

Instituto Politécnico de Viseu

Escola Superior de Tecnologia e Gestão de Viseu

Marcelo Rafael Almeida Santos

Desenvolvimento de uma plataforma para estudo de sistemas híbridos de microprodução

Tese de Mestrado

Engenharia Eletrotécnica - Energia e Automação Industrial

Professor Doutor Paulo Moisés Almeida da Costa

Professor Doutor Eduardo Miguel Teixeira M. Gouveia



Dezembro de 2014

Ao meu pai e minha mãe, os grandes
responsáveis por isto alcançar.

Ao meu querido avô.

“A humildade é a única base sólida de todas as virtudes.”
Confúcio

RESUMO

O consumo de energia nos edifícios representa 40 % da energia total consumida na União Europeia (UE). Neste contexto, e visando a diminuição da dependência energética e a diminuição da emissão de poluentes atmosféricos, a Diretiva 2010/31/EU do Parlamento Europeu e do Conselho de 19 de Maio de 2010 definiu o conceito de “*Edifício com necessidades quase nulas de energia*” e estabeleceu metas temporais a partir das quais todos os edifícios novos têm obrigatoriamente de apresentar um elevado desempenho energético, sendo as suas necessidades de energia (nulas ou muito reduzidas) suplantadas, em larga escala, por energia proveniente de sistemas locais de produção renovável.

Esta dissertação enquadra-se neste âmbito, tendo como principal objetivo o desenvolvimento e instalação de uma plataforma destinada à avaliação do comportamento de algoritmos de gestão de sistemas híbridos autónomos de microgeração, nomeadamente no que se refere à forma de alimentação de cargas (prioritárias e não prioritárias), à gestão do sistema de armazenamento, à monitorização da produção de diferentes tecnologias de microgeração e à avaliação do SoC e do SoH do sistema de armazenamento. A plataforma foi desenvolvida visando o estudo de sistemas híbridos destinados à alimentação de instalações residenciais unifamiliares, sem prejuízo de que, no futuro, a utilização possa ser alargada a outras instalações.

A plataforma desenvolvida permite a simulação dos consumos de uma instalação elétrica residencial típica bem como a aquisição de informação relativa a estes consumos e à produção das unidades de microprodução integradas no sistema (uma turbina microeólica e um gerador fotovoltaico). Adicionalmente, a plataforma integra um sistema, baseado na contagem de Coulomb, que permite estimar o estado de carga (SoC) e de saúde (SoH) do sistema de armazenamento do sistema autónomo. A implementação deste sistema confere a possibilidade de se efetuar uma gestão dos consumos, procedendo, em função do SoC instantâneo, ao deslastre de cargas segundo uma ordem de mérito. Este tipo de gestão, com algoritmos concebidos para o efeito, poderá otimizar a utilização da energia disponível (alimentando as cargas prioritárias em detrimento das menos prioritárias) bem como a vida útil das baterias integradas no sistema de armazenamento.

ABSTRACT

Energy consumption in buildings accounts for 40% of total energy consumed in the European Union (EU). In this context, aiming to reduce energy dependence and the reduction of emissions of atmospheric pollutants, Directive 2010/31 / EU of the European Parliament and of the Council of 19 May 2010 defined the concept of "*building with nearly zero-energy* "and establishing dates from which all new buildings must have to have a high energy performance, and its energy needs (zero or very limited) supplanted to a large extent by renewable sources.

This work falls within this context, the main objective the development and installation of a platform to evaluate performance of autonomous hybrid micro-power generation management algorithms, in particular as regards the load power form (priority and not priority), the storage system management, monitoring the production of different technologies of autonomous system and evaluation of the SoC and the storage system SoH. The platform was developed for the study of hybrid systems for feeding single-family residential, notwithstanding that in the future, the use can be extended to other facilities.

The developed platform allows the simulation of consumption of a typical residential consumer and the acquisition of information related to these consumption and production of micro units into the system (one wind generator and a photovoltaic generator). Additionally, the platform includes a system based on Coulomb count that estimates the state of charge (SOC) and health (SoH) of the storage system. The implementation of this system gives the possibility to perform a management of consumptions, proceeding according to the instant SoC, the load shedding according to an order of merit. This type of management, with algorithms designed for this purpose, can optimize the use of available energy (feeding the priority loads to the detriment of lower priority) and the life of the battery integrated into the storage system.

PALAVRAS CHAVE

Sistemas autónomos
Edifício com necessidades quase nulas de energia
Microgeração

KEY WORDS

Autonomous systems
Building with nearly zero energy
Micro generation

AGRADECIMENTOS

Deixo aqui uma palavra de apreço a todas as pessoas que, de uma forma ou de outra, representaram particular importância no desenvolvimento desta dissertação.

Agradeço:

Ao meu orientador, Professor Doutor Paulo M^oises Almeida da Costa, pela sua disponibilidade, orientações e correções que tanto contribuíram para a melhoria da dissertação.

Ao Professor Doutor Eduardo Gouveia por todas as sugestões facultadas e palavras de incentivo.

A todo o Departamento de Engenharia Eletrotécnica, em particular ao Professor Doutor Daniel Albuquerque e aos técnicos João Ôlas e Paulo Correia pela disponibilidade e ajuda.

À minha família, especialmente aos meus pais, pelo carinho e esforço em proporcionarem a possibilidade desta meta alcançar. À minha irmã pelos momentos de descontração. À minha avó pela constante preocupação.

À minha namorada, Inês, pelo apoio, motivação e carinho em todos os momentos transmitidos.

Ao meu padrinho por sempre ter acreditado em mim e pelos ensinamentos transmitidos.

A todos os meus amigos que, ao longo da realização do trabalho, me incentivaram e apoiaram. Um agradecimento especial ao meu “irmão” Tiago pelo apoio incondicional e conforto prestado.

ÍNDICE GERAL

ÍNDICE GERAL	xiii
ÍNDICE DE FIGURAS	xvii
ÍNDICE DE QUADROS	xxiii
ABREVIATURAS E SIGLAS	xxv
1. Introdução	1
1.1 Enquadramento	1
1.2 Motivação do Trabalho	2
1.3 Objetivos e resultados esperados	3
1.4 Organização do trabalho	4
2. Revisão da Literatura	7
2.1 Edifício com necessidades quase nulas de energia	7
2.2 Sistemas autónomos de produção de energia	8
2.2.1 Conceito e topologias	8
2.2.2 Sistemas de produção de energia	11
2.2.2.1 Sistemas microeólicos	11
2.2.2.2 Sistemas fotovoltaicos	14
2.2.2.3 Sistemas de microcogeração	17
2.2.3 Sistemas de armazenamento	19
2.2.3.1 Caracterização dos sistemas de armazenamento	19
2.2.4 Baterias de chumbo-ácido	24
2.2.4.1 Esquema elétrico equivalente	25
2.2.4.2 Características das baterias de chumbo-ácido	26
2.2.4.3 Tensão de circuito aberto (OCV)	26
2.2.4.4 Autodescarga	28
2.2.4.5 Temperatura	29
2.2.5 Estimativa do SoC e do SoH	30
3. Plataforma implementada	33

ÍNDICE GERAL

3.1	Sistema híbrido autónomo de microgeração.....	33
3.1.1	Gerador microeólico	34
3.1.2	Controlador da turbina microeólica.....	36
3.2	Gerador Fotovoltaico	44
3.3	Banco de baterias	44
3.4	Carga de dissipação	45
3.5	Inversor	48
3.6	Sistema de simulação do consumo	53
3.7	Sistema de Gestão de Energia (SGE).....	55
3.7.1	Yoctonet	57
3.7.2	Femto DC	59
3.7.3	Femto AC	63
3.7.4	Software Energy Brain	64
4.	Plataforma de controlo.....	67
4.1	Controladores.....	68
4.2	Dispositivos de medição	69
4.3	Alimentação da plataforma de controlo.....	75
4.4	Dispositivo sinalização visual.....	76
4.5	Algoritmos da plataforma de controlo	78
4.5.1	Algoritmo de simulação do diagrama de cargas (ASDC)	78
4.5.2	Algoritmo da plataforma de controlo	82
4.5.3	Algoritmos de estimativa do SoC e do SoH.....	91
5.	Teste da plataforma	103
5.1	Sistema de Simulação de Consumo	104
5.2	Gerador Fotovoltaico	106
5.3	Sistema Microeólico	108
5.4	Produção total	109
5.5	Interação entre produção, consumo e armazenamento	109
5.6	Monitorização do SoC e do SoH	113
6.	Conclusões.....	117
6.1	Trabalhos futuros	118
	ANEXO 1	125

ANEXO 2	131
ANEXO 3	135
ANEXO 4	139
ANEXO 5	145
ANEXO 6	151

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 2-1: Esquema típico de um sistema autónomo [13].	9
Figura 2-2: Esquema unifilar para sistemas autónomos com barramento DC [14].	10
Figura 2-3: Esquema unifilar para sistemas autónomos com dissipador de energia [15].	10
Figura 2-4: Esquema unifilar sistemas Off-grid [16].	11
Figura 2-5: Atlas Europeu do Vento [17].	12
Figura 2-6: Microturbina eólica de eixo horizontal com dispositivo mecânico de orientação.	13
Figura 2-7: Aerogerador de Savonius [19].	13
Figura 2-8: Aerogerador de Darrieus [20].	13
Figura 2-9: a) Radiação solar anual na Europa [23]. b) Insolação média anual em Portugal continental.	14
Figura 2-10: Princípio de funcionamento de uma célula fotovoltaica [24].	15
Figura 2-11: a) Painel fotovoltaico monocristalino b) Painel fotovoltaico policristalino c) Painel fotovoltaico de silício amorfo.	16
Figura 2-12: Células fotovoltaicas orgânicas [27].	16
Figura 2-13: Esquema de sistema de cogeração [32].	17
Figura 2-14: Unidade de microcogeração residencial Honda MCHP1.0K2.	18
Figura 2-15: Unidade de microcogeração com motor Stirling [33].	18
Figura 2-16: Aplicações do armazenamento de energia [35].	20
Figura 2-17: Classificação dos sistemas de armazenamento em função da aplicação [36].	20
Figura 2-18: Princípio de funcionamento de uma célula eletroquímica [41].	21
Figura 2-19: Rendimento e tempo de vida útil das tecnologias de armazenamento [35].	23
Figura 2-20: Princípio de funcionamento eletroquímico de uma bateria de chumbo-ácido [49].	25
Figura 2-21: Esquema elétrico equivalente de uma bateria de chumbo-ácido [51].	25
Figura 2-22: Tempo de estabilização da tensão de circuito aberto [51].	27
Figura 2-23: Perfil de descarga dinâmico [52].	28
Figura 2-24: Queda de tensão OCV ao longo do tempo [52].	29
Figura 2-25: Efeito da temperatura na capacidade disponível de uma bateria [52].	29
Figura 3-1: Topologia do sistema autónomo implementado.	33
Figura 3-2: Turbina microeólica Bergey XL.1.	34
Figura 3-3: Unidade de controlo da turbina (<i>Power Center</i>).	34
Figura 3-4: Curva de potência da turbina Bergey XL.1 [57].	35
Figura 3-5: Interior da <i>Nacelle</i> [58].	35
Figura 3-6: Funcionamento AutoFurl.	36
Figura 3-7: a) Tensão de produção do gerador microeólico. b) Tensão de produção do gerador microeólico com função <i>low end boost</i> ativa.	36
Figura 3-8: Interligação dos diversos equipamentos ao <i>Power Center</i> .	37

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 3-9: a) Unidade de controlo da turbina – <i>Power Center</i> . b) Interior do <i>Power Center</i> – detalhe de ligação de equipamentos.	37
Figura 3-10: Formas de operação do <i>Power Center</i> em função da topologia do sistema.	42
Figura 3-11: Fluxograma de operação do <i>Power Center</i> para o sistema implementado.	43
Figura 3-12: Painel solar fotovoltaico MPrime 215.	44
Figura 3-13: Banco de baterias do sistema híbrido autónomo.	44
Figura 3-14: Vida útil da bateria em função do DoD [59].	45
Figura 3-15: Exemplo de tensão aos terminais da carga de dissipação.	46
Figura 3-16: Variação da resistência linear do fio.	47
Figura 3-17: a) Aspeto exterior carga de dissipação. b) Interior carga de dissipação.	48
Figura 3-18: Isolamento e fixação dos fios da carga de dissipação.	48
Figura 3-19: Inversor monofásico XTS1200-24.	49
Figura 3-20: Painel de controlo do inversor XTS1200-24.	50
Figura 3-21: Funcionamento como UPS.	51
Figura 3-22: a) Topologia de sistemas <i>off-grid</i> com gerador de emergência. b) Funcionamento em sistemas <i>off-grid</i> com gerador de emergência.	51
Figura 3-23: Elementos de ajuste de parâmetros do inversor.	52
Figura 3-24: Plataforma de cargas implementada.	55
Figura 3-25: Locais de medição dos analisadores de rede.	56
Figura 3-26: SGE implementado e instalado na plataforma desenvolvida.	57
Figura 3-27: Yoctonet.	57
Figura 3-28: Configuração das portas de comunicação do <i>Yoctonet</i>	58
Figura 3-29: Leitura de grandezas, via <i>browser</i> , de um analisador.	59
Figura 3-30: a) Alimentação <i>Femto DC</i> . b) Esquema de ligações do <i>Femto DC</i>	59
Figura 3-31: Resistência shunt.	60
Figura 3-32: Esquema elétrico do amplificador de tensão implementado.	60
Figura 3-33: Amplificador de tensão implementado.	61
Figura 3-34: Função de transferência do amplificador de tensão.	61
Figura 3-35: Esquema de ligações do <i>Femto AC</i> em instalações monofásicas.	63
Figura 3-36: Transformador de intensidade usado na leitura de corrente AC.	64
Figura 3-37: Visualização de grandezas de um analisador.	65
Figura 3-38: Visualização de dados em gráficos.	65
Figura 4-1: Plataforma de controlo desenvolvida.	67
Figura 4-2: Principais características do controlador Arduino Mega [61].	68
Figura 4-3: Principais características do controlador Arduino Uno [62].	69
Figura 4-4: Detalhe de montagem do controlador e <i>datalogger</i>	69
Figura 4-5: Transdutor de intensidade AC1020.	69
Figura 4-6: Características elétricas do transdutor.	70
Figura 4-7: Relação de transformação do transdutor para diferentes resistências de carga.	70
Figura 4-8: Esquema do circuito de isolamento e retificação.	71
Figura 4-9: Relação de transformação do circuito retificador.	71

Figura 4-10: Detalhe de montagem dos circuitos de medição da corrente dos circuitos do sistema de simulação de consumo.	72
Figura 4-11: Circuito de medição de corrente diferencial.	72
Figura 4-12: Principais características dos transdutores de corrente.	73
Figura 4-13: Linearidade da tensão de saída dos transdutores de corrente de 50 A.	74
Figura 4-14: a) Detalhe da montagem dos transdutores de medição das correntes de carga e de dissipação. b) Detalhe de montagem do transdutor de medição da corrente de descarga.	74
Figura 4-15: Esquema do circuito divisor de tensão.	75
Figura 4-16: Circuito da fonte de alimentação regulada.	75
Figura 4-17: Fonte de tensão regulada de alimentação dos relés.	76
Figura 4-18: Detalhe de montagem fontes de tensão regulada.	76
Figura 4-19: Dispositivo sinalização visual da plataforma de controlo.	77
Figura 4-20: Perfil de consumo típico para um consumidor BTN.	78
Figura 4-21: Fluxograma de funcionamento do ASDC.	79
Figura 4-22: Fluxograma do algoritmo de funcionamento máquina de lavar roupa.	80
Figura 4-23: Detalhe de montagem dos relés da plataforma de controlo.	80
Figura 4-24: Fluxograma de funcionamento do algoritmo de controlo da plataforma de controlo.	82
Figura 4-25: Fluxograma de funcionamento rotina “Leituras”.	83
Figura 4-26: Fluxograma de funcionamento rotina “Corrente Diferencial”.	84
Figura 4-27: Fluxograma de funcionamento rotina “Teste Circuitos”.	85
Figura 4-28: Curva de atuação implementada no algoritmo.	86
Figura 4-29: Fluxograma de funcionamento rotina “Curto-circuito”.	87
Figura 4-30: Fluxograma de funcionamento rotina “Sobrecarga Inversor”.	88
Figura 4-31: Fluxograma de funcionamento rotina “Capacidade Banco de Baterias”.	90
Figura 4-32: SoC estimado por contagem de Coulomb e SoC real [64].	91
Figura 4-33: Capacidade disponível da bateria 24HT80 em função da taxa de descarga [59].	92
Figura 4-34: Fluxograma funcionamento algoritmo estimativa do SoC e do SoH.	93
Figura 4-35: Tensão saída analógica proporcional ao SoC / SoH.	93
Figura 4-36: Fluxograma de funcionamento rotina “Contagem Coulomb”.	94
Figura 4-37: FCD em função da taxa de descarga.	96
Figura 4-38: Estimativa do SoC por leitura da OCV [51].	97
Figura 4-39: Fluxograma de funcionamento rotina “Ajuste SoC & FCC”.	98
Figura 4-40: Fluxograma de funcionamento rotina “Calcula SoH”.	100
Figura 5-1: Diagrama de carga para dias da semana.	104
Figura 5-2: Diagrama de carga para domingos/feriados.	104
Figura 5-3: Diagrama de cargas com deslastre de circuitos.	105
Figura 5-4: Produção do gerador fotovoltaico.	107
Figura 5-5: Densidade de energia produzida pelo gerador fotovoltaico.	107
Figura 5-6: Energia fotovoltaica mensal produzida e estimada.	108
Figura 5-7: Produção do gerador microeólico.	108

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 5-8: Energia produzida pelo gerador microeólico.....	109
Figura 5-9: Produção mensal – eólica / fotovoltaica / total.....	109
Figura 5-10: Produção, consumo e potência injetada/absorvida pelas baterias domingo 22 de Junho.....	110
Figura 5-11: Produção, consumo e potência injetada/absorvida pelas baterias feriado 15 de Agosto.....	110
Figura 5-12: Produção, consumo e potência injetada/absorvida pelas baterias sábado 5 de Julho.	111
Figura 5-13: Produção, consumo e potência injetada/absorvida pelas baterias sábado 30 de Agosto.....	111
Figura 5-14: Produção, consumo e potência injetada/absorvida pelas baterias sexta-feira 27 de Junho.....	111
Figura 5-15: Produção, consumo e potência injetada/absorvida pelas baterias quinta-feira 17 de Julho.	112
Figura 5-16: Produção, consumo e potência injetada/absorvida pelas baterias quarta-feira 30 de Julho.	112
Figura 5-17: Produção, consumo e potência injetada/absorvida pelas baterias terça-feira 12 de Agosto.....	112
Figura 5-18: Evolução do SoC e perfil de potência injetada ou absorvida pelas baterias dia 22 de Junho.....	113
Figura 5-19: Evolução do SoC e perfil de potência injetada ou absorvida pelas baterias dia 5 de Julho.	113
Figura 5-20: Evolução do SoC em função e perfil de potência injetada ou absorvida pelas baterias dia 30 de Julho.	114
Figura 5-21: Evolução do SoC em função e perfil de potência injetada ou absorvida pelas baterias dia 12 de Agosto.....	114
Figura 5-22: SoC médio diário do sistema de armazenamento.....	115
Figura 5-23: Evolução do fator de correção da carga (FCC).	115
Figura 5-24: Ajuste SoH e tensão de saída dos sinais analógicos.	116
Figura 6-1: Fluxograma de funcionamento do <i>Power Center</i> para sistemas autónomos sem gerador fotovoltaico.....	127
Figura 6-2: Fluxograma de funcionamento do <i>Power Center</i> para sistemas autónomos sem carga de dissipação.	128
Figura 6-3: Fluxograma de funcionamento do <i>Power Center</i> para sistemas autónomos sem gerador fotovoltaico e carga de dissipação.....	129
Figura 6-4: Entrada no modo de configuração dos <i>Femto</i>	141
Figura 6-5: a) Esquema de ligações <i>Femto AC</i> em instalações trifásicas com neutro. b) Esquema de ligações <i>Femto AC</i> em instalações trifásicas sem neutro.	143
Figura 6-6: a) Esquema de ligações <i>Femto AC</i> em instalações monofásicas. b) Esquema de ligações <i>Femto AC</i> em instalações bifásicas.	143
Figura 6-7: Janela inicial do <i>software Energy Brain</i>	147

Figura 6-8: Menu criação de uma nova rede.	147
Figura 6-9: janela de configuração.	148
Figura 6-10: Janela de “Canais”.	148
Figura 6-11: Adição de dispositivos à rede criada.	149
Figura 6-12: Configuração por <i>software</i> dos <i>Femto</i>	150
Figura 6-13: Fluxograma de funcionamento rotina “Sobrecarga”.	153
Figura 6-14: Fluxograma de funcionamento rotina “Inversor – Deslastre Circuitos”.	154
Figura 6-15: Fluxograma de funcionamento rotina “Tempo Deslastre Circuitos – Sobrecarga Inversor”.	155
Figura 6-16: Fluxograma de funcionamento rotina “Tempo Deslastre Circuitos Capacidade Banco Baterias”.	156

ÍNDICE DE QUADROS

Quadro 2-1: Caraterísticas das principais tecnologias de baterias [47][48]	24
Quadro 2-2: Resumo dos principais métodos de estimativa do SoC [55].....	30
Quadro 3-1: Sinalização de funcionamento de equipamentos.....	38
Quadro 3-2: Ativação manual de modos de funcionamento do <i>Power Center</i>	41
Quadro 3-3: Dimensionamento da carga de dissipação.....	47
Quadro 3-4: Caraterísticas elétricas do inversor XTS1200-24.....	49
Quadro 3-5: Cargas típicas de uma habitação unifamiliar.	53
Quadro 3-6: Equipamentos elétricos tipicamente constituintes de uma instalação doméstica.	54
Quadro 4-1: Relés de circuitos e acionamento de cargas na plataforma de controlo.....	81
Quadro 4-2: Correntes estipuladas e de curto-circuito parametrizadas	86
Quadro 5-1: Sinalização dos defeitos no painel do inversor XTS1200-24.	133
Quadro 5-2: Efeito dos botões em modo de configuração dos <i>Femto</i>	141
Quadro 5-3: Menu de configuração da comunicação do <i>Femto</i> com o <i>Yoctonet</i>	141
Quadro 5-4: menu de configuração de períodos de integração	142
Quadro 5-5: Menu de configuração de leituras <i>Femto DC</i>	142
Quadro 5-6: Menu de configuração de leituras <i>Femto AC</i>	143

ABREVIATURAS E SIGLAS

DoD	Depth of Discharge
SoC	State of Charge
SoH	State of Health
OCV	Open Circuit Voltage
EoL	End of Life
BoL	Begining of Life
SGE	Sistema de Gestão de Energia
UPS	Uninterrupt Power Supply

1. Introdução

1.1 Enquadramento

A União Europeia (UE) tem vindo a desenvolver esforços no sentido de diminuir o consumo energético dos edifícios, os quais representam cerca de 40% do total da energia consumida na UE. A Directiva 2010/31/EU do Parlamento Europeu e do Conselho de 19 de Maio de 2010, relativa ao desempenho energético dos edifícios é um exemplo destes esforços. Esta Directiva define «*Edifício com necessidades quase nulas de energia*», como um edifício com um desempenho energético muito elevado cujas necessidades de energia, quase nulas ou muito pequenas, deverão ser cobertas em grande medida por energia proveniente de fontes renováveis. Adicionalmente, esta Directiva determina que: i) o mais tardar em 31 de Dezembro de 2020, todos os edifícios novos sejam edifícios com necessidades quase nulas de energia; ii) após 31 de Dezembro de 2018, os edifícios novos ocupados e detidos por autoridades públicas sejam edifícios com necessidades quase nulas de energia.

Em Portugal têm vindo a desenvolver-se esforços no sentido de incentivar a produção em regime de autoconsumo. A Resolução de Conselho de Ministros nº20/2013, de 10 de Abril, reconhecendo o potencial da atividade de produção em autoconsumo, visa promover um maior conhecimento, particularmente pelos consumidores em baixa tensão, do respetivo perfil de consumo, induzindo comportamentos de eficiência energética e contribuindo ainda para a otimização dos recursos endógenos e para a criação de benefícios técnicos para a Rede Elétrica de Serviço Público (RESP), nomeadamente através da redução de perdas na mesma [1].

O estudo de potenciais soluções que possam contribuir para o estudo e otimização de sistemas híbridos de produção de energia, aptos a satisfazer as necessidades de edifícios com consumo quase zero, é, no contexto descrito, crucial.

A presente dissertação insere-se neste âmbito, tendo como objeto fundamental a definição e instalação de uma plataforma que permita testar diferentes formas de controlo de sistemas autónomos e híbridos de microprodução, com base renovável, aplicáveis a edifícios residenciais (em princípio unifamiliares), visando a otimização da utilização da energia disponível.

Na constituição do sistema serão utilizados equipamentos disponíveis na ESTGV (turbina micro-eólica, painéis fotovoltaicos, baterias, inversores de rede e off-grid, etc.). O sistema será feito à escala, tendo em consideração os equipamentos existentes e deverá permitir simular o diagrama de carga típico de uma habitação.

1.2 Motivação do Trabalho

Os edifícios representam cerca de 40% do total de energia elétrica consumida na União Europeia (UE), sendo expectável que tal percentagem aumente ao longo dos próximos anos. Uma parte importante destes consumos é satisfeita com energia produzida em grandes centrais do sistema electroprodutor centralizado, frequentemente em unidades de produção que utilizam combustíveis fósseis como energia primária. Consequentemente, o consumo de energia nos edifícios contribui para a degradação do meio ambiente devido à emissão dos agentes nocivos resultantes da queima de combustíveis. Adicionalmente, atendendo à situação deficitária, em termos de energia, da UE, o crescente consumo energético dos edifícios contribui para a dependência energética que a generalidades dos estados membros apresenta [2].

Consequentemente, a redução do consumo de energia e a utilização de energia proveniente de fontes renováveis e endógenas no setor dos edifícios constituem medidas fulcrais para a redução da dependência energética (portuguesa em particular e europeia em geral) bem como das emissões dos gases que contribuem para o efeito de estufa que assola o planeta (entre outros efeitos nefastos) [2].

A UE tem vindo a tomar medidas com o objetivo de diminuir o consumo energético dos edifícios bem como de incentivar a integração nestes de fontes produção renováveis. A Diretiva 2010/31/EU do Parlamento Europeu e do Conselho de 19 de Maio de 2010, referente ao desempenho energético dos edifícios é um exemplo destas medidas. Esta Diretiva define “Edifício com necessidades quase nulas de energia”, como sendo um edificio de elevado desempenho energético sendo as suas necessidades de energia (nulas ou muito reduzidas) suplantadas, em grande parte, com recurso a energia proveniente de sistemas de produção locais. Complementarmente, esta diretiva determina que [2]:

- Após 31 de Dezembro de 2018 todos os edifícios de domínio público sejam edifícios com necessidades quase nulas de energia;
- Até 31 de Dezembro de 2020 todos os edifícios novos sejam edifícios com necessidades quase nulas de energia.

A instalação de tecnologias de microprodução possibilita a satisfação (total ou parcial) das necessidades de energia inerentes aos edifícios e, adicionalmente, acarretam também um importante contributo para o sistema elétrico [2].

Indubitavelmente, a produção descentralizada contribui para a segurança de abastecimento [3] e, sendo esta alcançada com recurso a centrais renováveis, implica uma redução da quantidade de energia produzida com recurso a hidrocarbonetos [3][4]. Aliado a isto, a integração de unidades de produção distribuída nos edifícios, conjugada com a implementação de medidas de eficiência energética, permitirá à UE ir ao encontro do cumprimento das metas estabelecidas para 2030 relativas a uma redução mínima de 40% nas emissões, um incremento mínimo de 27% na utilização eficiente de energia e uma produção renovável de, no mínimo, 27% da energia total consumida [5].

No caso português, a produção de energia próximo do local de consumo (edifícios) conjuntamente com o incremento da eficiência na sua utilização, revestem-se de particular importância. A inexistência de recursos energéticos fósseis como o petróleo, o gás natural e o carvão conferem ao país a necessidade de recorrer a fontes endógenas para suprir as necessidades energéticas [6]. Cumulativamente, o cumprimento de protocolos internacionais associados à redução de emissões de gases poluentes e um provável incremento no desempenho técnico-económico dos sistemas de produção são outros pontos que incitam à produção de energia nas proximidades dos edifícios.

A avaliação de potenciais soluções que possam contribuir para o estudo e otimização de sistemas híbridos de produção de energia, capazes de suplantarem as necessidades energéticas de um edifício de consumo quase zero é, no contexto descrito, essencial.

1.3 Objetivos e resultados esperados

Os desenvolvimentos relacionados com a construção de edifícios energeticamente eficientes e o crescente interesse na microprodução tornam o conceito de edifício de balanço energético nulo amplamente pertinente, conferindo-lhe um futuro promissor.

A presente dissertação insere-se neste contexto e tem como objetivo primário a definição, instalação e teste de uma plataforma passível de ser utilizada no teste de diferentes formas de controlo de sistemas híbridos de microprodução, com base renovável, aplicáveis a edifícios

residenciais (em princípio unifamiliares), visando a otimização da utilização da energia disponível.

O trabalho envolve as seguintes tarefas principais:

- Definição da constituição e implementação do sistema híbrido de microgeração, tendo em consideração os equipamentos disponíveis na ESTGV (turbina microeólica, painéis fotovoltaicos, baterias, inversores, etc.). O sistema implementado, tanto quanto possível, deverá permitir o teste de algoritmos de gestão e controlo de sistemas híbridos reais, utilizando fatores de escala adequados (definidos tendo em consideração os equipamentos).
- Desenvolvimento e implementação de uma estrutura física que permita, à escala, simular os equipamentos elétricos típicos de uma instalação unifamiliar.
- Definição e implementação de um sistema de controlo baseado na utilização de um microcontrolador (Arduino) que permita controlar os aspetos relevantes da plataforma. Insere-se neste contexto o sistema de controlo que permite simular o perfil de consumo típico de uma instalação residencial.
- Instalação e configuração de um sistema de gestão de energia (existente na ESTGV) que permitirá a aquisição de dados relativos a produções e consumos de energia elétrica (medições efetuadas em corrente contínua e em corrente alternada).
- Escolha e aplicação de um algoritmo capaz de estimar e transmitir, continuamente, o estado de carga (SoC) e o estado de saúde (SoH) de um sistema de armazenamento de energia composto por baterias ácidas.
- Teste da plataforma implementada, utilizando para o efeito um hipotético algoritmo de controlo (definido na dissertação como sendo o algoritmo que se pretendia estudar) dos consumos de uma instalação dotada de um sistema híbrido de microprodução.

1.4 Organização do trabalho

A presente dissertação é composta por 6 capítulos.

No primeiro capítulo é realizado um enquadramento do trabalho, apresentando os motivos que estiveram na sua génese. Ademais, expõem-se os objetivos a atingir no decorrer do trabalho e os resultados esperados no final da sua realização.

No capítulo 2 é feito um enquadramento sobre os edifícios autónomos e descrevem-se as tecnologias de produção e armazenamento de energia utilizadas nos mesmos. Neste capítulo efetua-se ainda uma revisão dos métodos de estimativa do estado de carga e do estado de saúde de baterias.

O capítulo 3 incide na exposição e detalhe dos elementos constituintes do sistema híbrido autónomo implementado. O sistema de simulação de consumo replicativo dos consumos elétricos de uma instalação residencial é também caracterizado. Adicionalmente, o sistema de gestão de energia integrado na plataforma é também caracterizado neste capítulo.

O capítulo 4 é dedicado à descrição da plataforma de controlo desenvolvida, com caracterização de todas as funcionalidades de controlo implementadas, incluindo o sistema de estimativa do estado de carga e do estado de saúde do sistema de armazenamento.

O capítulo 5 encerra os resultados obtidos no processo de teste da plataforma de simulação implementada.

Por último, no capítulo 6, é realizada uma conclusão sobre o trabalho desenvolvido e apresentam-se potenciais desenvolvimentos em trabalhos futuros.

2. Revisão da Literatura

2.1 Edifício com necessidades quase nulas de energia

O conceito de “Edifício com necessidades quase nulas de energia” é caracterizado pela Diretiva 2010/31/EU do Parlamento Europeu e do Conselho de 19 de Maio de 2010 como sendo um edifício de elevado desempenho energético sendo as suas necessidades de energia, quase nulas ou muito reduzidas, colmatadas em grande medida por energia proveniente de fontes renováveis. Como anteriormente referido, esta mesma Diretiva impõe também que os edifícios novos ocupados e detidos por entidades públicas, após o ano de 2018, sejam edifícios com necessidades quase nulas de energia. Simultaneamente, é definido que, o mais tardar até ao final de 2020, todos os edifícios construídos sejam edifícios com necessidades quase nulas de energia [2].

Neste seguimento, Sisson *et al* [7] referem que um consumo nulo de energia no âmbito dos edifícios, é conseguido através da diminuição da procura, da produção local de energia e da partilha de energia entre edifícios.

A diminuição da procura carece de uma sensibilização para as fases de projeto e construção de um edifício. Primeiramente, na fase de projeto do edifício, é necessário conhecer qual a orientação que traduz uma maior exposição solar, tendo em conta a posição diária e sazonal do sol, bem como da média de horas diárias de exposição no local de edificação, visando o maior aproveitamento da radiação solar incidente na habitação.

No que concerne aos aspetos construtivos é crucial o uso de elementos de construção com elevadas propriedades de isolamento térmico visando uma acentuada redução na amplitude térmica diária no interior da habitação.

Ademais, o uso de equipamentos eficientes e a adoção de técnicas adequadas à gestão de consumos (consumos prioritários) resultam numa diminuição das necessidades energéticas da habitação [7][8].

Por si só, as medidas tendentes à diminuição da procura de energia, não conseguem traduzir-se na eliminação do consumo. Adicionalmente, a produção local de energia, é fulcral para a obtenção de autonomia energética, revelando portanto particular importância no que se refere ao conceito de edifícios com necessidades nulas de energia. Consequentemente, a utilização de tecnologias de produção descentralizada (sistemas fotovoltaicos, microeólicos e de microgeração de base renovável) revestem-se de particular importância no cumprimento do conceito de “Edifício com necessidades quase nulas de energia” preconizado pela Diretiva 2010/31/EU.

A partilha de energia entre edifícios, apesar de ainda não explorada, assenta no princípio de troca de energia entre elementos em défice e excesso de energia. Este conceito carece de unidades de gestão e controlo capazes de gerir a oferta e a procura entre edifícios, baseando-se em algoritmos de previsão de produção nos diferentes sistemas de microgeração bem como na previsão de consumos da instalação. Admite-se que, com a evolução da eficiência energética e a crescente instalação de unidades de microgeração no âmbito dos edifícios, este conceito poderá resultar na eliminação quase total da dependência da rede de distribuição tornando os edifícios auto sustentáveis [7].

2.2 Sistemas autónomos de produção de energia

2.2.1 Conceito e topologias

Em locais sem possibilidade de ligação à rede elétrica é comum recorrer-se a geradores microeólicos e a geradores fotovoltaicos (entre outros) por forma a criar um sistema autónomo capaz de suplantar as necessidades energéticas dos consumidores [9][10][11].

Quando os consumos são assinaláveis ou quando os recursos de energia primária no local são escassos, é prática frequente a interligação de vários geradores de diferentes tecnologias. Esta interligação pode ser realizada num único barramento DC ou no barramento AC de alimentação das cargas. Conjuntamente com os geradores, estes sistemas possuem, em muitas situações, um sistema de armazenamento de energia [12][13], funcionando o conjunto como um sistema autónomo. A Figura 2-1 mostra um exemplo de um sistema autónomo.

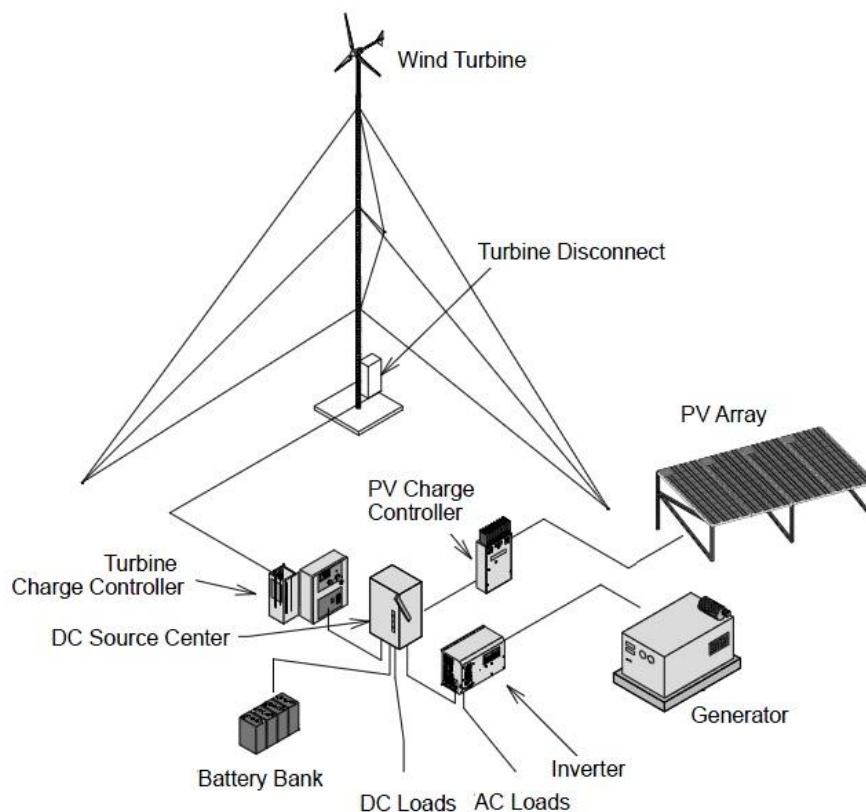


Figura 2-1: Esquema típico de um sistema autônomo [13].

Uma topologia frequentemente utilizada em sistemas autônomos consiste na interligação dos diversos geradores num barramento DC através de condicionadores de potência apropriados [14]. Neste barramento é ligado também um sistema de armazenamento de energia (geralmente do tipo eletroquímico) capaz de armazenar a energia proveniente das fontes de produção e alimentar o inversor responsável pelo fornecimento da energia às cargas [13][14].

Nestes sistemas, sendo as fontes renováveis bastante voláteis, o armazenamento de energia reveste-se de particular importância, permitindo reservar energia para que nos períodos em que a produção é insuficiente se minimizem as interrupções de fornecimento de energia, permitindo assim um desfasamento entre a produção e o consumo. Note-se, contudo, que a energia produzida não tem obrigatoriamente que ser armazenada na bateria uma vez que, dependendo da topologia do sistema, o inversor, pode ser alimentado diretamente pelos geradores, quando a produção suplanta o consumo, ou pela bateria, quando a produção é inferior ao consumo [14] tal como demonstrado na Figura 2-2. Adicionalmente, o armazenamento pode também permitir a otimização de potência a instalar nos geradores [8].

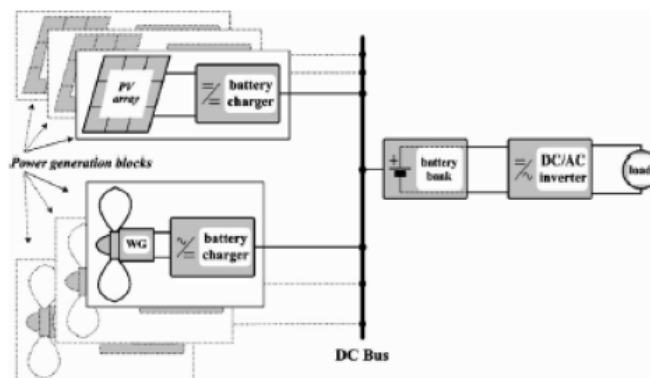


Figura 2-2: Esquema unifilar para sistemas autônomos com barramento DC [14].

Os sistemas autônomos devem ser dotados de um sistema de controle que possibilite o armazenamento da energia não consumida em tempo real [14]. Quando a produção é superior ao consumo e o sistema de armazenamento se encontra na sua capacidade máxima (ou próximo), o controlador deverá veicular o excedente de produção para uma resistência de dissipação (*dump load*) [15], tal como se ilustra na Figura 2-3.

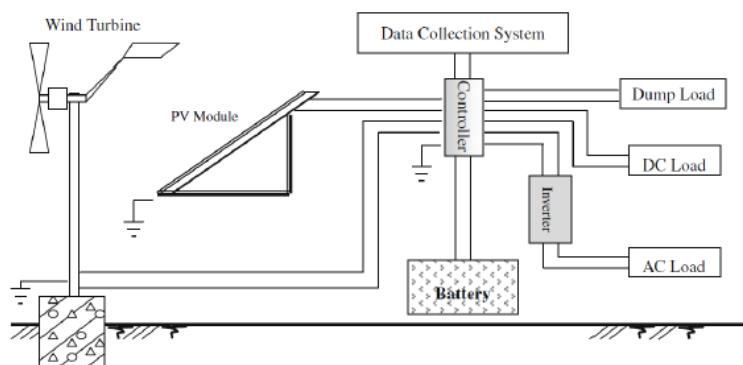


Figura 2-3: Esquema unifilar para sistemas autônomos com dissipador de energia [15].

A topologia baseada na existência de um barramento DC que congrega os diversos geradores que integram o sistema híbrido autônomo, embora sendo a mais disseminada, não é a única. A Figura 2-4 apresenta uma topologia alternativa na qual os diversos geradores e o sistema de armazenamento são interligados num barramento AC com recurso a inversores adequados. A ligação da carga é efetuada diretamente no barramento AC.

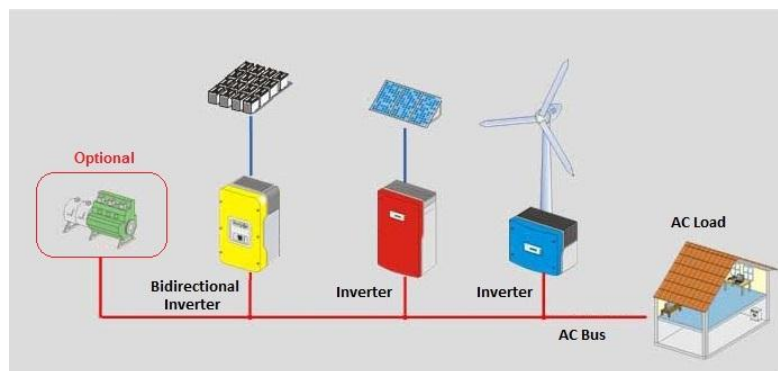


Figura 2-4: Esquema unifilar sistemas Off-grid [16].

2.2.2 Sistemas de produção de energia

A produção de energia elétrica com recurso ao aproveitamento de energias endógenas, geralmente renováveis, já tem vários anos de aplicação. Os geradores eólicos, fotovoltaicos e grupos hídricos são os mais comumente utilizados. Os sistemas de cogeração, em função da sua energia primária, poderão também ser considerados como geradores de energia por via renovável.

Relativamente à microprodução, os geradores microeólicos e fotovoltaicos são as tecnologias mais disseminadas sendo que os sistemas de microcogeração ainda se encontram numa fase de progresso e aperfeiçoamento. Contudo, é espetável que, nos próximos anos, unidades baseadas no aproveitamento de energia primária renovável (pellets, biocombustíveis) se revelem uma alternativa interessante às unidades de microprodução mais habituais. Conjuntamente com os sistemas fotovoltaicos e microeólicos, estes sistemas poderão revelar-se cruciais no que respeita à implementação das medidas impostas pela Diretiva 2010/31/EU no que se refere à diminuição da dependência energética e da obtenção de edifícios auto sustentáveis.

2.2.2.1 Sistemas microeólicos

A Figura 2-5 representa o Atlas Europeu do Vento e permite avaliar o potencial eólico da Europa. No caso concreto de Portugal, não sendo tão favorecido como outros países da UE (especialmente do Norte Europeu), verifica-se que o potencial eólico, em especial nas zonas costeiras e de altitude, é substancial, sendo a sua exploração com vista à produção de energia elétrica viável.

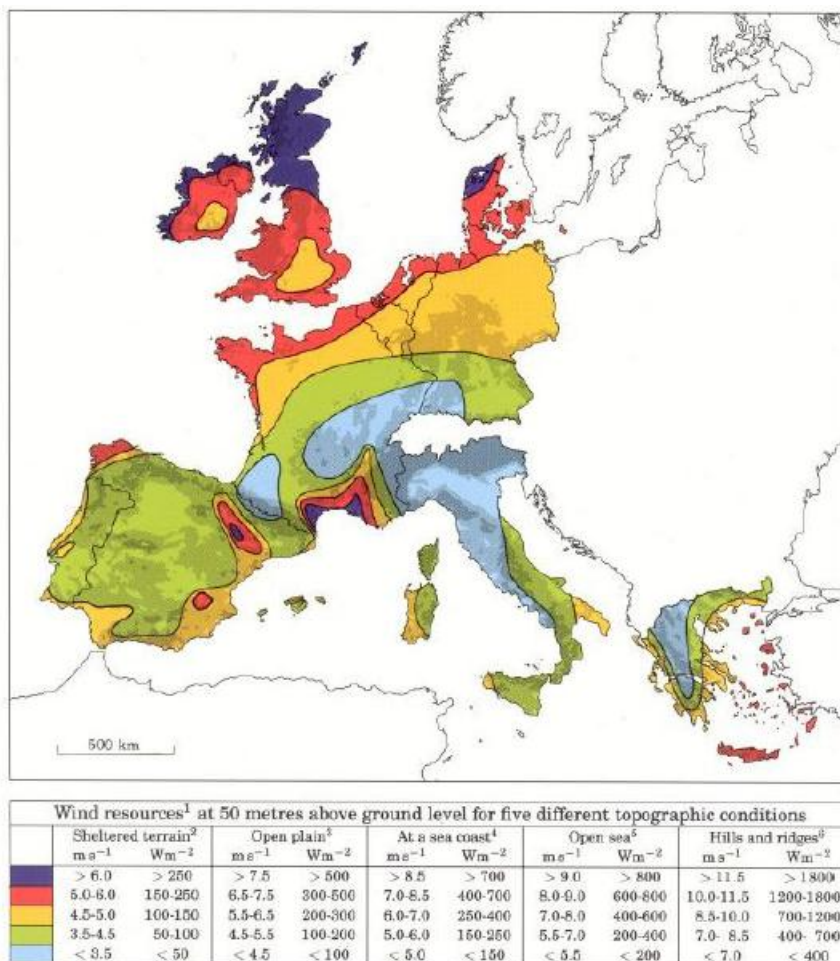


Figura 2-5: Atlas Europeu do Vento [17].

A captação da energia eólica é conseguida com a utilização de aerogeradores, os quais convertem a energia cinética do vento em energia mecânica de rotação. Esta energia é posteriormente convertida em energia elétrica por um gerador elétrico acoplado mecanicamente ao rotor da turbina eólica. Este acoplamento pode ser feito diretamente ou por intermédio de uma caixa de velocidades

O aproveitamento da energia eólica com vista à produção de energia elétrica tem-se verificado, essencialmente, através de aerogeradores de elevada potência (centenas de kW a MW) concentrados em grandes parques eólicos. Na última década, contudo, impulsionados por um crescente interesse, os sistemas eólicos foram adaptados à microprodução, surgindo no mercado microturbinas eólicas de alguns kW. Do ponto de vista construtivo, podem distinguir-se duas topologias de geradores microeólicos: os geradores de eixo horizontal e os geradores de eixo vertical.

Os aerogeradores de eixo horizontal podem apresentar-se com uma, duas, três ou mais pás. Pelo facto de constituir um bom compromisso entre eficiência, custo, velocidade de rotação e estabilidade aerodinâmica, as turbinas de três pás são as mais disseminadas. A orientação das

pás segundo a direção perpendicular à do vento é conseguida à custa de dispositivos mecânicos de orientação (Figura 2-6).



Figura 2-6: Microturbina eólica de eixo horizontal com dispositivo mecânico de orientação

No caso dos aerogeradores de eixo vertical, os dois tipos de estruturas mais utilizados baseiam-se no princípio do acionamento diferencial (aerogerador de Savonius) ou da variação cíclica de incidência da força (aerogerador de Darrieus) [18]. Tal como se ilustra nas Figuras 2-7 e 2-8.



Figura 2-7: Aerogerador de Savonius [19].



Figura 2-8: Aerogerador de Darrieus [20].

Estes aerogeradores não carecem de um dispositivo de orientação face ao vento. Ademais, uma vez que são caracterizados por torres de menor dimensão, quando comparadas com os geradores de eixo horizontal, permitem que todo o sistema de conversão de energia (gerador elétrico e caixa de velocidades) seja instalado na base dos mesmos, facilitando assim eventuais intervenções de manutenção e reparação. Contudo, os aerogeradores de eixo vertical apresentam um rendimento aerodinâmico inferior. Por outro lado, a intensidade do vento é

menor junto ao solo (rugosidade), contribuindo para minorar ainda mais o desempenho destes sistemas. Por estes motivos, os aerogeradores de eixo vertical são preteridos, do ponto de vista de aplicação, em função dos de eixo horizontal [21].

Esta tecnologia de produção de energia elétrica apresenta, à semelhança de todas as outras, vantagens e desvantagens. A sua grande desvantagem prende-se com a volatilidade e imprevisibilidade do recurso eólico, impossibilitando-se assim o controlo e gestão dos períodos de funcionamento e produção. As emissões nulas durante o processo de geração e a possibilidade de produção de energia próxima dos locais de consumo são as grandes vantagens desta tecnologia.

Modelos para previsão da energia produzida por um sistema microeólico são expostos nas referências [8][12][22].

2.2.2.2 Sistemas fotovoltaicos

Tal como na generalidade dos países mediterrânicos, Portugal tem um elevado potencial fotovoltaico quando comparado com os países do norte e centro da Europa. A Figura 2-9 a) ilustra esta realidade. A Figura 2-9 b) evidencia a insolação média anual em Portugal.

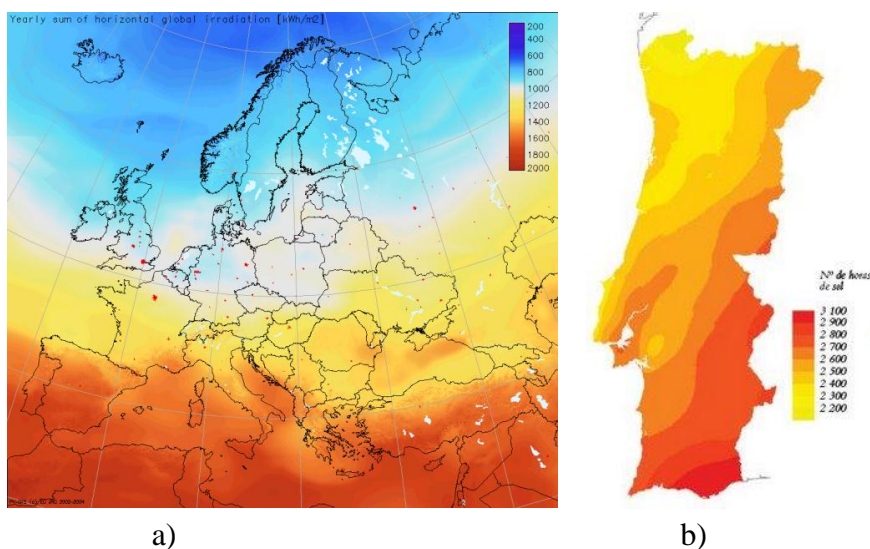


Figura 2-9: a) Radiação solar anual na Europa [23]. b) Insolação média anual em Portugal continental.

Portugal tem, em média, 7 a 8 horas de sol diárias e, uma insolação anual que varia entre as 1800 e as 3100 horas [3]. Este facto, evidenciado na Figura 2-9 b), revela a elevada aptidão do território português para o aproveitamento da radiação solar com vista à produção de energia elétrica. Na realidade, os sistemas fotovoltaicos revelam-se a tecnologia de microprodução com maior implementação em Portugal. Este facto deve-se não apenas à elevada disponibilidade do recurso primário mas também ao atual estado de maturidade da tecnologia, à sua modularidade

(facilitando o transporte e instalação), à inerente portabilidade e adaptabilidade, bem como à elevada fiabilidade (reduzida manutenção e avarias). As elevadas emissões resultantes do processo de produção dos painéis que constituem os geradores fotovoltaicos, a perda de rendimento ao longo do tempo e o facto de terem um tipo de produção não despachável são os principais inconvenientes desta tecnologia.

A conversão da radiação solar em energia elétrica é conseguida nos módulos fotovoltaicos, os quais são constituídos por diversas células fotovoltaicas. Estas células são compostas por duas finas camadas de material semiconductor, comumente silício (Si), previamente dopado com átomos trivalentes (Boro) ou pentavalentes (Fósforo). A camada tipo p e a camada tipo n, possuem, respetivamente, um excesso de cargas positivas e um excesso de cargas negativas, relativamente ao silício puro [8]. A Figura 2-10 retrata o princípio de funcionamento de uma célula fotovoltaica.

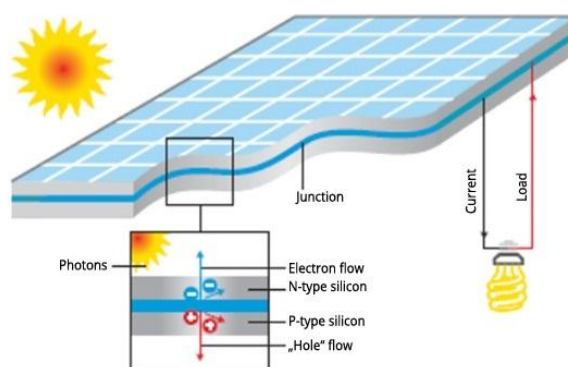


Figura 2-10: Princípio de funcionamento de uma célula fotovoltaica [24].

Em função da tecnologia de produção, as células fotovoltaicas podem ser denominadas de primeira, segunda ou terceira geração.

Construídas a partir de fatias finas retiradas de um cristal de silício, as células monocristalinas e policristalinas são consideradas células de primeira geração. As células monocristalinas, cujo painel se evidencia na Figura 2-11 a), sendo conseguidas à custa de materiais em elevado grau de pureza e com uma estrutura cristalina perfeita são, de entre todas as células fotovoltaicas, as que apresentam um maior rendimento elétrico (na ordem dos 16%). Porém, em consequência dos complexos processos de produção associados ao material semiconductor, esta tecnologia é a que apresenta maiores custos de produção [25][26].

As células policristalinas, (veja-se o painel fotovoltaico da Figura 2-11 b)), resultam de um processo de produção em tudo idêntico ao que se verifica nas células monocristalinas. Porém, quando comparadas com as primeiras, estas são produzidas com recurso a materiais com uma estrutura cristalina mais imperfeita o que se traduz numa diminuição do rendimento (11% a 13%) e também dos respetivos custos [25].

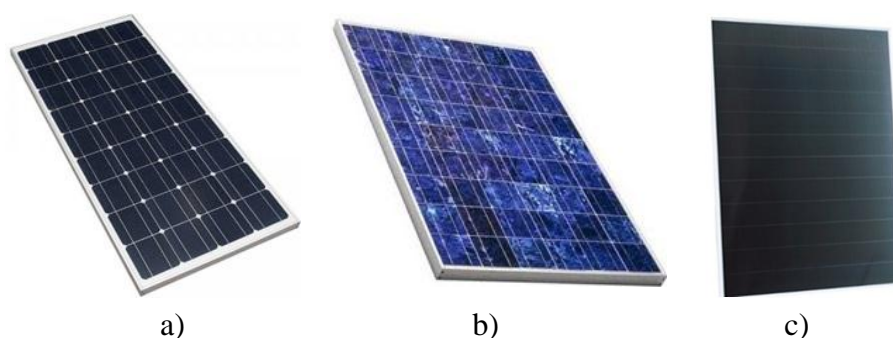


Figura 2-11: a) Painel fotovoltaico monocristalino b) Painel fotovoltaico policristalino c) Painel fotovoltaico de silício amorfo

As células de segunda geração, como é o caso do silício amorfo (veja-se a Figura 2-11 c)), são formadas por películas muito finas (*thin film*) dispostas sobre substratos rígidos de vidro ou cerâmica. Este tipo de tecnologia permite que as células sejam incorporadas na construção, possibilitando ainda o aproveitamento da radiação solar com vista à produção de energia elétrica. O rendimento elétrico das células de silício amorfo situa-se entre os 8% e os 10% [25] [26].

Ainda em fase de desenvolvimento e classificadas como células de terceira geração, as células nanocristalinas e orgânicas, ilustradas na Figura 2-12, permitem a formação de películas finas aplicadas sobre substratos flexíveis ou mesmo sob forma de tintas [25].

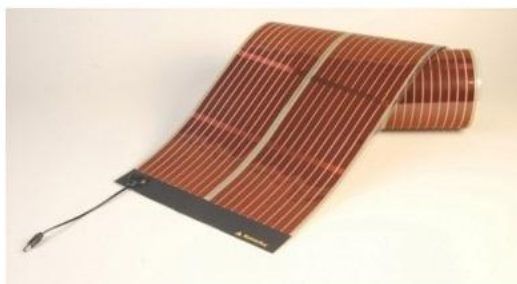


Figura 2-12: Células fotovoltaicas orgânicas [27]

Constituídas por compostos orgânicos semicondutores, as células orgânicas são, em consequência do seu baixo custo de produção, a tecnologia de conversão fotoelétrica mais promissora. Das experiências laboratoriais verifica-se que o rendimento elétrico é de cerca de 5% contudo, durante a próxima década, prevê-se que esta tecnologia possa atingir rendimentos da ordem dos 10% a 15% [25][26].

A produção elétrica dos módulos fotovoltaicos é afetada pela disponibilidade do recurso primário, pelas características construtivas, como o rendimento e a potência de pico, pela temperatura de funcionamento das células fotovoltaicas e por fatores relacionados com o modo

de instalação, nomeadamente a orientação e o ângulo de inclinação. A produção de um gerador fotovoltaico pode ser estimada através dos modelos presentes em [3][28].

2.2.2.3 Sistemas de microcogeração

Os sistemas de microcogeração (*Combined Heat and Power-CHP*) permitem a produção de duas formas de energia (térmica e elétrica) a partir da mesma fonte primária [29]. Estes sistemas podem usar como energia primária diversos combustíveis sendo eles de origem fóssil (gás natural, carvão) ou renovável (biomassa, biocombustíveis).

No âmbito dos edifícios, as unidades de microcogeração afiguram-se como bastante promissoras, uma vez que permitem uma utilização mais eficiente da energia primária (rendimentos na ordem dos 85% a 90%) [30].

Nos últimos anos, têm vindo a ser estudados e desenvolvidos alguns sistemas com vista à sua incorporação em unidades de microcogeração. Atualmente, as tecnologias mais promissoras são os sistemas baseados em motores de combustão interna, motores de combustão externa (*Stirling*) e as microturbinas [8][30].

Os motores de combustão interna são máquinas térmicas capazes de transformar a energia proveniente de uma reação química em energia mecânica podendo ser classificados como de explosão (alimentados a Gás Natural ou Gasolina), quando a sua ignição é feita por faísca, ou de ignição por compressão (alimentados a Diesel). Durante vários anos, estes motores foram comercializados para incorporarem geradores de emergência e sistemas de cogeração de potências da ordem dos kW até alguns MW. O princípio de funcionamento de uma unidade de cogeração baseada num motor de combustão interna é representado através da Figura 2-13. A produção de energia elétrica é conseguida através de um gerador acoplado ao motor. Do calor do motor e dos gases de escape resultantes da queima da energia primária é possível obter, com recurso a permutadores de calor, ar e água quente [31].

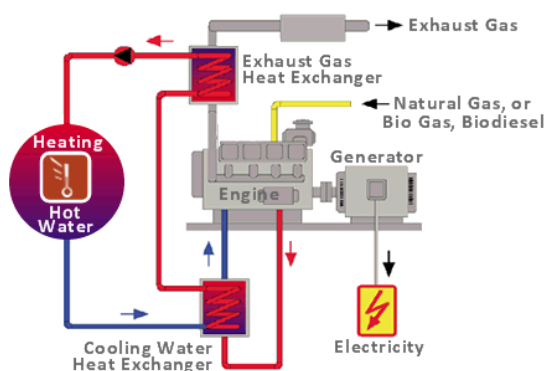


Figura 2-13: Esquema de sistema de cogeração [32].

No âmbito da microgeração encontram-se comercialmente disponíveis equipamentos compactos, modulares e de baixo ruído (veja-se a Figura 2-14).



Figura 2-14: Unidade de microgeração residencial Honda MCHP1.0K2.

Os motores *Stirling*, são motores de combustão externa que se distinguem pela sua simplicidade construtiva e funcional, existindo sob dois tipos fundamentais de operação: o de pistão livre e o cinemático. Construtivamente, estes possuem duas câmaras de diferentes temperaturas que permitem o aquecimento e arrefecimento de um gás. O ciclo *Stirling*, responsável pelo aquecimento e arrefecimento alternado do gás, provoca expansões e contrações cíclicas capazes de movimentar dois êmbolos ligados a um eixo comum. Pelo facto de possuírem uma combustão externa, estes motores são multcombustíveis, podendo ser alimentados pelas mais diversificadas fontes de energia primária (gás, diesel, biomassa, etc). Os motores Stirling, em comparação com os motores de combustão interna, distinguem-se pelo baixo ruído e reduzidas vibrações apresentando uma maior eficiência termodinâmica que varia entre os 70% e os 90% [30][31]. A Figura 2-15 revela uma solução de microgeração residencial, comercialmente disponível, que emprega um motor de combustão externa.



Figura 2-15: Unidade de microgeração com motor Stirling [33].

Constituídas, essencialmente, por um compressor, uma câmara de combustão, uma turbina e um gerador elétrico, as microturbinas são sistemas de produção de energia tipicamente associados à produção distribuída. Construtivamente, o compressor, a turbina e o gerador elétrico rodam solidários sobre o mesmo veio. Do ponto de vista funcional, o compressor aproveita parte da energia mecânica produzida pela turbina, e transferida através do veio, para

pressurizar o ar que, quando misturado com o combustível na câmara de combustão, resulta numa mistura gasosa de alta pressão responsável pela alimentação de um processo de combustão contínua. Em consequência da combustão, os gases quentes e pressurizados expandem-se na turbina, transformando a energia térmica em energia mecânica.

O veio das microturbinas roda a velocidades elevadas (na ordem das 50000 a 120000 rpm), obtendo-se em consequência, aos terminais do gerador elétrico, tensões alternadas de elevadas frequências. Por forma a garantir as características da corrente alternada é necessário que se proceda à retificação e posterior modulação da tensão de produção. Com recurso a permutadores de calor é possível recuperar calor dos gases de escape para obtenção de ar ou água quente, transportando as microturbinas para o domínio da cogeração [34]. As microturbinas têm sido alvo de grande investigação, especialmente no que concerne a uma diminuição da sua potência, com vista ao desenvolvimento de sistemas de microcogeração passíveis de ser integrados no sector residencial [30].

O potencial de instalação de unidades de microcogeração é abrangente, podendo esta tecnologia ser instalada em qualquer edifício com necessidades de energia térmica e elétrica. No sector residencial, é expectável que estes sistemas, bem como os anteriores, surjam em substituição das usuais caldeiras de aquecimento central, conferindo às instalações uma maior eficiência e, simultaneamente, uma diminuição da dependência energética do sistema elétrico. O sector dos serviços é também um potencial utilizador deste tipo de tecnologia, podendo ser edifícios de hotelaria, restaurantes, hospitalares, piscinas, ginásios, comércio (centros comerciais, hipermercados) e edifícios públicos [31].

2.2.3 Sistemas de armazenamento

2.2.3.1 Caracterização dos sistemas de armazenamento

O armazenamento de energia reveste-se de especial importância nos sistemas autónomos, uma vez que este assegura a continuidade de serviço nos períodos em que a energia proveniente das fontes de produção é nula ou insuficiente.

Atualmente existe uma significativa diversidade de tecnologias de armazenamento de energia, apresentando cada uma características próprias no que respeita ao binómio potência-energia. A Figura 2-16 mostra a aplicabilidade de diferentes tecnologias de armazenamento.

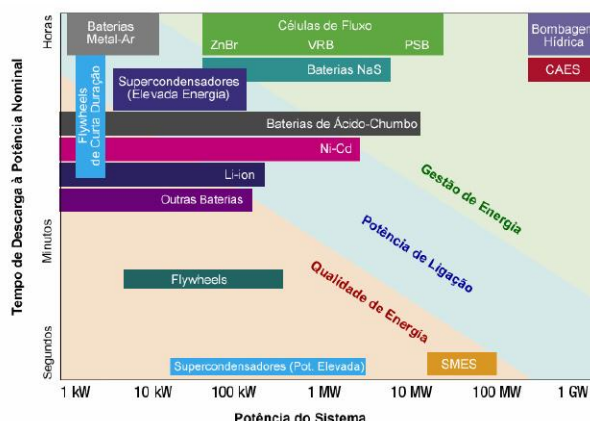


Figura 2-16: Aplicações do armazenamento de energia [35].

Os sistemas de armazenamento de energia podem ser classificados tendo em conta aplicações de potência ou de energia, sendo agrupados em capacidades de curta duração e de longa duração. Em termos práticos, consideram-se aplicações de potência todas as instalações dotadas de um sistema de armazenamento de energia com capacidade nominal até uma hora e aplicações de energia aquelas que congregam um sistema de armazenamento com autonomia superior a uma hora [36].

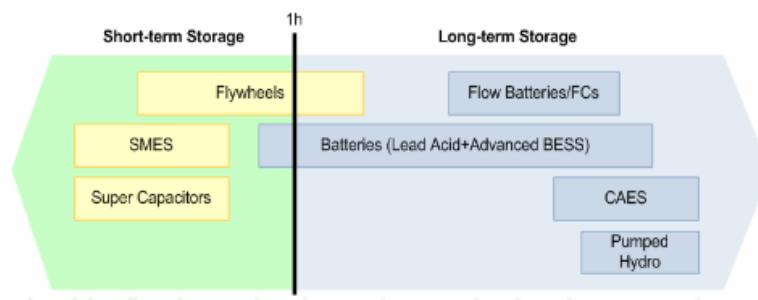


Figura 2-17: Classificação dos sistemas de armazenamento em função da aplicação [36].

Frequentemente, os sistemas de armazenamento de energia são também classificados em função do meio físico do armazenamento, podendo ser [35][37]:

- Mecânicos: quando a energia é armazenada sob forma de energia cinética (volantes de inércia), energia potencial (sistemas de bombagem hidráulica) e em tecnologias de ar comprimido.
- Elétricos: quando a energia é armazenada em campos magnéticos (supercondutores integrados em bobines SMES (*Superconducting Magnetic Energy Storage*) ou de forma direta (supercondensadores).
- Eletroquímicos: quando a energia é armazenada num eletrólito com recurso a processos eletroquímicos (baterias e pilhas de combustível).

A tecnologia de armazenamento mecânico de energia é a mais massificada uma vez que a bombagem de água é amplamente utilizada nas centrais hidroelétricas de albufeira. No âmbito dos sistemas autónomos, assentando nas dificuldades de obtenção de quantidades de

armazenamento apropriadas (implicando um grande volume de água, uma elevada queda ou um misto destas soluções), esta tecnologia de armazenamento não é comum. Contudo, em instalações geograficamente afastadas e sem acesso ao sistema elétrico, existindo água em abundância e um relevo apropriado, é possível a consecução de um sistema mecânico de armazenamento de energia capaz de alimentar uma turbina hidráulica suplantando parte das necessidades energéticas da instalação [35][38].

O armazenamento de energia em volantes de inércia, caracterizado pela elevada potência e densidade de energia, reduzida manutenção, elevada fiabilidade e elevada eficiência (na ordem dos 85%), tem especial aplicação no sector automóvel (caso da Fórmula 1), na indústria aeroespacial, nos motores e também como complemento de armazenamento em sistemas elétricos [35][38].

Os sistemas elétricos de armazenamento de energia, caracterizados pela sua reduzida densidade de energia e pelos elevados custos, revelam-se no âmbito dos sistemas autónomos, inapropriados [39][40].

O armazenamento eletroquímico, sendo uma abordagem amplamente desenvolvida, e utilizada nas mais diversificadas aplicações, têm sido, nos últimos anos, o sistema de armazenamento em maior destaque na constituição de sistemas autónomos apresentando, em comparação com as demais tecnologias de armazenamento, reduzidos custos de investimento, manutenção e operação [35].

Uma bateria é um sistema de armazenamento eletroquímico capaz de, com recurso a reações óxido-redução, converter energia elétrica em energia química e vice-versa. Construtivamente, uma bateria é composta por várias células ligadas em série e paralelo (dependendo da tensão e capacidade pretendida) sendo que cada uma destas células se divide em duas meias-células ligadas em série por meio de um eletrólito condutor. Durante o processo químico na bateria, veja-se a Figura 2-18, os catiões são reduzidos e os eletrões fluem em direção ao cátodo ao passo que o ânodo liberta os eletrões em resultado da oxidação dos aniões [38][41].

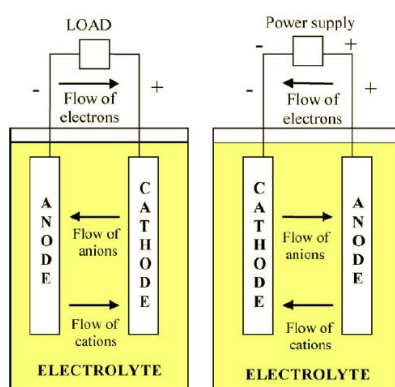


Figura 2-18: Princípio de funcionamento de uma célula eletroquímica [41].

Dependendo do tipo de eletrólitos, elétrodos e membranas, existe comercialmente disponível uma vasta gama de tecnologias de armazenamento eletroquímico, das quais se destacam [42][43]:

- **Baterias de Chumbo-Ácidas:** Nesta tecnologia distinguem-se as baterias fluidas, as baterias VRLA (Valve-Regulated Lead-Acid), cujo eletrólito é um gel e diferem das fluidas pelo facto de serem completamente seladas, e as, ainda recentes, baterias AGM, em tudo idênticas às VRLA mas com o eletrólito envolto em fibra de vidro.
- **Baterias de Níquel:** Distinguem-se as baterias de Níquel Cádmio (Ni-Cd) e as baterias de Hidretos Metálicos de Níquel (NiMH). Esta tecnologia apresenta densidades de energia na ordem dos 150% a 200% das baterias de Chumbo-Ácidas e teve grande empregabilidade em dispositivos móveis de comunicação.
- **Baterias de Sódio:** Caracterizadas pela elevada eficiência e pela capacidade de resistência a descargas bastante profundas, são exemplos desta tecnologia as baterias de Cloreto de Sódio-Níquel e as baterias de Sódio-Enxofre. Tipicamente, esta tecnologia de armazenamento eletroquímico é utilizada em aplicações de grande dimensão.
- **Baterias de Iões de Lítio:** Sendo caracterizadas pela elevada densidade de energia (300 a 400 kWh/m^3), elevado rendimento e durabilidade, reduzida taxa de autodescarga e ausência de efeito de memória (presente nas baterias de Níquel). As baterias de Iões de Lítio apresentam a sua maior taxa de utilização em aplicações de baixa potência como é o caso dos dispositivos móveis (telemóveis, rádios, computadores, tablets, etc). Contudo, dadas as recentes evoluções na área da mobilidade elétrica, esta tecnologia de armazenamento tem vindo a equipar grande parte dos veículos elétricos, tendo-se com isto assistido a uma gradual e tendencial redução do custo de aquisição que era, até então, o seu maior inconveniente.

Como é sabido, nenhum sistema de armazenamento de energia é capaz de libertar a totalidade da energia previamente armazenada. A Figura 2-19 mostra, para cada uma das tecnologias de armazenamento, o rendimento típico em função do tempo de vida útil (numero de ciclos) a uma profundidade de descarga de 80%.

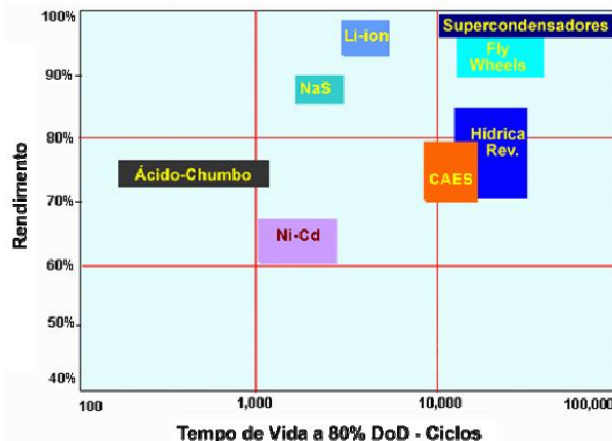


Figura 2-19: Rendimento e tempo de vida útil das tecnologias de armazenamento [35].

Frequentemente, os fabricantes revelam, em função do número de ciclos de carga/descarga e de uma utilização sob condições bem definidas (temperatura constante, taxas de carga e descarga constantes e semelhantes profundidades de descarga), a vida útil esperada para a bateria. Contudo, nos sistemas autónomos, as baterias são frequentemente sujeitas a diferentes taxas de carga e descarga e, em algumas situações, a diversas profundidades de descarga e este efeito é importante no contexto de previsão de longevidade dos sistemas de armazenamento. Existem diversos modelos de estimativa da longevidade das baterias podendo encontrar-se em [43][44][45][46].

Em suma, as tecnologias de armazenamento diferem quanto às suas características e adaptabilidade a cada uma das aplicações. Consequentemente, em função do binómio energia-potência, rendimento, longevidade e capacidade de armazenamento, cada uma das tecnologias pode revelar-se mais ou menos apropriada a cada instalação sendo, neste âmbito, crucial que, antes de se proceder à escolha do sistema de armazenamento, se tome real conhecimento das necessidades da aplicação, sob pena de se adotar um sistema de armazenamento inapropriado e incapaz de colmatar as necessidades energéticas da instalação. Por conseguinte, no âmbito dos sistemas autónomos, a tecnologia de armazenamento deve ser selecionada tendo em consideração as seguintes características:

- **Segurança e fiabilidade:** o sistema de armazenamento deve possuir elevada segurança uma vez que, neste contexto em específico, o risco de incêndio, explosão e libertação de gases ou resíduos tóxicos não é admissível. Adicionalmente, o sistema de armazenamento deve possuir uma robustez tal que seja capaz de funcionar em circunstâncias hostis e inesperadas.
- **Autonomia:** é desejável uma autonomia na ordem de alguns dias.

- Tempo de resposta: o sistema de armazenamento deve possuir um tempo de resposta muito reduzido, na ordem dos milissegundos, disponibilizando no imediato a energia necessária à instalação.
- Taxa de autodescarga: deve ser caracterizado por uma reduzida taxa de autodescarga, garantindo a possibilidade de armazenamento a médio prazo (dias a semanas).
- Durabilidade: é desejável que o sistema de armazenamento realize um número elevado de ciclos de funcionamento.
- Densidade de energia: o máximo armazenamento de energia no menor espaço possível é parte fundamental na constituição de sistemas autónomos pois é desejável que o sistema de armazenamento seja compacto.

De entre as tecnologias de armazenamento comercialmente disponíveis, a que mais se adequa à constituição de sistemas autónomos é o armazenamento eletroquímico, nomeadamente, as baterias de iões de lítio, chumbo-ácido e de fluxo [47].

O Quadro 2-1 sintetiza as características das principais tecnologias de armazenamento eletroquímico passíveis de ser usadas na constituição de sistemas autónomos.

Quadro 2-1: Características das principais tecnologias de baterias [47][48]

	Chumbo-ácido	NiCad	NiMH	Li-ion
Den. Energia (Wh/L)	100	80 - 150	120 - 150	180 - 300
Den. Energia (Wh/Kg)	20 - 40	40 - 60	40 - 80	85 - 130
Eficiência (ciclo)	60 - 70%	75%	70%	> 95%
Autodescarga (mensal)	2 - 5%	5 - 20%	5 - 20%	< 1%
Número ciclos (prof. descarga 80%)	500 - 800	> 2000	> 2000	2000 - 10000
Segurança	Média/Boa	Boa	Boa	Muito Boa
Efeito de memória	Não	Sim	Sim	Não

No sistema concebido neste trabalho, dadas as especificações funcionais do controlador e, tendo em conta o reduzido custo a boa relação densidade de energia-custo e razoável durabilidade (a relativamente reduzidas profundidades de descarga), o sistema de armazenamento é constituído por baterias de chumbo-ácido.

2.2.4 Baterias de chumbo-ácido

As baterias recarregáveis de chumbo-ácido são, à semelhança de todas as outras tecnologias de armazenamento eletroquímico, constituídas por um ânodo, um cátodo e um eletrólito. O

eletrólito é composto por uma solução de ácido sulfúrico (H_2SO_4). O ânodo é formado por dióxido de chumbo (PbO_2) enquanto que o cátodo é constituído por chumbo (Pb). A Figura 2-20 evidencia as reações eletroquímicas de carga e de descarga de uma bateria de chumbo-ácido.

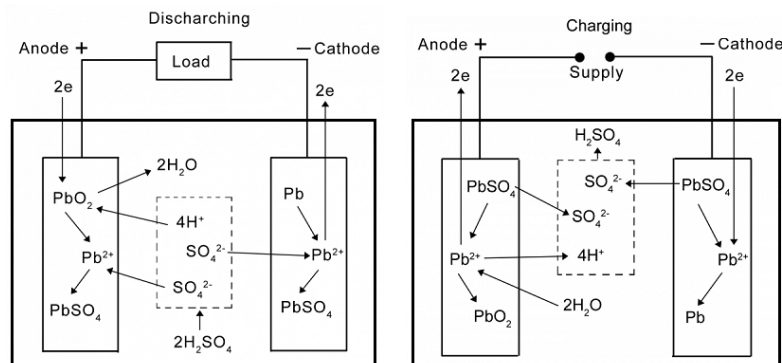


Figura 2-20: Princípio de funcionamento eletroquímico de uma bateria de chumbo-ácido [49].

2.2.4.1 Esquema elétrico equivalente

Em consequência da resistência interna e do efeito capacitivo, uma bateria não é uma fonte ideal. Do ponto de vista prático, a tensão medida aos terminais da bateria não é linear com a carga armazenada, sendo influenciada pelo estado de carga, temperatura e pelo histórico do estado de carga [50].

A aproximação a um modelo elétrico equivalente permite relacionar analiticamente as características dinâmicas com o estado eletroquímico da bateria [50][51][52]. Na realidade, é usual, a utilização de variáveis exteriores como a tensão e a corrente como forma de conhecer o estado interno de uma bateria, particularmente o seu estado de carga [53].

O modelo apresentado na Figura 2-21 é um dos que mais comumente se utiliza para descrever as características dinâmicas de uma bateria de chumbo-ácido [51].

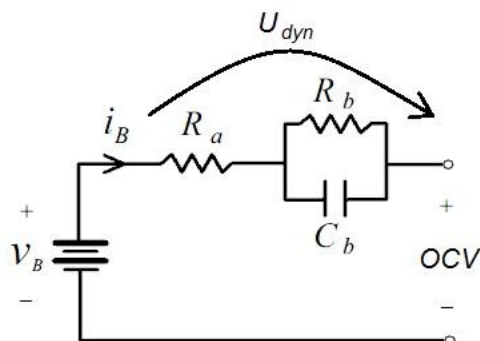


Figura 2-21: Esquema elétrico equivalente de uma bateria de chumbo-ácido [51].

Este modelo assenta na modelização das características internas da bateria através de uma resistência interna R_a em série com uma malha RC ($R_b||C_b$). A fonte de tensão OCV (*Open*

Circuit Voltage), responsável pela alimentação da malha, refere-se à tensão em circuito aberto da bateria.

Eletricamente, a resistência série R_a traduz a resistência interna da bateria e é responsável pela queda de tensão inicial aquando da aplicação de uma carga aos seus terminais. No que concerne à malha RC, esta representa o efeito de polarização da bateria (efeito capacitivo do ânodo e do cátodo). Através desta malha é possível, analiticamente, descrever a variação de tensão dinâmica da bateria em função da carga instantânea [53].

No que se refere à tensão de circuito aberto, esta traduz, em função do estado de carga e da temperatura, o estado eletroquímico da bateria. Por seu turno, a tensão medida aos terminais da bateria (V_B) é a soma da tensão em circuito aberto (OCV) com a componente dinâmica da malha RC (U_{dyn}).

Importa salientar que o progressivo envelhecimento da bateria provoca o aumento da resistência e da capacidade interna da bateria. Adicionalmente, a componente de polarização (R_b e C_b) é a principal causa de perda de capacidade de armazenamento como consequência do processo de envelhecimento da bateria.

2.2.4.2 Características das baterias de chumbo-ácido

As características elétricas de uma bateria de chumbo-ácido não são lineares. A sua capacidade, tensão e corrente dependem de diversos fatores, nomeadamente: temperatura, taxas de carga e descarga e do estado eletroquímico da bateria. A realização de ensaios laboratoriais sob condições controladas permite conhecer e avaliar, em função da especificidade de cada ensaio, as variações das características elétricas de uma determinada bateria.

2.2.4.3 Tensão de circuito aberto (OCV)

Kong-Soon *et al* [51], usando baterias de chumbo-ácido de uma única célula (2V, 4 Ah), realizaram diversos ensaios experimentais como forma de avaliar as características e comportamentos desta tecnologia de armazenamento eletroquímico. Note-se que todos os ensaios foram realizados a uma temperatura constante de 25°C.

Estes ensaios demonstram que a bateria, quando sujeita a um evento de carga ou descarga, apresenta aos seus terminais uma tensão que não traduz de forma fidedigna o respetivo SoC instantâneo. A tensão é, como anteriormente referido, influenciada pela corrente de carga e descarga. Quando se desliga a fonte de carga ou carga aos terminais da bateria, a tensão em circuito aberto é, mesmo para reduzidas taxas de carga ou descarga, díspar da tensão de circuito aberto que se verifica após o tempo de repouso da bateria (especialmente do eletrólito).

Aquando da desligação da carga, a tensão aos terminais da bateria sofre um acentuado aumento em consequência da inexistência da queda de tensão na resistência interna. De forma semelhante, quando finalizado ou interrompido o processo de carga da bateria, a tensão em circuito aberto sofre uma redução. Após o aumento ou decréscimo referido, a tensão de circuito aberto tende a convergir para um valor que, quando cumprido o tempo mínimo de repouso, a tensão de circuito aberto seja representativa do estado de carga da bateria.

Partindo do mesmo estado de carga inicial, Kong-Soon *et al* [51], colocaram, segundo a mesma taxa, diversas baterias em carga. A Figura 2-22 evidencia os resultados deste ensaio.

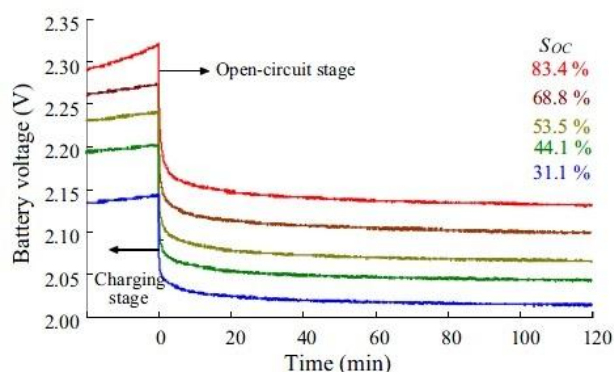


Figura 2-22: Tempo de estabilização da tensão de circuito aberto [51].

Kong-Soon *et al* [51], mostraram que durante o processo de carga, a tensão aos terminais das baterias é tanto maior quanto maior a energia armazenada. Por seu turno, imediatamente após a desligação da fonte de carga, constata-se que a OCV apresenta um decréscimo tanto maior quanto maior o estado de carga das baterias.

No que concerne ao período de repouso e à consequente estabilização da tensão, verifica-se que a OCV apresenta, ao longo do tempo, um semelhante decréscimo. Este efeito deve-se ao facto de as baterias em teste possuírem idênticas características internas, o que se traduz numa mesma constante de tempo e, em consequência, numa semelhante convergência da tensão em circuito aberto para o valor da tensão interna da bateria.

Kong-Soon *et al* [51], dos ensaios realizados, concluíram também que, durante o processo de carga, a OCV é tanto maior quanto maior a taxa de carga, devendo-se este efeito, quase exclusivamente, à queda de tensão na resistência interna da bateria. Por seu turno, quando sujeitas a diferentes taxas de descarga, concluíram que, no instante de abertura do circuito, a OCV é tanto mais reduzida quanto maior a corrente fornecida pela bateria.

Tendo por objetivo avaliar o comportamento dinâmico das baterias de chumbo-ácido, Durr *et al* [52] submeteram uma bateria de 42 Ah (12 V) a um perfil de descarga dinâmico, no qual

fizeram variar, através de um banco de cargas, a corrente de descarga entre 5 e 50 A. A Figura 2-23 retrata os resultados deste ensaio.

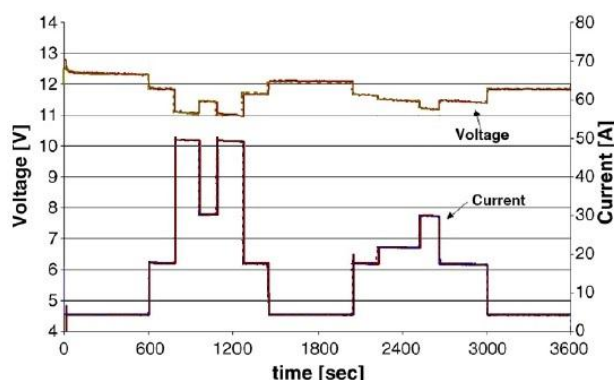


Figura 2-23: Perfil de descarga dinâmico [52].

Dos resultados deste ensaio, Durr *et al* [52], concluíram que, uma bateria, quando sujeita a pequenas variações na corrente de descarga, a tensão aos seus terminais tende a sofrer pequenas variações. Porém, quando sujeita a rápidas variações de taxa de descarga, conclui-se que a tensão aos terminais da bateria sofre repentinas variações, verificando-se um acentuado decréscimo. Os resultados deste ensaio permitem aferir sobre o comportamento das baterias de chumbo-ácido quando sujeitas a distintos perfis de descarga tipicamente característicos dos sistemas autónomos.

2.2.4.4 Autodescarga

Durr *et al* [52] realizaram, à mesma bateria, um teste com o objetivo de determinar a taxa de autodescarga em função da temperatura e do tempo de armazenamento. Desta forma, através da monitorização da tensão OCV de uma bateria em repouso, por um período de 2 a 6 meses, é possível conhecer as perdas por autodescarga.

Na Figura 2-24 é possível verificar a queda de tensão OCV ao longo do período de repouso da bateria. Conclui-se que, durante o primeiro mês de repouso, as perdas por autodescarga são bastante mais acentuadas do que durante o restante período do teste, no qual se verifica um decréscimo (aproximadamente) linear.

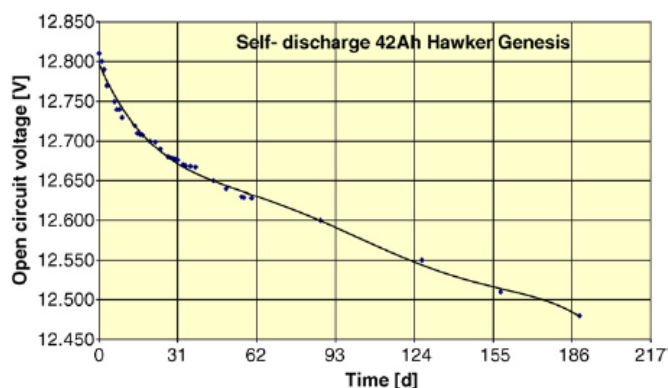


Figura 2-24: Queda de tensão OCV ao longo do tempo [52].

2.2.4.5 Temperatura

Durr *et al* [52], dos ensaios realizados, constataram que a temperatura de funcionamento tem especial efeito no que se refere à capacidade disponível de uma bateria. Como se observa na Figura 2-25, verifica-se uma diminuição da capacidade da bateria à medida que a temperatura decai abaixo dos 25°C sendo este efeito explicado pelo aumento da resistência interna da bateria com a diminuição da temperatura. Inversamente, quando a temperatura é superior a 25°C, regista-se um ligeiro aumento no desempenho da bateria resultando num incremento de capacidade.

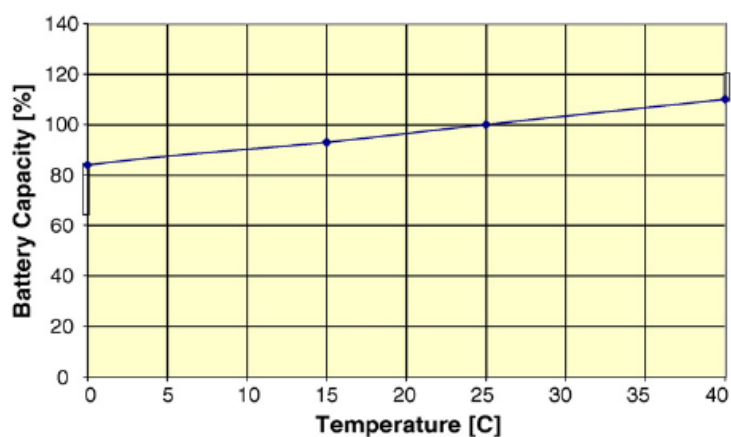


Figura 2-25: Efeito da temperatura na capacidade disponível de uma bateria [52].

Contudo, uma bateria quando sujeita a diversos eventos de carga e, especialmente, descarga a temperaturas elevadas, as placas e o eletrólito sofrem uma rápida deterioração surgindo, em consequência, uma acentuada redução da capacidade de armazenamento e do tempo de vida útil da bateria [52]. Durr *et al*, defendem que a maximização do desempenho e durabilidade de uma bateria de chumbo-ácido é conseguida para uma temperatura de funcionamento compreendida entre os 15°C e os 25°C.

2.2.5 Estimativa do SoC e do SoH

O estado de carga de uma bateria traduz a carga da bateria num determinado momento, em relação à sua carga estipulada [48][54].

Tipicamente, o SoC é expresso em percentagem da carga estipulada da bateria (Ah_{est}) e pode ser definido matematicamente através da expressão (2-1) [55]. Note-se que, na expressão, a corrente medida aos terminais da bateria $I(t)$ é positiva quando a bateria é descarregada e negativa quando a bateria é carregada. O $SoC(0)$ é o estado de carga inicial da bateria (em percentagem).

$$SoC(t) = SoC(0) - \left[\frac{1}{Ah_{est}} \int_0^t I(t) dt \right] \times 100 (\%) \text{ onde, } 0 \leq SoC \leq 100 (\%) \quad (2-1)$$

Salienta-se que, em função do tempo de integração (t) e da capacidade da bateria, a integração da carga da bateria pode ser contabilizada em diferentes unidades, entre elas: mAs, As, mAmin, Amin, mAh, Ah.

O estado de carga de uma bateria pode ser estimado através de diversos métodos e processos. Veja-se o Quadro 2-2.

Quadro 2-2: Resumo dos principais métodos de estimativa do SoC [55]

Método	Descrição	Vantagens	Desvantagens
Teste de descarga	Medição do tempo e da corrente de descarga (DC); Tipicamente usado para determinar a carga inicial da bateria (início de vida).	Método altamente preciso.	Moroso; Implica o consumo de energia; Medição <i>offline</i> do estado de carga; Não se aplica em sistemas autónomos.
Contagem de <i>Coulomb</i>	Pode ser usado em todos os tipos de baterias. Baseia-se na contagem e integração das cargas e descargas (medição da corrente) ao longo do tempo.	Medição <i>online</i> ; Fácil implementação; Elevada precisão quando equipado com diversos pontos de calibração e ajuste (testes de verificação)	Acumulação de erros ao longo do período de contagem; Carece de elementos de calibração.
Tensão em circuito aberto	Baseia-se na medição da tensão OCV sendo em seguida calculado o SoC através da curva Tensão (OCV) vs SoC (%); Aplicável a todo o tipo de baterias desde que conhecidas as respetivas curvas.	Medição <i>online</i> ; Método económico, de fácil implementação e boa precisão.	Moroso; Carece de um período de repouso da bateria como forma de estabilização dos seus elementos químicos a fim de se realizar uma aferição fiável, o que dificulta a utilização em sistemas que necessitam

			de medição do SoC em tempo real.
Resistência interna DC	Aplicável a baterias de chumbo-ácido e Níquel.	Medição <i>online</i> ; Fácil implementação; Permite também aferir o SoH.	Elevado custo; A precisão do método varia com o SoH; Sensibilidade à variação de temperatura.
Impedância (Espectroscopia)	Aplica-se a todos os tipos de baterias; Assenta na medição da impedância da bateria (combinação RC).	Medição <i>online</i> ; Possibilita a estimativa do SoH.	Elevado custo; Sensibilidade às variações de temperatura.
Filtros Kalman	Aplica-se a todos os tipos de baterias; Baseia-se no modelo da bateria para obtenção de dados.	Medição <i>online</i> ; Modelo flexível, dinâmico e preciso.	Necessita de um modelo computacional complexo e robusto; Modelo de difícil implementação especialmente no que concerne à contabilização de não linearidades e irregularidades.
Redes neuronais	Baseia-se num modelo pré estabelecido da bateria para construção de uma rede neuronal adaptativa; Aplicável a todos os tipos de baterias.	Medição <i>online</i> .	Custos elevados; Carência de um histórico de dados de uma bateria com semelhantes características
Lógica Fuzzy	Aplica-se a todos os tipos de baterias.	Medição <i>online</i> ; Modelo robusto.	Necessidade de grandes quantidades de memória e cálculo computacional

O método de estimativa do SoC que mais comumente se vê implementado é a contagem de *Coulomb*, ou seja, a integração da corrente, medida aos terminais da bateria, ao longo do tempo. A aferição do SoC é dinâmica e, desta forma, é possível tomar conhecimento, de forma instantânea e interativa, do estado de carga de uma bateria.

Mesmo tratando-se de uma técnica bastante fiável e relativamente precisa, a contagem de *Coulomb* tende a acumular erros, especialmente de medição, resolução e arredondamento, ao longo do período de integração. Nesta medida, é essencial que, de forma periódica, se proceda à calibração do algoritmo de estimativa do estado de carga como forma restritiva da acumulação de erros de integração.

Em termos genéricos, o SoH de uma bateria representa, em determinado momento, a capacidade real que a bateria possui para armazenar energia em relação à sua capacidade estipulada. Tipicamente, o SoH traduz, em percentagem, o estado de carga da bateria entre o BoL

(*Beginning of Life*) e o EoL (*End of Life*) sendo que, no caso particular das baterias de chumbo-ácido, o EoL é de 80% [48].

Algumas técnicas utilizadas na estimativa do SoC podem também ser utilizadas como forma de avaliação e estimativa do SoH, nomeadamente a medição da impedância (Espectroscopia) e a medição da resistência interna da bateria. Porém, estes dois métodos são, na maioria das situações inaplicáveis, dado o seu elevado custo e sensibilidade às variações de temperatura.

Sendo fortemente dependente do campo de aplicação e do regime de funcionamento, a estimativa do SoH de uma bateria é, tipicamente, subjetiva, podendo não se revelar crucial [48]. Contudo, no que respeita a aplicações práticas, como são exemplo os sistemas autónomos, a utilização de um método de estimativa do SoH pode revelar-se preponderante, especialmente quando possibilita medições *online* [54].

3. Plataforma implementada

3.1 Sistema híbrido autónomo de microgeração

A Figura 3-1 mostra esquematicamente o sistema híbrido autónomo de microgeração que foi implementado no Laboratório de Investigação Aplicada em Energias Renováveis e Sustentabilidade Energética (LIAERSE) da ESTGV. Como anteriormente referido, o sistema foi concebido utilizando os equipamentos existentes e disponíveis na ESTGV.

Tal como ilustra a Figura 3-1, o sistema híbrido é constituído por um gerador microeólico, um gerador fotovoltaico, um sistema de armazenamento eletroquímico, uma carga de dissipação (*dump*) e um inversor “*off-grid*”, responsável pela alimentação da plataforma de cargas AC representativa dos consumos típicos de um edifício unifamiliar.

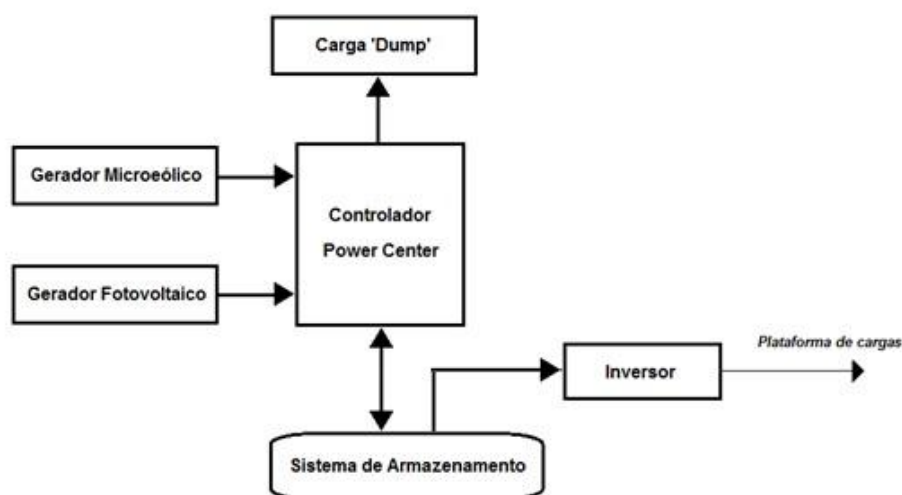


Figura 3-1: Topologia do sistema autónomo implementado.

3.1.1 Gerador microeólico

O gerador microeólico utilizado é a turbina Bergey XL.1 ilustrada na Figura 3-2.



Figura 3-2: Turbina microeólica Bergey XL.1.

Construtivamente, esta turbina é caracterizada por possuir um eixo horizontal e ser dotada de três pás de fibra de vidro que convertem a energia eólica em energia cinética de rotação. Esta energia é posteriormente convertida em eletricidade através de um gerador trifásico de ímãs permanentes integrado na turbina. A corrente alternada trifásica produzida, com tensão e frequência variáveis, é retificada à saída do gerador (instalado na *nacelle*), e enviada para a unidade de controlo da turbina que se apresenta na Figura 3-3. De acordo com o fabricante [56] o alternador possui uma configuração invertida, na qual, o rotor se encontra na parte mais periférica e o estator na parte interna da máquina elétrica. Esta configuração permite um acréscimo de produção de energia com velocidades de vento menores, para além de evitar a utilização de um retificador mecânico anel-escova.



Figura 3-3: Unidade de controlo da turbina (*Power Center*).

A Figura 3-4 mostra a curva de potência do gerador microeólico utilizado. A produção de energia inicia-se com velocidade do vento na ordem dos 2,5 m/s sendo a potência estipulada da turbina (1 kW) atingida quando a velocidade do vento atinge os 11 m/s.

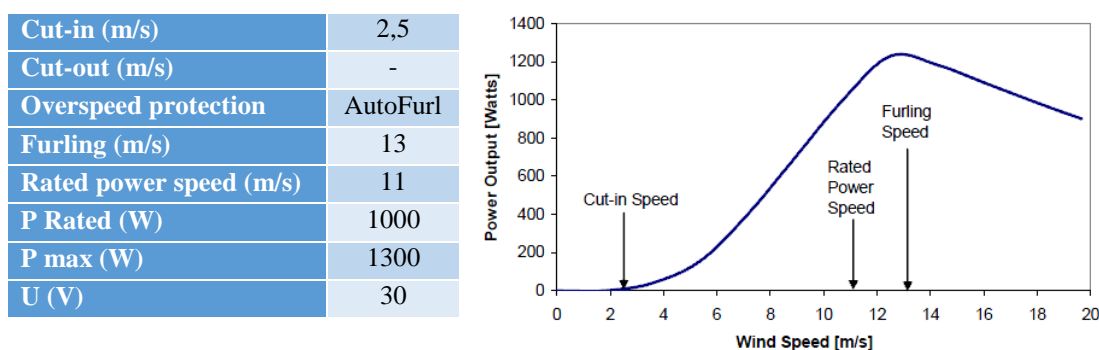


Figura 3-4: Curva de potência da turbina Bergey XL.1 [57].

A *nacelle*, construída em fibra de vidro, retém no seu interior o gerador elétrico, o retificador, os rolamentos de direção (*yaw*), os anéis deslizantes e o eixo de acoplamento da torre de montagem tal como mostra a Figura 3-5. Os rolamentos de direção permitem que a turbina possa rodar livremente, em torno da torre, por forma a que a turbina se oriente com a direção do vento. Os anéis permitem, conjuntamente com as escovas, o estabelecimento de ligação elétrica entre os condutores de saída do retificador (que se movimentam solidariamente com a turbina) e os condutores (fixos) de transporte de energia até ao controlador “*Power Center*”.

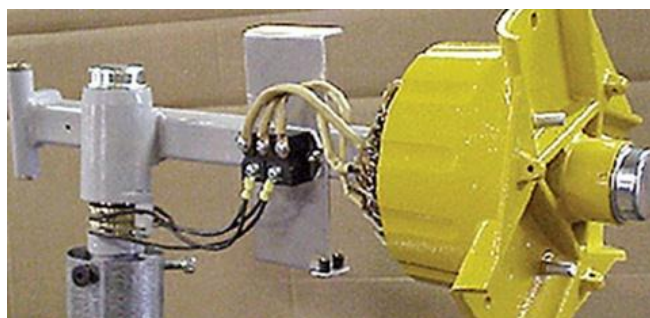


Figura 3-5: Interior da *Nacelle* [58].

A orientação das pás face à direção do vento é conseguida à custa de um dispositivo mecânico, de perfil semelhante a uma barbatana, instalado na cauda da turbina (ver Figura 3-2). Esta orientação permite que as pás da turbina se posicionem perpendicularmente à direção do vento, maximizando o aproveitamento da energia eólica incidente. Adicionalmente, a turbina microeólica é equipada com um sistema mecânico de proteção contra velocidades de vento excessivas, as quais podem produzir danos estruturais nas pás e sobrecargas nos componentes elétricos. Funcionalmente, este sistema baseia-se nas forças aerodinâmicas exercidas sobre o rotor e atua segundo um eixo de rotação vertical, sobre o qual toda a *nacelle* se desloca, diminuindo assim o ângulo de exposição das pás ao vento. Este mecanismo é capaz de, em função da velocidade do vento incidente e das conseqüentes forças aerodinâmicas, reajustar o ângulo de exposição da turbina ao vento, como se ilustra na Figura 3-6. A atuação deste mecanismo, conhecido por *autofurl*, inicia-se para velocidades de vento superiores a 13 m/s, sendo que para velocidades superiores a 18 m/s a turbina microeólica se encontrará com o menor ângulo possível de exposição ao vento (posição praticamente paralela à direção do vento).

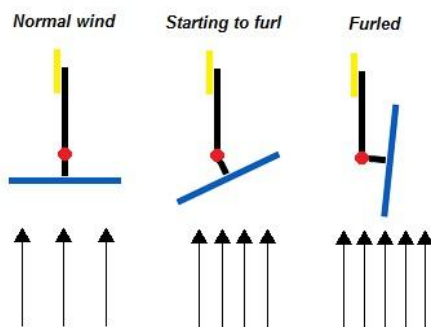
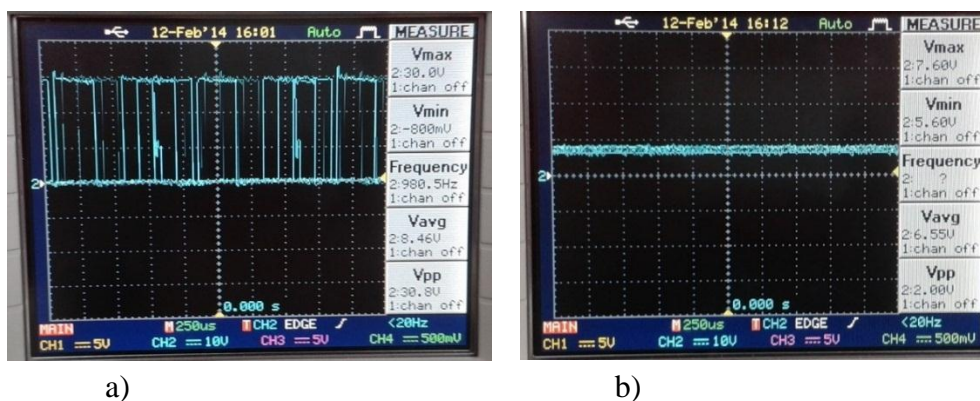


Figura 3-6: Funcionamento AutoFurl.

No que concerne à tensão de produção da microeólica, esta varia, em função da velocidade do vento, entre 0 V e 30 V. A Figura 3-7 a) evidencia a forma de onda de tensão registada aos terminais da turbina quando em regime de funcionamento normal, isto é, para velocidades de vento superiores a 8 m/s. Por seu turno, a Figura 3-7 b) retrata a tensão de produção quando ativa a função de otimização de desempenho da microeólica que adiante se detalha.



a)

b)

Figura 3-7: a) Tensão de produção do gerador microeólico. b) Tensão de produção do gerador microeólico com função *low end boost* ativa.

3.1.2 Controlador da turbina microeólica

A turbina Bergey XL.1 possui uma unidade de controlo (*Power Center*) à qual se liga. Esta unidade permite ainda a ligação de um sistema de armazenamento constituído por baterias de chumbo. Adicionalmente, de forma opcional, o *Power Center* possibilita a ligação de um gerador fotovoltaico e de uma carga de dissipação de energia (*dump*). A Figura 3-8 mostra o esquema de ligações destes elementos ao *Power Center*.

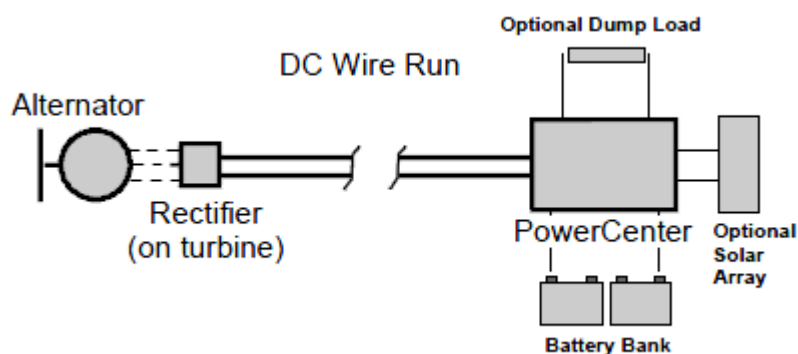


Figura 3-8: Interligação dos diversos equipamentos ao *Power Center*.

A potência do gerador fotovoltaico que pode ser ligado ao controlador está limitada a 750 W e a corrente a 30 A.

A carga de dissipação deve possuir uma resistência máxima de 0,5 Ohm e capacidade para dissipar uma potência de 1800 W com uma corrente de 60 A. Esta carga de dissipação tem a missão de consumir o excedente de energia produzida nos sistemas de microprodução (turbina eólica e gerador fotovoltaico) face ao somatório da energia consumida com a que é possível armazenar. Nestas circunstâncias (existência de excedente de produção), o controlador aplica à carga uma tensão modulada por largura de pulso (PWM), com um máximo de 30 V, permitindo a dissipação da energia excedentária.

Exteriormente, o *Power Center* é equipado com sinalizadores luminosos que permitem, de forma instantânea, tomar conhecimento sobre o funcionamento das diversas tecnologias e modos de funcionamento, assim como o SoC do banco de baterias. A Figura 3-9 a) evidencia o aspeto exterior do *Power Center*, ilustrando os sinalizadores luminosos. A Figura 3-9 b) apresenta o interior da unidade de controlo bem como o detalhe de ligação dos equipamentos constituintes do sistema autónomo.

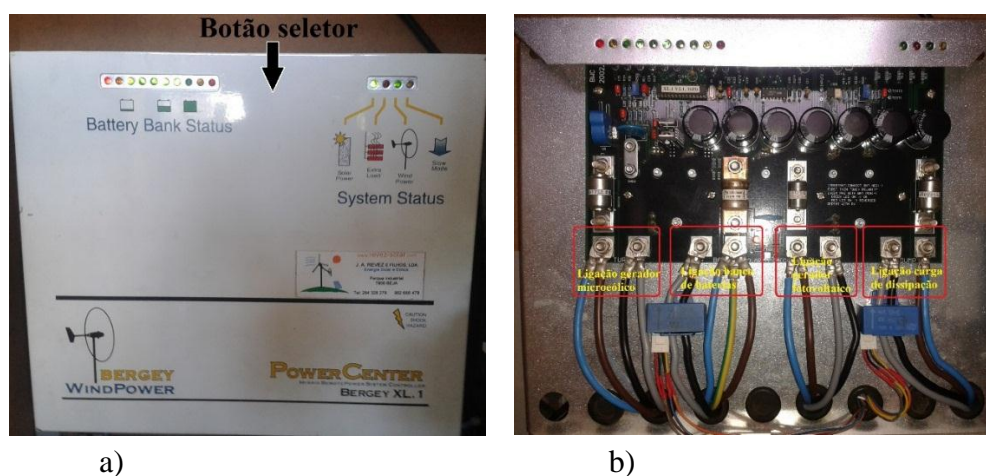


Figura 3-9: a) Unidade de controlo da turbina – *Power Center*. b) Interior do *Power Center* – detalhe de ligação de equipamentos.

No canto superior esquerdo do *Power Center* encontra-se a informação relativa ao estado de carga instantâneo do banco de baterias. Apesar de não se tratar de uma informação absolutamente confiável, sendo influenciada pela tensão de carga do controlador e pela corrente de carga e descarga instantânea, esta revela o SoC aproximado do banco de baterias. No canto superior direito do controlador encontram-se quatro led indicadores do funcionamento do gerador fotovoltaico, da carga *dump* e dos modos de operação da turbina. A funcionalidade destes led é descrita no Quadro 3-1.

Quadro 3-1: Sinalização de funcionamento de equipamentos

Led	Descrição	Sinalização
1	Led de cor verde que sinaliza o funcionamento do gerador fotovoltaico	Ligado se gerador em funcionamento e desligado quando fora de serviço.
2	Sinalizador de cor vermelha que transmite informação sobre o funcionamento da carga de dissipação	Ligado quando <i>dump</i> dissipa energia e desligado quando a carga está fora de serviço.
3	Sinalizador verde de informação do funcionamento do gerador microeólico.	Continuamente ligado traduz o funcionamento em regime normal do gerador. Em regime pulsante, informa o funcionamento da função de otimização de desempenho (<i>low end boost</i>). Desligado, informa que o geradores encontra fora de serviço.
4	Led laranja que transmite informação acerca do funcionamento das funções de controlo afetas ao gerador microeólico.	Quando o led pisca, lenta ou rapidamente, sinaliza, respetivamente, o funcionamento em modo de reduzida velocidade (<i>slow mode</i>) ou o modo de funcionamento de paragem da turbina (<i>stop mode</i>). Adicionalmente, os leds 3 e 4, quando em modo pulsante sincronizado sinalizam o modo de funcionamento de fusível queimado (<i>blown fuse mode</i>).

O controlador *Power Center* vem programado por defeito para funcionar com baterias de chumbo-ácidas do tipo imersas ou imersas seladas. No que concerne ao processo de carga do banco de baterias, este é baseado na tensão de carga imposta pelo *Power Center* sendo que, quando a tensão atinge o valor predefinido de 28,1 V, o controlador assume que as baterias se encontram no limiar de carga máxima.

O controlador é dotado de várias funções de controlo, sendo capaz de, em função da topologia do sistema e da capacidade de produção dos geradores a ele ligados, promover distintos modos de funcionamento, tendo como objetivo primordial a maximização da produção e a gestão do processo de carga das baterias (evitando a sua sobrecarga) [56].

Com ativação manual ou automática, as funções de controlo que promovem os diversos modos de funcionamento são:

- Paragem da turbina eólica (*stop mode*): função com ativação manual que determina a paragem da turbina recorrendo, para tal, a uma frenagem elétrica. Este modo de funcionamento é utilizado quando se pretende efetuar intervenções de manutenção ou reparação à microeólica.
- Equalização das baterias (*battery equalization*): função com ativação manual destinada a conduzir as baterias até um elevado estado de carga, provocando a criação de bolhas e libertação de gás. Quando ativa, o controlador eleva em 2 V a tensão de carga máxima das baterias sendo a função automaticamente desativada quando a tensão de carga atingir os 30,1 V ou, no limite, quando ultrapassado o período máximo de funcionamento de 5 horas.
- Funcionamento em modo de velocidade reduzida (*slow mode*): função que pode ser ativada manualmente ou de forma automática pelo controlador, e que limita a velocidade de rotação da turbina e a potência produzida (máximo de 120 W). A ativação automática desta função verifica-se quando, perante a inexistência de uma carga de dissipação ligada ao controlador, a tensão de carga do banco de baterias atinge o valor correspondente à carga máxima. Quando existe a carga de dissipação associada ao sistema, o controlador apenas procede à ativação desta função se esta carga for incapaz de dissipar o excesso de energia existente. Adicionalmente, quando o sistema é dotado de gerador fotovoltaico, o controlador colocará este gerador num regime de funcionamento pulsante, isto é, alternadamente em produção ou fora de serviço, consoante o nível de tensão do banco de baterias e a capacidade de dissipação permitida pela da carga de dissipação. A entrada automática do funcionamento em modo “*slow mode*” é inibida quando a tensão do banco de baterias é inferior a 28,1 V (*setpoint* definido através do potenciómetro com a identificação R501 no interior da unidade de controlo), bem como nas situações em que a carga de dissipação possui capacidade para dissipar o excedente de energia que se verifica. A ativação manual deste modo de funcionamento é sempre possível, independentemente do estado de carga do banco de baterias e da capacidade do sistema para dissipar os excedentes de energia. A desativação da função “*slow mode*” após ativação manual tem também de ser processada de forma manual por meio de um clique no botão instalado na parte posterior do *Power Center*.
- Função de apresentação de potência (*watt display*): é uma função de ativação manual que possibilita a apresentação de estimativas relativas à potência instantânea produzida pelo gerador microeólico. Estes valores são apresentados, através dos led presentes na parte frontal do controlador, sendo que cada led aceso representa 100 W de potência.

- Funcionamento em modo de fusível queimado (*blown fuse mode*): trata-se de um modo de funcionamento de ativação automática que é acionado quando o controlador deteta falha de ligação ao banco de baterias. A detecção é feita através da monitorização da tensão aos terminais do banco de baterias. A desligação do banco de baterias, ou a fusão do fusível que protege o circuito de carga das mesmas, leva a que o controlador deixe de ter referência de tensão e despolete a ativação desta função e a respetiva sinalização de falha nos led frontais do controlador.

A função de fusível queimado também é acionada se, por breves instantes, for aplicada uma tensão superior a 35 V ao banco de baterias. Este efeito pode surgir em consequência da interligação ao circuito de carga das baterias de um gerador externo que possa, através do condicionador de potência, aplicar um nível de tensão superior a 35 V. Adicionalmente, esta função pode ser ativa quando o banco de baterias possui uma capacidade de armazenamento de tal forma reduzida que, quando sujeito a correntes de carga elevada, a tensão aos seus terminais ultrapasse os 35 V. Esta situação pode ser evitada pela utilização de um banco de baterias com capacidade superior a 220 Ah [56].

Por se tratar de uma função associada a uma possível falha no sistema, esta é a única que requer a sua inativação forçosamente manual, efetuada através de um clique no botão instalado na parte posterior do *Power Center*. Contudo, antes de se proceder à inativação, é crucial que se realize uma verificação do estado do fusível bem como das ligações do circuito entre o controlador e o banco de baterias.

- Função de otimização de desempenho da microéolica (*low end boost*): esta função é ativada automaticamente pelo controlador quando se verificam regimes de vento instáveis e de baixa velocidade. Nestas condições, o controlador injeta uma pequena corrente no estator do gerador de forma a garantir a contínua rotação da turbina e, assim, limitar a progressiva redução de velocidade do rotor aquando da diminuição da velocidade do vento. O funcionamento desta função regista-se para velocidades de vento compreendidas entre a velocidade de cut-in e os 8 m/s (para velocidades de vento superiores esta função é automaticamente desabilitada).

O *Power Center* apresenta, na parte posterior (zona central superior identificada na Figura 3-9 a)), um botão que, quando pressionado, permite selecionar um de entre quatro possíveis modos de funcionamento. Para o efeito, o botão seletor deve ser pressionado e mantido assim até que o modo de funcionamento desejado seja sinalizado nos leds frontais como se descreve no Quadro 3-2. A transição entre modos de funcionamento é feita de forma automática a cada dez segundos de pressão contínua no botão seletor [56].

Quadro 3-2: Ativação manual de modos de funcionamento do *Power Center*

Modo de funcionamento	Ativação	Sinalização do modo de funcionamento
Paragem da turbina (<i>stop mode</i>)	Pressão contínua no botão seletor por um período máximo de 10 segundos. Se o botão for libertado durante este período, a função é ativa e o modo de funcionamento despoletado. Se cumprido o período afeto à ativação desta função, o controlador comuta para a sinalização da função seguinte não sendo esta ativada.	Led laranja relativo à sinalização do funcionamento das funções de controlo da microeólica pisca a elevada frequência (3 vezes por segundo).
Equalização das baterias (<i>battery equalization</i>)	Botão seletor pressionado de forma ininterrupta por um período máximo de 20 segundos. Se durante os 10 segundos afetos à sinalização desta função o botão deixar de ser pressionado, o controlador procede à equalização das baterias.	Leds referentes à sinalização do SoC instantâneo do banco de baterias piscam simultaneamente.
Velocidade reduzida (<i>slow mode</i>)	Pressão contínua, por um período máximo de 30 segundos, do botão seletor. Modo de funcionamento ativo se o botão for libertado no período de sinalização (10 segundos)	Led laranja, sinalizador do funcionamento das funções de controlo da microeólica, pisca a baixa frequência (1 vez por segundo).
Apresentação de potência (<i>watt display</i>)	Botão seletor pressionado de forma contínua por um período máximo de 40 segundos. Modo de funcionamento ativo se, durante os 10 segundos de sinalização, o botão deixar de ser pressionado.	Cada led sinalizador do SoC instantâneo do banco de baterias será acesso por cada 100 W de potência produzida.

Sempre que o controlador se encontre num destes modos de funcionamento, o utilizador poderá fazê-lo regressar ao funcionamento normal, bastando para tal clicar no botão seletor. A aplicação de uma pressão contínua no botão, durante 40 segundos, transporta o controlador para o seu normal funcionamento sem que nenhum modo de funcionamento tenha sido ativado.

O *Power Center*, em função da topologia adotada para o sistema de microgeração, pode assumir quatro formas de operação, tal como se evidencia na Figura 3-10.

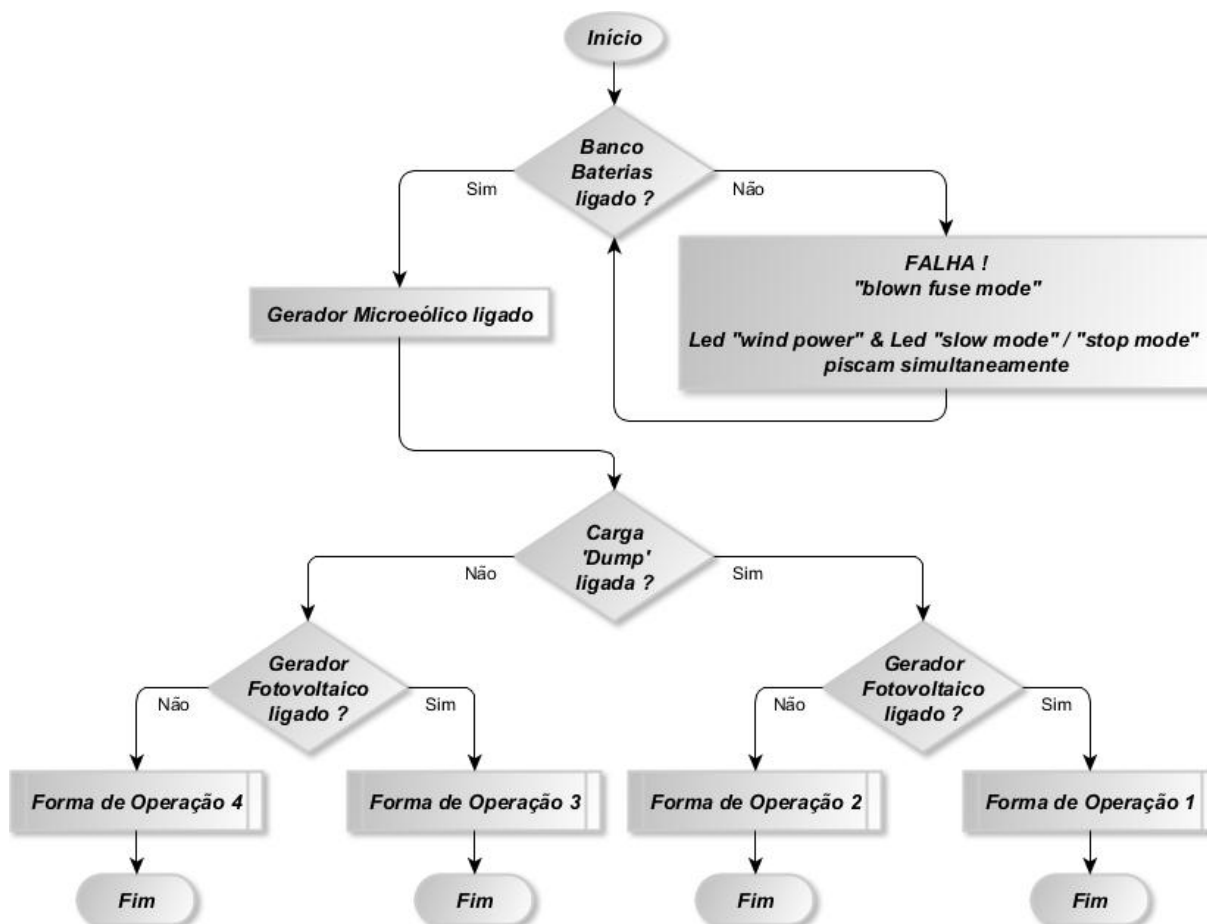


Figura 3-10: Formas de operação do *Power Center* em função da topologia do sistema.

A Figura 3-11 mostra a forma de operação do controlador e, portanto, do sistema híbrido autónomo implementado no presente trabalho, cuja topologia se apresenta na Figura 3-1. Para sistemas com diferente topologia, os modos de operação do controlador são descritos através dos fluxogramas presentes no Anexo 1.

3.2 Gerador Fotovoltaico

O gerador fotovoltaico instalado na plataforma é constituído por um único painel com a referência MPrime 215 do fabricante Martifer Solar instalado horizontalmente sobre a cobertura do edifício do pavilhão de mecânica da ESTGV. A Figura 3-12 mostra as características do painel instalado, o qual é dotado de díodos *bypass* que, aquando de um possível sombreamento setorial e temporário, protegem as células contra correntes inversas passíveis causadoras de danos nas junções p-n do material semiconductor.

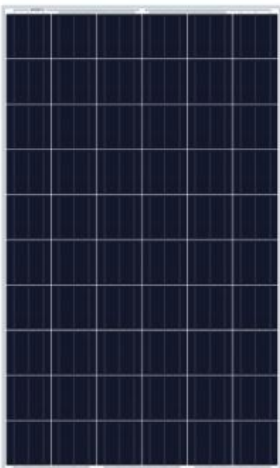
P_{MPPT} (W)	215	
U_{MPPT} (V)	27,84	
I_{MPPT} (A)	7,72	
U_0 (V)	36,28	
I_{CC} (A)	8,17	
η (%)	13,4	
$NOCT$ ($^{\circ}C$)	47,3	
Coefficientes de temperatura:		
Potência γ_{MPPT} ($\%/^{\circ}C$)	-0,45	
Tensão β_{U_0} ($\%/^{\circ}C$)	-0,324	
Corrente $\alpha_{I_{CC}}$ ($\%/^{\circ}C$)	0,076	

Figura 3-12: Painel solar fotovoltaico MPrime 215.

3.3 Banco de baterias

O sistema híbrido autónomo implementado está equipado com um sistema de armazenamento constituído por um conjunto de 4 baterias de chumbo (Rolls 24HT80), de ciclo profundo, com a capacidade de 160 Ah. A Figura 3-13 mostra o banco de baterias instalado, bem como as principais características destas. A capacidade de armazenamento do banco de baterias é 3,8 kWh.

Capacidade estipulada (Ah)	80
Tensão (V)	12
Corrente de descarga (Ah)	0 - 25
Corrente de carga (Ah)	0 - 60



Figura 3-13: Banco de baterias do sistema híbrido autónomo.

A vida útil do banco de baterias é fortemente condicionada pela descarga a que as baterias são sujeitas. A Figura 3-14 evidencia a vida útil destas baterias em função da profundidade de descarga (DoD).

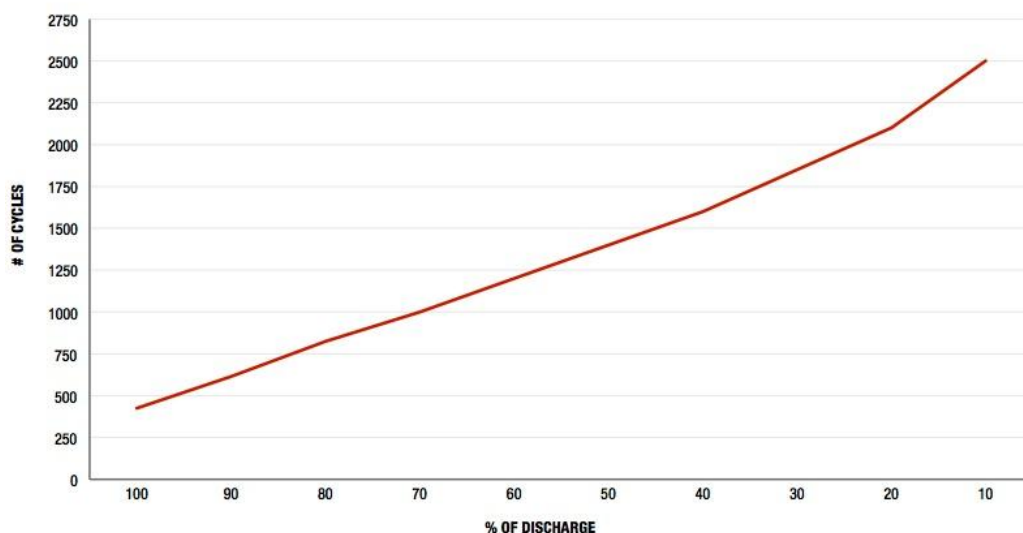


Figura 3-14: Vida útil da bateria em função do DoD [59].

Estas baterias, quando sujeitas a uma descarga típica de 20 % da sua capacidade estipulada, são capazes de efetuar cerca de 2000 ciclos de carga/descarga o que, numa aplicação que implique, um ciclo de carga /descarga diário, se traduz numa vida útil de sensivelmente 5 anos.

3.4 Carga de dissipação

Como anteriormente referido, o controlador da turbina microeólica utilizada na constituição da plataforma permite a ligação de uma carga destinada a dissipar a energia produzida nos geradores que não é consumida e que não pode ser armazenada (sistema de armazenamento com carga completa). O controlo da energia dissipada nesta carga é assegurado pelo controlador da turbina eólica, o qual assegura a aplicação de uma tensão modulada por largura de pulso, com frequência de 1 kHz, e com amplitude 30 V á carga, tal como se ilustra na Figura 3-15. Naturalmente, quanto maior a largura de pulso, maior será a energia dissipada. A máxima potência que o controlador permite enviar para a carga dissipadora corresponde a 1800 W, pelo que a máxima corrente que circulará nessa carga será de 60A.

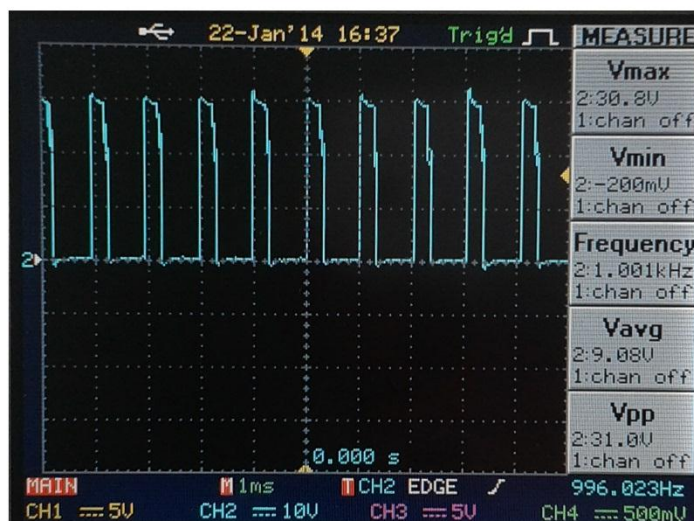


Figura 3-15: Exemplo de tensão aos terminais da carga de dissipação

Uma vez que não existia na ESTGV uma carga com as características adequadas para ser instalada na plataforma (com as funções de carga de dissipação), foi necessário proceder ao dimensionamento e à construção de uma carga adequada. Pretendia-se, portanto, que a carga permitisse a dissipação de uma potência máxima de 1800W (a dissipar quando o controlador lhe aplicar uma tensão de 30 V). Estas especificações determinam uma resistência total da carga igual a 0,5 Ω .

A carga de dissipação foi então construída utilizando fio resistivo com uma resistência linear de 8,67 Ω /m (indicada pelo fabricante). Previamente à construção da carga, e uma vez que alguma informação necessária não estava disponível, efetuaram-se alguns testes a um pedaço deste fio (com comprimento de 50 cm) para aferir as suas características, nomeadamente no que se refere à resistência efetiva, à respetiva variação com a temperatura, e à corrente admissível (evitar a fusão do condutor).

Dos ensaios efetuados, verifica-se que a variação de resistência com a variação de temperatura é baixa sendo apresentada pelo fabricante uma variação de resistência de 2% para uma temperatura de funcionamento de 200°C [60]. A Figura 3-16 evidencia as duas características (experimental e do fabricante) relativas à variação da resistência linear em resultado do aumento de temperatura do fio em consequência da circulação de corrente.

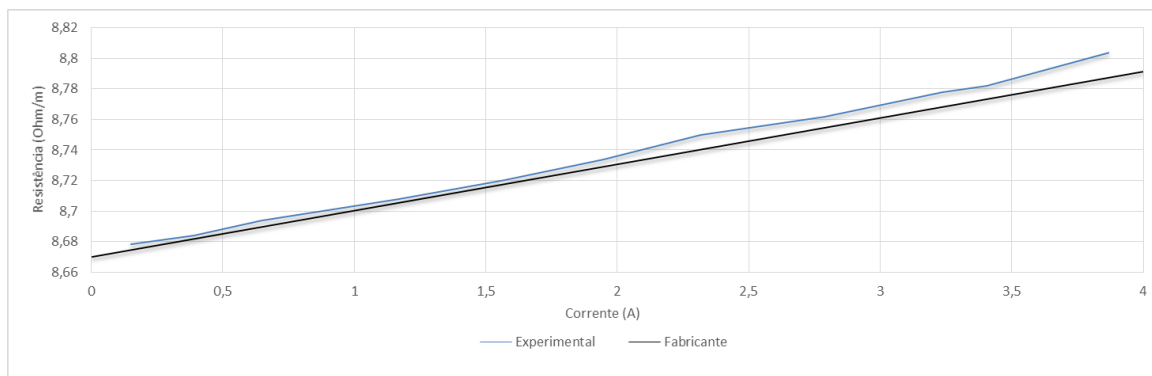


Figura 3-16: Variação da resistência linear do fio.

O Quadro 3-3 sintetiza o processo de dimensionamento da carga de dissipação tendo em consideração diferentes correntes consideradas para o fio. Note-se que todas as correntes consideradas foram testadas em laboratório para assegurar que seriam suportadas pelo fio. Para cada corrente considerada procedeu-se ao cálculo do número de fios em paralelo que seria necessário instalar e do respetivo comprimento por forma a assegurar uma resistência nunca inferior a 0,5 Ω para a carga.

Quadro 3-3: Dimensionamento da carga de dissipação

Corrente máxima estipulada do fio (A)	Número de fios em paralelo	Comprimento de cada fio (m)	Resistência de cada fio (Ω)	Resistência da carga de dissipação (Ω)	Corrente real no fio (A)	Máxima potência dissipada (W)
3,8	15	0,92	7,98	0,532	3,76	1693
3,9	15	0,89	7,72	0,514	3,89	1749
4	15	0,87	7,54	0,502	3,98	1790
4,1	14	0,85	7,37	0,526	4,07	1710

Os resultados obtidos levaram à escolha da solução caracterizada pela colocação de 15 fios em paralelo, cada um com um comprimento de 87 centímetros. Esta configuração permite que a carga dissipe uma potência máxima igual a 1790 W (99,44% do valor máximo pretendido).

Construtivamente, a carga de dissipação é constituída por um invólucro de proteção e por um dispositivo de isolamento e fixação dos fios. O invólucro de proteção resultou da quinagem de duas chapas metálicas sendo uma delas perfurada e utilizada nas partes laterais e superior da carga como forma de potenciar a dissipação térmica. As Figura 3-17 a) e b) evidenciam a chapa perfurada constituinte do invólucro de proteção e o interior da carga de dissipação, respetivamente.

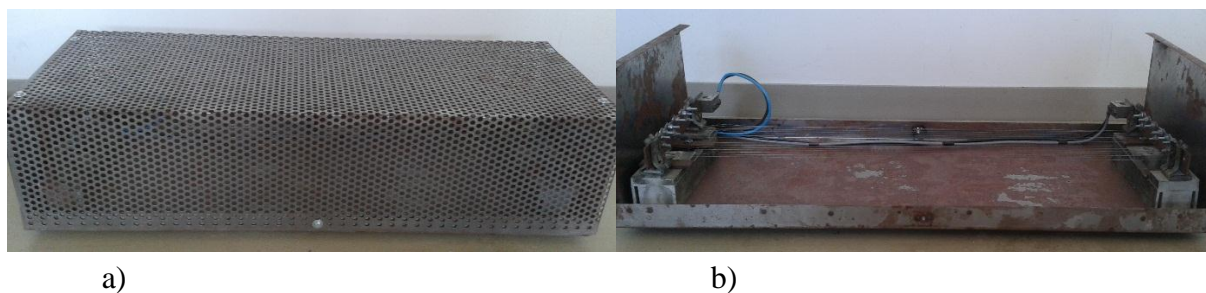


Figura 3-17: a) Aspeto exterior carga de dissipação. b) Interior carga de dissipação.

No que respeita à fixação e sustentação dos fios constituintes da carga de dissipação foram utilizadas duas bases de fusíveis fixas à base do invólucro de proteção. Como se observa na Figura 3-18, cada fio é, em cada uma das suas extremidades, ligado a uma barra de cobre que, quando colocada na base de fusíveis, garante a sustentação dos fios e o completo isolamento das partes elétricas face ao invólucro de proteção da carga.



Figura 3-18: Isolamento e fixação dos fios da carga de dissipação.

3.5 Inversor

A Figura 3-19 ilustra o inversor utilizado na plataforma desenvolvida. Trata-se de um inversor monofásico XTS1200-24 da Studer, cujas especificações se apresentam no Quadro 3-4. Este inversor permite a alimentação das cargas representativas (à escala – ver secção 3.6) dos consumos elétricos típicos de uma habitação unifamiliar.



Figura 3-19: Inversor monofásico XTS1200-24.

Quadro 3-4: Características elétricas do inversor XTS1200-24

Tensão de alimentação estipulada (V)	24
Gama de tensão de alimentação (V)	19 - 34
Tensão de saída (V)	230
Corrente em regime de funcionamento contínuo (A)	2,83
Potência em regime de funcionamento contínuo (VA)	650
Potência máxima por 30 minutos (VA)	1000
Potência máxima por 3 segundos (VA)	2500
Consumo (stand-by / funcionamento normal) (W)	1,5 / 8
Rendimento (%)	93
Cos(φ)	0,1 - 1
Frequência (Hz)	50 (\pm 0,05 %)
THD (%)	< 2

Das características elétricas do inversor destacam-se o reduzido autoconsumo, a reduzida taxa de distorção harmónica e o elevado rendimento. Adicionalmente, o inversor possui um modo de funcionamento de procura de carga (*load search*) que o coloca em modo *stand-by* (poupança de energia) quando a potência fornecida é inferior a 5 W durante um período de, pelo menos, 10 segundos.

O inversor XTS1200-24 apresenta, na sua parte frontal, um painel de controlo através do qual é possível, manualmente, proceder-se à sua ligação e desligação (veja-se a Figura 3-20). Cumulativamente, através dos led, é possível tomar conhecimento do modo de funcionamento do inversor assim como do tipo de falha que provocou a sua inoperação e consequente atuação da proteção de saída.

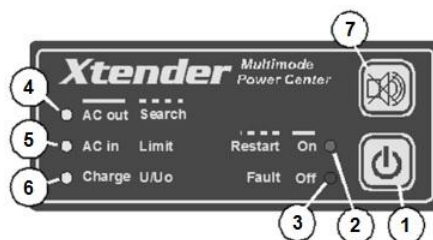


Figura 3-20: Painel de controle do inversor XTS1200-24.

A ligação e desligação do inversor é efetuada através de um clique no botão identificado com o número 1 na Figura 3-20.

No que respeita aos led 2 e 3, estes permanecem continuamente ligados quando o inversor se encontra em funcionamento ou fora de serviço, respetivamente. Adicionalmente, através destes led é possível tomar conhecimento acerca do tipo de defeito que levou à inoperação do inversor. No Anexo 2, o Quadro 6-1 revela o tipo de defeitos que podem ser sinalizados através do led 3 sendo que, o número de impulsos luminosos, caracteriza o tipo de defeito.

No que se refere ao led identificado com o número 4, este, quando continuamente ligado, informa acerca do funcionamento em regime normal do inversor, constatando-se a presença de carga aos seus terminais. Por seu turno, quando a piscar, o inversor encontra-se em modo de funcionamento de procura de carga.

O led 5, este está continuamente ligado quando, ao inversor, está ligado um gerador de emergência AC com valores corretos de tensão e frequência. Ao invés, este pisca, quando a corrente na entrada AC ultrapassa o limite máximo definido através do potenciômetro “*IMPUT LIMIT*” que adiante se detalha.

Na sequência da interligação de um gerador de emergência AC, o led identificado com o número 6 está continuamente ligado quando a função *smart boost* está ativa e as baterias se encontram a ser carregadas pelo gerador de emergência. Por seu turno, o led piscará quando as baterias se encontram próximo do estado de carga máxima sendo a corrente de carga bastante reduzida (*floating charge*). Por último, o led encontra-se desligado quando o processo de carga das baterias não está ativado em consequência da inativação manual da função *smart boost*.

O botão identificado com o número 7 permite a ativação ou inativação da sinalização sonora aquando da deteção de falha e consequente inoperação do inversor.

Este inversor pode ser utilizado como sistema primário de alimentação (sistemas *off-grid* ou autónomos) ou como sistema de emergência (UPS). Quando utilizado como sistema de emergência, o inversor encontra-se permanentemente ligado à rede pública. Como se expressa na Figura 3-21, aquando da deteção de falha de tensão e frequência da rede, o inversor, através do acionamento do relé de transferência de carga (identificado com a letra D), é capaz de manter

em serviço um conjunto de cargas previamente definidas como prioritárias. Neste contexto funcional, o consumo é satisfeito pela energia previamente armazenada nas baterias.

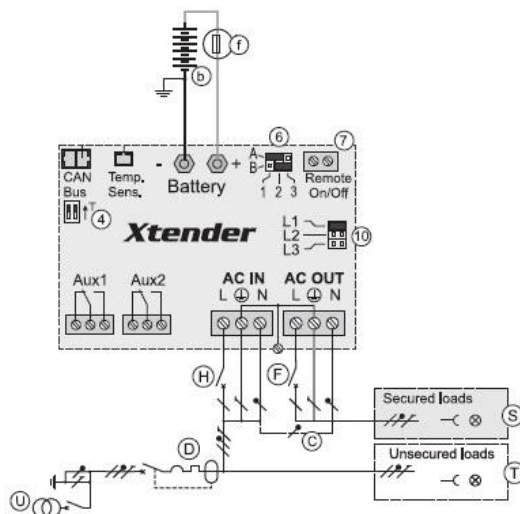


Figura 3-21: Funcionamento como UPS.

No que concerne aos sistemas *off-grid* nos quais o inversor é utilizado como fonte de energia principal, a alimentação das cargas é efetuada em exclusivo através do inversor podendo a energia ser proveniente das baterias ou de um gerador de emergência monofásico. A possibilidade de ligação de um gerador de emergência AC com potência máxima de 3,68 kW, como ilustrado na Figura 3-22 a), confere ao inversor, e em consequência a toda a instalação, uma acrescida garantia de continuidade do abastecimento uma vez que, na eventualidade da energia armazenada nas baterias, em dado momento, ser insuficiente, o gerador é usado como fonte de reserva possibilitando o carregamento destas e, através do relé de transferência de carga, o fornecimento direto de energia à instalação. Veja-se o esquema elétrico da Figura 3-22 b).

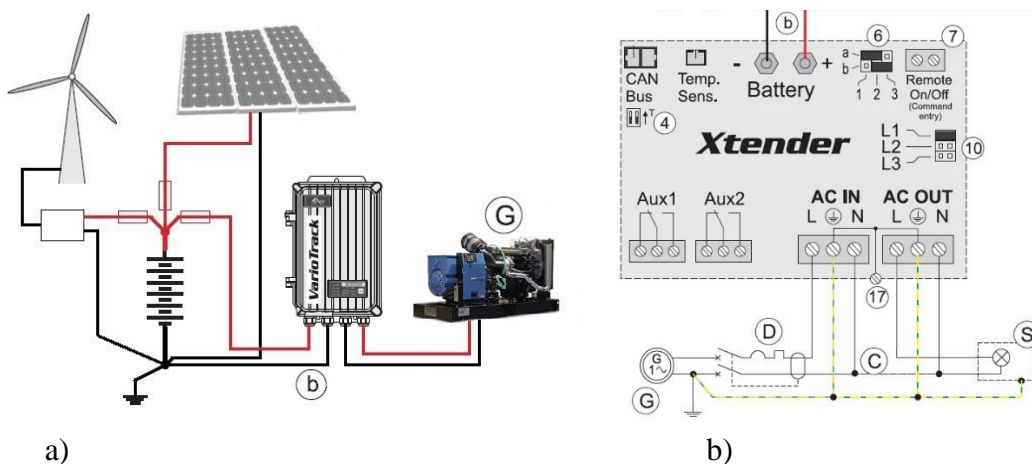


Figura 3-22: a) Topologia de sistemas *off-grid* com gerador de emergência. b) Funcionamento em sistemas *off-grid* com gerador de emergência.

No sistema autónomo implementado, e que neste capítulo se vem retratando, o inversor é utilizado como fonte de energia principal, sendo que, tal como expresso na Figura 3-1, não se utiliza um gerador de emergência. Os consumos são suplantados pela energia produzida nos geradores principais do sistema (microeólico e fotovoltaico) e, nos períodos de não produção ou de produção insuficiente, pela reserva disponível no banco de baterias.

O inversor utilizado possui diversos parâmetros que condicionam a respetiva forma de funcionamento. Estes parâmetros, podem, em função das especificações de cada aplicação, ser ajustados pelo utilizador (a maioria apenas pode ser ajustado por *software*). Quatro destes parâmetros podem ser ajustados fisicamente com recurso aos elementos apresentados na Figura 3-23, os quais se encontram na parte interior do encapsulamento do inversor.

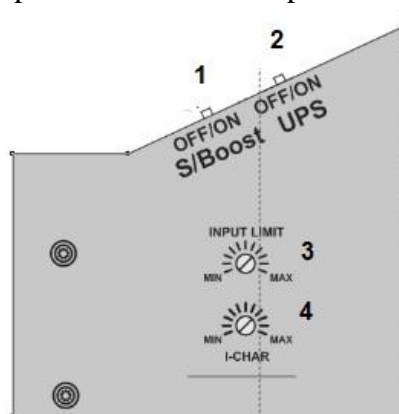


Figura 3-23: Elementos de ajuste de parâmetros do inversor.

Os botões 1 e 2, identificados na Figura 3-23, permitem ativar ou desativar a função *smart boost* e o funcionamento como sistema de emergência, respetivamente.

A função *smart boost* confere ao inversor, quando ligado a um gerador de emergência AC, a capacidade de variação da corrente de carga das baterias entre 0 e 60 A (DC) em função do consumo instantâneo da instalação e da capacidade de armazenamento. A parametrização da máxima corrente de carga das baterias é realizada através do potenciômetro identificado com o número 4. Por seu turno, o potenciômetro 3 possibilita o ajuste do parâmetro referente à máxima corrente do gerador de emergência AC até um máximo de 16 A.

Quando habilitado ao funcionamento como UPS, o inversor é capaz de, num tempo limite de 15 ms após a deteção da falha das condições de tensão e frequência da rede pública, acionar o relé de transferência de carga garantindo a continuidade de abastecimento das cargas prioritárias. Ao invés, quando inibida esta função, o inversor não procede à comutação do relé de transferência de carga e conseqüente alimentação, via sistema de armazenamento, das cargas prioritárias.

Internamente, baseado na monitorização das diversas grandezas AC e DC, o inversor possui um sistema de proteção atuante sobre o circuito de saída e que engloba:

- Proteção contra sobreintensidades: atuação da proteção quando:
 - i. $2,83 \leq I < 4,35$ (A) durante um período ininterrupto de 30 minutos.
 - ii. $4,35 \leq I < 10,9$ (A) por um período máximo de 3 segundos.
 - iii. $I > 10,9$ (A) a tempo instantâneo.
- Proteção contra subtensão/sobretensão do banco de baterias: verifica-se a interrupção do circuito de saída se a tensão do banco de baterias for inferior a 21 V ou ultrapassar os 34,1 V.
- Proteção contra sobreaquecimentos: O inversor é colocado fora de serviço, verificando-se a abertura do circuito de saída, se a temperatura no seu interior estiver fora da gama -20°C a 55°C .

3.6 Sistema de simulação do consumo

A plataforma desenvolvida inclui uma estrutura que permite simular consumos dos equipamentos elétricos mais comuns em instalações elétricas residenciais. O Quadro 3-5 mostra tais equipamentos bem como valores típicos para as respetivas potências elétricas. Note-se que no caso das máquinas de lavar louça e roupa os valores apresentados referem-se às potências máximas.

Quadro 3-5: Cargas típicas de uma habitação unifamiliar.

Equipamento	Potência estipulada (típica) (VA)
Máq. Lavar Roupa	1500
Máq. Lavar Louça	2200
Frigorífico	150
Arca Frigorífica	120
Forno	1500
Microondas	750
Exaustor	600
Televisão	100
Computador	200
Iluminação	400
Potencia instalada (W)	7570

Note-se que a potência instalada considerada para a instalação doméstica perfaz um total de 7,95,7 kVA. Importa, neste contexto, referir que a potência contratada normalizada de 6,9 kVA é frequentemente adotada para instalações como aquela que se pretende simular (quando alimentadas pela rede pública). Esta potência é sensivelmente 10 vezes superior ao valor da potência estipulada do inversor, pelo que se adotou este fator de escala na construção da estrutura de simulação de consumos. O Quadro 3-6 mostra, tendo em consideração este pressuposto, as potências adotadas para cada um dos equipamentos elétricos aqui considerados.

Quadro 3-6: Equipamentos elétricos tipicamente constituintes de uma instalação doméstica

Equipamento	Componente ativa (W)	Componente indutiva (VAr)	Cos ϕ	Potência estipulada (VA)
Máq. Lavar Roupa	150	23,52	0,92	151,83
Máq. Lavar Louça	220	19,60	0,92	220,87
Frigorífico	32,55	12,86	0,93	35
Arca Frigorífica	37,20	14,70	0,93	40
Forno	150		1	150
Microondas	75		1	75
Exaustor	50,60	21,56	0,92	55
Televisão	11		1	11
Computador	15		1	15
Iluminação Sala/Cozinha	20		1	20
Iluminação WC/Espaços Comuns	15		1	15
Iluminação Quarto	7		1	7
Potência instalada (VA)				795,70

Na implementação dos modelos das cargas foram utilizados motores de pequenos eletrodomésticos (varinhas, batedeiras, centrifugadoras) e lâmpadas, tal como se ilustra na Figura 3-24.

Importa frisar que, no que respeita às máquinas de lavar (roupa e louça), foram tidos em consideração os diferenciados comportamentos funcionais registados durante um ciclo de lavagem. Como tal, na implementação da máquina de lavar roupa foram utilizados dois motores elétricos cuja potência se relaciona, à escala, com o consumo típico do motor elétrico e, de forma conjunta, da electroválvula e bomba constituintes deste equipamento. De forma semelhante, na implementação da máquina de lavar louça, foram utilizados dois motores elétricos representativos dos consumos da electroválvula e das duas bombas (bombagem de água limpa e extração de água com resíduos).

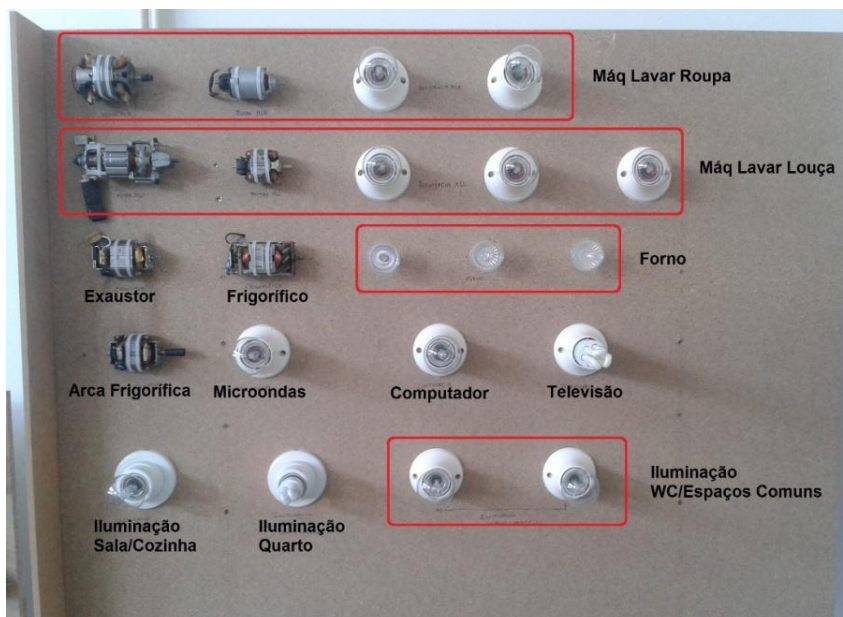


Figura 3-24: Plataforma de cargas implementada.

No que se refere à arca frigorífica, ao frigorífico e ao exaustor, estes foram implementados unicamente com recurso a motores elétricos cuja potência se aproxima, à escala, da potência típica real destes equipamentos. A implementação dos restantes equipamentos e das componentes resistivas das máquinas de lavar foi realizada através de lâmpadas de halogénio e economizadoras.

A potência instalada no sistema de simulação de consumos é superior à potência estipulada do inversor utilizado na plataforma (XTS1200-24). Contudo, e tal como acontece numa instalação alimentada pela rede pública, espera-se que na esmagadora maioria do tempo de funcionamento da instalação o fator de simultaneidade seja tal que a potência simultânea seja inferior à estipulada do inversor. Naturalmente que esporadicamente poderão ocorrer situações em que tal situação não se verifique (o que também ocorre nas instalações alimentadas pela rede pública, levando ao disparo do limitador de potência). Assim, para evitar situações de sobrecarga no inversor, que levariam à respetiva saída de serviço (pelos mecanismos de proteção que este possui), foi desenvolvido um mecanismo de deslastre automático de cargas, cujos detalhes se explicitam no capítulo 4.

3.7 Sistema de Gestão de Energia (SGE)

A plataforma desenvolvida foi dotada de um sistema de gestão de energia (SGE) com o objetivo de permitir a aquisição e armazenamento de grandezas elétricas (especialmente potências produzidas e consumidas). Estas grandezas serão o suporte para a avaliação do comportamento dos sistemas híbridos a testar, particularmente no que se refere aos sistemas de controlo e de gestão de energia.

A Figura 3-25 evidencia os equipamentos de medição instalados, permitindo perceber os pontos onde são medidas as grandezas elétricas.

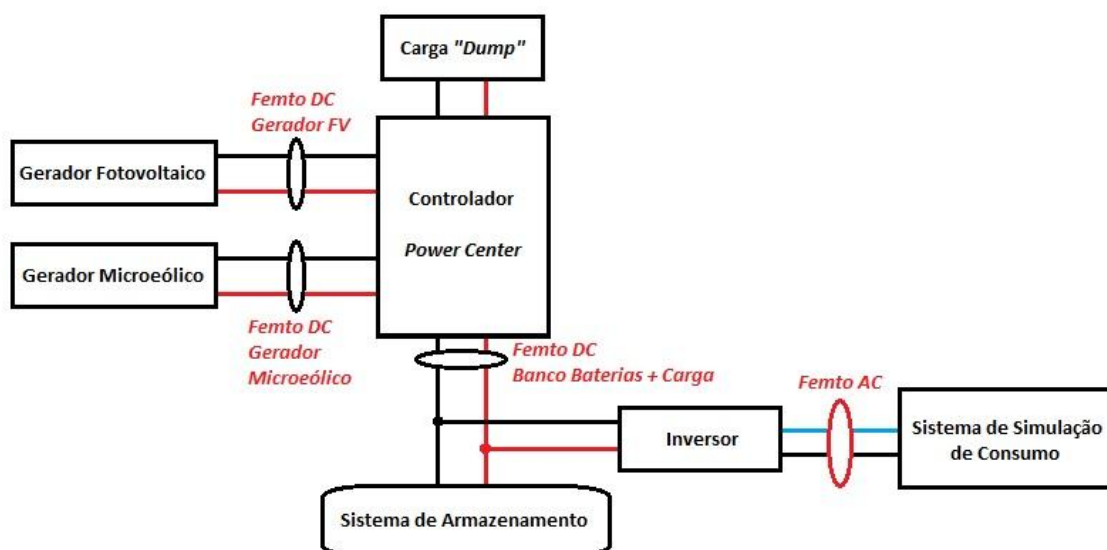


Figura 3-25: Locais de medição dos analisadores de rede.

Note-se que o SGE adquire grandezas DC (utilizando equipamentos *Femto DC*) nos circuitos de ligação entre os geradores (eólico e fotovoltaico) e o *Power Center* bem como no circuito de ligação deste ao banco de baterias. As grandezas AC fornecidas pelo inversor à estrutura de simulação de consumos são monitorizadas por um analisador AC (*Femto AC*) instalado no circuito de saída do inversor.

O SGE instalado é constituído por uma fonte de alimentação, um módulo de comunicação e *datalogger*, três analisadores de energia DC e quatro analisadores de energia AC, tal como se constata na Figura 3-26. Importa referir que na plataforma atual apenas um analisador AC se encontra em efetivo funcionamento, estando os outros destinados a evoluções futuras.



Figura 3-26: SGE implementado e instalado na plataforma desenvolvida.

3.7.1 Yoctonet

O *Yoctonet*, ilustrado na Figura 3-27, é um *gateway*¹ de rede que possibilita o acesso, a partir de um computador ou PLC, a todos os dispositivos de campo do SGE. Adicionalmente, este combina funções de servidor Modbus/TCP, servidor WEB e servidor FTP.



Figura 3-27: Yoctonet.

Representando, na rede de sensores de campo (RS-485), um papel de mestre, o *Yoctonet*, permite a ligação de até 8 escravos (analísadores) sendo que, quando acedido, via Ethernet ou RS-232, por um dispositivo terminal como um computador, possibilita o acesso a cada um dos dispositivos de campo, podendo proceder-se, por *software*, à configuração de parâmetros e análise de grandezas.

¹ Nó de ligação dos dispositivos da rede de comunicação

Este equipamento tem também o papel de *datalogger* permitindo a recolha e o armazenamento dos dados relativos a cada um dos analisadores. No que se refere à capacidade de armazenamento, esta é função da quantidade de grandezas e dados que se querem armazenar bem como do número de dispositivos de campo da rede RS-485. Contudo, o *Yoctonet* possui capacidade para armazenar dados por um período máximo na ordem dos 35 a 40 dias sendo que, após este período, os dados mais antigos poderão ser perdidos em resultado da libertação de memória com vista ao armazenamento dos dados mais recentes.

A função de servidor WEB permite que, através de um *browser*, se processe à configuração do aparelho acedendo através de um endereço IP previamente atribuído (192.168.27.1). Contudo, como medida de estabelecimento de comunicação entre o *Yoctonet* e o computador é necessário que, nas propriedades de ligação da placa de rede (*ethernet*) do computador, se processe à inibição protocolo de IP dinâmico (DHCP) e se defina um endereço IP da mesma rede (local) do *Yoctonet* (por exemplo: 192.168.27.50).

Após definido o endereço IP do *Yoctonet*, e estando este ligado via *ethernet* a um computador, a configuração dos diversos parâmetros relativos às portas de comunicação do *Yoctonet* é realizada, via *browser*, no menu de configuração ilustrado na Figura 3-28. Como anteriormente referido, todos os analisadores comunicam com o *Yoctonet* através da rede RS-485 cuja configuração é efetuada neste menu.

COM 1 RS-485 Modbus master	COM 2 RS-232 Modbus slave	COM 3 TTL Modbus master
Speed: 9600	Modem: None	Slave addr: 245
Parity: None	Speed: 9600	Speed: 9600
Timeout (ms): 3000	Parity: None	Parity: None
Retries: 3	Timeout (ms): 1000	Timeout (ms): 1000
Silent time (ms): 10	Silent time (ms): 10	Retries: 3
		Silent time (ms): 10

Buttons: Save, Restore Values

Footer: (c) 2006-2009 Akso s.r.l. WEB v 2.19 - FW v 2.72-2

Figura 3-28: Configuração das portas de comunicação do *Yoctonet*.

Uma vez configuradas as portas de comunicação do *Yoctonet* é possível aceder, via *browser*, a qualquer dispositivo de campo ligado à rede de RS-485 e visualizar os valores instantâneos e acumulados das diversas grandezas, tal como se ilustra na Figura 3-29.



Figura 3-29: Leitura de grandezas, via *browser*, de um analisador.

3.7.2 Femto DC

Os analisadores de rede constituintes do SGE possuem uma entrada através do qual são alimentados a 230 V (AC) como se expressa na Figura 3-30 a). A aquisição de grandezas DC é efetuada através dos *Femto DC* cujo esquema de ligações é evidenciado na Figura 3-30 b).

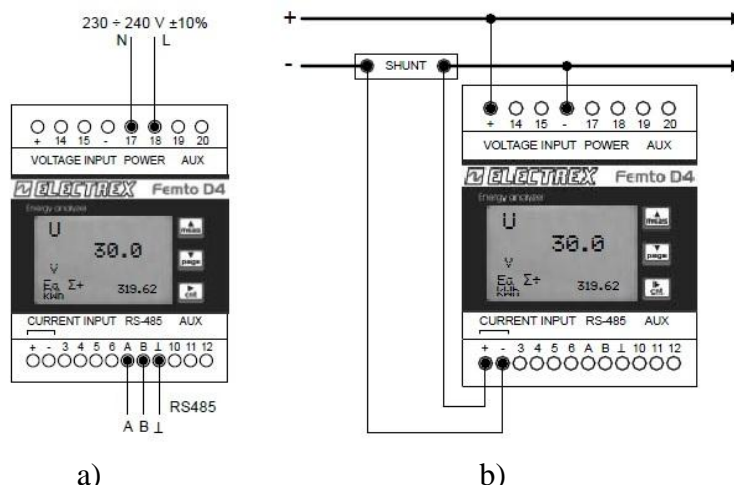


Figura 3-30: a) Alimentação *Femto DC*. b) Esquema de ligações do *Femto DC*.

Na leitura de corrente, é necessária a utilização de uma resistência shunt que apresenta aos seus terminais uma diferença de potencial proporcional à corrente que nela circula. No presente

trabalho foram utilizadas quatro resistências shunt com o aspeto apresentado na Figura 3-31, cuja corrente estipulada é de 50 A e razão de conversão de 1,2 mV/A.



Figura 3-31: Resistência shunt.

A leitura de tensão é realizada de forma direta, na gama entre os 10 e os 360 V, através dos terminais identificados como + e - na parte superior do analisador. No caso do gerador microeólico, sendo a tensão de produção variável, a medição da tensão de produção nos regimes de menor vento implicou a construção de um amplificador a transístor, cujo circuito se apresenta na Figura 3-32.

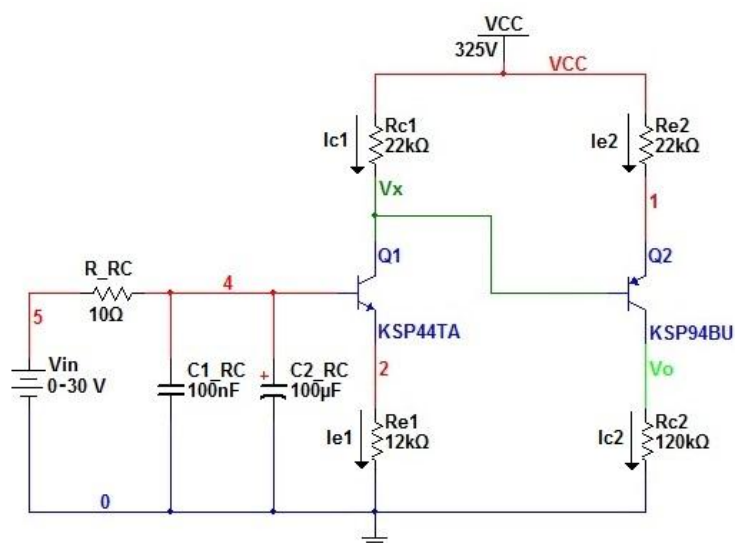


Figura 3-32: Esquema elétrico do amplificador de tensão implementado.

O amplificador de tensão foi projetado para um ganho teórico de 10 pelo que, para uma gama de tensão de entrada compreendida entre os 0 V e os 30 V, registrar-se-iam na saída tensões variáveis entre 0 V e 300 V. Porém, tensões de produção inferiores a 1 V não são lidas pelo analisador (por exemplo: $V_{in} = 0,9 \text{ V} \rightarrow V_o = 9 \text{ V}$). Na entrada do circuito de amplificação foi instalado um filtro passa baixo RC destinado a remover o ruído de alta frequência no sinal DC.

O circuito amplificador implementado e ilustrado na Figura 3-33, cujo processo de dimensionamento se apresenta no Anexo 3, carece de uma tensão contínua de alimentação de

valor superior à máxima tensão desejada na saída, de forma a garantir a amplificação da totalidade da gama de tensões de entrada sem que se verifique a saturação dos transístores e o consequente corte na tensão de saída. Cumulativamente, como medida de proteção da entrada do analisador, a tensão de saída do circuito de amplificação, em nenhum caso deverá ultrapassar o valor máximo admissível na entrada do Femto DC, isto é, 360 V. Por conseguinte, o circuito de amplificação é alimentado a 325 V resultantes de uma retificação monofásica de onda completa.



Figura 3-33: Amplificador de tensão implementado.

A Figura 3-34 ilustra a função de transferência do amplificador de tensão. A linha contínua representa a função de transferência teórica sendo que a curva a tracejado ilustra a função de transferência real do amplificador.

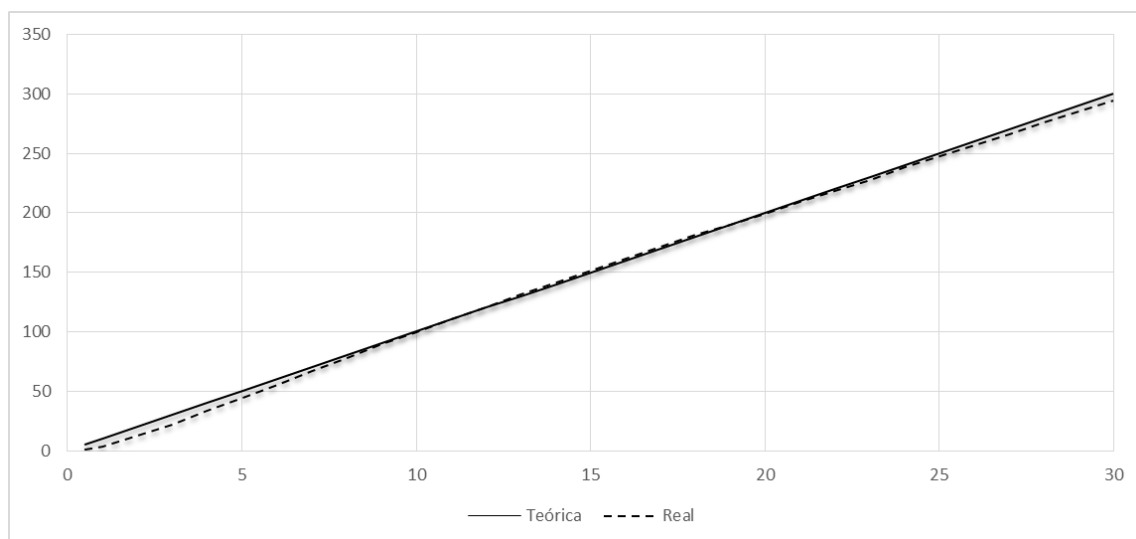


Figura 3-34: Função de transferência do amplificador de tensão.

Do gráfico é possível concluir que o ganho real do amplificador é semelhante ao ganho teórico. Contudo, para tensões de entrada inferiores a 8 V, verifica-se que o ganho do amplificador é ligeiramente inferior ao valor teórico. Este resultado é explicado pelo efeito da corrente de base do transístor Q2 na corrente de coletor do transístor Q1, tendo sido este efeito considerado como desprezável no dimensionamento do amplificador. De forma semelhante, para tensões

superiores a 27 V, o ganho do amplificador é ligeiramente inferior em resultado da saturação dos transístores.

A configuração dos diversos parâmetros do *Femto DC* pode ser realizada manualmente no dispositivo ou remotamente via *software* (veja-se a secção 3.7.4). Os diversos parâmetros e o modo de configuração manual dos analisadores são explicitados no Anexo 4. Um dos menus de configuração destes analisadores relaciona-se com a definição do período de integração da potência tendo sido, em todos, definido um período de 15 minutos. Do ponto de vista funcional, o analisador integra a potência transferida pelo circuito, sendo que, ao cabo de cada período de integração é realizado o cálculo da potência média e, em função deste valor, é realizada a exportação de dados para o *datalogger*.

A exportação de dados para o *datalogger* é realizada por meio de “pacotes” de 400 W. Por conseguinte, admitindo que a potência média calculada ao cabo de um período de integração é de 300 W, a extração de dados para o *datalogger* não é realizada sendo o período de integração seguinte inicializado com este valor. Admitindo agora que, ao cabo do período de integração seguinte a potência média era de 850 W, o analisador iria exportar para o *datalogger* dois “pacotes” de dados, representativos de 800 W, e o período de integração seguinte inicializado com 50 W.

Adicionalmente, este analisador possui um menu de configuração relativo à parametrização das leituras de tensão e corrente. Em instalações cuja leitura de tensão seja realizada de forma direta, o campo referente à configuração da leitura de tensão deve ser parametrizado com a razão 1:1 representativa da não utilização de qualquer transdutor de tensão. Porém, admitindo que a tensão da instalação é superior ao valor máximo admissível na entrada do analisador, este deve ser parametrizado com o valor da razão de conversão do transdutor de tensão instalado. No caso concreto do analisador responsável pela aquisição de grandezas no circuito do gerador microeólico, a tensão lida é, em consequência da utilização do amplificador de tensão, uma imagem da tensão real no circuito e, como tal, no parâmetro relativo à razão de conversão de tensão, foi contemplado o valor do ganho do amplificador tendo sido parametrizada a relação de transformação 10:1.

Nos campos relativos à configuração da leitura de corrente, estes devem ser parametrizados com os valores referentes às características das resistências shunt. Contudo, sendo este sistema autónomo caracterizado pela transferência de reduzidas potências e tendo como objetivo maximizar o número de “pacotes” de dados exportados em cada intervalo de integração para o *datalogger*, na parametrização do campo referente à leitura de corrente, foram definidos os valores de 1000 A/60 mV no analisador relativo à leitura de grandezas no circuito de interligação do banco de baterias ao *Power Center* (em consequência da instalação de duas resistências shunt em paralelo) e 500 A/60 mV nos restantes *Femto DC*. Após a extração dos

dados do Yoctonet, todas as grandezas são transportadas para os valores reais da instalação, sendo divididas pelo fator multiplicativo parametrizado no campo relativo à leitura de corrente.

3.7.3 Femto AC

Estes equipamentos apresentam um funcionamento semelhante ao que caracteriza os *Femto DC*. Em função do esquema de ligações efetuado, o *Femto AC* pode ser utilizado em instalações trifásicas, bifásicas ou monofásicas (veja-se o Anexo 4). A Figura 3-35 evidencia o esquema de ligações para instalações monofásicas. No que respeita à leitura de tensão, esta é realizada de forma direta através da ligação dos condutores de fase e neutro nos terminais denominados de V1 (V2 ou V3) e N, respetivamente. Note-se que os dois terminais referentes às duas entradas de tensão não utilizadas devem ser forçosamente ligados ao neutro da instalação. Por seu turno, a leitura de corrente é, à semelhança do verificado no *Femto DC*, realizada de forma indireta. Como tal é necessário o uso de um transformador de intensidade (TI) com uma relação tal que a corrente no secundário não ultrapasse os 5 A.

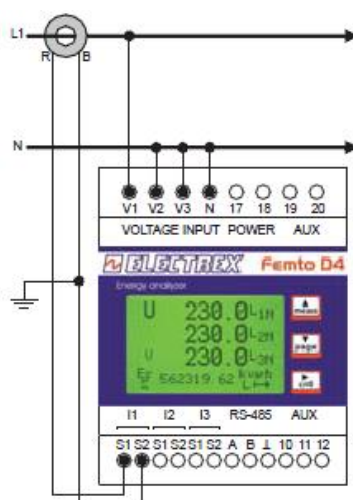


Figura 3-35: Esquema de ligações do *Femto AC* em instalações monofásicas.

A Figura 3-36 ilustra o TI, com relação de transformação 40:5 A, usado na leitura de corrente do circuito de alimentação do sistema de simulação de consumo.



Figura 3-36: Transformador de intensidade usado na leitura de corrente AC.

A utilização de 10 espiras no primário do TI permite que a exportação de dados para o *datalogger* seja realizada com maior periodicidade em resultado da integração de maiores potências. À semelhança do relatado nas grandezas DC, após a extração dos dados do *Yoctonet*, todos os dados são transportados para os seus valores reais, dividindo as grandezas por 10.

3.7.4 Software Energy Brain

O *software Energy Brain* é disponibilizado pela *Electrex* (fabricante dos equipamentos integrados no SGE) e permite proceder à criação e configuração de toda a rede do SGE. Através deste *software* é também possível proceder-se à configuração ou alteração de parâmetros dos diversos analisadores bem como à exportação de dados do *datalogger*. Uma vez instalado, é com base neste *software* que se procede à criação da rede local através da identificação do endereço na rede RS-485 dos diversos analisadores pertencentes ao sistema em estudo. O Anexo 5 detalha todo o processo de criação de uma rede.

Este *software* apenas permite a extração de dados a utilizadores que detenham a ferramenta de *hardware* denominada *SmartKey*. A *SmartKey* é uma banal *pendrive* que contém no seu interior toda a tecnologia necessária para que, em ambiente de *software*, se possua acesso a outros parâmetros que, sem esta, não são disponibilizados. Do ponto de vista prático, esta *pendrive*, é como se fosse a chave de acesso ao *datalogger* e a todos os dados nele armazenados.

Após a inserção da *SmartKey*, esta é detetada pelo *software* e, de forma imediata, o utilizador é habilitado a realizar a extração de dados do *datalogger*, visualização de grandezas dos analisadores em tempo real (veja-se a Figura 3-37), visualização de diversos dados em gráficos (veja-se a Figura 3-38) ou tabelas, realização de cálculos, entre outros.

3 – Plataforma implementada

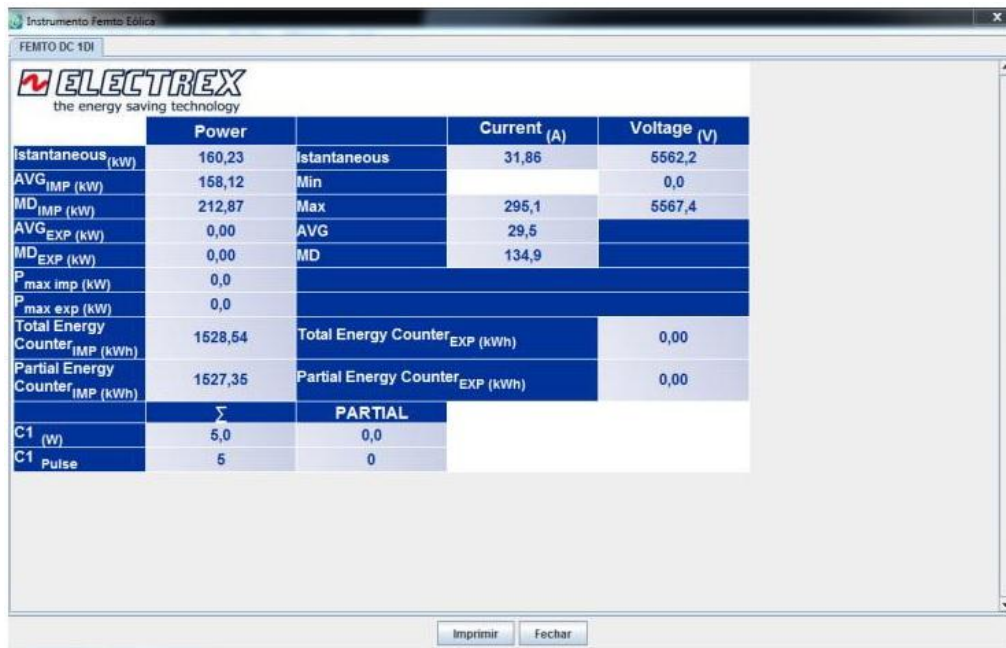


Figura 3-37: Visualização de grandezas de um analisador.

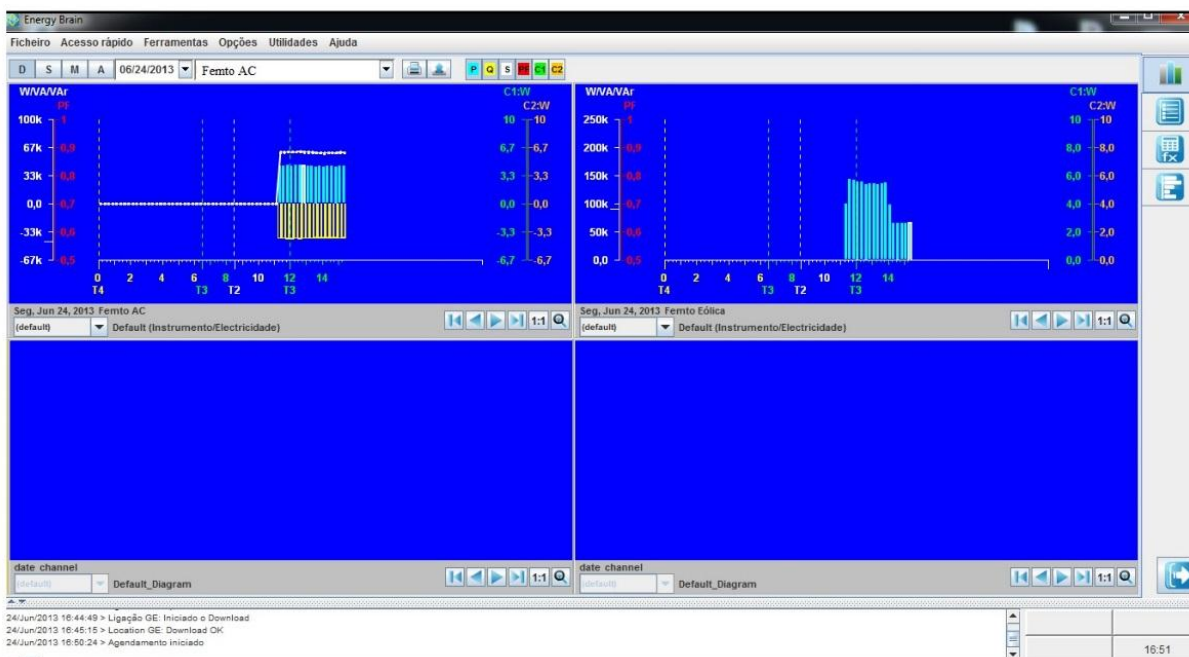


Figura 3-38: Visualização de dados em gráficos.

4. Plataforma de controlo

Esta plataforma, dotada de equipamentos de medição e dispositivos de acionamento (relés), é capaz de, em cada instante, monitorizar o funcionamento elétrico da plataforma de cargas e atuar sobre os diversos circuitos aquando da ocorrência de defeitos elétricos (sobreintensidades). E ainda capaz de proporcionar o deslastre de cargas com diferentes índices de prioridade, visando garantir a alimentação das cargas mais prioritárias. A Figura 4-1 ilustra a plataforma de controlo desenvolvida.

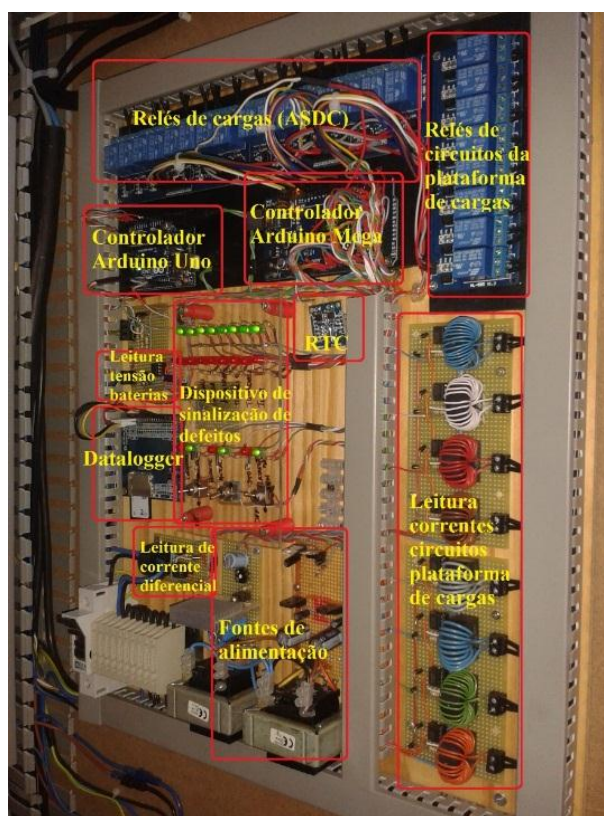


Figura 4-1: Plataforma de controlo desenvolvida.

4.1 Controladores

Nesta plataforma os controladores são constituintes de especial relevância permitindo a aquisição de diversas grandezas e efetuando o controlo da instalação elétrica à escala implementada.

A implementação do sistema de controlo da plataforma poderia incidir sobre o uso de diversas soluções disponíveis no mercado (PLC, computadores, controladores). Neste trabalho adotou-se um controlador Arduino com processador ATmega. O Arduino, além de permitir o uso de um conjunto de módulos de expansão (*shields*), possui um ambiente de programação de alto nível baseado em linguagem de programação “C”. Adicionalmente, quando em comparação com um PLC ou um computador, a utilização de um destes controladores representa um menor custo de implementação do sistema controlador. Neste trabalho, tendo em consideração as elevadas necessidades de entradas e saídas (analógicas e digitais), capacidade de processamento e disponibilidade de memória, adotou-se a versão Arduino Mega cujas características são apresentadas na Figura 4-2.

Microcontroller	ATmega2560
Operating Voltage	5V
Input Voltage (recommended)	7-12V
Input Voltage (limits)	6-20V
Digital I/O Pins	54 (of which 15 provide PWM output)
Analog Input Pins	16
DC Current per I/O Pin	40 mA
DC Current for 3.3V Pin	50 mA
Flash Memory	256 KB of which 8 KB used by bootloader
SRAM	8 KB
EEPROM	4 KB
Clock Speed	16 MHz

Figura 4-2: Principais características do controlador Arduino Mega [61].

Adicionalmente, para o sistema de monitorização do SoC e do SoH do banco de baterias foi adotado um controlador Arduino Uno com as características apresentadas na Figura 4-3. Este controlador é a base de um sistema que permite efetuar a estimativa do estado de carga e do estado de saúde das baterias, havendo comunicação, em tempo real, com o controlador principal da plataforma bem como o armazenamento de dados num *datalogger*.

Microcontroller	ATmega328
Operating Voltage	5V
Input Voltage (recommended)	7-12V
Input Voltage (limits)	6-20V
Digital I/O Pins	14 (of which 6 provide PWM output)
Analog Input Pins	6
DC Current per I/O Pin	40 mA
DC Current for 3.3V Pin	50 mA
Flash Memory	32 KB (ATmega328) of which 0.5 KB used by bootloader
SRAM	2 KB (ATmega328)
EEPROM	1 KB (ATmega328)
Clock Speed	16 MHz

Figura 4-3: Principais características do controlador Arduino Uno [62].

No que respeita ao *datalogger*, ilustrado em detalhe na Figura 4-4, este consiste num cartão de memória SD, acedido pelo Arduino UNO através de uma placa de interface SD. Com capacidade de 2 Gb, o cartão permite o armazenamento de dados por um período superior a 5000.

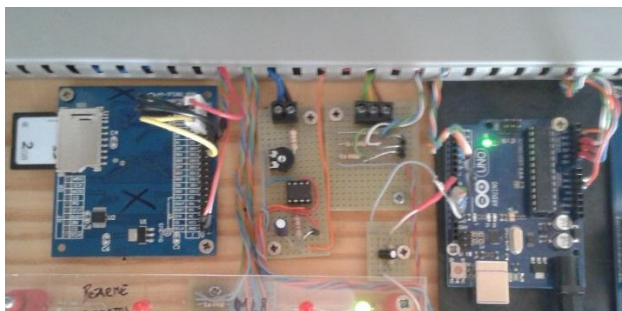


Figura 4-4: Detalhe de montagem do controlador e *datalogger*.

4.2 Dispositivos de medição

A aquisição da corrente nos circuitos do sistema de simulação de consumo é realizada por meio de transdutor de intensidade AC1020 com o aspeto apresentado na Figura 4-5.



Figura 4-5: Transdutor de intensidade AC1020.

As características elétricas deste transdutor são apresentadas na Figura 4-6.

Primary Current	20A nom., 60 A max.
Turns Ratio	1000:1 nominal
Volt per Amp Ratio at 20A for 100 ohm load	0.100 V/A
Volt per Amp Ratio at 2A for 100 ohm load	0.097 V/A
DC Resistance at 20°C	41.8 ohms
Dielectric Withstanding Voltage (Hi-pot)	4KVrms

Figura 4-6: Caraterísticas elétricas do transdutor.

Tratando-se de um transformador de intensidade, no seu secundário será induzida uma tensão alternada proporcional ao valor da corrente no primário. Desta forma, em função da resistência de carga, o TI apresenta diferentes relações de transformação (veja-se a Figura 4-7).

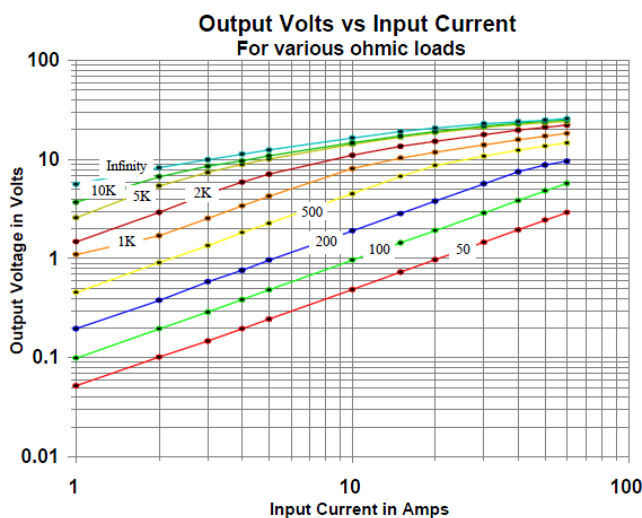


Figura 4-7: Relação de transformação do transdutor para diferentes resistências de carga.

Como se observa na Figura 4-7, para resistências de carga até 200 Ω , a tensão de saída do transdutor é, em toda a gama de medição, linear com a corrente no primário. Por conseguinte, foram usadas resistências de carga de 100 Ω , garantindo-se a manutenção da linearidade do transdutor em toda a gama de corrente no primário.

Atendendo a que a tensão aos terminais do transdutor é alternada, a sua leitura direta pelo controlador é inexecutável, uma vez que este apenas permite a aquisição de tensões DC. Por conseguinte, foi implementado um circuito retificador de meia onda baseado num diodo 1N4001. Adicionalmente, foi usado um circuito amplificador de ganho unitário (*buffer*) por forma a garantir o isolamento entre o secundário do transdutor e o circuito de retificação, colmatando também o efeito de carga do circuito retificador no transdutor. A Figura 4-8 ilustra o circuito de isolamento e retificação implementado.

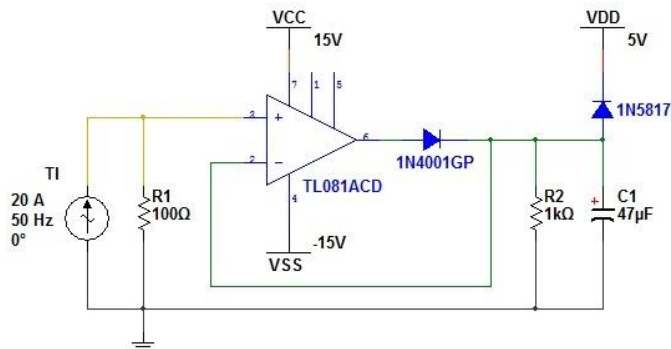


Figura 4-8: Esquema do circuito de isolamento e retificação.

Adicionalmente, este circuito contempla um filtro RC e um díodo de *Schottky*. O filtro RC destina-se à linearização da tensão por meio da eliminação do *ripple* de retificação.

A incorporação de um díodo de *Schottky* (contrapolarizado) garante que, em qualquer momento, a máxima tensão na saída do circuito não ultrapassa os 5,2 V garantindo-se que, independentemente da corrente no primário do transdutor, as entradas analógicas do controlador nunca são sujeitas a um nível de tensão que as possa danificar.

Como se pode constatar das características elétricas do transdutor, quando aos seus terminais está presente uma resistência de 100 Ω, a sua relação de transformação é de 0,1 V/A. Porém, fruto da implementação do circuito de retificação, a relação de transformação global (transdutor de corrente + circuito de acondicionamento de sinal) foi modificada, verificando-se à saída do circuito uma variação de 0,135 V por cada unidade de corrente no primário do transdutor.

O gráfico da Figura 4-9 evidencia os resultados do ensaio realizado ao conjunto transdutor de corrente + circuito de acondicionamento de sinal implementado. Do ensaio conclui-se que o circuito implementado fornece uma relação de transformação linear em toda a gama de corrente primária.

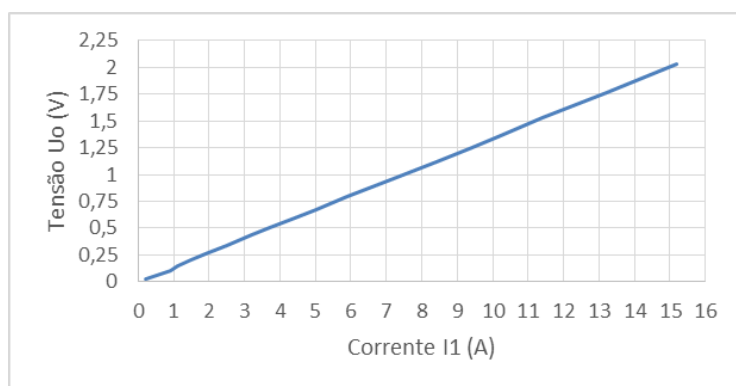


Figura 4-9: Relação de transformação do circuito retificador.

Admitindo a circulação de uma corrente de 10 A no primário do TI, verifica-se à saída do circuito uma tensão de 1,35 V. Por sua vez, admitindo uma corrente instantânea de 60 A no

primário do TI, a tensão à saída do circuito seria de 8,1 V mas, em virtude da utilização do diodo de *Schottky*, a máxima tensão aplicada à entrada analógica do controlador será de 5,2 V.

Tendo as entradas analógicas do controlador Arduino uma resolução de 10 bits, ou seja, 1024 níveis de tensão (cerca de 5 mV por nível) e sendo a relação de transformação do circuito retificador de 135 mV/A verifica-se que, por cada Ampère no primário, a entrada analógica varia em 27 níveis. Por conseguinte, a resolução dos sinais correspondentes às correntes dos circuitos do sistema de simulação de consumo é de 0,037 A.

Como forma de aproximar as tensões de saída dos circuitos de retificação da máxima tensão das entradas analógicas do controlador permitindo uma melhor utilização da gama de medição dos TTS, a leitura da corrente nos circuitos da plataforma de cargas é realizada de forma multiplicativa, ou seja, a corrente que circula no primário do TI é, fruto do número de voltas em torno do toróide, 10 ou 20 vezes superior à corrente real do circuito. Posteriormente, em *software*, a tensão lida pelo controlador (proporcional à corrente no primário do TI) é recalculada desfazendo o fator multiplicativo fisicamente implementado sendo, desta forma, encontrado o valor real da corrente no circuito.

Na Figura 4-10 ilustram-se os circuitos de medição de corrente associados a cada um dos circuitos do sistema de simulação de consumo.



Figura 4-10: Detalhe de montagem dos circuitos de medição da corrente dos circuitos do sistema de simulação de consumo.

Adicionalmente, a plataforma de controlo contempla uma proteção diferencial do sistema de simulação de consumo. Na Figura 4-11 é ilustrada a proteção diferencial implementada com recurso a um transdutor.

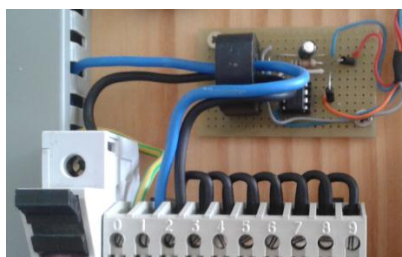


Figura 4-11: Circuito de medição de corrente diferencial.

Sendo esta proteção realizada, fisicamente, através de um transdutor de intensidade, na ausência de qualquer defeito elétrico, o fluxo no seu núcleo será (idealmente) nulo. Inversamente, aquando da existência de uma corrente de fuga na instalação, verifica-se a existência de um fluxo magnético resultante da diferença entre a corrente de ida e retorno na canalização. Por conseguinte, em função da tensão lida aos terminais do transdutor de medição da corrente diferencial e da parametrização efetuada em *software* para o valor máximo admissível, o controlador é capaz de detetar o defeito diferencial e proceder à interrupção do fornecimento de energia a todo o sistema de simulação de consumo.

No que se refere à estimativa do estado de carga do banco de baterias, esta é realizada através da contagem de Coulomb. Neste contexto, a medição das correntes de carga e descarga das baterias é realizada por meio de dois transdutores de corrente com as características evidenciadas na Figura 4-12.

Electrical data				
	Type	Primary nominal current rms	Primary current, measuring range ¹⁾	RoHS since date code
		I_{PN} (A)	I_{PM} (A)	
	HAS 50-S	50	± 150	45217
	HAS 100-S	100	± 300	45325
V_C	Supply voltage ($\pm 5\%$) ¹⁾		± 15	V
I_C	Current consumption		± 15	mA
R_{IS}	Isolation resistance @ 500 VDC		> 1000	M Ω
V_{OUT}	Output voltage (Analog) @ $\pm I_{PN}$, $R_L = 10\text{ k}\Omega$, $T_A = 25^\circ\text{C}$		$\pm 4V \pm 40$	mV
R_{OUT}	Output internal resistance	approx	100	Ω
R_L	Load resistance ²⁾		> 1	k Ω
Accuracy - Dynamic performance data				
X	Accuracy @ I_{PN} , $T_A = 25^\circ\text{C}$ (excluding offset)		$< \pm 1$	%
ϵ_L	Linearity error ³⁾ ($0 \dots \pm I_{PN}$)		$< \pm 1$	% of I_{PN}
V_{OE}	Electrical offset voltage, $T_A = 25^\circ\text{C}$		$< \pm 20$	mV
V_{OH}	Hysteresis offset voltage @ $I_p = 0$, after an excursion of $1 \times I_{PN}$		$< \pm 20$	mV
TCV_{OE}	Temperature coefficient of V_{OE}	HAS 50-S	$< \pm 2$	mV/K
		HAS 100 .. 600-S	$< \pm 1$	mV/K
TCV_{OUT}	Temperature coefficient of V_{OUT} (% of reading)		$< \pm 0.1$	%/K
t_r	Response time to 90 % of I_{PN} step		< 3	μs
di/dt	di/dt accurately followed		> 50	A/ μs
BW	Frequency bandwidth (-3 dB) ⁴⁾		DC .. 50	kHz

Figura 4-12: Principais características dos transdutores de corrente.

Eletricamente, os transdutores usados na leitura da corrente de carga e descarga do banco de baterias possuem, respetivamente, uma gama de medição compreendida entre 0 e 100 A e 0 e 50 A, apresentando aos seus terminais uma tensão proporcional e variável entre 0 e 4 V.

Adicionalmente, um outro transdutor de corrente estipulada 50 A foi implementado no circuito da carga de dissipação de energia tendo como objetivo aferir, através da dissipação de energia, o estado de carga máxima das baterias possibilitando a estimativa do SoH detalhado na secção 2.2.5.

Os transdutores de corrente foram calibrados segundo o mesmo procedimento tendo sido verificada a linearidade da tensão de saída para uma gama de correntes de 0 A a 40 A. A Figura 4-13 evidencia a tensão de saída em função da corrente primária de um transdutor de corrente de HAS 50-S.

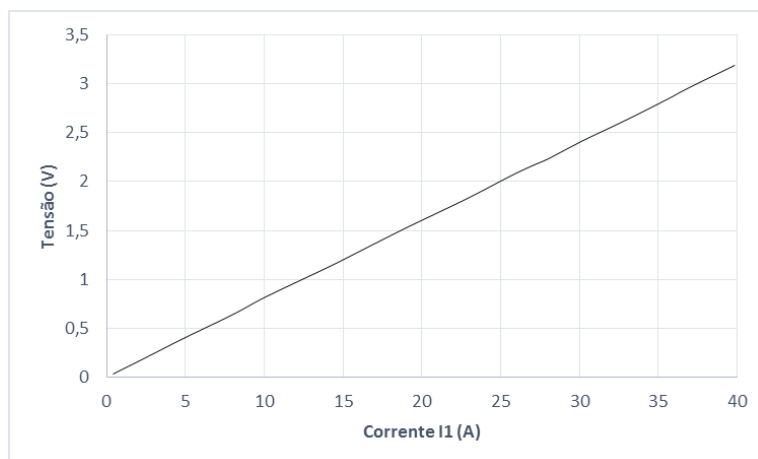


Figura 4-13: Linearidade da tensão de saída dos transdutores de corrente de 50 A.

A Figura 4-14 a) ilustra a montagem dos transdutores de corrente nos circuitos de interligação do banco de baterias e da carga de dissipação ao *Power Center*. Por seu turno, a Figura 4-14 b) evidencia a montagem do transdutor de corrente no circuito de ligação do banco de baterias ao inversor XTS1200-24.

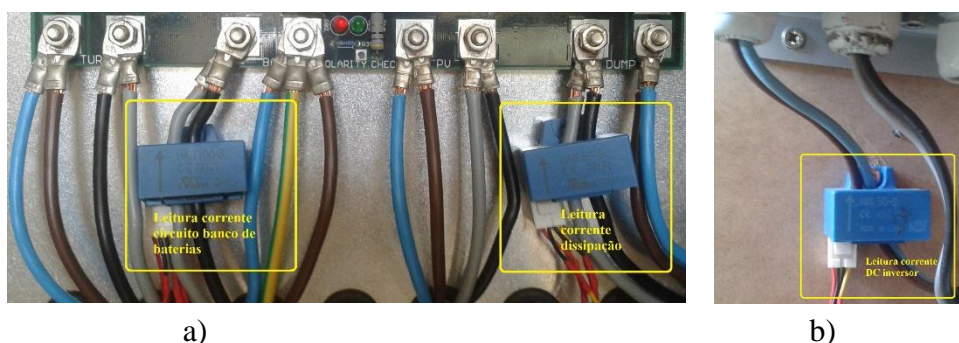


Figura 4-14: a) Detalhe da montagem dos transdutores de medição das correntes de carga e de dissipação. b) Detalhe de montagem do transdutor de medição da corrente de descarga.

A medição da tensão das baterias, necessária ao ajuste do algoritmo de contagem de carga, é concretizada diretamente nos seus terminais por meio de um divisor de tensão resistivo. O divisor, cujo esquema elétrico se apresenta na Figura 4-15, foi implementado de forma a adaptar a tensão do banco (0 a 30 V) à gama de tensão da entrada analógica do Arduino (0 a 5 V).

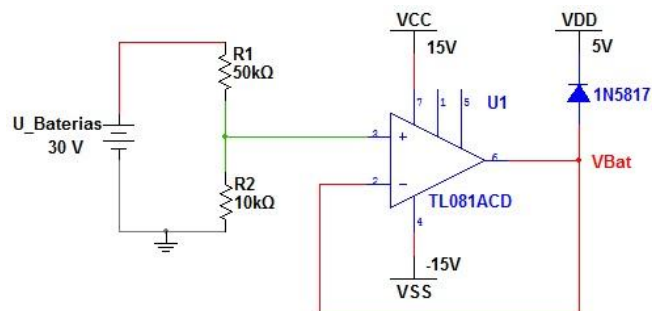


Figura 4-15: Esquema do circuito divisor de tensão.

Neste circuito, na malha do divisor de tensão, a corrente máxima não excederá os 0,5 mA pelo que se pode afirmar que o efeito da corrente de descarga na leitura da tensão é desprezável. Importa referir que, uma vez que a aplicação desenvolvida se destina a utilização doméstica, se assume que a temperatura no local de armazenamento das baterias é, com boa aproximação, constante pelo que, os efeitos desta na medição da tensão são desprezados.

4.3 Alimentação da plataforma de controlo

A necessidade de diferentes tensões com vista à alimentação dos diversos elementos constituintes da plataforma de controlo, levou à implementação de uma fonte de tensão regulada com diferentes níveis de tensão. A Figura 4-16 revela o circuito elétrico da fonte de tensão desenvolvida.

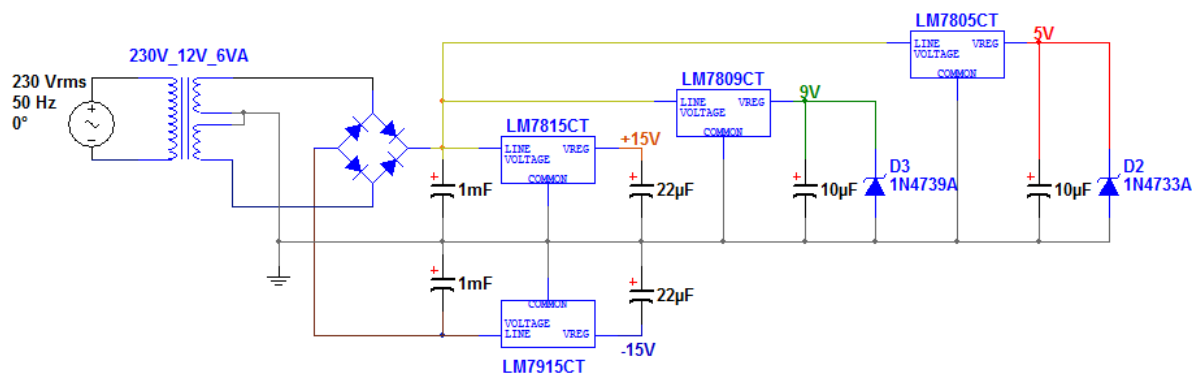


Figura 4-16: Circuito da fonte de alimentação regulada.

Os controladores Arduino, são alimentados por esta fonte, utilizando uma tensão de 9V. Os níveis de tensão +15 V e – 15V destinam-se à alimentação dos transdutores de corrente relativos à contagem de Coulomb da carga armazenada no banco de baterias. Relativamente ao nível de tensão de 5 V, este é utilizado na contrapolarização dos díodos Schottky implementados em cada circuito de medição como forma de proteção das entradas analógicas dos controladores.

Os relés, quando acionados apresentam um consumo de corrente na ordem dos 60 mA o que inviabilizou a sua alimentação pela fonte regulada apresentada em cima, pelo facto de colocar o transformador em regime de sobrecarga. Por conseguinte, foi desenvolvida uma outra fonte

de tensão regulada de 5 V, cujo circuito se apresenta na Figura 4-17, destinada exclusivamente à alimentação dos relés constituintes da plataforma de controlo.

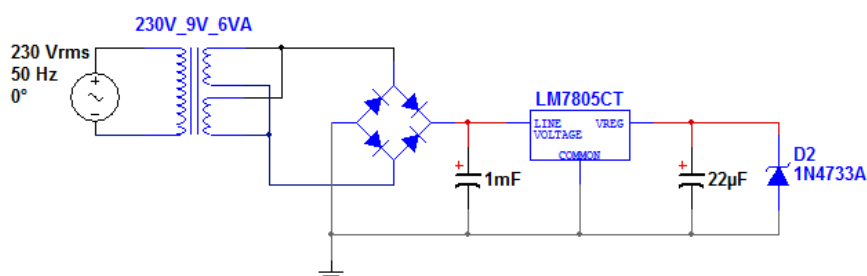


Figura 4-17: Fonte de tensão regulada de alimentação dos relés.

As saídas de tensão das fontes implementadas, cujo detalhe de montagem se evidencia na Figura 4-18, contemplam díodo zener como medida de proteção dos equipamentos alimentados, na eventualidade dos reguladores de tensão se danificarem.



Figura 4-18: Detalhe de montagem fontes de tensão regulada.

4.4 Dispositivo sinalização visual

A plataforma de controlo contempla um dispositivo de informação visual através do qual o utilizador poderá tomar conhecimento de informações cruciais acerca do funcionamento da instalação (veja-se a Figura 4-19).

Os led superiores do dispositivo de sinalização referem-se à indicação do funcionamento dos diversos circuitos do sistema de simulação de consumo implementado. Por conseguinte, cada par de sinalizadores (um verde e um vermelho) refere-se a um dos circuitos sendo que, o led verde está ativo sempre que o circuito se encontra em normal funcionamento não se registando a atuação de qualquer proteção associada. Por seu turno, aquando da deteção de uma sobreintensidade ou corrente residual o led vermelho é ativado em consequência da interrupção de fornecimento de energia. Este modo de sinalização remete o utilizador para a circuito elétrico em defeito podendo assim, de forma inequívoca, proceder à deteção e reparação da avaria.

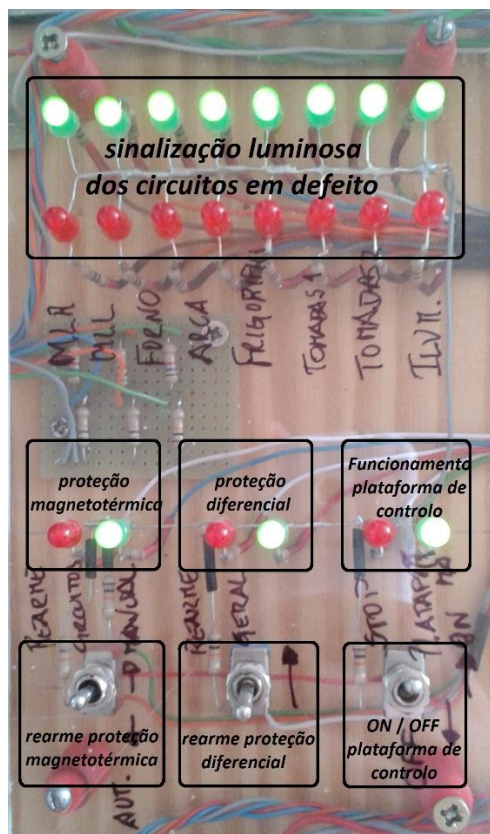


Figura 4-19. Dispositivo sinalização visual da plataforma de controlo.

Adicionalmente, na parte inferior do dispositivo de sinalização, encontram-se os sinalizadores referentes às proteções magnetotérmicas dos circuitos e à proteção diferencial da instalação. À semelhança dos led dos circuitos, nestes, quando as proteções se encontram não atuadas, os led verdes estão ligados sendo que, por seu turno, quando atuadas os led vermelhos são ativos e os verdes desligados.

Esta sinalização permite ao utilizador aferir o estado funcional das proteções (em programação) implementadas e dos circuitos no qual se tenha verificado o defeito. À semelhança das proteções das instalações convencionais, após a atuação das proteções implementadas, é necessário que se proceda ao rearme manual, por meio dos interruptores localizados abaixo dos respetivos led sinalizadores.

A plataforma de controlo pode ser acionada ou colocada fora de serviço através da comutação do interruptor disposto no canto inferior direito do dispositivo de sinalização. Esta funcionalidade pode, do ponto de vista prático, ser comparada ao dispositivo de corte geral que habitualmente se observa nas mais diversas instalações. Neste contexto específico, quando desabilitado o seu funcionamento, todos os circuitos são retirados de serviço não se registando a presença de tensão em nenhum circuito do sistema de simulação de consumo.

4.5 Algoritmos da plataforma de controlo

4.5.1 Algoritmo de simulação do diagrama de cargas (ASDC)

O comportamento do consumo elétrico típico de uma instalação pode ser obtido com base no perfil de consumo para clientes BTN disponibilizado pelo operador da rede de transporte (Redes Energéticas Nacionais - REN) e do consumo anual típico estimado da instalação.

Considerando um consumo anual típico de 5012 kWh, a Figura 4-20 mostra os perfis de consumo discretizados em períodos de 15 minutos para um consumidor BTN em cinco dias do ano.

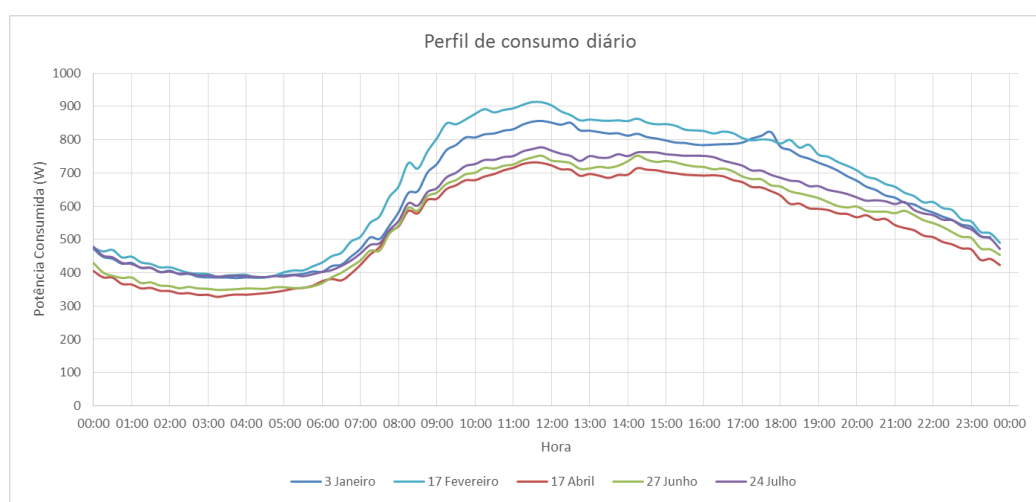


Figura 4-20: Perfil de consumo típico para um consumidor BTN.

Como descrito na seção 3.6 o sistema de simulação de consumo visa a reprodução, à escala, dos consumos típicos de uma instalação residencial sendo que, o funcionamento dos diversos equipamentos é controlado a partir de um algoritmo de probabilidades de funcionamento. Sendo cada dia discretizado em períodos de 15 minutos, em função do período horário registado e da respetiva probabilidade de funcionamento definida, o controlador é responsável pela ligação ou desligação dos diversos equipamentos do sistema visando a reprodução do diagrama de cargas típico de uma instalação residencial.

O algoritmo de simulação do diagrama de cargas foi projetado para as quatro estações do ano considerando um dia útil, sábados e domingos (e feriados), para os quais os equipamentos possuem, em cada índice horário, diferentes probabilidades de funcionamento. O controlador gera ciclicamente a cada minuto um número aleatório que, quando comparado com a probabilidade de funcionamento, ditará a ligação ou o não funcionamento de cada um dos equipamentos do sistema de simulação de consumo. O fluxograma da Figura 4-21 sintetiza o funcionamento do algoritmo de simulação do diagrama de cargas (ASDC).

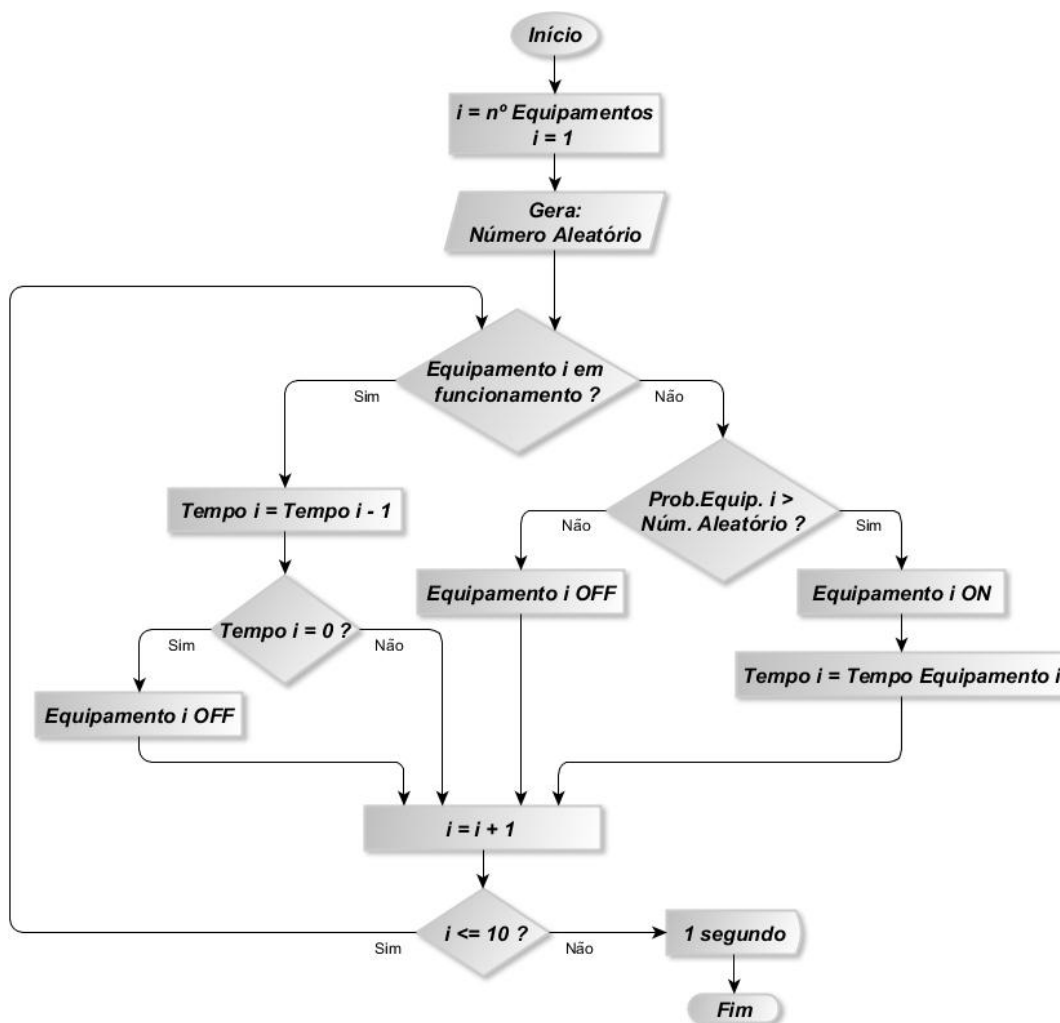


Figura 4-21: Fluxograma de funcionamento do ASDC.

Como se observa do fluxograma de funcionamento, o equipamento i entra em funcionamento se, num determinado índice horário, a sua probabilidade de funcionamento for superior ao número aleatório gerado pelo controlador. Uma vez em funcionamento, cada equipamento possui um tempo de funcionamento estipulado ($Tempo i$) e, quando este cumprido, o ASDC procede à desligação do mesmo.

No que se refere às máquinas de lavar, estas apresentam um perfil de consumo que varia ao longo do ciclo de funcionamento. Nesta medida, os algoritmos implementados procuram replicar o funcionamento real das máquinas, contemplando as diversas fases de operação. A Figura 4-22 evidencia o fluxograma do algoritmo que implementa o funcionamento da máquina de lavar roupa.

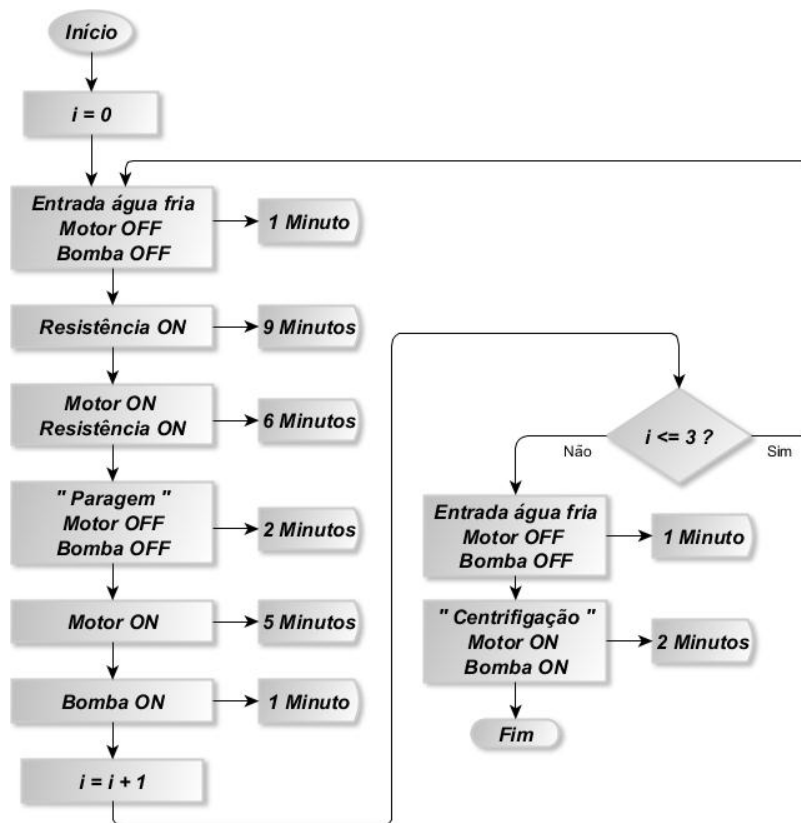


Figura 4-22: Fluxograma do algoritmo de funcionamento máquina de lavar roupa.

O funcionamento dos equipamentos é, como já referido, controlado a partir do ASDC utilizando para o efeito um conjunto de relés que permitem ligar e desligar as diversas cargas constituintes dos equipamentos implementados no sistema de simulação de consumo.

Neste contexto, a plataforma de controlo possui 24 relés sendo 8 deles referentes a cada um dos circuitos elétricos do sistema de simulação de consumo e os restantes 16 inerentes ao funcionamento de cada uma das cargas que compõe os diversos equipamentos implementados (veja-se a Figura 4-23).



Figura 4-23: Detalhe de montagem dos relés da plataforma de controlo.

Os algoritmos que simulam o funcionamento dos equipamentos são responsáveis pela ativação ou inativação dos relés das cargas que compõem os equipamentos, representando, em termos práticos, a substituição da ação sobre os interruptores e demais equipamentos de acionamento elétrico presentes numa instalação residencial real.

No que concerne aos relés de circuitos, estes desempenham o papel dos disjuntores de proteção magnetotérmica, sendo que, a partir destes, se processa a interrupção de alimentação do circuito aquando da deteção de sobreintensidades e correntes residuais. Adicionalmente, é através destes relés que se processa ao deslastre de circuitos que adiante se detalhará.

O Quadro 4-1 sintetiza os relés associados a cada um dos circuitos bem como dos responsáveis pelo acionamento das diversas cargas do sistema de simulação de consumo.

Quadro 4-1: Relés de circuitos e acionamento de cargas na plataforma de controlo.

Relés de circuitos	Equipamento	Relés de cargas
Máquina de lavar roupa	Máquina de lavar roupa	Motor tambor
		Eletrobomba
		Resistência
Máquina de lavar louça	Máquina de lavar louça	Eletrobomba bombagem água
		Eletrobomba extração água
		Resistência
Frigorífico	Frigorífico	Motor
Arca frigorífica	Arca frigorífica	Motor
Tomadas 1	Exaustor	Motor
	Microondas	Resistência
Fogão	Fogão	Resistência
Tomadas 2	Televisão	Resistência
	Computador	Resistência
Iluminação	Iluminação	Iluminação Quarto
		Iluminação WC/Espaços Comuns
		Iluminação Sala/Cozinha

Salienta-se que, neste trabalho em particular, tratando-se de uma instalação com vista à caracterização de uma instalação real, o uso do algoritmo de simulação do diagrama de cargas e dos inerentes algoritmos de funcionamento dos diversos equipamentos revela-se crucial, uma vez que é através destes que se concretiza e obtém um funcionamento autónomo e automatizado de todos os equipamentos. Numa instalação residencial real estes são absolutamente dispensáveis uma vez que todos os consumos são consequência de uma ativação tipicamente manual por parte dos utilizadores.

4.5.2 Algoritmo da plataforma de controlo

A plataforma de controlo, através de um algoritmo dotado de diversas funções, reúne todo o processo de controlo da instalação elétrica implementada. O fluxograma da Figura 4-24 sintetiza o funcionamento do *software* desenvolvido.

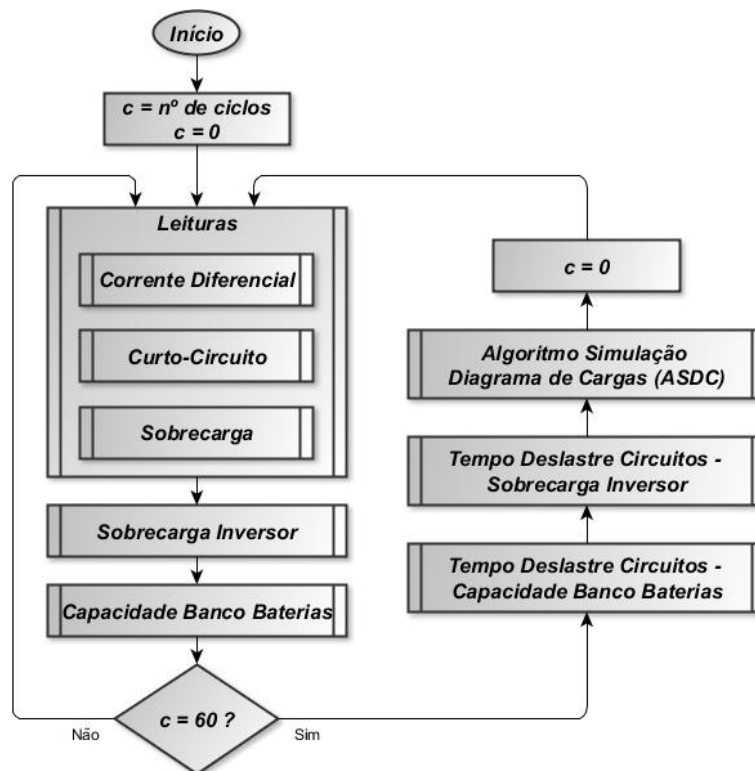


Figura 4-24: Fluxograma de funcionamento do algoritmo de controlo da plataforma de controlo.

O funcionamento deste algoritmo baseia-se num ciclo fechado de operação no qual se procede à medição de grandezas e verificação de um conjunto de condições visando o controlo do funcionamento da instalação.

As correntes diferencial e nos circuitos do sistema de simulação de consumo são lidas, através da rotina “Leituras”, cujo fluxograma se evidencia na Figura 4-25, 50 vezes por segundo, com um intervalo de medição de 20 ms. Ao cabo de cada ciclo de medição, são chamadas duas sub-rotinas referentes ao controlo e verificação das correntes de curto-circuito e diferencial.

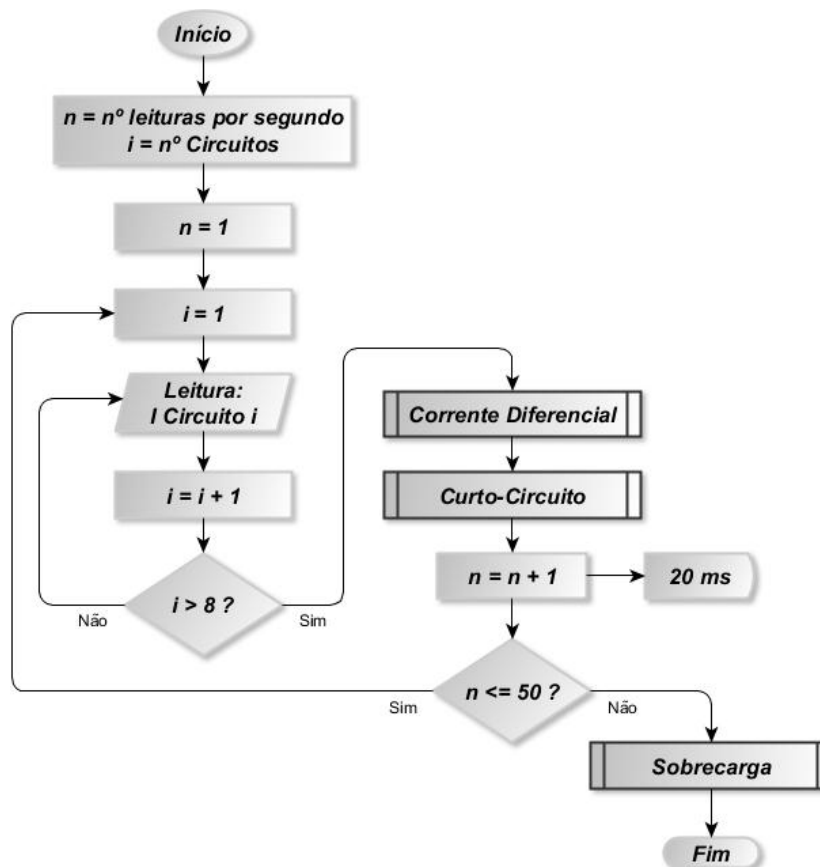


Figura 4-25: Fluxograma de funcionamento rotina “Leituras”.

A proteção de pessoas em instalações residenciais é assegurada pelo sistema TT com diferencial com sensibilidade de 300 mA para a generalidade dos circuitos e 30 mA para circuitos de casa de banho. Neste trabalho foi considerada uma proteção diferencial com sensibilidade 30 mA garantindo-se assim o cumprimento das regras técnicas de instalações elétricas de baixa tensão. A rotina “Corrente Diferencial”, com o funcionamento particularizado no fluxograma da Figura 4-26, incide na monitorização da corrente diferencial e comparação desta com o valor máximo admissível.

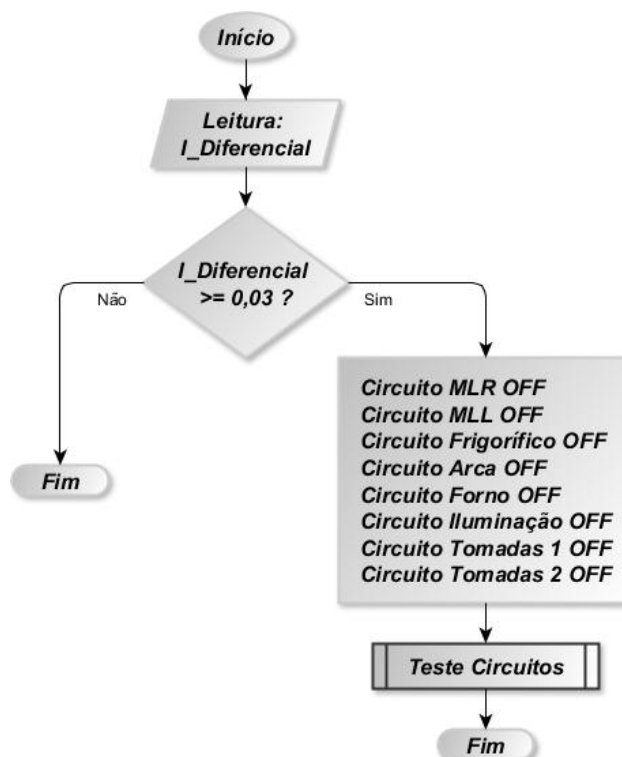


Figura 4-26: Fluxograma de funcionamento rotina “Corrente Diferencial”.

Do ponto de vista funcional, se, em algum momento, a corrente diferencial suplantar a máxima corrente de defeito admitida (30 mA), todos os circuitos são retirados de serviço através da abertura dos relés de circuito. Adicionalmente, foi desenvolvido um sistema que permite averiguar qual o circuito que levou à atuação da proteção. Esta funcionalidade tem por objetivo inibir o não funcionamento de toda a instalação aquando da atuação da proteção diferencial, na ocorrência de um defeito num circuito em particular. Note-se que, aquando da existência de uma corrente de fuga de 5 mA em 6 circuitos da instalação a proteção diferencial irá atuar em resultado da corrente diferencial registada (30 mA). Porém, a deteção do circuito em defeito não será conseguida em consequência da corrente diferencial registada ser inferior ao valor máximo admitido pela proteção. No futuro, será de particular relevância o desenvolvimento de um mecanismo capaz de inibir o funcionamento de um ou vários circuitos (segundo uma ordem de prioridades) visando a não atuação desta proteção. A implementação de uma proteção diferencial para cada circuito poderá também ser considerada.

O controlador, através da rotina “Teste Circuitos” cujo fluxograma se apresenta na Figura 4-27, procede à verificação da corrente residual de cada circuito do sistema de simulação de consumo. Funcionalmente, o controlador inibe o funcionamento do circuito se a corrente diferencial medida por um período ininterrupto de 5 segundos for superior a 15 mA. Os circuitos em defeito são inibidos ao funcionamento até que o utilizador proceda ao rearme da proteção diferencial.

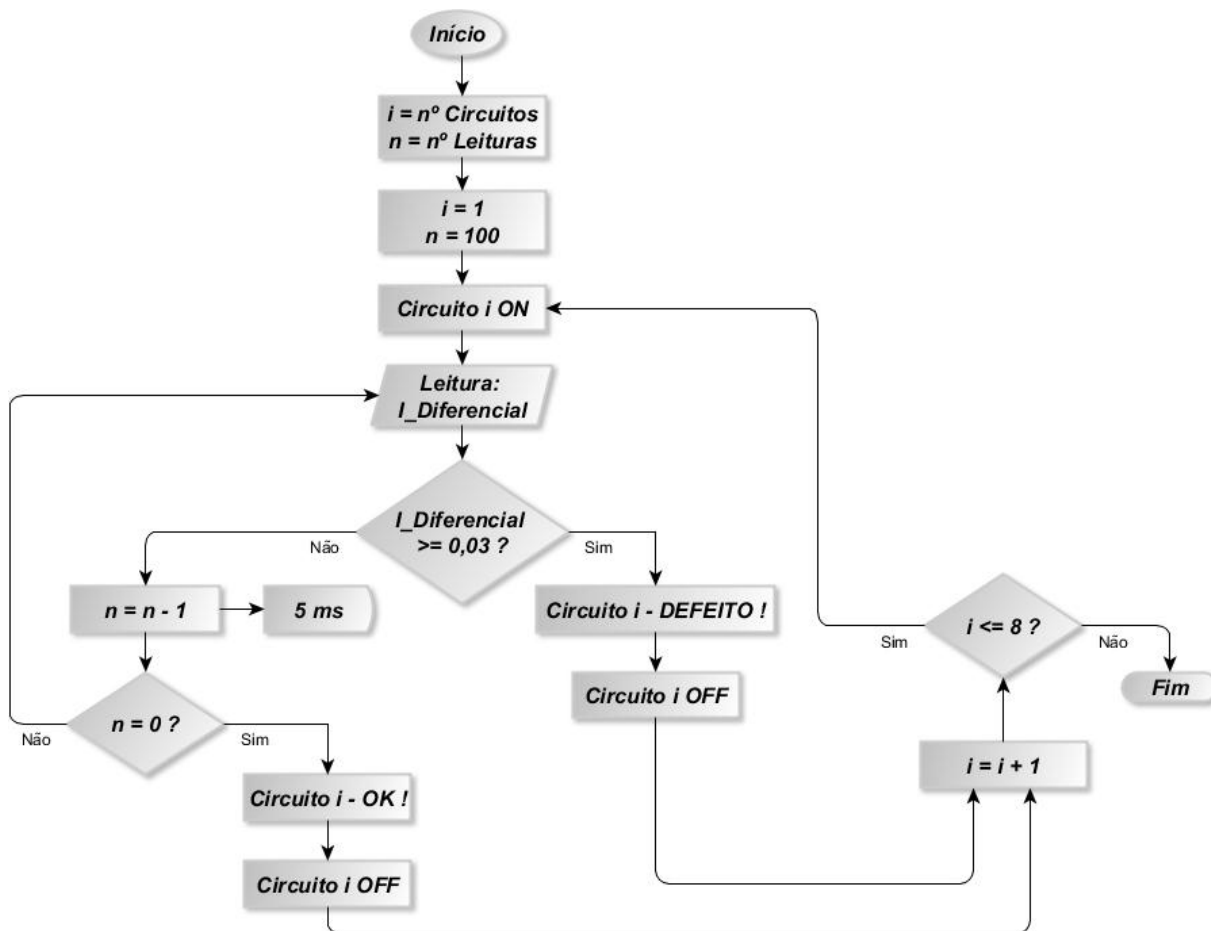


Figura 4-27: Fluxograma de funcionamento rotina “Teste Circuitos”.

Adicionalmente, após a realização do teste a cada um dos circuitos, o controlador sinaliza, através dos led vermelhos do dispositivo de sinalização visual, quais os circuitos em que se verificou o defeito, permitindo localizar a zona do defeito ao utilizador. Ademais, todos os circuitos onde não se registou qualquer defeito são habilitados ao funcionamento, permanecendo a proteção pronta a atuar aquando das demais possíveis situações de defeito.

Na sequência do funcionamento da rotina “Leituras”, as rotinas “Curto-Circuito” e “Sobrecarga” incidem na deteção e controlo de sobreintensidades nos circuitos da plataforma de cargas.

Como anteriormente fora referido, os relés de circuito representam, em comparação com uma instalação comum, os disjuntores de proteção magneto-térmica dos circuitos. Por conseguinte, neste âmbito, em *software*, foram implementadas as curvas de atuação dos disjuntores magnetotérmicos (atuação em tempo inverso para sobrecargas e em tempo quase nulo para curto-circuito).

A Figura 4-28 tipifica as curvas de atuação implementadas no algoritmo sendo que o Quadro 4-2 evidencia os valores parametrizados em cada uma das proteções. Salienta-se que estas

curvas foram adaptadas das curvas típicas de atuação dos disjuntores magnetotérmicos disponibilizadas pelos fabricantes [63].

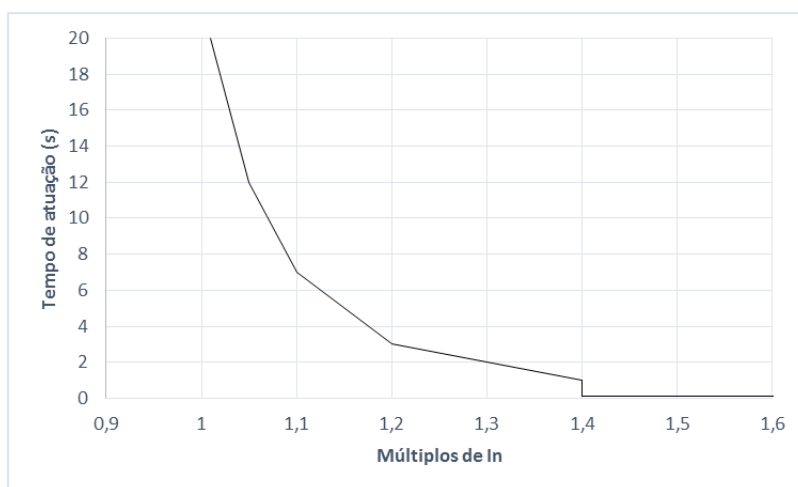


Figura 4-28: Curva de atuação implementada no algoritmo.

Quadro 4-2: Correntes estipuladas e de curto-circuito parametrizadas

Circuito	I est Circuito	I est Proteção	Icc Proteção
Máquina Lavar Roupa	0,91	0,96	1,34
Máquina lavar Louça	1,26	1,32	1,85
Frigorífico	0,24	0,25	0,35
Arca frigorífica	0,22	0,23	0,32
Forno	0,65	0,68	0,96
Tomadas 1	0,63	0,66	0,93
Tomadas 2	0,11	0,12	0,17
Iluminação	0,18	0,19	0,27

No que respeita à rotina “Curto-Circuito”, cujo fluxograma de funcionamento se apresenta na Figura 4-29, replica a componente magnética da proteção. Funcionalmente, verifica-se a atuação da proteção quando a corrente medida é, em algum instante, superior ao valor da corrente de curto-circuito parametrizada.

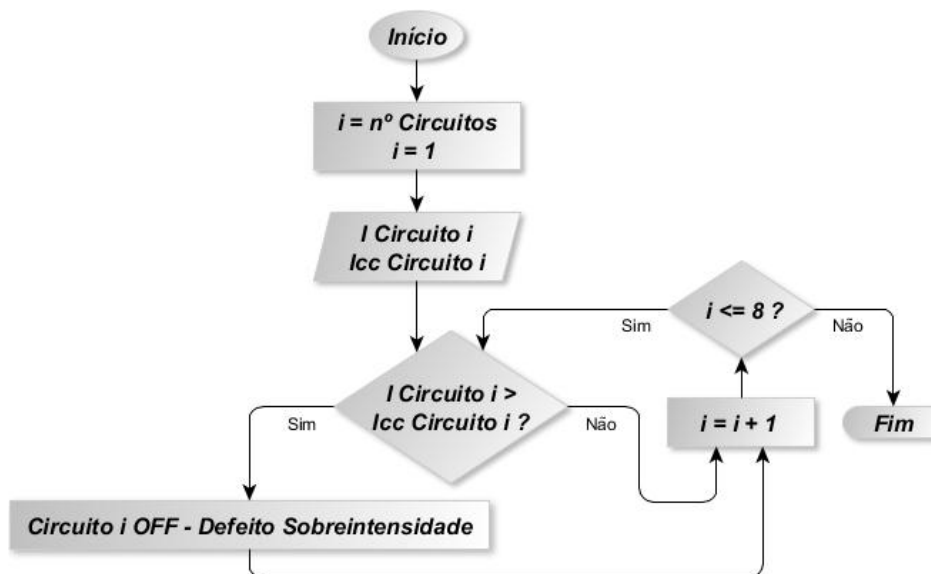


Figura 4-29: Fluxograma de funcionamento rotina “Curto-circuito”.

A rotina “Sobrecarga” que implementa a componente térmica de uma proteção magnetotérmica, baseia-se na corrente média calculada ao cabo de cada ciclo do programa como forma de avaliação e deteção de um possível estado de sobrecarga dos circuitos da instalação.

O funcionamento desta rotina (exposto na Figura 6-13 fluxograma do Anexo 6) consiste na verificação da severidade da sobrecarga. Nesta medida, quando a corrente média é superior à corrente estipulada da proteção registrar-se-á a atuação da proteção num tempo tanto menor quanto maior o regime de sobrecarga registado.

Funcionalmente, na ocorrência de uma sobreintensidade, a atuação da proteção é fisicamente implementada pela abertura do relé de circuito registando-se a interrupção de fornecimento de energia às cargas. No dispositivo de sinalização visual será assinalado qual o circuito retirado de serviço bem como sinalizada a atuação da proteção por sobreintensidade. Por conseguinte, o utilizador facilmente reconhece o defeito podendo proceder à verificação dos equipamentos (como forma de reconhecer a causa do defeito) e posteriormente efetuar o rearme da proteção através do acionamento do botão relativo ao rearme de circuitos.

Adicionalmente, a plataforma de controlo é capaz de proporcionar o deslastre de circuitos, segundo uma ordem de prioridades estabelecida. Este deslastre assenta em duas premissas essenciais sendo elas: i) a manutenção de fornecimento de energia por parte do inversor, evitando a sua sobrecarga consequente atuação da proteção de saída, ii) garantia de reserva de armazenamento de energia com vista à alimentação dos consumos mais prioritários.

O deslastre de circuitos devido a sobrecarga do inversor é baseado na monitorização, ao segundo, da corrente média total da instalação. A corrente total é calculada a partir da soma das correntes médias nos circuitos da instalação e, com base nesta, a rotina “Sobrecarga Inversor”,

cujo funcionamento se explicita no fluxograma da Figura 4-30, monitoriza a sobrecarga. Importa salientar que esta é uma abordagem pessimista da sobrecarga, uma vez que se somam módulos da corrente nos circuitos.

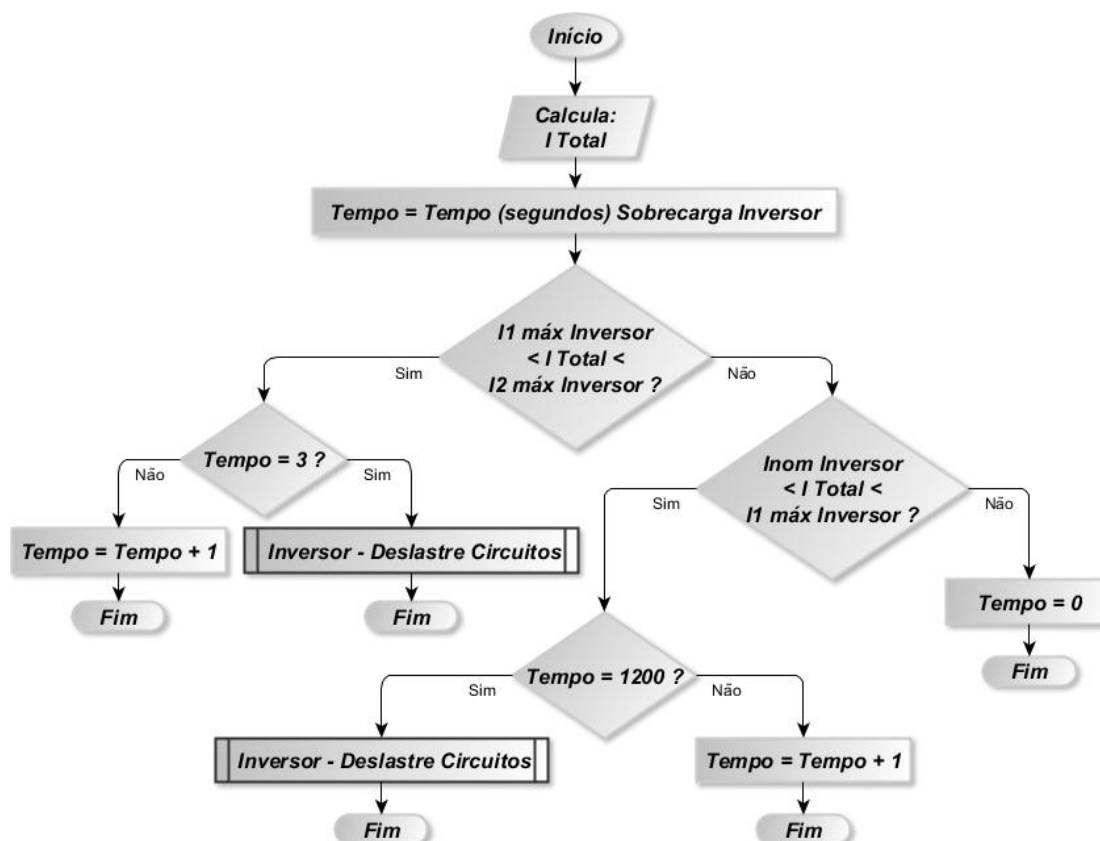


Figura 4-30: Fluxograma de funcionamento rotina “Sobrecarga Inversor”.

Como referido na seção 3.5, o inversor XTS1200-24 permite o fornecimento de uma potência máxima de 1000 VA por um período de 30 minutos ou 2500 VA por um período de 3 segundos. Neste contexto específico, tendo como objetivo a garantia de não atuação da proteção de saída do inversor, esta rotina contempla dois regimes de sobrecarga nos quais o deslastre de circuitos é despoletado após o cumprimento de um tempo estabelecido.

Assim, para uma corrente total na instalação compreendida entre 2,83 A (650 VA) e 3,91 A (900 VA), o deslastre de circuitos será realizado se, por um período ininterrupto de 1200 segundos, se verificar este regime de sobrecarga. Adicionalmente, para um regime de sobrecarga mais severo, parametrizado para correntes superiores a 3,91 A, o deslastre de circuitos verifica-se após 3 segundos de sobrecarga.

O deslastre de circuitos é realizado, segundo uma ordem de mérito, pela rotina “Inversor-Deslastre Circuitos”, cujo funcionamento se retrata no fluxograma da Figura 6-14 do Anexo 6. Cada circuito deslastrado possui um tempo de inibição de funcionamento. Após o cumprimento do período de inibição, controlado a partir da rotina “Tempo Deslastre Circuitos-Sobrecarga

Inversor” (veja-se a Figura 6-15 do Anexo 6), o relé de circuito é ativado e as cargas regressam ao seu normal funcionamento (controlado pelo ASDC).

Pelo fato de se parametrizarem correntes de sobrecarga substancialmente inferiores às máximas suportadas pelo inversor é garantida não só uma adicional proteção ao inversor como inibida a atuação da sua proteção de saída aquando de uma situação de sobrecarga. O processo de deslastre de circuitos confere uma garantia de continuidade de serviço à instalação sendo unicamente limitado, por um período de tempo, o funcionamento dos circuitos menos prioritários.

O deslastre de circuitos baseado no SoC instantâneo do banco de baterias visa garantir uma reserva de energia com vista à continuidade de serviço das cargas mais prioritárias. Neste contexto específico, foram considerados circuitos menos prioritários aqueles que congregam equipamentos com inercia térmica, como é o caso do frigorífico e da arca frigorífica, e com equipamentos cujo funcionamento é tipicamente considerado menos primordial num determinado período diário (máquinas de lavar louça e roupa). Ao invés, os circuitos mais prioritários são os circuitos de iluminação e alguns circuitos de tomadas que possam alimentar equipamentos particularmente necessários numa habitação residencial (televisão, computador, exaustor, microondas, etc).

O estado de carga do banco de baterias é estimado pelo algoritmo de contagem de Coulomb implementado no controlador Arduino Uno que integra a plataforma de controlo. Nesta medida, através de uma saída analógica deste controlador, é disponibilizado um sinal em tensão (0V e 5V) proporcional ao estado de carga do banco de baterias. Baseando-se neste sinal de tensão, lido numa das suas entradas analógicas, o controlador Arduino Mega procede à verificação de um conjunto de condições tendo como objetivo garantir uma reserva energética necessária à continuidade de alimentação dos circuitos mais prioritários.

Tal como disposto na secção 3.3, sendo a durabilidade das baterias largamente afetada pela respetiva profundidade de descarga (DoD), foi determinado que apenas 25 % da capacidade estipulada do sistema de armazenamento seriam utilizados (ou seja, DoD de 75%).

O deslastre de circuitos processa-se através da rotina “Capacidade Banco de Baterias” segundo o princípio funcional exposto no fluxograma da Figura 4-31.

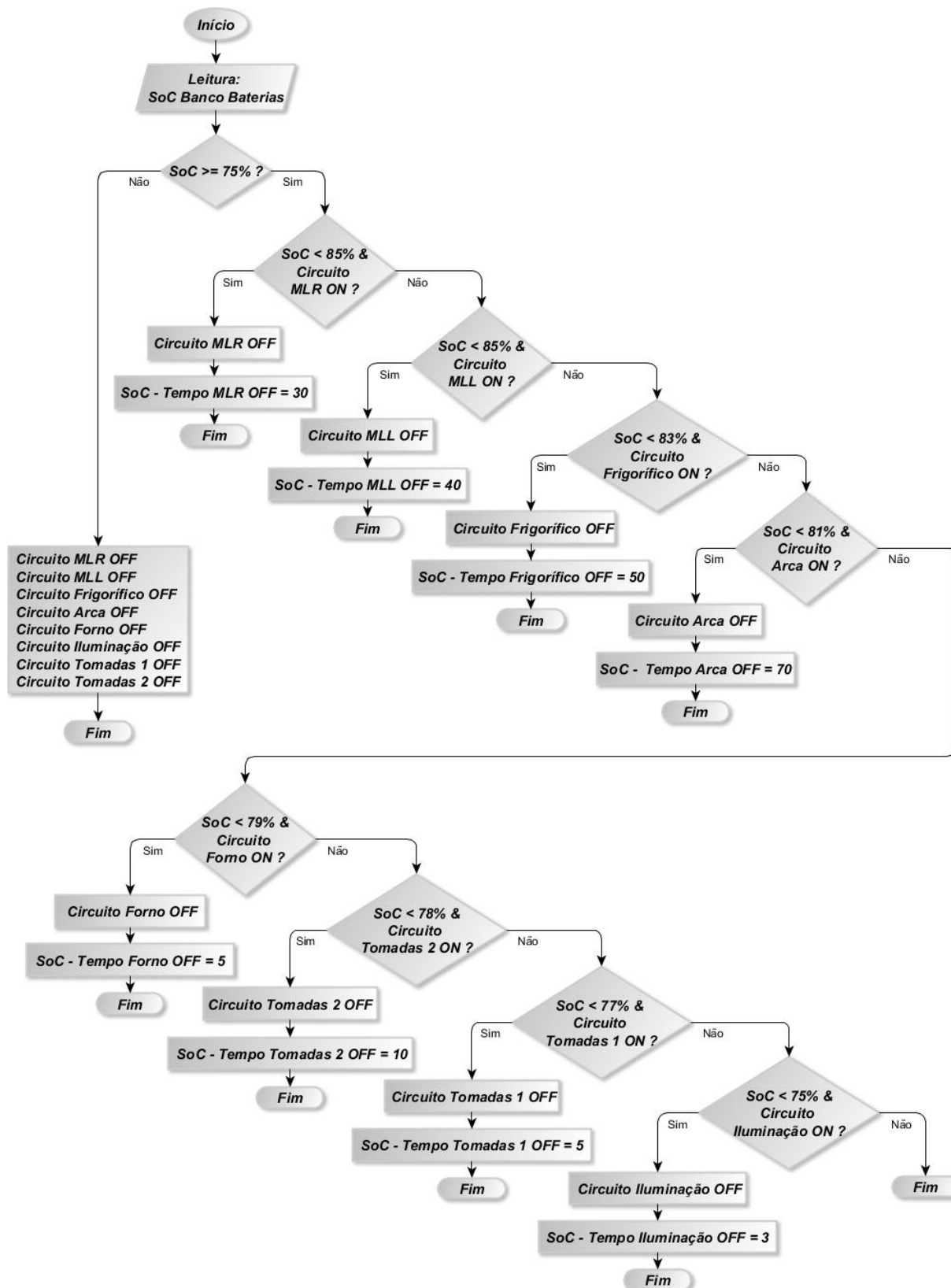


Figura 4-31: Fluxograma de funcionamento rotina “Capacidade Banco de Baterias”.

Qualquer circuito, quando deslastrado, possui um tempo (em minutos) de inibição ao funcionamento. O controlo do período de deslastré é efetuado, a cada minuto, pela rotina

“Tempo Deslastre Circuitos – Capacidade Banco Baterias” (Figura 6-16 do Anexo 6). Uma vez cumprido o tempo de inibição ao funcionamento, o relé de circuito será ativo regressando as cargas à normal condição de funcionamento.

4.5.3 Algoritmos de estimativa do SoC e do SoH

Tendo em conta o disposto na secção 2.2.5, na qual se enunciaram as vantagens e inconvenientes dos principais métodos de estimativa do SoC, neste trabalho adotou-se um método baseado na contagem de Coulomb como forma de estimar o estado de carga do banco de baterias. Mesmo não possibilitando a estimativa do SoC inicial e de ser sensível a erros de medição da corrente (com efeito comutativo ao longo do período de integração) a contagem de Coulomb é o método que mais comumente se utiliza na estimativa do estado de carga das baterias [64].

Como se observa no gráfico da Figura 4-32, a diferença entre o SoC real (a vermelho) e o SoC estimado (azul) aumenta em função do tempo e do número de ciclos de carga/descarga. O erro é cumulativo e deve-se fundamentalmente a erros de medição e a arredondamentos internos do sistema de contagem [64].

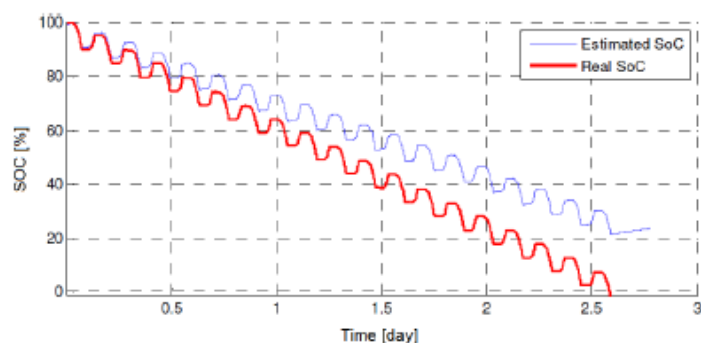


Figura 4-32: SoC estimado por contagem de Coulomb e SoC real [64].

Como forma de eliminar o efeito cumulativo do erro utiliza-se, frequentemente, o método de calibração periódica do contador, isto é, periodicamente o sistema de contagem deve ser reinicializado com o valor real da carga da bateria. Este método de calibração pode realizar-se através de um teste de descarga ou pela medição da OCV como forma de determinar, num dado momento, a carga real da bateria [64].

Neste trabalho, foi implementado um método de calibração híbrido baseado na tensão de circuito aberto da bateria e num mecanismo de reajuste dinâmico do algoritmo de estimativa do SoC do banco de baterias.

Salienta-se que, neste trabalho, o conceito de SoC utilizado difere do que comumente se considera. Frequentemente, o conceito de SoC traduz, em percentagem, o quociente entre a carga em Ah armazenada na bateria e a sua capacidade estipulada, também em Ah. Por

consequente, uma bateria com capacidade de 80 Ah que possua, em dado momento, uma carga de 72 Ah, terá um SoC de 90 %.

Porém, a capacidade de uma bateria é afetada pela taxa de descarga a que é sujeita. A Figura 4-33 evidencia a capacidade disponível em função da taxa de descarga para as baterias Rolls 24HT80 utilizadas no sistema de armazenamento deste trabalho.

	HOUR RATE	SPECIFIC GRAVITY	CAP / AH	CURRENT / AMPS
CAPACITY @	100 HOUR RATE	1.280 SP. GR.	106	1.06
CAPACITY @	72 HOUR RATE	1.280 SP. GR.	101	1.40
CAPACITY @	50 HOUR RATE	1.280 SP. GR.	95	1.90
CAPACITY @	24 HOUR RATE	1.280 SP. GR.	82	3.4
CAPACITY @	20 HOUR RATE	1.280 SP. GR.	80	4.0
CAPACITY @	15 HOUR RATE	1.280 SP. GR.	75	5.0
CAPACITY @	12 HOUR RATE	1.280 SP. GR.	71	5.9
CAPACITY @	10 HOUR RATE	1.280 SP. GR.	68	6.8
CAPACITY @	8 HOUR RATE	1.280 SP. GR.	64	8.0
CAPACITY @	6 HOUR RATE	1.280 SP. GR.	59	9.9
CAPACITY @	5 HOUR RATE	1.280 SP. GR.	56	11
CAPACITY @	4 HOUR RATE	1.280 SP. GR.	52	13
CAPACITY @	3 HOUR RATE	1.280 SP. GR.	47	16
CAPACITY @	2 HOUR RATE	1.280 SP. GR.	41	20
CAPACITY @	1 HOUR RATE	1.280 SP. GR.	29	29

Figura 4-33: Capacidade disponível da bateria 24HT80 em função da taxa de descarga [59].

Neste trabalho o SoC é definido como sendo o valor percentual do quociente entre a carga que a bateria pode realmente fornecer (“*Carga_{disponivel}*”) e a sua capacidade estipulada, como se evidencia na expressão (4-1).

$$SoC = \frac{Carga_{disponivel}}{Carga_{estipulada}} \times 100\% \quad (4-1)$$

Tendo em consideração este conceito de SoC, esta bateria quando descarregada, por uma hora, a uma taxa de 8 Ah, possui um SoC de 80 % (64Ah /80 Ah) sendo que, pelo conceito mais habitual, possuiria um SoC de 90%

O algoritmo desenvolvido, cujo funcionamento se tipifica no fluxograma da Figura 4-34, possui um funcionamento cíclico de duração aproximada um segundo e é responsável pela estimativa do SoC e do SoH do banco de baterias do sistema autónomo.

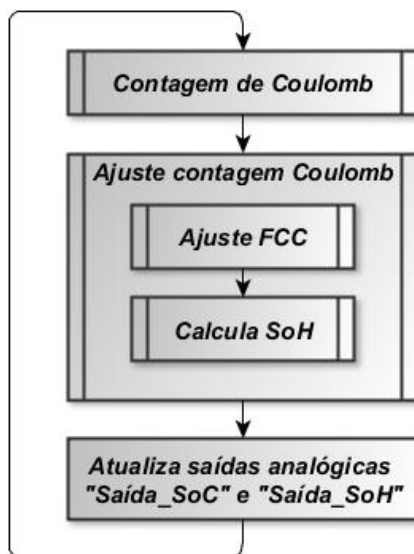


Figura 4-34: Fluxograma funcionamento algoritmo estimativa do SoC e do SoH.

O algoritmo procede, de forma periódica, (5 em 5 minutos), ao armazenamento de diversos dados no *datalogger* visando a sua posterior análise e representação gráfica. Contudo, numa aplicação de cariz real, esta funcionalidade pode ser dispensada (eliminando a rotina “*Datalogger*” apresentada no fluxograma da Figura 4-34). Adicionalmente, este transmite, de forma contínua, através das saídas analógicas do controlador (“Saída_SoC” e ”Saída_SoH”) um sinal em tensão (0 e 5 V), proporcional ao SoC e ao SoH do banco de baterias (veja-se a Figura 4-35).

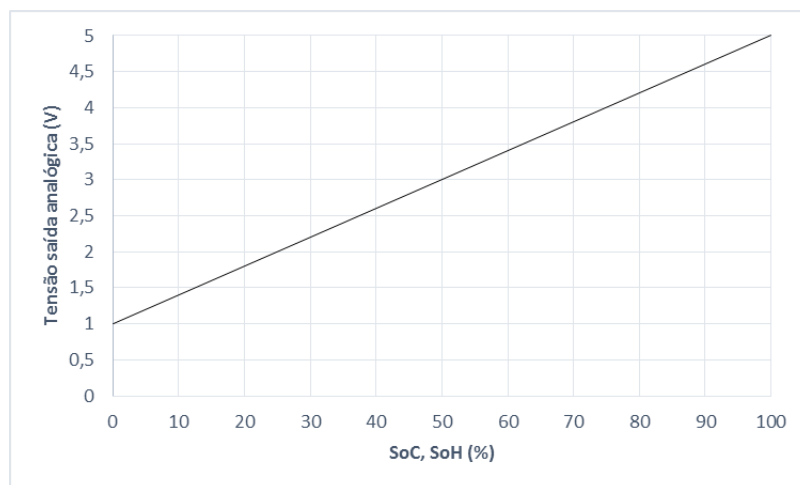


Figura 4-35: Tensão saída analógica proporcional ao SoC / SoH.

Salienta-se que a tensão mínima correspondente a 0% do SoC (e do SoH) é diferente de zero (valor mínimo de 1 V), viabilizando desta forma a identificação de uma possível falha na transmissão de dados (por exemplo: fio partido) ou do sistema de estimativa do SoC e do SoH, por parte do dispositivo recetor.

As saídas analógicas do controlador *Arduino* possuem uma resolução de 8 bits, isto é, 256 níveis de tensão (cerca de 20 mV/nível). Por conseguinte, os sinais referentes ao SoC e ao SoH possuem uma resolução de 0,4 %.

O método de estimativa do SoC do banco de baterias é implementado na rotina “Contagem Coulomb” cujo funcionamento se expressa no fluxograma da Figura 4-36.

Nesta rotina, as variáveis referentes à corrente de carga e à corrente de descarga referem-se à leitura das correntes nos circuitos de interligação do banco de baterias ao controlador *Power Center* e ao inversor *off-grid* constituinte do sistema autónomo. Visando a minimização dos erros de leitura e arredondamentos internos do algoritmo, as correntes de carga e descarga são medidas em mA e em intervalos de 10 ms.



Figura 4-36: Fluxograma de funcionamento rotina “Contagem Coulomb”.

A carga que é armazenada ou libertada pelas baterias (“ $Energia_{Ciclo}$ ”), contabilizada em As, é calculada pela diferença entre os valores médios das correntes de carga (“ $Carga_{Ciclo}$ ”) e descarga (“ $Descarga_{Ciclo}$ ”) registadas em cada ciclo do programa (aproximadamente 1 segundo). Por conseguinte, quando a “ $Carga_{Ciclo}$ ” é superior à “ $Descarga_{Ciclo}$ ”, verifica-se um incremento de carga e, ao invés, quando a “ $Descarga_{Ciclo}$ ” suplanta a “ $Carga_{Ciclo}$ ”, é registado um decréscimo de carga no banco de baterias.

Tendo por base o conceito de SoC definido, o algoritmo de estimativa do estado de carga contabiliza a quantidade de energia que, em cada instante, está disponível no banco de baterias. Nos ciclos em que se verifica um incremento de carga, a carga que efetivamente é armazenada na bateria é resultado da multiplicação da “ $Energia_{Ciclo}$ ” pelo fator de correção da carga (FCC) como evidenciado na expressão (4-2). O FCC, que adiante se detalha, implementa o mecanismo de reajuste dinâmico do algoritmo de estimativa do estado de carga no qual são contempladas as perdas no processo de carga das baterias, os erros relativos à medição de correntes e arredondamentos internos [65].

$$Carga_{Efetiva} = FCC \times Energia_{Ciclo} \quad (4-2)$$

Admitindo que num ciclo do programa a “ $Energia_{Ciclo}$ ” é de 10 As e o FCC é de 0,97, a carga efetivamente acumulada nas baterias é de 9,7 As.

Por seu turno, nos ciclos em que se verifica um decréscimo de carga, a corrente de descarga (“ $Energia_{Ciclo}$ ”) é afetada por um fator de correção de descarga (FCD). O FCD representa o efeito da taxa de descarga na capacidade disponível das baterias e é calculado através da expressão (4-3).

$$FCD = \frac{Capacidade_{estipulada}}{Capacidade_{disponivel}} \quad (4-3)$$

Tendo por base as características elétricas das baterias Rolls 24HT80 (ver Figura 4-33), o gráfico da Figura 4-37 evidencia o FCD em função da taxa de descarga.

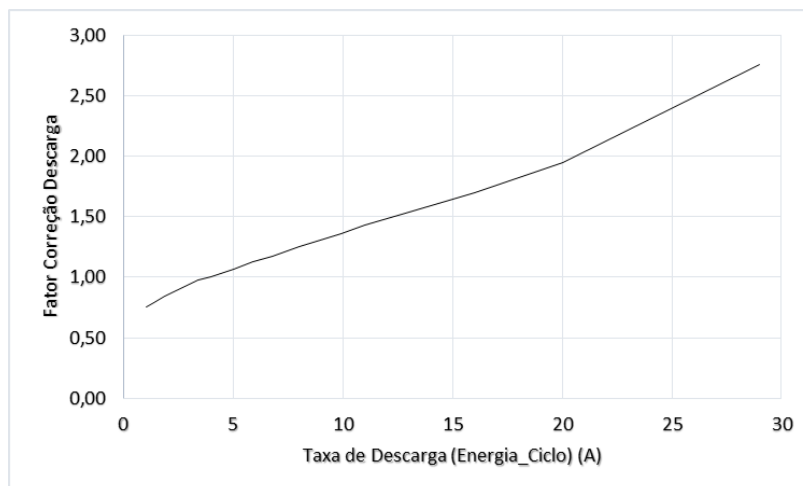


Figura 4-37: FCD em função da taxa de descarga.

Referindo-se o conceito de SoC, neste trabalho utilizado, à quantidade percentual de carga que as baterias são capazes de libertar, a atualização da carga armazenada nas baterias é realizada através da expressão (4-4) na qual, a “ $Energia_{Ciclo}$ ” é multiplicada por um valor de FCD proporcional ao seu efeito na capacidade das baterias.

$$Descarga_{Efetiva} = FCD \times Energia_{Ciclo} \quad (4-4)$$

Admitindo que num ciclo do programa a taxa de descarga ($Energia_{Ciclo}$) é de 8 As, a capacidade disponível das baterias foi diminuída em 10 As fruto da multiplicação da “ $Energia_{Ciclo}$ ” por um FCD de valor 1,25 (80 Ah/64 Ah).

Em cada ciclo do programa, o SoC é atualizado com base na expressão (4-5). Note-se que, nos ciclos em que se verifica um decréscimo de carga, na atualização do SoC é contemplado o valor da descarga efetiva das baterias (como se apresenta na expressão (4-5)). Por seu turno, nos ciclos em que se regista um incremento de carga, o SoC é atualizado com base na carga efetiva armazenada pelas baterias, substituindo na expressão (4-5) a “ $Descarga_{Efetiva}$ ” pela “ $Carga_{Efetiva}$ ”.

$$SoC_{(n)} = SoC_{(n-1)} + \left[\frac{Descarga_{Efetiva}}{Capacidade_{Estipulada}} \right] \times 100\% \quad (4-5)$$

A calibração do algoritmo de estimativa do SoC é baseada na leitura da OCV do banco de baterias. Kong-Soon et al [51], em resultado dos testes efetuados a uma bateria de chumbo-ácido (2 V, 4 Ah), concluíram que a estimativa do SoC pela leitura da OCV em regime dinâmico é viável sendo que o erro do processo está intrinsecamente ligado ao tempo de repouso da bateria como se evidencia na Figura 4-38.

	Charging stage			Discharging stage		
	10	20	40	10	20	40
Open-circuit time (min)						
Estimated SOC (%)	88.6	86.9	87.6	53.5	52.3	51.1
Error (%)	2.3	4.0	3.3	2.6	1.4	0.2

Figura 4-38: Estimativa do SoC por leitura da OCV [51].

Tendo em consideração os resultados experimentais divulgados por Kong-Soon *et al* [51], adotou-se neste trabalho, para calibração periódica do algoritmo, um período de repouso do banco de baterias de 20 minutos. A calibração do algoritmo é realizada através da rotina “Ajuste SoC e FCC”, cujo fluxograma de funcionamento se evidencia na Figura 4-39.

Salienta-se que, à semelhança do que se verifica nas instalações residenciais (reais) onde se pode considerar que em nenhum período o consumo é nulo (em consequência do consumo dos equipamentos em *stand-by*), neste trabalho, o inversor apresenta um consumo permanente. Por conseguinte, como forma de possibilitar a calibração do algoritmo pelo método OCV, na rotina “Ajuste SoC e FCC”, a corrente de descarga possui um *offset* de 100 mA, sendo desprezados e considerados nulos todos os valores de corrente inferiores a 100 mA.

O período de repouso do banco de baterias é aferido através da monitorização das correntes de carga e descarga, isto é, considera-se que as baterias estão em repouso quando as correntes de carga e descarga são, simultaneamente, nulas. A contabilização do período de repouso é interrompida sempre que se regista a circulação de uma corrente no circuito de carga ou descarga do banco de baterias, sendo o contador reinicializado quando as correntes voltam a ser nulas.

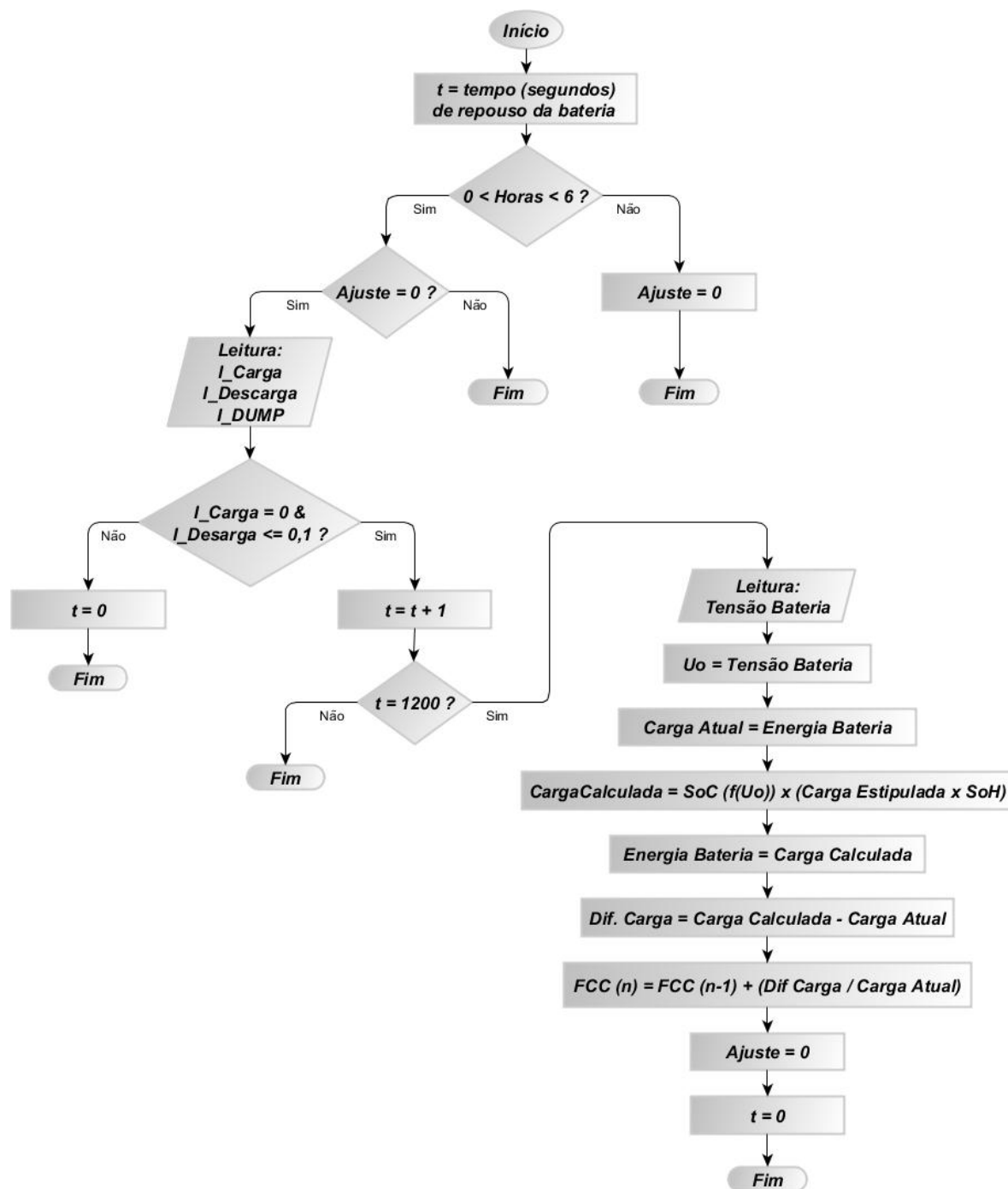


Figura 4-39: Fluxograma de funcionamento rotina “Ajuste SoC & FCC”.

Uma vez cumprido o período de repouso, o controlador procede à medição da OCV do banco de baterias e, com base neste valor, é calculado, através da expressão (4-6), o valor da carga armazenada na bateria (“ $Carga_{Calculada}$ ”).

$$Carga_{Calculada} = SoC(f(U_o)) \times Carga_{Estipulada} \times SoH \quad (4-6)$$

Seguidamente à calibração do algoritmo de estimativa do SoC, é realizado o ajuste do FCC. O processo de ajuste do FCC inicia-se com o cálculo da diferença (“ Dif_{Carga} ”) entre a carga

armazenada na bateria (“ $Carga_{Calculada}$ ”) e a carga que a bateria possuía no momento anterior à realização da calibração do algoritmo (“ $Carga_{Atual}$ ”). Por último, é calculado o novo valor de FCC de acordo com a expressão (4-7).

$$FCC_{(n)} = FCC_{(n-1)} + \left(\frac{Dif_{Carga}}{Carga_{Atual}} \right) \quad (4-7)$$

Em consequência da atualização do FCC, e até que se proceda a uma nova atualização, em todos os ciclos em que se registre um incremento de carga, a “ $Energia_{Ciclo}$ ” será multiplicada pelo $FCC_{(n)}$.

Considere-se, a título de exemplo, que, na próxima calibração do algoritmo de estimativa do SoC, a “ $Carga_{Calculada}$ ” não difere da “ $Carga_{Atual}$ ”. Em consequência deste facto, o FCC permanece inalterado sendo, a carga registada nos ciclos seguintes corrigida pelo mesmo valor.

Na atualização seguinte, por influência do rendimento de carga das baterias ou por erros de medição, a carga armazenada na bateria “ $Carga_{Calculada}$ ”, (estimada pela OCV), é, por exemplo, superior à carga estimada pela contagem de Coulomb (“ $Carga_{Atual}$ ”). Esta situação significa que o FCC, calculado no processo de calibração anterior, foi subvalorizado e a carga armazenada na bateria foi contabilizada por defeito. Nesta situação, o FCC é atualizado com base no FCC anterior ao qual se soma o correspondente à diferença (percentual) entre a “ $Carga_{Calculada}$ ” e a “ $Carga_{Atual}$ ”.

A situação inversa ocorre quando a “ $Carga_{Calculada}$ ” é estimada por defeito em relação à “ $Carga_{Atual}$ ”, ou seja, no ciclo de calibração anterior, o FCC foi sobrevalorizado e a carga absorvida foi contabilizada por excesso. Neste contexto, o FCC é reduzido em resultado da subtração, ao anterior valor de FCC, da diferença (em percentagem) entre a “ $Carga_{Calculada}$ ” e a “ $Carga_{Atual}$ ”.

O FCC foi inicializado com um valor de 0,97 visando a contabilização da perda de capacidade de carga das baterias ao longo do tempo, dos erros relativos à medição de correntes (e tensão), dos arredondamentos internos do sistema e do erro inerente à calibração do algoritmo pela OCV após 20 minutos de repouso do banco de baterias.

No capítulo 5 serão evidenciados os resultados relativos à calibração do SoC e do ajuste do FCC, sendo verificável que o FCC tenderá para um valor final correspondente à relação existente entre a carga que, em cada ciclo de incremento de carga, é efetivamente armazenada na bateria e a carga que idealmente seria armazenada na bateria.

No que respeita ao SoH, a sua estimativa é realizada com base na comparação entre a carga estipulada e a carga que a bateria possui no momento em que se considera completamente

carregada. Neste trabalho, a deteção da carga máxima da bateria reside na monitorização da corrente de carga e de dissipação na carga *dump*. Por conseguinte, como retratado no fluxograma de funcionamento da rotina “Calcula SoH” (veja-se a Figura 4-40), quando, por um período ininterrupto de 60 segundos, a descarga é nula (desprezando o consumo do inversor), a corrente de carga é reduzida (inferior a 200 mA) e no circuito da carga de dissipação circula uma corrente superior a 1 A, conclui-se que as baterias se encontram no limiar da sua carga máxima sendo, neste pressuposto, realizada a estimativa do SoH.

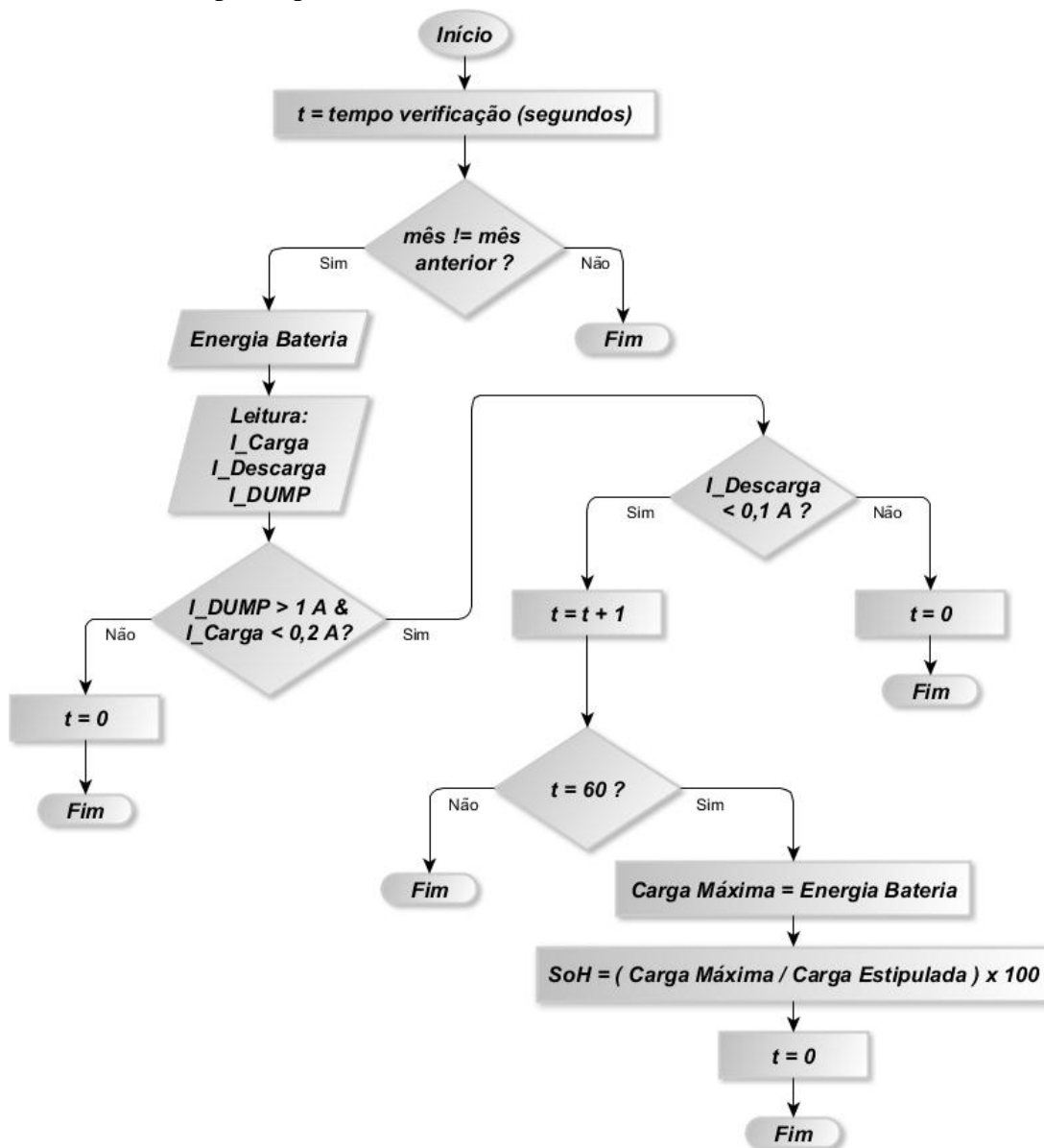


Figura 4-40: Fluxograma de funcionamento rotina “Calcula SoH”.

Com uma periodicidade de estimativa mensal, o estado de saúde, em percentagem, é dado pelo quociente entre a carga máxima da bateria e a sua carga estipulada de acordo com a expressão (4-8).

$$SoH = \frac{Carga_{Máxima}}{Carga_{Estipulada}} \times 100 \% \quad (4-8)$$

Salienta-se que este processo de ajuste é influenciado pelas correntes de carga do banco de baterias uma vez que a carga armazenada (até ao instante da estimativa) será tanto maior quanto menor a taxa de carga aplicada, nos períodos anteriores, às baterias. Em suma, uma bateria armazena mais carga quando carregada a uma taxa de 1 Ah durante 5 horas do que quando carregada a uma taxa de 5 Ah durante uma hora. Contudo, apesar desta influência, este processo estimativo permite aferir, com boa precisão, o estado de saúde do banco de baterias.

5. Teste da plataforma

O principal objetivo deste trabalho, tal como referido no capítulo 1, consiste na instalação de uma plataforma para suporte à simulação do comportamento de sistemas híbridos e isolados de microgeração, visando, em particular, o teste de algoritmos de controlo para estes sistemas. Uma vez estabelecida a plataforma importa avaliar as suas potencialidades. Para o efeito, neste capítulo, são evidenciados os resultados do funcionamento da plataforma, nomeadamente no que se refere:

- i) ao algoritmo desenvolvido para a simulação de consumos de uma instalação doméstica típica;
- ii) ao algoritmo implementado para gestão do sistema de armazenamento (importa referir que este algoritmo foi implementado para permitir o teste da plataforma, não sendo objetivo do trabalho a obtenção de um algoritmo otimizado);
- iii) ao sistema de aquisição de informação relativa à produção das tecnologias de microgeração integradas (turbina microeólica e gerador fotovoltaico) e ao consumo da instalação residencial simulada;
- iv) à monitorização, em tempo real, do SoC e do SoH das baterias integradas no sistema de armazenamento.

Importa referir que o teste dos mecanismos de proteção contra sobreintensidades e de correntes de defeito à terra foi também efectuado.

A implementação do sistema de gestão de energia (SGE), sendo um objetivo deste trabalho, permitiu medir e armazenar diversas grandezas do sistema autónomo com vista à posterior análise funcional do sistema e demonstração de resultados. As grandezas elétricas que de agora em diante se apresentam são resultado da extração dos dados armazenados no *datalogger* do

SGE, anteriormente detalhado na secção 3.7. No que concerne aos valores do SoC e do SoH apresentados, estes são provenientes do *datalogger* inerente ao sistema de estimativa do estado de carga e do estado de saúde do banco de baterias.

5.1 Sistema de Simulação de Consumo

O sistema de simulação do comportamento de um consumidor residencial típico detalhado na secção 3.6, esteve em funcionamento por um período ininterrupto de 77 dias (16 de Junho a 31 de Agosto), simulando os consumos com recurso às metodologias de controlo e algoritmos descritos na secção 4.5.

Os gráficos das Figuras 5-1 e 5-2 evidenciam os diagramas de carga produzidos pela plataforma para três dias úteis da semana e para dois dias de domingo/feriado, respetivamente.

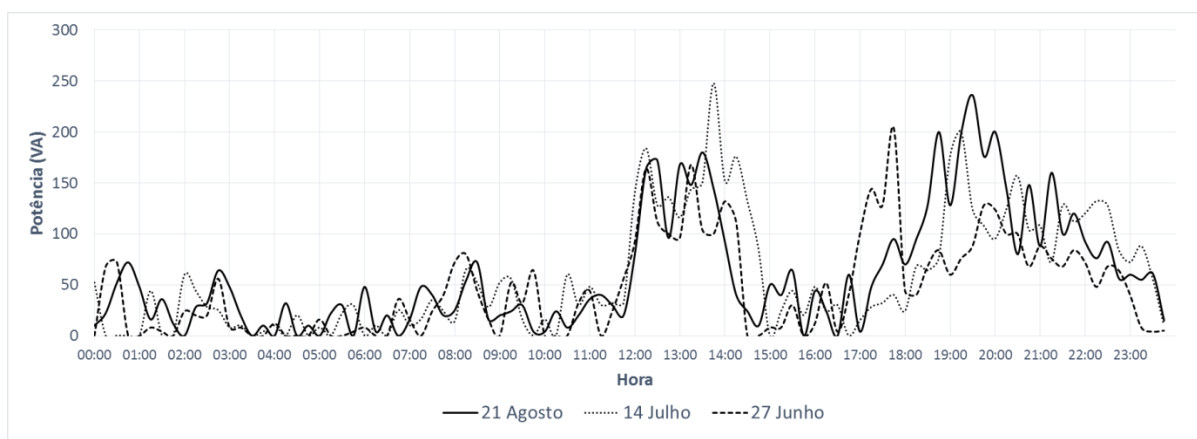


Figura 5-1: Diagrama de carga para dias da semana.

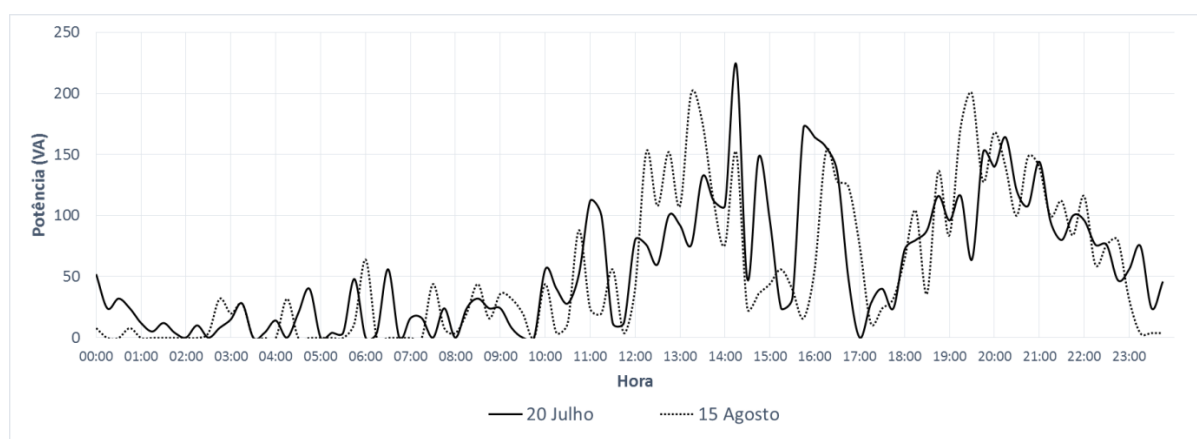


Figura 5-2: Diagrama de carga para domingos/feriados.

Durante o período de funcionamento do sistema de simulação de consumo, a ponta máxima de consumo, com um valor de 292 VA, foi registada no dia 30 de Agosto (veja-se o gráfico da

Figura 5-13). Este valor, quando afetado do fator de escala referido na secção 3.6 traduz um valor máximo de potência média num período de 15 minutos igual a 2,92 kVA. Note-se que tal não significa que o máximo valor da potência disponível no inversor não tenha sido atingido num qualquer momento das simulações.

O consumo médio diário de energia nos dias não úteis, quando afetado pelo fator de escala, correspondeu a 13,25 kWh enquanto nos dias úteis esse consumo se cifrou em 12,96 kWh. Com base nestes valores é possível estimar um consumo médio anual para o consumidor simulado de 4763 kWh ($13,25 \times 114 + 12,96 \times 251$).

O algoritmo de gestão do sistema de armazenamento que foi implementado para os ensaios determinava que, a partir de um SoC do sistema de armazenamento igual a 85%, se procedia ao deslastre de cargas menos prioritárias visando a obtenção de reserva de energia para alimentação de consumos mais prioritários. Neste caso, a plataforma de controlo procede ao deslastre progressivo dos circuitos segundo uma ordem de mérito que pode ser encontrada na secção 4.5.2 (veja-se o fluxograma de funcionamento da rotina “Capacidade Banco Baterias” exposto na Figura 4-31). O mesmo algoritmo estabelece que, quando o SoC é inferior a 75 %, todos os circuitos estão deslastrados, como forma de prolongar a vida útil das baterias integradas no sistema de armazenamento.

A Figura 5-3 evidencia dois diagramas de carga nos quais se observa o deslastre de cargas efetuado pelo algoritmo de controlo. Note-se que no período noturno se verifica o completo deslastre dos circuitos uma vez que o consumo é nulo por um período de cerca de 5 horas. Adicionalmente, para valores de SoC inferiores a 81 % regista-se o deslastre dos circuitos das máquinas de lavar louça e roupa bem como dos circuitos dos equipamentos de frio, cujo efeito nos diagramas de carga é verificado nos períodos compreendidos entre as 0h e até sensivelmente às 2h e das 7h às 11h.

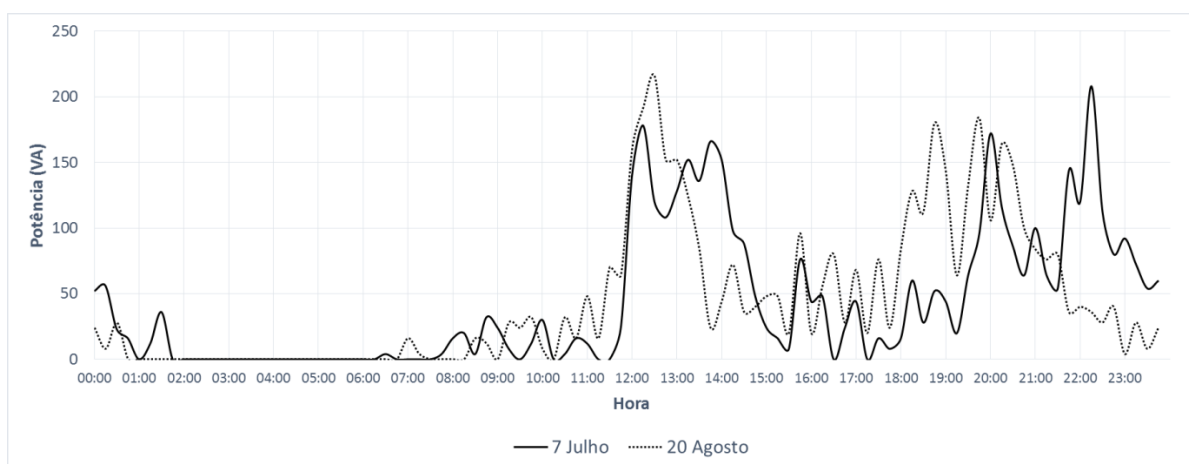


Figura 5-3: Diagrama de cargas com deslastre de circuitos.

Tendo por base os diagramas de carga apresentados é possível considerar que o algoritmo de teste de sistemas híbridos de microgeração desenvolvido replica o diagrama de cargas típico de uma instalação residencial real. Consta-se que os diagramas de carga apresentam as duas pontas características para estas instalações sendo que a primeira ponta é tipicamente registada no período compreendido entre as 12 h e as 14 h e a segunda ponta é frequentemente verificada no período das 18 h às 21 h.

5.2 Gerador Fotovoltaico

No que se refere ao gerador fotovoltaico, a Figura 5-4 evidencia o respetivo perfil de produção, registado pelo sistema de aquisição de dados implementado na plataforma, em três dias do ano. Note-se que no período em que o sistema de simulação de consumo não estava ainda implementado ou quando esteve fora de serviço, a energia produzida pelo gerador fotovoltaico (assim como a produção eólica) foi dissipada na carga *dump*.

Importa salientar que o regime de produção está discretizado em períodos de 15 minutos sendo que, em cada período, se apresenta a potência média registada em cada intervalo de integração dos analisadores de rede do SGE. Note-se que os analisadores apresentam a particularidade de apenas procederem à exportação dos dados para o *datalogger* quando a potência média é superior a 400 W. Adicionalmente, admitindo uma potência média de 850 W, os analisadores procedem à exportação de 800 W sendo que os restantes 50 W são transportados para o período de integração seguinte no qual, a este valor, é somado o valor médio da potência registada nesse intervalo de integração. As flutuações verificáveis nos perfis de produção são explicadas por este efeito.

Tal como referido na secção 3.7.2, sendo este sistema autónomo caracterizado pela transferência de reduzidas potências e visando a maximização de exportação de dados para o *datalogger* em cada intervalo de integração, no campo referente à leitura de corrente dos analisadores, foram parametrizados os valores da resistência shunt afetados por um fator multiplicativo de 10. Por conseguinte, após a extração dos dados do *datalogger* todas as grandezas foram transportadas para os valores reais da instalação, sendo divididas pelo fator multiplicativo parametrizado. Os gráficos apresentados revelam as grandezas reais da instalação.

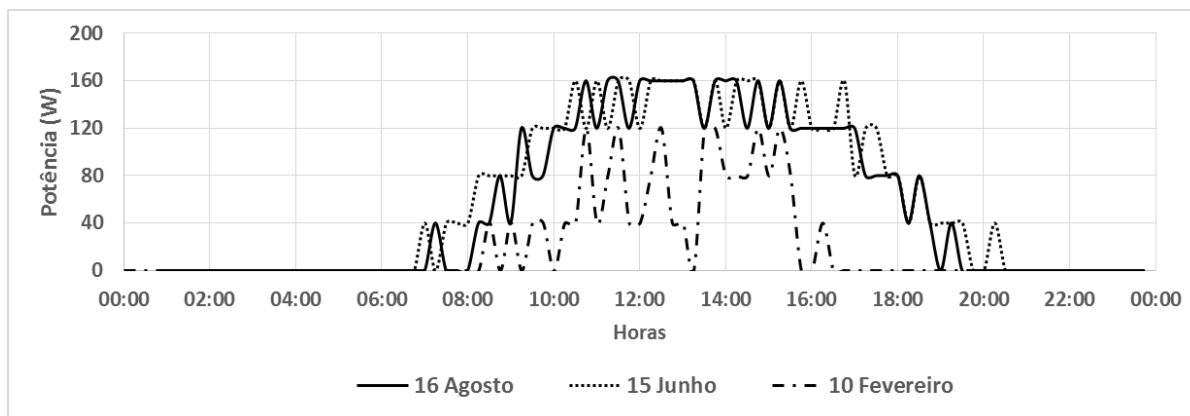


Figura 5-4: Produção do gerador fotovoltaico.

Na Figura 5-5 é evidenciada a energia produzida pelo gerador fotovoltaico em Wh/Wp em três dias do ano. Note-se que este resultado permite que seja determinada a produção esperada para geradores de diferente potência instalada.

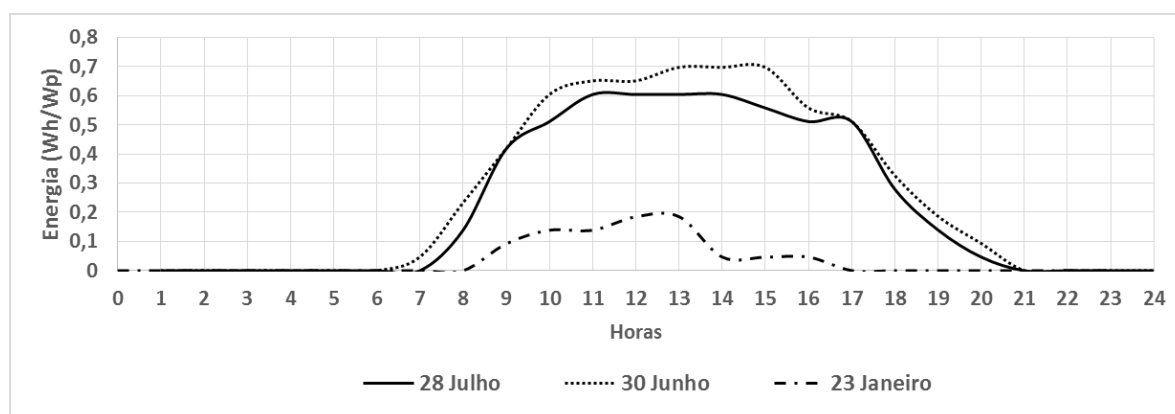


Figura 5-5: Densidade de energia produzida pelo gerador fotovoltaico

No gráfico da Figura 5-6 é evidenciada a energia efetivamente produzida pelo gerador fotovoltaico e a energia estimada, através do PVGIS [66], para um gerador instalado no plano horizontal e cujas características se apresentam na secção 3.2. Este gráfico permite concluir que a produção efetiva acompanha a produção estimada para o gerador.

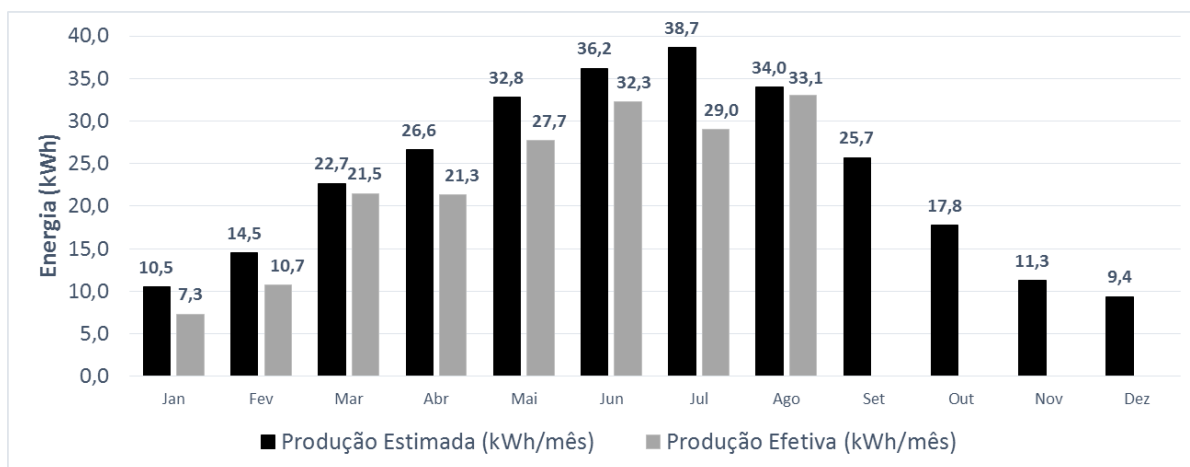


Figura 5-6: Energia fotovoltaica mensal produzida e estimada.

5.3 Sistema Microeólico

À semelhança do ilustrado para o gerador fotovoltaico, o gráfico da Figura 5-7 retrata o perfil de produção do gerador microeólico registado em três dias do ano.

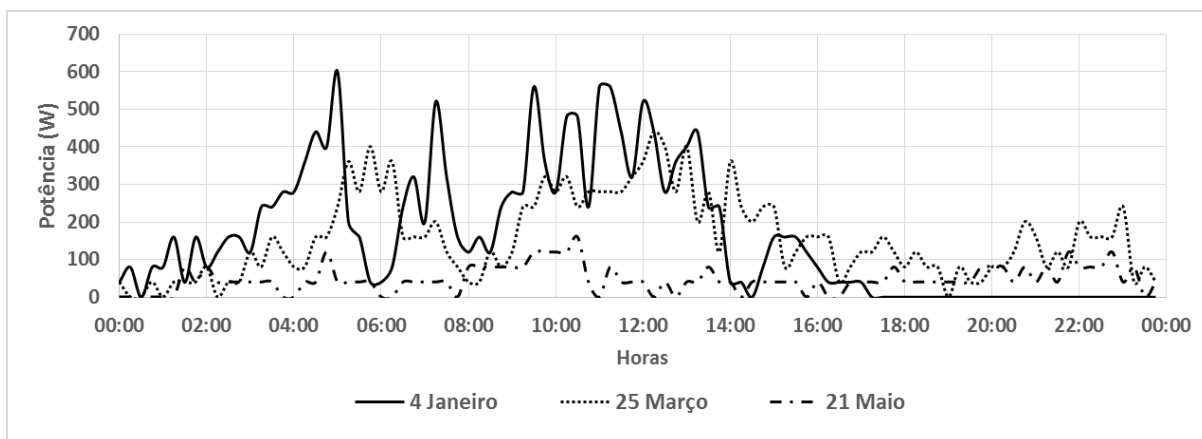


Figura 5-7: Produção do gerador microeólico

A Figura 5-8 mostra, para três outros dias, a densidade de energia produzida pela turbina microeólica, em Wh/kW.

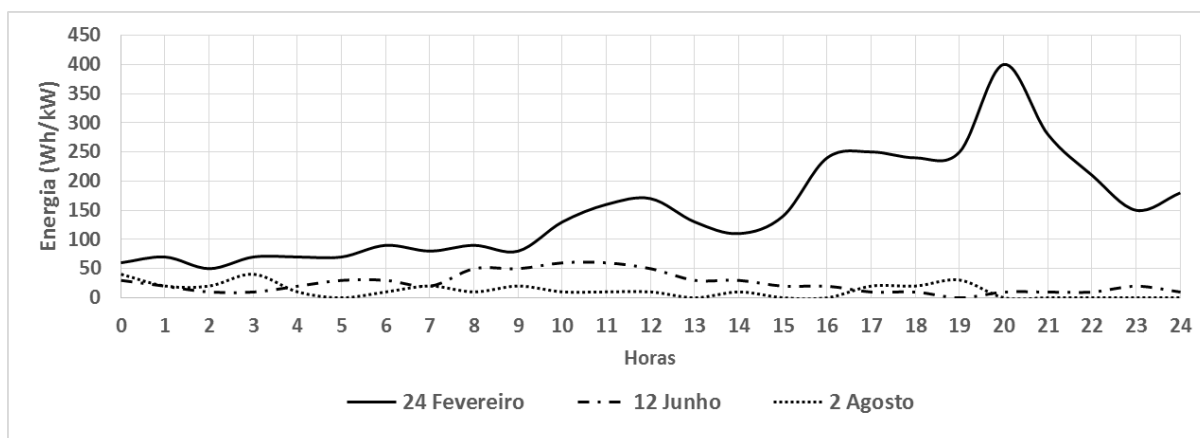


Figura 5-8: Energia produzida pelo gerador microeólico.

5.4 Produção total

Conhecidas as produções parciais (do gerador fotovoltaico e do gerador microeólico), é possível obter o valor da produção global no sistema híbrido testado. A Figura 5-9 evidencia a produção mensal dos geradores microeólico e fotovoltaico bem como a energia total produzida (produção fotovoltaica + produção eólica). Consta-se, neste caso, alguma estabilidade do valor total de produção ao longo dos meses de funcionamento do sistema autónomo, registando-se um incremento de produção eólica nos meses em que o recurso fotovoltaico é mais reduzido.

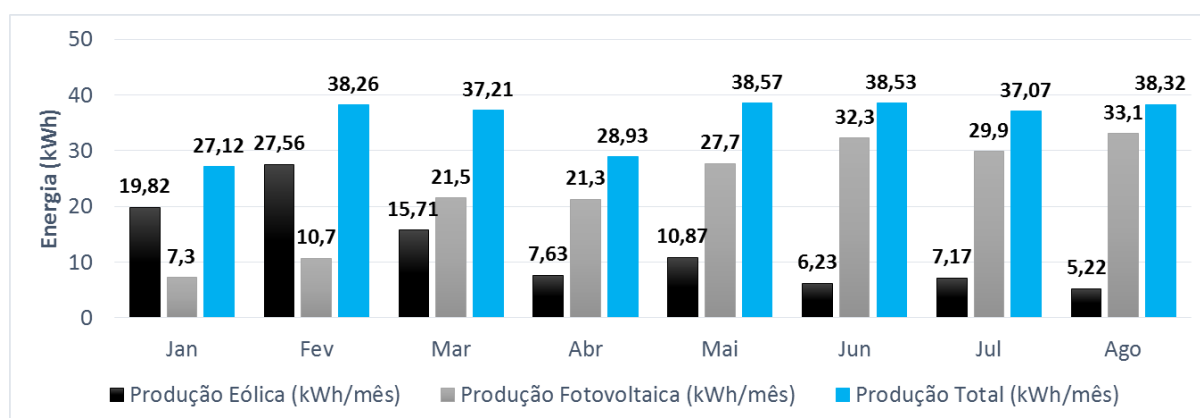


Figura 5-9: Produção mensal – eólica / fotovoltaica / total

5.5 Interação entre produção, consumo e armazenamento

Nesta seção apresentam-se diversos gráficos que evidenciam a interação existente entre a produção, o consumo e o armazenamento.

Nas Figuras 5-10 e 5-11 evidenciam-se: i) o comportamento do consumo, discretizado em períodos de 15 minutos, para um dia não útil na estação do Verão. ii) a produção total resultante

da soma, para cada período horário, das potências produzidas pelos geradores fotovoltaico e microeólico: iii) a diferença entre os valores de produção e consumo, traduzindo a potência que, descontada das perdas nos sistemas de ligação, será injetada ou absorvida do banco de baterias. Note-se que, quando a diferença é positiva verifica-se o armazenamento de energia e, ao invés, quando a diferença é negativa verifica-se a descarga das baterias (baterias alimentam as cargas).

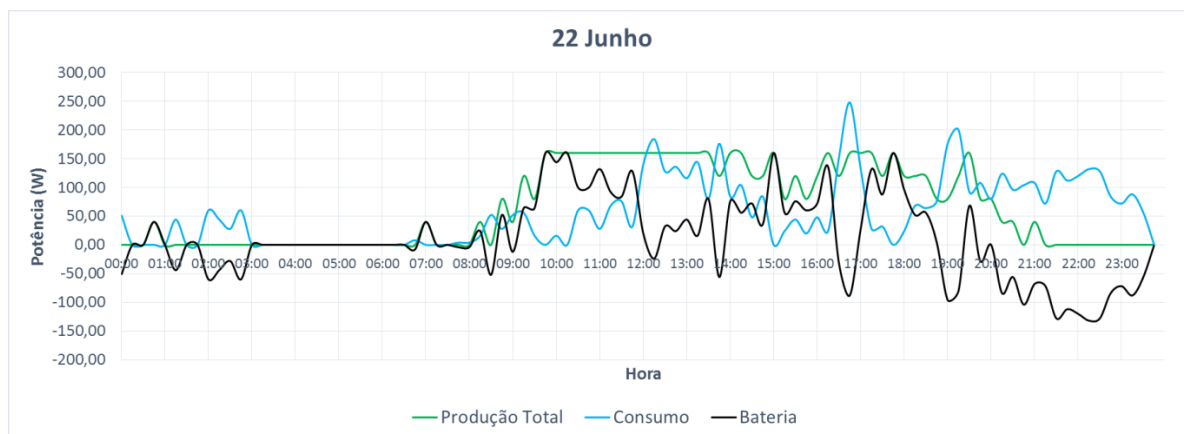


Figura 5-10: Produção, consumo e potência injetada/absorvida pelas baterias domingo 22 de Junho.

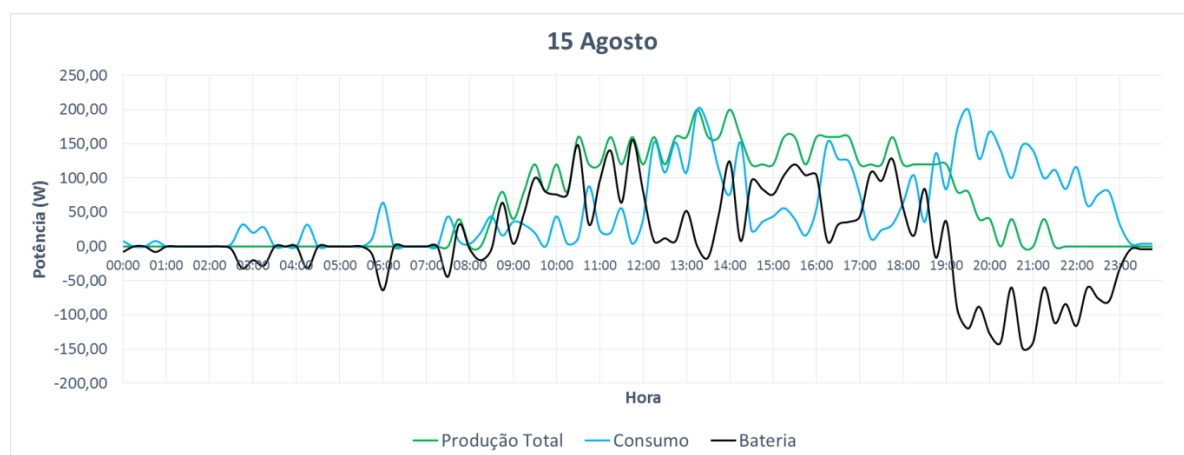


Figura 5-11: Produção, consumo e potência injetada/absorvida pelas baterias feriado 15 de Agosto.

Informação semelhante à apresentada nas Figuras 5-10 e 5-11, mas agora para dois sábados do Verão, é apresentada nas Figuras 5-12 e 5-13.

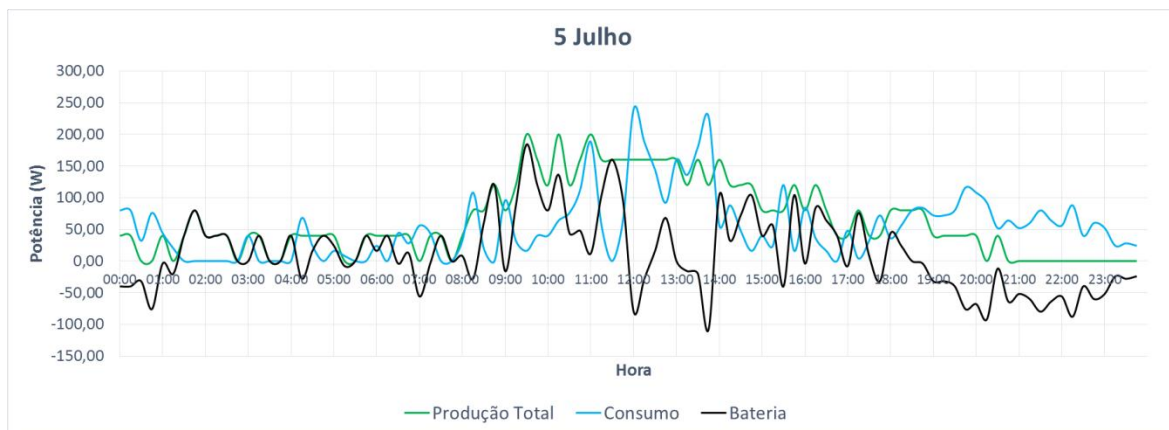


Figura 5-12: Produção, consumo e potência injetada/absorvida pelas baterias sábado 5 de Julho.

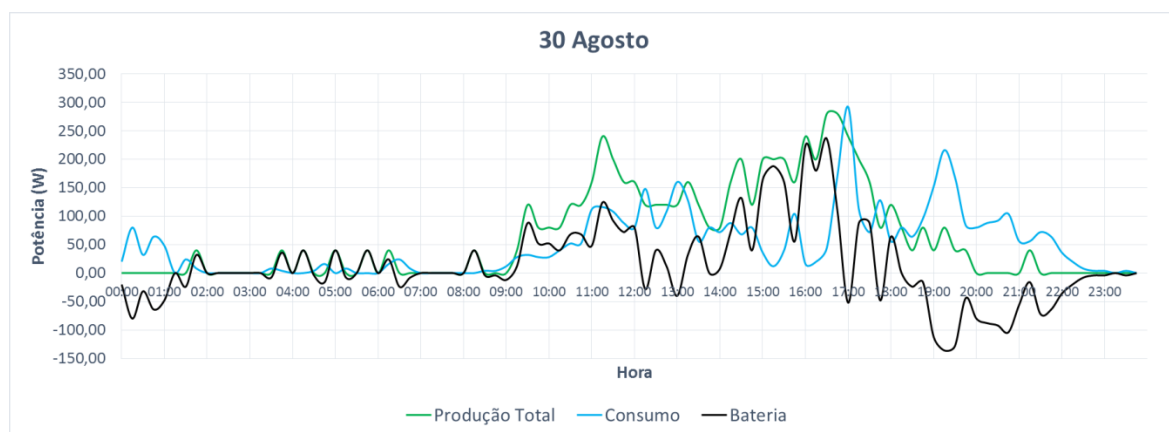


Figura 5-13: Produção, consumo e potência injetada/absorvida pelas baterias sábado 30 de Agosto.

As Figuras 5-14 a 5-17 evidenciam os perfis de produção, consumo e da potência injetada ou absorvida pelas baterias para diferentes dias da semana.

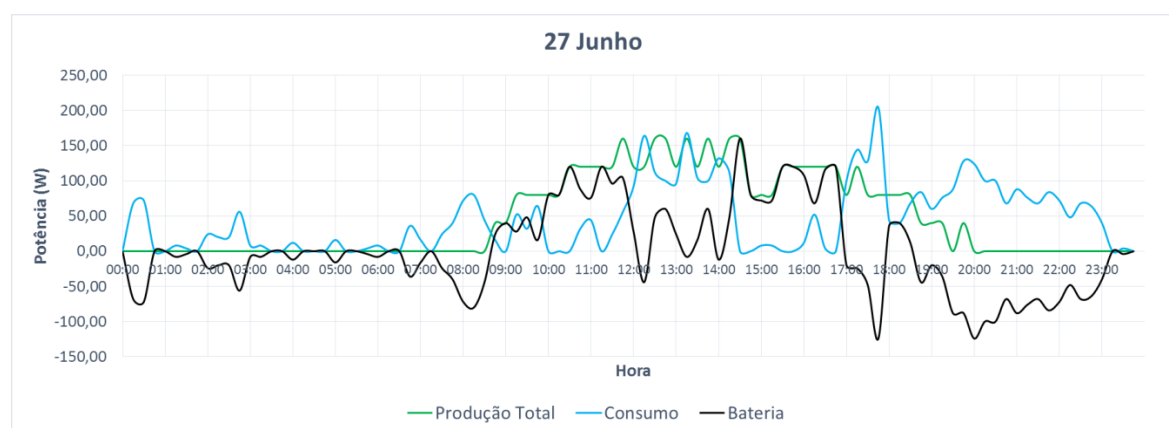


Figura 5-14: Produção, consumo e potência injetada/absorvida pelas baterias sexta-feira 27 de Junho.

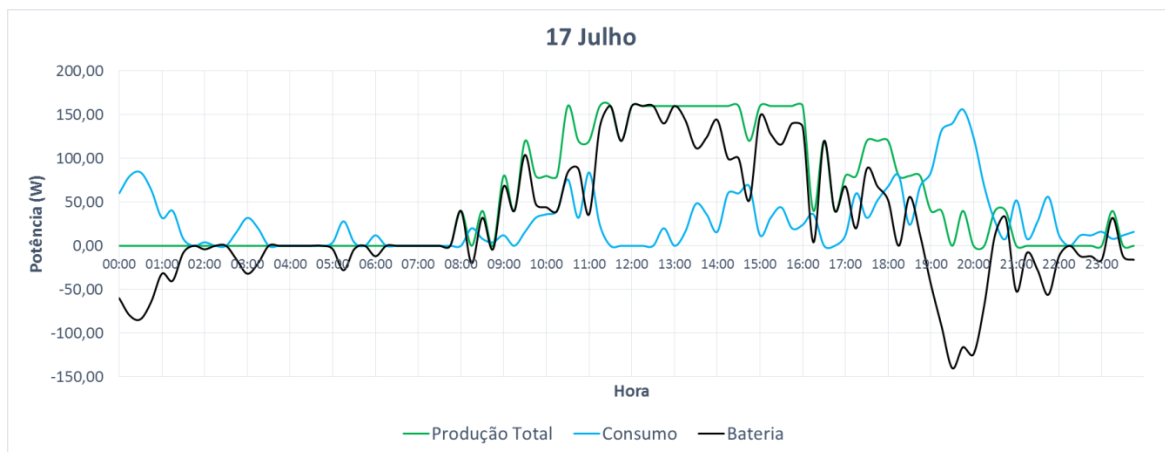


Figura 5-15: Produção, consumo e potência injetada/absorvida pelas baterias quinta-feira 17 de Julho.

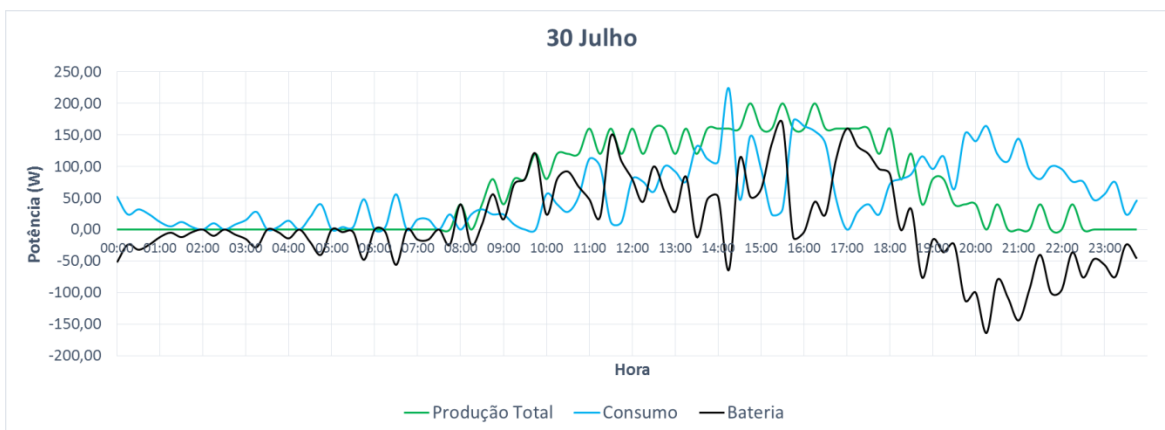


Figura 5-16: Produção, consumo e potência injetada/absorvida pelas baterias quarta-feira 30 de Julho.

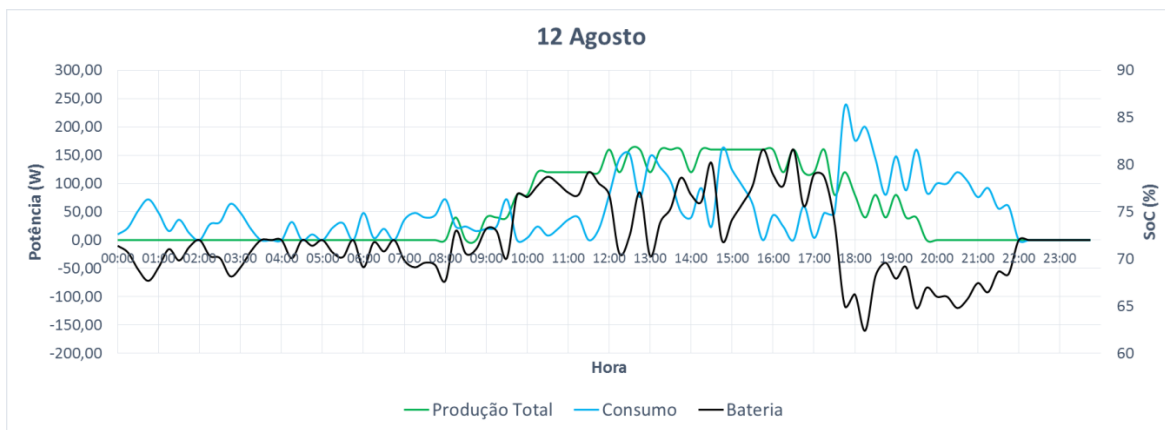


Figura 5-17: Produção, consumo e potência injetada/absorvida pelas baterias terça-feira 12 de Agosto.

Em alguns dos perfis de consumo apresentados verifica-se que, tipicamente nos períodos noturnos, o consumo da instalação é nulo durante algumas horas, correspondendo a situações de atuação do mecanismo de deslastre de cargas implementado no algoritmo da plataforma de

controlo. Naturalmente que numa instalação real, tal poderá não ser admissível, o que implicaria, por exemplo, a adoção de um sistema de armazenamento de maior capacidade e, eventualmente, a instalação de um gerador fotovoltaico de maior potência.

5.6 Monitorização do SoC e do SoH

Nesta secção, através das Figuras 5-18 a 5-21 é demonstrada a evolução do SoC em função do perfil de potência que é injetada ou absorvida do banco de baterias.

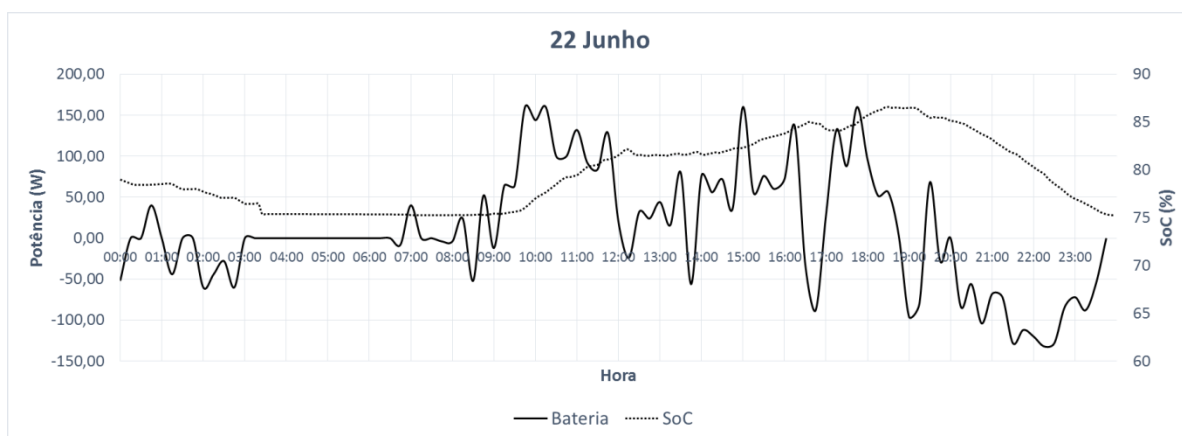


Figura 5-18: Evolução do SoC e perfil de potência injetada ou absorvida pelas baterias dia 22 de Junho.

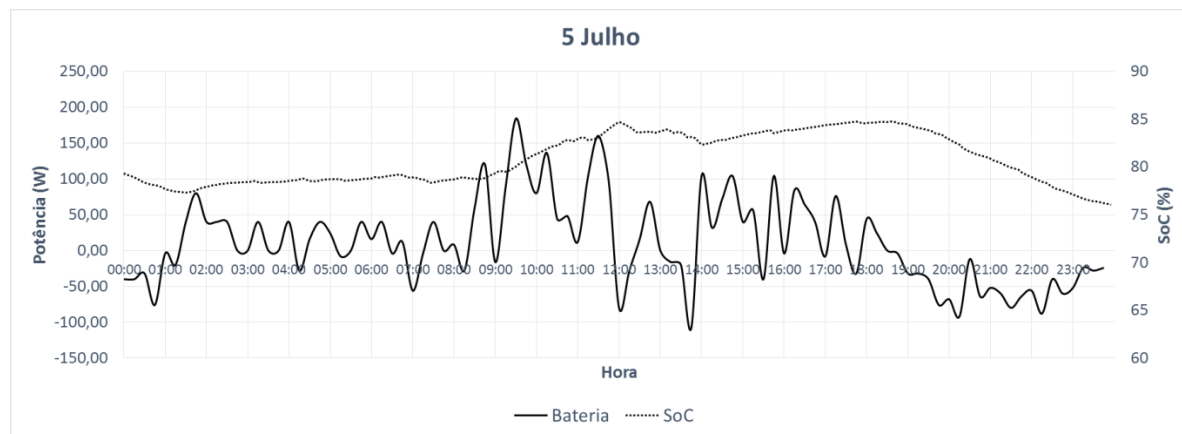


Figura 5-19: Evolução do SoC e perfil de potência injetada ou absorvida pelas baterias dia 5 de Julho.

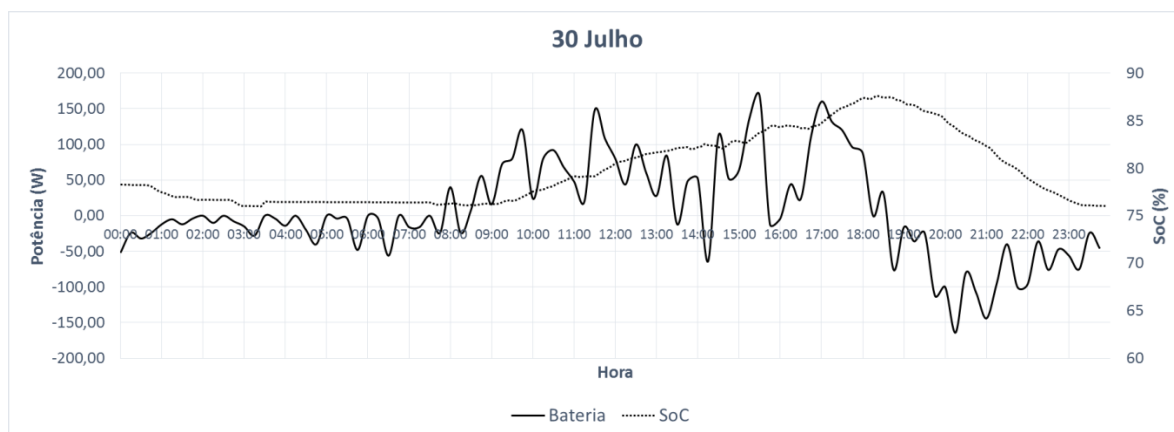


Figura 5-20: Evolução do SoC em função e perfil de potência injetada ou absorvida pelas baterias dia 30 de Julho.

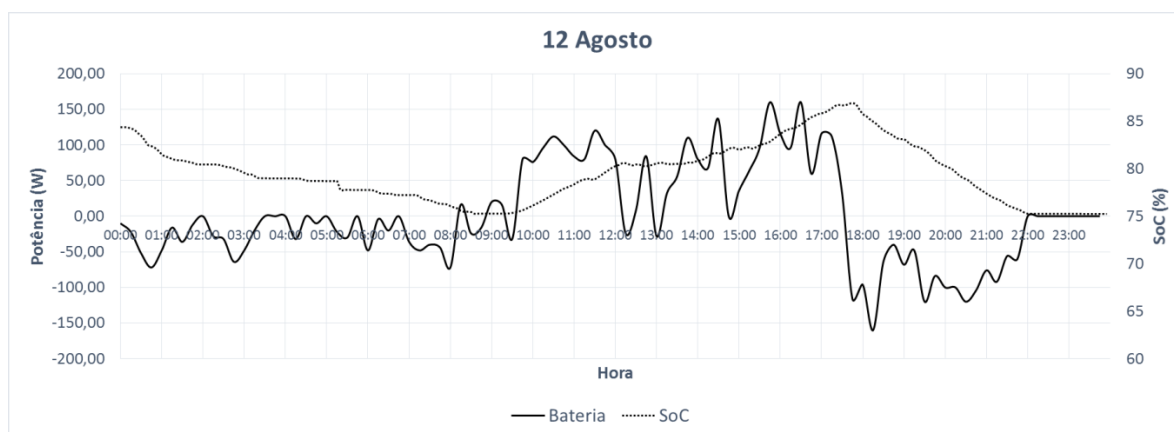


Figura 5-21: Evolução do SoC em função e perfil de potência injetada ou absorvida pelas baterias dia 12 de Agosto.

Como foi referido na secção 4.5.3, a calibração do algoritmo de estimativa do SoC é realizada com base na tensão de circuito aberto (considerada após 20 minutos de repouso do banco de baterias). A Figura 5-18 permite verificar uma situação de calibração sensivelmente às 3:25 h. Nos restantes dias apresentados a calibração do algoritmo de estimativa do estado de carga não foi realizada em consequência da não existência das condições definidas para a sua realização (carga e descarga nulas por um período ininterrupto de 20 minutos).

O deslastre de cargas pode também ser observado no gráfico da Figura 5-18, uma vez que, no período compreendido (sensivelmente) entre as 3 h e as 6:30 h o SoC é inferior a 75 % e como tal todos os circuitos do sistema de simulação estão deslastrados (veja-se o perfil de consumo da Figura 5-10).

A Figura 5-22 apresenta o SoC médio diário do banco de baterias ao longo do período de funcionamento do sistema de simulação de consumo. Dependendo do funcionamento dos equipamentos (controlado pelo ASDC do algoritmo da plataforma de controlo) e da produção total diária, o SoC médio diário variou entre os 78 % e os 82 %. Note-se que, nos primeiros dias

de funcionamento do sistema, o SoC médio é superior a 82 % em consequência da carga máxima das baterias no instante inicial (dia 16 de Junho) do período de funcionamento.

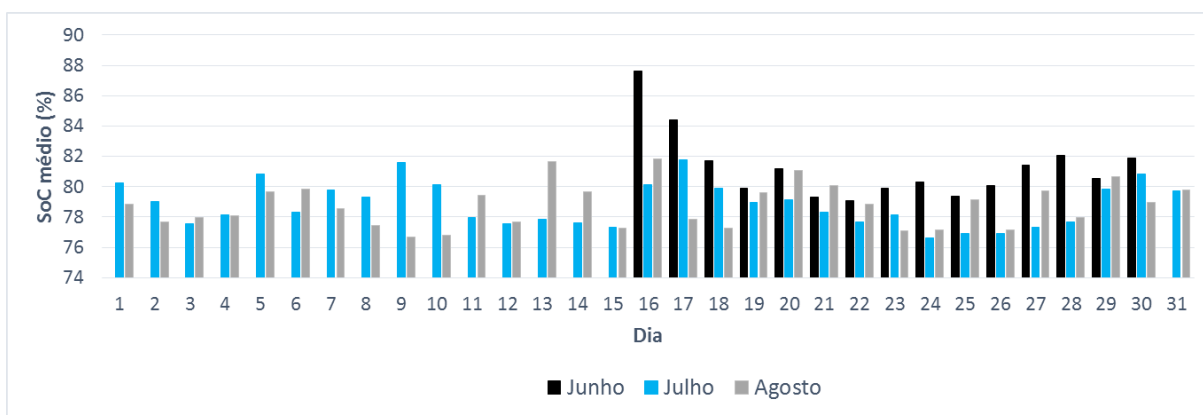


Figura 5-22: SoC médio diário do sistema de armazenamento.

O fator de correção da carga, que implementa o mecanismo de ajuste dinâmico do algoritmo de estimativa do estado de carga, e que visa a eliminação dos erros relativos à medição de correntes, dos arredondamentos internos do sistema e do erro inerente à calibração do algoritmo pela OCV, foi inicializado com o valor de 0,97 e a sua evolução ao longo dos 77 dias de funcionamento do sistema de simulação de consumo é apresentada na Figura 5-23.

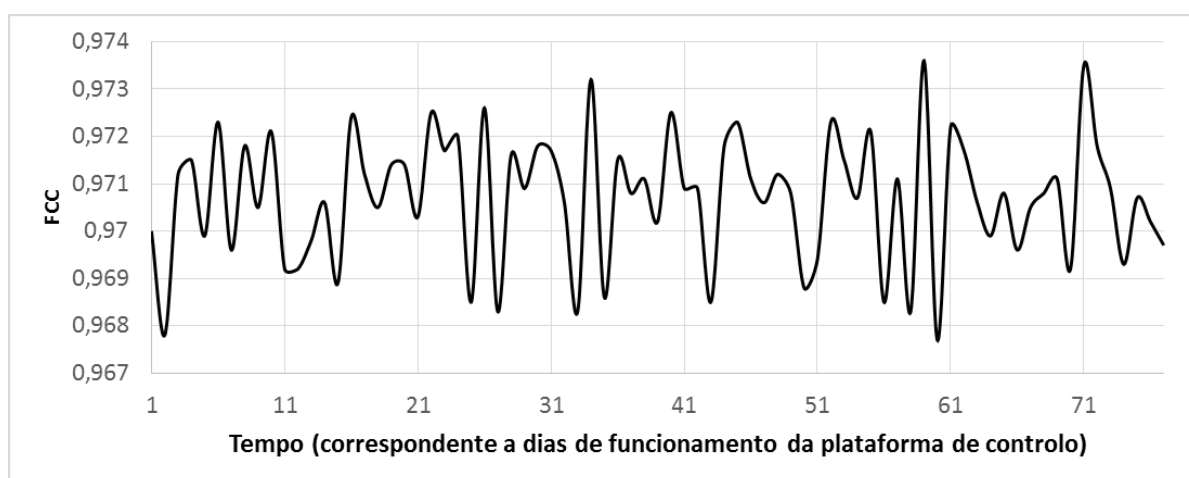


Figura 5-23: Evolução do fator de correção da carga (FCC).

O FCC é atualizado com uma periodicidade diária quando, por um período ininterrupto de 20 minutos, as correntes de carga e descarga são nulas (desprezando o consumo do inversor), verificando-se portanto, o autoajuste do algoritmo. Salienta-se que a atualização do FCC pode não ser realizada diariamente em consequência da inexistência das condições pré-estabelecidas para a realização deste procedimento, permanecendo o FCC com o valor da última atualização.

Tendo como objetivo reunir as condições necessárias à realização da estimativa do estado de saúde das baterias (simultaneamente, corrente de descarga nula, carga reduzida e dissipação de

energia na carga *dump*), o sistema de simulação de consumo foi desligado no dia 1 de Setembro, tendo sido estimado, às 10:10 h do dia 2 de Setembro, um SoH de 99,63 %.

A evolução dos sinais analógicos de saída do controlador (*Saída_SoC* e *Saída_SoH*), cujos valores são proporcionais ao SoC e ao SoH são apresentados na Figura 5-24. Para os dias apresentados, o sinal correspondente ao SoC varia entre cerca de 4,1 V (SoC = 77,5 %) e 5 V (100 % do SoC) e o sinal análogo ao SoH era, até ao instante da estimativa, de 5 V assumindo o valor de 4,985 V após ser estimado o SoH de 99,63 %.

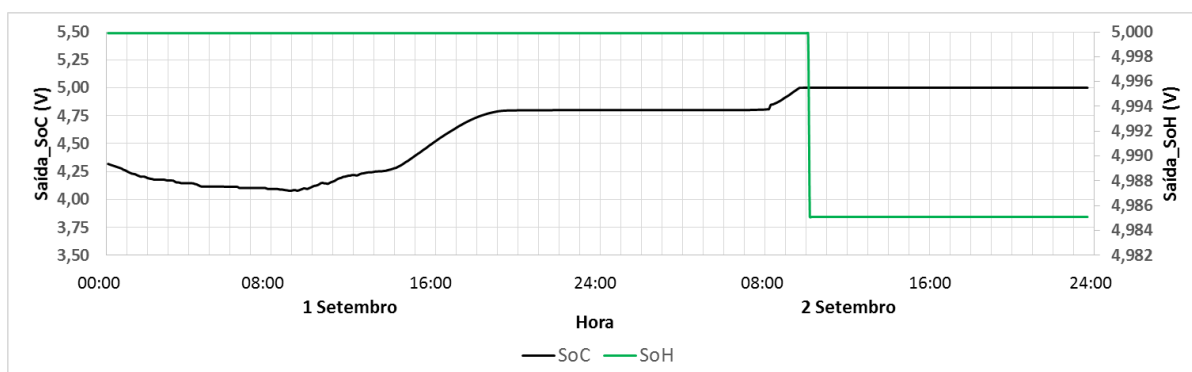


Figura 5-24: Ajuste SoH e tensão de saída dos sinais analógicos.

6. Conclusões

A energia consumida em edifícios representa grande parte da energia consumida nos países desenvolvidos sendo que, no caso particular da União Europeia (UE), os edifícios representam 40 % do consumo total. Visando a diminuição deste valor, a UE tem vindo a desenvolver esforços no sentido de, por um lado, incitar ao uso eficiente da energia e, por outro, impelir a integração de unidades de produção localizada e renovável no setor dos edifícios. Estas medidas revestem-se de especial preponderância no que concerne à redução da dependência energética e à diminuição das emissões de gases que potenciam o efeito de estufa.

Este trabalho insere-se neste âmbito tendo-se centrado na implementação de uma plataforma para simulação de sistemas híbridos de microgeração isolados.

A simulação dos consumos diários de uma instalação residencial típica foi alcançada por meio de uma plataforma de cargas que reúne os equipamentos tipicamente existentes nestas instalações, e cuja potência instalada é sensivelmente um décimo da potência real. O funcionamento dos equipamentos com vista à replicação do perfil de consumo típico destas instalações é alcançado por meio da plataforma de controlo na qual, através do algoritmo de simulação do diagrama de cargas, as cargas são ligadas ou desligadas com base numa probabilidade de funcionamento estipulada para cada período de 15 minutos. Adicionalmente, o algoritmo da plataforma de controlo é capaz de detetar sobreintensidades e correntes residuais de defeito procedendo à desligação e inibição ao funcionamento dos circuitos em defeito.

O algoritmo de estimativa do SoC e do SoH do banco de baterias permite, através da transmissão de sinais em tensão, que o controlador principal da plataforma de controlo proceda ao deslastre de circuitos, segundo uma ordem de mérito, visando a reserva de energia para posterior alimentação das cargas assumidas como mais prioritárias bem como o prolongar da

vida útil das baterias. A implementação do mecanismo de autoajuste dinâmico (FCC) do algoritmo de estimativa do estado de carga possibilita que, em cada ciclo de carga, a energia armazenada seja corrigida, contabilizando os erros de medição das correntes, arredondamentos internos do sistema e a perda de capacidade de carga das baterias.

O sistema de gestão de energia responsável pela aquisição e armazenamento das grandezas DC e AC em pontos estratégicos do sistema autónomo permite a avaliação funcional do sistema autónomo, permitindo a obtenção de dados relativos à produção, ao armazenamento e ao consumo.

Após a implementação da plataforma, incluindo o sistema híbrido autónomo e todos os dispositivos de controlo e gestão associados, foi possível extrair diversas conclusões interessantes das quais se destacam:

- i. O algoritmo de simulação do diagrama de cargas é replicativo do perfil de consumo típico diário de uma instalação residencial real, verificando-se as pontas de consumo nos períodos habituais e constatando-se uma clara distinção entre os perfis de consumo para os dias úteis, sábados e domingos/feriados.
- ii. O mecanismo de autoajuste dinâmico do algoritmo de estimativa do SoC, respondendo às variações comportamentais das baterias (perfis de carga e descarga e envelhecimento) e sendo reativo às variações nos erros de medição das correntes, é bastante eficiente, contribuído de forma veemente para a diminuição progressiva do erro de estimativa.

6.1 Trabalhos futuros

Em trabalhos futuros será relevante o desenvolvimento dos seguintes pontos:

- i. Instalação de um gerador fotovoltaico de maior potência e potencial inserção de mais tecnologias de produção de energia (microgeração).
- ii. Substituição da carga de dissipação de energia por um dispositivo de aquecimento de águas quentes sanitárias ou outro sistema de armazenamento térmico.
- iii. Melhoria da plataforma de controlo no que se refere ao interface entre o utilizador e as formas de controlo, visando a sua integração numa unidade de gestão de energia (*Energy Box*).
- iv. Desenvolvimento de um sistema de gestão dotado de capacidade de previsão de produção e consumo.
- v. Desenvolvimento de um sistema capaz de distribuir a energia eléctrica proveniente dos diferentes geradores para diferentes tipos de utilização, sendo elas, o consumo, o armazenamento térmico ou o armazenamento eléctrico.

REFERÊNCIAS

- [1] XIX Governo Constitucional, «Resolução do Conselho de Ministros n.º 20/2013 de 10 de Abril», *Diário da República*, 1ª série, N.º 70, p. 70, Abr-2013.
- [2] Parlamento Europeu e Conselho Europeu, «Directiva 2010/31/UE do Parlamento Europeu e do Conselho de 19 de Maio de 2010 relativa ao desempenho energético dos edifícios.», *Jornal Oficial da União Europeia*, p. 35, Jun-2010.
- [3] P. M. A. da Costa, «Regulação da integração de microgeração e microredes em sistemas de distribuição de energia eléctrica», Tese de Doutoramento, FEUP, Porto, 2008.
- [4] T. Soares, «Sistemas de produção de electricidade descentralizada baseados em energia renovável», Dissertação de Mestrado, FEUP, Porto, 2009.
- [5] «2030 framework for climate and energy policies - European Commission». [Em linha]. Disponível em: http://ec.europa.eu/clima/policies/2030/index_en.htm. [Acedido: 14-Nov-2014].
- [6] R. M. Castro, «Energias renováveis e produção descentralizada – Introdução à energia eólica», *Universidade Técnica de Lisboa*, p. 77, 2007.
- [7] B. Sisson, C. van Aerschot, e R. Cowe, «Energy efficiency in buildings», *World Business Council for Sustainable Development*, 2007.
- [8] R. Correia, «Dimensionamento e gestão de sistemas de produção, armazenamento e consumo de electricidade com origem em fontes renováveis», Dissertação de Mestrado, IPV-ESTGV, Viseu, 2012.
- [9] O. V. Marchenko e S. V. Solomin, «Economic Efficiency Assessment of Autonomous Wind/Diesel/Hydrogen Systems in Russia», *Journal of Renewable Energy*, vol. 2013, p. e101972, Abr. 2013.
- [10] T. Khatib, A. Mohamed, K. Sopian, e M. Mahmoud, «Optimal sizing of building integrated hybrid PV/diesel generator system for zero load rejection for Malaysia», *Energy and Buildings*, vol. 43, n. 12, pp. 3430–3435, Dez. 2011.
- [11] O. Ekren e B. Yetkin, «Size Optimization of a Solar-wind Hybrid Energy System Using Two Simulation Based Optimization Techniques», em *Fundamental and Advanced Topics in Wind Power*, R. Carriveau, Ed. InTech, 2011.
- [12] G. Bekele e G. Tadesse, «Feasibility study of small Hydro/PV/Wind hybrid system for off-grid rural electrification in Ethiopia», *Applied Energy*, vol. 97, n. 0, pp. 5–15, Set. 2012.
- [13] D. Corbus, C. Newcomb, E. I. Baring-Gould, e S. Friedly, «Battery Voltage Stability Effects on Small Wind Turbine Energy Capture / NREL - National Renewable Energy

REFERÊNCIAS

- Laboratory», apresentado na American Wind Energy Association (AWEA) WINDPOWER 2002, Portland, Oregon, 2002, p. 12.
- [14] E. Koutroulis, D. Kolokotsa, A. Potirakis, e K. Kalaitzakis, «Methodology for optimal sizing of stand-alone photovoltaic/wind-generator systems using genetic algorithms», *Solar Energy*, vol. 80, n. 9, pp. 1072–1088, Set. 2006.
- [15] W. Zhou, C. Lou, Z. Li, L. Lu, e H. Yang, «Current status of research on optimum sizing of stand-alone hybrid solar–wind power generation systems», *Applied Energy*, vol. 87, n. 2, pp. 380–389, Fev. 2010.
- [16] «AC Coupling | DC Coupling Solar Power Systems | Superior Solar». [Em linha]. Disponível em: <http://www.superiorsolar.com.au/solar-power/off-grid-solar-power/off-grid-system-design/ac-dc-solar-power>. [Acedido: 14-Nov-2014].
- [17] «European Wind Atlas». [Em linha]. Disponível em: http://www.wasp.dk/Wind-Atlas/European-Wind-Atlas/European-Wind-Atlas_VI. [Acedido: 14-Nov-2014].
- [18] «Generalidades sobre eólicas». [Em linha]. Disponível em: <http://e-lee.ist.utl.pt/realisations/EnergiesRenouvelables/FiliereEolienne/Generalites/Generalites/GeneralitesEolien2.htm>. [Acedido: 14-Nov-2014].
- [19] «Energia Eólica: Características dos Aerogeradores de Eixo Vertical». [Em linha]. Disponível em: http://energiadosventos.blogspot.pt/2009/12/caracteristicas-dos-aerogeradores-de_14.html. [Acedido: 14-Nov-2014].
- [20] «Aerogeradores de eixo vertical - Aerogeradores.org». [Em linha]. Disponível em: <http://www.aerogeradores.org/aerogeradoreseixovertical.php>. [Acedido: 14-Nov-2014].
- [21] M. Islam, D. S.-K. Ting, e A. Fartaj, «Aerodynamic models for Darrieus-type straight-bladed vertical axis wind turbines», *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 12, n. 4, pp. 1087–1109, Mai. 2008.
- [22] A. Kaabeche, M. Belhamel, e R. Ibtouen, «Sizing optimization of grid-independent hybrid photovoltaic/wind power generation system», *Energy*, vol. 36, n. 2, pp. 1214–1222, Fev. 2011.
- [23] PVGIS, «Photovoltaic Solar Electricity Potential in European Countries», 15-Jul-2014. [Em linha]. Disponível em: http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/cmeps/eu_cmsaf_opt/PVGIS-EuropeSolarPotential.pdf. [Acedido: 15-Jul-2014].
- [24] «Como funciona a tecnologia fotovoltaica». [Em linha]. Disponível em: <http://www.powerclouds.com/index.php/como-funciona-a-tecnologia-fotovoltaica/?lang=pt-br>. [Acedido: 14-Nov-2014].
- [25] F. Sousa, «Análise operacional de uma microrede eléctrica com produção de energia fotovoltaica», Dissertação de Mestrado, FEUP, Porto, 2013.
- [26] D. Moreira, «Implementação de Microgeração no Sector Residencial», Dissertação de Mestrado, FEUP, Porto, 2010.

- [27] «El futuro de las células fotovoltaicas orgánicas», *Conciencia Eco.* .
- [28] N. A. Ahmed, A. K. Al-Othman, e M. R. AlRashidi, «Development of an efficient utility interactive combined wind/photovoltaic/fuel cell power system with MPPT and DC bus voltage regulation», *Electric Power Systems Research*, vol. 81, n. 5, pp. 1096–1106, Mai. 2011.
- [29] J. Boucher, F. Lanzetta, e P. Nika, «Optimization of a dual free piston Stirling engine», *Applied Thermal Engineering*, vol. 27, n. 4, pp. 802–811, Mar. 2007.
- [30] E. Monteiro, N. A. Moreira, e S. Ferreira, «Planning of micro-combined heat and power systems in the Portuguese scenario», *Applied Energy*, vol. 86, n. 3, pp. 290–298, Mar. 2009.
- [31] F. Gomes, «Potencial da Micro-cogeração nos sectores Residencial e de Serviços», Dissertação de Mestrado, Universidade de Aveiro, Aveiro, 2009.
- [32] «WSE Cogeneration Solutions». [Em linha]. Disponível em: <http://www.cogeneration-energy.com/>. [Acedido: 14-Nov-2014].
- [33] «WhisperGen™ - das Mikro-BHKW für Zuhause - W&S Heizungs- und Sanitärtechnik GmbH - Ihr Fachmann für Sanitär, Heizung und Klima in Bünde». [Em linha]. Disponível em: <http://www.wasser-waerme-witte.de/scripts/show.aspx?content=/shop/home/2ghome>. [Acedido: 14-Nov-2014].
- [34] D. Costa, «Aspectos técnicos e operacionais do uso de microturbinas conectadas aos sistemas eléctricos para a geração distribuída de energia eléctrica», Dissertação de Mestrado, Universidade Federal de Santa Maria, Santa Maria, Brasil, 2010.
- [35] ISR – Dep. de Engenharia Electrotécnica e de Computadores – Universidade de Coimbra, «EFIPRE Eficiência Energética e Integração Sustentada de PRE - Armazenamento de Energia», Coimbra, 22-Set-2006.
- [36] M. G. Molina, «Dynamic Modelling and Control Design of Advanced Energy Storage for Power System Applications», *Universidad Nacional de San Juan Argentina*, 2010.
- [37] J. I. San Martín, J. J. San Martín, V. Aperribay, I. Zamora, e P. Eguía, «Energy Storage Technologies for Electric Applications». 25-Jun-2014.
- [38] J. K. Kaldellis, D. Zafirakis, e K. Kavadias, «Techno-economic comparison of energy storage systems for island autonomous electrical networks», *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 13, n. 2, pp. 378–392, Fev. 2009.
- [39] A.-L. Allegre, A. Bouscayrol, P. Delarue, P. Barrade, E. Chattot, e S. El-Fassi, «Energy Storage System With Supercapacitor for an Innovative Subway», *Industrial Electronics, IEEE Transactions on*, vol. 57, n. 12, pp. 4001–4012, Dez. 2010.
- [40] T. Azib, O. Bethoux, G. Remy, C. Marchand, e E. Berthelot, «An Innovative Control Strategy of a Single Converter for Hybrid Fuel Cell/Supercapacitor Power Source», *Industrial Electronics, IEEE Transactions on*, vol. 57, n. 12, pp. 4024–4031, Dez. 2010.

REFERÊNCIAS

- [41] I. Hadjipaschalis, A. Poullikkas, e V. Efthimiou, «Overview of current and future energy storage technologies for electric power applications», *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 13, n. 6–7, pp. 1513–1522, Ago. 2009.
- [42] F. Rahman, S. Rehman, e M. A. Abdul-Majeed, «Overview of energy storage systems for storing electricity from renewable energy sources in Saudi Arabia», *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 16, n. 1, pp. 274–283, Jan. 2012.
- [43] G. Coppez, S. Chowdhury, e S. P. Chowdhury, «Review of battery storage optimisation in Distributed Generation», *Power Electronics, Drives and Energy Systems (PEDES) & 2010 Power India, 2010 Joint International Conference on*, pp. 1–6, Dez. 2010.
- [44] Stephen Drouilhet e Bertrand Johnson, «A battery life prediction method for hybrid power applications», em *35th Aerospace Sciences Meeting and Exhibit*, 0 vols., American Institute of Aeronautics and Astronautics, 1997.
- [45] K. Schneider, «Modelos Analíticos na Predição do Tempo de Vida de Baterias Utilizadas em Dispositivos Móveis», Universidade Regional do Noroeste do Estado do Rio Grande do Sul, Rio Grande do Sul, Brasil, 2011.
- [46] M. R. Jongerden e B. R. Haverkort, «Which battery model to use?», *Software, IET*, vol. 3, n. 6, pp. 445–457, 2009.
- [47] A. C.-C. Hua e B. Z.-W. Syue, «Charge and discharge characteristics of lead-acid battery and LiFePO₄ battery», apresentado na Power Electronics Conference (IPEC), Sapporo, 2010, pp. 1478–1483.
- [48] L. Lam, «A Practical Circuitbased Model for State of Health Estimation of Li ion Battery Cells in Electric Vehicles», Dissertação de Mestrado, University of Technology Delft - Faculty of Electrical Engineering, Mathematics and Computer Science Department of Electrical Sustainable Energy, Delft, 2011.
- [49] «Part 1: How Lead-Acid Batteries Work | ITACA». [Em linha]. Disponível em: <http://www.itacanet.org/a-guide-to-lead-acid-batteries/part-1-how-lead-acid-batteries-work/>. [Acedido: 14-Nov-2014].
- [50] Z. M. Salameh, M. A. Casacca, e W. A. Lynch, «A mathematical model for lead-acid batteries», *Energy Conversion, IEEE Transactions on*, vol. 7, n. 1, pp. 93–98, Mar. 1992.
- [51] Kong-Soon Ng, Chin-Sien Moo, Yi-Ping Chen, e Yao-Ching Hsieh, «State-of-charge estimation for lead-acid batteries based on dynamic open-circuit voltage», *Power and Energy Conference, 2008. PECon 2008. IEEE 2nd International*, pp. 972–976, Dez. 2008.
- [52] M. Dürr, A. Cruden, S. Gair, e J. R. McDonald, «Dynamic model of a lead acid battery for use in a domestic fuel cell system», *Journal of Power Sources*, vol. 161, n. 2, pp. 1400–1411, Out. 2006.
- [53] M. A. Roscher, J. Assfalg, e O. S. Bohlen, «Detection of Utilizable Capacity Deterioration in Battery Systems», *Vehicular Technology, IEEE Transactions on*, vol. 60, n. 1, pp. 98–103, Jan. 2011.

- [54] Jonghoon Kim e B.-H. Cho, «State-of-Charge Estimation and State-of-Health Prediction of a Li-Ion Degraded Battery Based on an EKF Combined With a Per-Unit System», *Vehicular Technology, IEEE Transactions on*, vol. 60, n. 9, pp. 4249–4260, Nov. 2011.
- [55] F. Codeca, S. M. Savaresi, e G. Rizzoni, «On battery State of Charge estimation: A new mixed algorithm», *Control Applications, 2008. CCA 2008. IEEE International Conference on*, pp. 102–107, Set. 2008.
- [56] Bergey Windpower Company, «Owner’s Manual - BWC EXCEL 1 - Battery Charging System». Jan-2012.
- [57] M. T. Seitzler, *The Electrical and Mechanical Performance Evaluation of a Roof-mounted One Kilowatt Wind Turbine*. University of California, Davis, 2009.
- [58] «Anatomy of a Wind Turbine: Page 2 of 3 | Home Power Magazine». [Em linha]. Disponível em: <http://www.homepower.com/articles/wind-power/equipment-products/anatomy-wind-turbine/page/0/1>. [Acedido: 14-Nov-2014].
- [59] «Cycle Life vs. Depth of Discharge - 4000 Series : Technical Support Desk». [Em linha]. Disponível em: <http://rollsbattery.freshdesk.com/support/articles/5861-cycle-life-vs-depth-of-discharge-4000>. [Acedido: 14-Nov-2014].
- [60] «Nikrothal 80 — Kanthal». [Em linha]. Disponível em: <http://www.kanthal.com/en/products/material-datasheets/wire/resistance-heating-wire-and-resistance-wire/nikrothal-80/>. [Acedido: 15-Nov-2014].
- [61] «Arduino - ArduinoBoardMega2560». [Em linha]. Disponível em: <http://arduino.cc/en/Main/arduinoBoardMega2560>. [Acedido: 14-Nov-2014].
- [62] «Arduino - ArduinoBoardUno». [Em linha]. Disponível em: <http://arduino.cc/en/Main/arduinoBoardUno>. [Acedido: 14-Nov-2014].
- [63] «Protecção das instalações eléctricas contra sobreintensidades», *Voltimum Portugal - O Portal do Material Eléctrico*. [Em linha]. Disponível em: <http://www.voltimum.pt/artigos/proteccao-das-instalacoes-electricas-contrasobreintensidades>. [Acedido: 19-Nov-2014].
- [64] H. Qian, J. Zhang, J.-S. Lai, e W. Yu, «A high-efficiency grid-tie battery energy storage system», *Power Electronics, IEEE Transactions on*, vol. 26, n. 3, pp. 886–896, Mar. 2011.
- [65] N. V. Ferraz, «Conceção de sistema de baixo custo para avaliação do comportamento e monitorização dos estados de carga e de saúde de baterias LiFePO4», 2013.
- [66] «PV potential estimation utility». [Em linha]. Disponível em: <http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/apps4/pvest.php?lang=en&map=europe>. [Acedido: 21-Nov-2014].

ANEXO 1

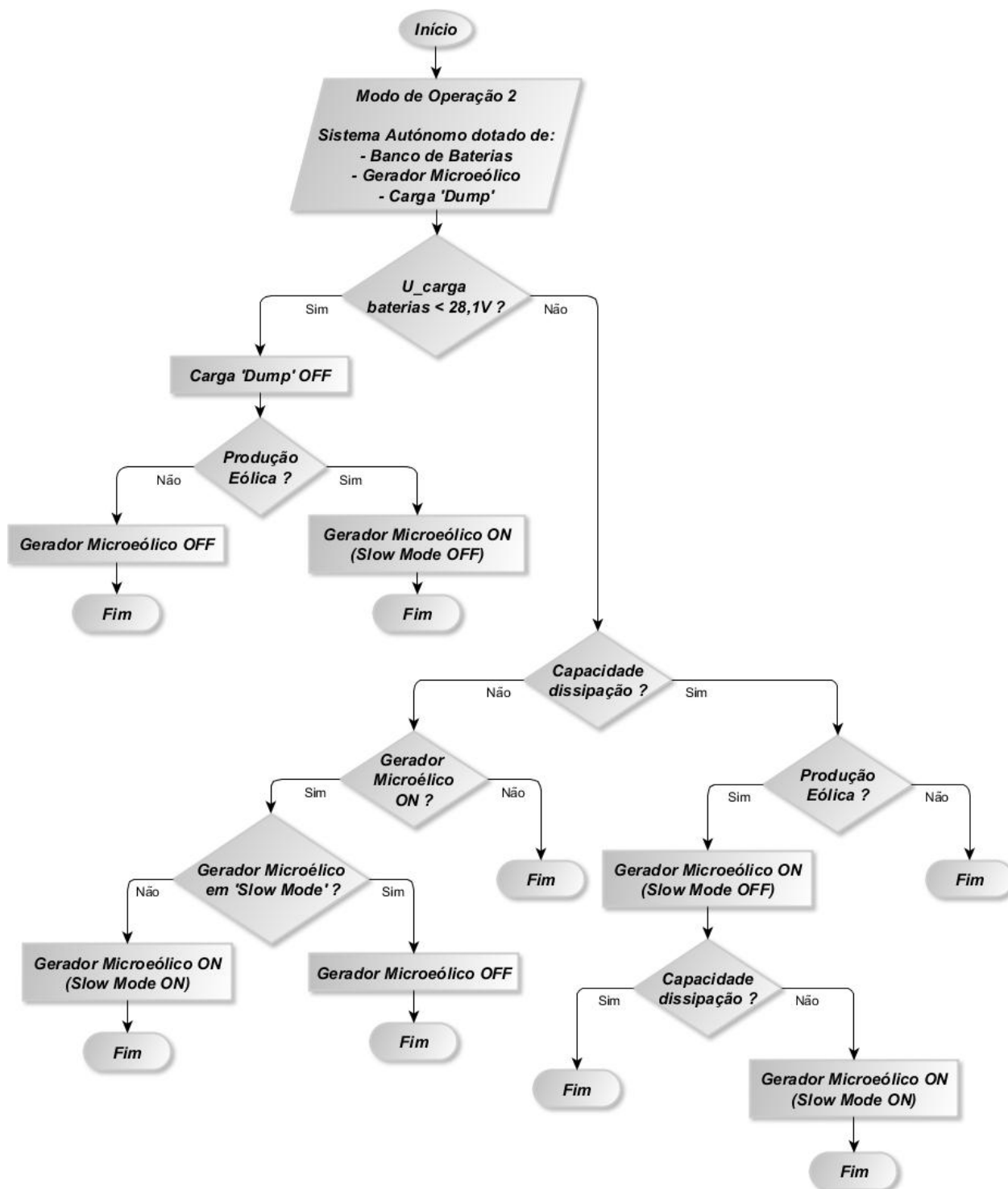


Figura 6-1: Fluxograma de funcionamento do *Power Center* para sistemas autônomos sem gerador fotovoltaico.

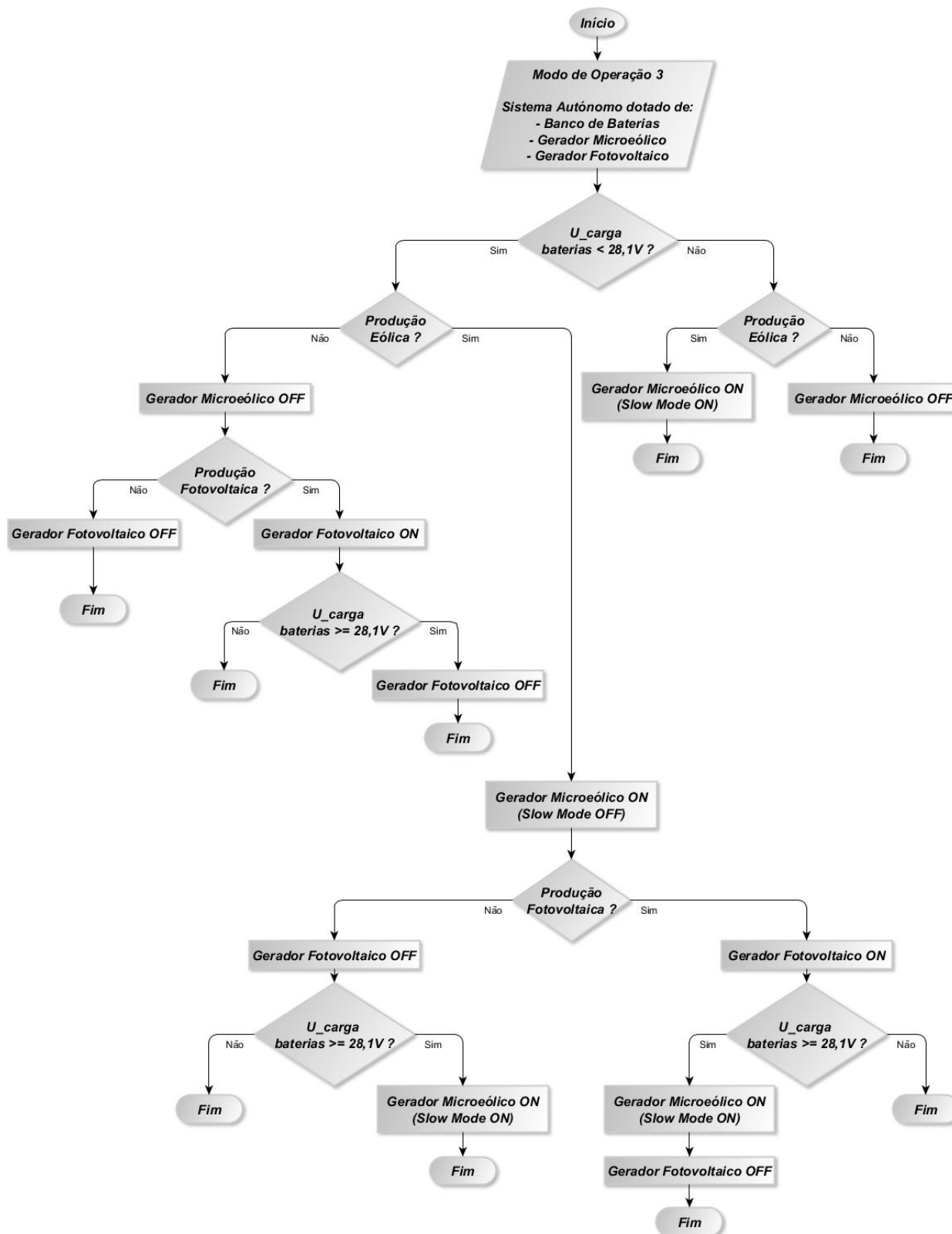


Figura 6-2: Fluxograma de funcionamento do *Power Center* para sistemas autônomos sem carga de dissipação.

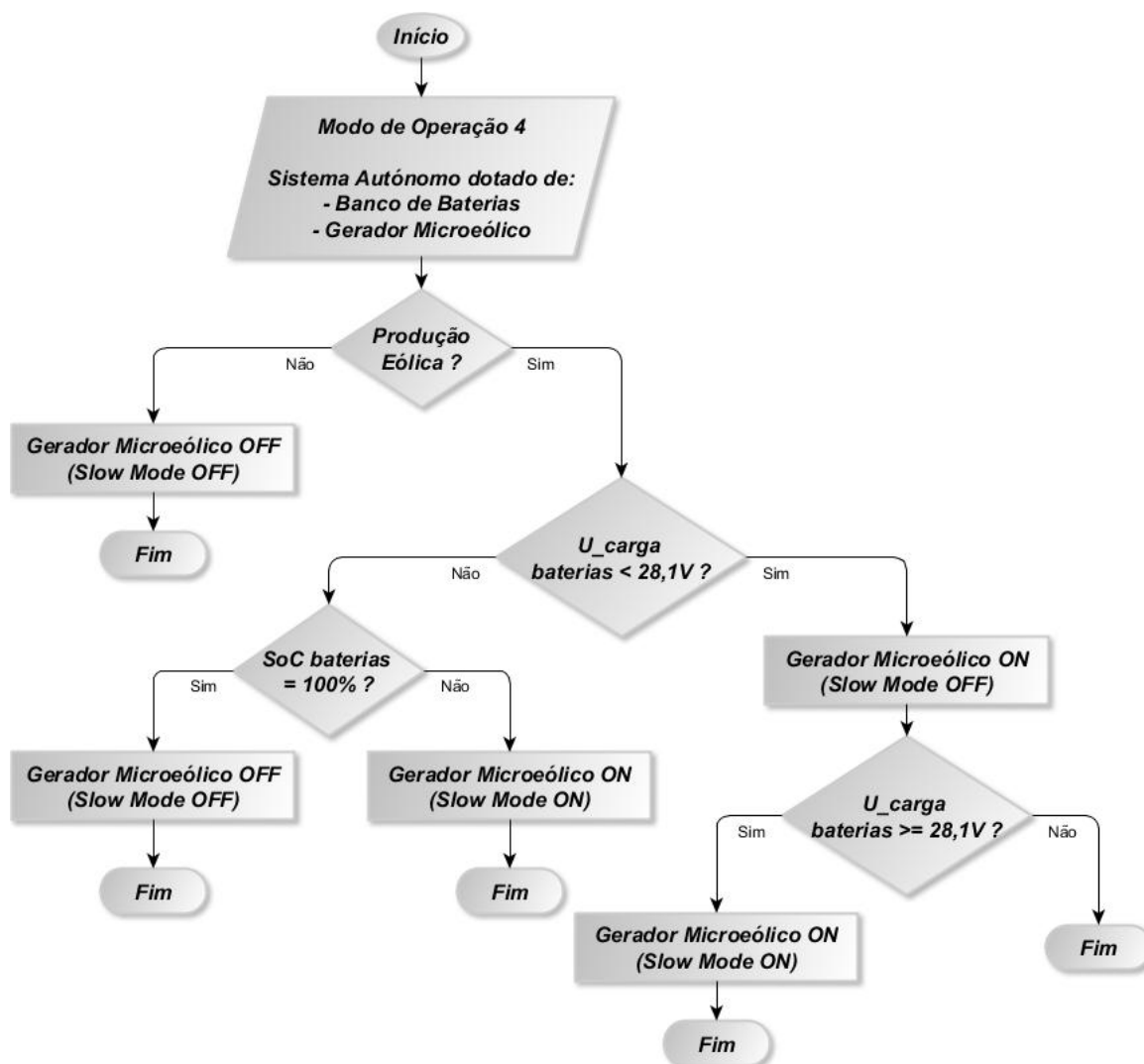


Figura 6-3: Fluxograma de funcionamento do *Power Center* para sistemas autónomos sem gerador fotovoltaico e carga de dissipação.

ANEXO 2

No que respeita à sinalização dos diversos defeitos que levam à atuação da proteção de saída do inversor XTS 1200-24, estes são sintetizados no Quadro 6-1.

Quadro 6-1: Sinalização dos defeitos no painel do inversor XTS1200-24.

Número de impulsos	Tipo de defeito	Descrição
1	Subtensão do banco de baterias	Ativação da falha quando a tensão das baterias atingir 23,2 V para consumo nulo ou 21 V para inversor à plena carga. Inativação da falha e reiniciação automática do inversor quando a tensão do banco de baterias atingir os 24 V.
2	Sobreintensidade	Ativação da falha quando a potência fornecida pelo inversor for superior a 1000 VA por mais de 30 minutos ou 2500 VA durante 3 segundos. O inversor tentará religar-se por três tentativas. Se o efeito persistir este desliga-se sendo necessária a inativação manual do defeito. Ativação da falha (curto-circuito) quando a potencia fornecida for superior a 2500 VA. Nestas condições desliga-se automaticamente não procedendo a qualquer tentativa de religação.
3	Sobreaquecimento	Consequência de uma sobrecarga temporária do inversor, reduzida ventilação ou temperatura ambiente elevada.
4	Sobretensão do banco de baterias	Inoperação do inversor quando a tensão atingir 34,1 V. Inativação da falha e reiniciação automática do inversor quando a tensão for de 32,4 V

Com base no exposto no Quadro 6-1, admitindo que a proteção de saída foi atuada em consequência da deteção de um defeito de sobreintensidade, o led 3 emite dois impulsos luminosos sendo que, em seguida, se verifica a sinalização luminosa pulsante no led 2. Este processo de sinalização repete-se indefinidamente até que o utilizador inative a falha (através de um clique no botão identificado com o número 1) e seja reposta a continuidade de abastecimento.

Seguindo o mesmo pressuposto, a sinalização do defeito de sobretensão do banco de baterias é realizado através do piscar de forma consecutiva do led 3 por quatro vezes surgindo em seguida um impulso luminoso no led 2. Da mesma forma, os restantes dois defeitos seguem o mesmo pressuposto de sinalização, alterando unicamente o número de impulsos luminosos no led 3.

ANEXO 3

Em seguida são apresentadas as diversas equações usadas no dimensionamento do amplificador de tensão salientando-se que neste processo foram considerados os modelos simplificados dos transístores.

$$I_{c1} = \frac{V_{in}}{R_{e1}} \quad (6-1)$$

$$U_X = 325 - \frac{R_{c1}}{R_{e1}} \times V_{in} \quad (6-2)$$

$$I_{c2} = \frac{325 - V_X}{R_{e2}} \quad (6-3)$$

$$I_{c2} = \frac{325}{R_{e2}} - \frac{1}{R_{e2}} \times \left(235 - \frac{R_{c1}}{R_{e1}} \times V_{in} \right)$$

$$I_{c2} = \frac{R_{c1}}{R_{e1} \times R_{e2}} \times V_{in}$$

$$V_0 = R_{e1} \times I_{e2} \quad (6-4)$$

Considerando $I_{e2} = I_{c2}$:

$$V_0 = \frac{R_{c2} \times R_{c1}}{R_{e1} \times R_{e2}} \times V_{in} \quad (6-5)$$

Sendo desejável um ganho operacional de 10 e adotando as seguintes valores de resistências:

$$\begin{aligned} R_{e1} &= 12k\Omega \\ R_{e2} &= 22k\Omega \\ R_{c1} &= 22k\Omega \end{aligned}$$

A resistência R_{c2} é dada por:

$$R_{c2} = \frac{10 \times (R_{e1} \times R_{e2})}{R_{c1}} \quad (6-6)$$

$$R_{c2} = \frac{10 \times (12000 \times 22000)}{22000} = 120k\Omega$$

ANEXO 4

Seguidamente evidencia-se o modo de configuração dos diversos parâmetros dos analisadores de rede constituintes do SGE.




A entrada no modo de configuração é, como evidenciado na Figura 6-4, conseguida através de um clique contínuo, por um período de 2 segundos, simultaneamente nos botões *meas* e *cnt* do analisador.



Figura 6-4: Entrada no modo de configuração dos *Femto*.

O Quadro 6-2 sintetiza o efeito de cada um dos botões do analisador quando em modo de configuração local.

Quadro 6-2: Efeito dos botões em modo de configuração dos *Femto*

Botão			
Clique	Incrementa o valor do parâmetro	Decrementa o valor do parâmetro	Passa para o parâmetro seguinte
Pressão (2 segundos)	Passa para o MENU seguinte	Retorna ao primeiro parâmetro do MENU	Sai da Configuração

O utilizador pode, em qualquer momento aceder aos diversos menus de configuração como forma de alteração dos diferentes parâmetros em cada menu. Seguidamente apresentam-se os menus de maior relevância assim como os diferentes valores adotados nos diversos parâmetros.

O Quadro 6-3 revela os parâmetros relativos à configuração dos *Femto* na rede de comunicação RS-485. Salienta-se que os todos os analisadores constituintes do SGE apresentam a mesma configuração diferindo unicamente no endereço de rede.

Quadro 6-3: Menu de configuração da comunicação do *Femto* com o *Yoctonet*

Parâmetro	Valores admitidos	Valor por defeito	Valor definido
Endereço RS-485	1...247	27	1
Velocidade de transmissão de dados	2400; 4800; 9600; 19200; 38400	9600	9600

ANEXO 4

Bits de dados	7 ou 8	8	8
Paridade	N → não paridade E → paridade par O → paridade impar	N	N
Bit de paragem	1 ou 2	2	2

O Quadro 6-4 refere-se à parametrização dos períodos de integração de potência e corrente. Neste trabalho foram, em todos os analisadores, definidos períodos de integração de corrente e potência de 15 minutos.

Quadro 6-4: menu de configuração de períodos de integração

Parâmetro	Valores admitidos	Valor por defeito	Valor definido
Potência	1...60 (minutos)	15	15
Corrente	1...60 (minutos)	15	15

No caso particular dos *Femto DC*, no que respeita ao menu de configuração de leituras (veja-se o Quadro 6-5), este consiste na definição das características da resistência shunt. Neste menu é também possível a parametrização do ajuste de tensão no caso de a leitura ser feita de forma indireta, ou seja, com recurso a transdutores de tensão sendo, neste caso, parametrizada a respetiva relação de transformação.

Quadro 6-5: Menu de configuração de leituras *Femto DC*

Parâmetro	Valores admitidos	Valor por defeito	Valor definido
I Shunt	1...10000	00010	00500
U Shunt	60 ou 100	60	60
Transformação de tensão (VR)	400000:999	1:1	1:1

O analisador de rede *Femto AC* pode ser utilizado em instalações trifásicas, bifásicas ou monofásicas. Por conseguinte, em função do tipo de instalação, a sua ligação é realizada segundo um de quatro princípios expostos nas Figura 6-5 a) e b) e nas Figura 6-6 a) e b).

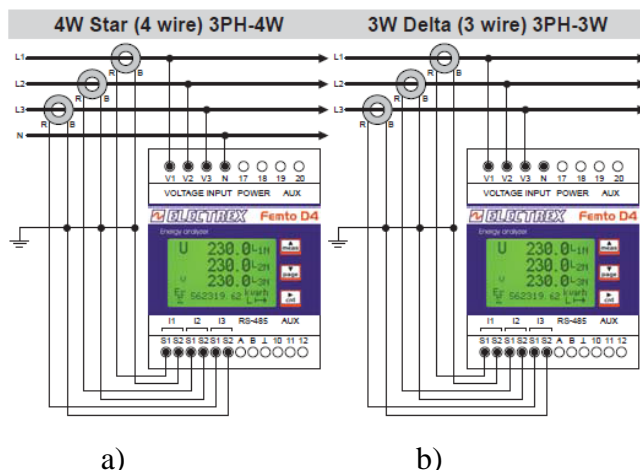


Figura 6-5: a) Esquema de ligações *Femto AC* em instalações trifásicas com neutro. b) Esquema de ligações *Femto AC* em instalações trifásicas sem neutro.

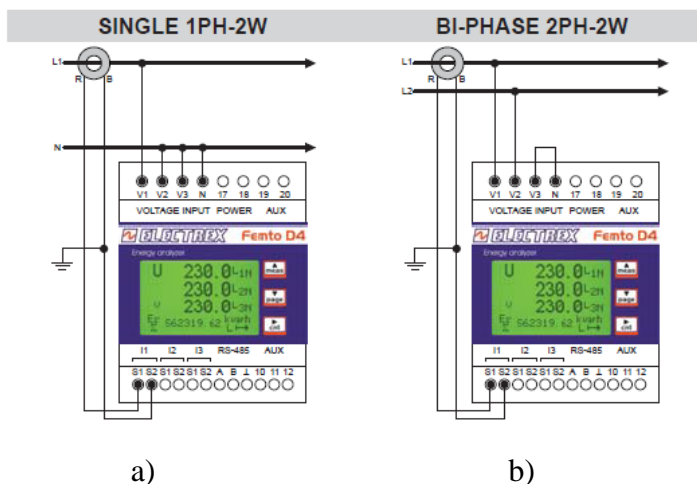


Figura 6-6: a) Esquema de ligações *Femto AC* em instalações monofásicas. b) Esquema de ligações *Femto AC* em instalações bifásicas.

A configuração do analisador AC é em tudo idêntica ao *Femto DC*, à exceção do menu de configuração de leituras no qual é definido o tipo de instalação e a corrente estipulada do Transformador de Intensidade.

O Quadro 6-6 evidencia os valores parametrizados nos diversos campos deste menu de configuração.

Quadro 6-6: Menu de configuração de leituras *Femto AC*

Parâmetro	Valores admitidos	Valor por defeito	Valor definido
Tipo de ligação	3PH-3W, 3PH-4W, 2PH-2W, 1PH-2W	1PH-2W	1PH-2W
Exportação de dados	NO ou YES	NO	YES
I1 estipulada TI	14 A...500 A	100	40

ANEXO 4

Transformação de tensão (VT)	400000:999	1:1	1:1
-------------------------------------	------------	-----	-----

O primeiro campo deste menu refere-se à definição do tipo de instalação, sendo que, neste caso concreto de aplicação, o tipo de ligação parametrizado foi 1PH-2W representativo de uma instalação monofásica.

No parâmetro relativo à corrente estipulada do TI, foi definido o valor estipulado do primário do transformador de corrente sendo que, no campo referente à transformação de tensão foi parametrizada a razão de conversão unitária em resultado da medição de forma direta da tensão da instalação.

ANEXO 5

A criação da rede é realizada através do *software Energy Brain* sendo toda a sequência de processos aqui detalhada.

Após a inicialização do *software* surge a janela ilustrada na Figura 6-7.

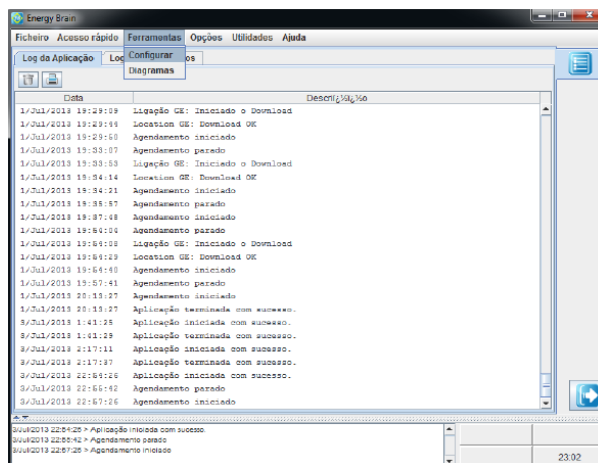


Figura 6-7: Janela inicial do *software Energy Brain*.

Selecionando o menu “Ferramentas” – “Configurar”, surge a janela ilustrada na Figura 6-8.

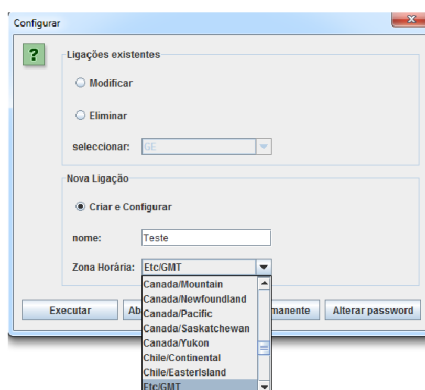


Figura 6-8: Menu criação de uma nova rede.

Nesta janela é possível proceder-se à criação de uma nova rede, sendo este processo de criação iniciado através da seleção da opção “Criar e Configurar” e em seguida pela definição do nome da rede e da zona horária. A título de exemplo, definiu-se a zona horária correspondente ao fuso horário de Portugal continental e, à rede, foi atribuído o nome de “Teste”. Após este processo inicial, selecionando a opção “Executar”, surgirá uma janela referente à configuração (veja-se a. Figura 6-9)

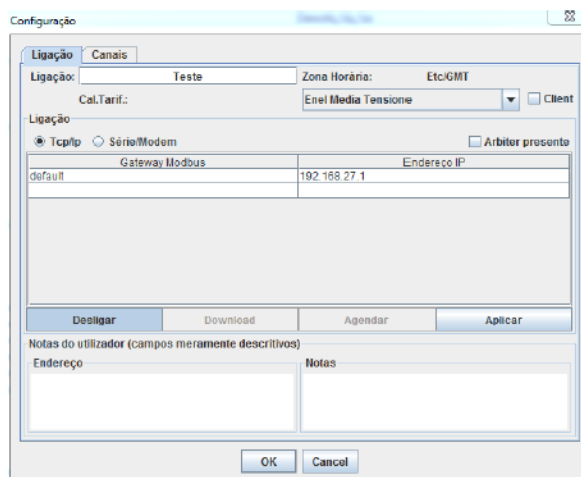


Figura 6-9: janela de configuração.

Nesta janela é possível verificar-se o endereço IP do *Yoctonet* significando isto que o computador se encontra na mesma rede *ethernet* do servidor (ftp) (*Yoctonet*). Se por ventura, nalgum momento, o endereço IP não for apresentado nesta janela, pode concluir-se que o computador não se encontra ligado à rede local do *Yoctonet*, em resultado de uma não ligação física (por qualquer dano no cabo) ou pelo facto do endereço atribuído não pertencer à rede do servidor (ftp).

Seguidamente, seleccionando o menu “Canais” surge a janela, apresentada na Figura 6-10, que permite adicionar, alterar, eliminar ou testar a comunicação de um analisador da rede. Neste contexto específico, a rede estava em processo de criação sendo que nenhum dispositivo estava ainda associado e, como tal, era impossível tomar qualquer procedimento que não fosse o adicionar de um equipamento através da seleção do campo “Novo”.

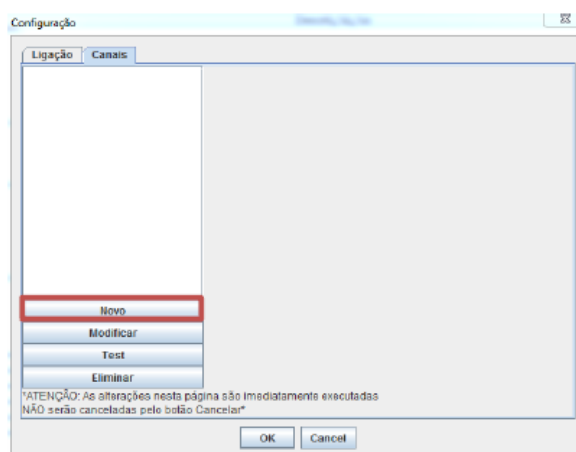


Figura 6-10: Janela de “Canais”.

Por conseguinte, uma vez seleccionado o campo “Novo” inicia-se um conjunto de processos inerentes à adição de um analisador à rede criada. A Figura 6-11 ilustra a sequência de passos efetuados na adição de um analisador.

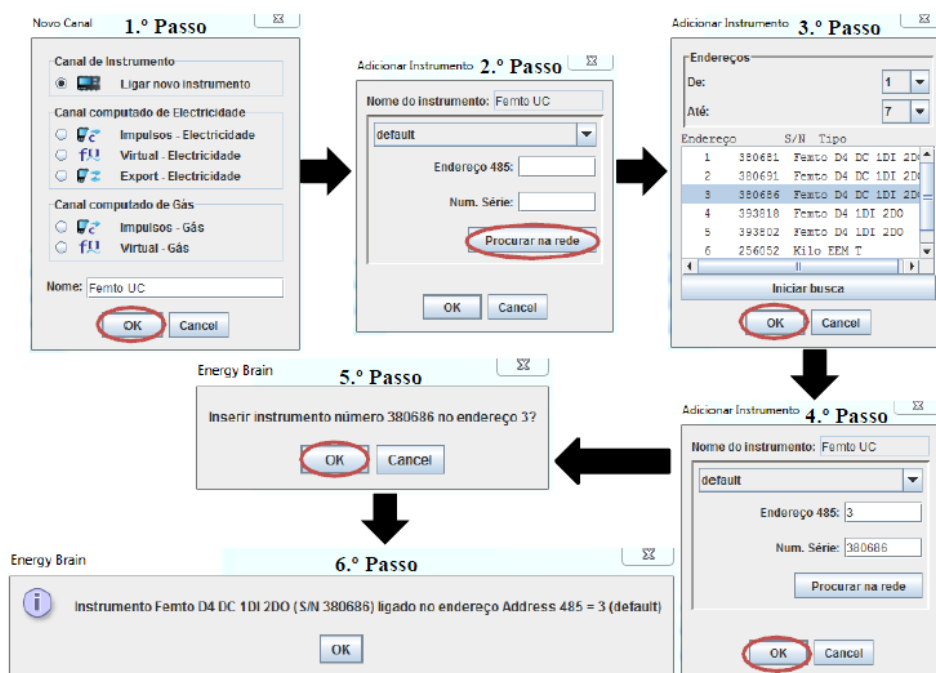


Figura 6-11: Adição de dispositivos à rede criada.

Uma vez adicionados, o *Yoctonet* é capaz de reconhecer, através dos seus endereços de rede, todos os analisadores pertencentes à mesma rede elétrica.

Neste trabalho, os *Femto DC* referentes aos circuitos dos geradores microeólico, fotovoltaico e ao circuito do banco de baterias possuem os seguintes endereços na rede RS-485: 1, 2 e 3, respetivamente. Na mesma medida, o *Femto AC* responsável pela aquisição de grandezas no circuito de alimentação do sistema de simulação de consumos, possui o endereço 4 na rede local.

Por conseguinte, sempre que se pretenda aceder a um qualquer analisador, basta seleccionar a rede à qual este pertence e seleccionar, através do endereço ou do nome atribuído, o analisador pretendido. Uma vez seleccionado, remotamente (mas ligado à rede *ethernet*), por *software*, é possível proceder-se à configuração ou alteração dos parâmetros relativos aos analisadores instalados bastando para tal seleccionar a opção “Modificar” no menu “Canais”.

A título de exemplo, a Figura 6-12 ilustra a janela de configuração por *software* de um *Femto AC*. Como se observa, nesta janela é possível proceder à alteração de diversos parâmetros como sendo: a corrente estipulada do TI, o endereço do equipamento na rede RS-485, o período de integração de potência e corrente, entre outros.

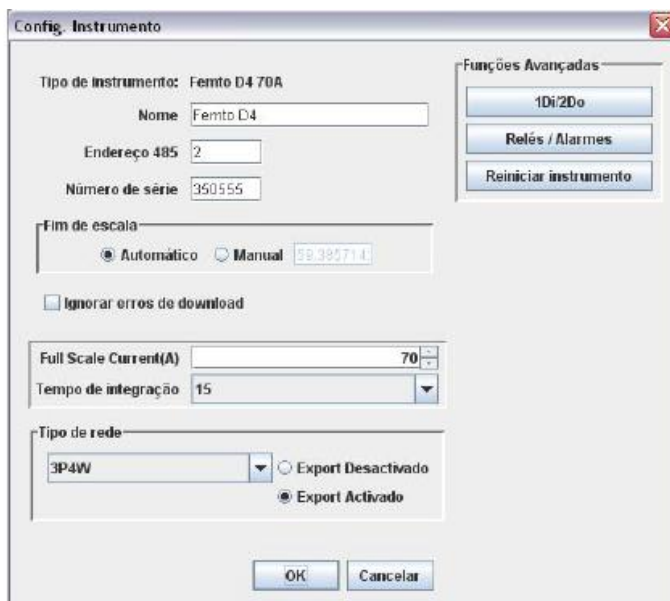


Figura 6-12: Configuração por *software* dos *Femto*.

ANEXO 6

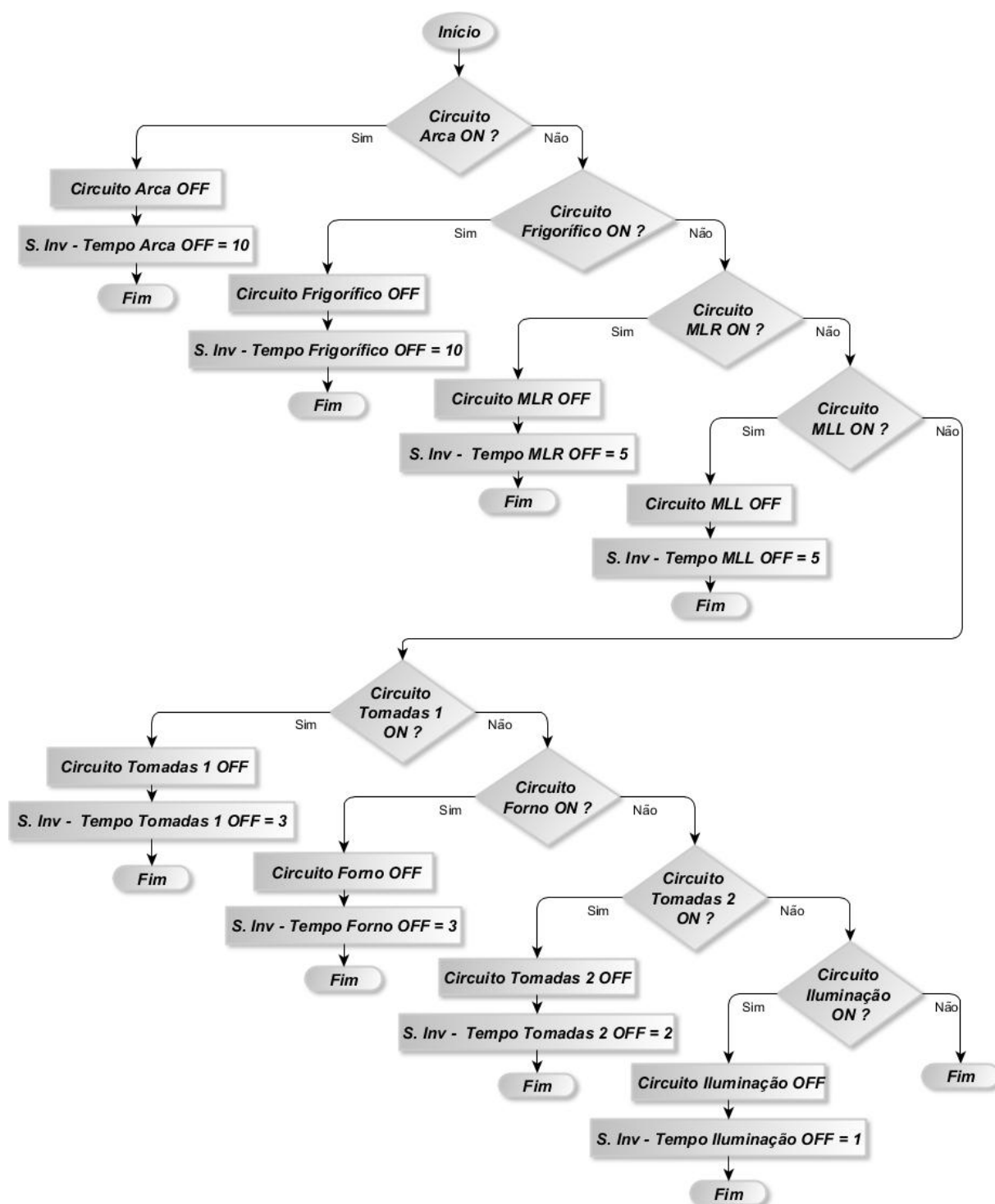


Figura 6-14: Fluxograma de funcionamento rotina “Inversor – Deslaste Circuitos”.

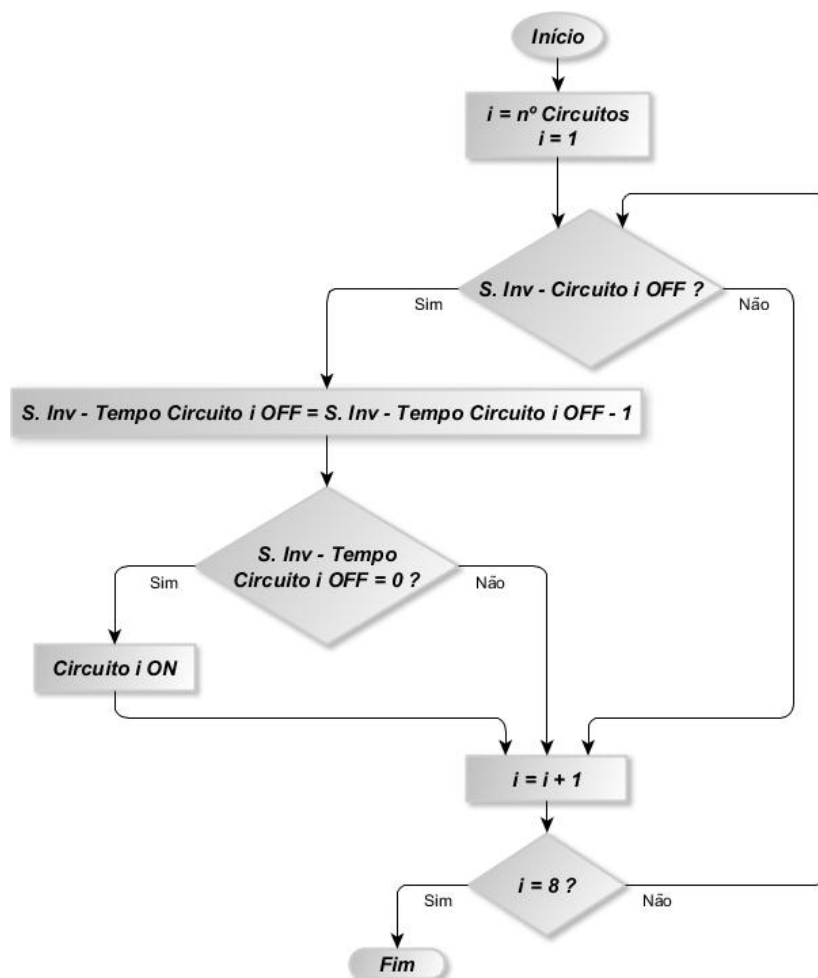


Figura 6-15: Fluxograma de funcionamento rotina “Tempo Deslastre Circuitos – Sobrecarga Inversor”.

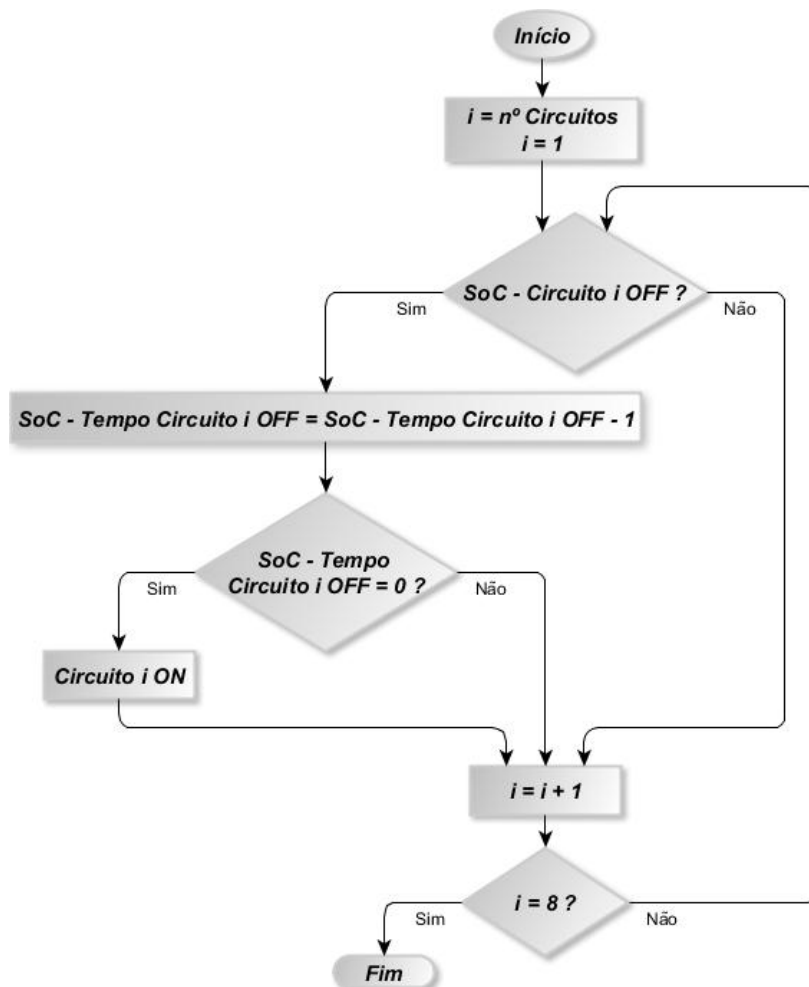


Figura 6-16: Fluxograma de funcionamento rotina “Tempo Deslaste Circuitos Capacidade Banco Baterias”.