram-se para as primeiras simulações cargas equivalentes compostas apenas por cargas RL com um fator de potência de 0,8 (valor habitual para uma carga deste género). Assumiu-se o primeiro ramal como alvo de estudo profundo, onde as análises efetuadas serão mais detalhadas. A distribuição de carga pelas fases foi feita em concordância com o descrito na tabela 2.7

## 5.1 Cenário 1 : Situação de Ponta

### 5.1.1 Caso 1: Sem MG ou AE

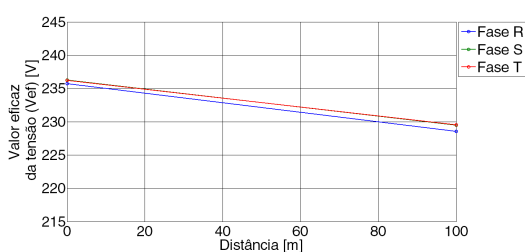
No primeiro cenário simula-se a rede numa situação de ponta, estando esta sem qualquer tipo de MG ou AE. Nota para o facto de neste caso e, devido à elevada potência de carga, existir uma grande queda de tensão. Porém, a queda de tensão não ultrapassa o limite de 8% imposto pelas normas da EDP [21]. Observa-se por isso a evolução do valor eficaz da tensão ao longo das três fases do primeiro ramal:



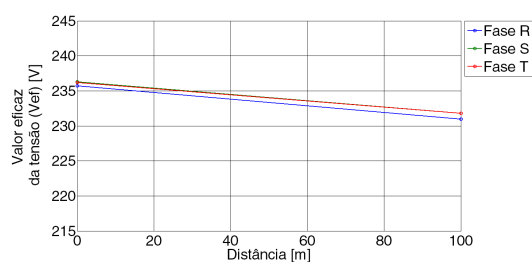


**Figura 5.1:** Cenário 1, Caso 1 : Valor eficaz da tensão ao longo do primeiro ramal.

Para os restantes ramais, pode também ser observado o perfil da tensão nos mesmos:

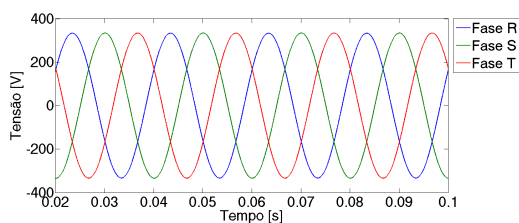


**Figura 5.2:** Cenário 1, Caso 1: Valor eficaz da tensão no segundo ramal (RR1).

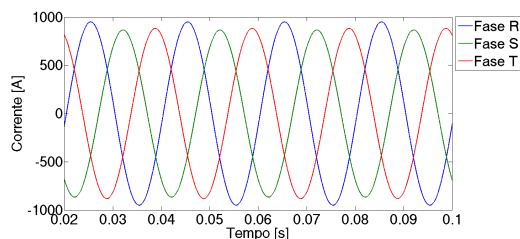


**Figura 5.3:** Cenário 1, Caso 1: Valor eficaz da tensão no terceiro e quarto ramal (RR2 e RL).

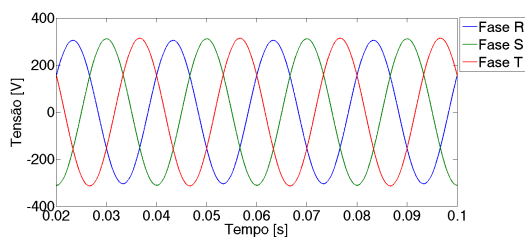
Mostra-se ainda a forma de onda das tensões e das correntes nas três fases à saída do Posto de Transformação e no Barramento 8:



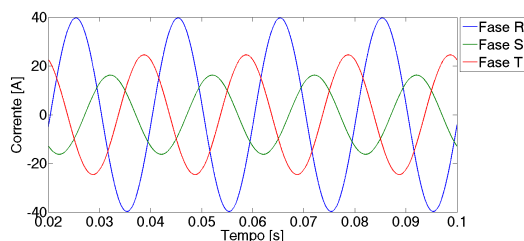
**Figura 5.4:** Cenário 1, Caso 1: Tensões nas três fases à saída do Posto de Transformação.



**Figura 5.5:** Cenário 1, Caso 1: Correntes nas três fases à saída do Posto de Transformação.



**Figura 5.6:** Cenário 1, Caso 1: Tensões nas três fases no Barramento 8.



**Figura 5.7:** Cenário 1, Caso 1: Correntes nas três fases no Barramento 8.

Para este cenário, retirou-se ainda os valores das potências ativa e reativa à saída do PT, bem como em três barramentos do R1, nomeadamente o Barramento 1 (B1), Barramento 6 (B6)

e Barramento 8 (B8). Como seria de esperar a potência vai diminuindo à medida que se está mais próximo do fim do ramal:

**Tabela 5.3:** Cenário 1, Caso 1 : Potência ativa em diversos locais da rede.

Local	Potência Ativa (P)		
	Fase R [kW]	Fase S [kW]	Fase T [kW]
PT	128,039	116,628	119,035
B1	42,748	34,034	36,186
B6	8,560	12,521	10,535
B8	4,840	2,022	3,085

**Tabela 5.4:** Cenário 1, Caso 1 : Potência reativa em diversos locais da rede.

Local	Potência Reativa (Q)		
	Fase R [kvar]	Fase S [kvar]	Fase T [kvar]
PT	93,226	85,737	86,785
B1	31,003	25,005	26,356
B6	6,423	9,368	7,831
B8	3,627	1,517	2,310

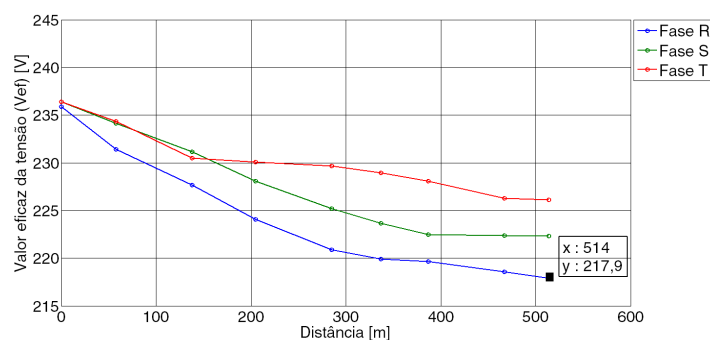
### 5.1.2 Caso 2: Injeção de energia por parte dos SAE na rede

Simula-se agora a injeção de energia na rede através dos SAE presentes no R1. No âmbito de uma RI, esta seria uma situação vantajosa para os consumidores, onde num cenário de ponta e conseqüente preço de energia mais elevado, estes poderiam vender a energia armazenada a um preço mais vantajoso. A distribuição dos sistemas de MG com AE é feita como demonstrado na figura 2.1. Considera-se porém que cada sistema de armazenamento dos diferentes grupos de MG com AE possui um SOC inicial diferente. Definem-se então as condições iniciais para os SAE:

**Tabela 5.5:** SOC dos SAE ao longo do R1.

Grupo de MG com AE	SOC inicial do banco de baterias
1	60%
2	50%
3	70%
4	40%
5	30%
6	50%

Com estes valores iniciais para o SOC dos diferentes sistemas de armazenamento, simulou-se a rede para este cenário. O perfil da tensão ao longo do R1 tem então a seguinte forma momentos depois de os sistemas iniciarem o seu processo de descarga:



**Figura 5.8:** Cenário 1, Caso 2: Valor eficaz da tensão ao longo do R1 numa situação de ponta e com os SAE a descarregar.

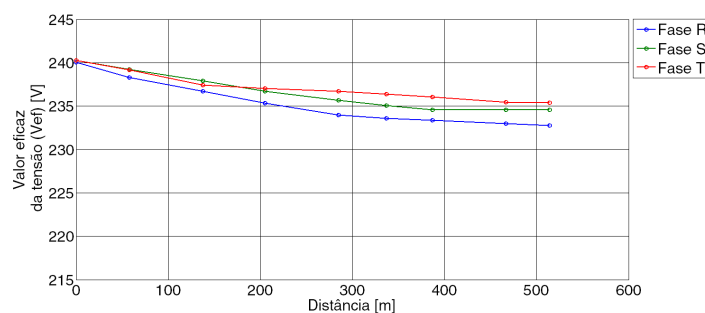
Como seria de esperar o valor eficaz da tensão ao longo dos 3 ramais sobe com a injeção de energia por parte das baterias.

## 5.2 Cenário 2: Situação de Vazio

No segundo cenário assume-se a rede com um fator de carga baixo, que corresponde a 25% da potência nominal do PT, ou seja uma situação de vazio.

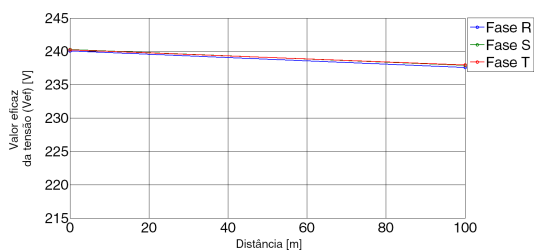
### 5.2.1 Caso 1: Sem MG ou AE

Para um caso sem qualquer tipo de MG ou AE, o perfil da evolução do valor eficaz da tensão ao longo do R1 toma a seguinte forma:

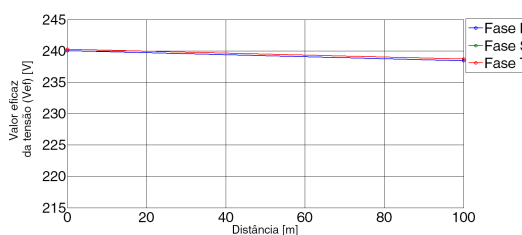


**Figura 5.9:** Cenário 2, Caso 1: Valor eficaz da tensão ao longo do R1 numa situação de vazio.

Para os outros ramais:

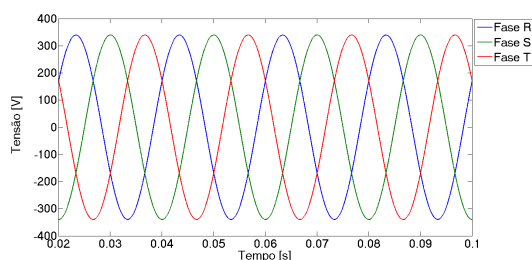


**Figura 5.10:** Cenário 2, Caso 1: Valor eficaz da tensão no segundo ramal (RR1).

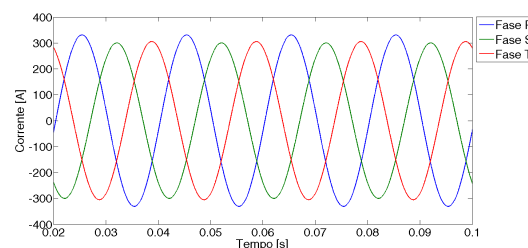


**Figura 5.11:** Cenário 2, Caso 1: Valor eficaz da tensão no terceiro e quarto ramal (RR2 e RL).

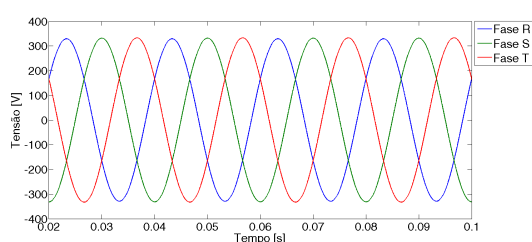
Mostra-se ainda a forma de onda das tensões e das correntes nas três fases à saída do Posto de Transformação e no Barramento 8:



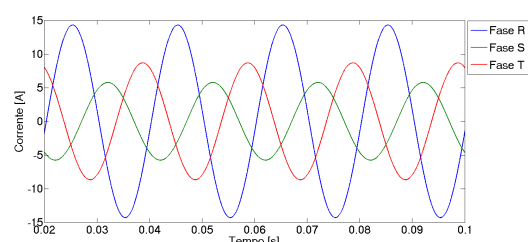
**Figura 5.12:** Cenário 2, Caso 1: Tensões nas três fases à saída do Posto de Transformação.



**Figura 5.13:** Cenário 2, Caso 1: Correntes nas três fases à saída do Posto de Transformação.



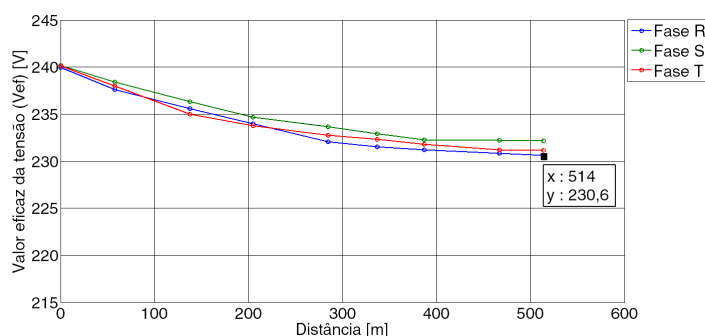
**Figura 5.14:** Cenário 2, Caso 1: Tensões nas três fases no Barramento 8.



**Figura 5.15:** Cenário 2, Caso 1: Correntes nas três fases no Barramento 8.

## 5.2.2 Caso 2: Carregamento dos SAE através da rede

Simula-se agora no mesmo cenário de vazio que os SAE se encontram a carregar. Supõe-se nesta situação de vazio que o preço da energia elétrica é baixo e não há MG disponível e prevista. Os SAE procuram assim carregar o máximo possível no sentido de retirar o maior proveito económico da situação. É atribuído o mesmo SOC inicial, como o assumido inicialmente e descrito na tabela 5.16. De forma a analisar o impacto dos mesmo, mostra-se o perfil da tensão ao longo do R1:



**Figura 5.16:** Cenário 2, Caso 2: Valor eficaz da tensão ao longo do R1 numa situação de vazio em que os SAE carregam através de energia proveniente da rede.

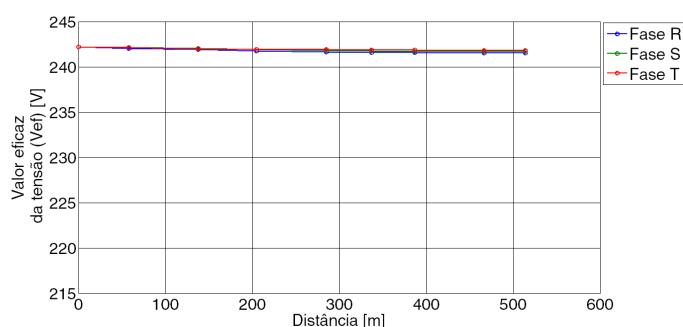
Nota para o facto de, nesta situação, o valor eficaz da tensão na fase R ser menor em sensivelmente 2V, do que no caso sem AE. O valor eficaz da tensão ao longo do ramal é menor em todos os pontos, mantendo-se dentro dos limite aceitáveis.

## 5.3 Cenário 3: Super Vazio

Neste cenário assume-se a existência de um super vazio, isto é a potência consumida corresponde a 2% da potência nominal. Este caso acontece pouco frequentemente e é típico, por exemplo, de uma tarde de Verão, em que todas as pessoas saem de casa para ir passear ou para a praia. Desta forma a potência consumida reduz drasticamente a valores que podem atingir os 2%.

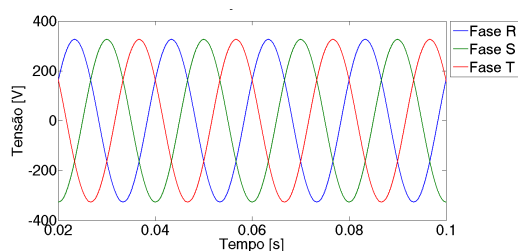
### 5.3.1 Caso 1: Sem MG ou AE

Aquando de um funcionamento da rede sem a presença MG e AE, o fator de carga é muito baixo, e por isso espera-se uma queda de tensão muito pequena ao longo do rede, ou seja o perfil da tensão manter-se-á constante. O perfil da tensão ao longo do R1 é então o seguinte:

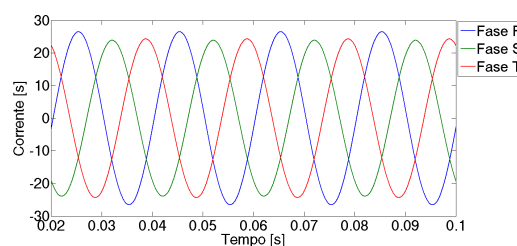


**Figura 5.17:** Cenário 3, Caso 1 : Valor eficaz da tensão ao longo do R1 numa situação de super vazio, sem a presença de MG ou AE.

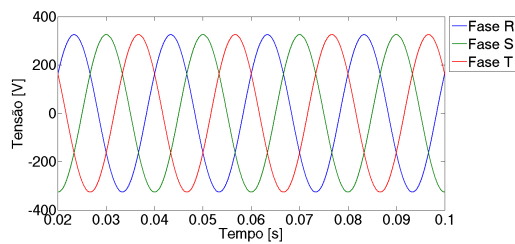
Repare-se como para este caso a queda de tensão desde o início ao fim do ramal é bastante pequena. Mostra-se ainda a forma de onda das tensões e das correntes nas três fases à saída do Posto de Transformação e no Barramento 8:



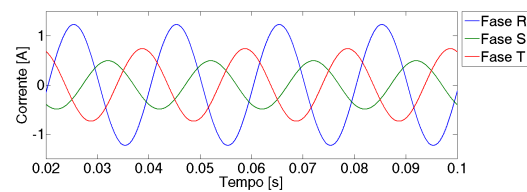
**Figura 5.18:** Cenário 3, Caso 1: Tensões nas três fases à saída do Posto de Transformação.



**Figura 5.19:** Cenário 3, Caso 1: Correntes nas três fases à saída do Posto de Transformação.



**Figura 5.20:** Cenário 3, Caso 1: Tensões nas três fases no Barramento 8.



**Figura 5.21:** Cenário 3, Caso 1: Correntes nas três fases no Barramento 8.

Novamente, retiram-se alguns valores da potência ativa e reativa em pontos da rede, que se consideram preponderantes para o estudo do sistema. Assim sendo, para a potência ativa:

**Tabela 5.6:** Cenário 3, Caso 1 : Potência ativa em diversos locais da rede.

Local	Potência Ativa (P)		
	Fase R [kW]	Fase S [kW]	Fase T [kW]
PT	3,817	3,439	3,501
B1	1,404	1,038	1,159
B6	0,309	0,437	0,358
B8	0,176	0,071	0,106

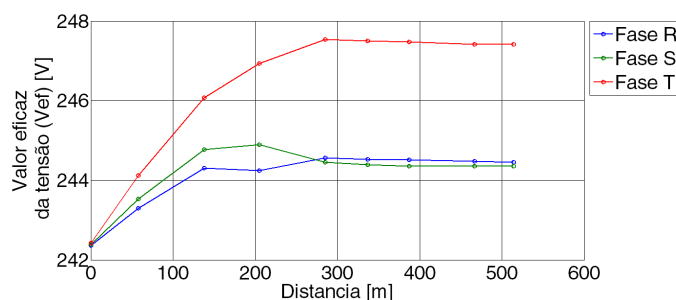
Já para a potência reativa os valores são os seguintes:

**Tabela 5.7:** Cenário 3, Caso 1 : Potência reativa em diversos locais da rede.

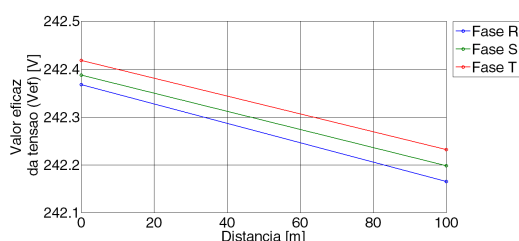
Local	Potência Reativa (Q)		
	Fase R [kvar]	Fase S [kvar]	Fase T [kvar]
PT	2,860	2,578	2,623
B1	1,052	0,823	0,869
B6	0,232	0,328	0,269
B8	0,132	0,053	0,080

### 5.3.2 Caso 2 : Rede com presença de MG nos grupos próximos do PT

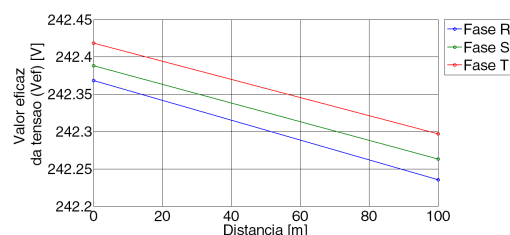
Para este caso, continua a considerar-se a rede num cenário de super vazio. No entanto, os grupos de MG mais próximos do PT (Grupos de microgeração 1,2,3 e 4) encontram-se a ligados à rede a fornecer a potência nominal (3450W por cada sistema isolado). Espera-se uma subida do valor eficaz da tensão até ao último grupo de MG ativo. A injeção de potência ativa por parte dos grupos de MG causa uma inversão do trânsito de energia e um consequente aumento de tensão. No entanto, é relevante observar que pelos grupos de MG se encontrarem próximos do PT a subida do valor eficaz mantém-se dentro dos limites definidos na norma NP EN 50160.



**Figura 5.22:** Cenário 3, Caso 2 : Valor eficaz da tensão ao longo do R1 numa situação de super vazio com MG nos Barramentos 1, 2, 3 e 4.



**Figura 5.23:** Cenário 3, Caso 2 : Valor eficaz da tensão no segundo ramal RR1 numa situação de super vazio com MG nos Barramentos 1, 2, 3 e 4.



**Figura 5.24:** Cenário 3, Caso 2 : Valor eficaz da tensão no terceiro e quarto ramal (RR2 e RL numa situação de super vazio com MG nos Barramento 1, 2, 3 e 4.

O aumento do valor eficaz explica-se pela injeção de potência por parte dos grupos de MG, que desta forma invertem o sentido do trânsito de energia. Assim, esta inversão no trânsito de energia poderá ser visível nos valores retirados para a potência ativa nos mesmos locais da tabela 5.6:

**Tabela 5.8:** Cenário 3, Caso 2 : Potência ativa em diversos locais da rede.

Local	Potência Ativa (P)		
	Fase R [kW]	Fase S [kW]	Fase T [kW]
PT	-13,370	-13,732	-16,950
B1	-15,850	-15,151	-19,442
B6	0,317	0,447	0,335
B8	0,181	0,072	0,111

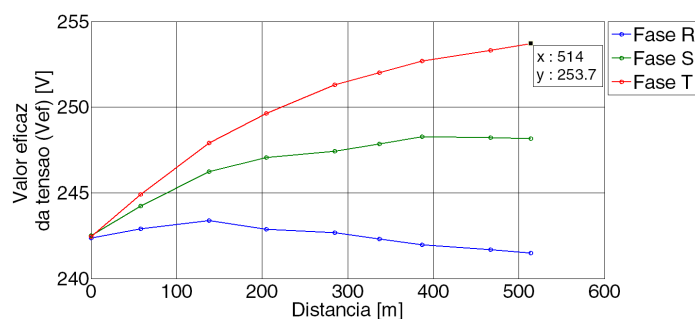
Quanto à potência reativa, foram lidos os seguintes valores:

**Tabela 5.9:** Cenário 3, Caso 2 : Potência reativa em diversos locais da rede.

Local	Potência Reativa (Q)		
	Fase R [kvar]	Fase S [kvar]	Fase T [kvar]
PT	2,963	2,604	2,670
B1	1,115	0,839	0,868
B6	0,238	0,335	0,282
B8	0,136	0,054	0,083

### 5.3.3 Caso 3: Rede com presença de MG em todo o primeiro ramal

Acrescentou-se agora MG no final do R1, nomeadamente através dos grupos de MG nos barramentos 6 e 8. Assim o perfil da tensão ao longo do R1 passa a ser o seguinte:



**Figura 5.25:** Cenário 3, Caso 3 : Valor eficaz da tensão ao longo do R1 numa situação de super vazio com MG em todo o ramal.

É de notar a existência de uma sobretensão no barramento 8, no final do primeiro ramal. Como seria de esperar, com a introdução de MG numa zona mais distante do PT, é criada uma sobretensão, onde o valor eficaz da tensão ultrapassa o estabelecido na norma.

O valor das potências ao longo do R1 obtidas foram as seguintes:

**Tabela 5.10:** Cenário 3, Caso 3 : Potência ativa em diversos locais da rede.

Local	Potência Ativa (P)		
	Fase R [kW]	Fase S [kW]	Fase T [kW]
PT	-16,65	-16,97	-23,23
B1	-19,15	-19,43	-25,84
B6	-3,13	-2,99	-6,50
B8	0,18	0,73	-3,33

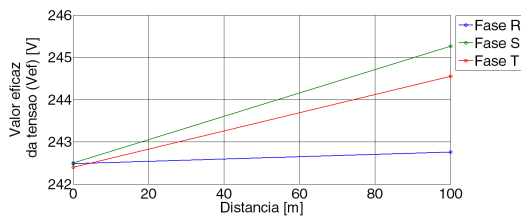
**Tabela 5.11:** Cenário 3, Caso 3 : Potência reativa em diversos locais da rede.

Local	Potência Reativa (Q)		
	Fase R [kvar]	Fase S [kvar]	Fase T [kvar]
PT	3,71	3,22	4,151
B1	1,83	1,47	2,31
B6	0,27	0,37	0,36
B8	0,14	0,05	0,12

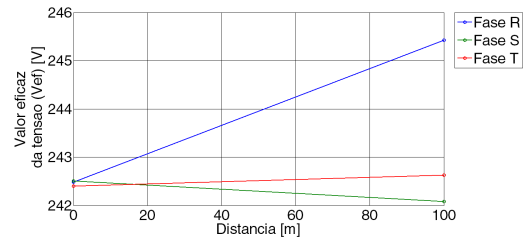
### 5.3.4 Cenário 3.1 : Rede com presença de MG nas redes rurais e na rede local

Na presença de MG nas duas redes rurais e na rede local, o perfil da tensão nestes ramais é o seguinte:

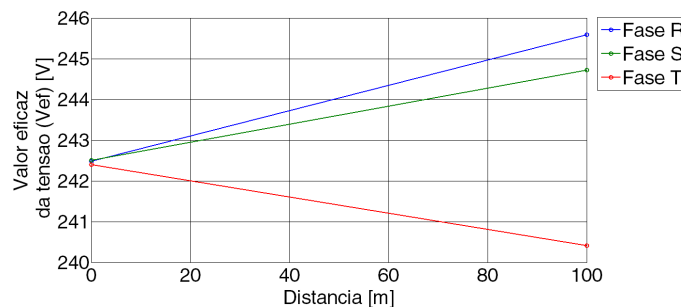




**Figura 5.26:** Valor eficaz da tensão ao longo do segundo ramal (RR1) numa situação de super vazio com MG nas redes rurais e rede local.



**Figura 5.27:** Valor eficaz da tensão ao longo do terceiro ramal (RR2) numa situação de super vazio com MG nas redes rurais e rede local.



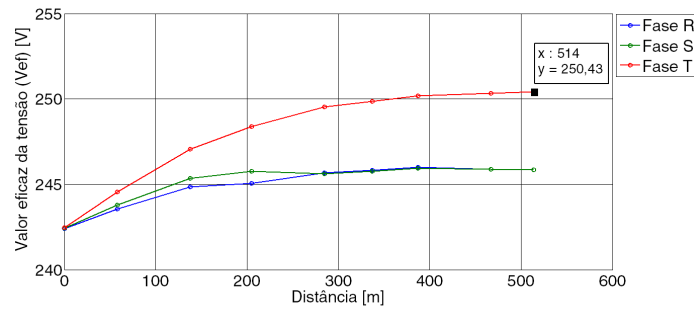
**Figura 5.28:** Valor eficaz da tensão ao longo do quarto ramal (RL) numa situação de super vazio com MG nas redes rurais e rede local.

Observa-se que para nenhum destes casos a tensão ultrapassa o limite estabelecido.

## 5.4 Introdução de sistemas de controlo e supervisão nos grupos de MG com AE

### 5.4.1 Sistema de supervisão no último grupo de MG com AE (Grupo de MG com AE 6)

Introduz-se primeiramente o sistema de supervisão no último sistema de MG com AE. Simula-se de seguida o cenário 3, no caso em que existe MG em todo o primeiro ramal (caso 3) e consequentemente uma sobretensão aos terminais do sistema de MG com AE colocado na carga 8 e no B8. Assegura-se que todos os controladores e toda a capacidade do sistema (incluindo SAE) podem ser utilizados através do sistema de supervisão, atuando consoante as necessidades do sistema. O SOC inicial considerado é o mesmo de no cenário 1, caso 2 (SOC=0,5). Desta forma espera-se que o sistema consiga regular a tensão aos seus terminais e continuar a funcionar no ponto de potência máxima, diminuindo desta forma a tensão no B8. Observa-se, por isso, o impacto do sistema de supervisão no valor eficaz da tensão ao longo do primeiro ramal:



**Figura 5.29:** Valor eficaz da tensão ao longo do R1 para o cenário 3, caso 3 numa situação de implementação de supervisão no último sistema de MG com AE.

O sistema de supervisão lê o valor eficaz da tensão aos seus terminais e verifica a existência de sobretensão. Considerando o carregamento dos SAE como em 5.16, a ação do sistema de supervisão será de imediato carregar o sistema de AE através da energia que advém da MG. Tal verificou-se na execução da simulação, e constatou-se ainda que o valor eficaz da tensão baixou significativamente para o valor de 250,43 (figura 5.29). Este valor já se encontra dentro das normas e padrões definido na QEE, sendo por isso mitigada a sobretensão.

As potências lidas ao longo do primeiro ramal foram as seguintes:

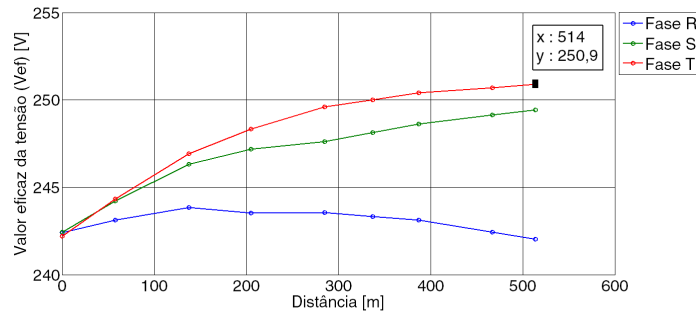
**Tabela 5.12:** Atuação do sistema de supervisão através do SAE: Potência ativa em diversos locais da rede.

Local	Potência Ativa (P)		
	Fase R [kW]	Fase S [kW]	Fase T [kW]
PT	-16,61	-16,97	-20,98
B1	-19,12	-19,43	-23,53
B6	-3,133	-2,99	-4,023
B8	0,183	0,731	-0,842

**Tabela 5.13:** Atuação do sistema de supervisão através do SAE: Potência reativa em diversos locais da rede.

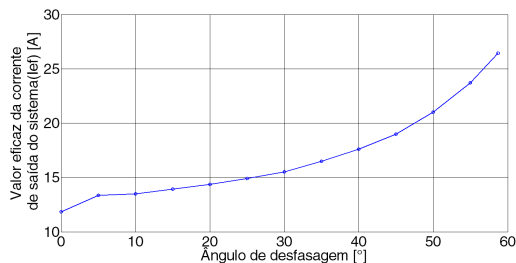
Local	Potência Reativa (Q)		
	Fase R [kvar]	Fase S [kvar]	Fase T [kvar]
PT	3,674	3,252	3,301
B1	1,807	1,485	1,479
B6	0,272	0,371	0,117
B8	0,137	0,055	-0,115

Considerou-se ainda o cenário de o banco de baterias poder estar totalmente carregado e, por isso, o fluxo de energia para o mesmo ser impossível. Desta forma, o sistema de supervisão controlará o sistema para recorrer ao método de potência reativa de forma a tentar mitigar a sobretensão existente. O perfil da tensão toma por isso a seguinte forma:

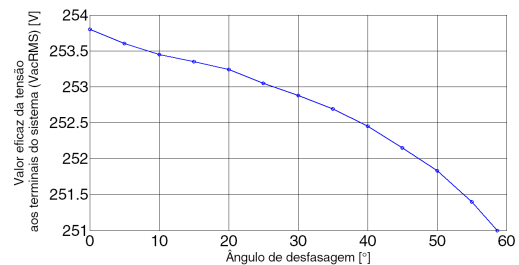


**Figura 5.30:** Valor eficaz da tensão ao longo do R1 para o cenário 3, caso 3 numa situação de implementação de supervisão no último sistema de MG com AE, mas com o banco de baterias totalmente carregado (SOC=100%).

Mostra-se ainda o andamento do valor eficaz da corrente de saída do sistema em função do ângulo de defasagem, bem como o valor eficaz da tensão aos terminais do sistema:



**Figura 5.31:** Valor eficaz da corrente de saída do sistema em função do ângulo de defasagem.



**Figura 5.32:** Valor eficaz da tensão aos terminais do sistema em função do ângulo de defasagem.

Admite-se que nesta situação o ângulo pode atingir os  $60^\circ$ , mas tal pode ser gravoso na realidade devido à magnitude da corrente para este caso. Como pode ser observado na figura 5.31, para valores de ângulo de defasagem superiores a cerca de  $35^\circ$ , o valor eficaz da corrente ultrapassa os 16A, o que na maioria das vezes não é suportado pelos inversores utilizados. Depois de aplicar o ângulo de defasagem à corrente injetada pelo sistema mediu-se ainda a potência ativa e reativa novamente nos pontos de interesse da rede de BT:

**Tabela 5.14:** Atuação do sistema de supervisão através do SAE: Potência ativa em diversos locais da rede, com o sistema de AE totalmente carregado.

Local	Potência Ativa (P)		
	Fase R [kW]	Fase S [kW]	Fase T [kW]
PT	-16,727	-16,853	-23,100
B1	-19,204	-19,338	-25,721
B6	-3,138	-2,987	-6,459
B8	0,177	0,075	-3,336

**Tabela 5.15:** Atuação do sistema de supervisão através do SAE: Potência reativa em diversos locais da rede, com o sistema de AE totalmente carregado.

Local	Potência Reativa (Q)		
	Fase R [kvar]	Fase S [kvar]	Fase T [kvar]
PT	3,615	3,192	7,310
B1	1,762	1,448	7,310
B6	0,267	0,378	5,798
B8	0,133	0,057	5,550

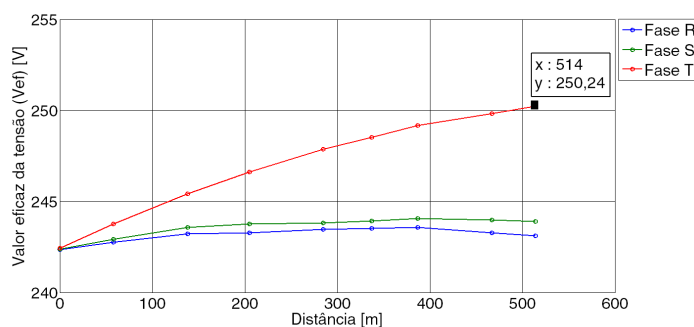
## 5.4.2 Supervisão em todos os sistemas do R1

Colocam-se de seguida sistemas de supervisão em todos os sistemas de MG com AE implementados no R1. No entanto, considera-se primeiramente que os SAE mais próximos do PT, nomeadamente dos barramentos 1, 2, 3 e 4 estão descarregados enquanto os mais distantes estão totalmente carregados (SOC = 1) e, por isso mesmo, impossibilitados de receber energia. Desta forma:

**Tabela 5.16:** SOC dos SAE ao longo do R1.

Grupo de MG com AE	SOC inicial do banco de baterias
1	20%
2	20%
3	20%
4	20%
5	100%
6	100%

Desta maneira o perfil da tensão ao longo do R1 é o seguinte:



**Figura 5.33:** Valor eficaz da tensão ao longo do R1 para o cenário 3, caso 3 numa situação de implementação de supervisão em todos os sistemas de MG com AE, onde os SAE mais distantes possuem SOC=1.

**Tabela 5.17:** Supervisão em todos os sistemas do R1: Potência ativa em diversos locais da rede.

Local	Potência Ativa (P)		
	Fase R [kW]	Fase S [kW]	Fase T [kW]
PT	-3,395	-6,064	-7,914
B1	-5,813	-8,433	-10,300
B6	-0,683	-3,031	-4,030
B8	0,177	0,073	-0,843

**Tabela 5.18:** Supervisão em todos os sistemas do R1: Potência reativa em diversos locais da rede.

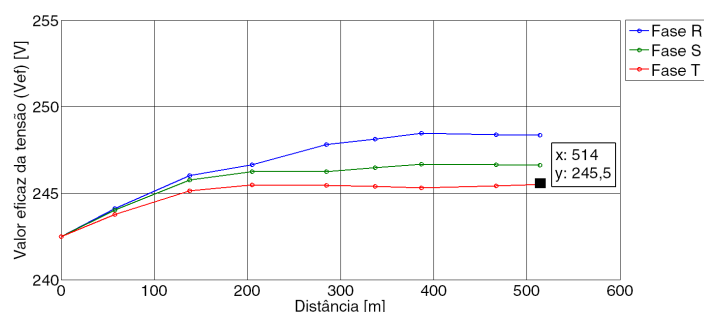
Local	Potência Reativa (Q)		
	Fase R [kvar]	Fase S [kvar]	Fase T [kvar]
PT	2,118	1,802	1,552
B1	0,303	0,048	-0,226
B6	0,045	0,138	-0,116
B8	0,133	0,055	-0,112

Assumindo agora um novo estado de carga inicial para os SAE, considera-se que todos os SAE presentes no R1 se encontram carregados a 80% do seu estado total de carga. Quer isto dizer que apenas 20% da capacidade de armazenamento se encontra disponível. Esta é a margem de segurança garantida pelos sistemas de supervisão no sentido de ajudar a mitigar problemas relacionados com QEE, em caso de necessidade mais urgente. O sistema de supervisão vai por isso ordenar o carregamento do sistema de armazenamento de energia, apenas no caso de existir uma sobretensão lida aos terminais do sistema de MG com AE.

**Tabela 5.19:** SOC dos SAE ao longo do R1 - todos com SOC = 80%.

Grupo de MG com AE	SOC inicial do banco de baterias
1	80%
2	80%
3	80%
4	80%
5	80%
6	80%

Espera-se por isso apenas o funcionamento dos sistemas de MG com AE da fase T, nas cargas ligadas ao barramento 4, 5 e 6, ou seja, aquelas onde será lida uma sobretensão nos terminais do sistema. Desta forma, observa-se o valor eficaz da tensão também no R1:



**Figura 5.34:** Valor eficaz da tensão ao longo do R1 para o cenário 3, caso 3 numa situação de implementação de supervisão em todos os sistemas do ramal 1 e SOC = 0,8.

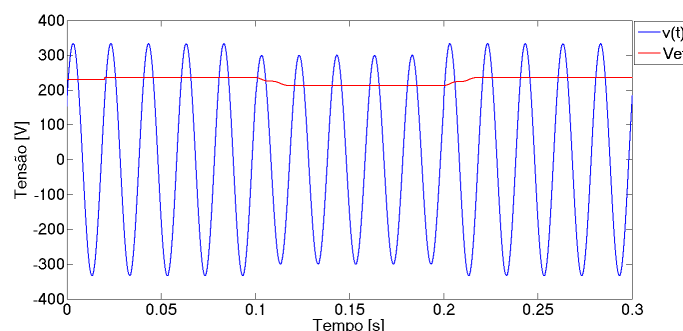
A ação de regulação acima antecipada verifica-se e o valor eficaz da tensão na fase T desce substancialmente, tornando-se até a fase com o perfil de tensão mais baixo, tendo um valor de 245,5V no final do ramal. Os dados apresentados, referentes ao valor eficaz da tensão (fig. 5.34), foram retirados quando o estado de carga nos três sistemas de armazenamento, correspondentes

aos grupos de MG com AE afetados, era aproximadamente 85%.

## 5.5 Cenário 4: Cava de Tensão

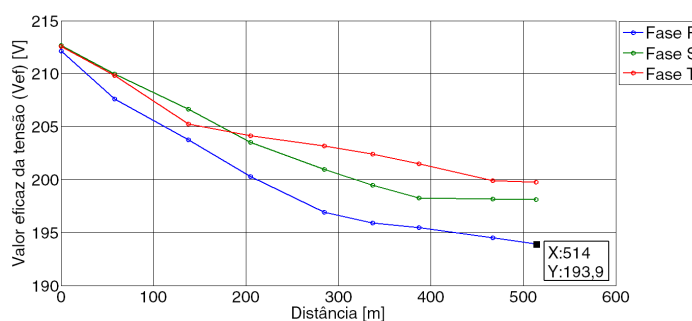
Para este caso considera-se existir uma cava de tensão na rede de BT. Aquando de uma cava de tensão, existe uma diminuição de um momento para outro do valor eficaz da tensão numa das fases (ou em mais que uma), abaixo dos 90% até ao limite de 1% durante períodos de 10ms a 1 minuto [24].

Para este caso, e outra vez em conjunto, todos os sistemas de MG e AE devem funcionar no sentido de mitigar a cava de tensão. Espera-se que os SAE injetem toda a energia na rede de maneira a combater esta situação. Simula-se primeiro a rede de BT sem sistemas de MG com AE e uma cava com a duração de 5 períodos. Esta cava acontece na MT, onde o valor eficaz da tensão desce a 90% do valor nominal. A evolução da tensão à saída do PT na fase R durante a cava, bem como em momentos anteriores e posteriores está representada na figura seguinte:



**Figura 5.35:** Tensão na fase R para o cenário de cava de tensão sem injeção por parte dos SAE.

Relembra-se que o perfil da tensão nos momentos anteriores e posteriores à cava é o mesmo já demonstrado na situação de ponta. Durante a situação de cava o perfil da tensão ao longo do R1 é o seguinte:



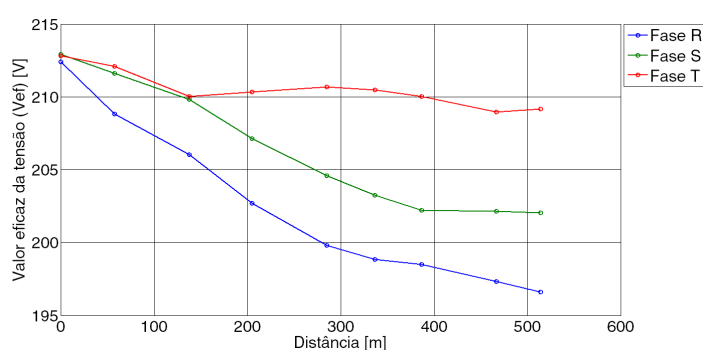
**Figura 5.36:** Perfil da tensão no R1 durante a cava de tensão.

Quando se dá a cava ( $t=0,1s$ ) os SAE injetam a potência possível na rede. Considerou-se todos os SAE com SOC inicial de 80%. As potências de saída lidas em todos os grupos de MG com AE passado alguns instantes da cava iniciar foram:

**Tabela 5.20:** Potências injetadas pelos grupos de MG com AE.

Grupo de MG com AE	Potência injectada por fase		
	$P_R$ [W]	$P_S$ [W]	$P_T$ [W]
1	-2584	-2581	-2583
2	-7749	-7739	-7744
3	-	-2579	-2581
4	-2583	-	-2579
5	-2583	-	-2581
6	-	-	-2581

Apresenta-se agora o efeito da injeção de potência por parte dos SAE no perfil da tensão durante a cava:



**Figura 5.37:** Perfil da tensão no R1 durante a cava de tensão com injeção por parte dos SAE.

A cava não foi combatida em todas as fases do sistema. Apenas na fase T se conseguiu combater totalmente a cava, mantendo o perfil da tensão nesta fase sempre acima dos valores definidos pela norma de QEE.





# 6

## Conclusões e sugestões de trabalho futuro

### 6.1 Conclusões

O foco desta dissertação era o desenvolvimento de um sistema híbrido que complementasse a microgeração através de um sistema de armazenamento de energia. Pretendia-se através de um conjunto de sistemas deste tipo, implementados numa rede rural de BT, ajudar no ajuste da tensão e frequência quando os valores limite descritos através da norma NP EN 50160 não eram cumpridos. O foco era, por isso mesmo, a contribuição destes sistemas na resolução de problemas relacionados com a QEE.

De maneira a poder observar o impacto destes sistemas, foi desenvolvido um modelo de uma rede de BT na plataforma *Matlab/Simulink* (Capítulo 2), bem como um modelo para um sistema de MG com AE na mesma plataforma (Capítulo 3). Um conjunto destes sistemas foi colocado na rede e o perfil da tensão ao longo da mesma avaliado. Desenvolveu-se ainda uma rede equivalente isolada, de menor dimensão, onde foi estudado o impacto de tais sistemas no ajuste da frequência.

Foram realizadas diversas simulações, com cenários e fatores de carga diferentes. Estudou-se primeiramente o impacto da introdução de sistemas de MG em alguns locais, sublinhando o aparecimento de sobretensões para o caso de um super vazio nos pontos mais distantes do PT. Foi observado na Figura 5.25 o aparecimento de uma sobretensão no último barramento do primeiro ramal no valor de 253,7V, sendo portanto este valor 10,3%, maior que o valor eficaz habitual da baixa tensão. Confirmou-se assim a inversão do trânsito de potência através de leituras das potências transitadas em alguns dos barramentos. Seguidamente, introduziram-se sistemas de supervisão, capazes de atuar em função das variáveis da rede.

Os sistemas de supervisão atuam sobre os controladores desenvolvidos para o sistema de MG com AE, decidindo sobre a direção do fluxo de energia dentro do próprio sistema. O controlo de tensão é realizado tanto através do controlo da potência reativa, como através da potência ativa inje-

tada, utilizando para tal as capacidades do SAE de receber ou injetar energia. O controle da potência reativa é efetuado com a regulação em cadeia fechada da defasagem da corrente injetada.

Com a implementação de um sistema de supervisão no último sistema de MG com AE no R1 da rede desenvolvida, onde é lida uma sobretensão no cenário de super vazio, verificou-se, que este era capaz de regular a tensão aos seus terminais para valores abaixo dos limites definidos pela norma NP EN 50160 aquando de uma sobretensão, tanto exclusivamente através do método de potência reativa (Figura 5.30, Figura 5.32, Figura 5.33 ), para o caso de o SAE estar totalmente carregado, bem como para o caso em que existe a possibilidade de injetar energia no mesmo (Figura 5.29). Em ambos os casos verifica-se a mitigação da sobretensão aos terminais do sistema e uma redução significativa do valor eficaz da tensão. A redução da tensão no final do ramal é na ordem dos 3V, que corresponde a 1,2% do valor eficaz de tensão anteriormente obtido. No caso de o sistema de MG poder injetar potência no AE, a potência ativa total do sistema injetada na rede reduz a cerca de 1/3, o que provoca uma descida na tensão de 3V e o desaparecimento da sobretensão.

No momento da aplicação de sistemas de supervisão em todos os grupos de MG com AE do R1, observou-se também a regulação do perfil da tensão ao longo do ramal, deixando de existir sobretensão no seu final. Experimentou-se o caso de os grupos de MG com AE mais longe do PT terem os SAE totalmente carregados, bem como a situação onde todos os SAE estão com o estado de carga a 80%. Nos dois casos, os sistemas de supervisão de forma descentralizada mostraram ser capazes de ajudar no ajustamento do perfil de tensão e mitigar a sobretensão previamente existente no final do ramal.

Aquando de uma cava de tensão, considerou-se que a tensão na MT decresce a 90% do seu valor nominal. A cava de tensão foi mitigada com sucesso numa das fases da rede (fase T), através do conjunto dos sistemas de MG com AE. Para este cenário observou-se uma cava de tensão simétrica nas três fases da rede. A potência dos sistemas de MG com AE corresponde no total dos 4 ramos a 25% da potência nominal do transformador. Porém, considerou-se apenas a injeção de potência por parte dos sistemas de MG com AE do primeiro ramal no sentido de combater a cava. Estes não são, por isso, capazes de no seu conjunto regular a tensão das três fases. No entanto, e com uma maior integração no futuro de PD, espera-se obter uma maior potência de sistemas deste tipo ligados à rede, sendo por isso possível ambicionar uma resposta mais forte. Foi, apesar disso, verificado que para o caso de estudo efetuado a regulação de uma cava numa das fases da rede é possível.

No caso de uma rede isolada foi também testado o ajuste da frequência, através de um sistema em cadeia fechada implementado em cada sistema. Aquando de um desvio na ordem dos 0,2% em relação ao valor nominal da frequência, verificou-se a rápida intervenção dos sistemas presentes na rede atuando na estabilização do valor da frequência, demorando cerca de 0,9s a estabilizar .

Verificou-se que através duma ação descentralizada, e com base na resposta conjunta de vários grupos de MG com AE, estes sistemas podem ajudar na melhoria da QEE. A implementação de SAE juntamente com a MG pode ajudar ainda numa melhor integração da PD através de FER, bem como contribuir para uma otimização da energia gerada através de FER, contribuindo para um uso mais eficiente da mesma.

## **6.2 Sugestões de trabalho futuro**

Sugere-se como trabalho futuro, a implementação de um sistema deste tipo, com capacidade de responder a outras variáveis de entrada para além do valor eficaz da tensão e frequência. No âmbito de uma rede inteligente, ou da existência de *real time pricing* (regime de preços dinâmicos), idealiza-se uma gestão da energia de um sistema de MG com AE no sentido de maximizar o seu potencial económico, retirando desta forma os maiores benefícios para o consumidor.

Neste seguimento, propõe-se a otimização do sistema de supervisão de forma a responder eficazmente a uma maior quantidade de variáveis de entrada, bem como a uma variação da potência de MG.



# Bibliografia

- [1] Comissão das Comunidades Europeias, “Duas vezes 20 até 2020 - as alterações climáticas, uma oportunidade para a europa,” <http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=COM:2008:0030:FIN:PT:PDF>, 1 de Janeiro 2008, [Acedido em: 13.09.2016].
- [2] Us Energy Information Administration, “International energy outlook 2016,” [http://www.eia.gov/forecasts/ieo/pdf/0484\(2016\).pdf](http://www.eia.gov/forecasts/ieo/pdf/0484(2016).pdf), May 2016, [Acedido em: 10.10.2016].
- [3] [Acedido em: 12.10.2016]. [Online]. Available: <https://gailtheactuary.files.wordpress.com/2012/03/world-energy-consumption-by-source.png>
- [4] Rui Castro, *Uma Introdução às Energias Renováveis: Eólica, Fotovoltaica e Mini-hídrica*. IST Press, 2011.
- [5] EDP, [Acedido em: 13.10.2016]. [Online]. Available: [http://www.edp.pt/pt/sustentabilidade/ambiente/energiasrenovaveis/Pages/energias\\_renovaveis.aspx](http://www.edp.pt/pt/sustentabilidade/ambiente/energiasrenovaveis/Pages/energias_renovaveis.aspx)
- [6] Portal das Energias Renováveis, [Acedido em: 13.10.2016]. [Online]. Available: [http://energiasrenovaveis.com/DetalheConceitos.asp?ID\\_conteudo=47&ID\\_area=8&ID\\_sub\\_area=27](http://energiasrenovaveis.com/DetalheConceitos.asp?ID_conteudo=47&ID_area=8&ID_sub_area=27)
- [7] Noctula, [Acedido em: 13.10.2016]. [Online]. Available: <http://noctula.pt/energia-solar/>
- [8] José Pedro Sucena Paiva, *Redes de Energia Eléctrica. Uma Análise Sistemica*. IST Press, 2015.
- [9] International Electrotechnical Commission, “Electrical Energy Storage,” 2011.
- [10] J. P. Lopes, N. Hatziaargyriou, J. Mutale, P. Djapic, and N. Jenkins, “Integrating distributed generation into electric power systems: A review of drivers, challenges and opportunities,” *Electric Power Systems Research*, vol. 77, no. 9, pp. 1189 – 1203, 2007, distributed Generation. [Online]. Available: <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0378779606001908>
- [11] M. Saso, Evgueniy Entchev, Peter Tzscheutschler, “Impact of microgeneration systems on the low-voltage electricity grid,” *Energy in Buildings and Communities Programme*, October 2014.
- [12] E. J. Coster, J. M. A. Myrzik, B. Kruimer, and W. L. Kling, “Integration issues of distributed generation in distribution grids,” *Proceedings of the IEEE*, vol. 99, no. 1, pp. 28–39, Jan 2011.

- [13] Ministério do Ambiente, Ordenamento do Território e Energia, “Decreto-lei n.º 153/2014, de 20 de outubro,” *Diário da República* n.º 153/2014, Série I, de 20.10.2014, Páginas 5298 - 5311.
- [14] Portal Energia, [Acedido em: 12.10.2016]. [Online]. Available: <http://www.portal-energia.com/microgeracao-em-portugal/>
- [15] Shisheng Huang, Bri-Mathias S. Hodge, Joseph F. Pekny, Gintaras V. Reklaitis, “The value of battery storage and discharge logic with solar microgeneration,” *Computer Aided Chemical Engineering*, pp. 28:1081–1086, 2010.
- [16] [Acedido em: 12.10.2016]. [Online]. Available: <http://www.segen.co.uk/co.uk/systemtypes>
- [17] H. Chen, T. N. Cong, W. Yang, C. Tan, Y. Li, and Y. Ding, “Progress in electrical energy storage system: A critical review,” *Progress in Natural Science*, vol. 19, no. 3, pp. 291 – 312, 2009. [Online]. Available: <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S100200710800381X>
- [18] Ana Sofia Ferreira Alcobia, “Regulação de tensão nas redes de baixa tensão auxiliada por microprodutores,” Master’s thesis, Insituto Superior Técnico, Outubro 2015.
- [19] Filipa Isabel Félix Bernardes, “Compensação de sobretensões originadas por sistemas de microgeração em redes de baixa tensão,” Master’s thesis, Instituto Superior Técnico, Abril 2014.
- [20] J. Tant, F. Geth, D. Six, P. Tant, and J. Driesen, “Multiobjective battery storage to improve pv integration in residential distribution grids,” *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, vol. 4, no. 1, pp. 182–191, Jan 2013.
- [21] Edp distribuição, *Ligação de clientes de baixa tensão - Soluções técnicas normalizadas*, 5th ed., EDP distribuição : DNT - Direcção de Normalização e Tecnologias, Maio 2007, [Acedido em: 10.10.2016]. [Online]. Available: <https://www.edpdistribuicao.pt/pt/ligacaoRede/baixaTens%C3%A3o/Baixa%20Tenso/DITC14100N.pdf>
- [22] [Acedido em: 11.10.2016]. [Online]. Available: <http://www.edp.pt/pt/fornecedores/seguranca/redededistribuicao/Pages/RededeDistribui%C3%A7%C3%A3o.aspxl>
- [23] Pedro Alexandre Almeida Gonçalves, “Conversores comutados para a mitigação de sobretensões originadas por sistemas de microgeração na rede de distribuição de baixa tensão,” Master’s thesis, Instituto Superior Técnico, Abril 2014.
- [24] EDP, “Manual da qualidade da energia eléctrica,” Dezembro 2015.
- [25] José Fernando Alves da Silva, “Electrical power quality,” Slides de SAA, Novembro 2013.
- [26] —, *Electrónica Industrial*, 2nd ed. Fundação Calouste Gulbenkian, 2013.
- [27] —, “Rectifiers,” Slides de SAA, November 2014.
- [28] EUROBAT, “Battery energy storage in the eu - barriers, opportunities and benefits,” Online, 2016, [Acedido em: 9.9.2016]. [Online]. Available: [http://eurobat.org/sites/default/files/eurobat\\_batteryenergystorage\\_web\\_0.pdf](http://eurobat.org/sites/default/files/eurobat_batteryenergystorage_web_0.pdf)

- [29] J. Garche and B. Scrosati, "Lithium batteries: Status, prospects and future," *Journal of Power Sources*, May 2010.
- [30] José Fernando Alves da Silva, "Energy storage for autonomous systems," Slides de SAA, February 2015.
- [31] [Acedido em 11 de Outubro de 2016]. [Online]. Available: <http://optimum-china.en.made-in-china.com/product/uoXnimlZfFpd/China-Solar-Storage-System-Lithium-Battery-48V-100ah.html>
- [32] Richard M. Murray, Zexiang Li, S. Shankar Sastry, "A mathematical introduction to robotic manipulation," CRC Press, 1994, [Acedido em: 14.10.2016]. [Online]. Available: <http://www.cds.caltech.edu/~murray/courses/cds101/fa02/caltech/mls93-lyap.pdf>
- [33] P. S. Boyd, "Lecture 12 : Basic lyapunov theory," Online, Winter 2008-09, stanford University - EE363 course [Acedido em: 12.10.2016]. [Online]. Available: <http://stanford.edu/class/ee363/lectures/lyap.pdf>
- [34] Professor Stanislaw H. Zak, "Purdue university - school of electrical and computer engineering," Fall 2013, eCE 680 [Acedido em: 12.10.2016]. [Online]. Available: [https://engineering.purdue.edu/~zak/ECE680/Lyapunov\\_ECE\\_680.pdf](https://engineering.purdue.edu/~zak/ECE680/Lyapunov_ECE_680.pdf)
- [35] A. D. Martin, J. M. Cano, J. F. A. Silva, and J. R. Vázquez, "Backstepping control of smart grid-connected distributed photovoltaic power supplies for telecom equipment," *IEEE Transactions on Energy Conversion*, vol. 30, no. 4, pp. 1496–1504, Dec 2015.
- [36] A. Sofia Alcobia, Sónia P. F. Pinto, J. Fernando A Silva, "Processo e sistema de regulação descentralizada de microgeradores para mitigação de sobretensões permanentes em redes elétricas de baixa tensão," Patente, 25 de Janeiro 2016.
- [37] J. Morren, "Grid support by power electronic converters of distributed generation units," Ph.D. dissertation, TU Delft, November 2006.
- [38] N. Resources Subcommittee, "Balancing and frequency control," January 26 2011.
- [39] AvK, [Acedido em: 09.10.2016]. [Online]. Available: [http://stamford-avk.com/data-sheets?field\\_poles\\_value\\_selective=All&field\\_model\\_value\\_selective=DSG%2099](http://stamford-avk.com/data-sheets?field_poles_value_selective=All&field_model_value_selective=DSG%2099)
- [40] [Acedido em: 11.10.2016]. [Online]. Available: <http://micropower-global.com/about-us/>
- [41] Merlin Gerin, "Transformadores de distribuição herméticos," [http://rolearmais.pt/ficheiros\\_produtos/TRF\\_oleo.pdf](http://rolearmais.pt/ficheiros_produtos/TRF_oleo.pdf), 2004, [Acedido em: 03.10.2016].



## Anexo A

### características eléctricas para o material de 36 kV de isolamento

Potência estipulada (kVA)	50	100	160	250	400	630	800	1000	1250	1600	2000
tensão primária estipulada	de 24 kV até limite máximo de 36 kV incluída regulação										
tensão secundária	400 V ou 420 V										
em vazio	(±2.5%, ±5%), (±2.5%, + 5%, + 7.5%)										
regulação sem tensão											
grupo de ligação	Dyn05	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
perdas em vazio (W)	230	380	520	780	1120	1450	1700	2000	2360	2800	3300
perdas por carga a 75°C (W)	1250	1950	2550	3500	4900	6650	8500	10500	13500	17000	20200
tensão de curto-circuito (%)	4.5	4.5	4.5	4.5	4.5	4.5	6	6	6	6	6
corrente em vazio	100% Un	3.8	3.0	2.5	2.4	2.2	1.8	1.6	1.5	1.4	1.3
	110% Un	10.0	8.0	7.0	6.0	5.5	5.0	4.5	4.0	3.5	3.0
queda de tensão a plena carga	cosφ = 1	2.57	2.03	1.68	1.49	1.32	1.16	1.23	1.22	1.25	1.23
	cosφ = 0.8	4.26	4.02	3.83	3.72	3.62	3.51	4.48	4.47	4.49	4.48
Rendimento	100%	97.13	97.72	98.12	98.32	98.51	98.73	98.75	98.77	98.75	98.78
	cosφ = 0.8	96.43	97.17	97.66	97.91	98.15	98.41	98.44	98.46	98.44	98.47
	75%	97.57	98.07	98.39	98.56	98.72	98.91	98.94	98.96	98.95	98.98
	cosφ = 0.8	96.98	97.60	98.00	98.20	98.41	98.64	98.67	98.70	98.69	98.72
	50%	97.88	98.29	98.57	98.70	98.84	99.02	99.06	99.08	99.09	99.12
	cosφ = 0.8	97.36	97.88	98.21	98.38	98.55	98.78	98.83	98.86	98.86	98.90
	25%	97.59	98.03	98.33	98.43	98.59	98.83	98.90	98.95	98.99	99.04
	cosφ = 0.8	97.01	97.55	97.92	98.04	98.25	98.54	98.62	98.69	98.73	98.81
ruído dB(A)	potência acústica Lwa	52	56	59	62	65	67	68	68	70	71

Figura A.1: Características do transformador utilizado na rede de BT [41].

<b>AvK</b>		<b>Technical Data Sheet for AvK-Alternators</b>			<b>FM 7.3-5</b>		
Date: Project No.:		08/01/14		Customer: AvK Reference:		GENERIC DATASHEET only dsg099m1_4_50_690_A048M980	
<b>Object data:</b>							
Site:		Stationary Power Plant		Prime Mover:			
Application:				Manufacturer:			
<b>Generator data:</b>							
Generator:		DSG 99 M1/4		Poles:		4	
Rated power:		4130 kVA				Standards: IEC 60034	
Power factor:		0.80		3304 kWe		3413 kWm	
Power at pf 1,0		3324 kVA		3324 kWe		3413 kWm	
Rated voltage:		0.69 kV					
Speed:		1500 1/min					
Frequency:		50 Hz				Voltage range / frequency range:	
Rated current:		3455.7 A				Zone A according IEC 60034-1 (dU = +/-5%, df = +/-2%)	
<b>Winding pitch:</b>							
Insulation class:		Stator: Class H		Rotor: Class H		Temperature rise: H	
Ambient temperature:		40 ° C		Environment:		Standard environment	
Site altitude:		1000 m					
Enclosure:		IP23		Filter:			
Cooling:		IC 01 - Open-circuit ventilation					
Coolant:		Ambient Air		Temperature		40 ° C	
				Coolant:		Temperature Air inlet generator:	
				Cooling air vol.:		Cooling water quantity:	
Moment of inertia (I):		150 kgm²		Weight:		Losses (environment):	
						Losses (cooling):	

Figura A.2: Características do gerador utilizado para a criação do modelo do grupo de geração [39].



# B

## Anexo B

A cada uma das linhas da rede modelada de BT foi atribuído um número de identificação. Na tabela seguinte procede-se à descrição de cada uma das linhas presentes na rede:

**Tabela B.1:** Descrição das linhas da rede.

Linha	Descrição
1	Ligação entre o PT e o B1
2	Ligação entre B1 e B2
3	Ligação entre B2 e B3
4	Ligação entre B3 e B4
5	Ligação entre B4 e B5
6	Ligação entre B5 e B6
7	Ligação entre B6 e B7
8	Ligação entre B7 e B8
9	Ligação entre B1 e Carga 1
10	Ligação entre B2 e Carga 2
11	Ligação entre B3 e Carga 3
12	Ligação entre B4 e Carga 4
13	Ligação entre B5 e Carga 5
14	Ligação entre B6 e Carga 6
15	Ligação entre B7 e Carga 7
16	Ligação entre B8 e Carga 8
17	Ligação entre o PT e a RR1
18	Ligação entre o PT e a RR2
19	Ligação entre o PT e a RL



## Anexo C

Valores detalhados do valor eficaz da tensão ao longo do R1 para as simulações do:

### Cenário 1 (Situação de Ponta):

Barramento	Valor eficaz ( $V_{ef}$ )		
	R [V]	S [V]	T [V]
DPT	235,71	236,27	236,19
1	230,67	233,30	233,11
2	226,37	229,60	228,02
3	222,53	226,11	226,80
4	218,78	223,29	225,73
5	217,64	221,61	224,89
6	217,18	220,26	223,87
7	216,12	220,20	222,09
8	215,47	220,15	221,94

**Tabela C.1:** Cenário 1, Caso 1: Situação de ponta sem MG ou AE - Valores eficazes detalhados da tensão ao longo do R1.

Barramento	Valor eficaz ( $V_{ef}$ )		
	R [V]	S [V]	T [V]
DPT	235,86	236,42	236,37
1	231,41	234,15	234,36
2	227,68	231,17	230,48
3	224,08	228,05	230,08
4	220,90	225,20	229,65
5	219,93	223,66	228,96
6	219,63	222,46	228,07
7	218,57	222,39	226,28
8	217,92	222,33	226,14

**Tabela C.2:** Cenário 1, Caso 2: Situação de ponta e injeção de energia dos SAE na rede.

### Cenário 2 (Situação de Vazio):

Barramento	Valor eficaz ( $V_{ef}$ )		
	R [V]	S [V]	T [V]
DPT	240,06	240,27	240,24
1	238,27	239,22	239,19
2	236,72	237,92	237,44
3	235,34	236,68	237,03
4	233,98	235,67	236,68
5	233,56	235,07	236,40
6	233,39	234,59	236,04
7	233,00	234,57	235,42
8	232,77	234,55	235,37

**Tabela C.3:** Cenário 2: Situação de vazio sem MG ou AE - Valores eficazes detalhados da tensão ao longo do R1.

Barramento	Valor eficaz ( $V_{ef}$ )		
	R [V]	S [V]	T [V]
DPT	239,97	240,19	240,14
1	237,62	238,48	238,00
2	235,56	236,33	235,01
3	233,97	234,66	233,77
4	232,08	233,69	232,73
5	231,51	232,88	232,31
6	231,19	232,24	231,81
7	230,82	232,20	231,22
8	230,60	232,17	231,17

**Tabela C.4:** Cenário 2, Caso 2: Situação de vazio com carregamento dos SAE através de energia proveniente da rede.

**Cenário 3 (Situação de super vazio, com e sem sistemas de MG e AE e respetiva supervisão):**

Barramento	Valor eficaz ( $V_{ef}$ )		
	R [V]	S [V]	T [V]
DPT	242,19	242,21	242,21
1	242,03	242,12	242,12
2	241,89	242,00	241,96
3	241,77	241,89	241,93
4	241,64	241,80	241,90
5	241,61	241,75	241,87
6	241,59	241,70	241,84
7	241,56	241,70	241,79
8	241,53	241,69	241,78

**Tabela C.5:** Cenário 3, caso 1: Situação de super vazio sem MG - Valores eficazes detalhados da tensão ao longo do R1.

Barramento	Valor eficaz ( $V_{ef}$ )		
	R [V]	S [V]	T [V]
DPT	242,40	242,43	242,49
1	243,40	243,79	244,91
2	244,50	245,32	247,87
3	244,52	245,70	249,58
4	244,94	245,54	251,21
5	244,96	245,58	251,86
6	245,00	245,82	252,48
7	244,70	245,75	253,11
8	244,52	245,71	253,51

**Tabela C.7:** Cenário 3, Caso 3: Situação de super vazio com presença de MG em todo o R1 - Valores eficazes detalhados da tensão ao longo do R1.

Barramento	Valor eficaz ( $V_{ef}$ )		
	R [V]	S [V]	T [V]
DPT	242,37	242,39	242,42
1	243,30	243,54	244,12
2	244,31	244,77	246,08
3	244,25	244,90	246,93
4	244,57	244,45	247,53
5	244,53	244,40	247,51
6	244,51	244,35	247,48
7	244,48	244,35	247,42
8	244,46	244,35	247,41

**Tabela C.6:** Cenário 3, caso 2: Situação de super vazio com presença de MG nos grupos próximos do PT - Valores eficazes detalhados da tensão ao longo do R1.

Barramento	Valor eficaz ( $V_{ef}$ )		
	R [V]	S [V]	T [V]
DPT	242,40	242,43	242,47
1	243,55	243,80	244,56
2	244,85	245,35	247,06
3	245,04	245,75	248,37
4	245,66	245,62	249,52
5	245,82	245,77	249,86
6	245,99	245,93	250,17
7	245,89	245,89	250,32
8	245,84	245,86	250,43

**Tabela C.8:** Supervisão: Situação de super vazio com presença de MG em todo o R1 e sistema de supervisão no último grupo do ramal - Valores eficazes detalhados da tensão ao longo do R1.

Barramento	Valor eficaz ( $V_{ef}$ )		
	R [V]	S [V]	T [V]
DPT	242,41	242,43	242,20
1	243,12	244,21	244,34
2	243,83	246,32	246,93
3	243,53	247,18	248,40
4	243,55	247,62	249,60
5	243,32	248,13	250,02
6	243,12	248,63	250,42
7	242,43	249,14	250,70
8	242,02	249,44	250,91

**Tabela C.9:** Supervisão: Situação de super vazio com presença de MG em todo o R1 e sistema de supervisão no último sistema do ramal mas com SOC=1 - Valores eficazes detalhados da tensão ao longo do R1.

Barramento	Valor eficaz ( $V_{ef}$ )		
	R [V]	S [V]	T [V]
DPT	242,36	242,37	242,44
1	242,75	242,93	243,76
2	243,23	243,57	245,43
3	243,27	243,76	246,61
4	243,47	243,81	247,86
5	243,51	243,94	248,53
6	243,58	244,07	249,16
7	243,28	243,97	249,82
8	243,11	243,91	250,24

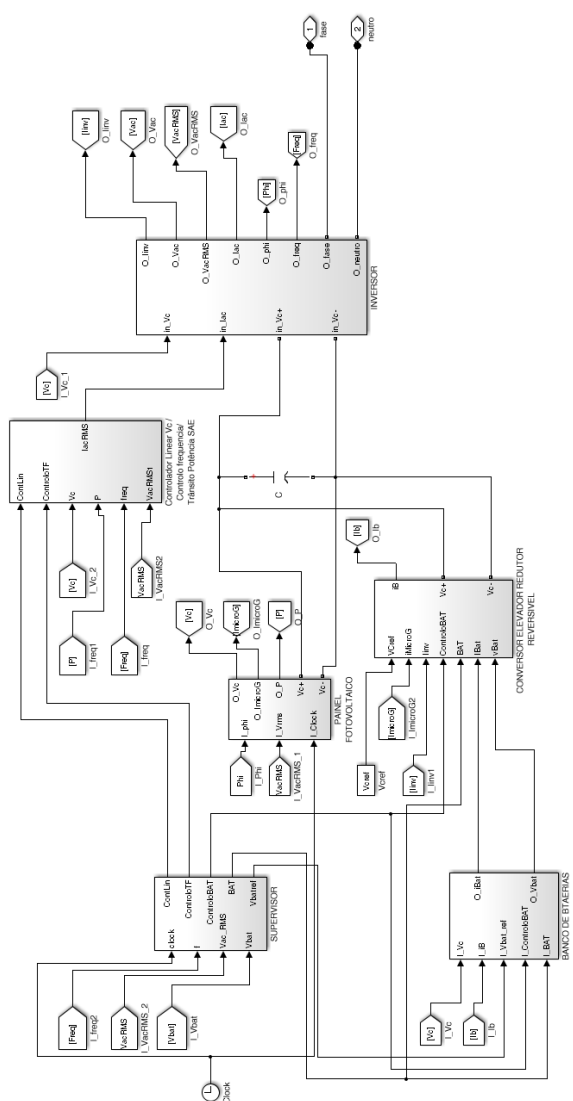
**Tabela C.10:** Supervisão: Situação de super vazio com presença de MG em todo o R1 e sistemas de supervisão em todos os sistemas (os mais próximos do PT descarregados e os no final carregados) - Valores eficazes detalhados da tensão ao longo do R1.

Barramento	Valor eficaz ( $V_{ef}$ )		
	R [V]	S [V]	T [V]
DPT	242,49	242,50	242,50
1	244,11	244,02	243,77
2	246,03	245,75	245,14
3	246,66	246,26	245,48
4	247,80	246,27	245,44
5	248,13	246,47	245,38
6	248,40	246,68	245,31
7	248,39	246,64	245,41
8	248,34	246,61	245,50

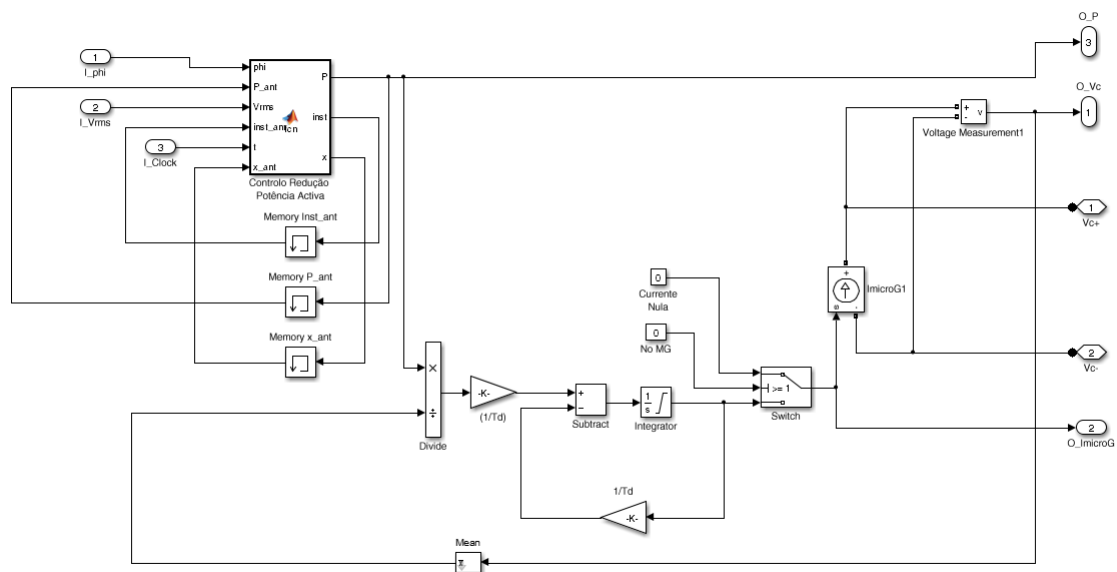
**Tabela C.11:** Supervisão: Situação de super vazio com presença de MG em todo o R1 e sistemas de supervisão em todos os sistemas (Todos com SOC=80%) - Valores eficazes detalhados da tensão ao longo do R1.

# D

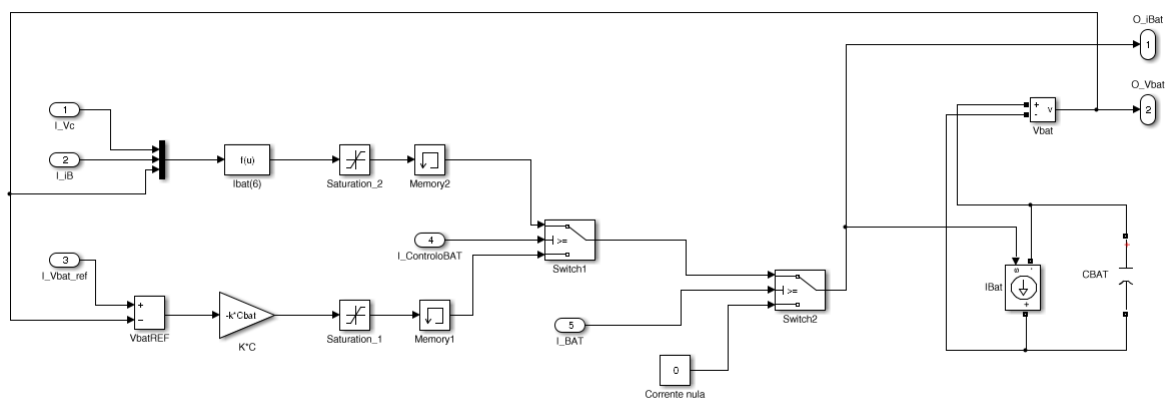
## Anexo D



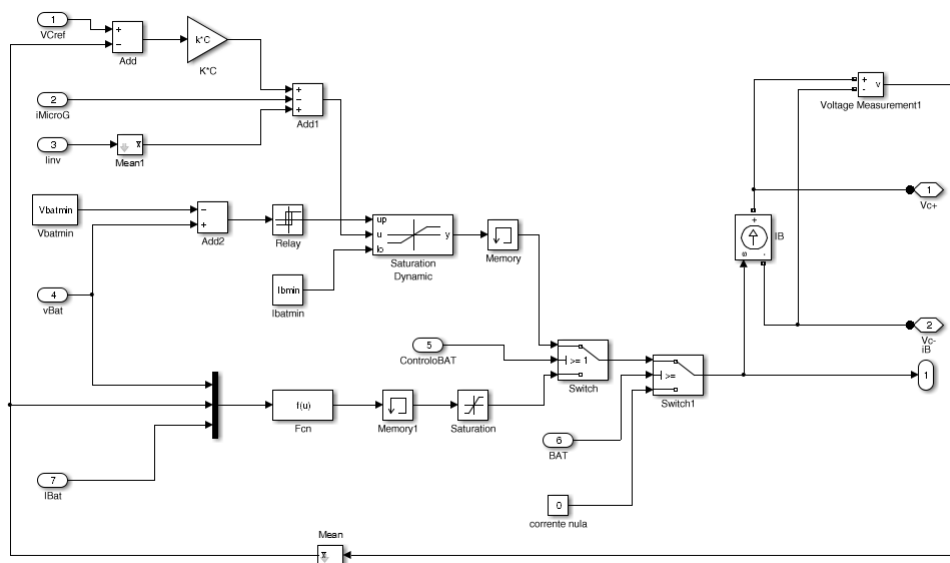
**Figura D.1:** Modelo do sistema de microgeração com armazenamento de energia na plataforma Matlab/Simulink.



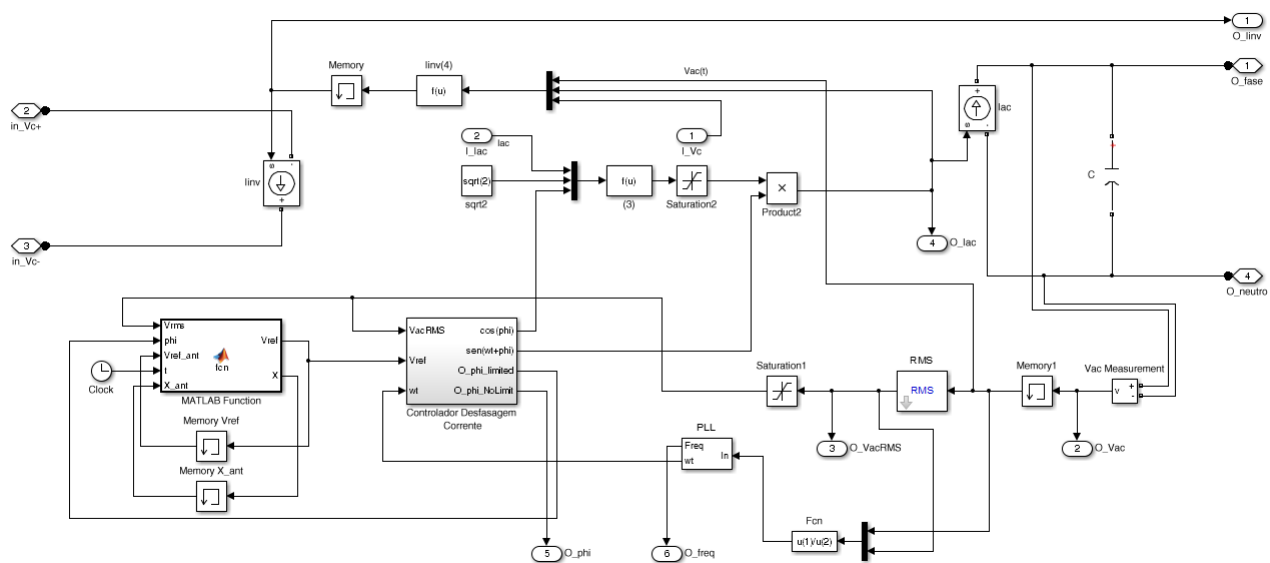
**Figura D.2:** Modelo do sistema de microgeração na plataforma Matlab/Simulink.



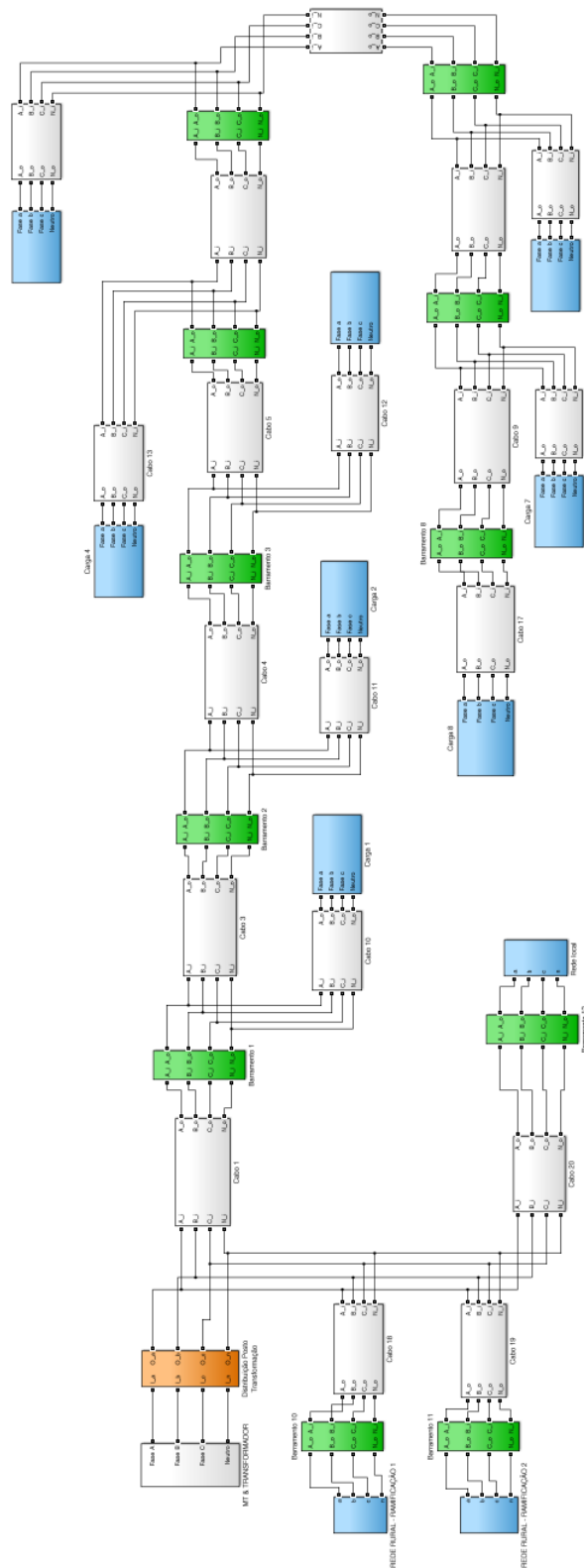
**Figura D.3:** Modelo do banco de baterias na plataforma Matlab/Simulink.



**Figura D.4:** Modelo do conversor elevador-redutor reversível na plataforma Matlab/Simulink.



**Figura D.5:** Modelo do inversor na plataforma Matlab/Simulink.



**Figura D.6:** Rede de Baixa Tensão na plataforma Matlab/Simulink.