

**Universidade de Évora-Escola de Ciências e Tecnologias**

Mestrado em Engenharia da Energia Solar

Dissertação

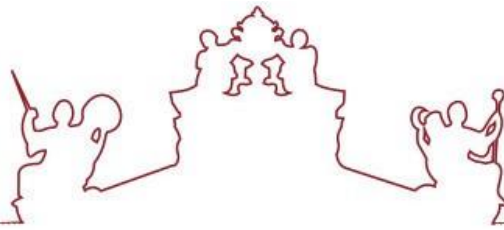
**Instalação, comissionamento e ensaios de uma bateria de  
sais fundidos (NaNiCl<sub>2</sub>)**

René Domingos Tavares Sanches

Orientador | Dr. Luís Fialho

Évora, 2020





**Universidade de Évora-Escola de Ciências e Tecnologias**

Mestrado em Engenharia da Energia Solar

Dissertação

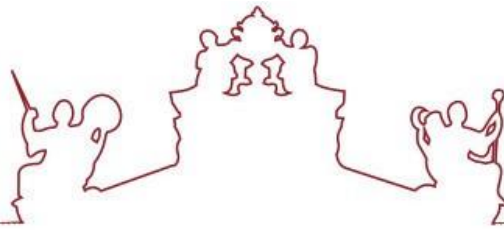
**Instalação, comissionamento e ensaios de uma bateria de  
sais fundidos ( $\text{NaNiCl}_2$ )**

René Domingos Tavares Sanches

Orientador | Dr. Luís Fialho

Évora, 2020





A dissertação foi objeto de apreciação e discussão pública pelo seguinte júri nomeado pelo Diretor da Escola de Ciências e Tecnologia:

Presidente | Diogo Canhão de Sousa Canavarro (Universidade de Évora)

Vogais | Fernando Manuel Tim Tim Janeiro (Universidade de Évora) (Arguente)  
Luís André Pereira Fialho (Universidade de Évora) (Orientador)

Évora, 2020



## Agradecimentos

Primeiramente, agradeço a minha família que, incansavelmente, esteve do meu lado a cada passo deste percurso académico, com apoios imprescindíveis.

Os meus sinceros agradecimentos ao meu orientador, Doutor Luís Fialho, pelos ensinamentos, disponibilidade e serenidade na realização deste trabalho de dissertação do mestrado. Tem sido uma longa caminhada e a sua ilustre orientação foi a chave para atingirmos os objetivos deste trabalho.

Um profundo agradecimento à aluna de doutoramento, Ana Catarina Foles, e ao meu colega, Ricardo Rebelo, pelos apoios, ensinamentos e experiências partilhadas.

Agradeço à Cátedra Energias Renováveis (CER) da Universidade de Évora por conceder a oportunidade e condições para que eu possa realizar esta dissertação nas suas instalações, concretamente na Plataforma de Ensaios de Coletores Solares, e todos os membros integrantes do grupo fotovoltaico (PV) da CER.

Um especial agradecimento a Jessica Carvalho por todo apoio e incentivo durante a realização desta dissertação.

Agradeço aos meus amigos e colegas de percurso, pelos ensinamentos e experiências partilhadas. A todos que de uma forma ou de outra deram a sua contribuição, agradeço-vos profundamente.

*Em memória do meu querido irmão, Claudemiro Sanches e da minha avó, Belmira Correia!*

## Índice geral

Nomenclatura .....	viii
Resumo .....	x
Abstract .....	xi
1. Contextualização .....	1
1.1. Introdução.....	1
1.2. Objetivos da dissertação.....	2
1.3. Estrutura da dissertação .....	3
2. Fundamentos teóricos.....	4
2.1. Tecnologias de armazenamento de energia.....	4
2.1.1. Armazenamento de energia mecânica .....	4
2.1.1.1. Sistemas de bombagem hidroelétrica reversível.....	5
2.1.1.2. Sistemas de ar comprimido.....	6
2.1.1.3. <i>Flywheels</i> .....	7
2.1.2. Tecnologias de armazenamento térmico .....	8
2.1.3. Tecnologias de armazenamento elétrico .....	9
2.1.3.1. Condensadores e supercondensadores .....	9
2.1.3.2. Supercondutor magnético .....	10
2.1.3.3. Baterias de chumbo-ácido .....	11
2.1.3.4. Baterias de níquel-cádmio e níquel-hidreto metálico .....	13
2.1.3.5. Bateria de íões de lítio.....	13
2.1.3.6. Baterias de fluxo.....	15
2.2. Mercado e comparação das principais tecnologias de armazenamento de energia elétrica.....	18
3. Baterias de cloreto de sódio-níquel .....	21
3.1. Introdução às baterias de cloreto sódio-níquel.....	21
3.2. Funcionamento das células das baterias de $\text{NaNiCl}_2$ .....	21
3.3. Características gerais das células de uma bateria de $\text{NaNiCl}_2$ .....	24
4. Instalação do sistema EES na microrrede .....	28
4.1. Especificações técnicas do inversor e da bateria .....	28

4.1.1. Inversor bidirecional .....	28
4.1.2. Bateria de cloreto de sódio-níquel.....	31
4.2. Equipamentos e instrumentos utilizados na instalação EES .....	34
4.3. Instalação da bateria e do inversor na microrrede .....	36
4.4. Avaliação do custo do sistema EES instalado .....	41
5. Comissionamento do sistema EES na microrrede.....	44
5.1. <i>Software</i> de comunicação, controlo e automatização do sistema EES.....	44
5.2. Aproximação do SOC da bateria .....	50
6. Resultados dos ensaios do sistema EES na microrrede .....	52
6.1. Aquecimento da bateria .....	52
6.2. Resultados dos ensaios de carga e descarga da bateria.....	54
6.2.1. Resultados dos ensaios de carga.....	54
6.2.2. Resultados de ensaios de descargas .....	57
6.3. Resultados de análises de variações das temperaturas .....	59
6.4. Eficiência do inversor acoplado no sistema EES .....	62
6.5. Eficiência da bateria e do sistema EES.....	63
6.5.1. Resultados obtidos dos ensaios experimentais .....	64
7. Estratégia de Gestão de Energia .....	67
7.1. Estratégia de maximização de autoconsumo PV num setor residencial utilizando a bateria de cloreto de sódio-níquel instalado.....	67
7.1.1. Metodologia de implementação da estratégia.....	68
7.1.2. Resultados e discussão da implementação da estratégia .....	72
8. Considerações finais .....	78
8.1. Conclusão.....	78
8.2. Trabalhos futuros.....	80
Bibliografia.....	81

## Índice de figuras

Figura 1. Esquema equivalente a um sistema de bombagem hidroelétrica reversível numa barragem, adaptado de [1]. .....	5
Figura 2. Circuito equivalente ao sistema de armazenamento de energia de ar comprimido com combinação CCHP, adaptado de [2]. .....	6
Figura 3. Esquema equivalente a uma tecnologia <i>Flywheel</i> . Adaptado de [1]. .....	8
Figura 4. Esquema equivalente a um supercondensador, adaptado de [8]. .....	10
Figura 5. Esquema equivalente a um supercondutor magnético, adaptado de [2]. .....	11
Figura 6. Circuito equivalente a uma bateria de chumbo-ácido [11]. .....	12
Figura 7. Ilustração do princípio de funcionamento de uma bateria de íões de lítio com cátodo constituído por metal oxidado, adaptado de [1]. .....	14
Figura 8. Esquema equivalente a configuração de uma bateria de fluxo, adaptado de [17]. .....	16
Figura 9. Comparação entre a densidade de potência e a densidade de energia, numa escala logarítmica, das principais tecnologias de armazenamento de energia, incluindo células de hidrogénio e combustíveis fósseis. Adaptado de [2]. (H <sub>2</sub> ICE - Motor de combustão interna de hidrogénio; LiM/FeS <sub>2</sub> – Baterias de íões de lítio metálicos; NiZn – Baterias de níquel-zinco). ....	19
Figura 10. Evolução da capacidade instalada de EES eletroquímica e a evolução do preço das baterias de íões de lítio nos últimos anos, adaptado de [19]. .....	20
Figura 11. Esquema equivalente a uma célula de bateria de cloreto de sódio-níquel no processo da descarga. A primeira reação química é representada pela linha descontínua preta e a segunda reação é representada pela linha descontínua vermelha. Adaptado de [21]. .....	23
Figura 12. Esquema equivalente à reação química que ocorre nas células de uma bateria de cloreto de sódio-níquel no processo da carga a altas temperaturas. Adaptado de [21]. .....	23
Figura 13. Perfil da resistência interna de uma célula da bateria de cloreto de sódio-níquel em função da DOD, para diferentes correntes de descarga, adaptado de [21],[22]. (C/n – corrente constante de n A). .....	25
Figura 14. Perfil da tensão de circuito aberto das células da bateria de cloreto de sódio-níquel no processo de carga e descarga da bateria, adaptado de [22]. .....	25
Figura 15. Materiais constituintes de uma célula de bateria de cloreto de sódio-níquel, adaptado de [20]. a) Coletor de corrente de níquel; b) Eletrólito cerâmico de beta alumina; c) Perfis de aço macio; d) Invólucro; e) Tetracloroaluminato de sódio; f) Cloreto de sódio e metais. ....	27
Figura 16. Esquema elétrico equivalente à ligação do inversor no circuito de corrente alternada/microrrede. (L –fase; N – neutro; G – terra). .....	30
Figura 17. O inversor bidirecional <i>MultiGrid 48/3000/35-50</i> da <i>Victron Energy</i> utilizado na instalação. ....	31
Figura 18. Esquema elétrico equivalente da bateria no processo de aquecimento [26]. .....	32
Figura 19. Esquema elétrico equivalente da bateria no processo de carga e descarga, à temperatura de operação. A eletrónica de potência à entrada/saída protege a bateria em caso de altas tensões e altas correntes, por intermédio de fusíveis eletrónicos [26]. .....	33

Figura 20. Bateria de cloreto de sódio-níquel/ZEBRA <i>FZSoNick</i> 48TL160 utilizado na instalação. .....	34
Figura 21. Equipamentos de aquisição, instrumentação e comunicação utilizados na instalação do sistema EES, no circuito de corrente alternada e circuito de corrente contínua. a) <i>Datalogger</i> ; b) Conversor TCP 1RS+ e analisador de rede CVM-1D; c) Resistência de precisão e fusível de proteção; d) <i>Color Control GX</i> . ....	36
Figura 22. Instalação fotovoltaica de 3.224 kWp na plataforma de ensaios de baterias na Cátedra de Energias Renováveis da Universidade de Évora. ....	37
Figura 23. Esquema elétrico equivalente da instalação de utilização/microrrede para ensaios de baterias localizado no Polo da Mitra da Universidade de Évora. ....	38
Figura 24. Bateria ZEBRA e o inversor <i>MultiGrid</i> instalado na IU na plataforma de ensaios de baterias. ....	39
Figura 25. Fluxograma de fluxos de energia elétrica entre a bateria de cloreto de sódio-níquel, inversor bidirecional e microrrede no processo da carga e descarga. ....	41
Figura 26. Esquema equivalente a configuração da comunicação da instalação. (CCGX – <i>Color Control GX</i> ). ....	46
Figura 27. Diagrama equivalente ao princípio básico da programação do <i>software</i> de controlo do sistema EES. (0 – Bateria no modo <i>pass-through</i> ; 1- Bateria em carga; 2 – Bateria em descarga; $T_i$ – temperatura interna da bateria; V – verdadeira; F - falsa). ....	48
Figura 28. Exemplo do interface gráfico de programação em <i>LabVIEW</i> , o ambiente de desenvolvimento do sistema de controlo automático do inversor e bateria. ....	49
Figura 29. Interface gráfica de <i>software</i> de controlo automático da bateria e inversor, desenvolvido em ambiente <i>LabVIEW</i> . ....	49
Figura 30. Gráficos que caracterizam os principais parâmetros elétricos medidos do sistema EES e microrrede neste processo de carga da bateria. ....	56
Figura 31. Gráficos que caracterizam os principais parâmetros elétricos medidos do sistema EES e microrrede neste processo de descarga. ....	59
Figura 32. Desfasamento entre um perfil típico de produção PV e um perfil típico de consumo, ao longo de um dia. Adaptado de [33]. (E – energia; P – Potência). ....	68
Figura 33. Fluxograma da implementação/programação da estratégia de maximização de autoconsumo PV. ( $P_C$ – Potência de consumo; $P_R$ – Potência da rede; $P_B$ – Potência na bateria). .....	70



## Índice de tabelas

Tabela 1. Propriedades dos principais constituintes do cátodo nas baterias de íons de lítio, o que determina as diferenças entre estas tecnologias [14]. (LiMn <sub>2</sub> O <sub>4</sub> - Lítio e dióxido de manganês) .....	15
Tabela 2. Características comparativas das principais tecnologias ESS [2],[4],[18].....	18
Tabela 3. Características gerais de uma célula de bateria de cloreto de sódio-níquel [20],[21].	26
Tabela 4. Especificações técnicas do inversor bidirecional <i>MultiGrid</i> 48/3000/35-50 [25].....	29
Tabela 5. Especificações técnicas da bateria <i>FZSoNick</i> modelo 48TL160 utilizado como sistema EES [26].....	32
Tabela 6. Lista de aquisição de equipamentos para a instalação de um EES baseado em bateria de sal fundido .....	42
Tabela 7. Avaliação de custos da capacidade de sistema instalado e custo teórico de armazenamento de energia no sistema instalado.....	42
Tabela 8. Eficiência energética da bateria de cloreto de sódio-níquel e do sistema EES. ....	65
Tabela 9. Indicadores de avaliação da performance da estratégia de maximização de autoconsumo PV ao longo da semana, do perfil de produção PV e perfil do consumo.....	75
Tabela 10. Dia do melhor e dia do pior cenário da estratégia de maximização de autoconsumo PV, no perfil de consumo final. ....	76

## Índice de gráficos

Gráfico 1. Perfil da temperatura interna da bateria de cloreto de sódio-níquel no processo de aquecimento com temperatura inicial aproximada à temperatura ambiente.....	52
Gráfico 2. Variação da temperatura na superfície externa da bateria de cloreto de sódio-níquel ao longo do processo de aquecimento à temperatura operacional.....	53
Gráfico 3. Perfil da tensão no processo de aquecimento da bateria de cloreto de sódio-níquel medido pelo <i>datalogger</i> nos terminais da bateria. ....	54
Gráfico 4. SOC da bateria no processo da carga a potência constante de 0.70 kW em função do tempo de operação. ....	55
Gráfico 5. Potência AC e DC do inversor no processo da carga. (P – Potência).....	55
Gráfico 6. Perfil do SOC da bateria em função do tempo, num processo de descarga a potência constante de 0.70 kW. ....	57
Gráfico 7. Potência DC e AC do inversor no processo da descarga. (P – Potência) .....	58
Gráfico 8. Perfil de variações das temperaturas nas superfícies externas da bateria de cloreto de sódio-níquel e da variação da temperatura ambiente na plataforma, ao longo do processo da carga. (T. – temperatura) .....	60
Gráfico 9. Ilustração dos perfis das variações das temperaturas nas superfícies externas da bateria de cloreto de sódio-níquel e a variação da temperatura ambiente na plataforma da IU, durante o processo de descarga. (T. – temperatura) .....	60
Gráfico 10. Perfil da temperatura das células da bateria de cloreto de sódio-níquel no processo de carga e descarga, para as mesmas condições referidas anteriormente.....	61
Gráfico 11. Curva da eficiência real do inversor no processo de carga da bateria em função de potência AC de operação. ....	62
Gráfico 12. Curva da eficiência do inversor no processo da descarga da bateria em função de potência AC de operação. ....	63
Gráfico 13. Perfil do SOC na carga e na descarga em função do tempo, para um <i>power set-point</i> de 1 kW. ....	65
Gráfico 14. Perfil da potência PV e da potência de consumo da semana de ensaio da estratégia de maximização de autoconsumo PV. ....	72
Gráfico 15. Perfil da potência PV, potência de consumo e potência da bateria num dia experimental da estratégia de maximização de autoconsumo (26 de setembro). ....	73
Gráfico 16. Resultado do ensaio experimental de implementação da estratégia de maximização de autoconsumo PV ao longo de uma semana.....	73
Gráfico 17. Perfil de potência de consumo PV, potência de consumo da bateria e potência de consumo ao longo da semana experimental da estratégia de maximização de autoconsumo PV. ....	74
Gráfico 18. Perfil de potência de consumo de um dia (26 de setembro), ajustado com potência de consumo PV, potência de consumo da bateria e potência de consumo da rede. (P. – Potência). ....	74

## Nomenclatura

$C_n$	Capacidade nominal da bateria	[Ah]
$C_o$	Capacidade de operação da bateria	[Ah]
$i$	Corrente	[A]
$P$	Potência	[W]
$P_B$	Potência da bateria	[W]
$P_C$	Potência de consumo	[W]
$P_{PV}$	Potência fotovoltaica	[W]
$P_R$	Potência da rede	[W]
$P_{residual}$	Potência residual	[W]
$R$	Resistência	[ $\Omega$ ]
$r_{APV}$	Taxa de autoconsumo fotovoltaico	[%]
$r_{CPV}$	Taxa da energia fotovoltaica no consumo	[%]
$t$	Tempo	[s]
$T$	Temperatura	[°C]
$\eta_{Bat}$	Eficiência da bateria	[%]
$\eta_{EES}$	Eficiência energética da instalação	[%]

## Acrónimos

AC	Circuito de corrente alternada	
BMS	<i>Battery Management System</i>	
BTN	Baixa Tensão Normal	
CAES	Armazenamento de energia em ar comprimido	
CER	Cátedra Energia Renováveis	
DC	Circuito de corrente contínua	
DOD	Profundidade de descarga	[%]
EDP	Energia de Portugal	
EES	Armazenamento de energia elétrica	
EOC	Fim de carga	
EOD	Fim de descarga	
ESS	Sistema de armazenamento de energia	
FB	Baterias de fluxo	
FES	<i>Flywheel energy storage</i>	
IP	Protocolo de <i>internet</i>	
IU	Instalação Elétrica de Utilização	
OCV	Tensão de circuito aberto	[V]
PCM	Materiais de mudança de fase	
PHES	Bombagem hidroelétrica reversível	
PV	Fotovoltaico	
PWM	<i>Pulse-Width Modulation</i>	
RESP	Rede elétrica de serviço público	
RSRDBT	Regulamento de segurança de redes de distribuição em baixa tensão	
RTIEBT	Regras técnicas de instalações elétricas de baixa tensão	
SCES	Armazenamento de energia em supercondensadores	
SMES	Armazenamento de energia em supercondutores magnéticos	
SOC	Estado de carga	[%]
UPAC	Unidade de produção para autoconsumo	
VBRF	Bateria de fluxo <i>redox</i> de vanádio	
ZEBRA	<i>Zero Emission Battery Research Activities</i>	

## Resumo

As baterias de cloreto de sódio-níquel são tecnologias de armazenamento eletroquímico, compostas por sais fundidos e metais cerâmicos, consideradas baterias de zero emissões e com potenciais para aplicações nos setores residenciais. Esta dissertação focou-se num estudo geral desta bateria e na sua integração numa microrrede, desde o dimensionamento teórico para aquisição de equipamentos e componentes, instalação, desenvolvimento de um sistema de controlo automático da bateria e inversor, comissionamento, ensaios iniciais e avançados, viabilidade elétrica, avaliação económica e aplicação como sistema de armazenamento de energia elétrica (EES) numa estratégia de maximização de autoconsumo PV num setor residencial. Dos resultados obtidos, foi validado o sistema de controlo desenvolvido, assim como os resultados dos ensaios e da viabilidade energética. Dos resultados da implementação da estratégia de maximização de autoconsumo PV, concluiu-se que esta bateria pode integrar-se como sistema EES nos setores residenciais, concretamente instalações *on-grid*.

**Palavra chave:** Armazenamento de energia; EES; Sistema fotovoltaico; Microrrede; Autoconsumo.

## Abstract

Installation, commissioning and testing of a molten salt battery ( $\text{NaNiCl}_2$ ).

Sodium-nickel chloride batteries are electrochemical storage technologies, composed by molten salts and ceramic metals, considered to be zero-emission batteries and with potential for application in residential sectors. This dissertation is focused on a general study of this battery and its integration in a micro-grid, from the theoretical sizing to the acquisition of equipment and components, installation, development of an automatic control system for the battery and the inverter, commissioning, initial and advanced tests, electrical viability, economic evaluation, and application of this battery as an electric energy storage system (EES) in a PV self-consumption maximization strategy in the residential sector. From the obtained results, the developed control system was validated, as well as the results of energy viability. From the implementation results of the PV self-consumption maximization strategy, it was concluded that this battery can be integrated as an EES system in the residential sectors, specifically in on-grid installations.

**Keywords:** Energy storage; EES; Photovoltaic system; Microgrid; Self-consumption.



# 1. Contextualização

## 1.1. Introdução

A sustentabilidade do estilo de vida das nossas sociedades tem provocado grandes impactos na economia mundial devido às frequentes oscilações nos preços dos combustíveis convencionais e gerou grandes preocupações ambientais, devido à exploração e uso de combustíveis fósseis para dar respostas à crescente procura de energia na sociedade. É com urgência que se exploram fontes de energia inesgotáveis e limpas, para dar resposta à crescente procura e, em simultâneo, sem gerar qualquer perturbação ambiental.

No nosso universo, a energia é um recurso indispensável e a cada dia, cresce a sua procura na nossa sociedade. O planeta terra produz energia suficiente para cobrir a nossa procura, apenas proveniente do Sol, isto é, se toda a energia proveniente do mesmo fosse aproveitada. O aproveitamento de energia proveniente de qualquer fonte requer um meio ou tecnologia de extração, conversão, e para garantir a segurança energética e otimização da produção, requer um sistema de armazenamento de energia ou recurso energético.

Os sistemas de armazenamento de energia são cruciais nesta fase de transição e exploração de fontes de energias renováveis, de modo a minimizar a fatia de energias provenientes de fontes convencionais no consumo final, oferecendo suporte e estabilidade na otimização da produção e consumo de energia. Estes sistemas são cruciais em elevadas quotas de energia proveniente de fontes renováveis, em que a energia pode ser armazenada por dia, semana ou meses, de modo a diversificar as fontes de energias renováveis e o cumprimento da meta da neutralidade carbónica estabelecida em Portugal, atendendo as políticas europeias [1].

Uma análise da capacidade instalada de armazenamento de energia a nível global feita em [1], indica que os sistemas de bombagem reversível nas hidroelétricas apresentam cerca de 96% dessa capacidade, em que as baterias apresentam 1.10%, outras tecnologias, incluindo térmica, com 1.90% e outros sistemas mecânicos com 0.90%.



## 1.2. Objetivos da dissertação

Tendo em conta o crescimento das apostas nas instalações PVs de autoconsumo, este trabalho de dissertação toma por base as questões técnicas relacionadas com a instalação, o controlo e a operação desta bateria de sais fundidos e um inversor, para integração numa microrrede.

Os principais objetivos deste trabalho são:

- Instalar um sistema EES baseado numa bateria de sais fundidos (cloreto de sódio-níquel) numa microrrede pré-existente;
- Desenvolver e validar um sistema de controlo automático e gestão da bateria e inversor integrado na microrrede;
- Executar o seu comissionamento integrado na microrrede, executar os ensaios iniciais, caracterizar este sistema de armazenamento de energia elétrica (bateria e inversor) e avaliar a sua viabilidade energética e económica;
- Estudar a aplicação real de uma estratégia de gestão de energia numa unidade de produção PV para autoconsumo no setor residencial, concretamente a estratégia de maximização de autoconsumo PV, utilizando a bateria de cloreto de sódio-níquel como unidade de armazenamento de energia elétrica, um perfil de consumo doméstico e um perfil de produção PV de uma unidade geradora de energia.

### 1.3. Estrutura da dissertação

Os conteúdos desta dissertação estão organizados por capítulos, sendo que o primeiro capítulo apresenta uma contextualização da sustentabilidade do nosso estilo de vida e das nossas sociedades, os impactos causados, as tendências para minimizar os impactos e enquadramento deste tema nestas tendências. O segundo capítulo aborda uma visão geral do panorama atual de armazenamento de energia elétrica e uma revisão das principais tecnologias de armazenamento de energia existentes no mercado, comparando os seus principais indicadores de performance. De seguida, são abordadas as baterias da tecnologia de cloreto de sódio-níquel, no terceiro capítulo.

Todos os procedimentos experimentais e trabalhos realizados ao longo desta dissertação na Herdade da Mitra, no local experimental da Cátedra Energias Renováveis (instalação da bateria, do inversor, dos instrumentos de medidas e dos acessórios de comunicação) estão relatadas no quarto capítulo.

O quinto capítulo desta dissertação aborda o comissionamento da bateria e inversor na microrrede. Este capítulo realça os processos de desenvolvimento de um sistema de controlo automático da bateria e inversor na microrrede, assim como uma avaliação económica deste sistema de armazenamento de energia elétrica. Os ensaios da bateria e inversor na microrrede são abordados de seguida, no sexto capítulo, onde estão apresentados os respetivos resultados dos testes realizados, assim como a caracterização da eficiência do sistema instalado.

O sétimo capítulo apresenta um estudo das estratégias de gestão de energia, concretamente a estratégia de maximização de autoconsumo PV numa unidade de produção para autoconsumo, assim como a apresentação da metodologia utilizada e os resultados obtidos nos ensaios experimentais.

Por fim, no capítulo das considerações finais, é apresentada a conclusão do trabalho e a discussão dos resultados obtidos, assim como a perspetiva dos trabalhos futuros.

## 2. Fundamentos teóricos

### 2.1. Tecnologias de armazenamento de energia

O armazenamento de energia tem sido um grande desafio aos investigadores e alvo de grandes avanços tecnológicos devido às necessidades energéticas em períodos que não decorre o pico de produção para corresponder à procura de energia e reduzir as perdas energéticas, principalmente nas horas de sobreprodução e de certo modo, garantir a segurança energética em determinadas aplicações. A complexidade das tecnologias, dos materiais, o custo do armazenamento de energia, a imaturidade e insegurança de algumas tecnologias, de um ponto de vista pragmático, são fatores que influenciam diretamente a aplicação de um sistema de armazenamento de energia (ESS). Em contrapartida, atualmente já existem tecnologias de armazenamento de energia elétrica, térmica, eletroquímica e mecânica com características apropriadas, do modo a garantir elevado grau de confiança, segurança e fiabilidade, não só energética, mas também economicamente.

Os sistemas de armazenamento de energia são caracterizados pelas suas características físico-químicas. Os sistemas de armazenamento de energia estão divididos em sistemas mecânicos, elétricos, térmicos e eletroquímicos [2].

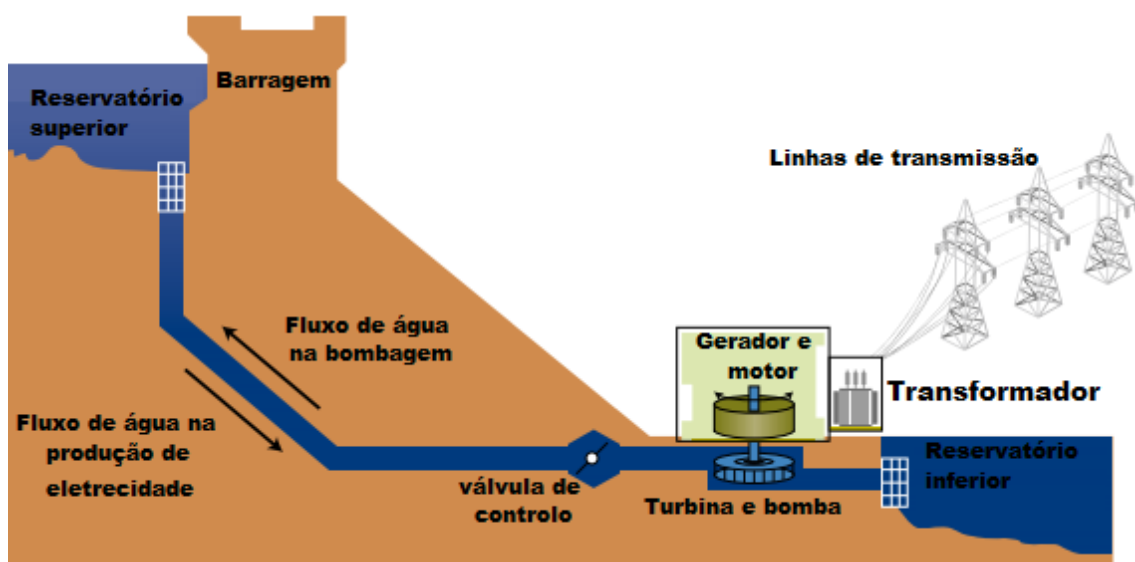
#### 2.1.1. Armazenamento de energia mecânica

Os sistemas de armazenamento de energia mecânica consistem em conversão da energia elétrica em energia mecânica e vice-versa, dependendo das horas de procura e das horas de produção, isto é, esta tecnologia de armazenamento consiste em armazenamento de energia elétrica em forma de energia cinética e potencial. O armazenamento em forma de energia cinética consiste em sistemas *flywheels* e em forma de energia potencial, as mais comuns são o armazenamento em sistemas de ar comprimido (CAES) e armazenamento em sistemas de bombagem nas barragens hidroelétricas (PHES) [3],[4].

### 2.1.1.1. Sistemas de bombagem hidroelétrica reversível

A tecnologia dos sistemas de bombagem reversível nas hidroelétricas (PHES) num método de armazenamento da energia potencial, isto é, consiste na elevação de grandes quantidades de água de um reservatório para outro reservatório localizado a altura diferente em horas de pico de produção de energia elétrica e de pouca procura. O inverso ocorre no período do pico de muita procura da eletricidade, ou seja, a água do reservatório superior é libertada e move-se para o reservatório inferior, com um fluxo suficiente para girar uma turbina hidráulica, produzindo eletricidade, através dos geradores. Estes funcionam em dois sentidos, em que usa a energia externa para elevar a água, e no sentido inverso quando a água do reservatório superior é libertada. A capacidade energética e a eficiência deste sistema de armazenamento de energia é dada em função da altura do reservatório superior, a distância entre os dois reservatórios, a capacidade de cada reservatório e o caudal de água [4],[2].

Uma aplicação deste sistema de armazenamento de energia é nas barragens, como mostra a *figura 1*, em que é utilizada a energia elétrica produzida nas centrais eólicas em períodos de pouca procura ou em que o preço da energia é muito baixa para vender em períodos em que ocorre o pico de consumo.



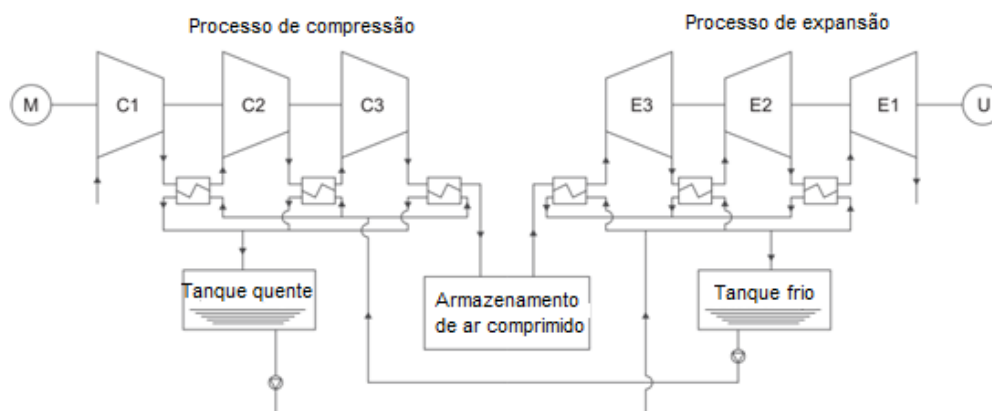
**Figura 1.** Esquema equivalente a um sistema de bombagem hidroelétrica reversível numa barragem, adaptado de [1].

Esta tecnologia é considerada uma tecnologia madura, uma vez que fornece elevada eficiência e com elevada autonomia. Outra vantagem deste sistema, é a rápida capacidade de responder às procura e um custo por unidade de energia armazenada muito baixo. O potencial de um sistema deste é de 1000 a 3000 MW [2].

### 2.1.1.2. Sistemas de ar comprimido

O armazenamento de energia em sistemas de ar comprimido (CAES) consiste num mecanismo que usa a energia na compressão do ar num reservatório à alta pressão, em horas de pico de produção ou em horas de pouca procura, transformando-a em gás comprimido, que em período de muita procura energética é usado para produzir energia elétrica, através da expansão do gás numa turbina, ou seja, a energia elétrica é conservada em forma de energia potencial no processo da carga e no processo da descarga, o processo ocorre de modo inverso [2],[5]. Este sistema de armazenamento de energia é composto por câmaras de armazenamento do ar comprimido a alta pressão, podendo ser cavernas ou tanques, com compressores multi-estágios, turbinas a gás e geradores para o processo de compressão e expansão [2],[4].

A *figura 2* representa, esquematicamente, uma configuração da tecnologia de armazenamento de energia em sistemas de ar comprimido, com uma combinação CCHP (*Combined cooling, heat and power*) para otimização da eficiência, isto porque numa configuração de um sistema adiabático, a baixa temperatura na entrada da turbina implica a baixa eficiência no processo de descarga [2].



**Figura 2.** Circuito equivalente ao sistema de armazenamento de energia de ar comprimido com combinação CCHP, adaptado de [2].

Esta técnica de armazenamento de energia é direcionada a aplicações de alta potência, pois consiste num armazenamento em grande escala, com uma eficiência de 70% a 89%, possui a durabilidade de aproximadamente 40 anos e densidade de energia de 12kWh/m<sup>3</sup> [2]. Esta tecnologia de armazenamento de energia está associada a grandes custos na construção, manutenção e operação, limitações geográficas e precisa de medidas de segurança avançada [4],[5]. Um sistema pioneiro desta tecnologia foi construído em *Huntorf*, na Alemanha, no ano de 1978, numa escala industrial com uma potência de 290 MW e já o segundo foi nos Estados Unidos da América no ano de 1991, com uma potência de 110 MW [4],[5].

### 2.1.1.3. *Flywheels*

Os *flywheels* (FES) ou volantes de inércia são sistemas mecânicos que usufruem da energia elétrica para realização de um trabalho reversível, em que a energia usada é libertada quando o sistema volta ao estado inicial. Neste sistema, a energia cinética é armazenada através de um mecanismo de rotação de um volante de inércia, sendo estes equipados com geradores elétricos.

A complexidade destes sistemas e a necessidade de materiais de grande resistência ao desgaste têm apresentado obstáculos para o desenvolvimento e aposta nesta tecnologia de armazenamento de energia elétrica estacionária, isto é, devido à alta velocidade de rotação do sistema. Atualmente, com o desenvolvimento da eletrônica de potência e materiais compósitos e aplicações de magnetismo, tornou-se possível o armazenamento de altas potências em *flywheels*, com desgaste do material e atrito reduzidos [6],[7].

A alta densidade de potência, a facilidade de medições dos seus parâmetros (por ex. o estado de carga – SOC, através da sua velocidade de rotação), a baixa degradação de capacidade ao longo do tempo de vida, a rapidez no processo de carga e baixos impactos ambientais são as grandes vantagens desta tecnologia, que a torna apta para aplicar como sistema de armazenamento de energia elétrica [6]. Um esquema equivalente a esta tecnologia de armazenamento de energia é ilustrado na *figura 3*.

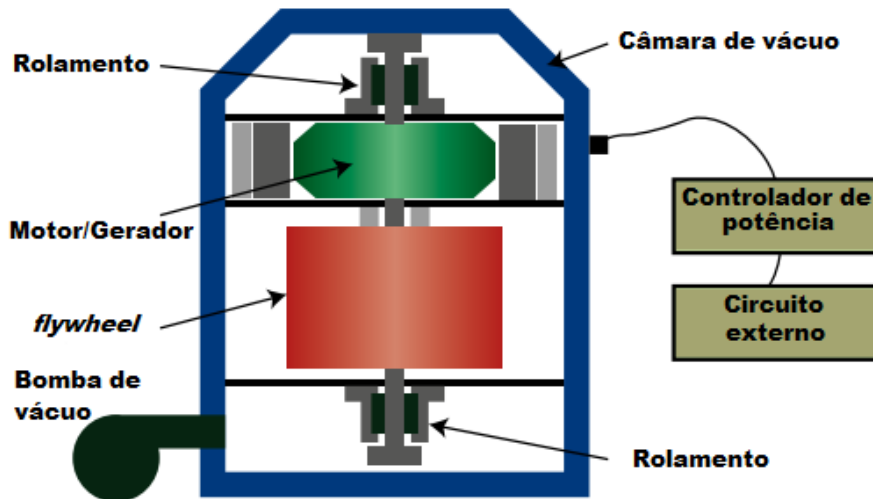


Figura 3. Esquema equivalente a uma tecnologia *Flywheel*. Adaptado de [1].

### 2.1.2. Tecnologias de armazenamento térmico

O armazenamento de energia térmica refere as tecnologias de armazenamento de energia a altas temperaturas, que consiste em armazenar energia sob forma de calor latente ou calor sensível, e as tecnologias de armazenamento de energia a baixas temperaturas, nomeadamente sistemas criogénicos. O armazenamento de energia sob forma de calor sensível consiste no armazenamento de calor em materiais sólidos ou líquidos com uma determinada capacidade térmica, aumentando a sua temperatura. Esta técnica é aplicada em sistemas de aquecimentos residenciais, na climatização de edifícios e no aquecimento de água [4]. Esta tecnologia é considerada de baixo custo e muito popular, mas, em contrapartida, possui baixa densidade energética. Já o armazenamento de energia térmica sob forma de calor latente, consiste no uso de materiais de mudança de fase (PCM) para armazenar energia. Esta tecnologia envolve ciclos de estados dos materiais, de sólido para líquido e líquido para sólido, pelo que possibilita uma grande densidade energética e de potência. Esta técnica é usada nas centrais termoelétricas, em que os sais fundidos são usados para absorver calor latente e armazenados num tanque robusto e isolado para conter ao máximo as perdas de calor por condução e convecção [4].

O armazenamento de energia em sistemas criogénicos consiste no aproveitamento de energias provenientes de fontes renováveis em picos de produção, para gerar um fluido

criogénico que pode ser usado em motores criogénicos para produção da energia elétrica. Esta tecnologia é considerada imatura, apesar da alta densidade de energia e baixo custo, pois possui baixa eficiência nos seus ciclos, uma vez que o consumo de energia no processo é muito elevado [2],[3].

### 2.1.3. Tecnologias de armazenamento elétrico

Existem várias tecnologias de armazenamento de energia elétrica, por exemplo, sob forma de energia eletrostática ou magnética. Os condensadores ou supercondensadores (SCES) e os sistemas de armazenamento magnético (SMES) são sistemas que usam esta técnica de armazenamento de energia [2],[3].

O armazenamento em baterias eletroquímicas também tem sido extenso ao longo da história. Além da bombagem reversível, esta tecnologia representa a maior percentagem de sistemas de armazenamento de energia elétrica disponíveis no mercado, sendo muitas delas tecnologias maduras, com viabilidade energética e económica. As baterias de íões de lítio, chumbo-ácido, zinco-bromo, baterias de fluxo, cloreto de sódio níquel ou níquel-cádmio são alguns exemplos de EES eletroquímicos que existem no mercado [4] em diferentes fases evolutivas da sua tecnologia.

#### 2.1.3.1. Condensadores e supercondensadores

Os condensadores são sistemas de armazenamento de energia eletrostática, através de um campo elétrico entre duas placas metálicas (elétrodos), carregadas com cargas opostas, separado por um material dielétrico [4]. A capacidade de armazenamento dos condensadores é determinada pela área e a distância entre as duas placas, isto é, quanto maior for a área das placas, maior é a capacidade do condensador e varia inversamente com a distância entre as duas placas. O potencial desta tecnologia é limitado, uma vez que possui baixa densidade de energia e não é apropriada para grandes aplicações como sistema EES. Estes condensadores são mais apropriados para aplicações em dispositivos



eletrônicos, principalmente na filtragem de sinais e sintonização de frequências para comunicação [2],[3].

Os supercondensadores, também conhecidos como condensadores de dupla camada, têm o mesmo princípio de funcionamento que um condensador comum, mas com uma superfície superior e construtivamente diferentes. A grande diferença nos supercondensadores é a presença de eletrólitos de condução iônica entre as duas placas, um separador e uma distância menor entre as duas placas [2],[3].

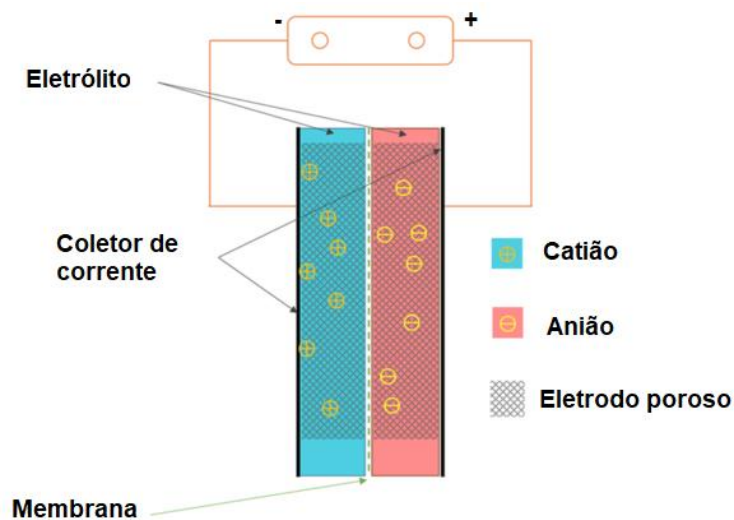


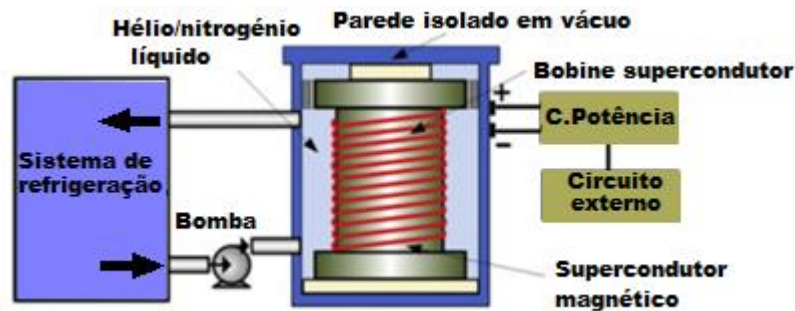
Figura 4. Esquema equivalente a um supercondensador, adaptado de [8].

Esta tecnologia é mais eficiente do que os condensadores comuns, como sistema EES, pois possui maior densidade energética e maior capacidade. Esta tecnologia tem elevado número de ciclos de carga e descarga, e a perda da capacidade é reduzida [4]. Uma das inconveniências desta tecnologia é a sua viabilidade econômica, uma vez que os supercondensadores são sistemas mais complexos no seu fabrico e com maior valor no mercado.

### 2.1.3.2. Supercondutor magnético

O armazenamento de energia em supercondutores magnéticos consiste em armazenar energia através de um campo magnético numa bobina supercondutora com a circulação de uma corrente contínua [4],[2]. Neste sistema é associado um conversor de corrente e um sistema de refrigeração para evitar as perdas por efeito de *Joule* nos

supercondutores, mantendo uma temperatura criogénica, cerca de 7 K [2]. A *figura 5* representa um esquema equivalente a uma tecnologia de supercondutores magnéticos.



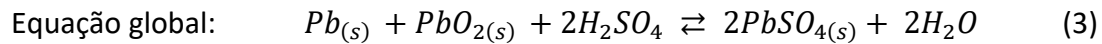
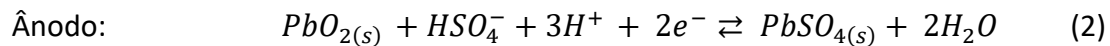
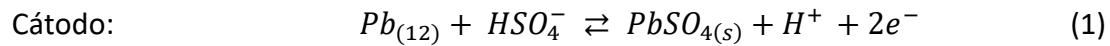
**Figura 5.** Esquema equivalente a um supercondutor magnético, adaptado de [2].

Esta tecnologia de armazenamento é caracterizada pela alta densidade de potência, tempo de resposta muito rápida, com uma densidade energética acima de 1 a 10 Wh/kg, altamente eficiente (cerca de 95%) e elevado tempo de vida [2]. Em contrapartida, os supercondutores são sistemas de armazenamento com um custo elevado associado, pois a sua fabricação e materiais têm custos elevados e requer sistemas de refrigeração avançados [4].

### 2.1.3.3. Baterias de chumbo-ácido

O armazenamento de energia em baterias de chumbo-ácido é uma tecnologia com uma longa história, sendo que por muitos anos, tem sido a tecnologia de armazenamento de energia elétrica com a melhor viabilidade técnico-económica no mercado [4]. Esta é uma tecnologia madura e com utilização extensiva na nossa sociedade como tecnologia de armazenamento de energia elétrica [9].

O princípio de funcionamento desta tecnologia é baseado em dois elétrodos, imersos numa solução de ácido sulfúrico ( $H_2SO_4$ ), em que o ânodo e cátodo são constituídos por óxido de chumbo ( $PbO_2$ ) e chumbo (Pb), respetivamente [10]. As equações químicas seguidamente apresentadas traduzem as reações químicas reversíveis que ocorrem no ânodo e no cátodo no processo da carga e descarga, sendo a descarga no sentido direto e a carga no sentido inverso.



A equação 1 traduz a reação química no cátodo no processo da descarga em que o chumbo é oxidado em sulfato de chumbo, no que liberta dois eletrões no produto desta reação [10]. No ânodo ocorre uma reação de redução, em que produz sulfato de chumbo e absorve os dois eletrões libertados pelo cátodo através de um circuito elétrico externo, como mostra a equação 2 [11]. A equação 3 traduz a reação global que ocorre nas células das baterias de chumbo-ácido, na qual são produzidas moléculas de águas como produto da reação, durante a descarga [10]. No processo da carga a reação química ocorre no sentido inverso, desde que uma diferença de potencial de fonte externa seja aplicada no circuito da célula da bateria.

A figura 6 ilustra a reação química que ocorre nas células das baterias de chumbo-ácido no processo da descarga, em que ocorre uma ligação entre o chumbo do óxido do chumbo ( $PbO_2$ ) e iões sulfatos ( $SO_4^-$ ) do ácido sulfúrico, constituindo o sulfato do chumbo ( $PbSO_4$ ) no ânodo, em simultâneo há formação do mesmo produto no cátodo através da ligação entre o chumbo e os iões sulfatos. A tensão nos terminais das células no processo da descarga diminui com a energia, isto porque a produção do sulfato de chumbo implica o consumo do ácido sulfúrico e o inverso ocorre no processo da carga [11].

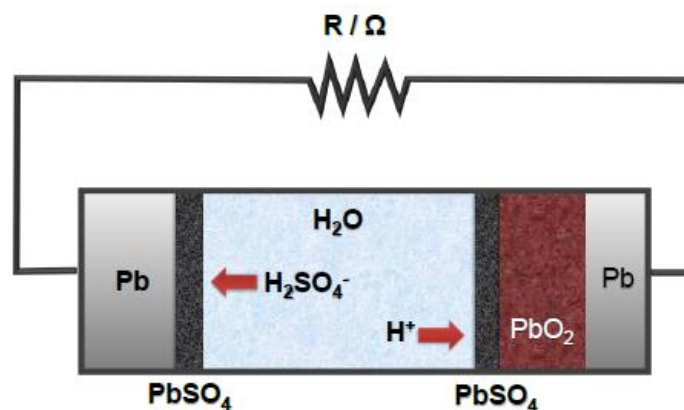


Figura 6. Circuito equivalente a uma bateria de chumbo-ácido [11].

Esta tecnologia tem custos reduzidos e apresenta densidade energética entre 50 Wh/L e 100 Wh/L, com um tempo de vida entre 250 a 2500 ciclos de carga-descarga completos, para um tempo de vida de 3 a 15 anos [9]. As suas desvantagens incluem a baixa profundidade de descarga, a baixa densidade de energia e de potência, ser constituída por substâncias tóxicas como o chumbo, com poucos ciclos de vida útil e perda de capacidade em meios com baixas temperaturas [4],[9].

#### 2.1.3.4. Baterias de níquel-cádmio e níquel-hidreto metálico

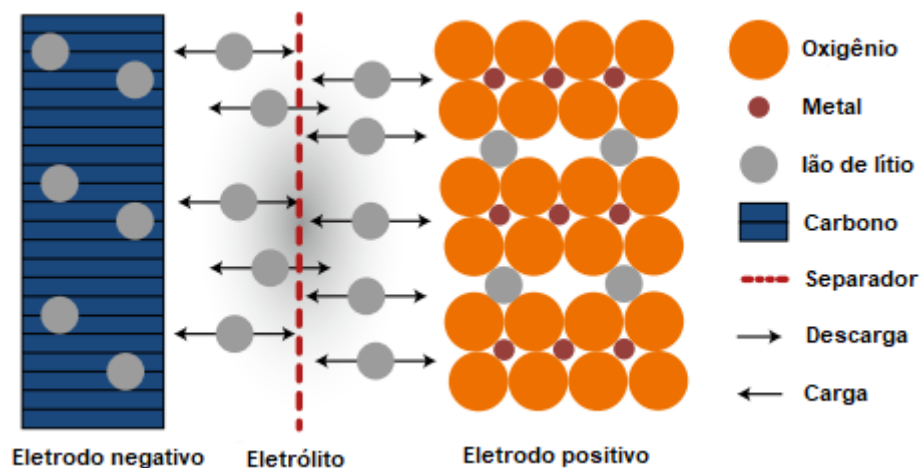
A tecnologia de níquel-cádmio foi muito recorrida entre os anos 1970 a 1990 como sistema EES. O princípio de funcionamento desta tecnologia consiste no uso de hidróxido de níquel no elétrodo negativo, o cádmio metálico como elétrodo positivo e um eletrólito constituído por hidróxido de potássio [4]. Esta tecnologia apresentou muitas desvantagens, pelo que surgiu também o níquel-hidreto metálico (Ni-MH), que apresenta menor percentagem de substâncias tóxicas, com densidade de energia maior, maior número de ciclos de operação, com menor efeito de memória, e maior capacidade comparando com as baterias de níquel-cádmio[4]. Estas duas tecnologias são consideradas maduras no mercado e apresentam altas densidades de energia, com mais ciclos de operação quando comparado com as baterias de chumbo-ácido. Apresentam, no entanto, na sua composição, substâncias altamente tóxicas e com grandes riscos ambientais [4]. Estas tecnologias de baterias foram muito utilizadas no passado como sistemas de armazenamento de energia elétrica, vindo a perder popularidade devido à competição com as baterias de chumbo-ácido no mercado a baixo custo e o crescimento das baterias de iões de lítio.

#### 2.1.3.5. Bateria de iões de lítio

As baterias de iões de lítio revolucionaram os conceitos de armazenamento de energia elétrica, trazendo uma revolução ao mercado das tecnologias de armazenamento para aplicações em residências, sistemas de serviços em grande e pequena escala. Atualmente esta tecnologia representa maior fatia das baterias elétricas para dispositivos portáteis existentes no mercado, com uma quota de 75% [12]. As baterias

de íons de lítio revolucionaram o conceito da mobilidade elétrica, que é um dos pontos focais no caminho para a descarbonização, promovendo veículos elétricos e híbridos com grandes autonomias. Este conceito tem solidificado nos últimos anos, ganhando espaço e confiabilidade no mercado, devido à capacidade e a densidade energética das baterias de íons de lítio.

O princípio de funcionamento das baterias de íons de lítio é baseado numa reação química de oxidação-redução nos elétrodos. O ânodo é constituído geralmente por carbono grafítico ( $\text{Li}_x\text{C}_6$ ), no cátodo é comum o uso de óxido de lítio metálico ( $\text{LiMO}$  -  $\text{LiCoO}_2$ ,  $\text{LiMn}_2\text{O}_4$ ,  $\text{LiFePO}_4$ , etc.) e o eletrólito é constituído por uma solução de solvente orgânico com o lítio dissolvido ou um polímero sólido [2],[13]. No processo de carga, íons de lítio são libertados do óxido de lítio metálico no elétrodo negativo, de modo a ser absorvido no ânodo, elétrodo positivo, e no processo da descarga, ocorre no sentido inverso, em que o processo da carga é denominado por intercalação e a descarga por desintercalação [2].



**Figura 7.** Ilustração do princípio de funcionamento de uma bateria de íons de lítio com cátodo constituído por metal oxidado, adaptado de [1].

A *figura 7* ilustra o princípio de funcionamento desta tecnologia e o fluxo de íons de lítio no processo da carga e descarga. Existem diferentes modelos de baterias de íons de lítio constituídos por diferentes materiais, nomeadamente na constituição do cátodo [14]. O fosfato de ferro ( $\text{LiFePO}_4$ ) e o cobalto ( $\text{LiCoO}_2$ ) são materiais básicos na constituição do cátodo e no fabrico destas baterias, uma vez que estas apresentam características mais apropriadas quanto a eficiência, densidade de potência, densidade energética,

segurança e custos [4],[14]. A *tabela 1* representa a comparação entre os principais materiais que constituem o cátodo das baterias de íões de lítio.

**Tabela 1.** Propriedades dos principais constituintes do cátodo nas baterias de íões de lítio, o que determina as diferenças entre estas tecnologias [14]. (LiMn<sub>2</sub>O<sub>4</sub> - Lítio e dióxido de manganês)

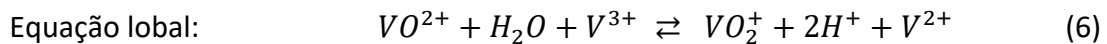
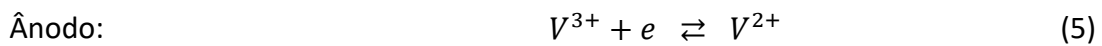
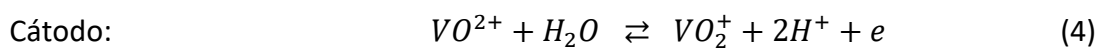
Propriedades	LiCoO <sub>2</sub>	LiMn <sub>2</sub> O <sub>4</sub>	LiFePO <sub>4</sub>
Tensão/OCV [V]	3.84	3.86	3.22
Capacidade teórica [mAh/g]	274.00	117.00	170.00
Densidade [g/cm <sup>3</sup> ]	5.05	4.15	3.60
Densidade de energia [Wh/L]	557.80	418.60	415.00
Energia específica [Wh/kg]	193.30	154.30	162.90

Estas baterias requerem um BMS (*Battery Management System*) muito avançado e possuem ainda um grande custo associado à extração e a disponibilização do cobalto e outros elementos raros [4],[14]. O cátodo da bateria de íões de lítio à base de fosfato de ferro (LiFePO<sub>4</sub>) apresenta características elétricas atrativas, com menores custos de fabrico, com eficiência elevada e maior estabilidade térmica nos ciclos [4],[14]. Atualmente, a densidade energética desta tecnologia é de 200 Wh/L a 735 Wh/L, a eficiência nos ciclos é de 92% a 96% e a profundidade de descarga (DOD) entre os 80% e 100% [9].

### 2.1.3.6. Baterias de fluxo

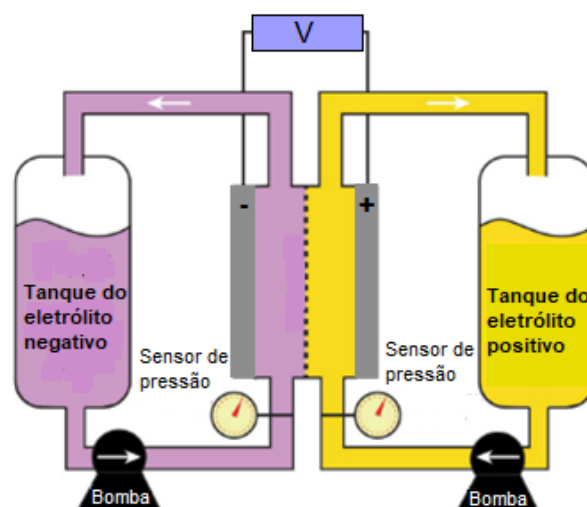
O armazenamento de energia elétrica em baterias de fluxo tem sido alvo de muita investigação e avanços tecnológicos nos últimos anos. Existem diferentes baterias de fluxo, baseadas em diferentes substâncias nas suas composições. Um exemplo de bateria de fluxo é a bateria de fluxo *redox* de vanádio (VRFB), considerada por alguns investigadores como o futuro do armazenamento de energia elétrica, principalmente nos setores industriais e em edifícios de serviços, devido à sua alta eficiência, elevados ciclos na sua vida útil, reduzida necessidade de manutenção [15].

O princípio de funcionamento desta tecnologia consiste na separação do eletrodo positivo do eletrodo negativo por meio de uma membrana permeável a prótons [2],[15]. Os eletrólitos presentes nos tanques são constituídos por uma solução de pentóxido de vanádio ( $V_2O_5$ ) e ácido sulfúrico ( $H_2SO_4$ ), em que os eletrodos são à base de carbono ou feltros de grafite [15],[16]. As reações químicas que ocorrem no ânodo e no cátodo no processo da carga e na descarga são apresentadas nas equações que se seguem, sendo que na carga a reação ocorre no sentido direto e na descarga ocorre no sentido inverso [15].



A equação 6 traduz a reação química global que ocorre na célula de uma bateria de fluxo de vanádio no processo da carga e na descarga, a troca de prótons entre os dois tanques de eletrólitos, através da membrana permeável às partículas de cargas positivas [15].

A figura 8 ilustra uma configuração equivalente a uma bateria de fluxo vanádio. O eletrólito circula entre a célula e tanques através de bombas presentes nas condutas do sistema. A capacidade de armazenamento desta bateria é diretamente proporcional ao volume dos tanques do eletrólito [2].



**Figura 8.** Esquema equivalente a configuração de uma bateria de fluxo, adaptado de[17].

A densidade energética de uma VRFB é baixa relativamente a outros sistemas EES, pelo que este fator é uma das desvantagens desta tecnologia, juntamente com o volume do sistema (relação volume/energia), o seu custo de mercado e a moderada densidade de potência [16],[17]. Por outro lado, esta bateria possui características muito atrativas, como a DOD de 100%, não possui riscos de explosão, a capacidade da bateria não degrada com o decorrer de números de ciclos, a sua eficiência é de, aproximadamente, 80%, com um tempo de vida estimado em 25 anos e é uma tecnologia de resposta rápida [9],[16].



## 2.2. Mercado e comparação das principais tecnologias de armazenamento de energia elétrica

A *tabela 2* representa a comparação das principais tecnologias de ESS, com algumas destas tecnologias que já existem no mercado e com algumas que ainda não estão suficientemente maduras, por exemplo, os *flywheels*.

A *figura 9* ilustra um gráfico da comparação de diferentes tecnologias, quanto à densidade de energia e à densidade de potência, numa escala logarítmica.

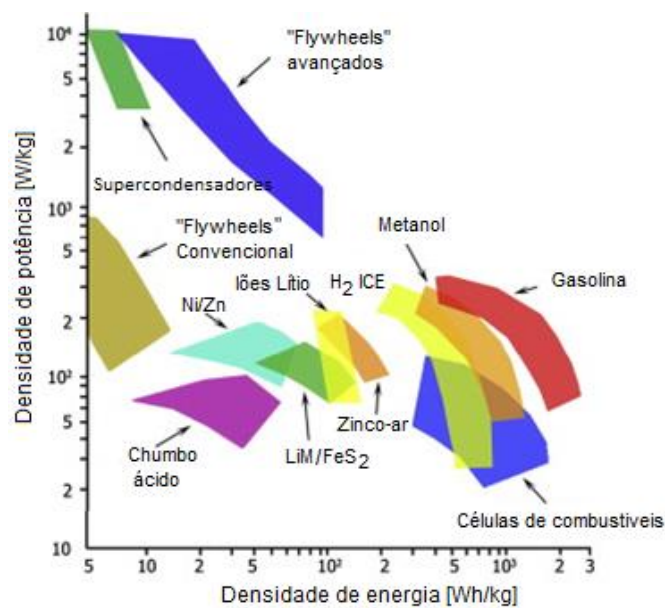
**Tabela 2.** Características comparativas das principais tecnologias ESS [2],[4],[18].

Tecnologias de Armazenamento de Energia	Eficiência [%]	Densidade Energética [Wh/kg]	Custo de Energia [\$/kWh]	Tempo de vida útil [ciclos]	Impacto Ambiental
<b>PHES</b>	75-85	0.50-1.50	5-100	10000-30000	Alto
<b>FES</b>	93-95	30-60	1000-5000	+ 20000	Nulo
<b>CAES</b>	50-89	5-100	2-100	8000-12000	Alto
<b>Iões de lítio</b>	75-97	160-200	1000-2000	1000-10000	Muito baixo
<b>Chumbo-ácido</b>	70-90	30-50	300-600	200-1800	Médio
<b>FB</b>	80-85	10-30	100	+ 1500	Baixo
<b>SCES</b>	90-95	2.50-15	200	+ 100000	Baixo
<b>Ni-cd</b>	60-65	50-75	1500	3000	Alto

PHES – Bombagem reversível nas hídricas; FES – *Flywheels*; CAES – Sistemas de ar comprimido; FB – baterias de fluxo; SCES – supercondensadores; Ni-cd – Níquel cádmio.

Com base na *tabela 2*, pode-se comparar as principais tecnologias de armazenamento de energia elétrica, tendo em conta alguns principais indicadores, e utilizá-los para determinar a viabilidade energética e económica de um ESS. A eficiência de um ESS é um parâmetro que define a viabilidade energética, isto é, a relação entre a energia descarregada de um ESS a partir de um determinado SOC e a energia necessária para

restabelecer o SOC inicial [2]. O número de ciclos, o custo e os impactos ambientais são outros parâmetros que devem ser levados em conta na avaliação global de um ESS.

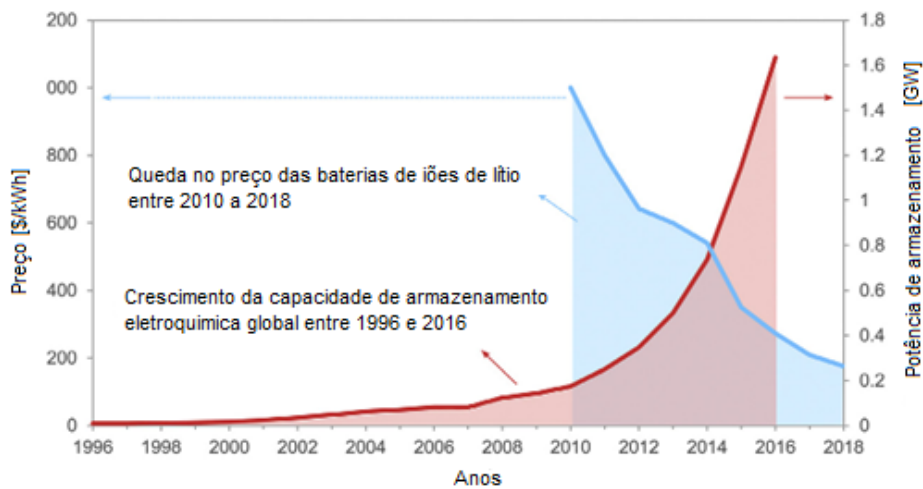


**Figura 9.** Comparação entre a densidade de potência e a densidade de energia, numa escala logarítmica, das principais tecnologias de armazenamento de energia, incluindo células de hidrogénio e combustíveis fósseis. Adaptado de [2]. (H<sub>2</sub> ICE - Motor de combustão interna de hidrogénio; LiM/FeS<sub>2</sub> – Baterias de iões de lítio metálicos; NiZn – Baterias de níquel-zinco).

Com base na *figura 9*, os supercondensadores e os *flywheels* são sistemas de armazenamento com uma densidade de potência muito alta, e conseqüentemente, são tecnologias adequadas a aplicações que necessitem de respostas rápidas em potência. Possuem baixa densidade de energia e, geralmente, baixa capacidade de energia. As tecnologias de armazenamento de energia com maiores densidades energéticas, tais como as de combustíveis fósseis e as células de combustível, possuem baixa densidade de potência, e o tempo de resposta é, geralmente, maior [2].

A capacidade instalada de sistemas de armazenamento de energia eletroquímicos aumentou de forma exponencial nos últimos anos a nível global, nomeadamente entre os anos de 2010 a 2018. Isto deve-se ao fato das baterias de iões de lítio terem revolucionado o mercado, com uma redução no seu custo de 80% entre aquele período de tempo, como consta na *figura 10* [19]. Atualmente, os sistemas eletroquímicos apresentam 64.70% da capacidade de EES instalada a nível global, onde as baterias de iões de lítio apresentam a maior fatia desta capacidade, com cerca de 27.50%, as

baterias de fluxo com 5%, as baterias de chumbo-ácido com uma fatia de 1.80% e ainda outras tecnologias com percentagens vestigiais [1].



**Figura 10.** Evolução da capacidade instalada de EES eletroquímica e a evolução do preço das baterias de íons de lítio nos últimos anos, adaptado de [19].

Cerca de 51% da capacidade de EES instalada nos últimos anos teve lugar na América do Norte, 11% na Austrália, 10% na Alemanha e 9% na Índia, sendo que metade destes investimentos é no setor de transporte, ou seja, na mobilidade elétrica, reduzindo significativamente o custo de armazenamento neste setor com a redução dos preços das baterias de íons de lítio [1].

Com base nestas análises técnicas, metodologias, aplicações, impactos ambientais/desvantagens e os seus principais indicadores, das classificações das tecnologias de armazenamento de energia, conclui-se que os sistemas mecânicos, nomeadamente os sistemas de bombagem nas hidroelétricas, representam maiores potenciais energéticos, pelo que correspondem a maior fatia da capacidade de armazenamento de energia instalada a nível global.

Conclui-se também, que as das tecnologias de armazenamento de energia eletroquímica, aumentou o índice de procura nos últimos anos, principalmente nos setores residenciais e na mobilidade elétrica, devido a um grande avanço tecnológico das baterias de íons de lítio. Os sistemas térmicos, elétricos e as células de combustíveis são tecnologias que estão constantemente em evolução e algumas delas não estão suficientemente maduras, e de um ponto de vista pragmático, atualmente possuem um baixo índice de fiabilidade.

### 3. Baterias de cloreto de sódio-níquel

#### 3.1. Introdução às baterias de cloreto de sódio-níquel

As baterias de sais fundidos, concretamente, as baterias de cloreto sódio-níquel ( $\text{NaNiCl}_2$ ), também conhecidas como ZEBRA (*Zero Emission Battery Research Activities*), foram desenvolvidas em meados dos anos de 1980 num projeto denominado ZEBRA, que tinha como objetivo desenvolver uma tecnologia de armazenamento de energia elétrica de elevada performance para aplicação no setor de transporte, nomeadamente veículos elétricos [20]. O projeto ZEBRA teve origem entre África do Sul e Inglaterra, mas as primeiras baterias foram industrializadas na Suíça pela MES-DEA, e só em 2011 a FIAMM GROUP comprou os direitos de propriedade intelectual da mesma, e tornou-se no único fabricante, denominado FIAMM FZSONICK [20].

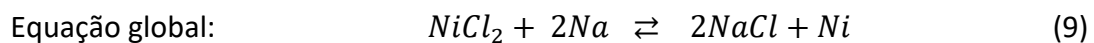
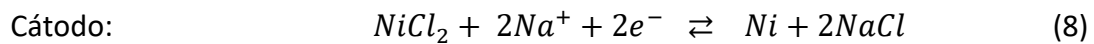
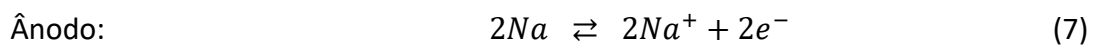
Esta tecnologia de armazenamento de energia elétrica é considerada muito promissora nas aplicações de estabilização nas redes elétricas de alta tensão devido à intermitência da energia proveniente de fontes renováveis, embora a primeira aplicação desta tecnologia tenha sido em veículos elétricos, onde apresentou bons resultados como a isenção de qualquer risco de fogo e ser resistente a choques mecânicos [20],[21]. As primeiras instalações desta tecnologia como ESS estacionária ocorreram no ano de 2010 em Itália, num circuito com 181 kWp de uma central fotovoltaica, logo a seguir em 2013 num projeto intitulado *“Grid Integration of renewable Project of the year award”* nos Estados Unidos da América, numa central fotovoltaica de 1 MWp, em França nos projetos *“INES-CEA”* e *“EDF-Colombeirs”* e em Itália numa rede de serviços [20].

#### 3.2. Funcionamento das células das baterias de $\text{NaNiCl}_2$

As baterias de cloreto sódio-níquel operam a temperaturas internas de 265 °C a 350 °C, isto porque, as células desta tecnologia estão preenchidas com sais que compõe as reações químicas a altas temperaturas, em que o ânodo é constituído por sódio ( $\text{Na}$ ), um separador de beta-alumina ( $\beta$ - $\text{Al}_2\text{O}_3$ ) que constitui o eletrólito cerâmico, que

aumenta a condutividade iônica a altas temperaturas, cerca de  $0.25 \Omega^{-1}\text{cm}^{-1}$  a  $0.4 \Omega^{-1}\text{cm}^{-1}$ , e o cátodo é constituído por cloreto de níquel ( $\text{NiCl}_2$ ) e metais dopantes [20],[21].

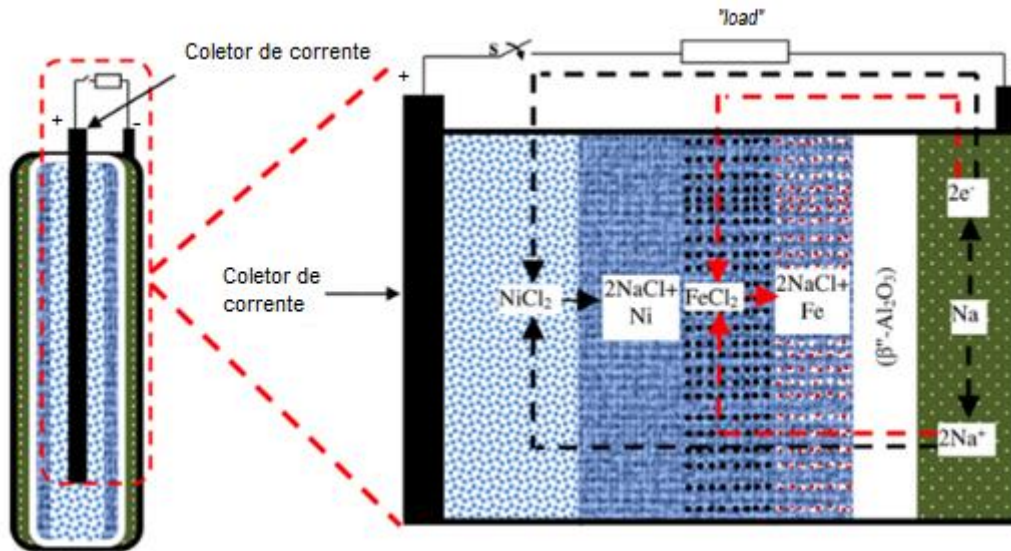
Uma célula desta tecnologia produz uma tensão de circuito aberto (OCV) de 2.58 V através da reação química reversível que ocorre internamente no processo da descarga, na qual é traduzida na *equação 9*. Estas reações químicas que ocorrem no processo da carga e descarga das células, no ânodo e no cátodo são transcritos pelas equações a seguir, em que no processo da carga a reação ocorre no sentido direto e inversamente no processo da descarga.



No processo da descarga, os íons de sódio ( $2\text{Na}^+$ ) percorrem uma certa distância do ânodo até ao cátodo, próximo do polo positivo, pelo que isto contribui para um aumento da resistência interna com o aumento da profundidade de descarga [21]. Entretanto, para conter este efeito, os materiais dopantes adicionados ao cátodo, nomeadamente o cloreto de ferro, reage com os íons  $2\text{Na}^+$  e os eletrões  $2e^-$ , de seguida a reação primária com o níquel ( $\text{Ni}$ ), com a tensão do circuito aberto associada a esta reação de 2.35 V, o que justifica a queda de tensão da bateria neste processo [21]. Esta reação química é traduzida pela seguinte equação:

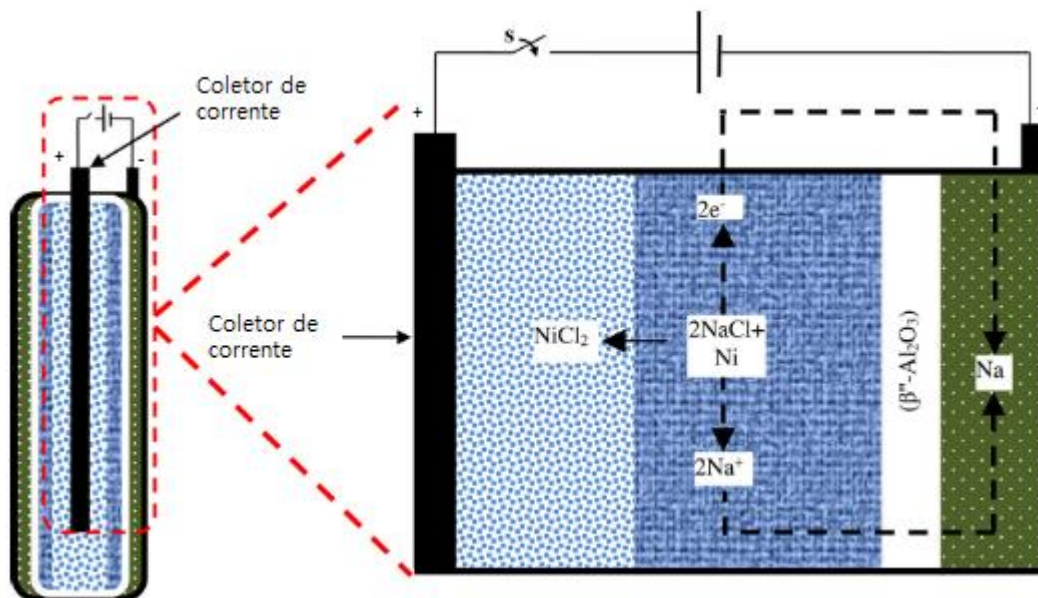


A descrição da composição e o princípio de funcionamento das células desta tecnologia é ilustrada pela *figura 11*, num processo de descarga. Na mesma, é possível identificar-se as duas reações que ocorrem dentro da célula neste processo, em que a primeira reação ocorre muito próximo do coletor de corrente e a segunda ocorre no centro do cátodo. A segunda reação química é extremamente importante na performance da célula, pois a distância de propagação do  $2\text{Na}^+$  é menor, contribuindo para diminuição da resistência interna com o aumento da profundidade de descarga [21].



**Figura 11.** Esquema equivalente a uma célula de bateria de cloreto de sódio-níquel no processo da descarga. A primeira reação química é representada pela linha descontínua preta e a segunda reação é representada pela linha descontínua vermelha. Adaptado de [21].

No processo de carga da bateria de cloreto de sódio-níquel, a reação química dentro da célula ocorre num sentido inverso à reação da descarga, ou seja, os íons de sódio ( $2Na^+$ ) e elétrons  $2e^-$  presentes no cátodo (polo positivo), deslocam-se para o ânodo da célula (polo negativo) como é ilustrada na *figura 12*.



**Figura 12.** Esquema equivalente à reação química que ocorre nas células de uma bateria de cloreto de sódio-níquel no processo da carga a altas temperaturas. Adaptado de [21].

A células destas baterias possuem um segundo eletrólito, neste caso uma solução líquida de tetracloroaluminato de sódio ( $NaAlCl_4$ ), adicionado no cátodo, que na sua dissociação, envolve na condução dos iões  $Na^+$  e  $AlCl_4^-$  entre a superfície de beta-alumina e a zona de reação do cátodo [20].

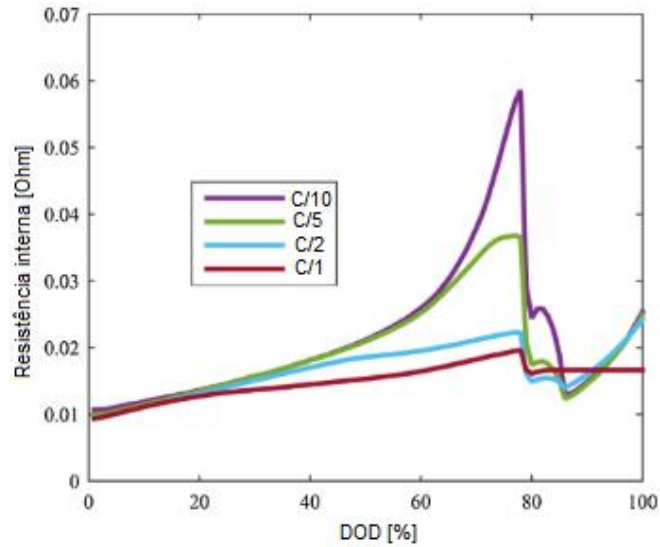
Este segundo eletrólito não participa em reações químicas de carga e descarga das células, em condições normais de operação, uma vez que atua em casos de roturas da beta-alumina para conter as falhas e reduz os efeitos das reações exotérmicas, o que poderia ser altamente perigoso [20].

A reação do eletrólito secundário com o sódio liberta cloreto de sódio e alumínio metálico ( $NaAlCl_4 + 3Na \rightarrow 4NaCl + Al$ ) a baixa pressão, que não são perigosos, corrosivos ou reativos, o que faz com que o calor das reações não gera altas pressões no invólucro e vedação da célula [20]. Além disso, o alumínio gerado atua como um curto-circuito entre o polo positivo e negativo, de modo a reduzir a resistência interna da célula e mantêm o funcionamento das várias células ligadas em serie, em caso de falhas, o que faz com que estas baterias sejam mais tolerantes em casos de falhas, mesmo que 5% a 10% das células estejam inativas [20].

### 3.3. Características gerais das células de uma bateria de $NaNiCl_2$

A profundidade de descarga das células das baterias de cloreto de sódio-níquel é proporcional à resistência interna das mesmas, ou seja, à medida que aumenta a profundidade de descarga aumenta a resistência interna. Um possível modo de aumentar a profundidade de descarga da célula em operação é aumentar a temperatura operacional, fazendo com que a condutividade iónica do separador beta-alumina aumente e conseqüentemente, a resistência terá um perfil linear [21].

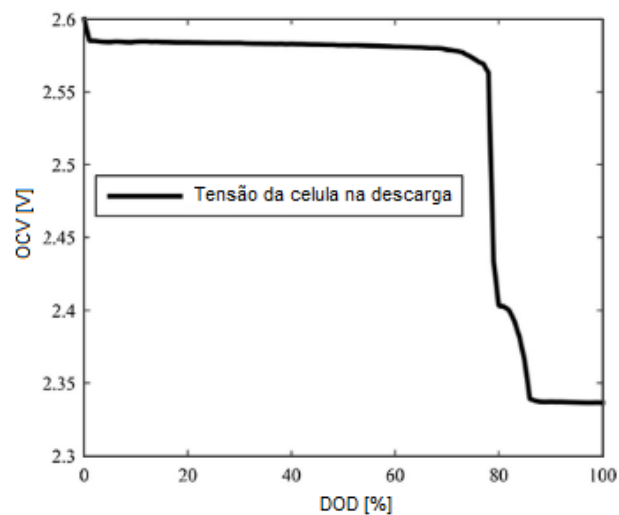
O perfil da resistência interna da bateria a temperatura operacional varia com a corrente de descarga, ou seja, quanto maior for a corrente de descarga da célula, maior é a resistência interna. Uma ilustração de perfil da resistência das células em função da DOD para determinadas correntes de descarga é ilustrada na *figura 13*.



**Figura 13.** Perfil da resistência interna de uma célula da bateria de cloreto de sódio-níquel em função da DOD, para diferentes correntes de descarga, adaptado de [21],[22]. (C/n – corrente constante de  $n$  A).

Com base no perfil da resistência interna ilustrada, para a profundidade de descarga de 80%, a resistência atinge um valor de pico, isto é, é o ponto onde a descarga elétrica de uma célula é desativada e a tensão do circuito aberto das células são mínimas antes do fim da descarga (EOD).

O perfil da tensão de circuito aberto de uma célula da bateria de cloreto de sódio-níquel em função da profundidade de descarga no processo de descarga é ilustrada pela *figura 14*, onde se pode constatar que para um valor de DOD maior ou igual a 80%, o valor de OCV diminui significativamente até atingir o valor mínimo.



**Figura 14.** Perfil da tensão de circuito aberto das células da bateria de cloreto de sódio-níquel no processo de carga e descarga da bateria, adaptado de [22].



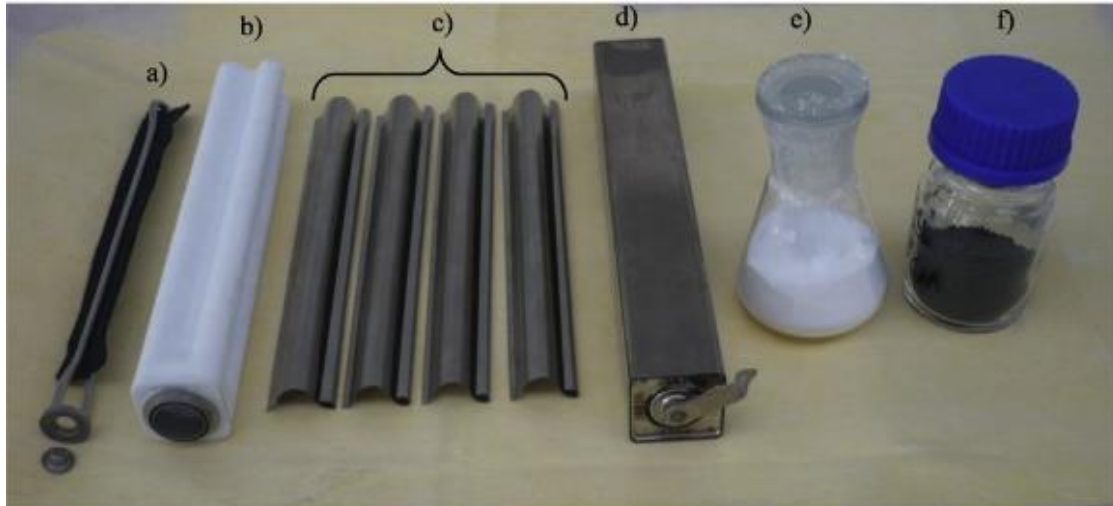
Com base no perfil da OCV e resistência interna em função da DOD, pode-se concluir que a profundidade de descarga teórica de uma célula desta bateria é cerca de 80%, dependendo da potência de descarga da mesma.

As características gerais de uma célula desta tecnologia de armazenamento de energia elétrica são representadas na *tabela 3*.

**Tabela 3.** Características gerais de uma célula de bateria de cloreto de sódio-níquel [20],[21].

Capacidade nominal	38 Ah
OCV máxima/nominal	2.60 V/ 2.50 V
OCV mínima	2.33 V
Temperatura mínima de operação	265 °C
Densidade de energia por volume	280 kWh/m <sup>3</sup>
Densidade de energia gravitacional	140 Wh/kg
Tempo de descarga nominal	3 a 5 horas
Eficiência eletroquímica	90 %
Secção lateral quadrada/comprimento	36/236 mm
Peso	0.680 kg
Ciclos de vida teórica a DOD de 80 %	4500

As células desta tecnologia de armazenamento de energia elétrica são construídas com sais e cerâmicos, nomeadamente cloreto de níquel, sódio, beta-alumina cerâmica e metais cerâmicos que constituem o polo positivo e negativo, representado na *figura 15*. Isto faz com que esta tecnologia seja altamente eficiente na sua reciclagem, superior a 50%, e economicamente viável [20].



**Figura 15.** Materiais constituintes de uma célula de bateria de cloreto de sódio-níquel, adaptado de [20]. a) Coletor de corrente de níquel; b) Eletrólito cerâmico de beta alumina; c) Perfis de aço macio; d) Invólucro; e) Tetracloroaluminato de sódio; f) Cloreto de sódio e metais.

Esta tecnologia pode vir a ser uma das principais tecnologias EES eletroquímica, devido às características energéticas atrativas e acima de tudo, por ser uma tecnologia sem impacto ambiental significativo, um dos principais requisitos das tecnologias de ESS e sistemas EES nesta fase de transição para energias limpas, com eficiência e segurança.

## 4. Instalação do sistema EES na microrrede

De acordo com a norma portuguesa, alínea e) do artigo nº 7 do decreto-lei 162/2019 de 25 de outubro, um autoconsumidor individual tem direito de instalar e operar sistemas de armazenamento de eletricidade combinados com as instalações de produção de eletricidade renovável, e segundo a alínea d) do artigo nº 7 do referido decreto, um autoconsumidor tem também o direito de consumir na instalação elétrica de utilização (IU), a eletricidade produzida ou armazenada em instalações, e entregar a produção excedente a terceiro ou à rede elétrica de serviço público (RESP).

O sistema de armazenamento de energia elétrica foi instalado numa IU/microrrede da Universidade de Évora localizada no polo da Mitra, numa das microrredes da Cátedra Energias Renováveis. Esta microrrede é constituída por uma unidade de produção de eletricidade a partir de fonte renovável, concretamente uma instalação fotovoltaica de 3.224 kWp. A instalação da bateria e do inversor na microrrede foi executada seguindo as regras técnicas de instalações elétricas de baixa tensão (RTIEBT), publicadas no decreto-lei nº 949-A/2006 de 11 de setembro, alterado pelo decreto-lei nº 252/2015, de 19 de agosto, e regulamento de segurança de redes de distribuição em baixa tensão (RSRDBT), publicado pelo decreto-lei nº 90/84 de 26 de dezembro [23].

### 4.1. Especificações técnicas do inversor e da bateria

#### 4.1.1. Inversor bidirecional

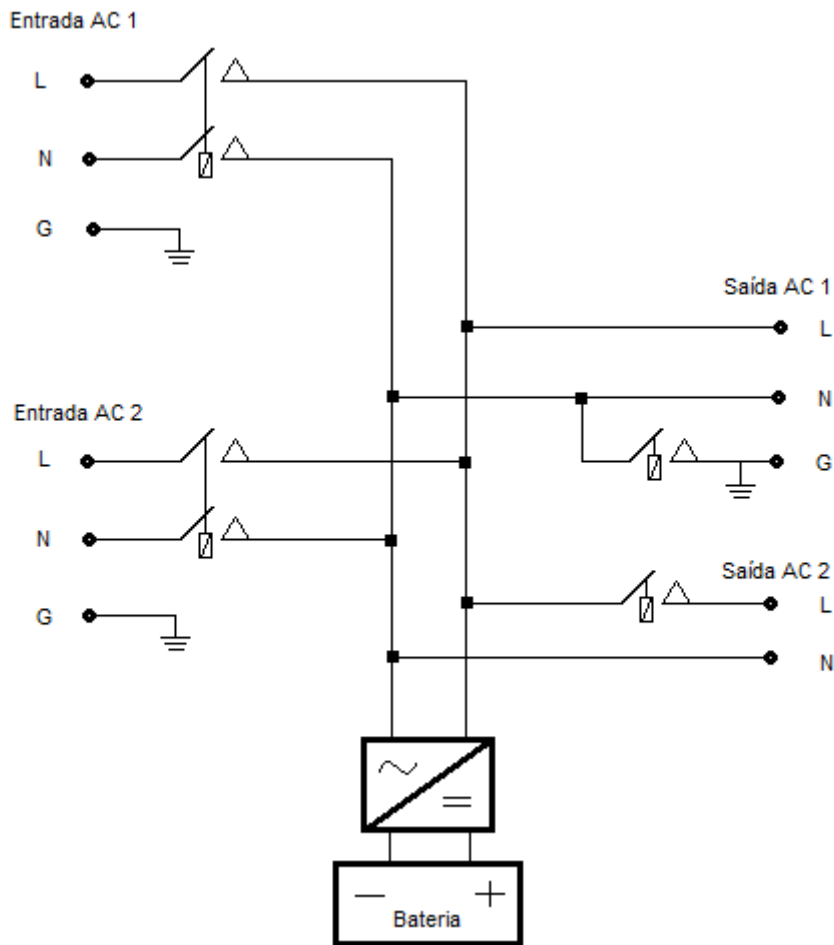
O inversor é um equipamento indispensável nas instalações elétricas fotovoltaicas e instalações elétricas com sistemas de armazenamento de eletricidade. Neste caso é um equipamento que converte a corrente alternada (AC) numa corrente contínua (DC) e vice-versa. Na presente instalação, o inversor com características elétricas compatíveis com as da bateria selecionada é um *MultiGrid 48/3000/35-50* bidirecional da *Victron Energy*, que é um equipamento comercial e certificado para instalações no espaço europeu conforme consta na Diretiva EMC 2014/30/UE (Diretiva europeia que garante que um dispositivo elétrico ou eletrónico não emite radiação eletromagnética e nem é

afetado pela radiação eletromagnética de outros equipamentos), a Diretiva de baixa tensão 2014/35/UE (Diretiva europeia que tem como principal objetivo garantir que os equipamentos elétricos comerciais cumpram com os requisitos de modo a garantir a segurança pessoal, animal e nas instalações domésticas) e a Diretiva 2011/65/UE (Diretiva europeia que restringe o uso de substâncias perigosas) [24].

A *tabela 4* apresenta as especificações técnicas do inversor bidirecional utilizado.

**Tabela 4.** Especificações técnicas do inversor bidirecional *MultiGrid 48/3000/35-50* [25].

<b>No modo inversor</b>	
Tensão nominal DC	48 V (38 V a 66 V)
Tensão e frequência de saída	230 V AC   50 Hz $\pm$ 1
Potência de saída contínua a 25° C	3000 VA
Potência máxima	6000 W
Eficiência	95%
Consumo em vazio	25 W
<b>No modo carregador</b>	
Tensão AC	187 V a 265 V
Frequência de entrada	45 Hz a 65 Hz
Tensão de carga em absorção	57.6 V
Tensão de carga lenta	55.2 V
Tensão no modo EES	52.8 V
Corrente nominal de carga	35 A



**Figura 16.** Esquema elétrico equivalente à ligação do inversor no circuito de corrente alternada/microrrede. (L – fase; N – neutro; G – terra).

A *figura 16* ilustra o esquema elétrico equivalente à ligação AC do inversor bidirecional e as configurações padrões para determinadas aplicações. As entradas AC 1 e 2 são configuradas para aplicações bidirecionais, ou seja, para introduzir ou retirar energia da bateria, através de um relé e um ponto de controlo de potência proveniente da rede ou de uma instalação fotovoltaica e, se estiver em modo bidirecional, pode-se retirar uma certa potência da bateria para a rede por estes canais. Já as saídas AC 1 e 2 são configuradas para aplicações nas unidades de produção de autoconsumo (UPAC), ou seja, saídas de potência do inversor para o consumo, tendo origem do sistema de armazenamento, da rede ou de instalação fotovoltaica. A saída AC 1 permite o acoplamento de serviços de consumo constante de eletricidade à instalação de modo a garantir a melhor gestão dos sistemas, nomeadamente nas UPACs.

Na presente instalação elétrica, o lado AC do inversor foi ligado à microrrede elétrica, pelo que apenas o canal de entrada 1 está conectado, isto é, usa-se este canal para dar entrada de energia no inversor no processo de carga da bateria e para injetar energia na microrrede elétrica no processo de descarga da bateria. A *figura 17* ilustra o inversor bidirecional da *Victron Energy* utilizado na instalação, com dimensões de 362 mm x 258 mm x 218 mm e 18 kg.



**Figura 17.** O inversor bidirecional *MultiGrid 48/3000/35-50* da *Victron Energy* utilizado na instalação.

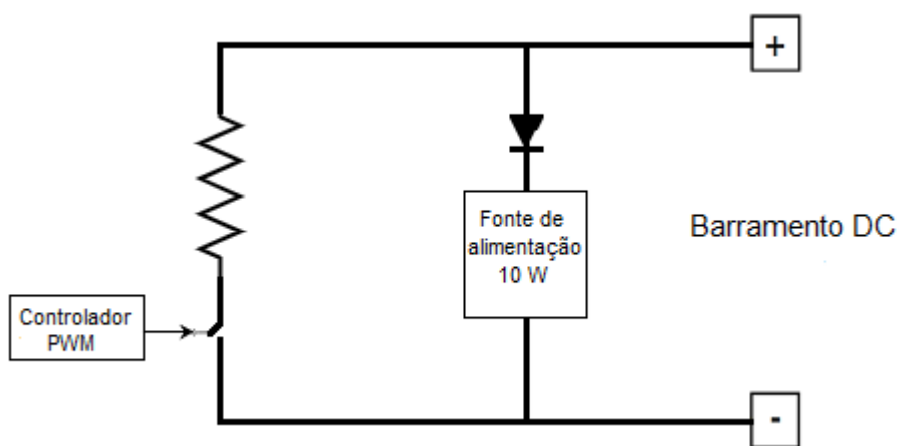
#### 4.1.2. Bateria de cloreto de sódio-níquel

A bateria selecionada para instalação foi então uma bateria de sais fundidos, cloreto de sódio-níquel, *FZSoNick* modelo 48TL160, e as suas características elétricas são representadas na *tabela 5*. No processo de aquecimento inicial, a bateria consome cerca de 180 W, com uma tensão nos terminais de 53 V a 59 V. A bateria possui um conjunto de eletrónica de potência na sua entrada que determina o estado da bateria, ou seja, o BMS da bateria mantém o relé interno do conversor DC-DC da bateria aberto no processo de aquecimento até que a temperatura interna atinge o valor mínimo de operação. Nesta fase a bateria é uma carga resistiva pura com um sistema de aquecimento controlado por comutador PWM (*Pulse-Width Modulation*) a 300 Hz [26]. A *figura 18* e a *figura 19* ilustram o esquema elétrico equivalente da bateria no processo de aquecimento e no processo da carga e descarga.

**Tabela 5.** Especificações técnicas da bateria *FZSoNick* modelo 48TL160 utilizado como sistema EES [26].

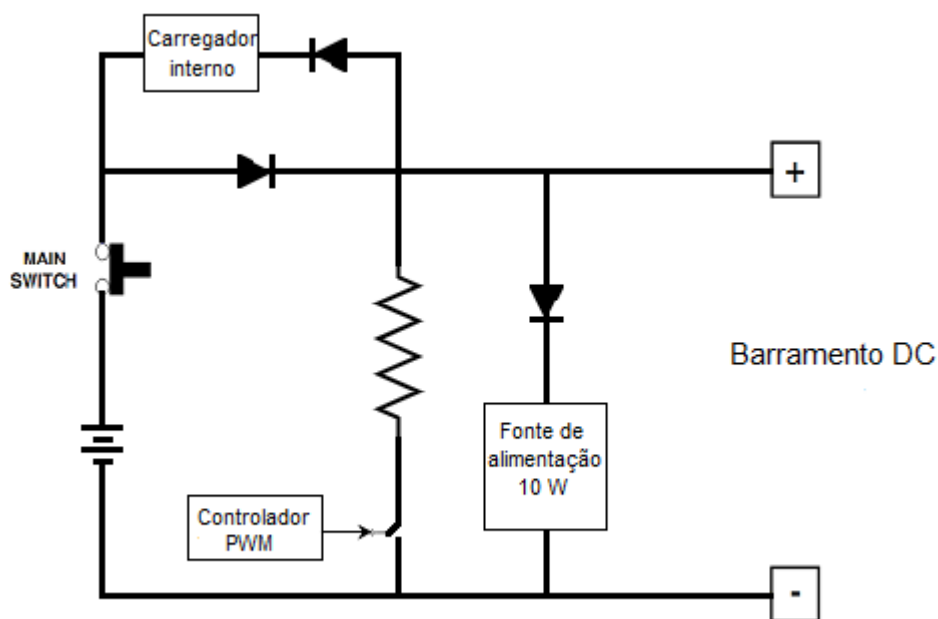
Tensão de aquecimento	53 – 59V
Potência de consumo no aquecimento	180 W
Tensão nominal	48 V
Capacidade nominal	160 Ah
Energia nominal	7.6 kWh
Tensão EOD	40 V
Corrente máxima de carga	32 A
Potência máxima de carga	1709 W
Potência de consumo em <i>stand-by</i>	50 W
Temperatura ambiente de operação	-20 a +60 °C

O princípio de funcionamento da bateria no processo de aquecimento é ilustrado pela *figura 18* através de um esquema elétrico equivalente. Como referido anteriormente, nesta fase de operação a bateria é uma carga resistiva pura. Teoricamente, o tempo de aquecimento da bateria até atingir a temperatura operacional (265 °C) é de 14 horas. No capítulo de análise de resultados são apresentados valores medidos relativos a esta fase de aquecimento.



**Figura 18.** Esquema elétrico equivalente da bateria no processo de aquecimento [26].

Depois de estabelecimento da temperatura mínima de operação da bateria, dá-se o procedimento de carga ou descarga da bateria de acordo com o SOC e função implementada, isto é, o BMS na entrada da bateria fecha o relé do conversor DC-DC que liga o carregador interno e o terminal das células. A *figura 18* ilustra o esquema elétrico equivalente da ZEBRA no estado de operação após a fase de aquecimento, em que é possível identificar o *main switch*, que é o relé automatizado para o acionamento do carregador interno em transição de estado de operação, nomeadamente no fim do aquecimento, o fim da carga (EOC) e descarga.



**Figura 19.** Esquema elétrico equivalente da bateria no processo de carga e descarga, à temperatura de operação. A eletrónica de potência à entrada/saída protege a bateria em caso de altas tensões e altas correntes, por intermédio de fusíveis eletrónicos [26].

A bateria *FZSoNick 48TL160* utilizada na instalação como sistema EES ilustra-se na *figura 20*. Este modelo tem 496 mm de comprimento, 558 mm de largura, 320 mm de altura e um peso de 95 kg. O BMS está equipado com um *display* e *led* com código de cores de informação do estado da bateria, parâmetros elétricos, SOC e temperatura interna da bateria.





**Figura 20.** Bateria de cloreto de sódio-níqueu/ZEBRA *FZSoNick* 48TL160 utilizado na instalação.

#### 4.2. Equipamentos e instrumentos utilizados na instalação EES

Na instalação deste sistema de armazenamento de energia elétrica foram utilizados equipamentos e instrumentos de medições analógicas e digitais, de modo a conseguir os objetivos do presente trabalho. O controlo e automatização da instalação é um dos objetivos deste trabalho e é de extrema importância na otimização da performance de operação do inversor e da bateria na instalação elétrica de utilização/microrrede. Para a caracterização e ensaio desta bateria é crucial dotar o sistema de instrumentação e monitorização de todos os parâmetros da bateria, do inversor, da microrrede elétrica, do local onde se localiza e dos equipamentos que constituem a instalação de modo a conseguir uma automatização da mesma, através de linguagens digitais de programação.

Os equipamentos e instrumentos de medida que foram utilizados nesta instalação, além da bateria *FZSoNick* e do inversor *MultiGrid*, são:

- Uma resistência de precisão de 150 A/ 60 mV;
- Cabos de 50 mm<sup>2</sup> de secção para ligação DC;
- Cabos de ligação AC monofásica;
- Cabos de rede RS485 para comunicação;

- Um conversor TCP 1RS+ (Circutor);
- Um analisador de rede CVM-1D monofásico (Circutor);
- Dois disjuntores de quadro elétrico;
- 3 Termopares;
- Um *datalogger Keysight 34972A*;
- Um fusível de 100 A;
- Um *Color control GX (Victron Energy)*;
- Cabos USB do tipo B;
- Cabo MK3-USB interface (*Victron Energy*).

A resistência de precisão é um instrumento muito importante no circuito entre a bateria e o inversor para medição dos parâmetros elétricos, através da lei de *Ohm*. O *datalogger* é um equipamento de aquisição e medição de parâmetros elétricos (tensões) e ambientais da instalação, nomeadamente temperatura, através de termopares. Outros equipamentos, como o conversor TCP 1RS+, os cabos RJ45, cabos USB e o *Color control GX* são equipamentos usados na estrutura de comunicação na instalação, através de um protocolo *Modbus TCP IP* e comunicação série (*protocolo visa, protocolo Modbus RTU e protocolo Modbus Ascii*).

O *Color Control GX* é um acessório do inversor *MultiGrid* que serve de placa mãe de controlo e adaptador de comunicação, através de protocolo *série, RTU e TCP IP*.

No capítulo de comissionamento do sistema na microrrede será explicado detalhadamente o processo de comunicação da instalação e o *software* de interface desenvolvido em *LabVIEW*, comunicação esta que interliga a medição e leitura de todos os equipamentos aqui mencionados.

A *figura 21* ilustra os principais equipamentos utilizados na instrumentação e comunicação da instalação.



**Figura 21.** Equipamentos de aquisição, instrumentação e comunicação utilizados na instalação do sistema EES, no circuito de corrente alternada e circuito de corrente contínua. a) *Datalogger*; b) Conversor TCP 1RS+ e analisador de rede CVM-1D; c) Resistência de precisão e fusível de proteção; d) *Color Control GX*.

O *datalogger* é um equipamento importante neste sistema, uma vez que todos os equipamentos de leitura analógica estão ligados a este equipamento, que possui a funcionalidade de um ADC (*Analogic Digital Converter*) de alta resolução. Os parâmetros elétricos da resistência de precisão, temperaturas nas superfícies externas da bateria e ambientes, tensão nos terminais da bateria, são alguns exemplos de medições analógicas convertidas em sinais digitais pelo *datalogger* e processados no *software* de controlo.

O analisador de rede CVM-1D é um instrumento de medida de *input* analógico e *output* digital. Nesta instalação faz a medição todos os parâmetros elétricos do lado AC deste sistema, no processo de carga e descarga da bateria.

### 4.3. Instalação da bateria e do inversor na microrrede

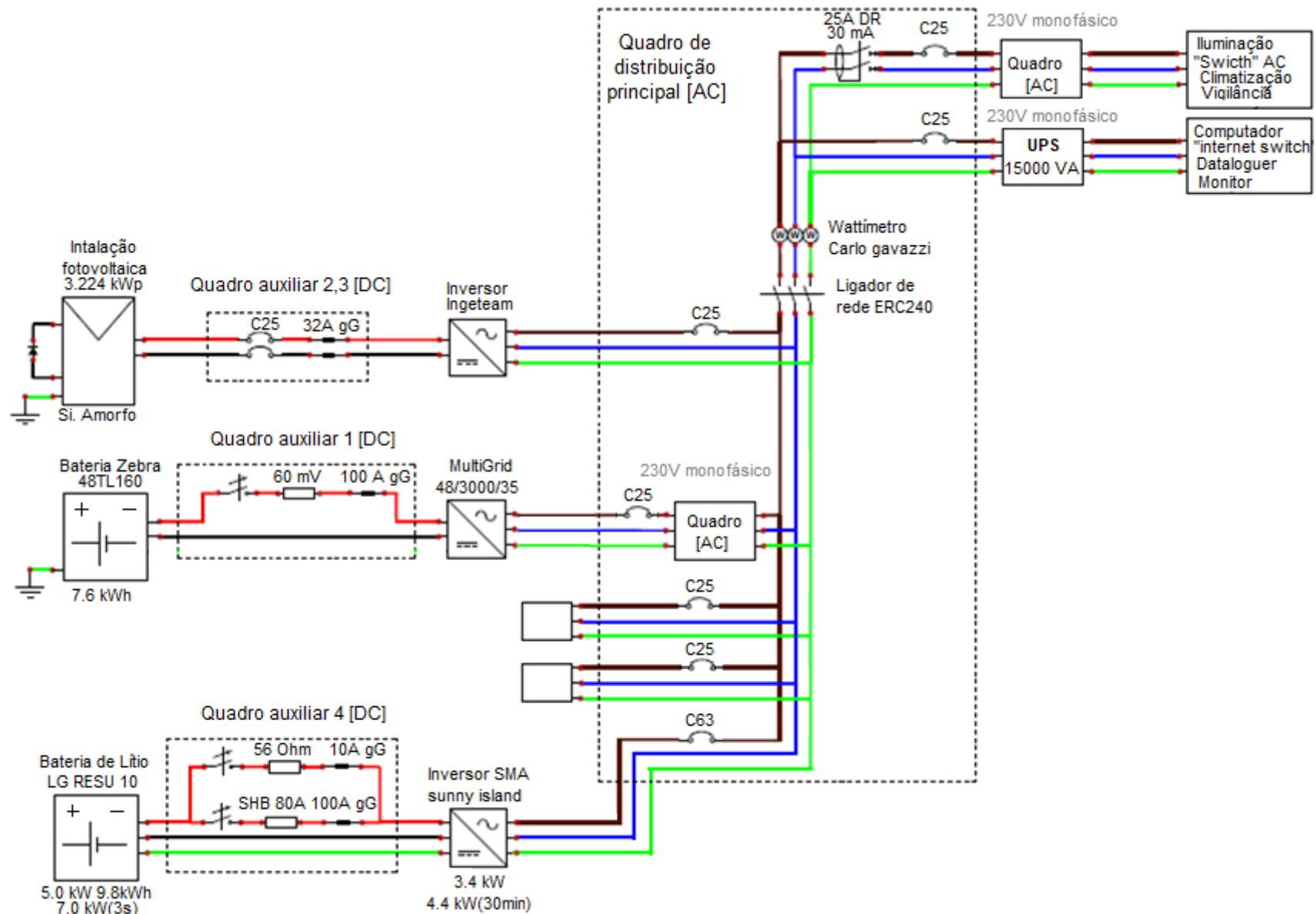
A bateria e o inversor foram instalados na microrrede no decorrer deste trabalho, com a colaboração da equipa de investigação da Cátedra Energias Renováveis da Universidade de Évora.

A instalação inclui todos os equipamentos apresentados na secção anterior de modo a instrumentar a mesma, garantindo o controlo e automatização deste sistema de armazenamento de energia eléctrica. A *figura 23* ilustra o esquema eléctrico equivalente da microrrede da plataforma de ensaios de baterias. Um dos elementos principais desta microrrede é o sistema solar fotovoltaico de 3.224 kWp, composto por duas *strings* de módulos de silício amorfo, como ilustra a *figura 22*, *acoplados a um inversor da marca Ingeteam*.

Os equipamentos de utilização, iluminação, sistema de climatização e UPS estão ligados ao quadro de distribuição principal de energia. Por fim, dois sistemas EES estão instalados na microrrede, uma bateria da tecnologia de iões de lítio sincronizada com um inversor SMA *Sunny Island* e a bateria de sais fundidos/ZEBRA e o inversor *Multigrid*.



**Figura 22.** Instalação fotovoltaica de 3.224 kWp na plataforma de ensaios de baterias na Cátedra de Energias Renováveis da Universidade de Évora.



**Figura 23.** Esquema elétrico equivalente da instalação de utilização/microrrede para ensaios de baterias localizado no Polo da Mitra da Universidade de Évora.

O esquema elétrico ilustrado na *figura 23*, representa detalhadamente a instalação da bateria e o inversor na microrrede de acordo com regras técnicas de instalações elétricas de baixa tensão e regulamento de segurança de redes de distribuição em baixa tensão, como referido anteriormente.

A climatização do espaço da instalação é realizada por um aparelho de ar condicionado com rearme automático, devido à diversidade de tecnologias de EES presentes na plataforma, isto é, é necessário controlar a temperatura ambiente já que a bateria de sais fundidos é uma tecnologia de alta temperatura, e a bateria de iões de lítio é uma tecnologia em que a sua performance é influenciada pela temperatura do meio. Assim, justifica-se o sistema de climatização do espaço e acoplamento de termopares nas baterias e no espaço, de modo a conseguir um controlo eficaz, medir as perdas térmicas da ZEBRA e controlar a potencial influência sobre a bateria de iões de lítio.

A instalação real da bateria ZEBRA e o inversor bidirecional na microrrede é ilustrada na *figura 24*.



**Figura 24.** Bateria ZEBRA e o inversor *MultiGrid* instalado na IU na plataforma de ensaios de baterias.

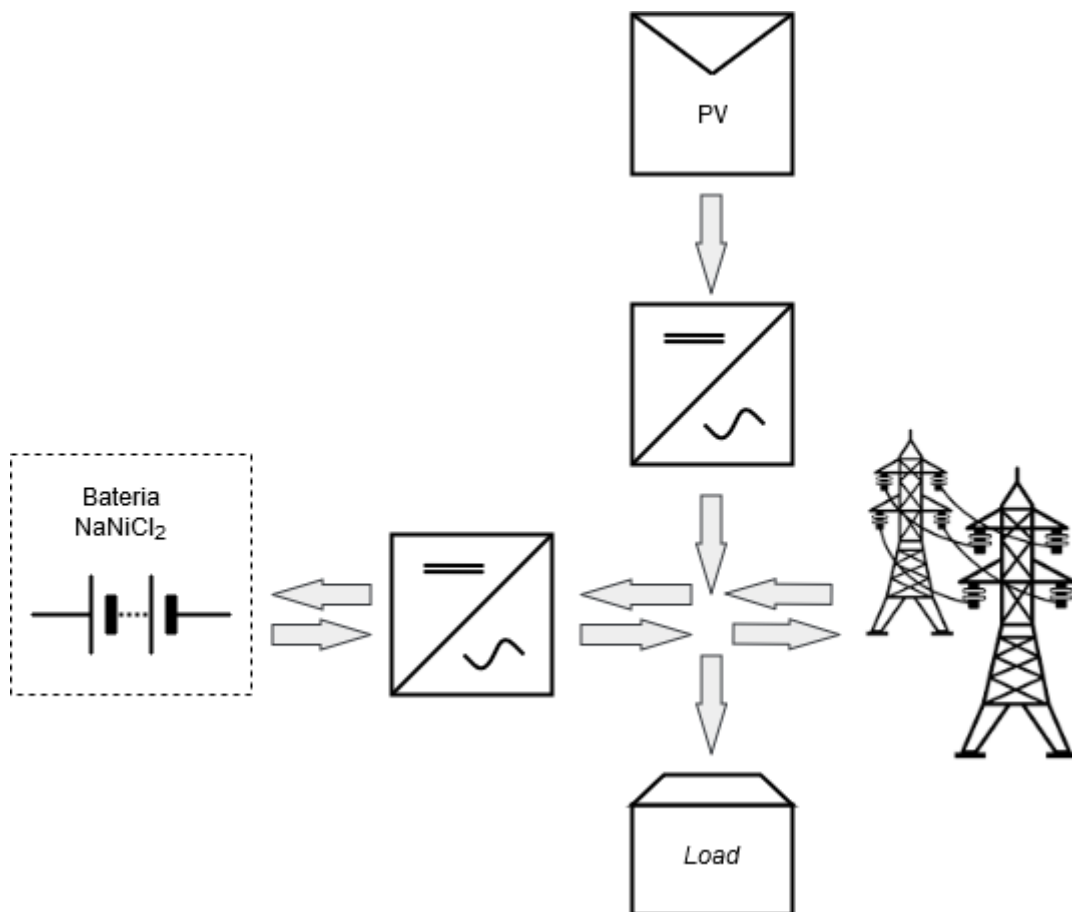
Depois da instalação da bateria e inversor o sistema foi acionado para monitorizar os ensaios iniciais da bateria, inversor, acessórios da instalação e *software* de controlo.

Através dos primeiros registos de parâmetros elétricos monitorizados após o aquecimento da bateria, foi diagnosticado que havia ondulação de tensão contínua entre o inversor e a bateria, superior ao limite da eletrónica de potência da bateria na entrada do conversor DC-DC e superior ao limite do inversor. O sistema emite um alarme para diagnóstico de *ripple DC* igual ou superior a 1.2 V e interrompe a operação para tensão de *ripple DC* igual ou superior a 1.5 V, impedindo a carga da bateria.

Face a este problema e à sensibilidade da eletrónica de potência da bateria, foi constatado que a mesma não autorizava a carga da bateria, ou seja, o relé interno não fechava devido à elevada tensão de *ripple*. Um dos métodos de colmatar a tensão de *ripple* no lado DC do sistema é a introdução de um filtro capacitivo, neste caso o acoplamento de um condensador paralelamente à fonte de corrente contínua. Assim e após aconselhamento junto do fabricante da bateria foi feita uma nova configuração elétrica entre o inversor e a bateria. O dimensionamento do condensador (0.1F, 100V) foi realizado pelo fabricante da bateria, que ensaiou esta solução anteriormente.

A configuração da ligação do inversor com a rede elétrica de serviço público (RESP), é assegurada de acordo com o código de rede de Portugal, e seguindo a norma VDE-AR-N 4105:2018-11 *internal NS protection* (regras de ligação de um gerador na rede elétrica de baixa tensão), que visa isolar o sistema EES da RESP, em caso de falhas técnicas da RESP. Esta norma, estabelece e configura o canal AC do inversor, de acordo com limites de operações e parâmetros elétricos da RESP do país, nomeadamente, a frequência, tensão, fator de potência, potência reativa e o tempo de ligação em caso de falhas. Num processo de injeção de energia na microrrede, os parâmetros elétricos do inversor, devem seguir o código de rede do país.

A *figura 25* representa o esquema simplificado de fluxo da energia elétrica entre a bateria de cloreto de sódio-níquel, inversor e microrrede.



**Figura 25.** Fluxograma de fluxos de energia elétrica entre a bateria de cloreto de sódio-níquel, inversor bidirecional e microrrede no processo da carga e descarga.

#### 4.4. Avaliação do custo do sistema EES instalado

O armazenamento de energia elétrica em baterias eletroquímicas é um processo em constante evolução a nível tecnológico no sentido de reduzir os custos destas tecnologias e o custo de armazenamento de energia elétrica em grandes e pequenas escalas, quer nas aplicações residenciais ou na mobilidade elétrica, sem pôr em causa as preocupações ambientais. É neste contexto que há necessidade de análises económicas nos projetos de armazenamento de energia elétrica com diferentes tecnologias, para avaliar a viabilidade económica de projetos antes de tomar qualquer decisão.

A *tabela 6* representa os custos de aquisição desta bateria de sais fundidos e inversor *MultiGrid* instalados como sistema EES, assim como os restantes equipamentos necessários.



**Tabela 6.** Lista de aquisição de equipamentos para a instalação de um EES baseado em bateria de sal fundido.

Equipamentos adquiridos	Custos [€]
Bateria <i>FZsonick</i> 48TL160	4990.00
Inversor <i>MultiGrid</i> 48/3000/35-50	727.35
<i>Color Control GX</i>	341.90
Condensador 0.10F 100V	69.10
Cabo <i>interface MK3-USB</i>	45.50

Nesta lista não se consideraram equipamentos ou consumíveis pré-existentes, como cabos elétricos, analisador de rede, conversor TCP IP 1RS+, datalogger, etc. A instrumentação adicional não seria necessária em contexto não experimental/investigação.

Com base na *tabela 6* pode-se fazer uma análise de custo simples da instalação desta bateria de sais fundidos como sistema EES, excluindo os custos de operação e manutenção do sistema e pequenos custos com cablagem elétrica (devido às curtas distâncias). O custo teórico de armazenamento de energia do sistema instalado apresenta-se na *tabela 7*, assim como o custo da capacidade instalada e o custo da energia teórica útil.

**Tabela 7.** Avaliação de custos da capacidade de sistema instalado e custo teórico de armazenamento de energia no sistema instalado.

Custo total da instalação [€]	6173.85
Custo da capacidade teórica instalada [€/Ah]	38.59
Custo de armazenamento da energia teórica [€/kWh]	812.35
Custo de armazenamento da energia útil [€/kWh] *	1015.44

\* Considerando uma capacidade útil de 80%.

Com base nestes valores, o custo de armazenamento de energia elétrica nesta tecnologia segue o intervalo de custos teóricos apresentados pelos fabricantes, que é

um valor ainda elevado. Isto deve-se ao fato de existir um único fabricante desta tecnologia a nível global e por se encontrar numa fase inicial da aposta neste sistema [1]. A perspetiva do custo de armazenamento de energia elétrica nesta tecnologia em 2030 é de 119 €/kWh a 183 €/kWh [1].

## 5. Comissionamento do sistema EES na microrrede

Este capítulo aborda uma fase mais avançada da dissertação, que é o desenvolvimento de um modelo de controlo de operação do sistema de armazenamento de energia elétrica instalado na microrrede, concretamente, o desenvolvimento do *software*, comunicação dos equipamentos, automatização do sistema EES e o controlo do SOC da bateria no tempo real de operação.

### 5.1. *Software* de comunicação, controlo e automatização do sistema EES

O controlo e automatização deste sistema de armazenamento de energia elétrica é um dos objetivos deste trabalho. A instrumentação da instalação foi dimensionada com o intuito de otimizar o controlo e automatização de operação da bateria e inversor na microrrede.

Para um controlo externo dos parâmetros elétricos entre a bateria e o inversor, ou seja, no lado DC do inversor, foi instalada uma resistência de precisão entre a bateria e o inversor. Os parâmetros elétricos medidos pela resistência de precisão são lidos no *datalogger* e os parâmetros elétricos no lado AC do inversor na entrada e na saída para microrrede, são monitorizados através do inversor e analisador de rede acoplado no quadro de distribuição AC, neste caso o CVM-1D e o TCP 1RS+.

A temperatura da superfície externa da bateria (no topo e na lateral) e a temperatura ambiente, são medidas através de termopares e lidos no *datalogger*. O controlo da temperatura interna da bateria é obtido através do BMS da bateria.

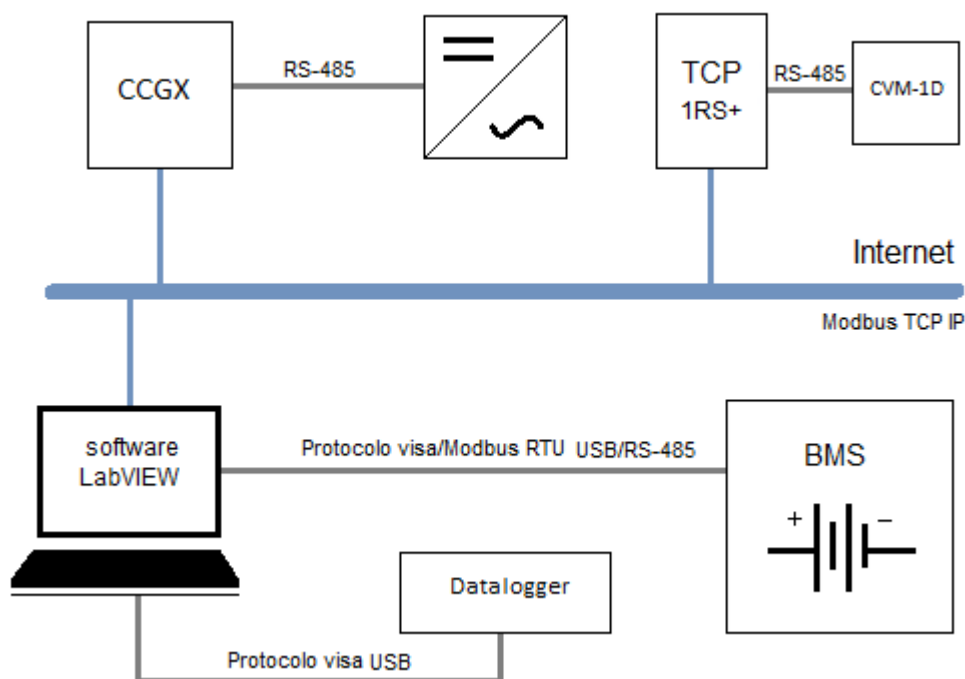
Após a ligação de todos os equipamentos supramencionados, foi pedido aos Serviços de Informática que fixassem os Protocolos de *Internet* (IP) do inversor e do CCGX na rede interna da universidade. Posteriormente a essa fase, estes equipamentos são ligados a um *switch* através de um cabo de ethernet, criando uma comunicação local, através do qual é estabelecida a comunicação efetiva entre a unidade de controlo (o computador com o *software*) e os equipamentos. Este controlo abre ligação com estes IPs fixos através de determinadas portas, efetua a leitura ou escreve informação nestes canais, e após estas ações fecha a comunicação.

Este *software* utilizado para controlar o sistema EES, foi desenvolvido em ambiente *LabVIEW (Laboratory Virtual Instrument Engineering Workbench)*, que é uma linguagem de programação gráfica, modular e muito prática em medições e automação [27].

É usado o protocolo *Modbus*, que é um método de comunicação de dados utilizado em controladores lógicos para aquisição de sinais, em que a transferência de dados pode ser feita através de barramento USB, RS-232, RS-485 ou através de IPs [27]. A comunicação *Modbus* baseada em barramento USB, RS-232 e RS-485 pode ser RTU ou ASCII (correspondente ao protocolo *Visa*), e na comunicação *Modbus* TCP IP o meio de transmissão é baseado na internet, como consta no *anexo 1* [27].

A comunicação entre o *Color Control GX* e o *software* é feita através do protocolo *Modbus* TCP IP. O inversor e o *Color Control GX* comunicam-se por cabo de internet RJ45, uma vez que este é um adaptador de comunicação do inversor. Outra comunicação da instalação é entre o conversor TCP 1RS+ e o *software* através do protocolo *Modbus* TCP IP, usando um endereço fixo do equipamento na rede de *internet* para obtenção regular dos parâmetros elétricos da microrrede no processo de carga e descarga da bateria.

A comunicação entre o *datalogger* e o *software* é assegurada pelo barramento USB através do protocolo *Visa*, e por fim, o protocolo *Modbus* RTU e *Visa* são usados para comunicação com o BMS da bateria para aquisição de informações da bateria, nomeadamente a temperatura interna e os alarmes por ela emitidos. O esquema equivalente de comunicação do sistema EES é representado na *figura 26*.



**Figura 26.** Esquema equivalente a configuração da comunicação da instalação. (CCGX – Color Control GX).

Com base na *figura 26* é possível verificar que não há qualquer protocolo de comunicação entre a bateria e o inversor, como é normalizado nas baterias de armazenamento elétrico no mercado, isto porque, estes modelos de bateria de sais fundidos não comunicam com nenhum inversor comum existente atualmente no mercado. Não existe nenhuma configuração *standard* de comunicação desta tecnologia com inversores presentes no mercado, como é o habitual. Isto deve-se ao fato desta bateria de sais fundidos ser uma tecnologia incomum no mercado, ou seja, esta bateria ainda é uma tecnologia pioneira e obviamente, ainda não existem inversores ou configurações *standard* nos inversores para configuração pelos consumidores (instaladores) no mercado.

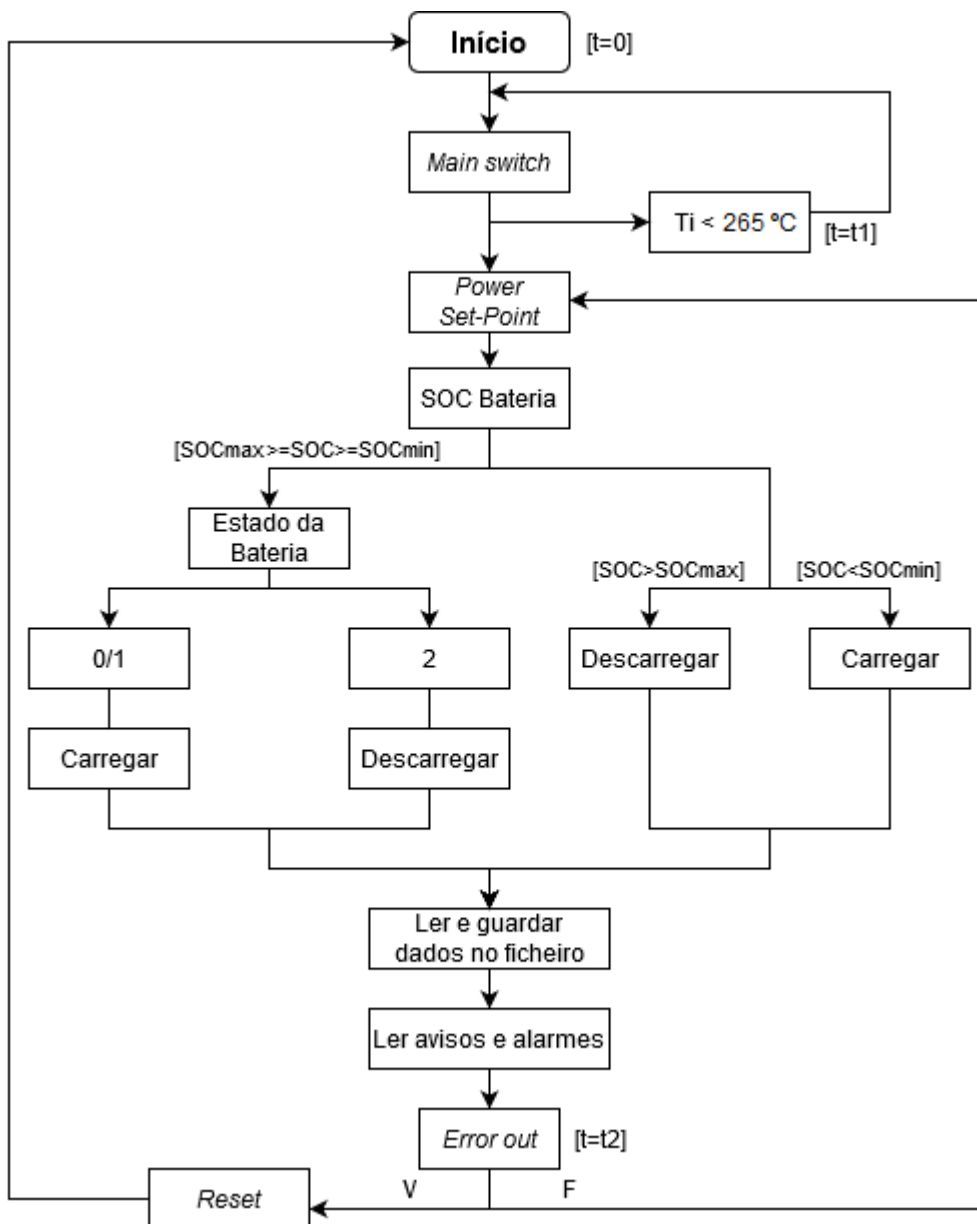
Face a este problema, que representou um desafio e de muito trabalho adicional para comissionar esta bateria, foi necessário ter um modo eficaz de controlar a bateria e o inversor através de uma comunicação independente e externa de cada equipamento por intermédio do *software* desenvolvido. Assim a comunicação entre a bateria e o inversor é administrada pelo *software LabVIEW*, ou seja, todas as informações relativamente ao estado de operação da bateria são lidas e processadas pelo *software*

e em seguida são enviadas ao *Color Control GX*, acompanhada de comandos para efetuar qualquer ação relativamente ao estado da bateria, de uma forma automática e em tempo real.

O controlo de potência da carga e da descarga da bateria, que é uma das condições de fronteira chave e que é inicialmente definida pelo operador na interface do *software*, obtém-se através do protocolo de comunicação externa com as portas programáveis do inversor, em que é definido um valor da potência de entrada ou de saída numa das portas bidirecionais do lado AC do inversor. Com um valor de potência negativa o inversor cede energia à rede, equivalente à descarga da bateria e com um valor de potência positiva o inversor recebe energia da rede, equivalente à carga da bateria. Neste trabalho, este ponto de controlo de potência é denominado de *power set-point*.

Para a comunicação com o inversor e obtenção da informação de todos os parâmetros através do protocolo *Modbus TCP IP*, foi utilizada uma lista correspondente aos endereços de registos de cada parâmetro que pode ser lido ou escrito, fornecido pelo fabricante do inversor, e pode ser constatado no *anexo 2* [28].

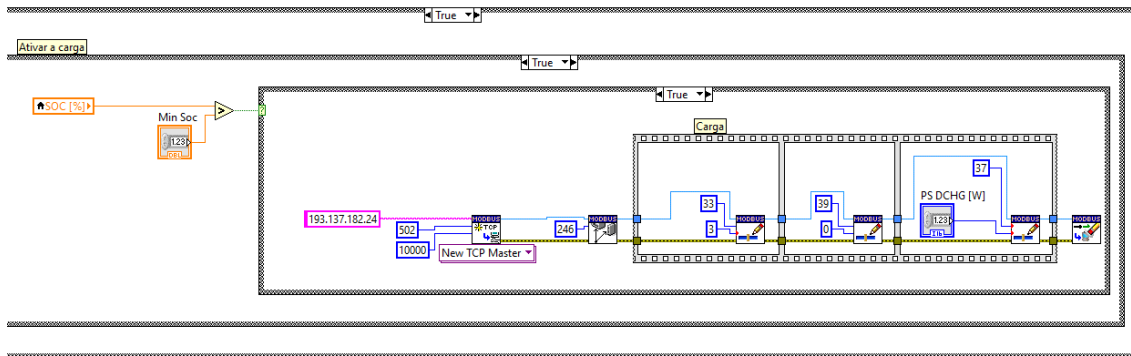
O princípio básico de funcionamento do *software* de controlo e automatização do sistema EES é descrito num diagrama ilustrado pela *figura 27*. A potência de carga e descarga da bateria é definida e inserida no ciclo pelo operador manualmente, quando a bateria está no estado operacional, ou seja, com *main switch* fechado. Na fase de aquecimento inicial da bateria, a potência de operação é igual à potência de aquecimento da bateria, que é definida automaticamente pelo BMS. O tempo de espera para enviar comandos de leitura ou de escrita dentro do ciclo é definido pelo operador, mas deve respeitar os limites extremos, ou seja, deve respeitar o tempo mínimo que, pelo menos, uma função demora para obter uma informação de um determinado endereço, ou o número mínimo de vezes que se deve enviar um comando de escrita num determinado período de tempo, de modo a evitar que a comunicação com o inversor sofra “congestão”, e consequentemente evitar o estado de operação do inversor para *pass-through* (modo de operação em que a bateria não carrega e nem descarrega).



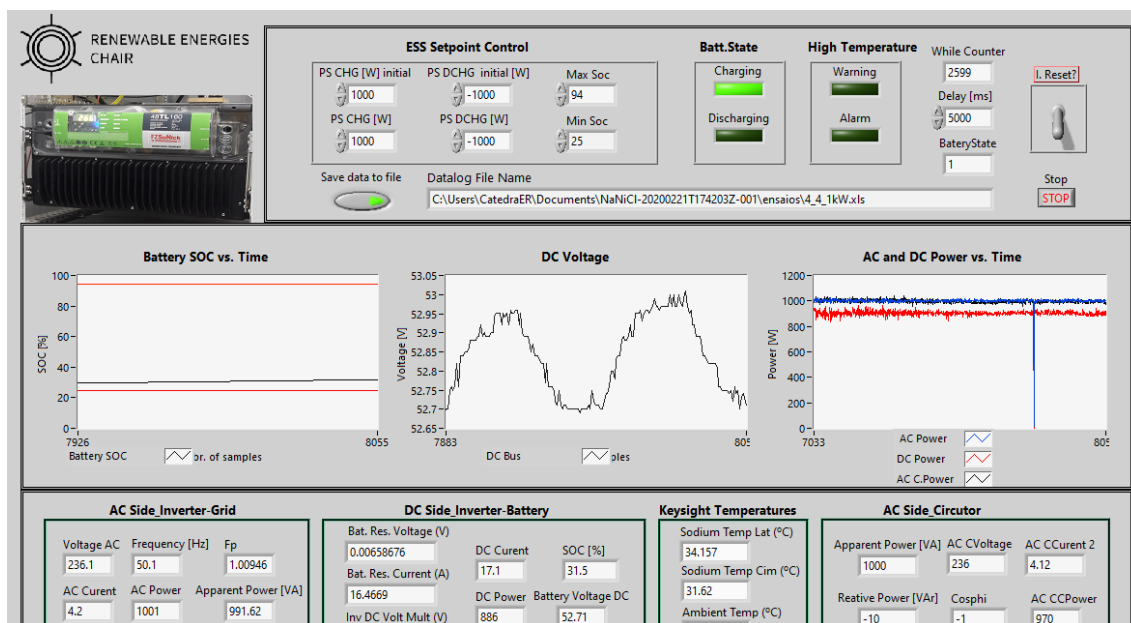
**Figura 27.** Diagrama equivalente ao princípio básico da programação do *software* de controlo do sistema EES. (0 – Bateria no modo *pass-through*; 1- Bateria em carga; 2 – Bateria em descarga;  $T_i$  – temperatura interna da bateria; V – verdadeira; F - falsa).

Por fim, todos os parâmetros lidos dos equipamentos e instrumentos instalados no sistema EES, são registados num ficheiro *Excel*, como consta no *anexo 3*, de modo a permitir a melhor gestão da instalação e análise posterior. Para esse efeito, a interface do *software* mostra os principais parâmetros elétricos da instalação e o SOC da bateria em tempo real de operação do sistema.

A interface gráfica de programação e interface gráfica de controlo do sistema EES é ilustrada na *figura 29* e *figura 29*.



**Figura 28.** Exemplo do interface gráfico de programação em *LabVIEW*, o ambiente de desenvolvimento do sistema de controlo automático do inversor e bateria.



**Figura 29.** Interface gráfica de *software* de controlo automático da bateria e inversor, desenvolvido em ambiente *LabVIEW*.

Este sistema de controlo é responsável pela operação automática deste sistema EES e monitorização de todos os parâmetros da instalação relevante a bateria, inversor e microrrede.

Este sistema de controlo, permite a configuração de diferentes metodologias de operação e de atuação deste sistema EES, por exemplo, a implementação de estratégias de gestão de energia numa instalação PV de autoconsumo.



## 5.2. Aproximação do SOC da bateria

As expressões gerais de aproximação do SOC da bateria utilizada neste sistema EES estão representados neste ponto do trabalho. Nestas expressões, o SOC é caracterizado através da capacidade de operação da bateria ( $C_o$ ), ou seja, a partir da corrente  $i$  no circuito de corrente contínuo, no processo de carga ou descarga, num determinado intervalo do tempo ( $t$ ), a capacidade de operação da bateria é obtida para qualquer instante do intervalo ( $t$ ) [21]. Através da diferença entre a capacidade nominal da bateria ( $C_n$ ) e a capacidade de operação da bateria ( $C_o$ ), obtém-se a capacidade da bateria a tempo real de operação e, através da proporcionalidade direta entre a esta capacidade e o SOC, obtém-se o SOC da bateria a tempo real de operação [21],[22]. As expressões gerais de aproximação do SOC da bateria são representadas pelas seguintes equações:

$$C_o = \int_0^t i(t)dt \quad [Ah] \quad (11)$$

$$SOC_C = \left(1 - \frac{C_o - C_n}{-C_n}\right) \times 100 = \left(1 - \frac{\int_0^t i(t)dt - C_n}{-C_n}\right) \times 100 \quad [\%] \quad (12)$$

$$SOC_D = \frac{C_n - C_o}{C_n} \times 100 = \frac{C_n - \int_0^t i(t)dt}{C_n} \times 100 \quad [\%] \quad (13)$$

Em que:

$SOC_C$  – SOC na carga da bateria

$SOC_D$  – SOC na descarga da bateria

Estas equações foram introduzidas no *software* de controlo do sistema EES, cujo objetivo é calcular o SOC da bateria em tempo real no processo de carga e descarga, uma vez que o inversor e a bateria não se comunicam diretamente entre si, não segue nenhuma configuração padrão dos equipamentos licenciados no mercado, isto é, o inversor não recebe informação diretamente do SOC da bateria em tempo real. Sendo assim, a determinação do SOC através destas expressões no sistema de controlo foi o método mais eficaz de resolver esta questão.

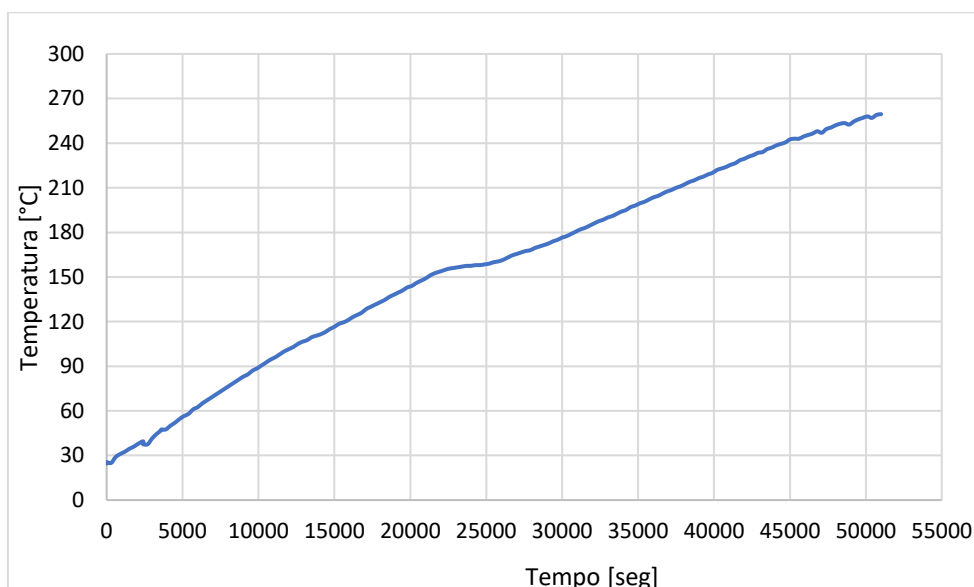


## 6. Resultados dos ensaios do sistema EES na microrrede

Neste capítulo são apresentadas as metodologias, condições e os resultados dos ensaios realizados do sistema de armazenamento de energia instalado na microrrede, no processo de aquecimento, carga e descarga da bateria. Estão representados os resultados das avaliações dos parâmetros elétricos e térmicos da bateria, inversor e microrrede, durante estes processos. Também estão representadas as metodologias e condições de ensaios para determinar e caracterizar a eficiência energética do inversor, da bateria e do sistema EES (bateria e inversor), e os seus respectivos resultados.

### 6.1. Aquecimento da bateria

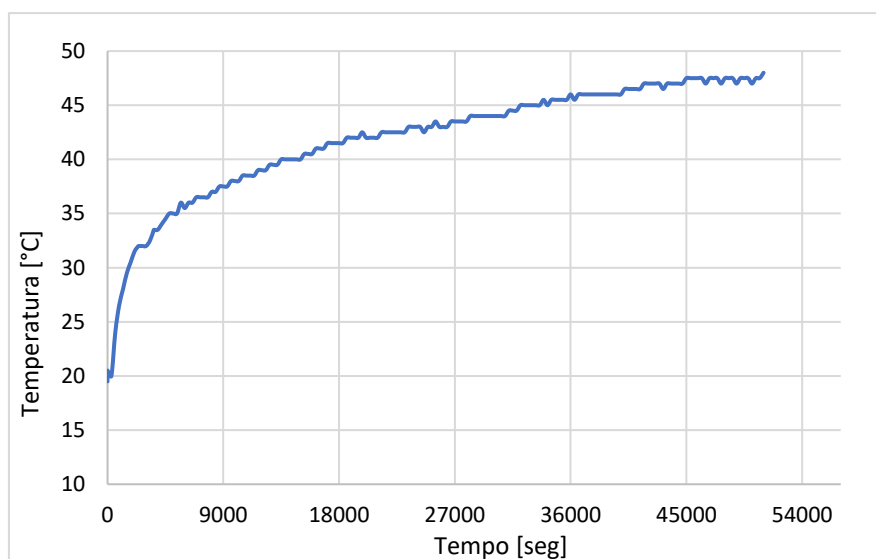
Uma análise de dados da variação da temperatura interna da bateria no processo de aquecimento, adquirido do BMS da bateria, permitiu ilustrar no *gráfico 1* o perfil de aumento da temperatura nas células da bateria em função do tempo de aquecimento. Constatou-se que no início do processo, a temperatura interna aproxima-se da temperatura ambiente, e aumenta gradualmente até atingir 265 °C. A temperatura interna permanece com um perfil constante após atingir a temperatura operacional. Este processo decorreu com o valor da tensão DC entre os 53.3 V e 56.75 V, e decorreu por um período aproximado de 14 horas.



**Gráfico 1.** Perfil da temperatura interna da bateria de cloreto de sódio-níquel no processo de aquecimento com temperatura inicial aproximada à temperatura ambiente.

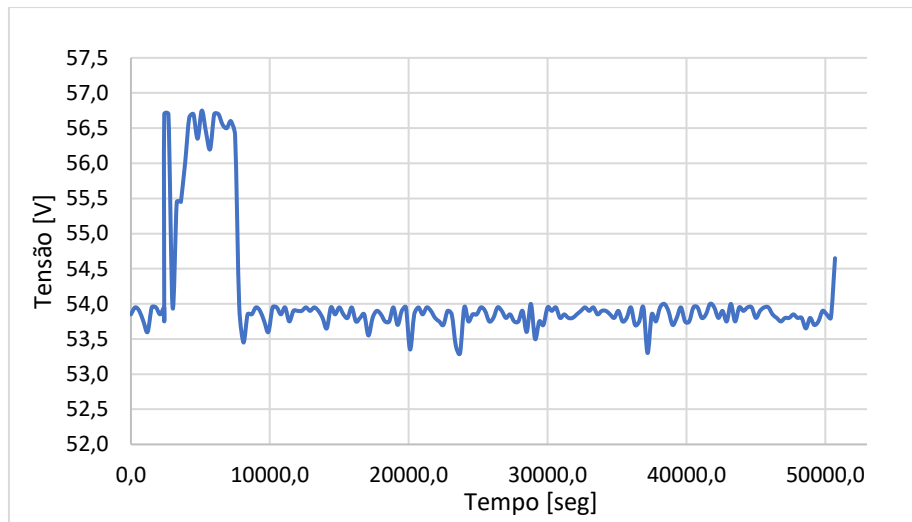
A alta temperatura no interior da bateria influencia a temperatura na superfície externa da bateria, isto é, a temperatura externa aumenta à medida que aumenta a diferença de temperatura com o interior. Isto indica que ocorre um processo da troca de calor entre o interior e a superfície externa da bateria por condução e desta superfície com o ar exterior por convecção, e que constituem perdas térmicas da bateria. Apesar de reduzida, esta perda térmica contribui para um maior consumo de energia elétrica no processo de aquecimento e prolonga o tempo necessário para o aquecimento das células da bateria [29].

O perfil da variação de temperatura na superfície externa (superfície frontal adquirido do BMS) no processo de aquecimento da bateria é ilustrado no *gráfico 2*. A temperatura inicial da superfície externa da bateria é aproximadamente a temperatura do meio ambiente e ao longo do processo aumenta, até atingir ao valor máximo de 48 °C, para o valor da temperatura interna de 265 °C.



**Gráfico 2.** Variação da temperatura na superfície externa da bateria de cloreto de sódio-níquel ao longo do processo de aquecimento à temperatura operacional.

O intervalo da tensão DC nos terminais da bateria no processo de aquecimento tem uma influência direta no tempo que o mesmo requer [29]. No entanto, o inversor e respetivo *software* estão configurados de modo a manter a tensão dentro do intervalo nominal ao longo do processo de aquecimento, como mostra o *gráfico 3*.



**Gráfico 3.** Perfil da tensão no processo de aquecimento da bateria de cloreto de sódio-níquel medido pelo *datalogger* nos terminais da bateria.

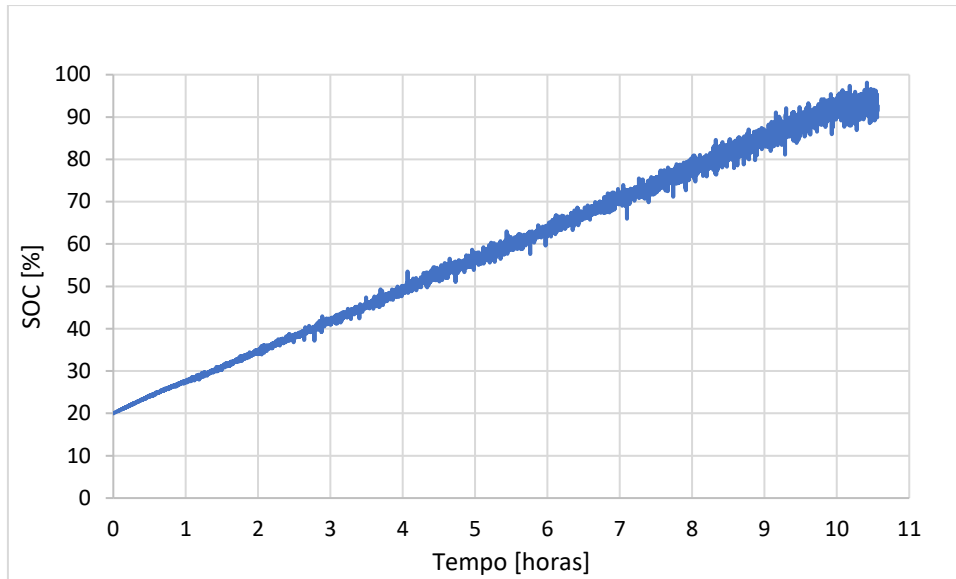
## 6.2. Resultados dos ensaios de carga e descarga da bateria

Neste ponto de trabalho estão representados os resultados dos ensaios da bateria de cloreto de sódio-níquel e inversor na microrrede no processo carga e descarga, de modo a caracterizar estes equipamentos, através dos parâmetros de performance em operação real.

### 6.2.1. Resultados dos ensaios de carga

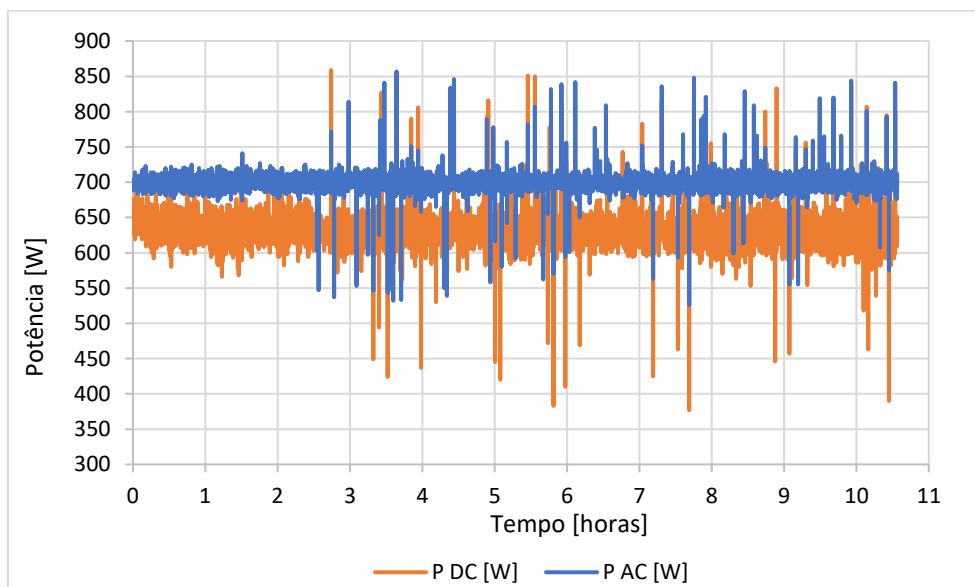
Os resultados dos ensaios do sistema EES num processo da carga a potência constante na entrada AC do inversor são apresentados neste ponto do trabalho. O *gráfico 4* ilustra a variação do SOC da bateria em função do tempo num processo de carga a potência de 0.70 kW na entrada AC do inversor. Com este resultado, pode-se constatar que os limites, inferior e superior, do SOC da bateria de cloreto de sódio-níquel estabelecidos para carga e descarga, são respetivamente 20% e 95%.

Este processo decorreu a uma potência média de operação da bateria, com uma corrente média de 11.70 A e decorreu por um período de cerca de 10 horas e 30 minutos, como se mostra o *gráfico 4*.



**Gráfico 4.** SOC da bateria no processo da carga a potência constante de 0.70 kW em função do tempo de operação.

A potência de carga da bateria é definida na entrada AC do inversor, isto faz com que haja uma diferença entre a potência teórica de carga da bateria e a potência real. De facto, esta diferença está relacionada com a eficiência do inversor na conversão AC-DC e as suas perdas. A relação entre potência AC e DC do inversor neste processo de carga da bateria é ilustrada pelo *gráfico 5*.

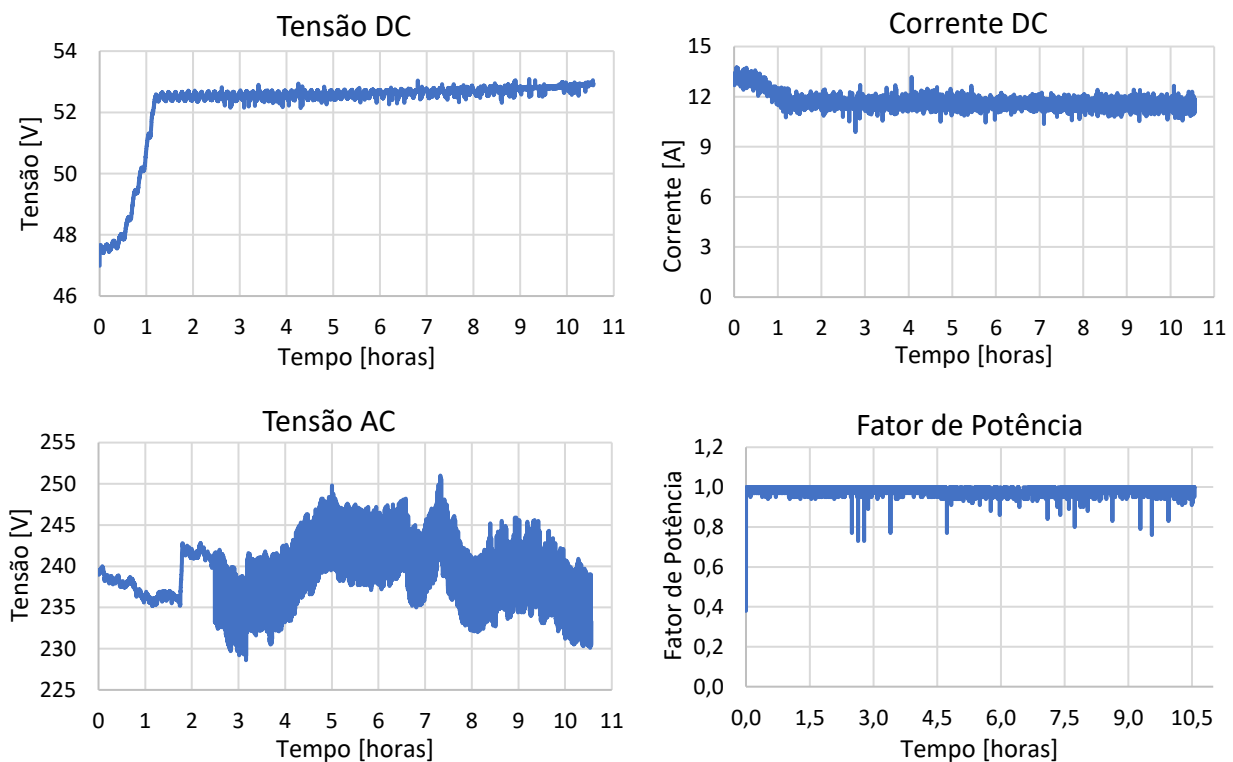


**Gráfico 5.** Potência AC e DC do inversor no processo da carga. (P – Potência)

Baseado no resultado do *gráfico 5*, verifica-se que para um *power set-point* de carga de 0.70 kW, a potência na saída DC do inversor, em média, é de 0.62 kW. Isto significa que cerca de 80 W são perdidos neste processo.

Com estes resultados foi possível determinar a eficiência do inversor neste processo para esta potência, carecendo de repetições deste processo, reduzindo a sua incerteza. Assim, a razão entre a potência média de saída e a potência média de entrada no inversor resulta num valor de 0.87, isto é, uma eficiência de, aproximadamente, 87%.

Os resultados gerais dos principais parâmetros elétricos do circuito AC e DC ao longo deste processo de carga da bateria, estão representados nos gráficos na *figura 30*, nomeadamente a corrente DC, tensão DC, tensão AC e o fator de potência (FP).



**Figura 30.** Gráficos que caracterizam os principais parâmetros elétricos medidos do sistema EES e microrrede neste processo de carga da bateria.

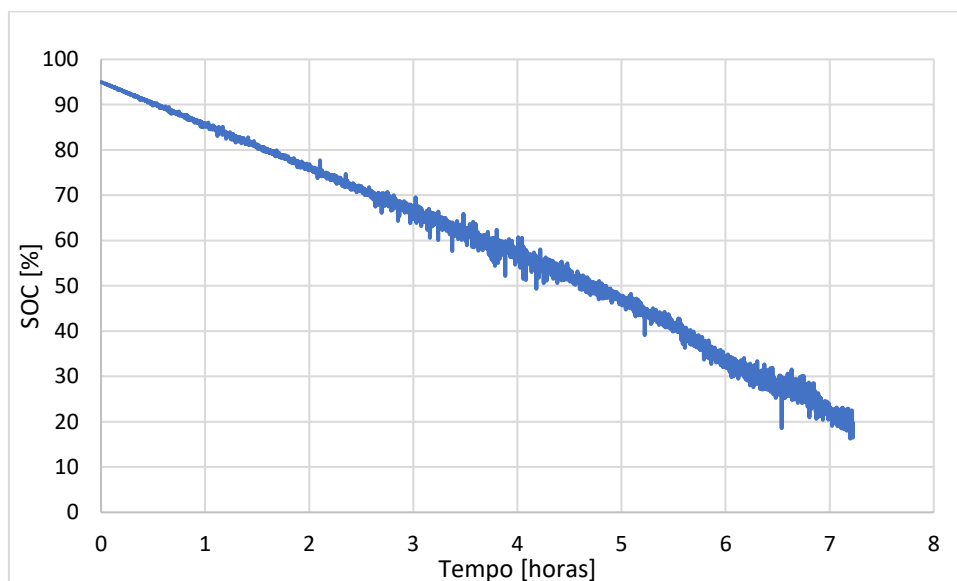
Com base na *figura 30*, pode-se constatar a proporcionalidade entre a corrente DC e a tensão DC, mantendo a potência de operação. A baixa tensão inicial deve-se à diminuição da OCV das células com o aumento da DOD no processo de descarga, em que aumenta significativamente com o aumento do SOC, ao longo do processo da carga.

Verifica-se também que o perfil do fator de potência e da tensão de *input* no inversor, seguem o intervalo dos parâmetros de acordo com o código de rede do país, assim como a frequência de input registado (50.10 Hz).

### 6.2.2. Resultados de ensaios de descargas

Neste ponto, estão apresentados os resultados analisados do sistema EES num processo da descarga a potência constante. O *gráfico 6* ilustra o perfil do SOC da bateria em função do tempo, medido num processo de descarga a potência de injeção na microrrede de 0.70 kW.

Durante o processo da descarga da bateria de cloreto de sódio-níquel, verifica-se que à medida que o SOC da bateria se aproxima dos 20%, a tensão da bateria (OCV) aproxima-se do valor mínimo antes da EOD, e há um acréscimo automático na corrente DC de descarga da bateria, de modo a manter a potência de descarga constante.



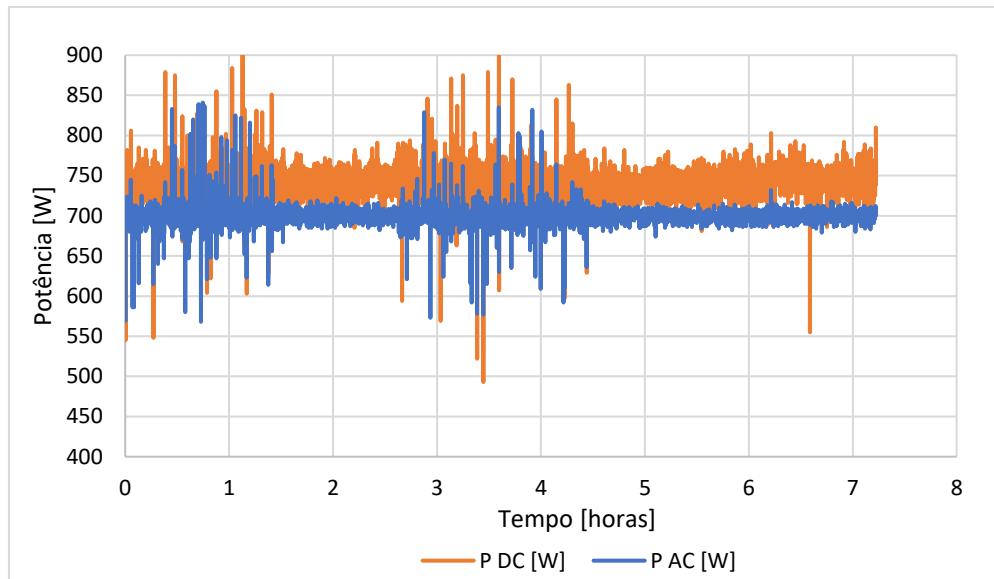
**Gráfico 6.** Perfil do SOC da bateria em função do tempo, num processo de descarga a potência constante de 0.70 kW.

Este processo de descarga a potência constante decorreu por um período de 7 horas e 14 minutos, como consta no *gráfico 6*.

Ao longo do processo da descarga da bateria e injeção de uma potência constante na microrrede, verificou-se que há uma diferença de potência entre o circuito DC e AC,



através da instrumentação independente. Esta diferença de potência na entrada e saída do inversor durante o processo da descarga da bateria para microrrede é ilustrada pelo *gráfico 7*.

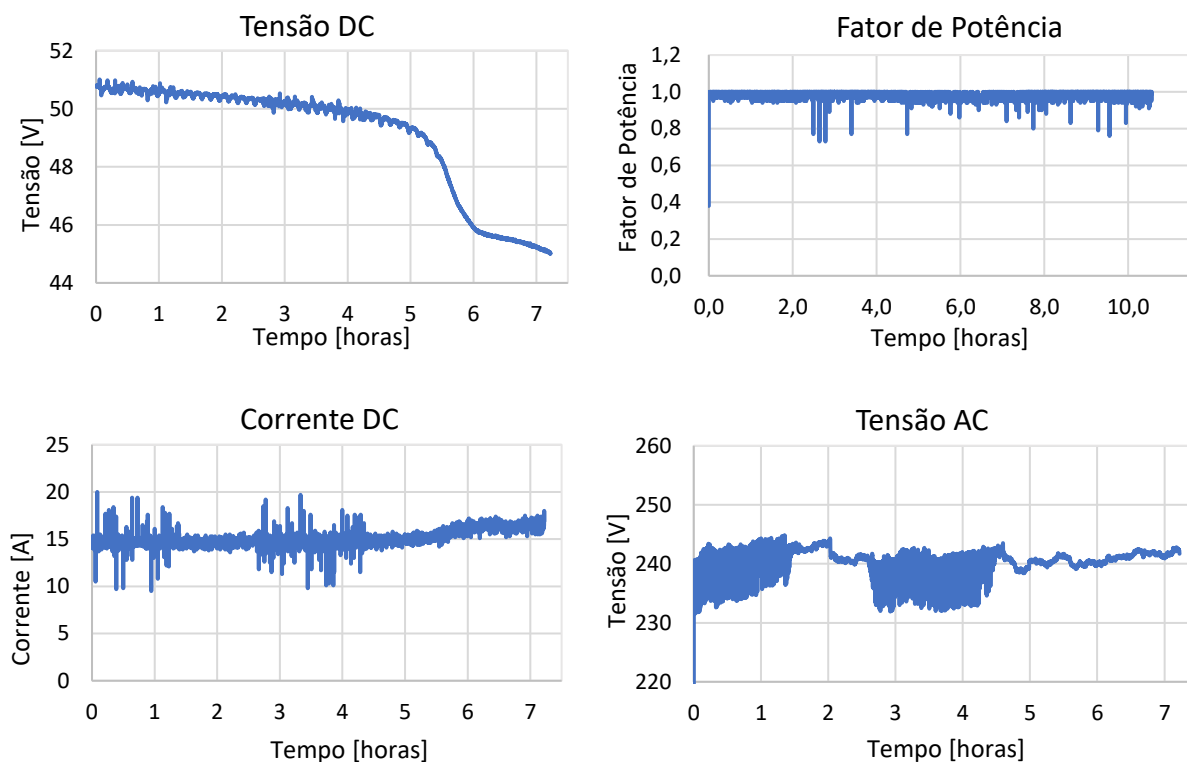


**Gráfico 7.** Potência DC e AC do inversor no processo da descarga. (P – Potência)

Com base nos resultados apresentados no *gráfico 7*, pode-se determinar a eficiência do inversor na conversão DC-AC para este *power set-point*. Seguindo o princípio básico da determinação da eficiência de um sistema, a razão entre a potência de saída e a potência de entrada no inversor, verifica-se que a eficiência do inversor neste processo foi de 94.45%, com uma potência média de entrada no inversor de 0.74 kW como consta no *gráfico 7*.

Com este resultado, pode-se concluir que o inversor acoplado ao sistema EES é mais eficiente no processo de descarga da bateria do que no processo da carga, para um *power set-point* de 0.70 kW.

Os principais parâmetros elétricos do circuito AC e do circuito DC neste processo de descarga da bateria e injeção na microrrede são representados pelos gráficos ilustrados na *figura 31*, onde pode constatar o perfil característico da tensão DC com o aumento da DOD, e um ligeiro aumento da corrente DC a medida que a tensão DC diminui.



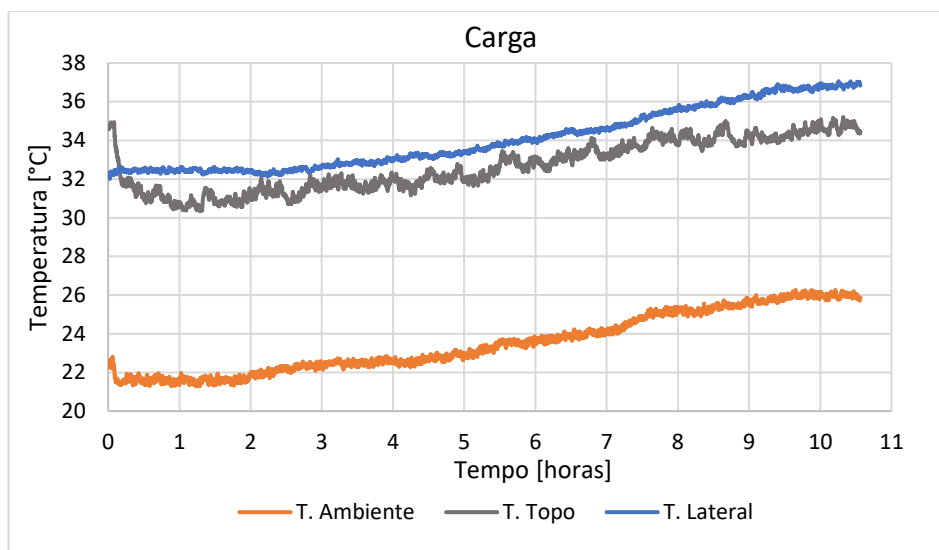
**Figura 31.** Gráficos que caracterizam os principais parâmetros elétricos medidos do sistema EES e microrrede neste processo de descarga.

Também pode-se verificar que o perfil da tensão AC e o perfil do fator de potência da microrrede, seguem com a norma do código de rede referido anteriormente, assim como a frequência medida ( $50 \pm 0.10$  Hz).

### 6.3. Resultados de análises de variações das temperaturas

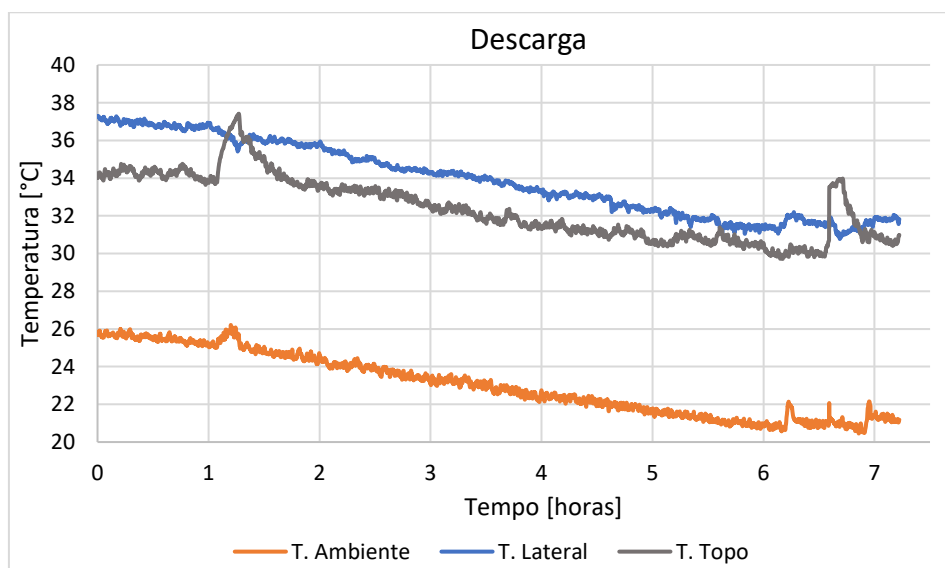
Neste ponto de trabalho, estão representados os resultados das medições das temperaturas nas superfícies externas e interna da bateria e da temperatura ambiente, durante o processo de carga e descarga da bateria.

Os resultados experimentais obtidos das análises de dados térmicos da bateria nas superfícies externas durante o processo de carga são representados pelo no *gráfico 8*. Pode-se verificar a variação da temperatura no topo e na lateral da bateria ao longo deste processo em função da temperatura ambiente, ou seja, a proporcionalidade entre a temperatura ambiente e a temperatura nas superfícies externas da bateria.



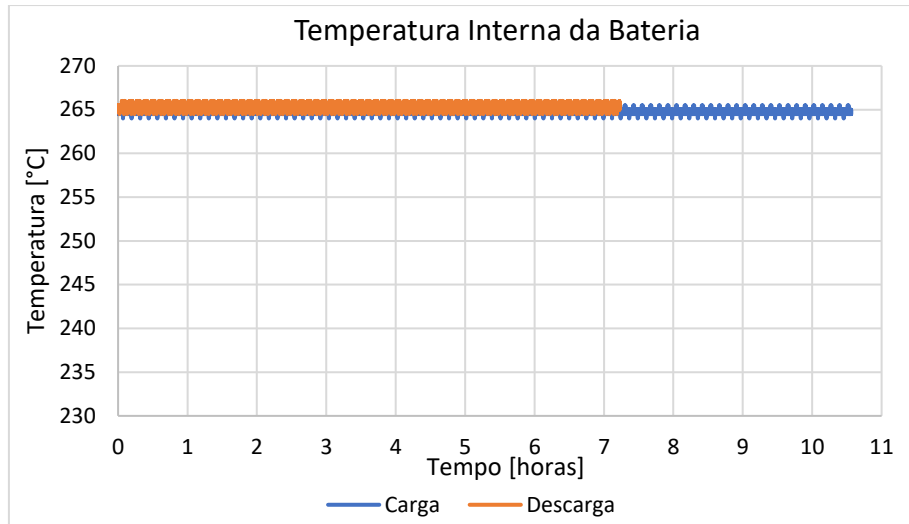
**Gráfico 8.** Perfil de variações das temperaturas nas superfícies externas da bateria de cloreto de sódio-níquel e da variação da temperatura ambiente na plataforma, ao longo do processo da carga. (T. – temperatura)

As variações das temperaturas nas superfícies externas da bateria no processo de descarga estão ilustradas no *gráfico 9*.



**Gráfico 9.** Ilustração dos perfis das variações das temperaturas nas superfícies externas da bateria de cloreto de sódio-níquel e a variação da temperatura ambiente na plataforma da IU, durante o processo de descarga. (T. – temperatura)

A temperatura no interior da bateria de cloreto de sódio-níquel permanece constante durante o estado de operação, como foi referido anteriormente, no processo de carga e na descarga, como pode verificar no *gráfico 10*.



**Gráfico 10.** Perfil da temperatura das células da bateria de cloreto de sódio-níquel no processo de carga e descarga, para as mesmas condições referidas anteriormente.

Com base nos resultados apresentados pelo *gráfico 10*, vê-se que o perfil da temperatura interna em ambos os processos mantém-se constante ao longo dos processos, com desvio insignificante, isto é, é crucial o equilíbrio térmico nas células, nomeadamente nos sais e no eletrólito cerâmico, de modo a garantir a linearidade da resistência iónica do isolante cerâmico, e consequentemente, o fluxo de ião de sódio entre o ânodo e cátodo, e para garantir que um processo não é interrompido por desequilíbrio térmico.

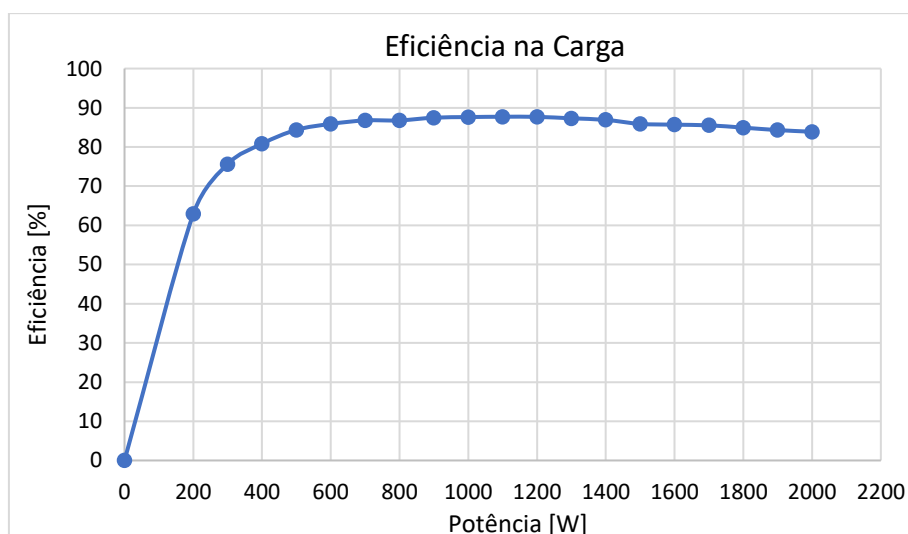
Esta bateria de sais fundidos também pode ser operada à temperatura interna de 325 °C ou 350 °C, opcionalmente, que é uma técnica de reduzir a resistência iónica do material isolante, do modo a aumentar DOD das células no processo de descargas a altas potências (corrente de descarga muito elevadas).

#### 6.4. Eficiência do inversor acoplado no sistema EES

A eficiência é um dos principais indicadores de um inversor de sinal elétrico, com influência direta na eficiência energética de uma unidade geradora fotovoltaica, assim como num sistema EES. Com o objetivo de caracterizar a eficiência do inversor acoplado no sistema EES, foi determinada a eficiência do inversor para diferentes condições de ensaios (potência variável), no processo de carga e descarga da bateria, em que os resultados de análises de dados obtidos do sistema EES estão apresentados neste ponto de trabalho.

A potência nominal do inversor bidirecional utilizado na instalação é de 3 kW, pelo que segundo a norma europeia da eficiência de um inversor, a eficiência máxima deverá ocorrer quando a potência de operação se aproxima do valor nominal. A potência máxima de carga desta bateria cloreto de sódio-níquel instalado é de 1.77 kW DC, pelo que este inversor está sujeito à mesma condição máxima de operação, neste processo. Sendo a potência nominal deste inversor de 3 kW, prevê-se que a sua eficiência real máxima para 1.77 kW seja inferior à indicada na tabela de especificações.

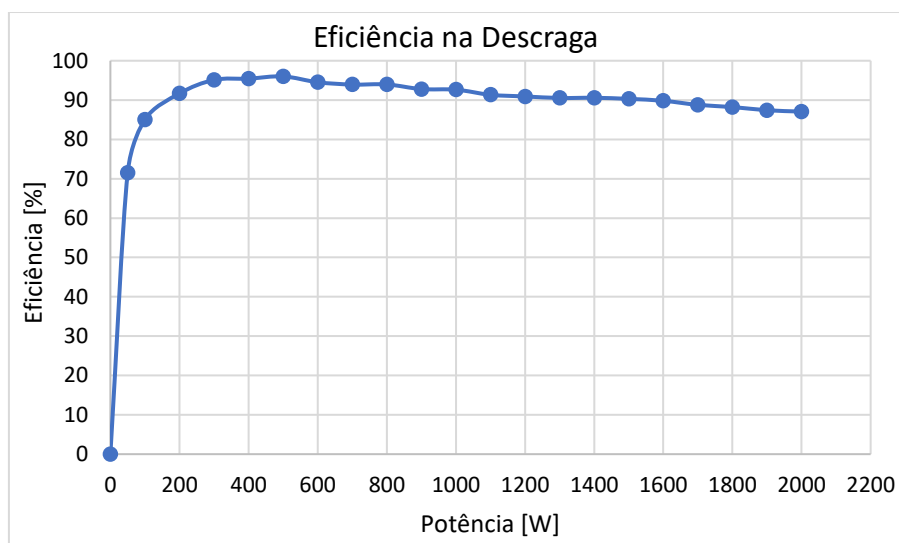
O perfil da eficiência real do inversor acoplado no sistema EES no processo de carga da bateria para diferentes valores de *power set-point* é ilustrado no *gráfico 11*. O *power set-point* máximo utilizado neste ensaio foi máximo foi de 2 kW, correspondente a potência DC máxima de carga desta bateria.



**Gráfico 11.** Curva da eficiência real do inversor no processo de carga da bateria em função de potência AC de operação.

De acordo com o perfil da eficiência real do inversor para o intervalo de potência de operação da bateria, pode-se verificar que a eficiência máxima esperada do inversor acoplado a este sistema EES é de 87.71%, no processo de carga da bateria.

Como foi verificado anteriormente, o inversor é mais eficiente no processo da descarga da bateria e injeção de potência na microrrede. O perfil da caracterização da eficiência real do inversor no processo de descarga é ilustrado no *gráfico 12*, para diferentes potências de injeção na microrrede. A eficiência máxima do inversor é de 96.01%, para estas condições de ensaios.



**Gráfico 12.** Curva da eficiência do inversor no processo da descarga da bateria em função de potência AC de operação.

Com base nos resultados obtidos, conclui-se que o inversor é mais eficiente no processo de descarga do que no processo da carga, em todos os pontos do intervalo de potência de operação da bateria.

## 6.5. Eficiência da bateria e do sistema EES

Este ponto do trabalho apresenta os resultados da avaliação da eficiência energética da bateria de cloreto de sódio-níquel e a eficiência energética do conjunto de armazenamento (bateria e inversor), ou seja, a eficiência do sistema EES.

A eficiência energética de uma bateria ou de qualquer tecnologia de armazenamento de energia é um dos principais indicadores que caracteriza a sua viabilidade e a qualidade

da tecnologia. A eficiência da bateria, assim como a eficiência do inversor, tem uma influência direta na eficiência de um sistema EES e na viabilidade da instalação. É neste contexto que foi feita uma análise energética do sistema EES, de modo a caracterizar a eficiência da bateria, a eficiência do inversor e a eficiência global do sistema EES.

A eficiência da bateria é dada pela razão entre a energia cedida pela bateria a partir de um determinado SOC e a energia necessária num processo de carga para restabelecer o SOC inicial. Na eficiência do sistema EES, aplica-se o mesmo princípio, considerando a energia cedida pelo sistema EES e a energia injetada para restabelecer o SOC. Assim, a eficiência da bateria e a eficiência do sistema EES é traduzida nas seguintes equações:

$$\eta_{bat} = \frac{\int_0^{t_d} P_d(t) dt}{\int_0^{t_c} P_c(t) dt} \times 100 \quad (14)$$

$$\eta_{EES} = \frac{\int_0^{t_d} P_{mcr\ in}(t) dt}{\int_0^{t_c} P_{mcr\ out}(t) dt} \times 100 \quad (15)$$

Em que:

$\eta_{bat}$  - eficiência da bateria [%];

$\eta_{EES}$  - eficiência do sistema EES [%];

$P_d$  - potência de descarga [W];

$P_c$  - potência de carga [W];

$t_c$  - tempo de carga [h];

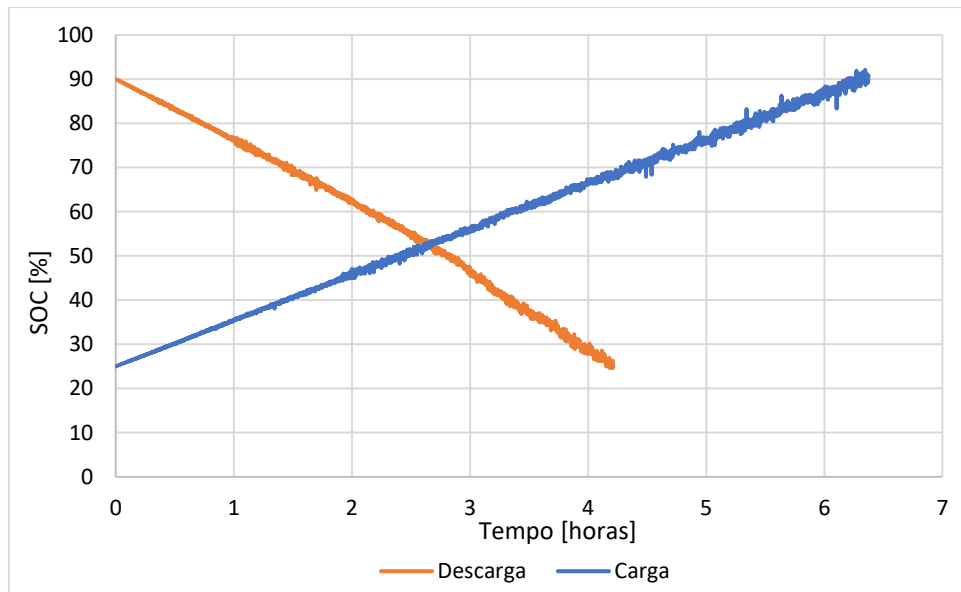
$t_d$  - tempo de descarga [h];

$P_{mcr\ in}$  - potência de entrada na microrrede [W];

$P_{mcr\ out}$  - potência de saída da microrrede [W].

### 6.5.1. Resultados obtidos dos ensaios experimentais

A partir da *equação 14* e *equação 15*, foi determinado a eficiência da bateria de cloreto de sódio-níquel e a eficiência do sistema EES, através de resultados obtidos dos ensaios a um *power set-point* de 1 kW e com intervalo do SOC entre os 25% e 90%, como consta no *gráfico 13*.



**Gráfico 13.** Perfil do SOC na carga e na descarga em função do tempo, para um *power set-point* de 1 kW.

No cálculo da eficiência da bateria, foi considerada a potência média de carga e descarga da bateria, ao longo de cada processo, e no cálculo da eficiência do sistema EES, foi considerada a potência média da microrrede, no processo de carga e descarga da bateria.

A *tabela 8* apresenta os resultados experimentais da eficiência da bateria e a eficiência global do sistema EES obtidos.

**Tabela 8.** Eficiência energética da bateria de cloreto de sódio-níquel e do sistema EES.

	Carga	Descarga
<i>Power set-point</i> [W]	1000.00	1000.00
Potência média da bateria [W]	876.60	1093.82
Potência média da microrrede [W]	994.49	990.32
Tempo em operação [h]	6.37	4.21
Energia DC [Wh]	5587.09	4604.68
Energia AC [Wh]	6334.90	4169.25
Eficiência da bateria ( $\eta_{bat}$ ) [%]	82.41	
Eficiência do sistema EES ( $\eta_{EES}$ ) [%]	65.81	



Com os resultados obtidos das análises dos dados experimentais, conclui-se que a eficiência real da bateria de sais fundidos instalados é de 82.41%, e a eficiência global da instalação EES é aproximadamente 65.81%.

A eficiência da bateria é um valor elevado, o que constitui uma grande vantagem desta tecnologia, tendo em conta que apenas 18.59% da energia elétrica armazenada é perdida, ou seja, dissipada no consumo auxiliar para manter a temperatura mínima de 265 °C e em perdas térmicas ou perdas internas parasíticas.

O sistema EES apresenta uma eficiência global de 65.81%, para esta condição de operação, sendo que neste caso são consideradas as perdas e eficiências dos equipamentos utilizados. Esta eficiência global do sistema EES irá variar com o valor da potência de operação, devido à variação da eficiência dos equipamentos com a potência, principalmente o inversor.

Com os resultados gerais obtidos conclui-se que há uma perda de, aproximadamente, 34.00% da energia elétrica armazenada no sistema EES instalado, 65.81% representa a capacidade útil do sistema. Estes indicadores destacam a qualidade e a viabilidade desta tecnologia de armazenamento eletroquímica e devem ser tomados em consideração para o desenvolvimento de estratégias de gestão de energia para esta tecnologia.

## 7. Estratégia de Gestão de Energia

A definição de estratégia de gestão de energia engloba o processo de uso eficiente de energia, quer na extração, distribuição ou no consumo final, de modo a minimizar o desperdício [30],[31]. Com o aumento da procura energética na nossa sociedade e os impactos ambientais que o uso dos combustíveis convencionais tem causado, a aplicação de estratégias de gestão de energia na produção, distribuição e no consumo final, é indispensável no uso eficiente de energia proveniente de fontes convencionais e renováveis [31].

Neste capítulo da dissertação é estudada uma estratégia de gestão de energia elétrica, concretamente a estratégia de maximização de autoconsumo PV no sector residencial, visando o aumento da taxa de energia produzida numa instalação PV no consumo final de energia. A escolha desta estratégia de gestão de energia fotovoltaica como caso de estudo é baseada na legislação portuguesa em vigor (Decreto-Lei n.º 162/2019), que favorece e estimula o papel do autoconsumidor individual ou coletivo e a sua participação ativa na transição energética [32].

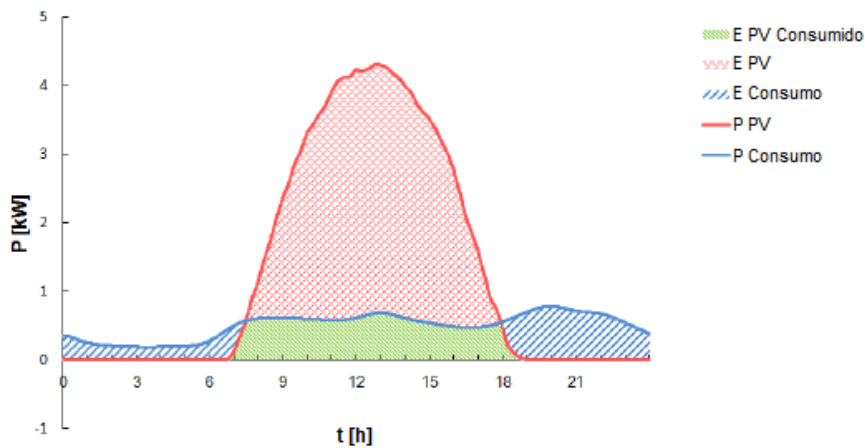
### 7.1. Estratégia de maximização de autoconsumo PV num setor residencial utilizando a bateria de cloreto de sódio-níquel instalado

No setor residencial, o consumo diário da energia proveniente de geradores PVs em unidades de produção para autoconsumo é limitado e, por vezes, ineficaz devido ao desfasamento entre o período em que ocorre o pico de produção energética e o período em que ocorre o pico de consumo. Em média, o pico de consumo num dia laboral, neste setor, ocorre no período do meio-dia e, principalmente, no final do dia. Já o pico de produção PV, geralmente, ocorre ao meio-dia solar, aproximadamente ao meio-dia.

O acoplamento de tecnologias de armazenamento de energia elétrica nestas instalações de autoconsumo é uma técnica de otimizar e maximizar o consumo de energia produzida pelo sistema PV, em que é possível armazenar a energia elétrica quando ocorre o excesso de produção PV e no período em que o consumo é mínimo, de modo

que o sistema de armazenamento sirva de unidade geradora no período de pico de consumo em que não ocorre a produção.

Um perfil típico de produção PV diária apresenta um desfasamento em relação ao perfil típico de diagrama de consumo diário é ilustrado na *figura 32*.



**Figura 32.** Desfasamento entre um perfil típico de produção PV e um perfil típico de consumo, ao longo de um dia. Adaptado de [33]. (E – energia; P – Potência).

Esta técnica, não só maximiza o autoconsumo, mas também aumenta a eficiência no consumo final de energia da RESP, reduzindo a procura nas horas de picos e, conseqüentemente, reduz a produção de energia por parte das centrais de energias elétricas convencionais para responder às demandas nestas horas, face ao aumento das apostas nas unidades de produção para autoconsumo.

### 7.1.1. Metodologia de implementação da estratégia

Para a implementação da estratégia de maximização de autoconsumo PV é necessário um perfil de carga de utilização doméstico e um perfil de produção PV. Para o perfil de utilização doméstico recorreu-se à estimativa de perfis de consumos realizados pela EDP para o ano de 2018, para o perfil de Baixa Tensão Normal (BTN) classe B (classe de clientes de baixa potência contratada, mas com um elevado consumo de energia anualmente, devido ao elevado consumo ao longo dos dias, nomeadamente nos dias úteis, como consta no *anexo 4*). Esta estimativa consiste em dados de consumo

quinzeminutais reais medidos e tratados pela EDP (Energia De Portugal), os quais tiveram de ser posteriormente tratados para serem utilizados com esta estratégia [34].

Relativamente ao perfil de produção, este corresponde aos dados extraídos da central PV da microrrede em estudo, no mesmo período. Ambos os perfis de dados foram adaptados para corresponderem a intervalos de cinco segundos, resposta esta requerida pela bateria. Os dados utilizados correspondem a um registo semanal de um diagrama de carga residencial e os de um registo da mesma semana de produção da instalação PV, para o mês de setembro de 2018.

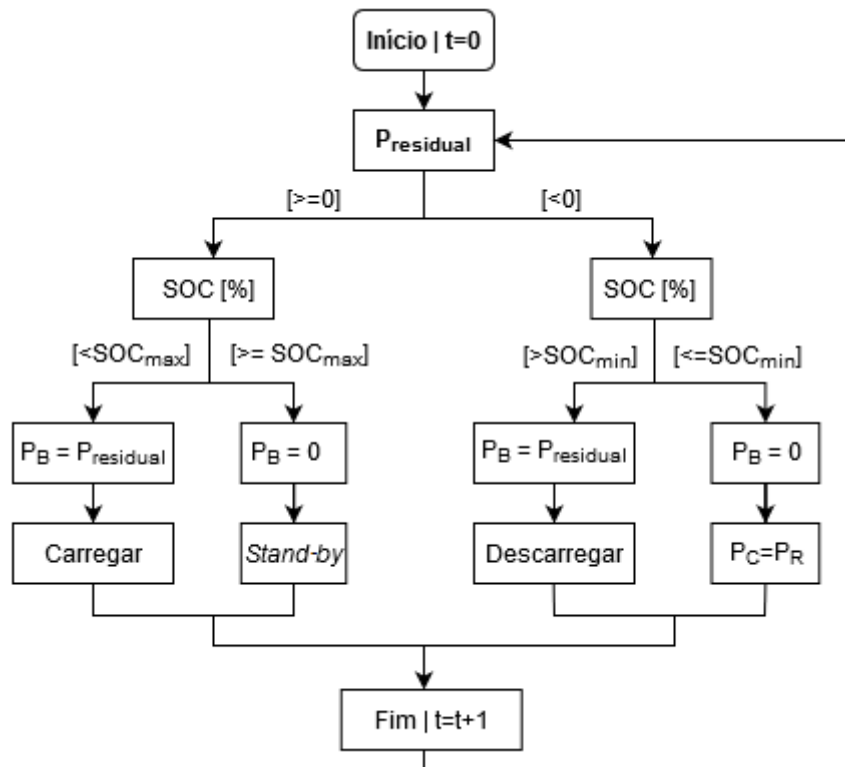
Tecnicamente, esta estratégia de maximização de autoconsumo PV consiste no desvio da potência PV ( $P_{PV}$ ) excedente ao consumo, ou seja, quando esta é excedente à potência de consumo ( $P_{consumo}$ ), é enviada para a bateria, caso o SOC a permita (ou seja, a capacidade máxima da bateria ainda não foi atingida) e a potência a enviar esteja dentro dos parâmetros de potência de carga mínima e máxima [16]. Em períodos em que a potência de consumo é superior à potência PV, a bateria tentará assegurar o restante consumo através da descarga, até à máxima profundidade de descarga estabelecida ou em períodos de particular interesse, como é o caso de período de muita oferta. A diferença entre a potência de produção PV e potência de consumo é denominada de potência residual ( $P_{residual}$ ) [16].

$$P_{residual} = P_{PV} - P_{consumo} \quad (16)$$

Atentando na *equação 16*, se esta diferença resultar num valor positivo e o estado de carga da bateria for inferior ou igual ao limite superior, existe um excesso de potência PV (ou seja, superior ao perfil de consumo), e a bateria pode ser carregada. Se a sua diferença resultar num valor negativo, a potência de consumo é superior à potência PV, e o estado de carga da bateria for superior ao limite inferior, a bateria pode ser descarregada. Num cenário em que a potência residual é negativa e a profundidade de descarga da bateria é máxima, a necessidade de energia é assegurada pela rede. Se a potência residual for igual à potência de consumo, a operação da bateria entra em modo *stand-by*. O mesmo acontece se SOC da bateria exceder ao limite superior estipulado, num processo de carga. Se o SOC exceder ao limite inferior estipulado num processo de

descarga, a bateria opera no modo *stand-by* e o inversor deve injetar uma potência de 50 W na bateria, proveniente da rede, de modo a manter a temperatura operacional, isto é, foi programado no *software* de controlo com o propósito de evitar a diminuição da temperatura interna da bateria, principalmente nas horas noturnas.

A estratégia é implementada através do *software* de controlo do sistema EES, que pode um esquema equivalente é ilustrado na *figura 33*.



**Figura 33.** Fluxograma da implementação/programação da estratégia de maximização de autoconsumo PV. ( $P_C$  – Potência de consumo;  $P_R$  – Potência da rede;  $P_B$  – Potência na bateria).

De modo a avaliar a estratégia de gestão da energia com o sistema EES e a própria implementação desta estratégia de maximização de autoconsumo PV, são calculados alguns indicadores de avaliação de performance, nomeadamente a taxa de autoconsumo PV, taxa de consumo de energia PV, e a taxa de consumo de energia da rede (ou avaliação da independência da rede) [33].

A taxa de autoconsumo PV ( $r_{APV}$ ) é a relação entre a energia PV consumida (energia PV consumida direta e a energia PV armazenada), e a energia PV produzida, que pode ser dada pela seguinte expressão:

$$r_{APV} = \frac{\int_0^t (P_{PVc}(t) + P_{Bat}(t)) dt}{\int_0^t P_{PVp}(t) dt} \quad (17)$$

A taxa de consumo da energia PV ( $r_{CPV}$ ) é dada pela relação entre a energia PV consumida e a energia total do consumo, em que é traduzida pela seguinte expressão:

$$r_{CPV} = \frac{\int_0^t (P_{PVc}(t) + P_{Bat}(t)) dt}{\int_0^t P_C(t) dt} \quad (18)$$

Em que:

$P_{PVc}$  – Potência de consumo PV [W];

$P_{PVp}$  – Potência de produção PV [W];

$P_{Bat}$  – Potência de consumo da bateria [W];

$P_C$  – Potência de consumo [W];

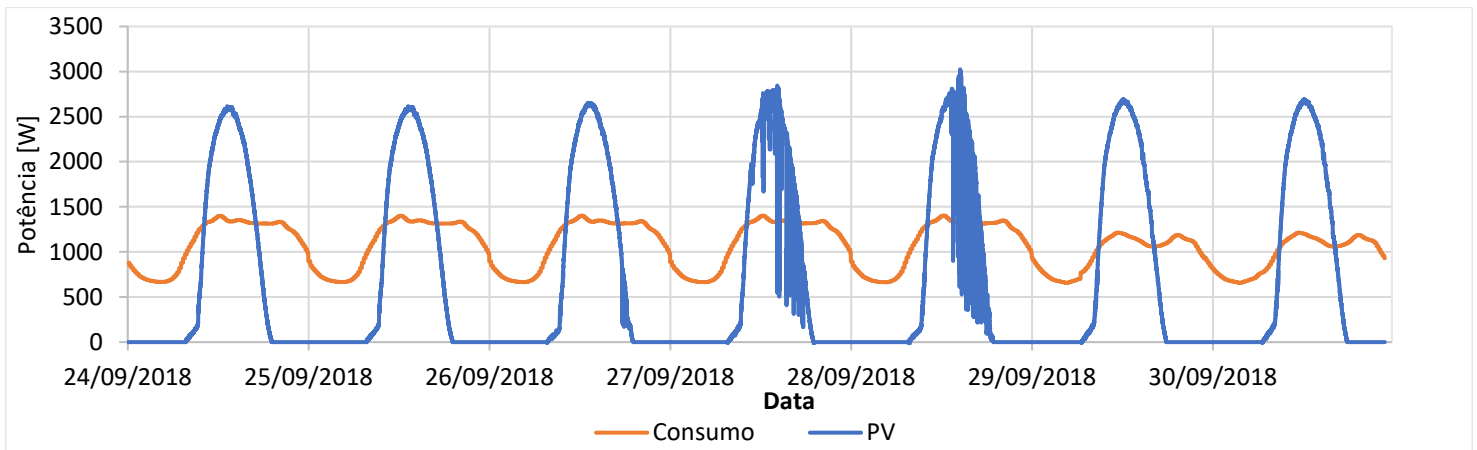
$t$  – Tempo [s].

A taxa de energia da rede no consumo final, representa a fatia complementar da energia no perfil de consumo, sendo dada pela diferença da taxa de energia total de consumo e a taxa da energia PV no consumo.

### 7.1.2. Resultados e discussão da implementação da estratégia

Os ensaios da implementação da estratégia de maximização de autoconsumo PV com a bateria de sais fundidos como sistema EES, ocorreu com a temperatura interna de 265°C, no período referido de uma semana.

O perfil semanal de potência de consumo e de potência da instalação PV utilizados nos cenários dos ensaios estão ilustrados no *gráfico 14*. Como traduz a *equação 16*, a potência residual representa a potência PV relativamente ao consumo e através deste perfil é estimado um comando de potência que é enviado para o inversor, para enviar ou retirar energia para/da bateria, em tempo real.

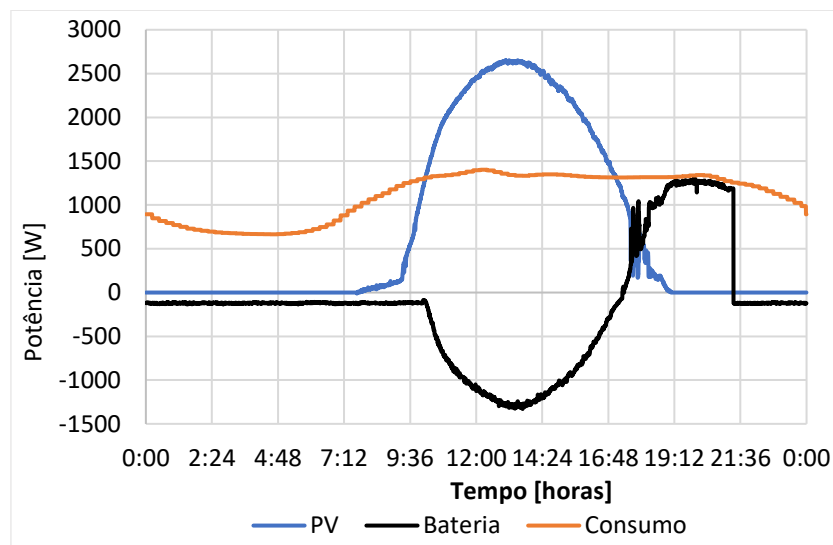


**Gráfico 14.** Perfil da potência PV e da potência de consumo da semana de ensaio da estratégia de maximização de autoconsumo PV.

O pico de potência de consumo ao longo dos dias é assegurado pela produção PV e a bateria tenciona assegurar os picos de potência de consumo no final de cada dia, tendo em conta que neste período a necessidade energética é grande comparativamente aos restantes períodos do dia.

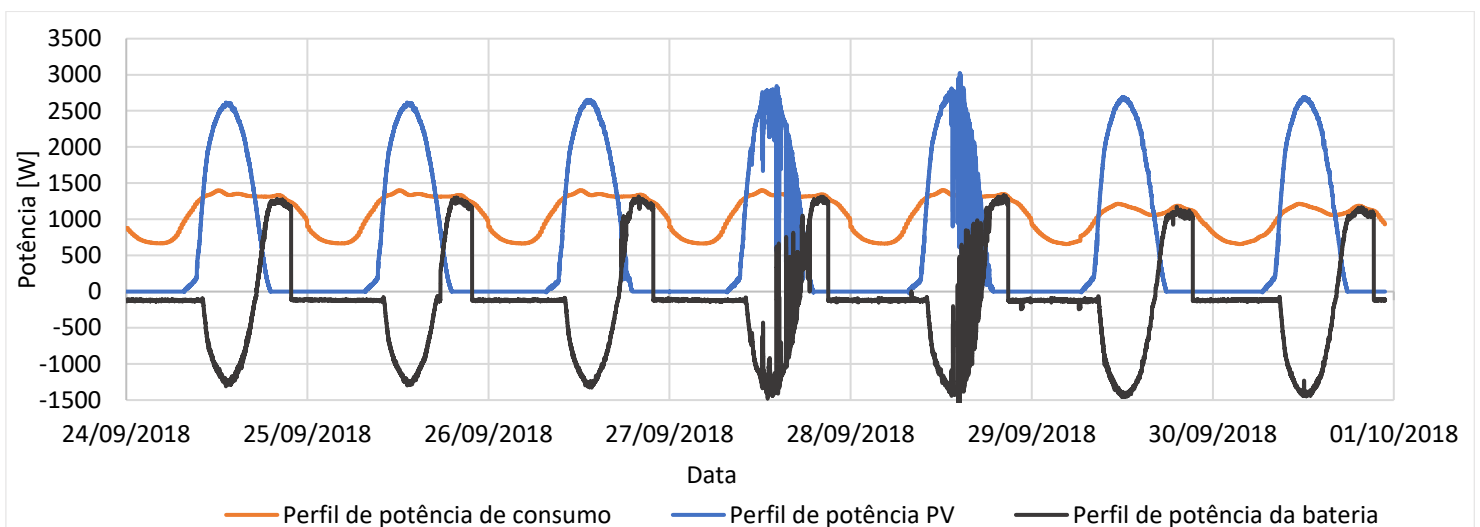
Os resultados dos ensaios experimentais da implementação da estratégia de maximização de autoconsumo PV com a bateria de sais fundidos estão representados nos gráficos que se seguem. O *gráfico 15* ilustra o perfil de maximização de autoconsumo PV num dia da semana de ensaios experimentais, em que se pode verificar o perfil da correspondência entre a potência que é enviada e recebida da e pela bateria e a potência de consumo no final do 3º dia do ensaio. A profundidade de descarga da

bateria e o tempo de duração desta operação depende do SOC final da bateria antes da EOC durante o dia.



**Gráfico 15.** Perfil da potência PV, potência de consumo e potência da bateria num dia experimental da estratégia de maximização de autoconsumo (26 de setembro).

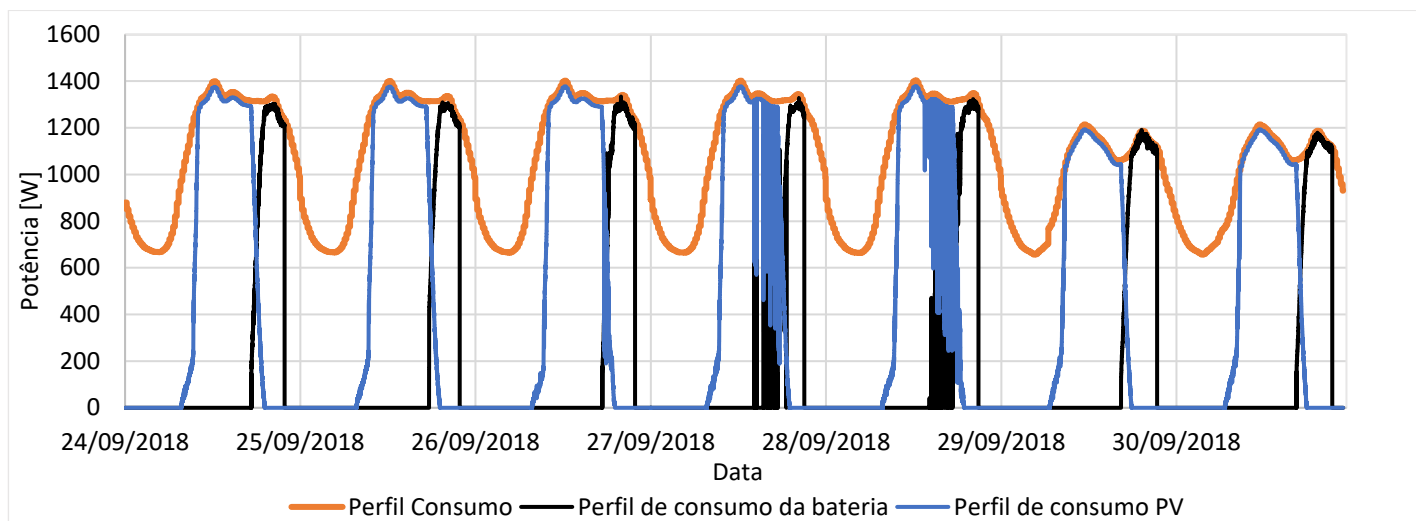
O perfil da performance da bateria de cloreto de sódio-níquel no cenário de maximização de autoconsumo PV implementado ao longo da semana é ilustrado no *gráfico 16*. Para este ensaio, foi estipulado um limite inferior do SOC da bateria de 25% e um limite superior de 95%, devido ao consumo auxiliar da bateria (operação do BMS e da manutenção da temperatura de operação). Os valores negativos de potência da bateria representam o processo de carga e os valores positivos representam a descarga.



**Gráfico 16.** Resultado do ensaio experimental de implementação da estratégia de maximização de autoconsumo PV ao longo de uma semana.

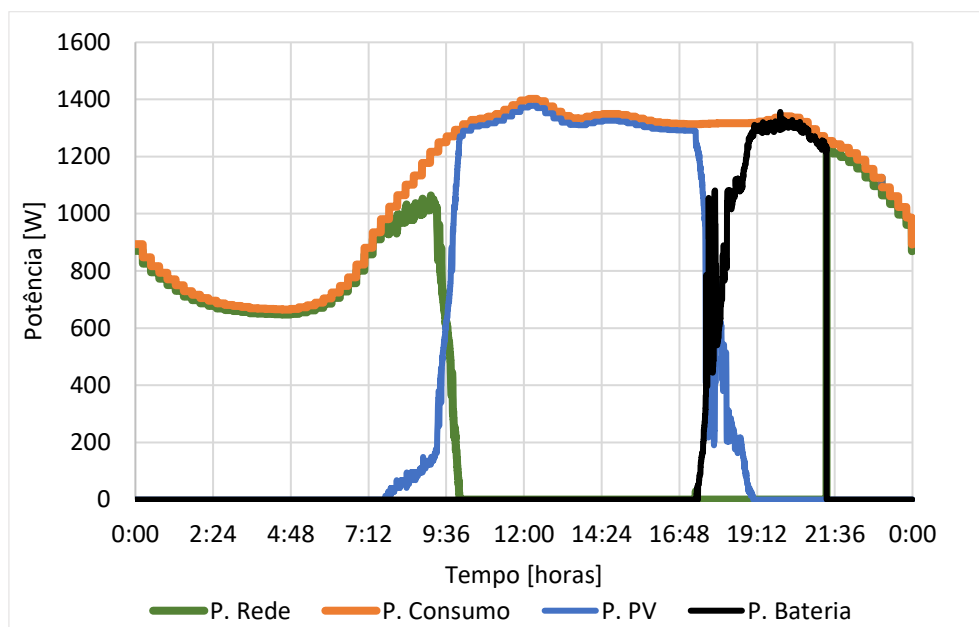


Os perfis das potências de consumos, PV, da bateria e do diagrama de consumo ao longo da semana, são representados pelo *gráfico 17*.



**Gráfico 17.** Perfil de potência de consumo PV, potência de consumo da bateria e potência de consumo ao longo da semana experimental da estratégia de maximização de autoconsumo PV.

O perfil de diagrama de consumo do 3º dia da semana, ajustado pela potência de consumo PV, potência de consumo da bateria e potência de consumo da rede é representado no *gráfico 18*.



**Gráfico 18.** Perfil de potência de consumo de um dia (26 de setembro), ajustado com potência de consumo PV, potência de consumo da bateria e potência de consumo da rede. (P. – Potência).

Com base nestes resultados, pode-se verificar o perfil da autonomia desta bateria em função da potência de consumo, em que pode tirar uma conclusão prévia da significância da estratégia de maximização de autoconsumo PV nas unidades de produção para autoconsumo e da utilização de bateria de sais fundidos como sistema de armazenamento de energia elétrica, isto é, o autoconsumo PV aumentou significativamente após a implementação da estratégia, ao longo da semana. Nos dias que ocorrem oscilações no perfil da potência PV, é possível verificar que o perfil da autonomia da bateria é ligeiramente encurtado, isto é, diretamente proporcional ao SOC inicial deste processo.

O resultado das análises energéticas de ensaios do sistema com a estratégia de maximização de autoconsumo PV permitiu a determinação dos indicadores de avaliação da performance da mesma, concretamente a taxa de autoconsumo PV, a taxa de Energia PV no consumo e a taxa da energia da rede no consumo, ao longo da semana de ensaios. A *tabela 9* representa os indicadores de avaliação de performance da estratégia implementada ao longo da semana.

**Tabela 9.** Indicadores de avaliação da performance da estratégia de maximização de autoconsumo PV ao longo da semana, do perfil de produção PV e perfil do consumo.

<b>Cenário semanal / de 24 a 30 de setembro</b>	
Taxa da energia PV produzida consumida direta [%]	55.24
Taxa da energia PV produzida armazenada [%]	24.04
<b>Taxa de autoconsumo PV (<math>r_{APV}</math>) [%] *</b>	<b>79.28</b>
Taxa da energia PV direta no consumo [%]	42.52
Taxa de energia da bateria no consumo [%]	18.51
<b>Taxa da energia PV no consumo (<math>r_{CPV}</math>) [%] *</b>	<b>61.03</b>
<b>Taxa da energia da rede no consumo [%] *</b>	<b>38.85</b>

\* Indicadores de performance da estratégia de maximização de autoconsumo PV definidos.

Na *tabela 10* estão representados os resultados de outros parâmetros de avaliação da performance da estratégia de maximização de autoconsumo PV, nomeadamente a taxa de energia PV no consumo direto, a taxa de energia da bateria no consumo e a energia

de rede no consumo, nos dias 30 de setembro e 28 de setembro, o melhor e pior cenário registado ao longo da semana.

**Tabela 10.** Dia do melhor e dia do pior cenário da estratégia de maximização de autoconsumo PV, no perfil de consumo final.

	<b>Melhor cenário dia 30</b>	<b>Pior cenário dia 28</b>
Taxa da Energia PV no consumo direto [%]	44.03	40.15
Taxa da Energia da bateria no consumo [%]	24.19	16.39
Taxa da Energia da rede no consumo [%]	31.58	43.39

Com base nos resultados obtidos, pode-se verificar que com a implementação da estratégia de maximização de autoconsumo PV com a bateria de sais fundidos, a taxa de autoconsumo PV aumentou significativamente, de 55.24% para 79.28%, isto é, o aproveitamento da energia produzida pelo sistema PV teve um acréscimo de 24.04%, ao longo da semana. A taxa da energia PV no consumo final (do PV e da bateria) aumentou de 42.52% para 61.03%, um acréscimo de 18.51% proveniente da bateria, no cenário semanal de ensaios. Os restantes 38.85% da energia para assegurar o diagrama de consumo são provenientes da rede, o que representa a taxa de energia da rede no consumo final ao longo da semana.

Os dias que apresentam os melhores cenários são respetivamente os dias em que o perfil da potência PV não apresenta sombreamento, em que ocorre o pico de potência em excesso, proporcionando um elevado nível de estado de carga da bateria, concretamente o dia 30 de setembro, como representa a tabela 10, enquanto os dias 27 e 28 de setembro, apresentam os piores cenários. O melhor cenário ocorreu no dia 30 de setembro, em que se registou uma taxa da energia PV no consumo final de 68.22%, enquanto o pior cenário ocorreu no dia 28 de setembro, com uma taxa da energia PV no consumo final de 56.55% e 43.39% proveniente da rede.

A implementação da estratégia de maximização de autoconsumo PV com a bateria de cloreto de sódio-níquel teve um impacto positivo na otimização do autoconsumo PV e

na gestão de consumo, durante a semana estudada, com a capacidade de assegurar os picos de potência no diagrama de consumo.

Com os resultados obtidos da implementação desta estratégia, destaca-se a eficiência desta bateria de sais fundidos e a sua viabilidade energética nestas aplicações, apesar do consumo auxiliar em altas temperaturas, fornecendo uma segurança significativa nos setores residenciais. Destaca-se também o grau de significância e a importância de um sistema EES e ESS na otimização e maximização de energia proveniente de fontes renováveis no consumo final, e conseqüentemente, a importância destas tecnologias na transição energética.

## 8. Considerações finais

Neste capítulo, estão apresentadas as considerações finais deste trabalho de dissertação, baseado numa bateria de sais fundidos, concretamente as conclusões referentes aos trabalhos realizados ao longo desta dissertação e os trabalhos futuros, uma vez que esta dissertação é uma primeira fase de trabalho com esta bateria de sais fundidos e neste sistema EES.

### 8.1. Conclusão

A escolha deste conteúdo de trabalho na realização de uma dissertação foi motivada pela possibilidade de trabalhar com uma tecnologia de armazenamento de energia elétrica muito promissora e protótipo, numa escala real, que certamente contribuirá para o desenvolvimento tecnológico sustentável e nesta longa caminhada rumo à descarbonização. É neste contexto que a ZEBRA se enquadra e motivou a sua exploração como sistema EES e a sua potencialidade como alternativa às tecnologias de armazenamento de energia elétrica, devido às suas peculiaridades construtivas que a distingue como uma bateria de zero emissões e reciclável no fim da sua vida útil.

Este trabalho de dissertação deu a oportunidade de receber esta bateria de sais fundidos na Cátedra de Energias Renováveis da Universidade de Évora, na Plataforma de Ensaios dos Colectores Solares, no Polo da Herdade da Mitra, onde foi instalada na microrrede existente numa plataforma de ensaios de baterias elétricas. A instalação foi feita ao longo de desenvolvimento desta dissertação, com suporte do grupo PV da CER, seguindo as normas portuguesas de instalações elétricas de baixa tensão e as regras de segurança na instalação elétrica de baixa tensão.

A segunda fase do trabalho experimental desenvolvido ao longo desta dissertação consistiu no desenvolvimento de um sistema de controlo e automatização do sistema EES no *LabVIEW*, com o intuito de conseguir operações otimizadas e monitorizadas. Este procedimento foi laborioso, devido à inexistência de qualquer protocolo padrão de comunicação da ZEBRA com um inversor comum, mas como foi constatado nesta

dissertação, foi elaborado um modelo de comunicação externa, através de diferentes protocolos de comunicação e instrumentos, controlados pelo *software* desenvolvido, o que permitiu alcançar o feito de total controlo e automatização do sistema e, conseqüentemente, a validação do sistema de controlo desenvolvido. Este ponto de trabalho decorreu por um período de 5 meses, com muito trabalho experimental e as respostas dos fabricantes dos equipamentos neste período realçaram a imaturidade do mercado de armazenamento de energia elétrica em Portugal e na Europa.

Na fase de ensaios do sistema EES foram obtidos e analisados os seus resultados nos quais se pode concluir que a ZEBRA apresenta elevada performance, com uma eficiência energética elevada, de 82.41%, a despeito de consumo auxiliar para manter a temperatura operacional. Também foi possível estipular a eficiência do inversor em função da percentagem da potência nominal de operação nos processos de carga e de descarga, o que se pode concluir que, apesar de operar a uma potência máxima inferior à potência nominal, apresenta uma boa performance neste sistema EES, com uma eficiência global de 65.81% a 1 kW como potência de comando.

No capítulo da estratégia de gestão de energia, foi estudada a estratégia de maximização de autoconsumo numa instalação PV de autoconsumo, que é uma das estratégias de gestão de energia PV, baseada num sistema EES. Esta estratégia foi projetada e implementada, numa escala residencial de potência diária de consumo e de produção PV, no sistema EES instalado com dados reais de consumo e produção PV, e resposta da bateria. Dos resultados obtidos dos ensaios experimentais da implementação dessa estratégia de gestão de energia e dos indicadores de avaliação da performance da estratégia, verificou-se que a taxa de autoconsumo PV aumentou significativamente, assim como a taxa de energia PV no consumo final, enquanto a taxa de energia da rede no consumo final se reduziu significativamente. Contudo, pode-se concluir que esta estratégia contribuiu para o uso eficiente da energia produzida pela instalação PV, com um aumento na eficiência de conversão da energia PV produzida em energia PV útil, de 18.51%, no cenário semanal de ensaios.

Esta tecnologia de armazenamento de energia elétrica pode vir a ser uma das mais comuns tecnologias no mercado, se houver uma redução significativa do seu custo por

capacidade instalada, devido à performance demonstrada neste trabalho e às suas características construtivas. Um outro fator que a poderá fazer conquistar o mercado do armazenamento doméstico será a desmonopolização do mercado, visto que esta bateria só está disponível num único fornecedor, pelo que esta barreira faz com que a informação disponibilizada seja pouca e que exista falta de competitividade no próprio mercado.

## 8.2. Trabalhos futuros

O seguimento da ordem do trabalho desta dissertação tem sido árduo e laborioso, pois como foi possível constatar, todas as fases foram realizadas ao longo desta dissertação, desde o dimensionamento até ao total funcionamento do sistema EES, baseado na bateria de sais fundidos.

Como foi referido anteriormente, esta dissertação reflete a primeira etapa do trabalho baseado nesta bateria de cloreto de sódio-níquel, pelo que numa segunda etapa seguirá a seguinte ordem do trabalho:

- Operação da bateria de sais fundidos a temperatura interna de 325 °C e 350 °C, de modo a conseguir a máxima profundidade de descarga nominal a alta potência;
- Estudo dos constrangimentos térmicos da bateria  $\text{NaNiCl}_2$  e a sua influência na eficiência energética no processo de aquecimento, carga e descarga.;
- Desenvolvimento de um *hardware* protótipo, à base de um microprocessador, de controlo automático de operação desta bateria para este inversor e para os demais inversores existentes no mercado.

## Bibliografia

- [1] *Electricity storage and renewables: Costs and markets to 2030*, October. International Renewable Energy Agency (IRENA), 2017.
- [2] R. Amirante, E. Cassone, E. Distaso, and P. Tamburrano, "Overview on recent developments in energy storage: Mechanical, electrochemical and hydrogen technologies," *Energy Conversion and Management*. 2017.
- [3] C. Liu, F. Li, M. Lai-Peng, and H. M. Cheng, "Advanced materials for energy storage," *Adv. Mater.*, vol. 22, no. 8, pp. 28–62, 2010.
- [4] A. Evans, V. Strezov, and T. J. Evans, "Assessment of utility energy storage options for increased renewable energy penetration," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. 2012.
- [5] M. Budt, D. Wolf, R. Span, and J. Yan, "Compressed air energy storage - An option for medium to large scale electrical energy storage," in *Energy Procedia*, 2016.
- [6] B. Bolund, H. Bernhoff, and M. Leijon, "Flywheel energy and power storage systems," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. 2007.
- [7] M. Mansour, M. N. Mansouri, and M. F. Mimouni, "Performance evaluation of a flywheel energy-storage system associated to a variable-speed wind generator," *Smart Innov. Syst. Technol.*, vol. 12, no. 4, pp. 201–211, 2012.
- [8] "Supercapacitor." [Online]. Available: [https://en.wikipedia.org/wiki/Supercapacitor#/media/File:Schematic\\_illustration\\_of\\_a\\_supercapacitor.png](https://en.wikipedia.org/wiki/Supercapacitor#/media/File:Schematic_illustration_of_a_supercapacitor.png).
- [9] S. Mazzoni, S. Ooi, B. Nastasi, and A. Romagnoli, "Energy storage technologies as techno-economic parameters for master-planning and optimal dispatch in smart multi energy systems," *Appl. Energy*, 2019.
- [10] V. Esfahanian, A. A. Shahbazi, and F. Torabi, "A real-time battery engine simulation tool (BEST) based on lumped model and reduced-order modes: Application to lead-acid battery," *J. Energy Storage*, 2019.
- [11] R. L. Carneiro, J. H. A. Molina, B. Antoniassi, A. G. Magdalena, and E. M. Pinto, "Essential aspects of lead-Acid batteries and physical-chemical and thermodynamic principles of its operation," *Rev. Virtual Quim.*, vol. 9, no. 3, pp. 889–911, 2017.
- [12] A. Gören, C. M. Costa, and S. Lanceros-Méndez, "Baterias de iões-lítio: a revolução na mobilidade elétrica?," *Gaz. Física*, pp. 1–6, 2018.
- [13] N. C. Pesquero, P. R. Bueno, J. A. Varela, and E. Longo, "Materiais cerâmicos de inserção aplicados a baterias de íons lítio," *Ceramica*, vol. 54, no. 330, pp. 233–244, 2008.
- [14] T. V. S. L. Satyavani, A. Srinivas Kumar, and P. S. V. Subba Rao, "Methods of synthesis and performance improvement of lithium iron phosphate for high rate Li-ion batteries: A review," *Eng. Sci. Technol. an Int. J.*, vol. 19, no. 1, pp. 178–188,



2016.

- [15] Z. He *et al.*, “Electrospun nitrogen-doped carbon nanofiber as negative electrode for vanadium redox flow battery,” *Appl. Surf. Sci.*, 2019.
- [16] L. Fialho, “Photovoltaic generation with energy storage integrated into the electric grid: Modelling, simulation and experimentation,” 2019.
- [17] B. Akuzum, Y. C. Alparslan, N. C. Robinson, E. Agar, and E. C. Kumbur, “Obstructed flow field designs for improved performance in vanadium redox flow batteries,” *J. Appl. Electrochem.*, vol. 49, no. 6, pp. 551–561, 2019.
- [18] J. Liu, X. Chen, S. Cao, and H. Yang, “Overview on hybrid solar photovoltaic-electrical energy storage technologies for power supply to buildings,” *Energy Conversion and Management*. 2019.
- [19] B. R. Sutherland, “Charging up Stationary Energy Storage,” *Joule*. 2019.
- [20] R. Benato *et al.*, “Sodium nickel chloride battery technology for large-scale stationary storage in the high voltage network,” *J. Power Sources*, vol. 293, pp. 127–136, 2015.
- [21] S. Dambone Sessa, G. Crugnola, M. Todeschini, S. Zin, and R. Benato, “Sodium nickel chloride battery steady-state regime model for stationary electrical energy storage,” *J. Energy Storage*, 2016.
- [22] S. Dambone Sessa, F. Palone, A. Necci, and R. Benato, “Sodium-nickel chloride battery experimental transient modelling for energy stationary storage,” *J. Energy Storage*, 2017.
- [23] Regras Técnicas das Instalações Eléctricas de Baixa Tensão. Portaria n.º 949-A/2006 - Diário da República n.º 175/2006, 2015.
- [24] Diretiva 2014/30/UE do Parlamento Europeu e do Conselho, de 26 de fevereiro de 2014, relativa à harmonização da legislação dos Estados-Membros respeitante à compatibilidade eletromagnética (reformulação). Parlamento Europeu, 2014.
- [25] “MultiGrid 3000 VA Datasheet.” [Online]. Available: <https://www.victronenergy.pt/upload/documents/Datasheet-MultiGrid-3000VA-PT.pdf>.
- [26] 48TL160 Technical Bulletin, vol. 2. FZSoNick, 2017.
- [27] “LabVIEW.” [Online]. Available: <https://pt.wikipedia.org/wiki/LabVIEW>.
- [28] CCGX-Modbus-TCP-register-list-2. Victron Energy.
- [29] 48TL160 Installation & Operating Instructions Technical manual. FZSoNick.
- [30] M. A. Saidel, L. B. Favato, and C. Morales, “Indicadores Energéticos E Ambientais : Ferramenta Importante Na Gestão Da Energia Elétrica,” *1 Congr. Bras. Eficiência Energética*, pp. 131–136, 2005.
- [31] D. A. Nunes, G. A. Barbosa, P. H. Ratzinger, J. A. R. Moraes, and André Luiz Emmel Silva, “Gestão De Energia E a Iso 50001: Ações Entre Duas Organizações De Setores Diferenciados,” *J. Eng. Exact Sci.*, vol. 6, no. 1, pp. 0036–0041, 2020.

- [32] R. Machado, “Tecnologias de armazenamento de energia e sua aplicação em Edifícios Residenciais com autoconsumo – Viabilidade Económica,” 2020.
- [33] M. Resch, B. Ramadhani, J. Bühler, and A. Sumper, “Comparison of control strategies of residential PV storage systems,” *9th Int. Renew. Energy Storage Conf. (IRES 2015)*, no. 0325522, p. 18, 2015.
- [34] Atualização dos perfis de consumo, de produção e de autoconsumo para o ano de 2018 Documento Metodológico ( artigo 272 . ° do Regulamento de Relações Comerciais ). EDP Distribuição, 2018.

## Anexo 1

### Programação no LabVIEW

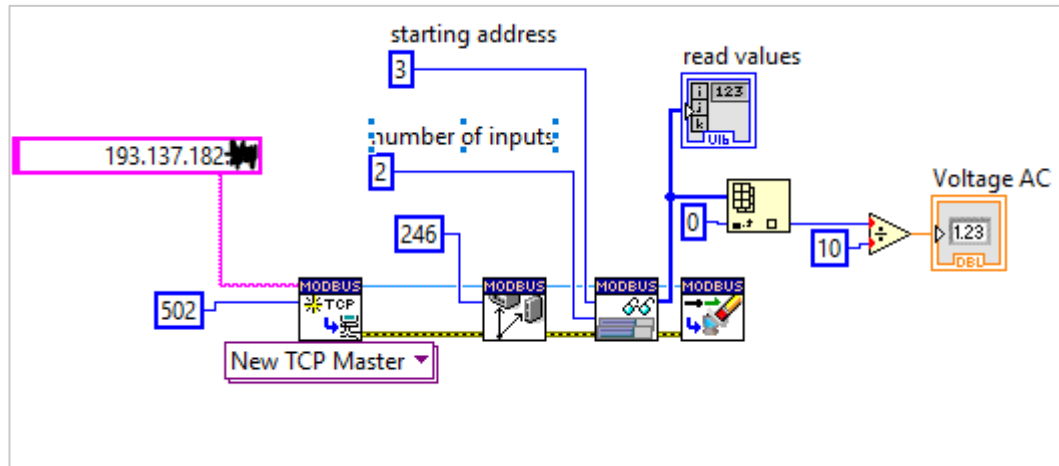


Figura A 1. Abrir a comunicação com o Color Control GX através do protocolo Modbus TCP IP.

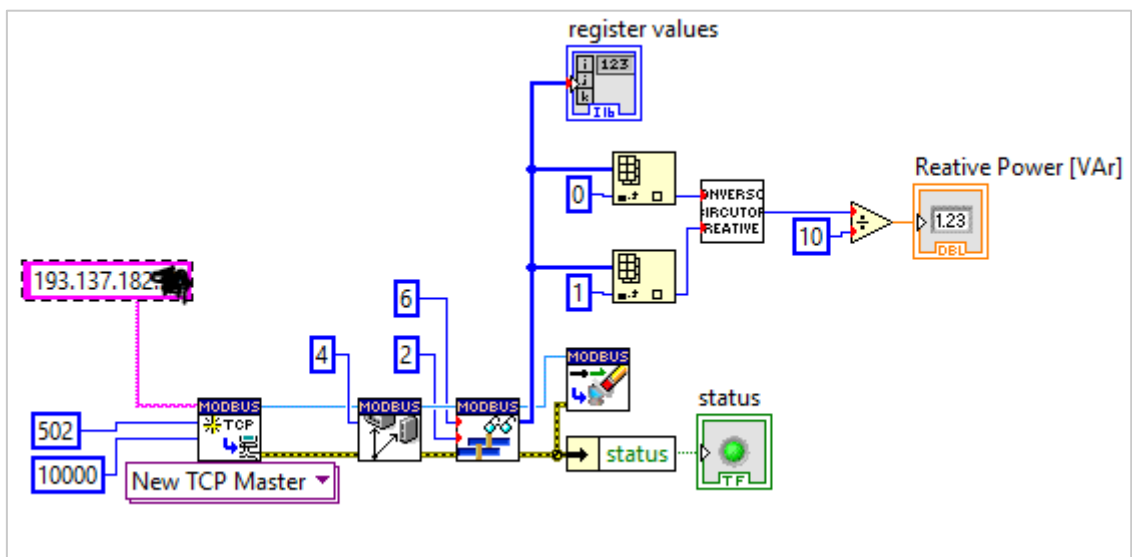


Figura A 2. Abrir a comunicação com o analisador de rede TCP 1RS+, através do Modbus TCP IP.

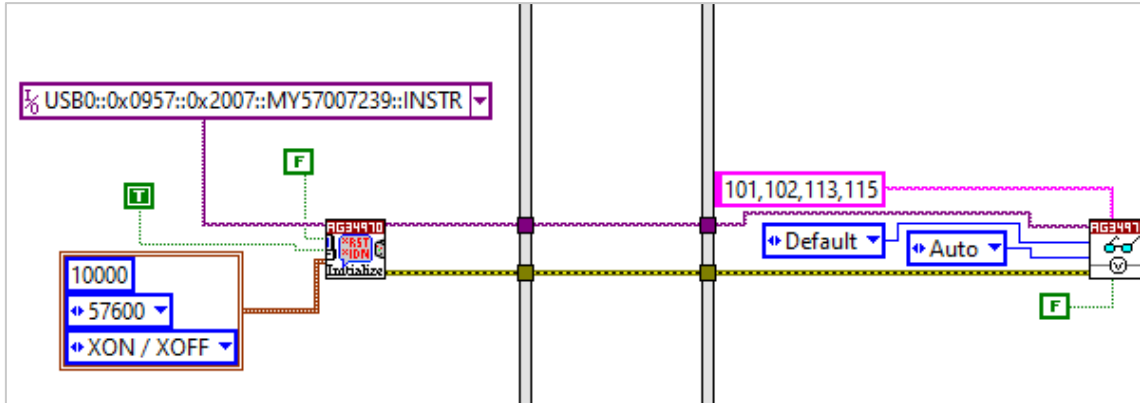


Figura A 3. Abrir a comunicação com o datalogger através do protocolo Visa.

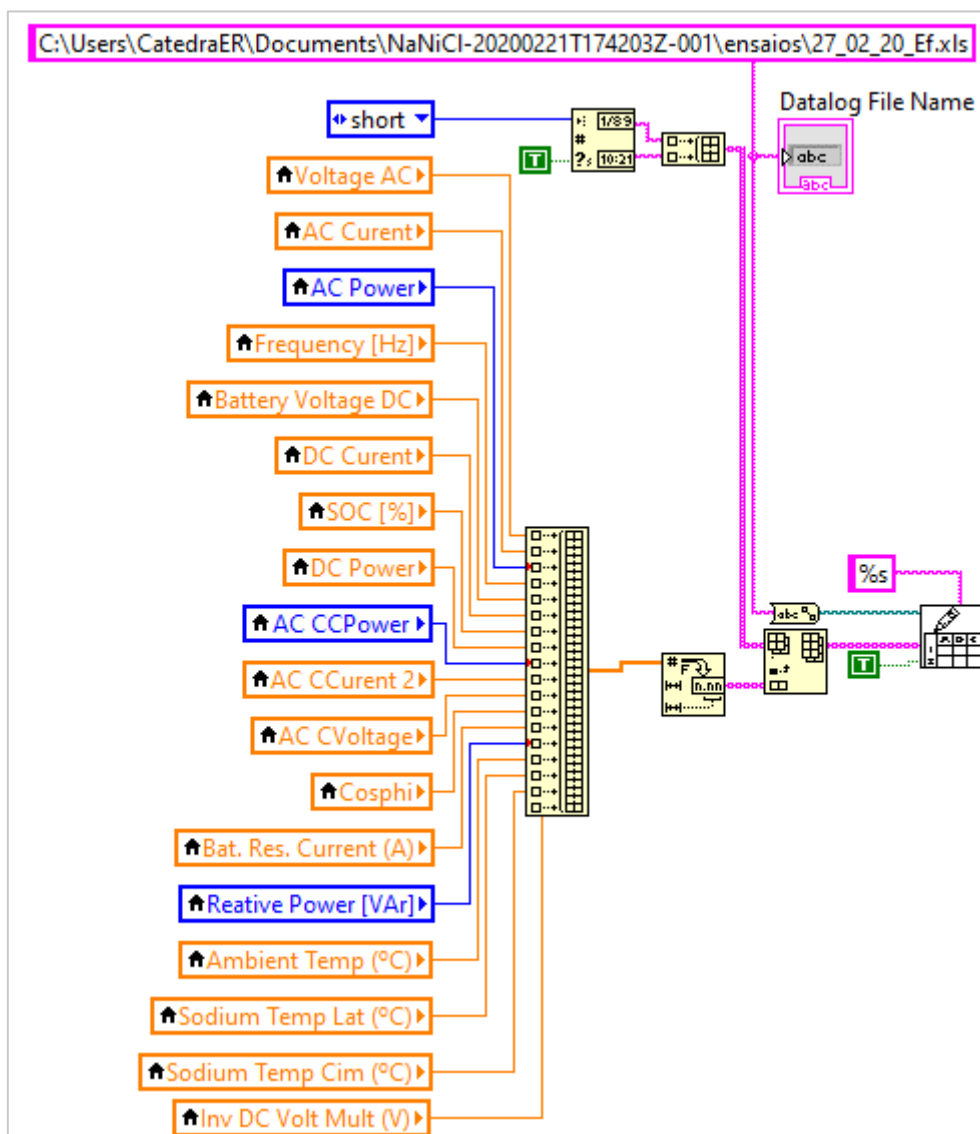


Figura A 4. Todos os parâmetros lidos e guardados do sistema EES, num ficheiro Excel.

## Anexo 2

description	Address	Type	Scale	Range	dbus-obj-path	writable	dbus-un
Serial (System)	800	string[6]	1	12 characters	/Serial	no	
CCGX Relay 1 state	806	uint16	1	0 to 1	/Relay/0/State	yes	0=Open;
CCGX Relay 2 state	807	uint16	1	0 to 1	/Relay/1/State	yes	0=Open;
PV - AC-coupled on ou	808	uint16	1	0 to 65336	/Ac/PvOnOutput/L	no	W
PV - AC-coupled on ou	809	uint16	1	0 to 65336	/Ac/PvOnOutput/L	no	W
PV - AC-coupled on ou	810	uint16	1	0 to 65336	/Ac/PvOnOutput/L	no	W
PV - AC-coupled on inp	811	uint16	1	0 to 65336	/Ac/PvOnGrid/L1/F	no	W
PV - AC-coupled on inp	812	uint16	1	0 to 65336	/Ac/PvOnGrid/L2/F	no	W
PV - AC-coupled on inp	813	uint16	1	0 to 65336	/Ac/PvOnGrid/L3/F	no	W
PV - AC-coupled on gen	814	uint16	1	0 to 65336	/Ac/PvOnGenset/L	no	W
PV - AC-coupled on gen	815	uint16	1	0 to 65336	/Ac/PvOnGenset/L	no	W
PV - AC-coupled on gen	816	uint16	1	0 to 65336	/Ac/PvOnGenset/L	no	W
AC Consumption L1	817	uint16	1	0 to 65336	/Ac/Consumption/	no	W
AC Consumption L2	818	uint16	1	0 to 65336	/Ac/Consumption/	no	W
AC Consumption L3	819	uint16	1	0 to 65336	/Ac/Consumption/	no	W
Grid L1	820	int16	1	-32668 to 32668	/Ac/Grid/L1/Power	no	W
Grid L2	821	int16	1	-32668 to 32668	/Ac/Grid/L2/Power	no	W
Grid L3	822	int16	1	-32668 to 32668	/Ac/Grid/L3/Power	no	W
Genset L1	823	int16	1	-32668 to 32668	/Ac/Genset/L1/Po	no	W
Genset L2	824	int16	1	-32668 to 32668	/Ac/Genset/L2/Po	no	W
Genset L3	825	int16	1	-32668 to 32668	/Ac/Genset/L3/Po	no	W
Active input source	826	int16	1	0 to 32668	/Ac/ActiveIn/Sourc	no	0=Not av
Battery Voltage (System)	840	uint16	10	0 to 6533.6	/Dc/Battery/Voltage	no	V DC
Battery Current (System)	841	int16	10	-3266.8 to 3266.8	/Dc/Battery/Current	no	A DC
Battery Power (System)	842	int16	1	-32668 to 32668	/Dc/Battery/Power	no	W
Battery State of Charge	843	uint16	1	0 to 100	/Dc/Battery/Soc	no	%
Battery state (System)	844	uint16	1	0 to 65336	/Dc/Battery/State	no	0=idle;1=
Battery Consumed Am	845	uint16	-10	0 to -6533.6	/Dc/Battery/Consum	no	Ah
Battery Time to Go (Sys)	846	uint16	0,01	0 to 6533600	/Dc/Battery/TimeT	no	s
PV - DC-coupled power	850	uint16	1	0 to 65336	/Dc/Pv/Power	no	W
PV - DC-coupled current	851	int16	10	-3266.8 to 3266.8	/Dc/Pv/Current	no	A DC
Charger power	855	uint16	1	0 to 65336	/Dc/Charger/Power	no	W
DC System Power	860	int16	1	-32668 to 32668	/Dc/System/Power	no	W
VE.Bus charge current (	865	int16	10	-3266.8 to 3266.8	/Dc/Vebus/Current	no	A DC
VE.Bus charge power (S	866	int16	1	-32668 to 32668	/Dc/Vebus/Power	no	W
Grid lost alarm	830	uint16	1	0 to 65336	/Ac/Alarms/GridLo	no	0=Ok;2=
Input voltage phase 1	3	uint16	10	0 to 6533.6	/Ac/ActiveIn/L1/V	no	V AC
Input voltage phase 2	4	uint16	10	0 to 6533.6	/Ac/ActiveIn/L2/V	no	V AC
Input voltage phase 3	5	uint16	10	0 to 6533.6	/Ac/ActiveIn/L3/V	no	V AC
Input current phase 1	6	int16	10	-3266.8 to 3266.8	/Ac/ActiveIn/L1/I	no	A AC
Input current phase 2	7	int16	10	-3266.8 to 3266.8	/Ac/ActiveIn/L2/I	no	A AC

**Figura A 5.** Lista de registros de endereços para protocolo *Modbus* TCP IP do *Color Control GX* e inversor.

### Anexo 3

Parâmetros do sistema EES medidos e guardados em folha de cálculo *Excel*.

**Tabela A 1.** Registo dos parâmetros da instalação EES.

Data	Horas	t [s]	t [h]	V_AC [V]	I_AC [A]	P_AC [W]	Freq [Hz]	V_DC [V]	I_DC [A]
08/02/2020	05:20:12	0	0,00	240,60	2,00	691,00	50,10	46,99	2,80
08/02/2020	05:20:17	5	0,00	239,70	3,00	691,00	50,10	47,58	13,20
08/02/2020	05:20:22	10	0,00	238,80	3,00	700,00	50,10	47,61	13,80
08/02/2020	05:20:27	15	0,00	240,60	3,00	700,00	50,10	47,63	13,80
08/02/2020	05:20:32	20	0,01	238,80	3,00	699,00	50,10	47,61	13,50
08/02/2020	05:20:37	25	0,01	239,70	3,20	694,00	50,10	47,65	14,10
08/02/2020	05:20:42	30	0,01	239,70	3,00	698,00	50,10	47,62	13,60
08/02/2020	05:20:47	35	0,01	239,70	3,00	697,00	50,10	47,64	13,90
08/02/2020	05:20:52	40	0,01	239,70	3,00	688,00	50,10	47,63	14,00
08/02/2020	05:20:57	45	0,01	239,70	3,00	703,00	50,10	47,62	14,20
08/02/2020	05:21:02	50	0,01	239,70	3,00	698,00	50,10	47,63	13,40
08/02/2020	05:21:07	55	0,02	239,70	3,00	697,00	50,10	47,62	14,00
08/02/2020	05:21:12	60	0,02	239,70	3,00	705,00	50,10	47,60	12,80
08/02/2020	05:21:17	65	0,02	239,70	3,00	697,00	50,10	47,63	13,60
08/02/2020	05:21:22	70	0,02	239,70	3,00	700,00	50,10	47,63	13,60
08/02/2020	05:21:27	75	0,02	240,60	3,20	703,00	50,10	47,63	14,00
08/02/2020	05:21:32	80	0,02	240,60	3,00	694,00	50,10	47,61	13,40
08/02/2020	05:21:37	85	0,02	240,60	3,00	695,00	50,10	47,67	13,60
08/02/2020	05:21:42	90	0,03	239,70	3,00	694,00	50,10	47,61	13,10
08/02/2020	05:21:47	95	0,03	238,80	3,00	694,00	50,10	47,61	13,60
08/02/2020	05:21:52	100	0,03	240,60	3,00	714,00	50,10	47,63	13,40
08/02/2020	05:21:57	105	0,03	239,70	3,00	693,00	50,10	47,61	13,00
08/02/2020	05:22:02	110	0,03	239,70	3,00	695,00	50,10	47,61	13,20
08/02/2020	05:22:07	115	0,03	239,70	3,00	706,00	50,10	47,57	13,30
08/02/2020	05:22:12	120	0,03	240,60	3,00	699,00	50,10	47,55	13,40
08/02/2020	05:22:17	125	0,04	240,60	3,00	710,00	50,10	47,55	13,50
08/02/2020	05:22:22	130	0,04	240,60	3,00	702,00	50,10	47,55	13,70
08/02/2020	05:22:27	135	0,04	240,60	3,00	695,00	50,10	47,53	13,70
08/02/2020	05:22:32	140	0,04	240,60	3,00	700,00	50,10	47,49	14,00
08/02/2020	05:22:37	145	0,04	240,60	3,00	700,00	50,10	47,49	13,40
08/02/2020	05:22:42	150	0,04	240,60	3,00	701,00	50,10	47,49	13,30
08/02/2020	05:22:47	155	0,04	239,70	3,00	708,00	50,10	47,49	13,60
08/02/2020	05:22:52	160	0,04	240,60	3,00	709,00	50,10	47,48	14,40
08/02/2020	05:22:57	165	0,05	240,60	3,00	695,00	50,10	47,47	13,60
08/02/2020	05:23:02	170	0,05	239,70	3,00	691,00	50,10	47,43	13,20
08/02/2020	05:23:07	175	0,05	239,70	3,00	700,00	50,10	47,48	13,40
08/02/2020	05:23:12	180	0,05	239,70	3,20	707,00	50,10	47,47	13,40
08/02/2020	05:23:17	185	0,05	240,60	3,00	704,00	50,10	47,45	14,40

SOC [%]	P_DC [W]	P_circutor [W]	I_circutor [A]	V_circutor [V]	FP	I_DC (R.P.) [A]	P_VAr circutor
21,00	628,00	670,00	2,82	239,40	0,38	12,81	-5,00
21,00	628,00	710,00	2,99	239,30	0,98	12,81	-7,00
21,00	657,00	700,00	2,95	239,10	0,97	13,10	-7,00
21,00	643,00	710,00	2,99	239,20	1,00	12,95	-6,00
21,00	653,00	700,00	2,91	239,00	1,00	13,22	-9,00
21,00	657,00	710,00	2,98	239,10	0,98	12,68	-9,00
21,00	662,00	710,00	2,95	239,10	0,98	12,88	-8,00
21,00	629,00	720,00	2,96	239,10	0,97	13,12	-9,00
21,00	667,00	730,00	3,02	239,00	0,97	13,23	-9,00
21,00	676,00	700,00	2,98	239,10	0,98	13,13	-5,00
21,00	638,00	720,00	3,04	239,20	0,98	13,15	-10,00
21,00	647,00	710,00	2,93	239,40	0,97	13,33	-8,00
21,00	648,00	700,00	2,95	239,20	0,98	12,90	-8,00
21,00	633,00	730,00	3,06	239,30	0,98	13,06	-10,00
21,00	648,00	710,00	2,96	239,30	0,97	13,23	-6,00
21,00	667,00	710,00	2,95	239,30	0,98	13,24	-8,00
21,00	638,00	720,00	2,99	239,40	0,98	12,87	-10,00
21,00	648,00	710,00	2,98	239,20	0,97	13,25	-8,00
21,00	624,00	700,00	2,95	239,20	0,97	13,30	-9,00
21,00	647,00	710,00	2,94	239,30	1,00	13,01	-6,00
21,00	638,00	730,00	3,00	239,40	0,98	13,44	-10,00
21,00	619,00	730,00	2,99	239,50	0,98	13,14	-9,00
21,00	628,00	710,00	2,98	239,50	0,97	13,08	-7,00
21,00	662,00	720,00	3,01	239,50	0,98	13,16	-9,00
21,00	632,00	710,00	2,99	239,50	1,00	13,35	-6,00
21,00	642,00	720,00	2,99	239,50	1,00	13,32	-6,00
21,00	642,00	730,00	3,05	239,60	0,97	13,50	-9,00
21,00	646,00	700,00	3,00	239,60	0,97	13,18	-7,00
21,00	665,00	720,00	2,95	239,50	1,00	13,21	-10,00
21,00	636,00	730,00	3,02	239,60	0,97	13,36	-7,00
21,00	632,00	720,00	2,99	239,40	1,00	13,28	-6,00
21,00	646,00	720,00	2,99	239,60	1,00	13,21	-8,00
21,00	684,00	700,00	2,96	239,70	0,98	13,43	-5,00
21,00	646,00	710,00	2,89	239,50	0,98	12,98	-9,00
21,00	626,00	710,00	3,01	239,60	0,98	13,07	-8,00
21,00	636,00	720,00	2,97	239,50	0,98	13,18	-9,00
21,00	636,00	710,00	2,95	239,50	0,97	13,39	-7,00

T. Ambiente [°C]	T.B. Lateral [°C]	T. B. Topo [°C]	T.B. Interna [°C]
22,35	32,27	34,62	265,00
22,36	32,31	34,64	264,50
22,25	32,30	34,62	265,00
22,35	32,27	34,61	265,00
22,34	32,30	34,58	265,50
22,42	32,29	34,58	264,50
22,55	32,30	34,59	265,00
22,60	32,29	34,62	264,50
22,44	32,22	34,63	264,50
22,33	32,19	34,63	265,00
22,27	32,16	34,65	264,50
22,27	32,09	34,66	265,00
22,33	32,11	34,64	265,50
22,31	32,07	34,62	264,50
22,38	32,07	34,64	265,00
22,47	32,13	34,67	265,00
22,46	32,03	34,73	264,50
22,48	32,01	34,73	264,50
22,38	32,12	34,71	265,00
22,32	32,19	34,72	264,50
22,32	32,27	34,77	264,50
22,40	32,28	34,81	265,00
22,45	32,33	34,85	264,50
22,55	32,36	34,88	265,00
22,45	32,37	34,92	264,50
22,67	32,38	34,93	265,00
22,62	32,39	34,92	264,50
22,69	32,35	34,90	265,00
22,60	32,35	34,86	264,50
22,49	32,32	34,86	265,00
22,44	32,32	34,83	264,50
22,40	32,32	34,81	264,50
22,29	32,35	34,83	265,00
22,23	32,36	34,85	264,50
22,21	32,31	34,86	265,00
22,23	32,30	34,87	264,50
22,37	32,33	34,85	265,00
22,42	32,29	34,86	264,50
22,42	32,28	34,88	264,50
22,44	32,25	34,92	265,00



## Anexo 4

Perfis de consumos energéticos em BTN classe B por mês, determinados por uma base de 15 minutos, dos dados utilizados utilizado na implementação da estratégia de estratégia de maximização de autoconsumo PV.

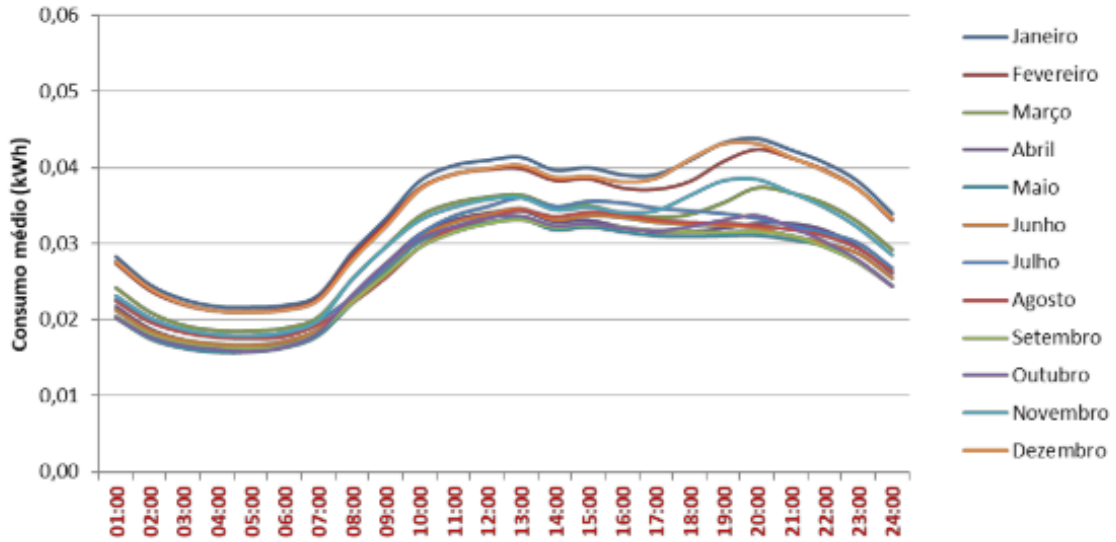


Figura A 6. Perfil típico de consumo num dia útil em BTN classe B, adaptado de [34].

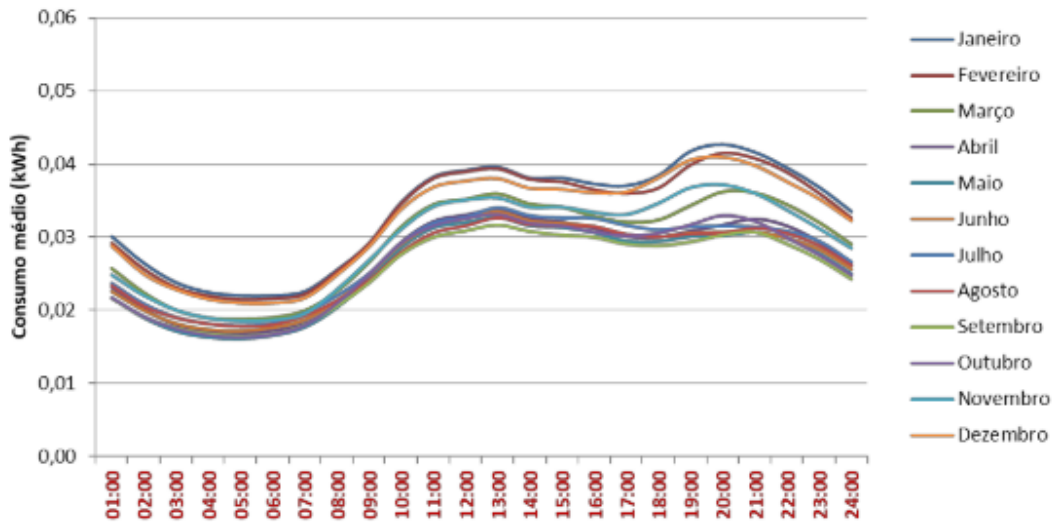


Figura A 7. Perfil de consumo típico de um sábado em BTN classe B, adaptado de [34].

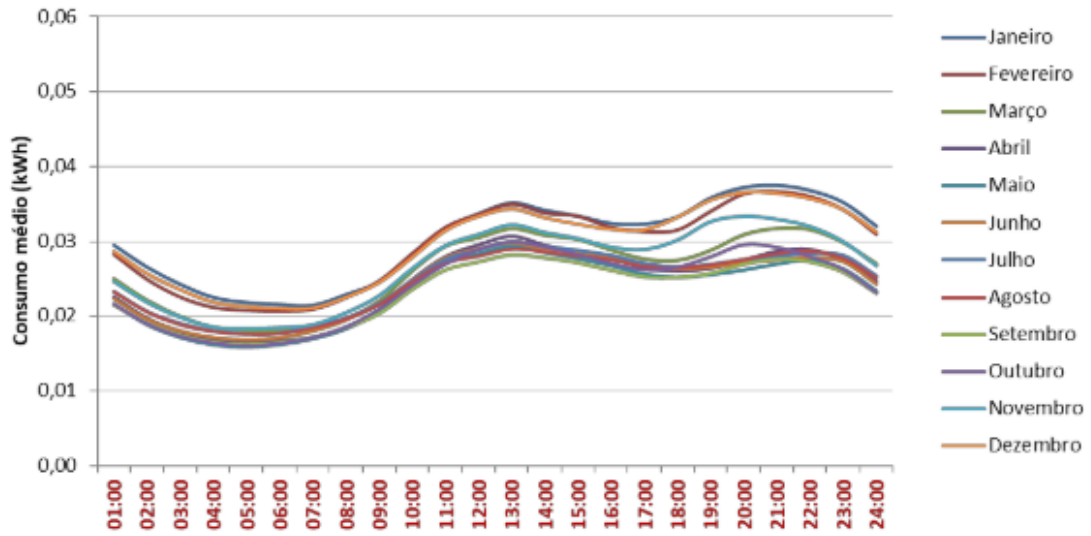


Figura A 8. Perfil de consumo típico de um domingo/feriado em BTN classe B, adaptado de [34].

## Anexo 5

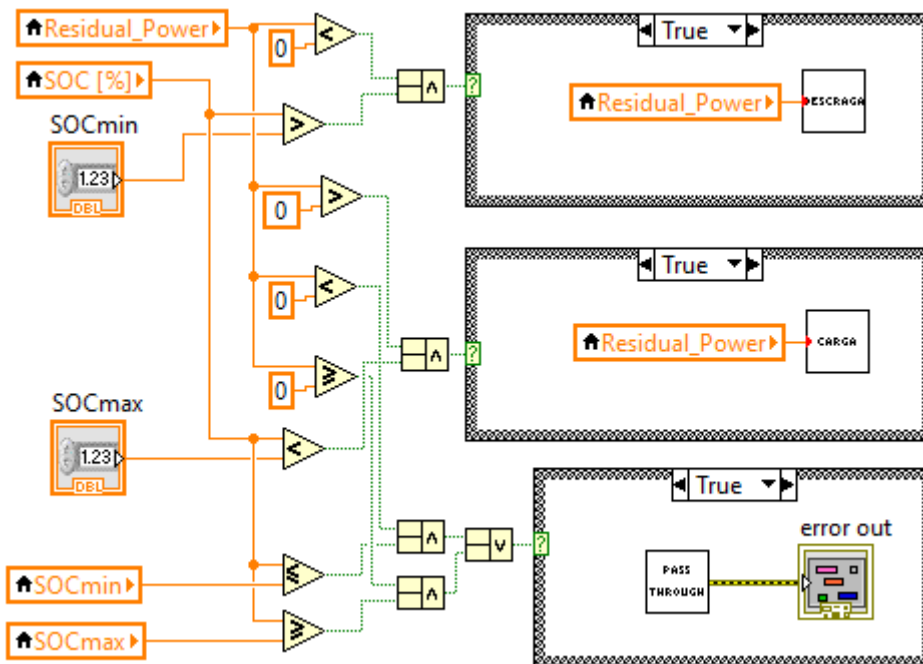


Figura A 9. Condições de fronteira na implementação da estratégia de maximização de autoconsumo PV no software de controlo.

## Anexo 6

MultiGrid	24 V 48 V	24/3000/70 48/3000/35
PowerControl e PowerAssist		Sim
Interruptor de transferência		50 A
<b>INVERSOR</b>		
Intervalo de tensão de entrada		19 V a 33 V      38 V a 66 V
Saída		Tensão de saída: 230 VCA ± 2% Frequência: 50 Hz ± 0,1% (1)
Potência de saída contínua a 25 °C (3)		3000 VA
Potência cont. de saída a 25 °C		2400 W
Potência cont. de saída a 40 °C		2200 W
Potência cont. de saída a 65 °C		1700 W
Pico de potência (W)		6000 W
Eficiência máxima		94% / 95%
Consumo em vazio		20 W / 25 W
Consumo em vazio em modo de Poupança		15 W / 20 W
Consumo em vazio em modo de Procura		10 W / 12 W
<b>CARREGADOR</b>		
Entrada CA		Intervalo da tensão de entrada: 187 VCA a 265 VCA Frequência de entrada: 45 Hz a 65 Hz
Tensão de carga em absorção		28,8 / 57,6 V
Tensão de carga em carga lenta		27,6 / 55,2 V
Storage mode (modo de armazenagem)		26,4 / 52,8 V
Corrente de carga para bateria de serviço (4)		70 A / 35 A
Sensor de temperatura da bateria		sim
<b>GERAL</b>		
Saída auxiliar		Sim (16 A) Desliga quando não existe fonte CA disponível
Relé programável (5)		Sim
Proteção (2)		a - g
Porta de comunicação VE.Bus		Para funcionamento em paralelo e trifásico, monitorização remota e integração no sistema
Porta de comunicação multiusos		Sim
Ligar/Desligar Remoto		Sim
Temperatura de funcionamento		-20 °C a +50 °C (arrefecido por ventilador)
Humidade (sem condensação)		máx. 95%

**Figura A 10.** Especificações técnicas do Inversor bidirecional MultiGrid 48/3000/35-50 [25].