

FACULDADE DE ENGENHARIA DA UNIVERSIDADE DO PORTO



Modelação e Simulação de Longa Duração de Micro-Rede com Múltiplas Fontes de Energia

Lídio José Monteiro Ribeiro

DOCUMENTO DE DISSERTAÇÃO

Mestrado Integrado em Engenharia Eletrotécnica e de Computadores

Orientador: António Pina Martins

Coorientador: Vítor Morais

27 de Julho de 2020

Resumo

Esta dissertação propõe-se a dimensionar e a construir um modelo de simulação de longa duração de uma micro-rede. As micro-redes apresentam-se como fortes alternativas ao conceito de produção centralizada de energia, uma vez que utilizam fontes limpas de produção energética e cujo controlo e presença de sistemas de armazenamento garantem um nível elevado de eficiência e baixo desperdício energético.

Posto isto, optou-se pelo dimensionamento de uma micro-rede que incluiu os seguintes subsistemas: duas fontes de energia renovável (uma eólica e outra fotovoltaica), um conjunto de cargas simulando habitações domésticas e um sistema de armazenamento de energia. São nestes subsistemas que reside o principal foco desta dissertação, quer ao nível da simulação das suas dinâmicas, quer ao nível do trânsito de potência que se observará entre eles.

Com vista a cumprir o objetivo de ser possível realizar simulações de longa duração (tipicamente vinte e quatro horas), optou-se por escolher como modelo de inversor o modelo fasorial, uma vez que este permite simular dinâmicas de longa duração de forma relativamente rápida quando comparado com outros modelos de inversor. Esta revelou-se como sendo uma decisão bastante importante, uma vez que, face ao número de testes e perfis criados, não seria vantajoso que o modelo fosse lento, ainda que isso resulte numa menor precisão dos resultados simulados.

Para a obtenção de resultados o modelo construído foi submetido a diferentes cenários de produção e consumo energético, tentando observar o comportamento da micro-rede para diferentes perfis associados a condições típicas de estações do ano.

Além disso, fez-se também o dimensionamento de um inversor grid forming que permitiu à micro-rede funcionar em modo isolado da rede de distribuição, fazendo-se o levantamento das principais diferenças que ocorrem quando a micro-rede se encontra neste modo.

Abstract

This dissertation intends to dimension and build a long-term simulation model of a microgrid. Microgrids are strong alternatives to the centralized energy production concept, once they use clean energy sources. Its control and the presence of energy storage guarantee a high efficiency level and low energy waste.

Thus, we build a microgrid model which includes the following subsystems: two renewable sources (one wind turbine and one photovoltaic system), a set of loads simulating residential houses and energy storage system. The focus of this project are the subsystems previously presented once we want to simulate their dynamics and the power flow between them.

Once this project is intended to do long term simulations (about twenty-four hours), we opted to choose the phasor inverter model, once it can simulate long term dynamics in a rapid way. This decision was very important since the number of tests and profiles were very high and is not acceptable to loose so much time with simulation, even if the phasor model is not so accurate as other model examples.

The constructed model was submitted to different production and consumption scenarios with the purpose to observe the behavior of the microgrid to profiles associated to different seasons.

Furthermore, a grid forming inverter was constructed which allowed the microgrid to operate in isolation from the distribution network.

Conteúdo

1	Introdução	1
1.1	Enquadramento e Motivação	1
1.2	Objetivos	2
1.3	Estrutura	2
2	Revisão Bibliográfica	3
2.1	Conceito de <i>Smart Grid</i>	3
2.2	Micro-redes	3
2.3	Microgeradores	4
2.3.1	Painéis Fotovoltaicos	5
2.3.2	Geradores eólicos	11
2.3.3	Sistemas de Armazenamento baseados em Baterias	15
2.4	Micro-redes - Controlo	19
2.5	Micro-redes - Comunicações	20
2.6	Conclusões	21
3	Modelo de Simulação	23
3.1	Introdução	23
3.2	Modelo Numérico de Simulação	23
3.2.1	Modelo de Comutação - MCom	25
3.2.2	Modelo de Média - MMed	25
3.2.3	Modelo Fasorial - MFas	26
3.2.4	Modelo de Componentes Simétricas- MCS	27
3.2.5	Parâmetros Estimados	27
3.3	Inversor <i>Grid Feeding</i> e <i>Grid Forming</i>	28
3.3.1	<i>Grid Feeding</i>	28
3.3.2	<i>Grid Forming</i>	29
3.4	Descrição dos Subsistemas	30
3.4.1	Painel Fotovoltaico	30
3.4.2	Turbina Eólica	30
3.4.3	Bateria	31
3.4.4	Cargas de Consumo	33
3.5	Conclusões	34
4	Resultados dos Cenários Propostos	37
4.1	Introdução	37
4.2	Modo Normal de Funcionamento da Micro-Rede	38
4.2.1	Cenário 1 - Verão	39

4.2.2	Cenário 2 - Outono	42
4.2.3	Cenário 3 - Inverno	44
4.3	Funcionamento em Ilha da Micro-Rede	47
4.3.1	Cenário 1 - Verão	50
4.4	Análise e Discussão de Resultados	50
4.5	Conclusão	51
5	Conclusões	53
5.1	Conclusões	53
5.2	Trabalho Futuro	54
	Referências	55

Lista de Figuras

2.1	Exemplo de organização de micro-rede (imagem adaptada de [1]).	4
2.2	Circuito equivalente de uma célula fotovoltaica.	5
2.3	Característica I-V de célula Fotovoltaica.	6
2.4	Estrutura geral de um sistema fotovoltaico.	7
2.5	Fluxograma do algoritmo de condutância incremental.	9
2.6	Circuito inversor de ponte completa.	10
2.7	Esquema de topologia H5.	12
2.8	Turbina eólica com conversor de potência de escala parcial.	13
2.9	Turbina eólica com conversor de potência de escala completa.	13
2.10	Curva característica da potência da turbina face a vários valores de velocidade do vento. Adaptada de [2].	14
2.11	Modelo de circuito equivalente de bateria. Imagem adaptada de [3].	18
2.12	Esquemático de conversor DAB.	19
3.1	Modelo proposto de um sistema de Micro-Rede.	24
3.2	Esquemático de algoritmo de controlo para inversor <i>grid forming</i> e <i>grid feeding</i>	29
3.3	Perfil de produção fotovoltaica para um dia de verão.	31
3.4	Perfil de velocidade do vento para o modelo de turbina eólico simulado.	32
3.5	Fluxograma de controlo de turbina eólica utilizado.	33
3.6	Fluxograma de controlo de carga e descarga de bateria, tendo o SOC como variável de controlo.	34
3.7	Perfil de consumo de Verão de uma das habitações presentes no modelo.	35
3.8	Perfil de consumo de Inverno de uma das habitações presentes no modelo.	36
4.1	Perfil de produção eólica.	38
4.2	Perfil de produção fotovoltaica para um dia de verão.	39
4.3	Perfil de produção fotovoltaica para um dia de verão.	40
4.4	Principais resultados para cenário de verão (modo normal). 1ª janela: produção fotovoltaica a azul, produção eólica a laranja. 2ª janela: potência do secundário a azul, potência da bateria a laranja.	41
4.5	Perfil de produção fotovoltaica para um dia de outono.	43
4.6	Perfil de produção fotovoltaica para um dia de outono.	44
4.7	Principais resultados para cenário de outono (modo normal). 1ª janela: produção fotovoltaica a azul, produção eólica a laranja. 2ª janela: potência do secundário a azul, potência da bateria a laranja.	45
4.8	Perfil de produção fotovoltaica para um dia de inverno.	46
4.9	Perfil de produção fotovoltaica para um dia de inverno.	47

4.10 Principais resultados para cenário de inverno (modo normal). 1ª janela: produção fotovoltaica a azul, produção eólica a laranja. 2ª janela: potência do secundário a azul, potência da bateria a laranja.	48
4.11 Diagrama de estados do bloco de gestão utilizado em modo ilha.	49
4.12 Principais resultados para cenário de verão (modo isolado). 1ª janela: produção fotovoltaica a azul, produção eólica a laranja. 2ª janela: potência do secundário a azul, potência da bateria a laranja.	51

Lista de Tabelas

3.1	Comparação de modelos de simulação.	28
4.1	Tabela comparativa de resultados obtidos para os diferentes cenários.	46

Capítulo 1

Introdução

1.1 Enquadramento e Motivação

No sentido de continuar a caminhada positiva no que toca a preocupações ambientais, o governo português propôs-se a atingir a neutralidade carbónica até 2050, através de medidas como o aumento da produção energética utilizando fontes renováveis e redução de resíduos urbanos [4].

O Presidente da República, Marcelo Rebelo de Sousa, foi mesmo mais longe e anunciou na Sede da ONU que até 2030 Portugal se propõe a reduzir até 50% das emissões de gases de efeito de estufa, a atingir os 35% de eficiência energética e a ter 80% da produção total de energia elétrica através de fontes renováveis [5]. Num sinal claro do esforço para cumprir estas metas, o Programa do Governo, para a atual legislatura, promete encerrar duas centrais termoelétricas nos próximos anos: central do Pego em 2021 e central de Sines em 2023 [6]. Esta medida pode ser um sinal claro para a introdução de uma forma mais expressiva dos sistemas distribuídos no nosso país em detrimento dos atuais sistemas centralizados de energia. Esta aposta promete ser a melhor solução a aplicar num futuro próximo, uma vez que se apresenta como a melhor em termos de preocupações ambientais e também como uma solução de gestão de energia muito mais sensível às necessidades em tempo real do consumo energético.

Motivados pelo aumento do uso de sistemas de energia renovável e micro-produção e também por uma consciencialização cada vez maior em relação a problemas ambientais, a pesquisa e melhoria de sistemas de conversão eletrónica de potência entre fontes de energia renovável e rede de energia e/ou micro-redes tem conhecido um aumento significativo. Desta feita, torna-se cada vez mais fácil integrar no mesmo sistema diferentes dispositivos de potência, visto que os níveis de compatibilidade eletrónica são no presente mais elevados. Esta capacidade de construir um sistema com diferentes subsistemas integrados que comunicam entre si de forma cada vez mais fácil está na base do conceito de uma micro-rede.

1.2 Objetivos

O objetivo principal desta dissertação de mestrado consiste na construção e dimensionamento de um modelo de simulação de uma micro-rede. Este deve estar preparado para fazer simulações de longa duração em que o principal foco de estudo e recolha de resultados se deve prender no trânsito de potências entre os diferentes subsistemas de uma micro-rede, nomeadamente as fontes renováveis de energia, a rede principal de distribuição, as cargas e o sistema de armazenamento de energia. Nesse sentido a criação de diferentes condições de produção, consumo e armazenamento de energia permitirá obter uma vasta gama de testes a que o modelo será submetido e que permitirá retirar conclusões acerca das interações que ocorrem entre os diferentes subsistemas durante o tempo de simulação.

Além deste objetivo principal, pretende-se ainda estudar o comportamento do mesmo modelo quando testado sob condições de isolamento da rede de distribuição.

1.3 Estrutura

Este documento de dissertação será dividido em 5 capítulos.

O primeiro, onde nos encontramos, em que se dará a conhecer os principais motivos para a realização deste trabalho assim como os objetivos a atingir no fim deste projeto.

No segundo capítulo será feito o levantamento do estado de arte relacionado com todo o conceito de micro-rede, desde as suas estruturas de baixo nível até às camadas de gestão e comunicação. No entanto, apresentar-se-á um foco maior no estudo e recolha bibliográfica no que aos microgeradores de uma micro-rede diz respeito, uma vez que o foco principal do trabalho se prende na interação e trânsito de potência entre eles.

No terceiro capítulo é dado a conhecer o modelo de simulação dimensionado, apresentando as suas principais características gerais, mas sobretudo dando a devida atenção e aprofundada descrição dos seus subsistemas constituintes.

No quarto capítulo são apresentados os resultados obtidos para a bateria de testes a que o modelo de simulação foi submetido.

Por último, tem-se o quinto capítulo onde serão apresentadas as principais conclusões e possível planeamento de trabalho futuro.

Capítulo 2

Revisão Bibliográfica

Neste capítulo faz-se o levantamento do estado da arte referente aos conceitos em que se insere o problema proposto.

2.1 Conceito de *Smart Grid*

O aumento da procura de eletricidade, a necessidade em aumentar a segurança no abastecimento de energia, a dificuldade crescente na construção de infraestruturas de transporte e distribuição e uma sensibilização crescente para as questões ambientais e aumento da sustentabilidade têm levado a um esforço muito maior por parte da indústria energética para oferecer novas soluções de fontes de energia e também novas formas de distribuição energética.

As chamadas *smart grids* prometem ser a solução para alguns dos problemas mencionados, uma vez que estas, utilizando tecnologias inovadoras, monitorização e controlo inteligentes, permitem uma melhoria no fornecimento seguro, económico e sustentável de energia elétrica.

De uma forma muito genérica, há uma tentativa de transformar a rede de distribuição, maioritariamente passiva, numa rede ativa de fornecimento de energia. Isto é, o controlo passa a ser distribuído, o fluxo de energia é bidirecional, existindo uma gestão em tempo real do tipo de operação a realizar baseado nas necessidades atuais do consumidor/produzidor de energia. As grandes centrais passam a ser substituídas por módulos de pequenas dimensões que tanto funcionam como geradores de potência como consumidores da mesma, mediante as necessidades da altura. Desta forma, a distribuição e gestão de energia deixa de estar dependente de uma unidade central que fornece corrente a todos os consumidores e passa a basear-se em unidades distribuídas cuja gestão é independente e em tempo real [1].

2.2 Micro-redes

No seguimento do conceito de *smart grid* apresentado anteriormente, as micro-redes apresentam-se como a estrutura mais promissora para a organização deste tipo de redes. Nesta estrutura, a capacidade de controlar toda a operação da rede impõe-se como elemento central na importância da

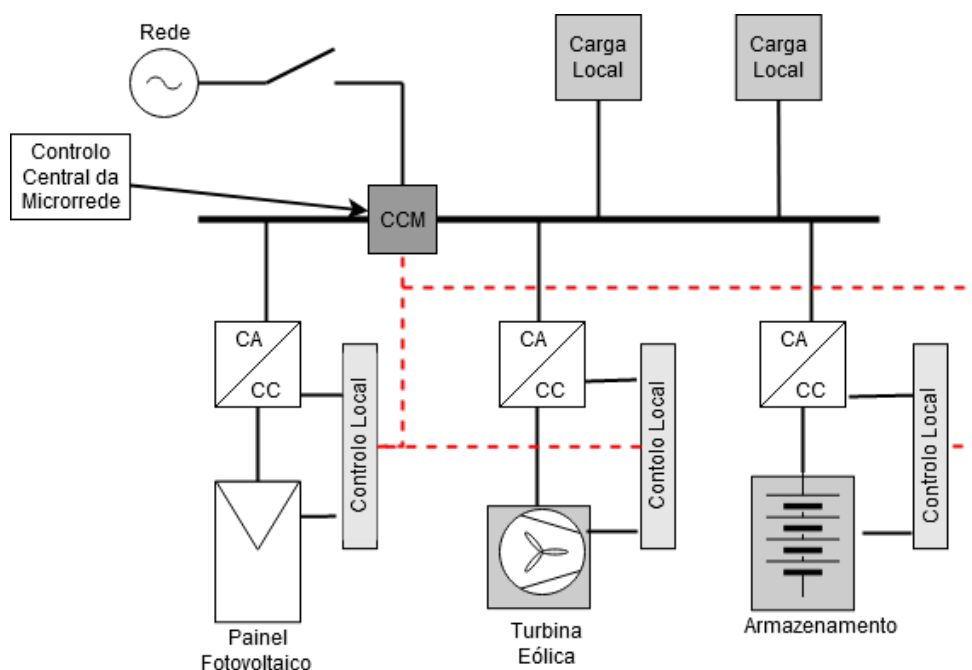


Figura 2.1: Exemplo de organização de micro-rede (imagem adaptada de [1]).

mesma. Passa-se então a estar perante o uso de geradores distribuídos de energia, como turbinas eólicas e painéis fotovoltaicos que funcionam em paralelo com dispositivos de armazenamento como condensadores e baterias. Esta nova forma de estruturação e controlo permite que uma micro-rede funcione quer de uma forma interconectada com a rede pública de distribuição, quer de uma forma totalmente isolada sempre que existirem falhas ou perturbações da rede principal. A estrutura típica de uma micro-rede observa-se na Figura 2.1.

Previsivelmente, o controlo deste tipo de redes é muito complexo, uma vez que tem influência direta na capacidade de agregar diferentes tipos de microgeradores, no protocolos de comunicação utilizados, no fornecimento de energia para a rede, no controlo das cargas de armazenamento e na percepção em tempo real das decisões a tomar de forma a criar as condições de qualidade e segurança para todos os envolvidos diretamente com a micro-rede em questão (consumidor final ou fornecedor de energia) [1].

2.3 Microgeradores

Os microgeradores são produtores modulares de energia, tendencialmente de fontes renováveis, que garantem injeção de energia elétrica na rede pública ou então alimentam toda a micro-rede quando esta está desconectada da mesma. Entre os microgeradores utilizados, os seguintes são os mais comuns [7]:

2.3.1 Paineis Fotovoltaicos

Os painéis fotovoltaicos são módulos de células solares que transformam a radiação proveniente do Sol em energia elétrica. Esta transformação é feita através do uso das propriedades químicas de um semicondutor, normalmente o silício. Quando a luz solar, composta por partículas de energia chamadas fótons, incide sobre o painel, as propriedades do silício permitem que a energia dos fótons seja transferida para os elétrons presentes na sua camada superficial e que estes, por sua vez, se desloquem para uma segunda camada de silício onde estão em falta. É este movimento que permite a criação de uma corrente elétrica.

Do ponto de vista de um circuito equivalente, uma célula fotovoltaica pode, de uma forma simplificada, ser representada por uma fonte de corrente (que neste contexto está diretamente associada à intensidade de luz solar) em antiparalelo com um díodo. A estes dois componentes são adicionadas uma resistência em paralelo e outra em série, cada uma delas simbolizando o caráter não ideal de um painel fotovoltaico. No modelo presente, a resistência em série, R_S , representa a queda de tensão ao nível das camadas do painel e de outros contactos. Faz também a relação entre a potência máxima gerada pela célula e a tensão de circuito aberto V_{OC} . Por outro lado, a resistência em paralelo, R_{SH} , está associada às correntes de fuga nas extremidades da célula e outros pequenos curto-circuitos internos [8, 9, 10]. O circuito equivalente descrito pode ser visto na Figura 2.2.

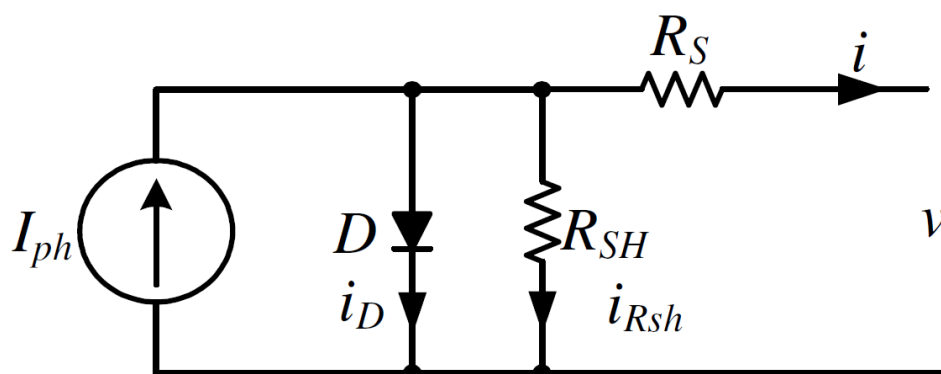


Figura 2.2: Circuito equivalente de uma célula fotovoltaica.

O modo de operação de uma célula fotovoltaica pode ser descrito por um conjunto de curvas características que relacionam ordens de grandeza da mesma. No caso do circuito equivalente em 2.2, a sua característica I-V é descrita pela seguinte equação 2.1:

$$i = I_{ph} - I_0 \left\{ \exp \left[\frac{e}{mkT} (v + IR_s) \right] - 1 \right\} - \frac{v + IR_s}{R_{sh}}. \quad (2.1)$$

Nesta equação, I_0 representa a corrente de saturação inversa do díodo, e a carga do eletrão, k a constante de Boltzman, T a temperatura em graus Kelvin e m um fator que indica o grau de idealidade do díodo.

Das variáveis presentes na equação 2.1, R_s , R_{sh} , I_0 e m , podem ser obtidas utilizando pontos estratégicos da curva característica I-V, nomeadamente, o ponto de curto-circuito (SC), o ponto de máxima potência (MPP), o de circuito aberto (OC), normalmente disponibilizados pela folha de características do painel. Resultam então as seguintes equações:

$$I_{sc} = I_{ph} - I_0 \exp\left(\frac{I_{sc} R_s}{V_t}\right) - \frac{I_{sc} R_s}{R_{sh}}. \quad (2.2)$$

$$I_{mpp} = I_{ph} - I_0 \exp\left(\frac{V_{mpp} + I_{mpp} R_s}{V_t}\right) - \frac{V_{mpp} + I_{mpp} R_s}{R_{sh}}. \quad (2.3)$$

$$I_{oc} = 0 = I_{ph} - I_0 \exp\left(\frac{V_{oc}}{V_t}\right) - \frac{V_{oc}}{R_{sh}}. \quad (2.4)$$

Onde:

$$V_t = \frac{kT}{e}. \quad (2.5)$$

A curva característica I-V acima referida pode ser observada na figura 2.3.

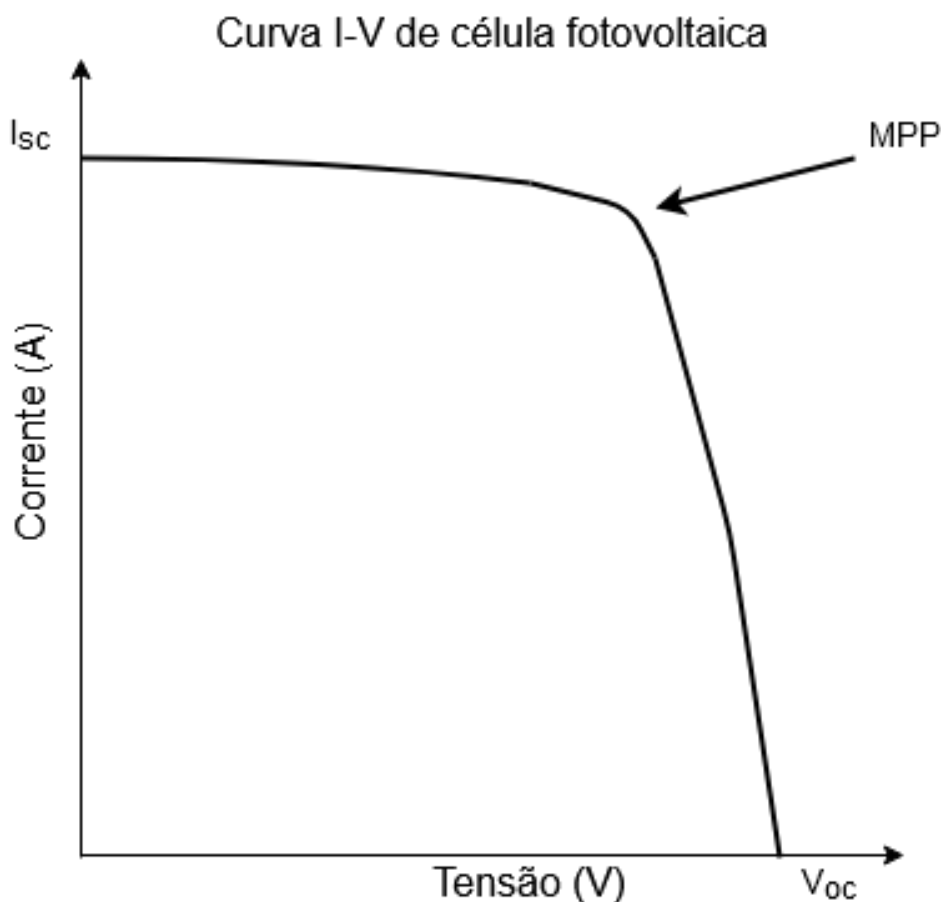


Figura 2.3: Característica I-V de célula Fotovoltaica.

A célula fotovoltaica é a unidade de produção de corrente mais básica que existe. A sua

organização em módulos, *strings* e *arrays* permite aumentar os valores de produção elétrica. Tipicamente, numa planta fotovoltaica as células são conectadas em série (normalmente 36, 60 ou 72 células), criando módulos. Estes são conectados em série, permitindo aumentar a tensão para um certo valor desejado e criando *strings*. De modo a aumentar a produção elétrica estas *string* podem ser conectadas em paralelo formando os já citados *arrays*, tendo apenas uma saída de corrente em comum [11]. Para permitir a conexão dos módulos de painéis fotovoltaicos com a rede é necessário utilizar-se inversores de potência. Estes são dispositivos responsáveis pela conversão da energia CC, produzida pela fonte solar, em potência CA a injetar na rede de distribuição energética ou a ser consumida localmente. Há portanto uma sequência de dois conversores a serem aplicados ao sistema fotovoltaico até que a potência produzida possa ser injetada na rede de distribuição.

A estrutura típica geral de um sistema fotovoltaico, pode ser consultada na Figura 2.4, onde é visível, tal como acima mencionado, a sequência de conversores CC-CC e CC-CA.

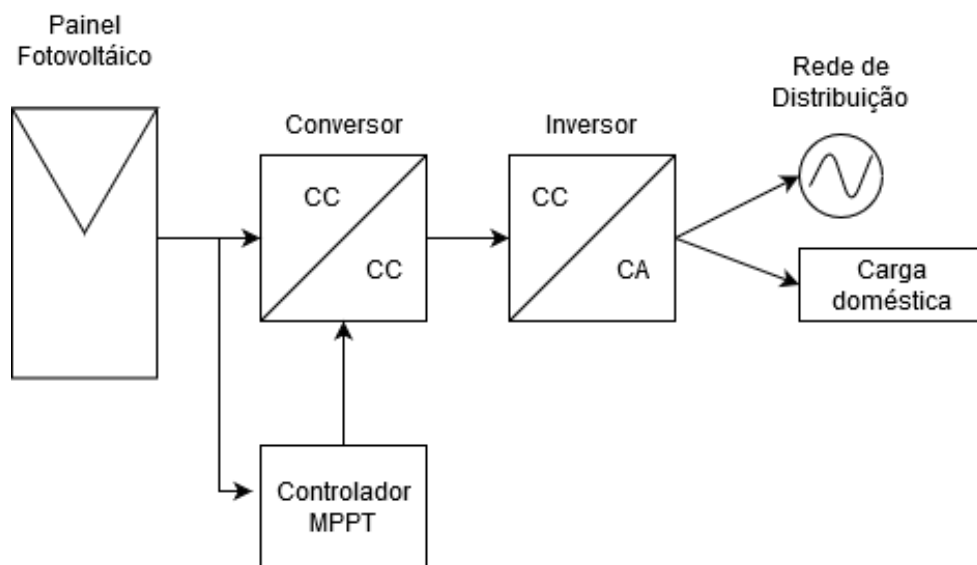


Figura 2.4: Estrutura geral de um sistema fotovoltaico.

Em primeiro lugar, há que ter em conta que, normalmente, a tensão de saída de um painel fotovoltaico é variável e não é grande o suficiente face aos níveis de tensão de uso doméstico [12, 13]. Há, portanto, que utilizar um conversor CC-CC do tipo elevador para garantir que o nível de tensão de saída é constante. Há a possibilidade de não utilizar este tipo de dispositivos no caso em que os níveis de tensão sejam grandes o suficiente, havendo uma inversão CC-CA diretamente para a rede. Esta topologia de inversão direta é usada principalmente em grandes centrais fotovoltaicas (>100 kW) em que os níveis de potência produzida são grandes o suficiente, inviabilizando a instalação de conversores normalmente dispendiosos.

No caso das micro-redes, o número de painéis normalmente não é muito elevado e a potência instalada, conseqüentemente também não é grande, sendo assim, é de extremo interesse que existam dispositivos de conversão de energia com um controlo capaz de melhorar a já conhecida

baixa eficiência da tecnologia fotovoltaica e também a fazer a devida amplificação de tensão. Estes conversores utilizam, normalmente, um algoritmo de controlo MPPT (Maximum Power Point Tracking) que permite que o funcionamento do painel se dê em zonas próximas do ponto de máxima potência da sua característica I-V. Na sua forma mais simples, o controlador recebe os valores atuais de tensão e corrente do painel fotovoltaico e atua sobre o conversor, definindo o *duty-cycle* de funcionamento. No entanto, garantir que se extrai sempre a potência máxima de um painel não é fácil, uma vez que existem fatores externos, principalmente condições atmosféricas variáveis, que acrescentam não linearidades à curva característica. Sendo assim, surgiram nos últimos anos diferentes algoritmos de controlo MPPT, baseando-se em diferentes técnicas, nomeadamente, redes neuronais, lógica fuzzy e P&O (perturbação e observação). O objetivo das mesmas passa por reduzir o tempo de resposta do controlador, o consumo energético do mesmo e a redução de flutuações perto do ponto de máxima potência [14]. Como acima referido, o uso de conversores CC-CC é facultativo e aplicado em casos mais específicos de produção fotovoltaica. Sendo assim, o MPPT passa a ser da responsabilidade de inversores CC-CA, que aplicam exatamente os mesmos algoritmos. A seguir são apresentadas algumas das técnicas mais comuns [15, 16]:

- **P&O** — Consiste na perturbação periódica de uma variável de controlo, no caso a tensão. A perturbação permite obter a direção para onde o ponto de máxima potência deve ser movido, combinando a informação acerca da direção da perturbação (aumento ou diminuição de tensão) e a correspondente alteração dos valores de potência. Uma forma fácil de combinar este conjunto de informações é fazer a derivada do valor de potência (comparar o valor atual com o do último ciclo de perturbação) com respeito à tensão. No ponto de máxima potência o valor de $\frac{dP}{dV}$ é igual a zero. Torna-se, portanto, intuitivo determinar que se a derivada for maior que zero nos encontramos à esquerda do MPP e se for inferior a zero nos encontramos à direita. Tendo esta informação em conta, defini-se o sentido da próxima perturbação, que deve ser condizente com o valor do sinal da derivada, isto é, aumento da tensão se estivermos à esquerda do MPP ou diminuição da mesma se tivermos à direita deste. Por ser um algoritmo cuja implementação é fácil e de baixo custo, é frequentemente utilizado, no entanto, apresenta algumas limitações, nomeadamente o facto de poder haver uma convergência para o MPP ora muito lenta, ora muito rápida, dependendo do passo de incremento/decremento dado ao valor de tensão. Além disso, apresenta ainda dificuldades em estabilizar no MPP quando se verificam mudanças rápidas do valor de incidência solar;
- **Condutância incremental (INC)** — Baseado no mesmo processo iterativo do algoritmo anterior, mas neste caso é feita uma medida dos valores de corrente e tensão instantâneas, tentando que se respeite a seguinte condição para que se atinja o MPP:

$$\frac{\Delta I}{\Delta V} = -\frac{I}{V}$$

Desta feita, podemos localizar o ponto atual de potência através da comparação entre a condutância incremental $\frac{\Delta I}{\Delta V}$ e o simétrico da condutância instantânea $\frac{I}{V}$. Se a primeira for inferior à segunda estamos à direita do MPP e à esquerda deste no caso contrário. Assim

que o ponto é localizado procede-se ao incremento ou decremento de um valor de tensão tal como acontece no algoritmo P&O, no entanto, ao contrário deste, quando o ponto de máxima potência é atingido, o algoritmo deixa de correr até que se verifique uma alteração nos valores de corrente. A principal vantagem deste método reside no facto de apresentar uma resposta eficaz para situações de alteração repentina das condições atmosféricas. Uma representação em estilo de fluxograma do algoritmo de implementação do INC pode ser visto na figura 2.5.

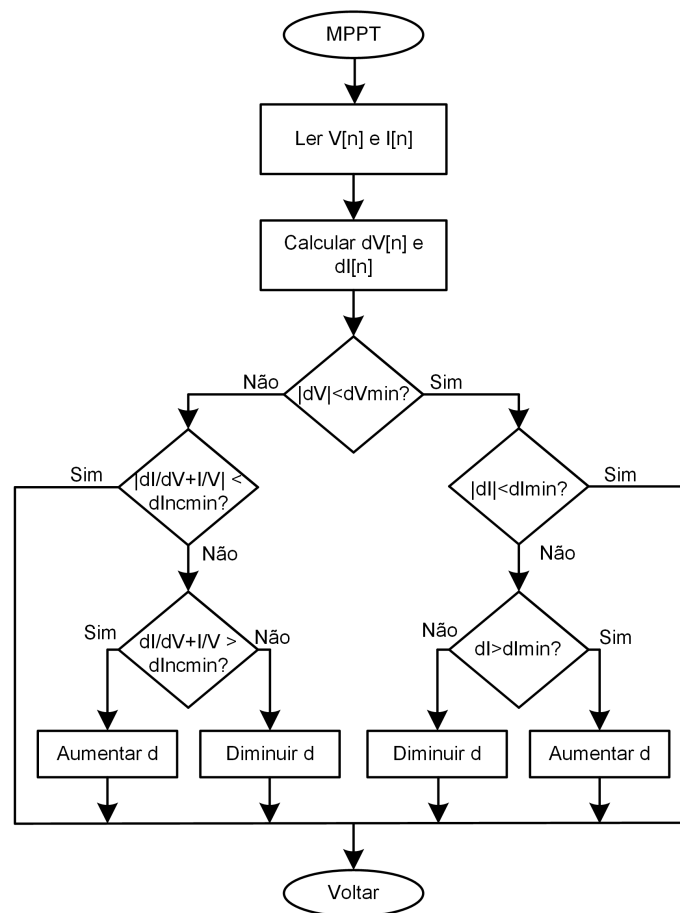


Figura 2.5: Fluxograma do algoritmo de condutância incremental.

Assegurada a estabilização dos níveis de tensão CC, de seguida há que garantir que a corrente fornecida à rede é do tipo alternado e com frequência sincronizada com esta. Para isso utiliza-se um inversor CC-CA. Este pode estar conectado a transformadores lineares, dispositivos grandes, pesados e caros, mas que garantem a isolamento galvânica entre a rede de distribuição e o sistema fotovoltaico, assim como uma baixa quantidade de correntes de fuga. Em alternativa utilizam-se cada vez mais os transformadores de altas frequências que permitem atingir elevada eficiência de amplificação de tensão, sendo mais pequenos e menos dispendiosos que os transformadores lineares. Em último caso pode considerar-se mesmo inexistência de transformadores e, neste

caso, o próprio dispositivo deve garantir a ligação à terra para valores de tensão superiores a 50V, uma vez que a norma assim o dita [17].

Atualmente, para um grande número de aplicações, os inversores utilizam uma topologia de ponte completa, o que quer dizer que são usados 4 semicondutores, dois em cada um dos seus braços. Estes semicondutores são controlados utilizando uma técnica de modulação baseada em PWM (Pulse Width Modulation). Começando pelo inversor de ponte completa, tal como já mencionado, é um dispositivo constituído por quatro semicondutores, usando-se cada vez mais os IGBTs (Insulated Gate Bipolar Transistor), uma vez que estes apresentam melhores performances para valores de tensão superiores e baixo nível de perdas para frequências de comutação até 20 kHz [18]. A estrutura típica de um inversor de ponte completa pode ser observada na figura 2.6. Neste tipo de circuitos a abertura e o fecho dos interruptores faz-se aos pares de forma alternada (S1 e S4 em alternância com S2 e S3), gerando dois valores lógicos de tensão à saída: $+V_s$, $-V_s$. Quando S1 e S4 estão ligados, a tensão de saída obtida é $+V_s$, quando são S2 e S3, a tensão de saída será $-V_s$. Por fim, se todos estiverem ligados ao mesmo tempo é obtido o valor 0 à saída [19].

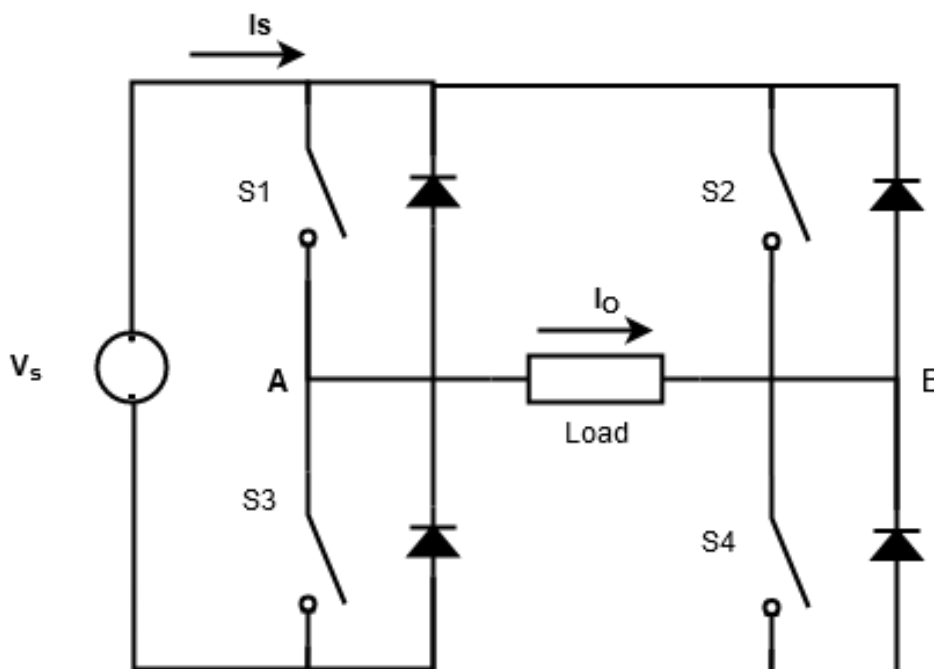


Figura 2.6: Circuito inversor de ponte completa.

O controlo da abertura ou fecho dos IGBTs é feito, tipicamente, por uma técnica de modulação PWM (Pulse Width Modulation). Esta serve-se da comparação entre uma onda moduladora de referência, sinusoidal, e uma onda transportadora triangular. Os pulsos gerados desta comparação têm igual amplitude, mas *duty cycles* variáveis para cada período da onda. Estes são colocados na porta dos semicondutores, ligando ou desligando os mesmos [20]. Deste controlo resulta uma onda sinusoidal com a mesma frequência da onda de referência e com valor eficaz resultante dos parâmetros de controlo aplicados no algoritmo PWM. Esta técnica de modulação é amplamente

utilizada pois permite perdas reduzidas de energia e é facilmente implementável, não gastando muito espaço de memória no microprocessador onde o algoritmo é corrido [19]. Existem dois tipos de modulação PWM, unipolar e bipolar. A primeira normalmente requer duas ondas moduladoras, o que gera dois sinais de comando distintos, fazendo com que a comutação dos semicondutores não se dê ao mesmo tempo. A saída em tensão desta solução comuta entre 0 e $+V_s$ na primeira metade do ciclo e entre 0 e $-V_s$ durante a segunda metade. No caso bipolar, utiliza-se apenas uma onda moduladora, gerando apenas um sinal de comando, significando assim que os semicondutores comutam todos ao mesmo tempo. A tensão de saída oscila entre os valores positivos e negativos de V_s , daí a nomenclatura bipolar.

No caso de soluções de inversores sem transformador, a ausência de isolamento galvânico pode conduzir ao aparecimento de valores elevados de tensão em modo comum. De modo a prevenir que existam grandes perdas de corrente, há que garantir que a tensão de modo comum permanece constante. O modelo bipolar consegue atingir esse propósito, apresentando valores baixos de correntes de fugas. No entanto, apresenta maiores perdas de ferro e, no geral, uma menor eficiência que o unipolar devido a *ripples* elevados de corrente. Este, por sua vez, não consegue garantir uma tensão constante de modo comum e, como tal, não se costuma utilizar em soluções sem transformador [21].

Numa tentativa de aproveitar as principais vantagens da modulação bipolar, conseguindo diminuir os valores elevados de *ripple*, surgiu uma nova topologia de inversores, os H5. Estes apresentam um semicondutor extra, S5. Esta adição permite obter o estado de tensão 0, uma vez que S5 aberto faz com que o painel fotovoltaico se encontre desconectado do restante circuito inversor. Apesar de haver um aumento das perdas de comutação, justificado pela adição de um novo interruptor, verifica-se uma diminuição razoável do *ripple* de corrente à saída do inversor e também uma diminuição nas correntes de fugas [22]. A estrutura típica da ponte H5 pode ser visível na figura 2.7.

2.3.2 Geradores eólicos

Um gerador eólico é um sistema de geração de energia constituído por um conjunto de pás (normalmente 3) que captam o vento, fazendo rodar um eixo conectado a um gerador. Este permite que o movimento de rotação crie um campo magnético que por sua vez é transformado em energia elétrica [23]. Em algumas topologias o eixo pode ser conectado a uma caixa de velocidades. Esta permite aumentar a velocidade de rotação para valores suficientemente altos para o gerador. A relação entre a energia cinética proveniente da massa de ar, captada ao nível das pás, e a potência produzida pelo rotor pode ser definida pela equação 2.6 [23]:

$$P = \frac{1}{2} \rho C_p(\lambda, \beta) A V^3 \quad (2.6)$$

Onde P é a potência em Watt, ρ é a densidade do ar, A é a área da circunferência descrita pela rotação das pás da turbina e V é a velocidade do vento em metros por segundo. C_p é o coeficiente de potência, sendo uma função não linear. Os dois parâmetros desta função são β , que descreve o

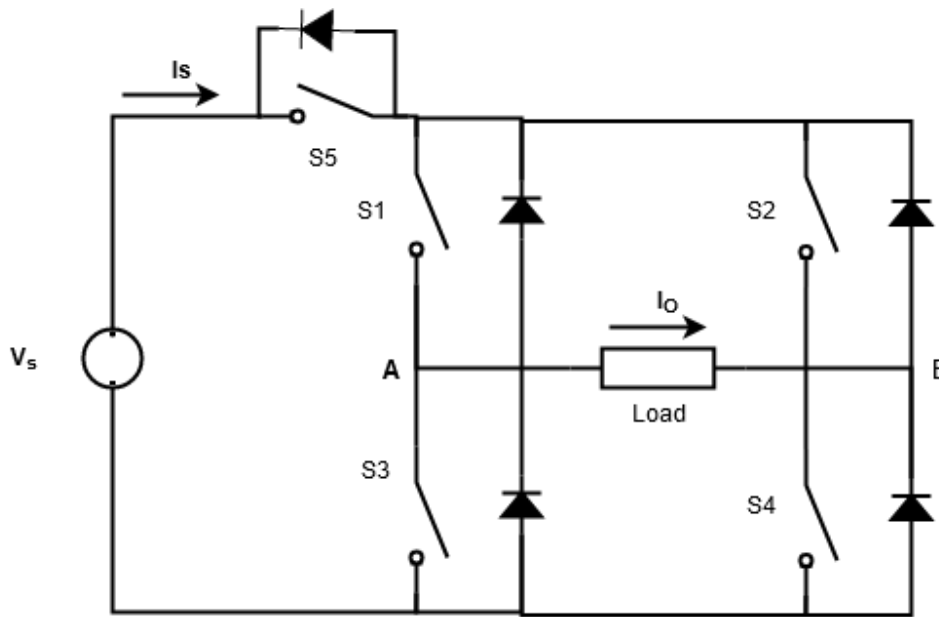


Figura 2.7: Esquema de topologia H5.

ângulo de inclinação das pás, e λ que é razão de velocidade de ponta e representa a razão entre a velocidade do vento e a velocidade do rotor [24], tal como é visível na equação 2.7:

$$\lambda = \frac{\omega r}{V} \quad (2.7)$$

Onde r é o raio, em metros, do rotor do gerador e ω é a velocidade de rotação em radianos/segundo do rotor.

Inicialmente, a corrente elétrica gerada nas turbinas eólicas era injetada diretamente na rede de distribuição, havendo apenas o controlo da velocidade de rotação das pás para um valor fixo. Esta solução era barata e de fácil implementação, apresentando uma estrutura mecânica bastante robusta. No entanto, com a utilização cada vez mais relevante desta fonte de energia renovável, passou a tornar-se necessária a utilização de conversores de potência para haver um maior controlo dos valores de potência ativa e reativa e uma maior sincronização com a rede de distribuição [25]. Um exemplo de uma estrutura típica de um sistema de conversão de escala completa aplicado a turbinas elétricas está visível na Figura 2.9. Esta é constituída pelo gerador ligado a um retificador de tensão seguido de um inversor, permitindo a adequação da amplitude e frequência da tensão a injetar na rede de distribuição [23, 26]. Dependendo do tipo de gerador utilizado, esta topologia pode sofrer pequenos ajustes, podendo apresentar ou não a necessidade de conter uma caixa de velocidades ou então uma diferente estruturação dos diferentes dispositivos de conversão de potência, ou seja, podemos ter conversores de potência à escala completa ou conversores de escala parcial [25].

No primeiro tipo, o gerador continua conectado diretamente à rede de distribuição, havendo, no entanto, um conversor de potência em paralelo que controla a frequência do rotor, controlando

a sua velocidade. Tipicamente, a velocidade de rotação do rotor nesta solução fica limitada a 20%-30% da velocidade de sincronismo do mesmo. O uso de conversor de potência parcial permite o controlo total dos valores de potência ativa e reativa e o seu tamanho reduzido reduz os custos na sua aquisição e o valor de perdas. No entanto, esta topologia obriga ao uso de anéis deslizantes para conexão com a rede [25]. A estrutura típica deste destes conversores pode ser vista na figura 2.8.

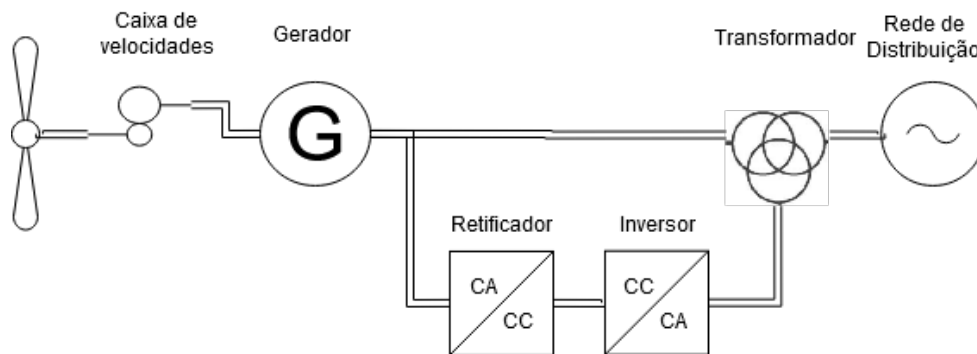


Figura 2.8: Turbina eólica com conversor de potência de escala parcial.

No segundo caso, a conexão do gerador à rede faz-se através de um conversor completo. Tal como no caso anterior, existe controlo dos valores de potência reativa e ativas, assim como uma conexão suave com a rede, no entanto, esta solução permite que se atinja a velocidade de sincronismo. Tal como é visível na figura 2.9, as linhas a tracejado indicam que tanto a caixa de velocidades como o transformador não são obrigatórios e podem ser removidos em soluções específicas.

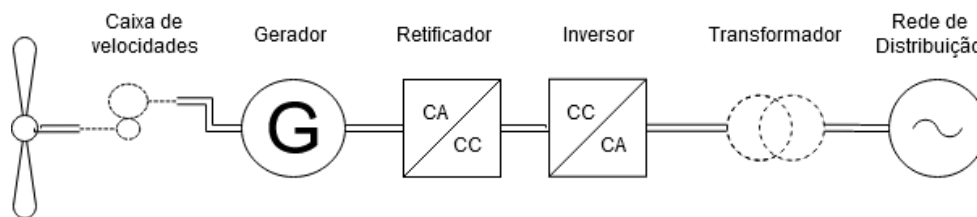


Figura 2.9: Turbina eólica com conversor de potência de escala completa.

Como se pode observar na equação 2.6, a potência retirada de uma turbina eólica depende de uma série de fatores independentes em simultâneo, sendo que apenas o valor da velocidade do vento não pode ser controlada diretamente. Quer isto dizer que para o mesmo valor de velocidade de vento se podem obter diferentes valores de potência, havendo, obviamente, o interesse de se obter o máximo valor possível. Tal pode ser conseguido através da variação da velocidade de rotação do rotor do gerador, uma vez que, para cada velocidade de vento, existe apenas um valor ótimo de λ para o qual a potência extraída é máxima e, tal como é apresentado na equação 2.7, este apenas depende da velocidade do vento e da velocidade de rotação do rotor. Este comportamento

das turbinas eólicas pode ser traduzido pela sua curva característica potência-velocidade visível na figura 2.10, onde ω_{mx} e P_{mx} representam, respetivamente, a velocidade ótima de rotação do rotor para uma velocidade do vento V_{wx} e a potência máxima retirada para essa mesma velocidade.

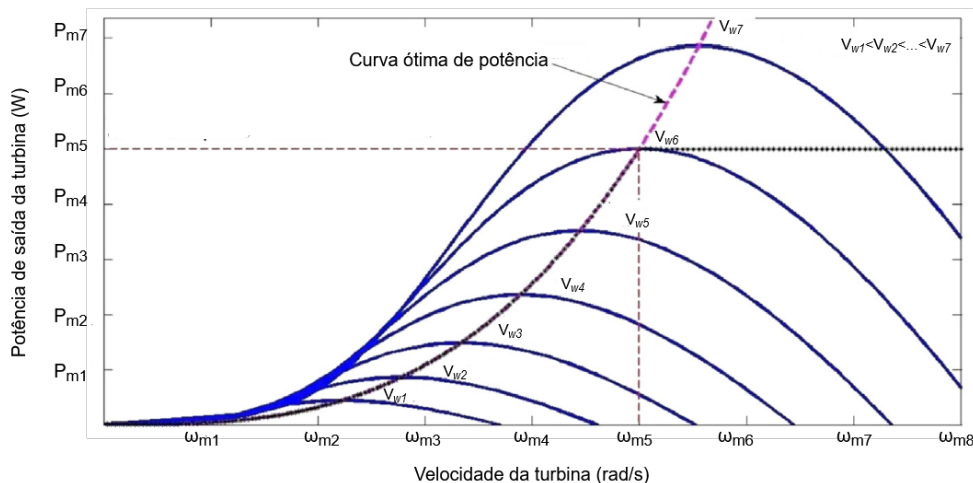


Figura 2.10: Curva característica da potência da turbina face a vários valores de velocidade do vento. Adaptada de [2].

Tal como ocorre com os sistemas fotovoltaicos, também nos sistemas eólicos se faz uso de controladores MPPT para o aumento da eficiência de produção elétrica. Estes controladores revelam-se necessários uma vez que as condições atmosféricas, nomeadamente velocidade do vento, ao longo de um dia não são constantes. Deste modo, torna-se necessário, utilizando diferentes técnicas de identificação do ponto de máxima potência, que exista um controlador, normalmente associado ao retificador CA-CC, que possa retirar a máxima potência possível de produção eólica face às condições atuais do meio. A seguir apresentam-se alguns dos algoritmos mais comuns de MPPT para sistemas eólicos:

- **Algoritmo TSR (Tip Speed Ratio)** — O controlo da relação de velocidade de ponta controla a velocidade de rotação do gerador de modo a que o TSR seja o mais elevado possível. Como já referido, a relação entre a velocidade de rotação do vento e a velocidade de rotação do rotor é traduzida pela equação 2.7. Para fazer o cálculo deste valor há que ter conhecimento, quer da velocidade do vento, quer da velocidade de rotação da turbina [27]. A cada momento é calculado valor atual do TSR e este é comparado com o valor ótimo para a correspondente velocidade do vento. O controlador atua mecanicamente sobre o rotor, alterando a sua velocidade. Apesar da sua eficiência e relativa fácil implementação, este método requer o uso de um anemómetro para medir a velocidade do vento, o que pode aumentar os custos associados à sua implementação [2].
- **Algoritmo PSF (Power Signal Feedback)** — Este controlo baseia-se no conhecimento à priori da curva de máxima potência da turbina eólica. Esta curva pode ser obtida através de simulações ou testes experimentais. Normalmente, o algoritmo implementado utiliza como

referência uma curva característica potência-velocidade do vento previamente fornecida e faz a sua comparação com o valor atual de potência fornecida pela turbina. Pode, por outro lado, não se utilizar nenhuma curva de referência e fazer-se o cálculo do valor ótimo de potência utilizando a equação 2.6, em que se coloca como valor de entrada ou a velocidade de rotação da turbina, ou velocidade do vento.

- **Algoritmo HCS (Hill Climb Search)** — Baseado no método P&O já referido para os painéis fotovoltaicos, este algoritmo faz o rastreamento constante do ponto de pico da curva de potência através da perturbação de uma das suas variáveis de controlo de forma cíclica. Se o ponto for detetado como estando à esquerda da curva, o controlo fá-lo mover na direção contrária e se por acaso se encontrar à direita da mesma então é movido para à esquerda. Tal como acontecia no caso dos sistemas fotovoltaicos, este método apresenta algumas limitações se se observarem mudanças rápidas das condições atmosféricas, nomeadamente da velocidade do vento, podendo verificar-se uma deteção errada da direção do ponto ótimo da curva de saída de potência.
- **Algoritmo Condutância Incremental** — Este método, também ele já referido para o caso dos painéis fotovoltaicos, não necessita de qualquer sensor ou conhecimento de especificações da turbina, o que o torna atrativo do ponto de vista da compatibilidade e também pelos baixos custos de implementação. Baseando-se no facto de que a potência de saída pode ser representada como uma função da tensão do barramento CC, uma vez que o cálculo da potência pode ser facilmente obtido pelo produto da tensão CC com a corrente CC. Tendo este conhecimento como base, pode fazer-se o cálculo da inclinação desta função através da derivada da mesma, sendo que o valor desta inclinação será zero no ponto de máxima potência, positivo à esquerda deste e negativo à direita. Deste modo podem-se fazer os devidos ajustes para que haja uma aproximação ao ponto de máxima potência.

2.3.3 Sistemas de Armazenamento baseados em Baterias

Uma das características fundamentais da definição de micro-rede é a sua capacidade de armazenar energia. Uma micro-rede que possua um bom sistema de armazenamento consegue, por um lado, armazenar o excedente de produção de outras fontes de energia da micro-rede (fotovoltaica, por exemplo) e, por outro, ajudar no fornecimento de energia à mesma sempre que isso se revelar necessário (em caso de falha da rede de distribuição, por exemplo). De um modo muito sucinto, as baterias são dispositivos que convertem a energia produzida por uma reação química de oxidação-redução em energia elétrica. Se, por outro lado, se pretender carregar as baterias então o processo implementado é precisamente o contrário. As células de baterias são constituídas por três elementos essenciais que permitem a produção de energia [28]:

- **Ânodo ou elétron negativo** — material que fornece eletrões a serem utilizados na reação química e que serão oxidados na mesma.

- **Cátodo ou eletrodo positivo** — material que aceita elétrons do ânodo e que é reduzido durante a reação.
- **Eletrólito** — É o material que, devido às suas características específicas de condução, permite as trocas de íons entre o ânodo e o cátodo. Normalmente apresenta-se sobre o estado líquido e onde são dissolvidos sais ou ácidos que aumentam a capacidade de condução iônica.

2.3.3.1 Tecnologias de Baterias

Existem, atualmente, várias tecnologias de baterias no mercado, cuja principal diferenciação reside nos materiais escolhidos para a reação eletroquímica, nomeadamente aqueles que se utilizam para o ânodo e para o cátodo. De seguida são apresentadas algumas tecnologias de baterias recarregáveis:

- **Chumbo-Ácido** — A primeira tecnologia de baterias a ser inventada, continuando a ter enorme uso até hoje. São constituídas por um eletrodo positivo constituído por dióxido de chumbo e uma liga de metal no eletrodo negativo. Ambos são mergulhados numa solução de ácido sulfúrico que é o eletrólito. As baterias de chumbo-ácido, quando comparadas com as diferentes tecnologias, apresentam-se baratas. Além disso, são vendidas numa vasta gama de tamanhos e capacidades (entre 1 Ah até >100 Ah), boa resistência a altas e baixas temperaturas. Por outro lado, são baterias com poucos ciclos de vida e podem ficar inutilizáveis caso estejam longos períodos de tempo sem ser utilizadas, além disso, apresentam na sua construção materiais perigosos e difíceis de reciclar, apresentado-se como um perigo do ponto de vista ambiental [28, 29].
- **Níquel-Cádmio** — Tecnologia de baterias que tem como eletrodo positivo átomos de níquel e como eletrodo negativo átomos de cádmio. Apresentam elevada resistência a temperaturas extremas, ciclos de vida longos, mantêm os níveis de carga e podem ser armazenadas por longos períodos de tempo sem apresentarem deterioração. No extremo oposto apresentam baixa densidade energética, são mais caras que as baterias de chumbo-ácido e o cádmio, um dos seus principais constituintes, é raro na superfície terrestre, apresentando ainda níveis de toxicidade elevados, sendo perigosos para seres vivos e o meio ambiente [28].
- **Íões de Lítio** — Uma das tecnologias com maior relevância em diversas áreas nos dias de hoje. Como o próprio nome indica, apresentam átomos de lítio no eletrodo positivo e átomos de carbono no eletrodo negativo. As suas principais vantagens são: ciclos de vida longos, baixo nível de auto descarga, capacidade de apresentar carregamento rápido, grande eficiência de carga e descarga, densidade energética elevada. No ponto oposto, apresentam algumas limitações, nomeadamente: custos elevados quando comparado com as restantes tecnologias, apresenta deterioração para temperaturas elevadas, necessita de especiais cuidados no ato de carga ou descarga, uma vez que se verifica perda de capacidade quando é sobrecarregada ou descarregada na totalidade [28, 30].

2.3.3.2 Parâmetros de Baterias

Como podemos observar na listagem acima, existem certas características e parâmetros comuns a todas as baterias que têm que se ter em conta na escolha das mesmas, permitindo uma correta adequação à finalidade que se pretende. Assim sendo, apresentam-se de seguida os parâmetros mais relevantes dos sistemas de armazenamento:

- **Capacidade** — Dá informação acerca da quantidade de energia que uma bateria consegue armazenar, sendo representado em Ampere-hora (Ah) ou em Watt*hora (Wh). Enquanto a capacidade dá apenas informação acerca de quanta eletricidade se consegue armazenar, não existe a indicação de quanta pode ser fornecida instantaneamente a uma carga. Para obter essa informação, usa-se uma medida de potência fornecida instantaneamente, medida em Watts. Com o conhecimento destas duas grandezas é possível não só determinar quanta energia temos disponível, assim como a quantidade que pode ser fornecida em simultâneo [28].
- **Densidade energética** — Parâmetro que diz respeito à quantidade de energia armazenada por unidade de volume de uma bateria (Ah/L - ampere-hora por litro). Fornece informação acerca do tamanho (físico) que uma dada tecnologia de baterias pode apresentar para uma dada capacidade de armazenamento, isto é, uma bateria com uma grande capacidade e baixa densidade energética é uma bateria muito menos compacta e maior que uma bateria com a mesma capacidade e densidade energética elevada [28].
- **Tensão nominal** — É a tensão a que a bateria tipicamente vai operar. Pelo facto deste valor praticamente não variar durante o funcionamento normal da bateria é muito comum que se trate a tensão como uma constante acabando por se apresentar a capacidade da bateria como um valor apenas dependente da corrente [28].
- **Vida útil** — A vida útil de uma bateria é dividida em ciclos de vida. Um ciclo de vida corresponde ao processo de carga e descarga completa de uma bateria. Tipicamente, as baterias tendem a perder a capacidade de manter carga à medida que se avança no número de ciclos de vida, logo estas vêm com a informação da garantia do fabricante acerca do número de ciclos de vida que apresentam. Quando esse valor é atingido a garantia é perdida [31, 28].
- **Estado de Carga da Bateria (SOC)** — Diz respeito à capacidade disponível numa bateria expressa como uma percentagem da capacidade nominal da bateria. É calculado utilizando diferentes métodos, nomeadamente, químicos, através dos valores de tensão da bateria.

2.3.3.3 Circuito Elétrico

Do ponto de vista do circuito elétrico, uma bateria pode ser representada de uma forma muito simples tal como é visível na figura 2.11. Neste modelo simplificado V_{ca} é a tensão em circuito aberto em função do estado de carga da bateria (SOC), v_0 , v_1 e v_2 são as sobretensões nas respetivas resistências, R_0 é a resistência interna do circuito e por fim R_1 e R_2 associadas em paralelo aos

condensadores C_1 e C_2 fornecem informações acerca do estado da bateria com variação temporal. O número de paralelos RC define a ordem do modelo. Quanto maior a ordem, maior a precisão do modelo, no entanto, também se verifica um aumento significativo da sua complexidade. No caso do modelo de segunda ordem proposto em [3], aos dois paralelos RC estão associadas duas constantes de tempo τ_1 e τ_2 . Estas duas constantes estão associadas às dinâmicas temporais observáveis numa bateria, nomeadamente aos fatores resistivos e de carga (dinâmicas rápidas) e aos processos de difusão (dinâmicas lentas).

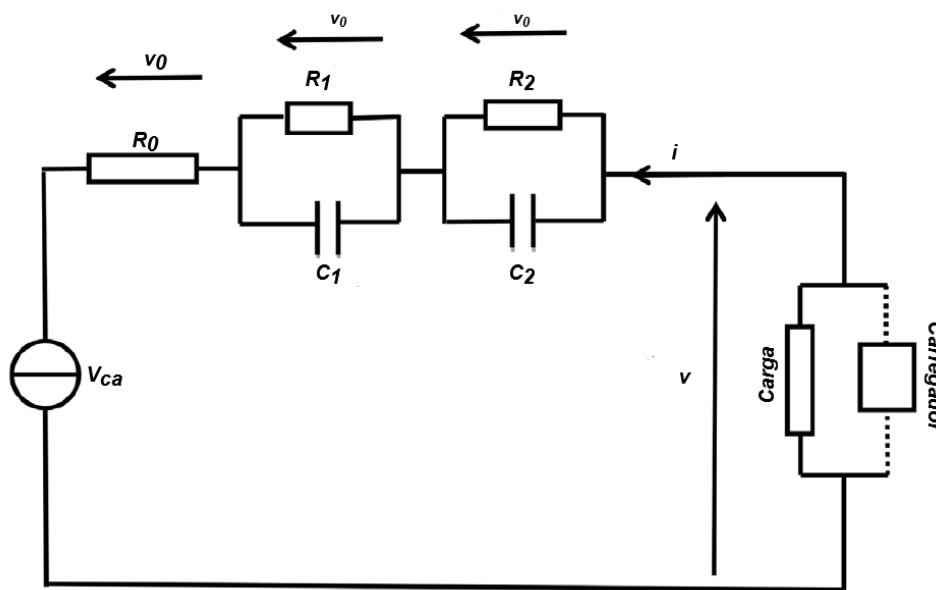


Figura 2.11: Modelo de circuito equivalente de bateria. Imagem adaptada de [3].

Apesar de conseguir representar de forma aceitável algumas das dinâmicas típicas do modo de funcionamento das baterias, o modelo acima apresenta algumas limitações, não sendo representadas, por exemplo, a taxa de auto-descarga e as variações de temperatura ao longo do tempo.

2.3.3.4 Conversor de Baterias

As baterias, ao contrário do que acontece com os sistemas de painéis fotovoltaicos e turbinas eólicas, possuem a capacidade de transitar potência de forma bidirecional. Nesse sentido, os conversores associados a estes dispositivos devem estar preparados para fazer conversão de potência de e para o sistema de armazenamento.

Uma das topologias de conversores bidirecionais mais utilizada na conversão de potência de baterias é a Dual Active Bridge (DAB), visível na figura 2.12. Este tipo de conversores além de permitir o trânsito de potência nos dois sentidos ainda permite funcionar tanto em modo *buck* como *boost*. Como é visível na figura do esquemático, o conversor DAB é constituído por dois conversores de ponte completa conectados entre si por um transformador de alta frequência, sendo que a sua principal função é garantir tanto o isolamento galvânico como capacidade armazenamento por

meio da bobina L [32]. Utilizam-se várias técnicas de modulação neste tipo de conversor, sendo

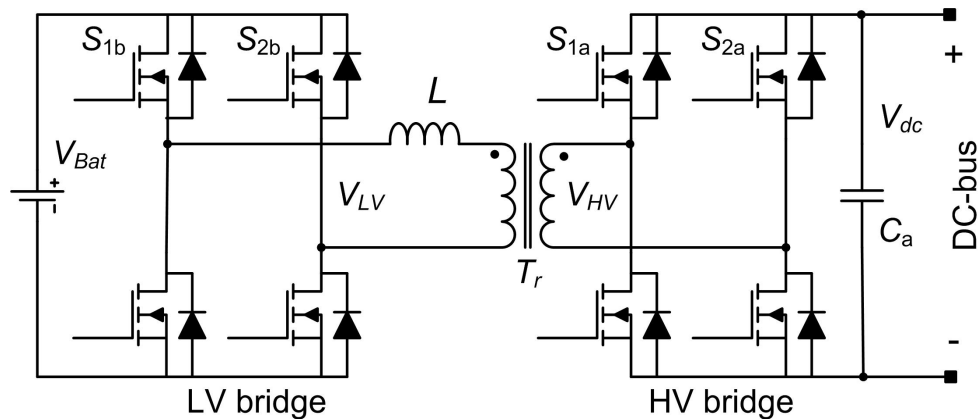


Figura 2.12: Esquemático de conversor DAB.

que o seu modo de funcionamento é mais complexo que os vistos até aqui, uma vez que há a necessidade de controlar dois conversores em simultâneo. Uma das modulações mais tradicionais consiste em controlar ambas as pontes em simultâneo de forma a obter uma onda de tensão com igual frequência. Tal é alcançado através do controlo feito do trânsito de potências no barramento do transformador, controlo esse que só é possível pelas mudanças de fase entre as tensões V_{LV} e V_{HV} de cada dos barramentos do transformador [33].

2.4 Micro-redes - Controle

O controlo de uma micro-rede assenta, atualmente, nas regras especificadas pela norma IEEE 2030.7-2017 [34]. Esta foi implementada com o objetivo principal de uniformizar o modo de funcionamento das micro-redes, independentemente dos equipamentos usados, do tipo de tecnologia e software.

De um modo geral, o controlo associado a uma micro-rede atua principalmente em três pilares fundamentais da mesma [1]:

- **Interface com a rede de distribuição** — Decide quando a micro-rede está ou não conectada à rede principal;
- **Controlo da micro-rede** — Atua sobre os valores da frequência da corrente e da tensão, monitorização dos consumos das cargas e proporção entre potência ativa e reativa;
- **Controlo local e proteção** — Protocolos de segurança e gestão das baterias;

Já do ponto de vista estrutural, podemos distinguir dois grandes tipos de controlo a atuar sobre a mesma micro-rede:

- **Microgrid central controller (MGCC)** — Controlo centralizado da micro-rede que atua a alto nível de forma a otimizar a mesma tendo em conta preços do mercado de energia, restrições de segurança, previsões de consumo e de produção local de energia;

- **Controlo local (CL)** — Controlo local de energia que recebe do MGCC informações de objetivos de produção e de armazenamento, atuando diretamente sobre os microgeradores, alterando os modos de operação, os níveis de armazenamento e a gestão das cargas conectadas. Envia toda a informação de oferta e consumo para o MGCC.

2.5 Micro-redes - Comunicações

A par dos mecanismos de controlo, as técnicas de comunicação revelam-se extremamente importantes para o correto e seguro funcionamento de uma micro-rede. Utilizando formas de comunicação eficazes, é possível que haja um conhecimento generalizado ao longo de toda a micro-rede do estado atual da mesma. Os protocolos de comunicação utilizados devem prever o envio e receção de diferentes tipos de variáveis, nomeadamente magnitude e fase de tensão e corrente, por exemplo. Estes dados, que estão constantemente a ser enviados ao sistema de controlo, permitem que este atue o mais rapidamente possível, respondendo a uma alteração que possa existir no estado de qualquer um dos módulos da micro-rede.

A comunicação revela-se portanto um meio de transporte de informação bidirecional quer dos diferentes módulos para o controlo, quer do controlo para os diferentes módulos, quer entre o MGCC e o LC. Preve-se, portanto, que uma falha de comunicação, ainda que momentânea, poderá levar a consequências nefastas para o correto funcionamento de toda a micro-rede e também para a interação desta com a rede de distribuição pública [35]. Em suma, há que garantir que as técnicas de comunicação empregues são rápidas, robustas, de fácil manutenção e com mecanismos de emergência em caso de falha de algum dos componentes da rede.

Distinguem-se duas grandes estruturas de comunicação: as redes cabladas e as redes wireless. As primeiras, apesar de apresentarem problemas de instalação e preços elevados no que toca ao tipo de materiais, são mais robustas no que diz respeito a interferências externas e, desde que exista cabo de transmissão, podem transmitir informação entre grandes distâncias. Dentro das redes cabladas podemos distinguir as seguintes principais tecnologias [36]:

- **Ethernet** — É um protocolo de comunicação baseado na norma IEEE 802.3 para redes locais em que nós comunicam entre si, cada um com um endereço único, conhecido como endereço MAC. Apresenta taxas de transferência de 10 Mb/s na sua versão mais básica;
- **Controller Area Network (CAN)** [37]— É um sistema de difusão de mensagens com uma taxa de transferência máxima de 1 Mb/s. Usa o método de *broadcast* para transferência de mensagens, quer isto dizer que pequenos blocos de informação são difundidos pela rede toda e só os nós interessados naquela informação a vão captar;
- **RS485** — É uma norma de comunicação, usada em redes locais, que utiliza sistemas de comunicação série, tendo taxas de transferência até 10 Mb/s.

De entre as diferentes formas de transferir informação, as tecnologias wireless são bastante atrativas para o contexto de uma micro-rede uma vez que reduzem a quantidade de cablagem

utilizada e, conseqüentemente, simplificam a sua manutenção. De entre a oferta de tecnologias sem fios podem distinguir-se as seguintes [35, 36]:

- **Wireless Local Area Network (WLAN)** — Baseado na norma IEEE 802.11, permite comunicações robustas e de alta velocidade, das quais a comunicação Wi-Fi. Esta permite uma taxa de transferência de dados de 11 Mbps e frequências de banda na ordem dos 2.4 GHz. É frequentemente utilizada em casos de monitorização e proteção de fontes de energia, cuja interferência de sinais é reduzida. Em certos casos a sua implementação não é facilitada, uma vez que apresenta elevada sensibilidade a interferência com ondas magnéticas, podendo existir a diminuição da velocidade de transmissão ou até perda de dados;
- **Worldwide Interoperability for Microwave Access (Wimax)** — Baseado na norma IEEE 802.16, esta tecnologia permite distâncias de transmissão bastante elevadas (48 km) uma vez que utiliza microondas para a receção de informação e ondas de rádio para a transmissão da mesma. Quando comparada com outras tecnologias wireless, apresenta distâncias de transmissão superiores e altas taxas de transmissão de dados. Em contrapartida, uma vez que opera a frequências superiores a 10 GHz, não transmite através de obstáculos, dificultando a sua implementação numa área urbana, por exemplo;
- **ZigBee** — É uma tecnologia cujas principais vantagens residem no baixo consumo energético, baixo custo. Apresenta, no entanto, taxas baixas de transmissão de dados e pouca memória, sendo indicado para uso em sistemas menos complexos como residências;
- **Long Term Evolution (LTE)** — É uma tecnologia 4G de alta velocidade e alta transferência de dados, cuja principal vantagem é o facto de apresentar uma largura de banda ajustável às necessidades dos dados a transmitir, tornando-a mais eficiente do que as restantes redes wireless.

2.6 Conclusões

Neste capítulo foi apresentada a principal revisão bibliográfica relacionada com a temática das micro-redes. Apesar de uma tentativa de fazer referência à grande maioria dos conceitos relacionados com o funcionamento e a constituição de uma micro-rede, o foco principal de revisão bibliográfica residiu nos seus vários subsistemas, nomeadamente, fontes renováveis (fotovoltaica e eólica) e sistema de armazenamento, uma vez que para os objetivos desta dissertação se justificava um maior conhecimento relacionado com os subsistemas associados ao balanceamento energético, não havendo uma especial atenção para com as camadas de gestão e comunicação da micro-rede.

No próximo capítulo esta decisão é justificada uma vez que o modelo apresentado para a simulação de uma micro-rede se baseia principalmente no dimensionamento e simulação dos vários subsistemas acima referidos.

Capítulo 3

Modelo de Simulação

3.1 Introdução

De forma a simular o comportamento de uma micro-rede, recorreu-se às capacidades do software Matlab Simulink no qual se construiu um modelo simplificado do comportamento de uma micro-rede para diferentes cenários. O modelo construído é baseado num outro já existente disponibilizado pela biblioteca do Matlab Simulink [38]. Este conta com uma estrutura bastante simplificada de uma micro-rede monofásica, e o seu funcionamento ao longo de um dia, constituída por um painel fotovoltaico com perfil de produção pré-definido, uma bateria com controlo próprio e um conjunto de três habitações que representam as cargas elétricas da micro-rede. Todo este sistema se encontra conectado à rede elétrica.

O modelo inicial foi alterado de forma a contar com maior complexidade e proximidade à realidade do modo de funcionamento da micro-rede. Assim sendo, foram criados diferentes perfis de produção fotovoltaica, assim como diferentes cenários de consumo ao nível das cargas. O controlo da bateria foi alterado, permitindo que não houvesse descarga total nem sobrecarga da mesma. Além de tudo isto, foi adicionado uma turbina eólica, aumentando assim a variabilidade da produção elétrica ao longo do dia. Inúmeros cenários foram testados nestas condições, permitindo tirar conclusões acerca do comportamento da micro-rede para diferentes perfis de carga, produção e níveis de carga da bateria. O modelo proposto é apresentado na figura 3.1 onde são visíveis os subsistemas acima referidos (painel fotovoltaico, turbina eólica, 4 cargas de consumo e sistema de armazenamento).

3.2 Modelo Numérico de Simulação

Nesta secção, são descritos e discutidos modelos elétricos de um inversor de tensão capazes de serem usados para diferentes avaliações dinâmicas no nível da simulação. Por exemplo, para avaliar um fenómeno de dinâmica rápida, é necessário um modelo de conversor detalhado e incrementos temporais pequenos para efetuar a simulação. Para simulações de longa duração, necessárias para a análise de alguns fenómenos, como fluxo de potência ou flicker, é preferível um

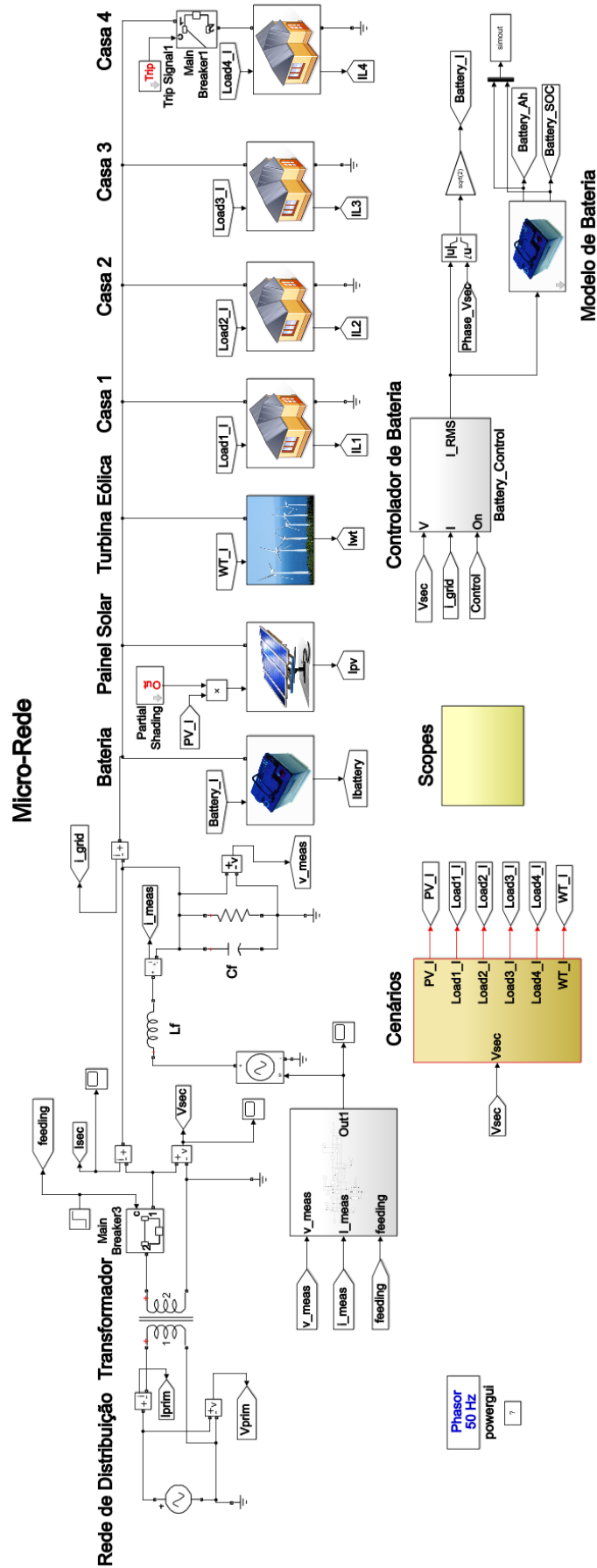


Figura 3.1: Modelo proposto de um sistema de Micro-Rede.

passo constante e grande para analisar o comportamento da rede CA em regime estacionário. Um inversor monofásico ou trifásico contém dispositivos de comutação de energia na sua estrutura. No lado CC do inversor, existe um condensador CC para armazenamento de energia ou uma fonte de energia (renovável, bateria, etc.) com capacidade de energia ativa em regime estacionário. A estrutura interna de potência de um inversor é muito variada. O uso de interruptores eletrônicos de potência individuais (geralmente MOSFETs ou IGBTs) na estrutura principal do inversor é a opção mais comum, mas existem alternativas, como estruturas multinível. Assim, o modelo de simulação do conversor pode ser mais ou menos complexo, dependendo dos objetivos da simulação global. A seguir, é apresentada a descrição de vários modelos de simulação para o inversor. São considerados diferentes modelos em relação a diferentes objetivos. Em seguida, é apresentada e discutida uma tabela relacionando as diferentes abordagens na modelação com os parâmetros de interesse que podem ser avaliados com cada modelo.

3.2.1 Modelo de Comutação - MCom

Este é um modelo de comutação realista; os interruptores são dispositivos eletrônicos que incluem perdas de condução e os sinais de comutação são gerados respeitando restrições reais como o atraso de um ciclo do inversor multinível (MLI) e requisitos de tempo morto. Assim, para usar este modelo, a estrutura interna do conversor também deve ser simulada: inversor de três níveis, pontes em cascata, MMC, inversores em paralelo, etc. Este modelo é apropriado para estudar fenômenos rápidos no circuito como controlo da corrente, análise de curto-circuitos, imunidade a quedas e aumentos de tensão, geração e compensação de harmônicos, etc. Geralmente, os pacotes de software no domínio permitem o cálculo de perdas de comutação e, eventualmente, cálculos térmicos relacionados com a comutação dos dispositivos e a presença de dissipadores de calor. Para isso, são necessárias informações específicas dos fabricantes de semicondutores e das características do dissipador. O modelo requer os passos de simulação mais curtos dentre todos os modelos e, portanto, não pode ser usado para simulações de grandes intervalos de tempo. Passos de simulação abaixo de 1 μ s ou menos são comumente usadas neste tipo de simulação. Naturalmente, o modelo de comutação pode estar associado a qualquer método de controlo do inversor.

3.2.2 Modelo de Média - MMed

O modelo de média é um modelo dinâmico, mas não considera a estrutura interna do conversor e, conseqüentemente, a comutação em MLI baseada num método específico. Assim, a operação no modo de comutação do conversor, tanto no lado CA quanto no lado CC, é substituída por funções médias de baixa frequência. Mesmo assim, uma faixa limitada de frequência pode ser considerada para simulação, por exemplo, análise de harmônicos de baixa frequência. Devido à estrutura específica e ao modo de operação do inversor, o modelo de média é simples de deduzir e começa com a determinação do valor médio da tensão num interruptor e do valor médio da corrente que flui através dele. A tensão CA na saída do conversor é constituída por uma fonte de tensão controlada e a corrente CC (à entrada do inversor) é constituída por uma fonte de corrente controlada. A tensão

CA depende do índice de modulação e da tensão do barramento CC e a corrente CC depende da corrente CA e também do índice de modulação. Se a tensão CC depender da corrente CC, este é um modelo não linear. De salientar que o modelo de média pode ser usado quer em controlo escalar quer em controlo vetorial. Para um inversor monofásico baseado em uma ponte completa, a tensão CA e a corrente CC são dadas por:

$$v_{ab}(t) = m_a v_{dc} \quad (3.1)$$

$$i_{dc}(t) = m_a i_a \quad (3.2)$$

3.2.3 Modelo Fasorial - MFas

Em algumas análises de fenómenos na rede CA, como análise de fluxo de potência ou estabilidade transitória, apenas tem interesse a magnitude e a fase das correntes e tensões que variam lentamente após perturbações ou falhas. A observação e caracterização de fenómenos rápidos ou ressonâncias de média frequência não são objetivos principais. Neste tipo de análise, as tensões e correntes são calculadas como fasores: números complexos que representam as magnitudes e ângulos (ou componentes real e imaginária) das tensões e correntes sinusoidais a uma frequência específica - a frequência nominal da rede.

Com o modelo fasorial, os modos de oscilação rápida associados aos elementos R, L e C (ou à comutação de conversores eletrónicos de potência) são negligenciados, substituindo as equações diferenciais do sistema por um conjunto de equações diferenciais correspondentes apenas à frequência nominal do sistema, nas suas componentes real e imaginária. Por exemplo, se se pretender obter a evolução da corrente num circuito alimentado por uma fonte de tensão sinusoidal $v(t)$ e com uma carga RL série, tem-se que a equação diferencial para isso é:

$$v(t) = Ri(t) + L \frac{di(t)}{dt} \quad (3.3)$$

Ao usar o modelo fasorial de ordem 1 (apenas análise da componente fundamental), a equação diferencial que descreve este circuito passa a ser escrita como, [39]:

$$V(t) = Ri(t) + L \frac{di(t)}{dt} + j\omega LI(t) \quad (3.4)$$

onde $V(t)$ e $I(t)$ são fasores. Esta equação é, então, decomposta nas suas componentes real (Re) e imaginária (Im) como segue (retirou-se a dependência explícita de t), sendo ω a frequência do sistema:

$$\begin{cases} V_{Re} & = RI_{Re} + L \frac{di_{Re}}{dt} - \omega LI_{Im} \\ V_{Im} & = RI_{Im} + L \frac{di_{Im}}{dt} + \omega LI_{Re} \end{cases} \quad (3.5)$$

Neste modelo tem-se como entrada as componentes real e imaginária de $v(t)$ com frequência fixa, ω e já não uma tensão sinusoidal. O modelo instantâneo do sistema pode, pois, ser substituído por uma função de transferência avaliada na frequência fundamental. Assim, o método de simulação fasorial usa um modelo significativamente reduzido, que consiste em estados de variação lenta (de tensões, de correntes, de variáveis de controlo, ...), o que reduz o tempo de simulação. No entanto, é preciso ter em consideração que esta técnica, mais rápida, fornece a solução exata do sistema apenas para uma frequência específica. Se um equipamento baseado em eletrónica de potência for usado no sistema, p. e. um retificador baseado em tirístores, ou no caso de cargas que gerem harmónicos, a suposição de apenas haver frequências próximas da frequência fundamental geralmente não é válida. Nessa condição, os harmónicos podem ter uma participação significativa nas formas de onda transitórias de tensões e correntes, limitando assim a capacidade do modelo fasorial. No entanto, esse não é o caso ao usar inversores baseados em MOSFET ou IGBT, em que a comutação em MLI evita a geração de harmónicos de tensão / corrente de baixa frequência, permitindo assim o uso do modelo fasorial.

3.2.4 Modelo de Componentes Simétricas- MCS

Em sistemas trifásicos, e para determinados objetivos, pode ser usado um modelo de simulação adicional. Este modelo considera um comportamento quase estacionário da maioria dos parâmetros relevantes (por exemplo, valores eficazes de tensões e correntes, fator de potência, potência ativa e reativa, fator de desequilíbrio). Parâmetros como o fluxo de potência na rede são amostrados com uma taxa de aquisição de, tipicamente, 1 s. Nesse caso, a estrutura interna do conversor não é relevante; pressupõe-se que as referências das correntes CA para o conversor sejam atingidas (erro quase zero no estado estacionário) dentro de um atraso temporal muito menor que 1 s. Este modelo é baseado na teoria das componentes simétricas para executar as análises das condições desequilibradas nos geradores e nas cargas ligados à rede, [40], e não será mais analisado aqui.

3.2.5 Parâmetros Estimados

Na tabela 3.1 é apresentada uma lista de parâmetros relevantes relacionados com o uso de inversores de tensão em micro-redes. A mesma tabela é preenchida com a capacidade de cada modelo de simulação para abordar um parâmetro. Em termos de variações dinâmicas lentas, pode ver-se que todos os modelos são capazes de executar a análise do fluxo de potência e de perdas nos transformadores de potência, bem como avaliar o fator de potência e lidar com afundamentos de tensão e sobretensões na rede monofásica. Como referido, a análise harmónica é limitada em alguns modelos, bem como no que respeita a métodos específicos de controlo do inversor. Em relação ao tempo necessário para a simulação dos modelos propostos, o modelo MCom requer o maior esforço computacional. O modelo MMed diminui o tempo computacional entre 5x a 10x em comparação com o Mcom, [41]. O modelo fasorial reduz adicionalmente o tempo de computação em mais de 25x em comparação com o MCom.

Tabela 3.1: Comparação de modelos de simulação.

Parâmetro	Modelo de Simulação		
	MCom	MMed	MFas
Fluxo de potência	Sim	Sim	Sim
Perdas no transformador	Sim	Sim	Sim
Fator de potência na rede monofásica	Sim	Sim	Sim
Afundamentos de tensão / Sobretensões	Sim	Sim	Sim
Harmônicos de tensão / Corrente	Sim	Limitado	Não
Métodos de controlo do inversor	Sim	Sim	Limitado
Análise dinâmica da tensão / Corrente	Sim	Limitado	Limitado

Para os objetivos deste trabalho, o modelo fasorial é o mais apropriado, pois o trabalho é focado principalmente em questões de fluxo de potência, como equilíbrio de energia e potência, condições de armazenamento de energia para uma análise de um dia, o que requer simulações de longa duração. Além disso, os conversores eletrônicos de potência que fazem interface com a rede CA são baseados em inversores MLI com uma frequência de comutação relativamente alta, garantindo, assim, correntes sinusoidais em regime estacionário. De qualquer modo, o modelo fasorial pode ser executado com passos de simulação pequenos e, assim, aumentar a sua capacidade de análise dinâmica, mas não é esse o seu principal objetivo.

3.3 Inversor *Grid Feeding* e *Grid Forming*

Como já anteriormente referido, a definição de micro-rede prevê o seu funcionamento em modo ilha, ou seja, em caso de falha da rede de distribuição ou outra qualquer situação em que esta não esteja disponível, a micro-rede deve ser capaz de manter o seu funcionamento. Esta transição entre modo conectado à rede e modo isolado não é, no entanto, automática, uma vez que é imperativo simular as condições de frequência e níveis de tensão impostos pela rede. Desta feita, é recomendada a utilização de inversores que funcionem como um auxiliar de controlo da micro-rede em modo conectado (*grid feeding*) e que permitam o seu correto funcionamento em caso de modo isolado (*grid forming*):

3.3.1 *Grid Feeding*

São conversores de potência cuja principal função em modo não isolado é fazer a regulação dos níveis de potência ativa e reativa na micro-rede, fazendo também a correta modulação da tensão de saída das fontes renováveis para que esta fique sincronizada em frequência e amplitude com a rede. Estes inversores podem ser representados através de uma fonte de corrente controlada em paralelo com uma impedância alta. Como precisam de ter uma referência de tensão no barramento CA, estes inversores são também chamados de *grid following*, uma vez que "seguem" uma referência [42, 43]. Para os objetivos deste trabalho a utilização de conversores *grid feeding* revela-se

desnecessária uma vez que se escolheu um fator de potência unitário para o funcionamento da rede, não necessitando de um inversor que faça o controlo de potência ativa e reativa.

3.3.2 Grid Forming

Em modo de conexão à rede este inversor pode comportar-se da mesma maneira que um inversor *grid feeding*, no entanto, é no modo de funcionamento em ilha que se revela fundamental para o correto funcionamento da micro-rede. Quando a micro-rede passa a estar em modo isolado fica sem uma referência de tensão para os diferentes dispositivos conectados ao barramento CA, sendo assim, o inversor *grid forming* gera uma onda de tensão sinusoidal de referência com frequência e amplitude iguais às da rede de distribuição. Um dos seus principais objetivos passa também por garantir uma transição suave entre os dois modos de funcionamento, evitando picos de tensão e corrente, no regime de transição, devido a saltos de fase. O inversor de *grid forming* pode assim ser representado por uma fonte de tensão controlada em série com uma pequena impedância e está normalmente associado aos sistemas de armazenamento das micro-redes. No caso do inversor dimensionado neste modelo, utilizou-se uma pequena bateria de alimentação do inversor de forma a precaver regimes transitórios longos.

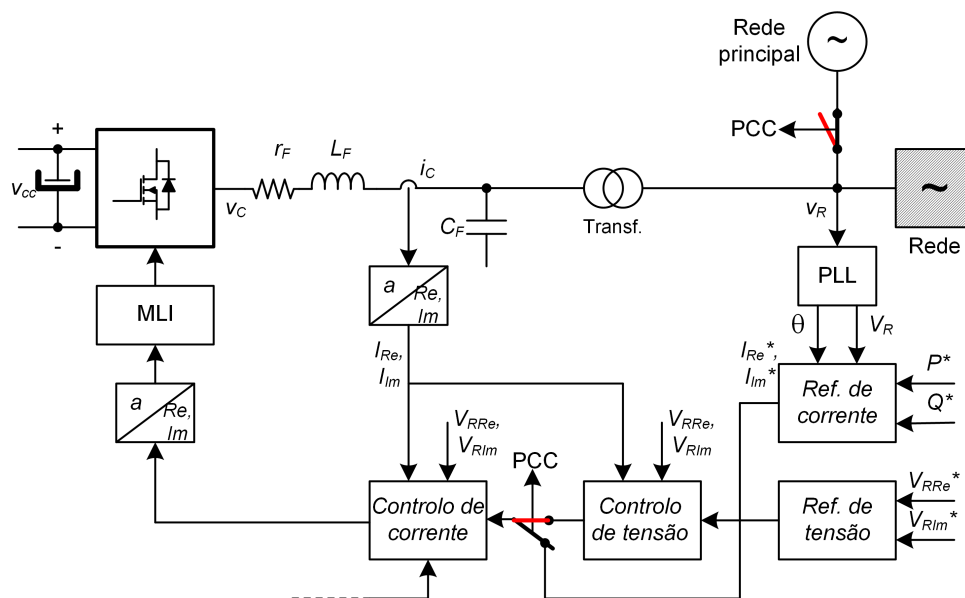


Figura 3.2: Esquemático de algoritmo de controlo para inversor *grid forming* e *grid feeding*

No esquemático da figura 3.2 está representado o algoritmo de controlo para o inversor no modo de funcionamento em *grid forming* e em *grid feeding*. Neste último, a referência de frequência e tensão é fornecida diretamente pela rede principal, fazendo-se depois o controlo dos níveis de potência ativa e reativa que são fornecidos como referência externa, sendo posteriormente feito o controlo do valor de corrente.

Já no modo de *grid forming* a referência gerada pela rede principal deixa de existir, logo é fornecida uma referência externa de amplitude de tensão real e imaginária que é comparada

com o valor de tensão medido e injetado no controlador de tensão PID. Posteriormente a saída em corrente do controlador é comparada com o valor de corrente medida no barramento CA e controlado com PID [44].

Tal como os restantes inversores, o inversor do modo *grid forming* é controlado em MLI, necessitando portanto de um filtro na saída. Optou-se por uma estrutura LC simples como representado na figura 3.1. Assumindo uma frequência de comutação de 5 kHz e considerando a potência nominal do mesmo, o resultado para o dimensionamento da bobina L_F e do condensador C_F é, respetivamente, $L_F=5$ mH e $C_F=100$ uF.

3.4 Descrição dos Subsistemas

De seguida será apresentada a descrição de cada um dos subsistemas, o seu modo de funcionamento e o perfil típico utilizado.

3.4.1 Painel Fotovoltaico

No modelo utilizado, o painel fotovoltaico, assim como todos os restantes subsistemas da micro-rede, é representado por uma fonte controlada de corrente, tendo como variável de entrada uma corrente complexa retirada do quociente entre o perfil de potência ativa do painel fotovoltaico e a medida de tensão da parte do secundário da rede de distribuição e posteriormente multiplicada por um fator de *partial shading* a horas específicas do dia.

Os perfis de potência são dependentes da intensidade de luz solar ao longo de um dia. Assim sendo, é expectável que haja algumas diferenças na amplitude e no número de horas de produção ao longo de um dia, quando comparamos, por exemplo, os valores obtidos num dia de verão com um dia de inverno. No entanto, de uma forma geral, a forma de onda não apresenta grandes variações entre dias diferentes, uma vez que a intensidade de luz solar apresenta, também ela, um perfil relativamente constante. Um exemplo de um destes perfis de potência está presente na figura 3.3.

3.4.2 Turbina Eólica

No que diz respeito à turbina eólica, a sua representação neste modelo Simulink é em tudo igual ao do painel fotovoltaico à exceção do fator de multiplicação *partial shading*. Em relação aos seus perfis de entrada e ao contrário do que acontece com o painel fotovoltaico e as cargas, não se trata de um perfil de potência que é utilizado, mas sim um vetor de velocidades do vento medidas ao longo de um dia em intervalos de um minuto. A potência de saída da turbina eólica varia com a velocidade do vento ao cubo de forma a reduzir o número de variáveis utilizadas para o cálculo da mesma. Devido à variabilidade das velocidades do vento ao longo de um dia, pode-se esperar um certo nível de imprevisibilidade em relação ao perfil de potência de saída de uma turbina eólica. O perfil de entrada de velocidades do vento ao longo de um dia pode ser visível na figura 3.4.

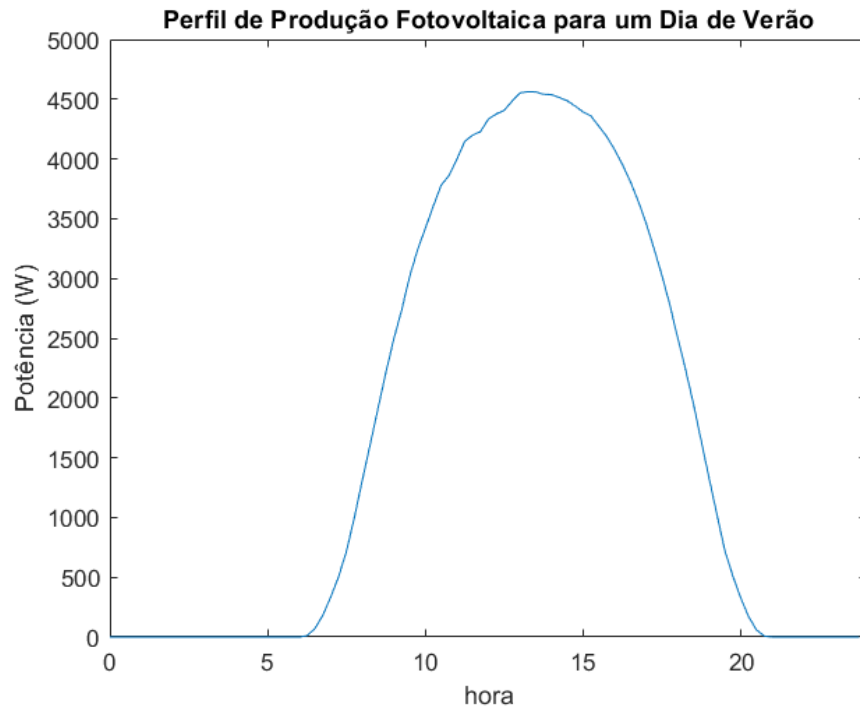


Figura 3.3: Perfil de produção fotovoltaica para um dia de verão.

Do ponto de vista do controlo, o bloco de turbina eólica permite ao utilizador definir a potência nominal, a velocidade nominal do vento e a velocidade máxima do vento. Quando a velocidade de entrada é inferior à velocidade nominal, a saída em potência é dada por esse valor de velocidade de entrada ao cubo a multiplicar por uma constante k . Se, por outro lado, a velocidade do vento se encontra entre a velocidade nominal e a velocidade máxima definida, então a potência de saída é fixada no valor de potência nominal. Por fim, se a velocidade máxima definida é ultrapassada, a turbina é colocada em modo de segurança e pára, sendo a saída em potência igual a zero. O algoritmo de controlo está traduzido no fluxograma da figura 3.5, onde V , V_n e V_M são velocidade atual, velocidade nominal e velocidade máxima do vento, respetivamente, e P_w e P_n são a potência de saída e potência nominal da turbina, respetivamente.

3.4.3 Bateria

Quanto à sua representação no modelo fasorial, a bateria não é diferente dos restantes sistemas, ou seja, é da mesma maneira representada por uma fonte controlada de corrente. O que a distingue tanto do sistema fotovoltaico como do eólico é o controlo que permite que tanto forneça potência à rede como receba da mesma para carregar. Além deste bloco de controlo, a bateria possui ainda um bloco de dinâmicas onde se define a sua capacidade total e se podem obter medidas de estado de carga e da carga fornecida ou recebida em Ah.

No que diz respeito ao bloco de controlo da bateria ele tem dois objetivos principais:

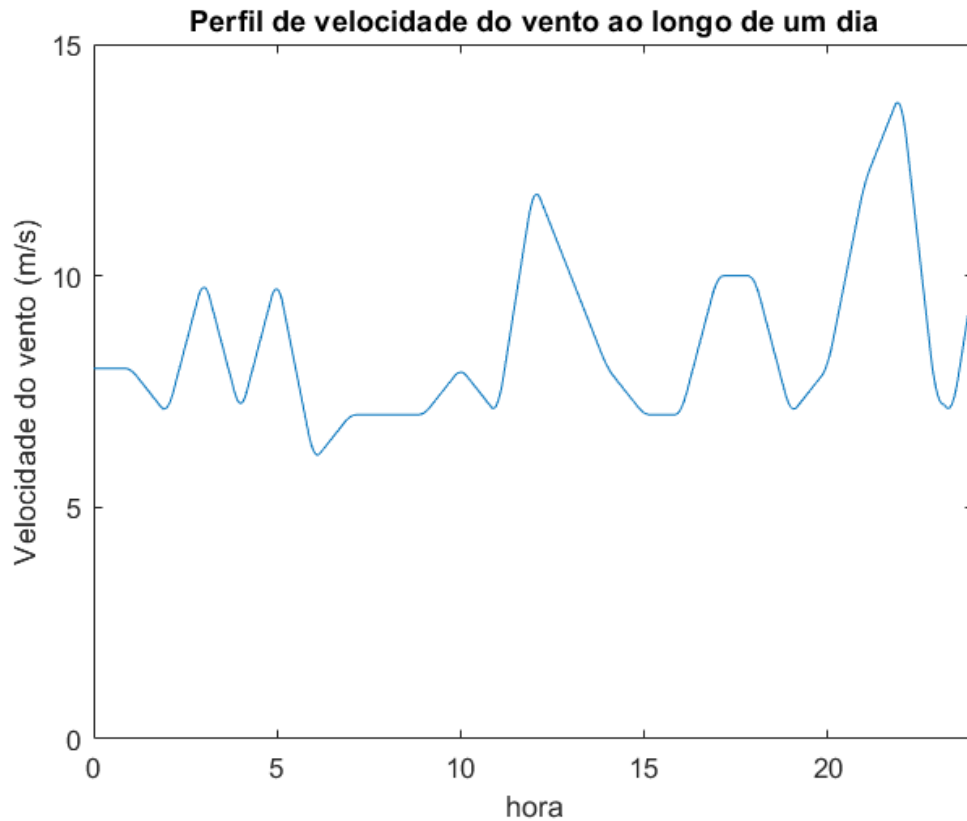


Figura 3.4: Perfil de velocidade do vento para o modelo de turbina eólico simulado.

- Definir quando a bateria deve ou não fornecer potência à rede ou quando deve carregar. Tal é definido através da medição do valor da corrente no secundário do transformador, I_{sec} , de conexão à rede. Sabendo o sinal de corrente nesse ponto é possível determinar se está a existir consumo de potência da rede de distribuição ou se, por outro lado, existe um excesso de produção de energia renovável e esta está a ser injetada na rede de distribuição. Se o sinal de corrente for negativo, sabe-se que se está a consumir potência da rede de distribuição e, sendo assim, a bateria é chamada a mitigar esse défice de produção de energia renovável até que o valor de I_{sec} seja igual a zero. Em situação oposta, caso o sinal do valor medido de corrente seja positivo, significa que se está a injetar potência na rede de distribuição e, nesse caso, é possível carregar a bateria com o excedente de produção renovável.
- Manter os níveis de carga da bateria entre valores de segurança, isto é, definir um valor máximo e mínimo para o valor do estado de carga (SOC). Se a bateria está a descarregar e o valor inferior do SOC é atingido, o controlo da bateria é desligado e não é permitido que a bateria forneça mais potência. O controlo permanece desligado até que haja excesso de produção renovável e a bateria comece a carregar. Por outro lado, quando a bateria se encontra em estado de carregamento e se atinge o valor superior do SOC, procede-se mais uma vez à interrupção do funcionamento da bateria e esta permanece neste estado até que

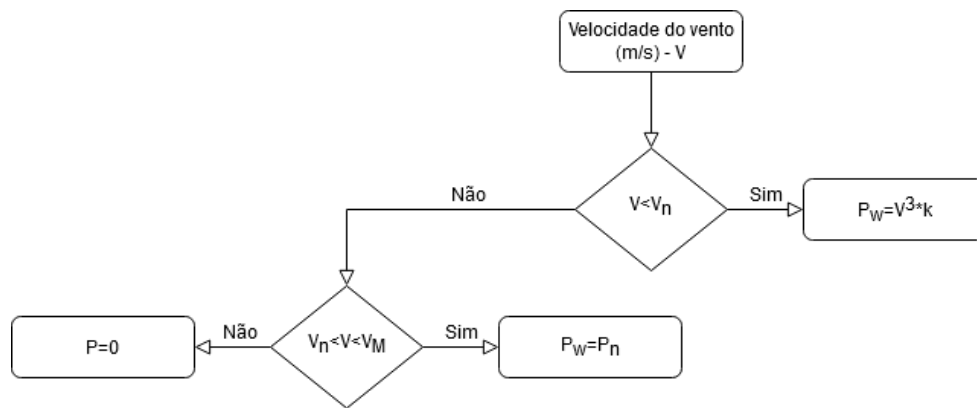


Figura 3.5: Fluxograma de controlo de turbina eólica utilizado.

seja necessária para fornecer potência à micro-rede. O fluxograma da figura 3.6 ilustra o controlo implementado para a definição da carga e descarga da bateria.

3.4.4 Cargas de Consumo

As cargas neste modelo, representadas na figura 3.1 como sendo habitações, apresentam do ponto de vista elétrico a mesma topologia dos restantes sistemas, sendo que a corrente de controlo injetada é sempre negativa, uma vez que estamos a falar de cargas. Estas habitações apresentam perfis de consumo desenhados para representar de uma forma próxima da realidade o comportamento de gastos de energia de uma habitação em Portugal. Estes perfis apresentam variações expressivas ao longo de um dia, uma vez que o gasto de energia por parte de um consumidor doméstico se faz de forma mais significativa em certos períodos específicos. Assim sendo foram criados três perfis de consumo para diferentes estações do ano (verão, inverno, outono), sendo que o comportamento do utilizador não se altera ao longo do mesmo, pelo que as diferenças mais expressivas se vão refletir mais na quantidade de energia consumida do que no comportamento da curva de consumo. As casas representadas no modelo apresentam todas o mesmo perfil de consumo em simultâneo.

Esta curva é um indicador da rotina de consumo diário por parte do utilizador, ou seja, apresenta picos de potência na parte da manhã ao acordar, à hora do almoço e ao final do dia. O diagrama de carga de verão para uma das habitações pode ser observado na figura 3.7. Quando comparado com o perfil de consumo de inverno presente na figura 3.8, observa-se, como já referido, que as principais diferenças não se encontram no comportamento da curva ao longo do dia, uma vez que o utilizador é o mesmo e a sua rotina não se altera, mas sim na quantidade de energia consumida. Esta diferença é explicada principalmente por dois fatores:

- **Número de horas de Sol** — Ao contrário do que acontece no verão, observa-se que no inverno a luz natural disponível é menor, anoitecendo mais cedo. Esta situação reflete-se diretamente na quantidade de energia consumida, uma vez que de inverno se verifica uma maior necessidade de utilização de iluminação artificial. Esse comportamento é visível nas

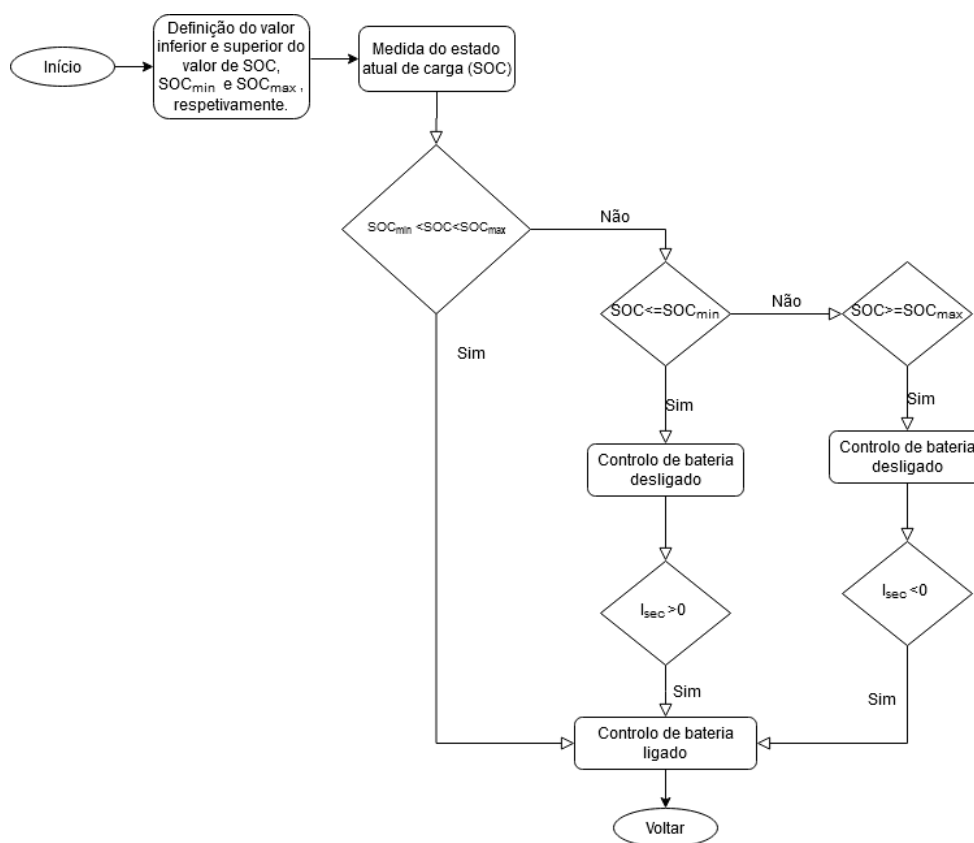


Figura 3.6: Fluxograma de controlo de carga e descarga de bateria, tendo o SOC como variável de controlo.

figuras quando comparamos os consumos entre si a partir das 17h00. Nesse período, enquanto de verão a luz natural ainda abunda, de inverno já se verifica que começa a anoitecer, aumentando o uso de luz artificial.

- Temperatura exterior** — Provavelmente o fator mais determinante para justificar o aumento dos consumos no inverno, principalmente se se considerar que o aquecimento doméstico se faz utilizando eletricidade. Os eletrodomésticos responsáveis por aquecimento são de natureza resistiva e como tal grandes dissipadores de potência, logo, como há a necessidade de aquecer o ambiente dentro de casa e também se verifica que o aquecimento da água se faz para temperaturas mais altas, é expectável que o consumo de energia sofra um aumento ao longo de todo o dia, havendo, no entanto, uma concentração maior de gastos ao fim do dia e um valor relativamente constante e elevado durante a noite.

3.5 Conclusões

Neste capítulo foi apresentado o modelo de simulação de uma micro-rede, havendo uma descrição do modo de funcionamento de cada um dos seus subsistemas: fotovoltaico, eólico e bate-

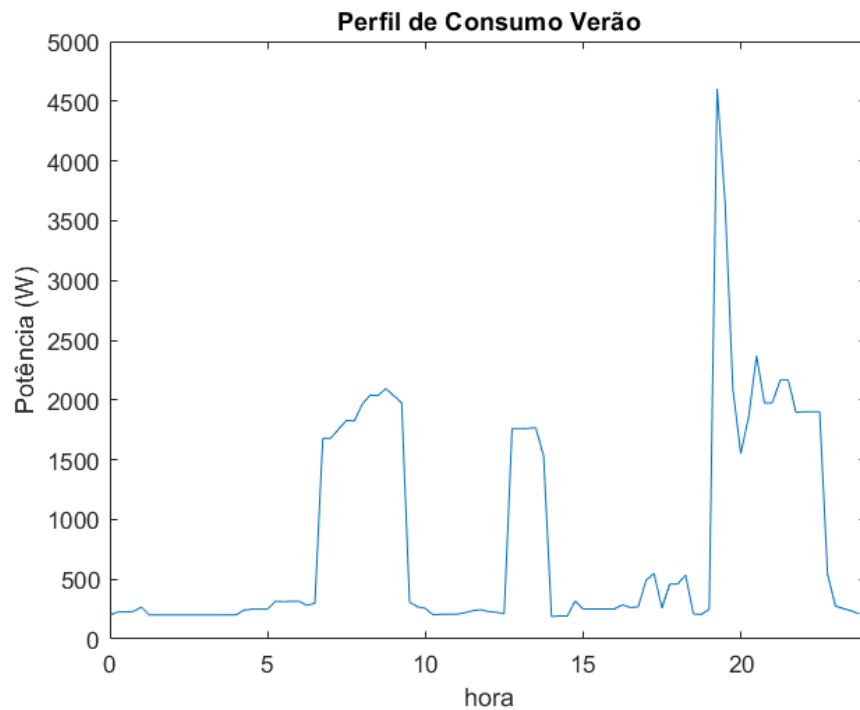


Figura 3.7: Perfil de consumo de Verão de uma das habitações presentes no modelo.

rias. Também se apresentou a justificação para a utilização do modelo fasorial no caso em que se pretende fazer uma simulação de longa duração do comportamento de uma micro-rede.

Fez-se também a apresentação dos conceitos de *grid feeding* e *grid forming*, explicando a importância deste último para o funcionamento da micro-rede em modo isolado. Além disso, também se apresentaram alguns dos perfis de consumo e produção que serão foco de testes no próximo capítulo. A construção e dimensionamento deste modelo tem como principal objetivo observar o balanceamento energético entre as fontes renováveis, a capacidade de armazenamento, a rede de distribuição e as cargas de consumo para diferentes condições de produção renovável e de consumo doméstico.

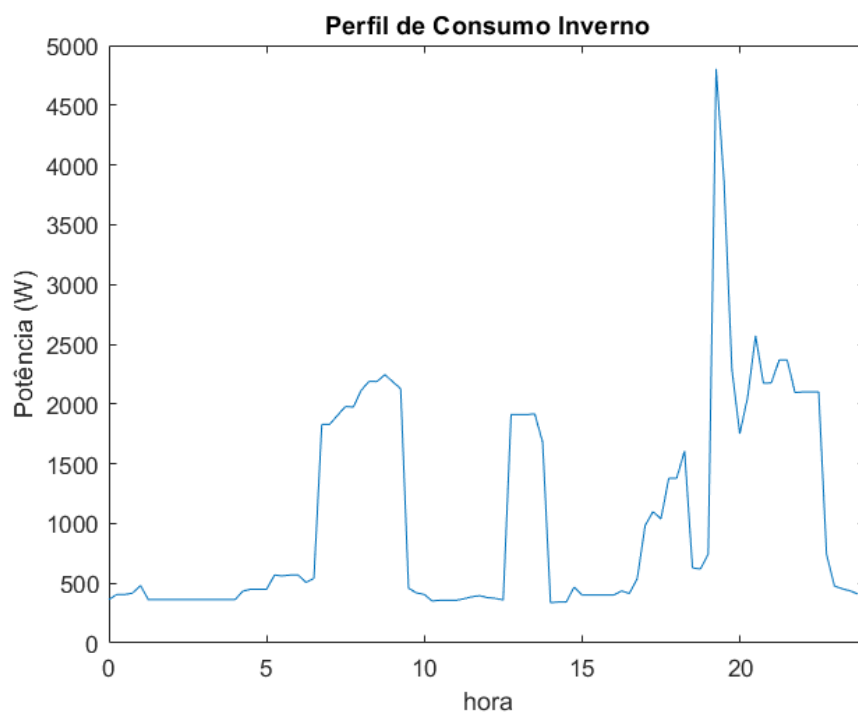


Figura 3.8: Perfil de consumo de Inverno de uma das habitações presentes no modelo.

Capítulo 4

Resultados dos Cenários Propostos

4.1 Introdução

Neste capítulo serão apresentados os resultados respeitantes aos testes a que a micro-rede construída foi submetida. Assim sendo, foram criados os seguintes cenários:

- **Verão** — Apresenta um perfil de produção fotovoltaica típica de verão, ou seja, maior amplitude de potência de produção, assim como um número mais alargado de horas de sol. Apresenta também um perfil de consumo típico de verão com um consumo noturno e de grande parte da tarde bastante reduzido.
- **Outono** — Trata-se de um cenário de transição entre verão e inverno, ou seja, produção fotovoltaica mais reduzida pela diminuição progressiva do número de horas de sol e um aumento dos consumos domésticos por uma maior necessidade de iluminação elétrica e aquecimento.
- **Inverno** — Aparece no extremo oposto do cenário de verão. Produção fotovoltaica muito menos relevante pelo número bastante reduzido de horas de sol e pela diminuição da intensidade solar. O perfil de consumos apresenta claros aumentos em relação aos restantes dois cenários, explicado principalmente pela maior necessidade de utilização de aquecimento resultante das baixas temperaturas típicas da estação.

Em relação ao perfil de produção eólica, ele permanece inalterado nos três cenários testados, uma vez que este não apresenta tanta dependência sazonal como a produção fotovoltaica e os consumos.

A capacidade da bateria escolhida é de 500 Ah, o que resultará numa potência instantânea fornecida máxima de 11,50 kW resultante da tensão de 230 V que esta garante aos seus terminais. Este valor é justificado face ao dimensionamento de cargas da micro-rede e dos perfis típicos de produção, uma vez que este valor cumpre o necessário para, por exemplo, no caso de falha da micro-rede e mesmo em regime de baixa produção fotovoltaica e eólica, conseguir alimentar as cargas durante um período longo de tempo. Os valores de SOC_{min} e SOC_{max} escolhidos para definir os limites de carga e de descarga da bateria foram, respetivamente, 20% e 90%.

4.2 Modo Normal de Funcionamento da Micro-Rede

O modo normal de funcionamento diz respeito ao trabalho da micro-rede em conexão permanente com a rede de distribuição elétrica. Neste modo a micro-rede tem como referência de frequência e amplitude de tensão aquela que é definida pela rede de distribuição. O trânsito de potência de e para a rede faz-se apenas nos casos em que o conjunto das três fontes de energia não consigam suplantar os consumos da rede ou então quando a bateria já se encontra totalmente carregada e exista excesso de produção renovável.

Como já adiantado na secção anterior, o perfil de produção eólica utilizado é o mesmo para todos os cenários. A curva de produção eólica pode ser vista na figura 4.1. A potência nominal da turbina eólica é de 4,5 kW, a velocidade nominal do vento é de 12 m/s e a velocidade máxima admitida é de 13 m/s. Como já referido, se a velocidade do vento estiver compreendida entre a velocidade nominal e a velocidade máxima, a potência de saída é igual à nominal e se a velocidade máxima for atingida ou ultrapassada, a turbina bloqueia. Os dois acontecimentos são visíveis a partir das 21h00, altura em que a velocidade nominal é atingida, nesse momento a turbina estabiliza no valor de potência nominal até que às 21h30 a velocidade máxima é atingida e a turbina pára o seu funcionamento. A produção total da turbina eólica ao longo de um dia chega aos 38,07 kWh.

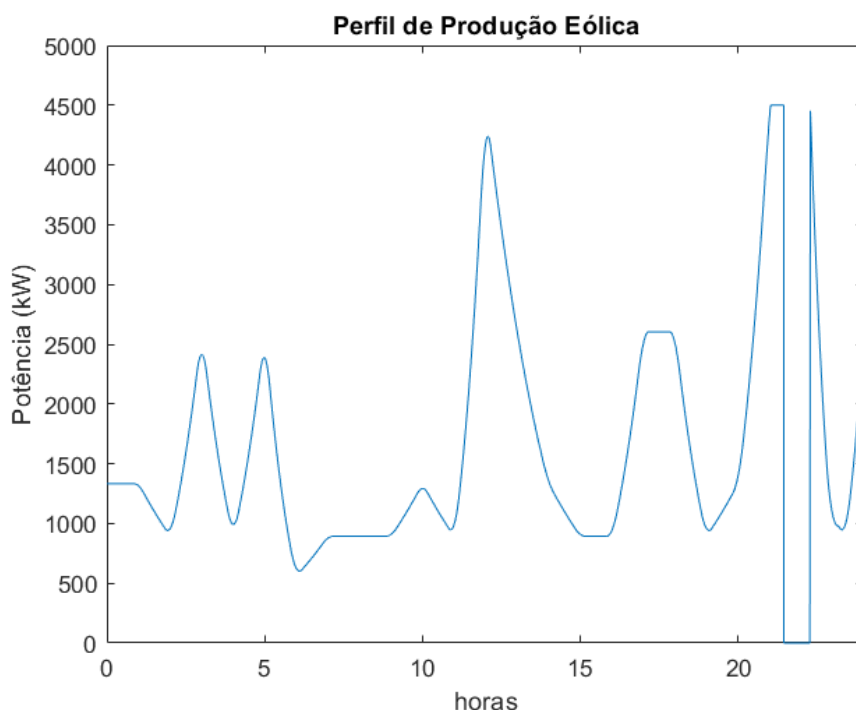


Figura 4.1: Perfil de produção eólica.

4.2.1 Cenário 1 - Verão

O cenário aqui apresentado diz respeito ao comportamento da micro-rede para um dia de verão. Sendo assim, quer a produção fotovoltaica, quer o consumo das cargas foram modulados atendendo às principais características meteorológicas da estação e que têm impacto direto na produção e consumo.

- **Perfil fotovoltaico** — Estando a falar de um dia de verão, o número de horas de sol é bastante elevado. Nesse sentido, o perfil de produção apresentado na figura 4.2 tem produção não nula entre as 06h30 e as 21h00, o que resulta em catorze horas e meia de produção contínua por parte dos painéis. Quanto a produção propriamente dita, este perfil apresenta o seu pico de produção às 13h30 com um valor de potência instantânea de 4,56 kW. A produção total fotovoltaica durante o dia fixou-se nos 41,01 kWh.

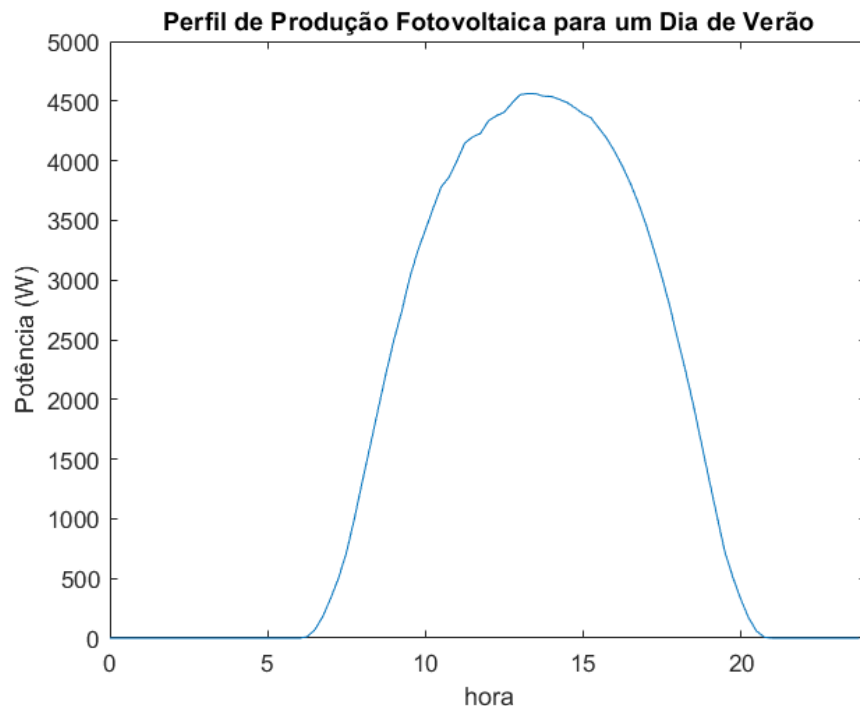


Figura 4.2: Perfil de produção fotovoltaica para um dia de verão.

- **Perfil de consumo** — Resultante das condições externas já anteriormente referidas, este perfil apresenta valores relativamente baixos de consumo durante a toda a noite, meio da manhã e grande parte da tarde. A partir das 07h00 da manhã verifica-se uma subida acentuada de consumo, justificada pelo início do período de atividade dos utilizadores, esse período arrasta-se até cerca das 09h30. Por volta da hora de almoço, entre as 13h00 e as 14h00 verifica-se novo pico de consumo. Por fim, a partir das 19h30 e até cerca das 23h00

os consumos atingem os seus valores mais altos. O consumo total de cada uma das habitações ao longo de um dia é de 19,71 kWh. O consumo total das cargas é, portanto, 78,85 kWh.

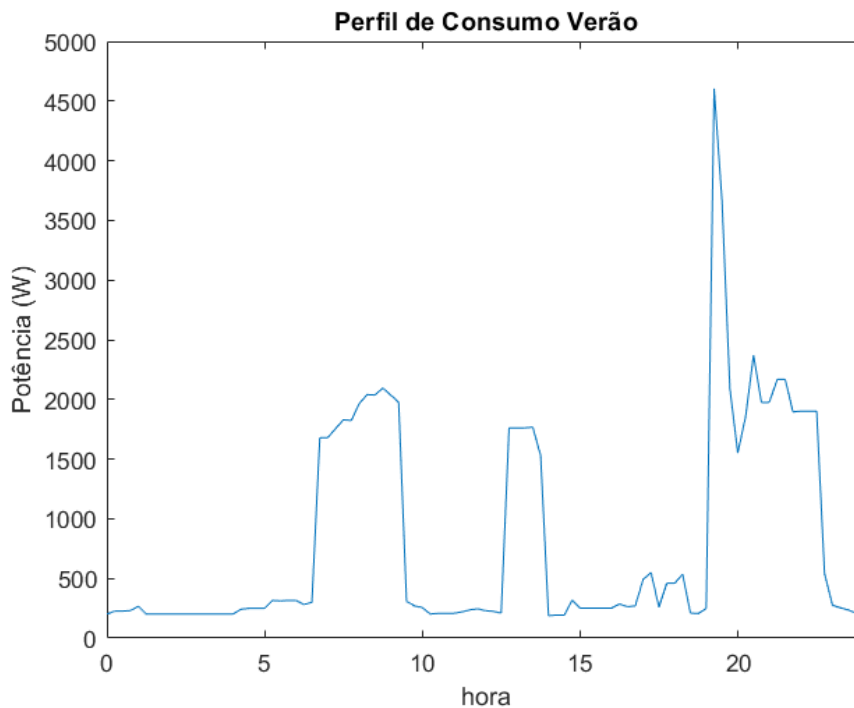


Figura 4.3: Perfil de produção fotovoltaica para um dia de verão.

De seguida são apresentados os principais resultados relativos à resposta da micro-rede para estes perfis de consumo e produção. Nesse sentido é de especial interesse observar o comportamento das seguintes variáveis presentes na figura 4.4:

- **Produção renovável** — Apresenta os valores de produção eólica e fotovoltaica ao longo do dia.
- **Potência do secundário do transformador** — Indica o trânsito de potência de e para a rede de distribuição. O controlo da bateria está desenhado para que este valor seja zero, no entanto, há situações em que esta juntamente com a produção renovável não consegue responder às necessidades de consumo da micro-rede. Na figura 4.4 a curva da potência do secundário apresenta valores negativos se o trânsito de potência se der da rede para a micro-rede e positivos no sentido contrário.
- **Potência da bateria** — À semelhança do que acontece com a potência do secundário, o trânsito de potência faz-se de forma bidirecional. Assim sendo, se os valores de potência forem positivos, a bateria está a fornecer potência às cargas da micro-rede e se forem negativos significa que esta está a carregar.

- **Potência das cargas** — Apresenta o perfil de consumo instantâneo total de todas as cargas da micro-rede.
- **Estado de carga da bateria** — Apresenta a percentagem de bateria disponível ao longo do dia.

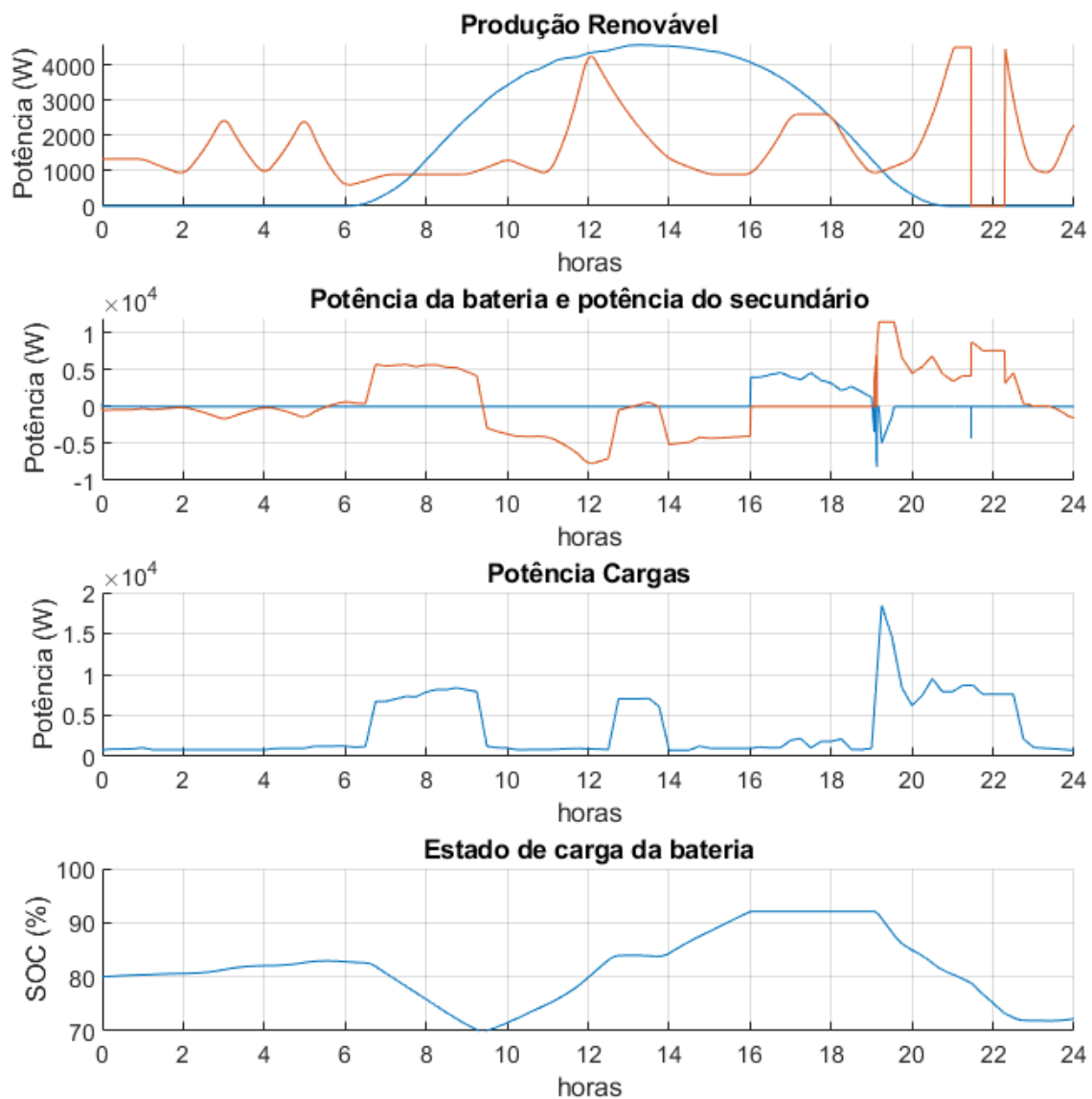


Figura 4.4: Principais resultados para cenário de verão (modo normal). 1ª janela: produção fotovoltaica a azul, produção eólica a laranja. 2ª janela: potência do secundário a azul, potência da bateria a laranja.

Tal como expectável, a micro-rede neste cenário apresenta capacidade de ser auto sustentável durante grande parte do dia, à exceção de um pequeno período que ocorre por volta das 19h00. Nessa pequena janela temporal de cerca de 15 minutos a bateria atinge o seu limite máximo de

potência instantânea fornecida (11,50 kW) e há que consumir alguma potência da rede da distribuição para corresponder às necessidades das cargas naquele momento. No sentido contrário, por volta das 16h00, com uma produção renovável instantânea de cerca de 5 kW e um consumo acumulado de cerca de 1000 W verificou-se um excesso de produção que, não podendo ser injetado na bateria por esta ter atingido o seu limite de estado de carga, acaba por ser injetado na rede de distribuição. O valor acumulado de potência injetada na rede de distribuição no período compreendido entre as 16h00 e cerca das 19h00 da tarde é de 10,33 kWh.

O valor do estado de carga da bateria variou entre cerca dos 90% e os 70%, indicando uma enorme capacidade das fontes de energia renovável em fornecer a potência necessária à micro-rede, havendo até excesso de produção que permitiram carregar a bateria e ainda fornecer energia à rede. O valor do estado de carga acima de 90% verificado no período compreendido entre as 16h00 e as 19h00 pode ser explicado por um atraso no tempo de atuação do controlador, uma vez que estaria previsto que não se permitisse que a bateria passasse dos 90% do seu estado de carga.

Em suma, as condições deste cenário (com produção renovável elevada e relativamente baixos consumos energéticos) tornam o comportamento da micro-rede como sendo completamente autónoma da rede distribuição, uma vez que só de uma forma muito residual se fez consumo energético da mesma.

4.2.2 Cenário 2 - Outono

O cenário aqui apresentado diz respeito ao comportamento da micro-rede para um dia de outono. Apresentam-se de seguida as principais características respeitantes aos perfis de produção fotovoltaica e de consumo doméstico desenhados tendo como referência a estação do ano.

- **Perfil fotovoltaico** — Estando a falar de um dia de outono, o número de horas de sol apresenta uma pequena diminuição quando comparado com um dia de verão. Nesse sentido, o perfil de produção apresentado na figura 4.5 tem produção não nula entre as 07h15 e as 18h30, o que resulta em mais de três horas a menos de produção fotovoltaica do que o perfil de verão. Quanto a produção propriamente dita, este perfil apresenta o seu pico às 12h15 com um valor de potência instantânea de 3,09 kW. A produção total fotovoltaica durante o dia fixou-se nos 20,55 kWh.
- **Perfil de consumo** — Como já previsto em capítulos anteriores, as principais diferenças nos perfis de consumo estariam mais ao nível da amplitude de potência consumida e não tanto no comportamento geral da curva. Posto isto, neste perfil de outono os picos de consumo dão-se nos mesmos períodos que no perfil de verão, no entanto, devido a uma diminuição das horas de iluminação natural e das temperaturas, verifica-se um aumento generalizado nos consumos. Desta feita, o consumo de cada uma das habitações ao longo de um dia é de 20,90 kWh. O consumo total das cargas é, portanto, 83,58 kWh.

De seguida são apresentados, na figura 4.6, os principais resultados relativos à resposta da micro-rede para estes perfis de consumo e produção.

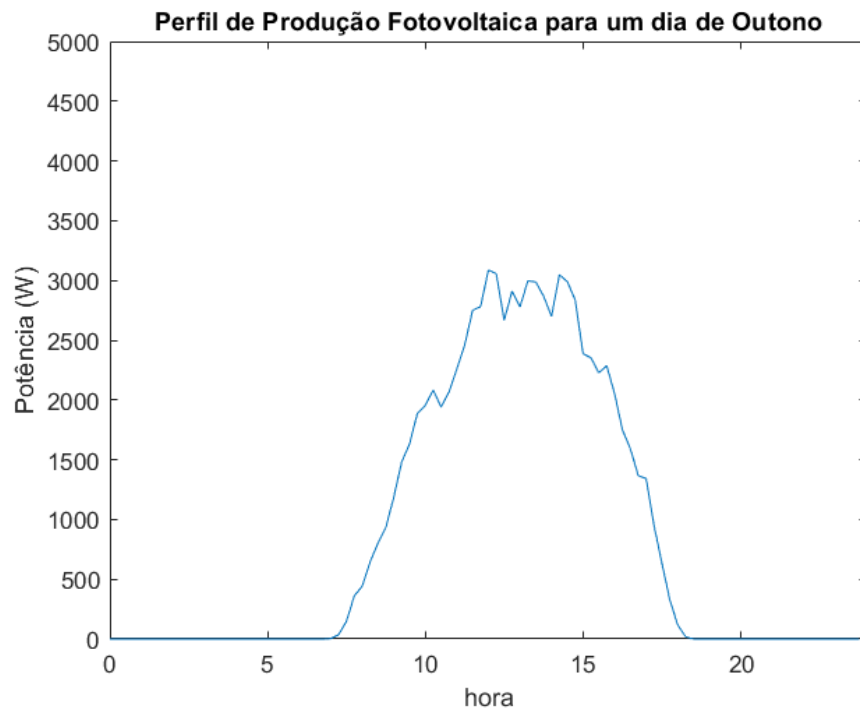


Figura 4.5: Perfil de produção fotovoltaica para um dia de outono.

O cenário de outono apresenta cerca de metade da produção fotovoltaica do caso de verão, o que explicará em grande parte as principais diferenças observadas na 4.7, nomeadamente, uma dependência mais expressiva do sistema de armazenamento (utilização de cerca de 44,13 kWh da potência da bateria em contraste para com os 38,42 kWh do cenário de verão) e também pelo facto de a bateria não chegar a carregar totalmente tal como aconteceu no caso anterior. No que diz respeito à dependência para com a rede distribuição, observa-se que existe um défice de produção da micro-rede exatamente no mesmo período (19h00) e praticamente com o mesmo valor do cenário de verão. Este facto é facilmente justificável, uma vez que, apesar de haver um maior consumo no cenário de outono a essa hora, a bateria consegue mais uma vez fornecer potência até ao seu valor máximo instantâneo (cerca de 11,50 kW).

O valor do estado de carga varia entre os 80% e os 60%, indicando, por um lado, que o carregamento da bateria não se deu em tão grande escala e por outro que a utilização do sistema de armazenamento foi maior.

Mais uma vez, face às condições aqui simuladas, a micro-rede mostrou-se capaz de produzir quase toda a totalidade da energia consumida pelas cargas, sendo que o perfil de produção fotovoltaica se revelou como sendo o fator mais responsável pelas diferenças observadas entre este e o cenário de verão.

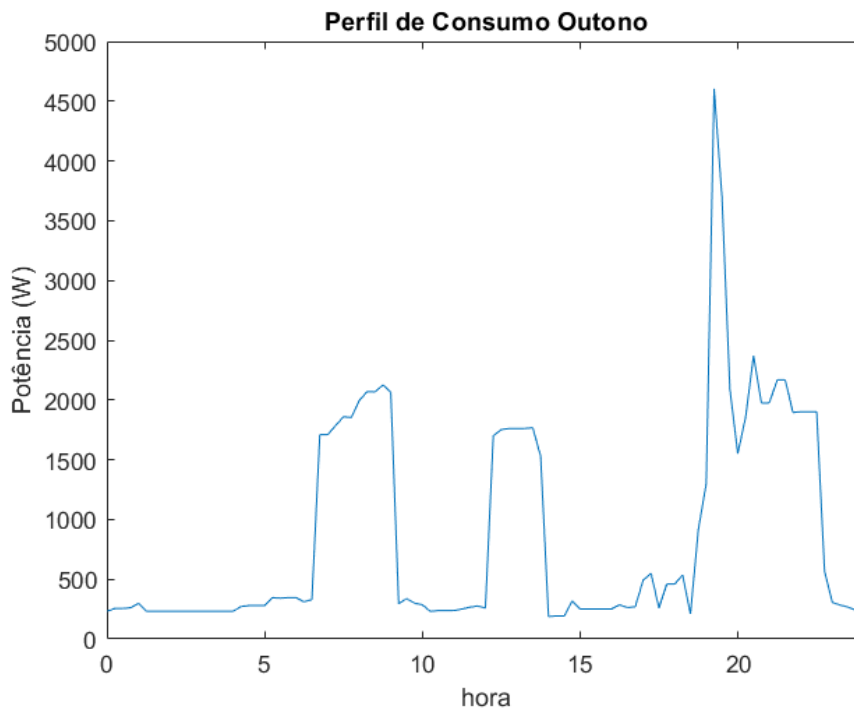


Figura 4.6: Perfil de produção fotovoltaica para um dia de outono.

4.2.3 Cenário 3 - Inverno

O cenário aqui apresentado diz respeito ao comportamento da micro-rede para um dia de inverno. Sendo assim, quer a produção fotovoltaica, quer o consumo das cargas foram modulados atendendo às principais características meteorológicas e rotinas típicas da estação e que têm impacto direto na produção e consumo. De seguida apresentam-se as principais características para cada um dos perfis de produção fotovoltaica e consumo doméstico num dia de inverno.

- **Perfil fotovoltaico** — Este perfil apresenta, expectavelmente, o menor valor de produção dos três cenários propostos. Tal é facilmente justificado pelo número bastante reduzido de horas de sol diárias e também por uma intensidade solar muito menor. Apresenta o seu pico de produção por volta das 14h00 com o valor de 2,38 kW e uma produção diária de 14,19 kWh, um valor quase três vezes inferior ao produzido no cenário de verão. O perfil fotovoltaico criado pode ser visível na figura 4.8.
- **Perfil de consumo** — No que toca ao perfil de cargas, o cenário de inverno é aquele cujo consumo é mais significativo. As baixas temperaturas exteriores justificam uma utilização mais recorrente de aquecimento ambiente e de água, tipicamente associado a dispositivos resistivos e grandes consumidores de potência. Por outro lado, o número muito reduzido de horas de iluminação natural e a própria baixa intensidade solar obrigam a um maior gasto energético associado com iluminação artificial. Nesse sentido, o perfil de inverno, ao contrário dos restantes, apresenta um consumo energético mais expressivo durante a noite e

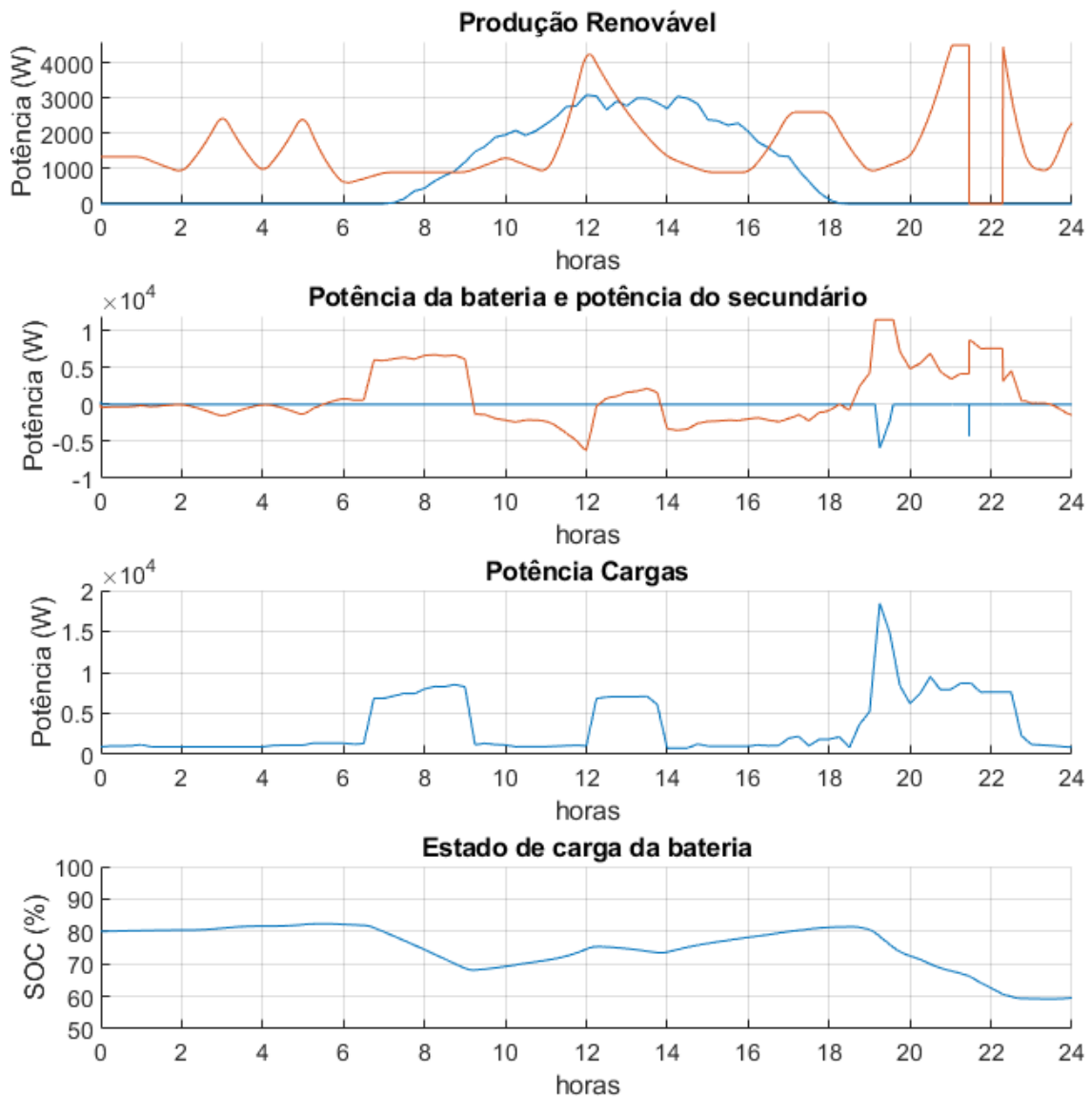


Figura 4.7: Principais resultados para cenário de outono (modo normal). 1^a janela: produção fotovoltaica a azul, produção eólica a laranja. 2^a janela: potência do secundário a azul, potência da bateria a laranja.

a partir das 17h00 (altura em que começa a anoitecer), apresentando, ainda que com maior amplitude, os principais picos de consumo nos mesmos intervalos temporais que os restantes cenários. Cada uma das habitações deste perfil apresentam um consumo de potência ao longo de um dia de 25,02 kWh, sendo que multiplicando esse valor pelas quatro habitações obtemos um consumo total de 100,02 kWh.

De seguida são apresentados, na figura 4.10, os principais resultados relativos à resposta da micro-rede para estes perfis de consumo e produção.

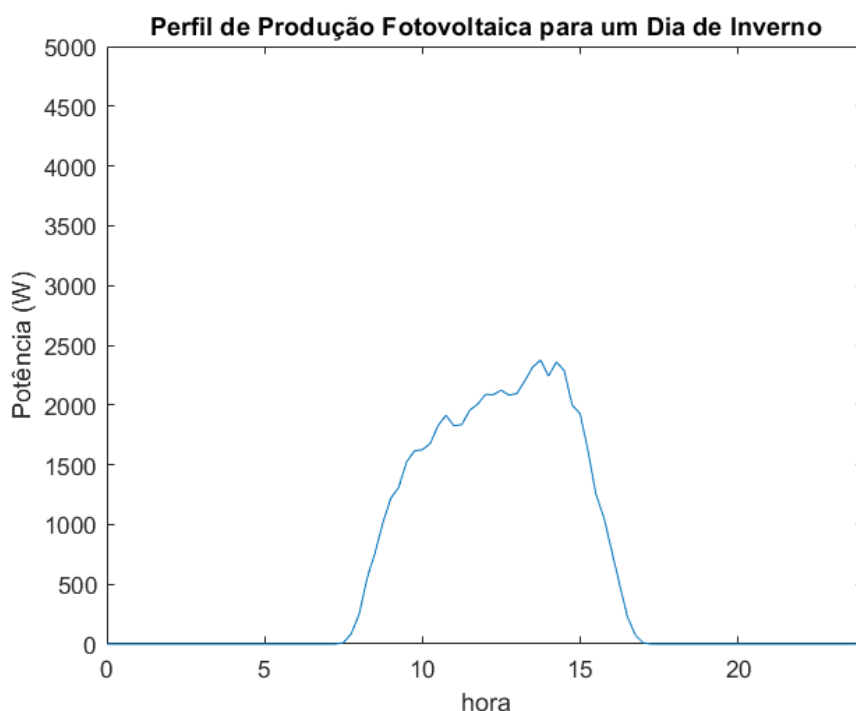


Figura 4.8: Perfil de produção fotovoltaica para um dia de inverno.

O cenário de inverno apresenta simultaneamente a produção renovável mais baixa e os consumos domésticos mais elevados dos três cenários apresentados. A junção destes dois fatores justifica totalmente a dependência em grande escala do sistema de armazenamento. Dependência essa que se verifica num estado de carga que chega aos 40% no seu valor mais baixo, não existindo também grande espaço para carregamento da bateria, sendo que, neste cenário, a potência utilizada para carregamento de bateria é cerca de metade da do cenário de outono e cerca de um terço da do cenário de verão.

A tabela 4.1 apresenta os principais valores comparativos entre os diferentes cenários criados. De salientar que quando na tabela se faz referência a "défice de produção" este se refere exclusivamente ao valor de potência consumido da rede de distribuição. Por outro lado, quando se fala em "excesso de produção" este também diz respeito a toda a potência injetada diretamente na rede.

Tabela 4.1: Tabela comparativa de resultados obtidos para os diferentes cenários.

Cenário	Verão	Outono	Inverno
Produção PV (kWh)	41,01	20,55	14,19
Produção Eólica (kWh)	38,07	38,07	38,07
Consumo Diário (kWh)	78,85	83,58	100,09
Carregamento da Bateria (kWh)	29,51	20,61	10,83
Défice de Produção (kWh)	1,2	1,44	1,71
Excesso de Produção (kWh)	10,33	0	0
Energia Fornecida pela Bateria (kWh)	38,42	44,13	56,98

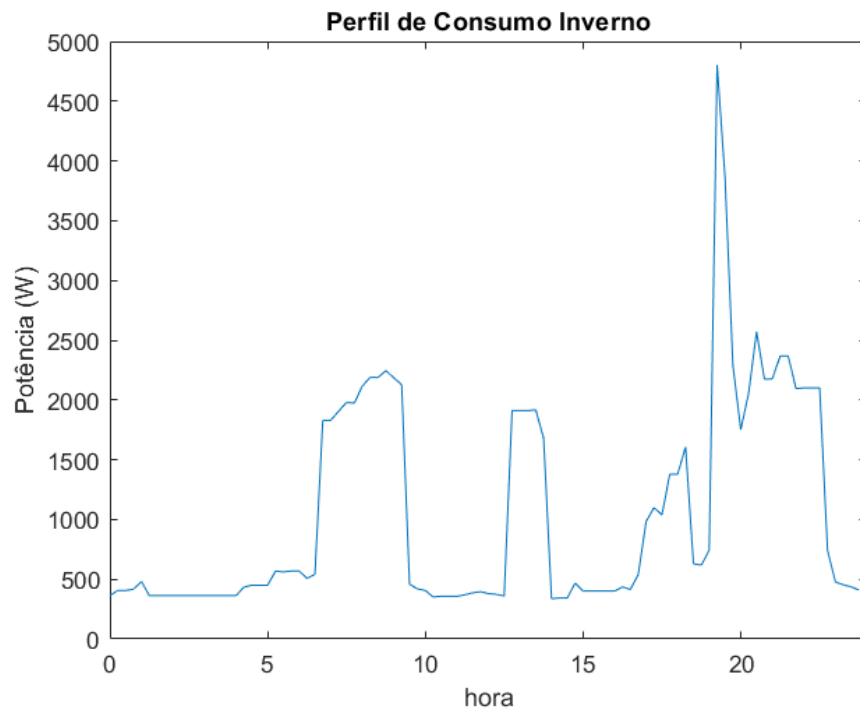


Figura 4.9: Perfil de produção fotovoltaica para um dia de inverno.

Como se verifica na tabela, o único cenário que permite o trânsito de potência para a rede é o cenário de verão, no entanto, todos os cenários apresentam praticamente o mesmo valor de potência injetada pela rede, uma vez que essa situação ocorre numa zona em que a produção fotovoltaica é próxima de zero para todos os cenários, obrigando à alimentação das cargas apenas recorrendo à bateria e à turbina eólica. Uma vez que a potência fornecida pela bateria em cada instante está limitada a um valor máximo, a certa altura há, ainda que residual, um consumo de energia da rede de distribuição.

4.3 Funcionamento em Ilha da Micro-Rede

A capacidade de se isolar da restante rede de distribuição é uma das características mais atrativas de uma micro-rede. Utilizando conversores *grid forming* é possível, recebendo uma referência de frequência e de amplitude, gerar uma tensão sinusoidal de referência que reproduz as características da rede principal de distribuição. No caso do inversor dimensionado no modelo deste trabalho ele não tem qualquer influência no modo conectado, no entanto, no modo de ilha tenta fazer a transição mais suave possível entre modos de funcionamento. Tal é possível através do correto dimensionamento dos seus controladores em malha fechada assim como da própria indutância em série. Os testes seguintes apresentam o comportamento da micro-rede com os mesmos cenários criados da secção anterior, mas desta feita com desconexões cíclicas a cada hora e com duração de cerca de seis minutos. Pretende-se, portanto, verificar o comportamento da micro-rede

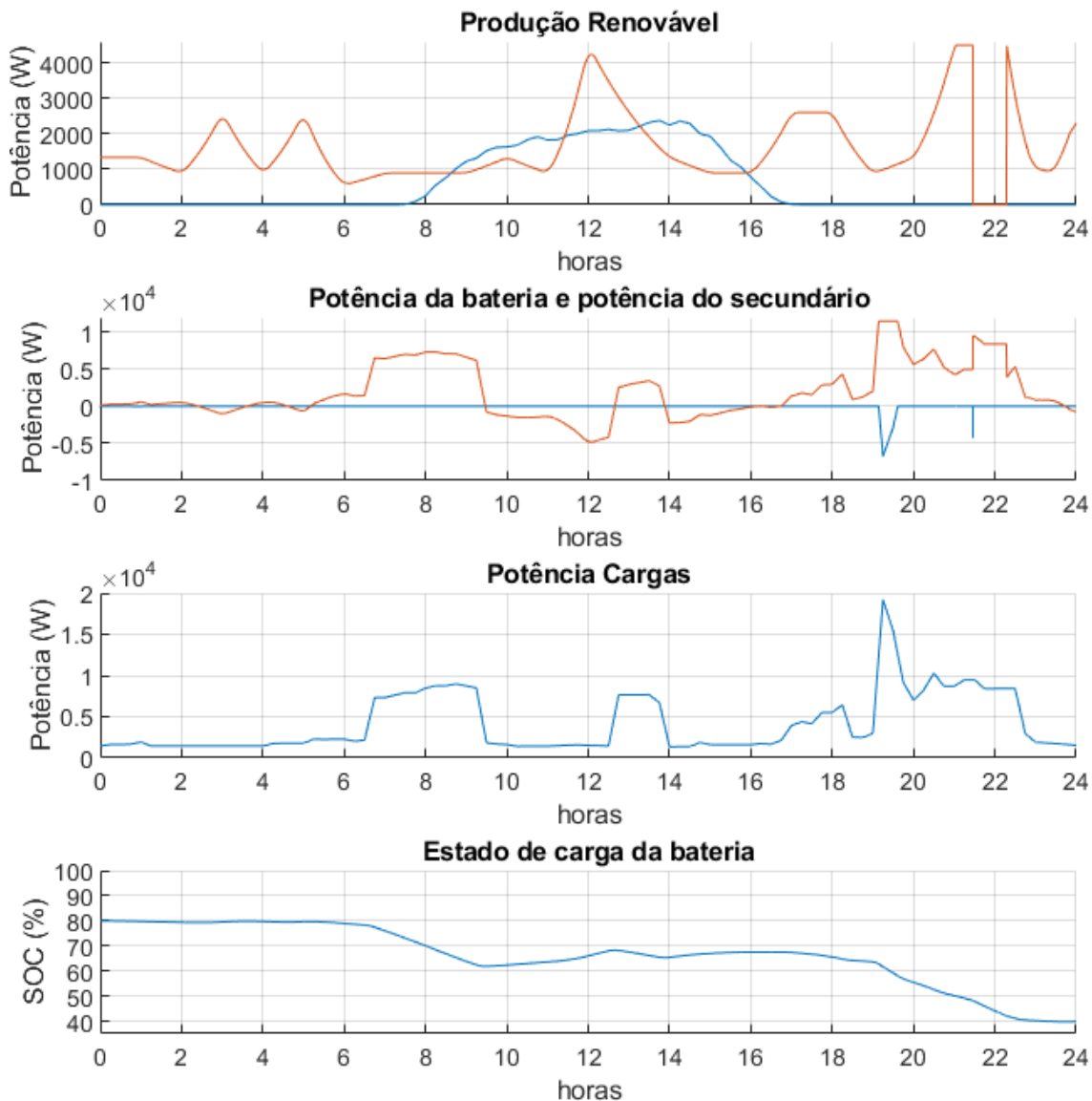


Figura 4.10: Principais resultados para cenário de inverno (modo normal). 1ª janela: produção fotovoltaica a azul, produção eólica a laranja. 2ª janela: potência do secundário a azul, potência da bateria a laranja.

durante o regime de transição entre modo normal e modo ilha. Se houver um correto dimensionamento de todos os controladores é possível minimizar os picos de tensão tipicamente observados na comutação entre estes dois modos. No diagrama de estados da figura 4.11 é apresentado o algoritmo de gestão dimensionado para o funcionamento da rede em modo ilha. Este engloba três variáveis a gerir em paralelo e de forma independente: detetar se há excesso ou défice de produção, determinar o fator de produção aplicado às fontes renováveis e determinar o número de casas deslastradas durante o funcionamento em modo ilha.

O primeiro caso determina se a bateria está a carregar ou a descarregar através da comparação

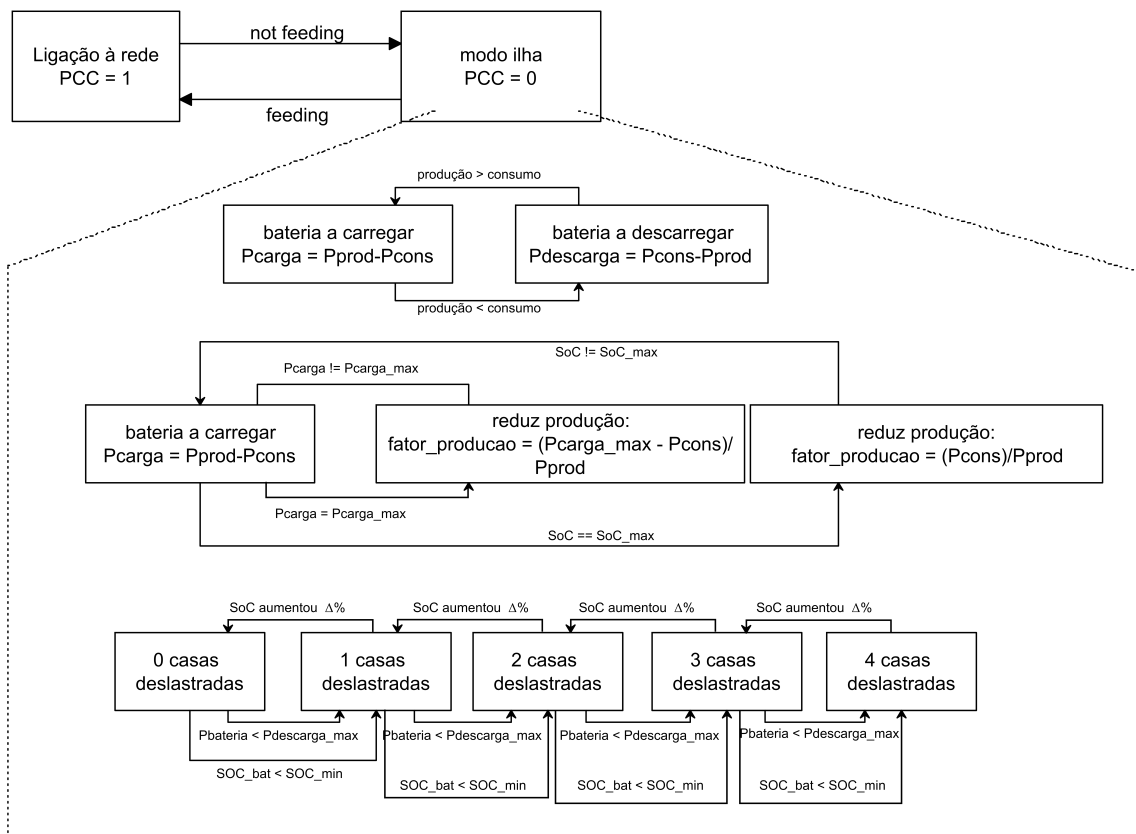


Figura 4.11: Diagrama de estados do bloco de gestão utilizado em modo ilha.

do valor da potência produzida com o valor dos consumos das cargas. Se a produção for maior que o consumo a bateria está a carregar e é determinado o valor de P_{carga} resultante da diferença entre a produção e o consumo. Se, por outro lado, o consumo for superior à produção, determina-se o valor de $P_{descarga}$ que é a diferença entre a potência consumida e a potência produzida.

No segundo bloco de estados visível na figura é feito o controlo do fator de produção aplicado às fontes renováveis, isto é, um valor que determina a percentagem de potência que as fontes podem fornecer à micro-rede. Numa situação em que a produção é superior ao consumo e a bateria ainda está a carregar, o fator de produção será igual a um, ou seja, as fontes fornecem exatamente aquilo que está determinado pelo cenário pré-estabelecido. Se o valor de potência de carga atingir um valor máximo, existe uma transição de estado e posterior diminuição da produção através da aplicação de um fator de produção que será igual à diferença entre a potência de carga máxima e a potência de consumo a dividir pela potência de produção. Só se verifica a saída deste estado se o valor de potência de carga for diferente do valor de potência de carga máxima. Por outro lado, se a bateria estiver a carregar e o estado de carga máxima da bateria estiver próximo de ser atingido é mais uma vez diminuída a produção, aplicando-se um fator que será igual ao quociente entre a potência consumida e potência produzida. Para haver a transição deste para o estado inicial de bateria a carregar há que haver uma diminuição do estado de carga abaixo do

valor máximo definido para esta variável.

Para o controlo do número de casas deslastradas, é comparado o valor da potência máxima fornecida pela bateria com o valor de potência de descarga, resultante da diferença entre a potência consumida e a produzida. Se o valor máximo da potência da bateria for atingido, existe uma transição de estado e uma das cargas é desligada. Tal pode acontecer sucessivamente até a um máximo de quatro cargas. Por outro lado, também pode haver deslastramento de casas se o valor inferior do estado de carga da bateria for atingido. Para que se voltem a ligar cargas à micro-rede é necessário que o valor do estado de carga medido aquando da entrada no estado em questão aumente uma certa percentagem, Δ . Tal pode acontecer sucessivamente até que todas as cargas já estejam ligadas.

4.3.1 Cenário 1 - Verão

A figura 4.12 apresenta os principais resultados da micro-rede para o teste acima descrito. O principal objetivo deste cenário passa por testar, por um lado, a capacidade do inversor de grid forming de fazer a correta sincronização com a rede de distribuição e, por outro, na capacidade do sistema em responder à ausência de rede, uma vez que, como se sabe, esta é extremamente útil nas situações em que exista excesso ou défice de produção. No primeiro caso há que garantir que, na ausência de rede, existe uma forma de gerir o excesso de produção renovável. Tal pode obviamente ser feito através do carregamento da bateria, mas nos casos em que esta já se encontra totalmente carregada passa a existir um problema de gestão de potência que, no limite, pode ser resolvido pela limitação de produção de energia ao nível das fontes, quer desligando painéis solares, quer regulando a velocidade das turbinas para velocidades mais baixas. No caso oposto em que existe défice de produção e não existe a rede para fornecer a potência que está em falta, a solução poderá passar por desligar uma das cargas que seja considerada menos fundamental na micro-rede. No caso do teste apresentado e visto que a bateria tem capacidade suficiente quer para fornecer, quer para ser carregada com o excedente de produção, estes problemas não foram particularmente visíveis.

4.4 Análise e Discussão de Resultados

De um ponto de vista geral verifica-se que a micro-rede desenhada é extremamente robusta face aos perfis de produção e consumo dimensionados, uma vez que garante em praticamente todos os momentos um excelente comportamento bastante independente da rede de distribuição. No caso de funcionamento normal verifica-se que, mesmo no cenário mais adverso, o de inverno, a bateria consegue suplantar o claro défice de produção fotovoltaica observado. Já no caso do modo em ilha, verifica-se que a transição entre os modos de grid feeding e grid forming se dá de forma relativamente suave e que só em casos extremos de enorme ausência temporal da rede de distribuição seria necessário atuar sobre as fontes renováveis ou diretamente sobre as cargas para fazer a regulação do trânsito de potência na micro-rede.

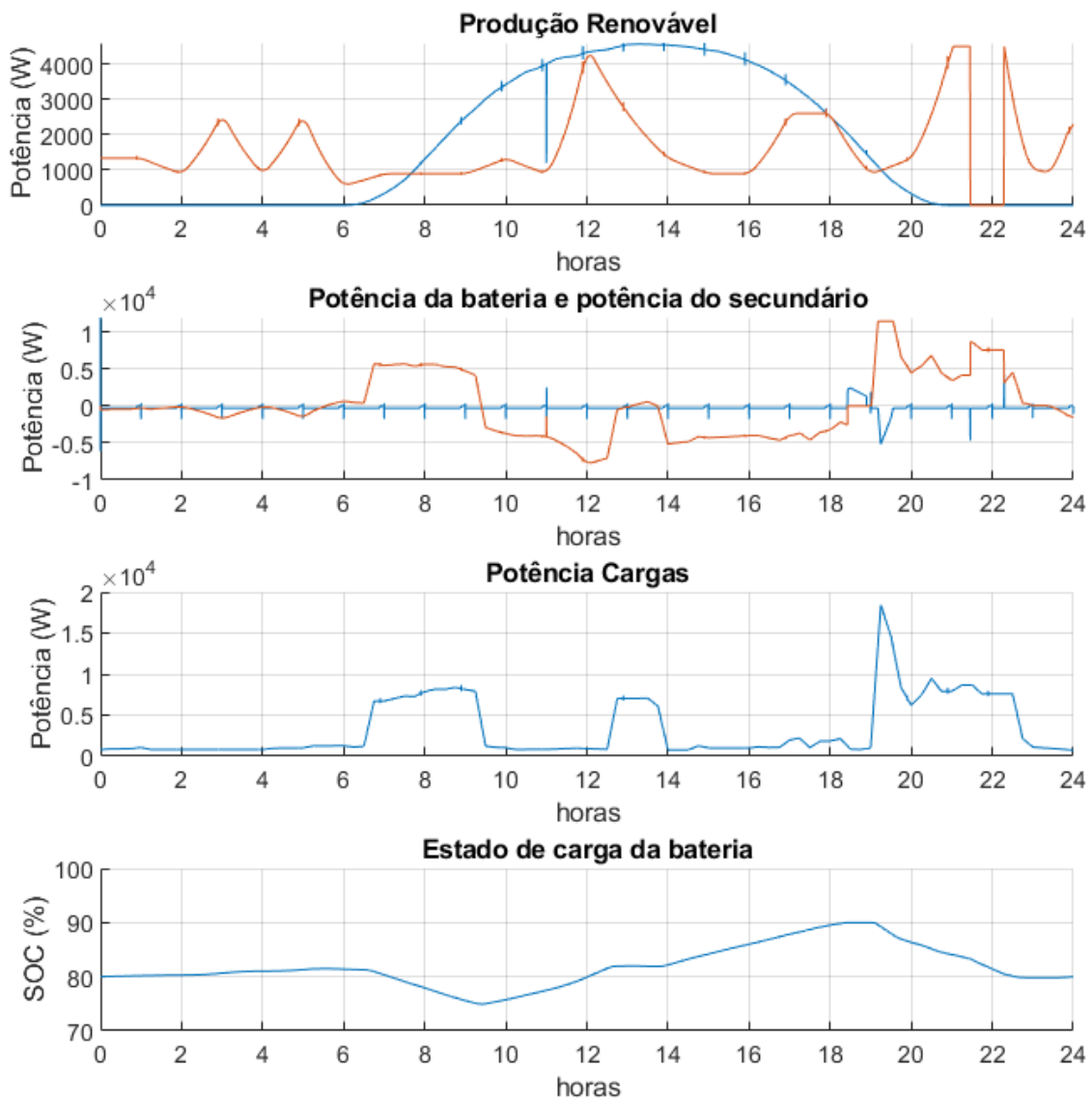


Figura 4.12: Principais resultados para cenário de verão (modo isolado). 1^a janela: produção fotovoltaica a azul, produção eólica a laranja. 2^a janela: potência do secundário a azul, potência da bateria a laranja.

4.5 Conclusão

Neste capítulo foram apresentados os principais resultados para ambos os modos de conexão com a rede. Além disso, foram criados diferentes perfis de produção e consumo que permitiram observar o comportamento da micro-rede face a diferentes cenários sazonais. Nesse sentido foram descritos e devidamente justificados os diferentes perfis escolhidos para cada uma das estações do ano.

Capítulo 5

Conclusões

Neste capítulo são apresentadas as principais conclusões a retirar sobre o decorrer de todo o projeto, assim como algumas considerações para um possível trabalho futuro.

5.1 Conclusões

O objetivo principal desta dissertação consistia no dimensionamento e conceção de uma micro-rede, havendo como principal preocupação, por um lado, a representação aproximada do modo de funcionamento dos diferentes subsistemas associados à micro-rede (quer do ponto de vista elétrico, quer do ponto de vista estrutural) e, por outro, de observar e fazer a posterior análise crítica acerca do trânsito de potência na micro-rede estando esta conectada ou não à rede.

Dentro dos diferentes modelos disponíveis para simulação do sistema (modelo de comutação, modelo de média, modelo fasorial,...), optou-se pelo modelo fasorial por ser aquele que mais se apropriava aos objetivos da dissertação.

Numa perspetiva genérica de uma micro-rede o sistema projetado e simulado é constituído por um gerador fotovoltaico, um gerador eólico e um sistema de armazenamento baseado em baterias. As cargas são representativas de habitações domésticas com perfis de consumo típicos.

No aspeto em que se pretendia criar e simular diferentes condições de funcionamento para os subsistemas, os objetivos foram geralmente cumpridos, assim como ficou demonstrada a capacidade de recriar as principais dinâmicas dos mesmos.

Para este efeito, foram considerados três cenários para simulação (produção e consumo relativos às épocas de verão, outono, inverno).

Também no que diz respeito à capacidade de simular o sistema numa situação de falha da rede se cumpriram os objetivos, uma vez que se verifica que o inversor *grid forming* construído consegue criar os valores de referência, em particular a amplitude da tensão da rede, necessários para o correto funcionamento da micro-rede.

5.2 Trabalho Futuro

No final deste trabalho houve algumas conclusões que não se conseguiram obter pela incapacidade dos cenários criados não constituírem uma situação de *stress* para a micro-rede. Teria sido interessante observar o comportamento da mesma para certas situações extremas de consumo ou produção e que obrigassem à adição de uma camada extra de tomada de decisão para essas situações.

Assim, o trabalho futuro proposto para este projeto vem exatamente no sentido de criar novas situações e perfis que submetam o modelo construído a ambientes extremos, testando a fundo a capacidade do mesmo em responder a estas conjunturas. Muito provavelmente esta decisão iria forçar a introdução de novos mecanismos de gestão da micro-rede que permitissem que a mesma obtivesse um comportamento robusto neste perfis de *stress*.

Referências

- [1] Nikos Hatziargyriou. *Microgrids*. John Wiley and Sons Ltd, Chichester, United Kingdom, dec 2013. URL: <https://www.wiley.com/en-pt/Microgrids:+Architectures+and+Control-p-9781118720684><https://onlinelibrary.wiley.com/doi/book/10.1002/9781118720677><http://doi.wiley.com/10.1002/9781118720677>, doi:10.1002/9781118720677.
- [2] Dipesh Kumar e Kalyan Chatterjee. A review of conventional and advanced MPPT algorithms for wind energy systems. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 55:957–970, 2016. doi:10.1016/j.rser.2015.11.013.
- [3] Cheng Zhang, Walid Allafi, Quang Dinh, Pedro Ascencio, e James Marco. Online estimation of battery equivalent circuit model parameters and state of charge using decoupled least squares technique. *Energy*, 142:678–688, 2018. doi:10.1016/j.energy.2017.10.043.
- [4] Portugal diz que vai reduzir pela metade emissões de CO2 até 2030 | ONU News. Last Visited: 2020-02-09. URL: <https://news.un.org/pt/story/2019/09/1688102>.
- [5] Governo confirma compromisso de atingir neutralidade carbónica - XXI Governo - República Portuguesa. Last Visited: 2020-02-09. URL: <https://www.portugal.gov.pt/pt/gc21/comunicacao/noticia?i=governo-confirma-compromisso-de-atingir-neutralidade-carbonic>.
- [6] XXII Governo Constitucional. Programa do XXII Governo Constitucional 2019-2023. página 196, 2019. Página 60, ponto 1. URL: <https://www.portugal.gov.pt/download-ficheiros/ficheiro.aspx?v=54f1146c-05ee-4f3a-be5c-b10f524d8cec>.
- [7] Mir Nahidul Ambia, Ahmed Al-Durra, e S. M. Muyeen. Centralized power control strategy for AC-DC hybrid micro-grid system using multi-converter scheme. *IECON Proceedings (Industrial Electronics Conference)*, 2(1):843–848, 2011. doi:10.1109/IECON.2011.6119420.
- [8] Armando Bellini, Stefano Bifaretti, Vincenzo Iacovone, e Cristina Cornaro. Simplified model of a photovoltaic module. *2009 Applied Electronics International Conference, AE 2009*, (3):47–52, 2009.
- [9] Afshin Izadian, Arash Pourtaherian, e Sarasadat Motahari. Basic model and governing equation of solar cells used in power and control applications. *2012 IEEE Energy Conversion Congress and Exposition, ECCE 2012*, (September):1483–1488, 2012. doi:10.1109/ECCE.2012.6342639.
- [10] Pavels Suskis e Ilya Galkin. Enhanced Photovoltaic Panel Model. páginas 1611–1616, 2013.

- [11] Soeren Baekhoej Kjaer, John K. Pedersen, e Frede Blaabjerg. A review of single-phase grid-connected inverters for photovoltaic modules. *IEEE Transactions on Industry Applications*, 41(5):1292–1306, 2005. doi:10.1109/TIA.2005.853371.
- [12] An interleaved configuration of modified KY converter with high conversion ratio for renewable energy applications; design, analysis and implementation. *Journal of Operation and Automation in Power Engineering*, 7(1):90–106, 2019. doi:10.22098/joape.2019.5451.1409.
- [13] Savita Nema, R. K. Nema, e Gayatri Agnihotri. Inverter topologies and control structure in photovoltaic applications: A review. *Journal of Renewable and Sustainable Energy*, 3(1), 2011. doi:10.1063/1.3505096.
- [14] Adel El-Shahat e Sharaf Sumaiya. DC-microgrid system design, control, and analysis. *Electronics (Switzerland)*, 8(2), 2019. doi:10.3390/electronics8020124.
- [15] S. Lyden e M. E. Haque. Maximum Power Point Tracking techniques for photovoltaic systems: A comprehensive review and comparative analysis. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 52:1504–1518, 2015. URL: <http://dx.doi.org/10.1016/j.rser.2015.07.172>, doi:10.1016/j.rser.2015.07.172.
- [16] A. Dolara, R. Faranda, e S. Leva. Energy Comparison of Seven MPPT Techniques for PV Systems. *Journal of Electromagnetic Analysis and Applications*, 01(03):152–162, 2009. doi:10.4236/jemaa.2009.13024.
- [17] U.S. National Electrical Code. Article 690—Solar Photovoltaic Systems. páginas 623–638, 2014. URL: <http://ieeexplore.ieee.org/document/6221990/>.
- [18] Carl Blake, Chris Bull, e International Rectifier. IGBT or MOSFET : Choose Wisely. *International Rectifier*, 1986.
- [19] Anuja Namboodiri e Harshal Wani. Unipolar and Bipolar PWM Inverter. *IJIRSRT - International Journal for Innovative Research in Science & Technology*, 1(7):7, 2014. URL: <http://www.ijirst.org/articles/IJIRSTV1I7111.pdf>.
- [20] R. Gonzalez, J. Lopez, P. Sanchis, E. Gubia, A. Ursua, e L. Marroyo. High-efficiency transformerless single-phase photovoltaic inverter. Em *2006 12th International Power Electronics and Motion Control Conference*, páginas 1895–1900, 2006.
- [21] G Rizzoli, M Mengoni, L Zarri, A Tani, G Serra, e D Casadei. for Transformerless Photovoltaic Applications. páginas 0–7, 2016.
- [22] P. S. Gotekar, S. P. Muley, D. P. Kothari, e B. S. Umre. Comparison of full bridge bipolar, H5, H6 and HERIC inverter for single phase photovoltaic systems - A review. *12th IEEE International Conference Electronics, Energy, Environment, Communication, Computer, Control: (E3-C3), INDICON 2015*, páginas 2–7, 2016. doi:10.1109/INDICON.2015.7443837.
- [23] Navjot Singh Sandhu e Saurabh Chanana. Behaviour of wind turbine under different operating modes. *India International Conference on Power Electronics, IICPE*, 2015-May, 2015. doi:10.1109/IICPE.2014.7115783.
- [24] Phlearn Jansuya e Yuttana Kumsuwan. Design of MATLAB/simulink modeling of fixed-pitch angle wind turbine simulator. *Energy Procedia*, 34:362–370, 2013. doi:10.1016/j.egypro.2013.06.764.

- [25] Frede Blaabjerg, Marco Liserre, e Ke Ma. Power electronics converters for wind turbine systems. *IEEE Transactions on Industry Applications*, 48(2):708–719, 2012. doi:10.1109/TIA.2011.2181290.
- [26] Chong H. Ng, Max A. Parker, Li Ran, Peter J. Tavner, Jim R. Bumby, e Ed Spooner. A multilevel modular converter for a large, light weight wind turbine generator. *IEEE Transactions on Power Electronics*, 23(3):1062–1074, 2008. doi:10.1109/TPEL.2008.921191.
- [27] Jogendra Singh e Mohand Ouhruche. MPPT Control Methods in Wind Energy Conversion Systems. *Fundamental and Advanced Topics in Wind Power*, (1), 2011. doi:10.5772/21657.
- [28] D Linden e T Reddy. *Handbook of Batteries*. McGraw-Hill handbooks. McGraw-Hill Education, 3 edição, 2001. URL: <https://books.google.pt/books?id=XquySsZp5jsC>.
- [29] Lead-based Batteries Information – Battery University. URL: <https://batteryuniversity.com/learn/article/lead-based-batteries>.
- [30] SAFT. Lithium-ion battery systems: the system approach for outstanding performance and safety. páginas 1–4, 2014. URL: <https://www.saftbatteries.com/>.
- [31] What is the Best Battery for Solar Storage in 2019? | EnergySage. URL: <https://www.energysage.com/solar/solar-energy-storage/what-are-the-best-batteries-for-solar-panels/>.
- [32] Hengsi Qin e Jonathan W. Kimball. Generalized average modeling of dual active bridge DC-DC converter. *IEEE Transactions on Power Electronics*, 27(4):2078–2084, 2012. doi:10.1109/TPEL.2011.2165734.
- [33] Germán G. Oggier e Martin Ordonez. High-efficiency DAB converter using switching sequences and burst mode. *IEEE Transactions on Power Electronics*, 31(3):2069–2082, 2016. doi:10.1109/TPEL.2015.2440753.
- [34] IEEE Standard for the Specification of Microgrid Controllers, 2018. URL: <https://ieeexplore.ieee.org/document/8340204>, doi:10.1109/IEEESTD.2018.8340204.
- [35] S. Safdar, B. Hamdaoui, E. Cotilla-Sanchez, e M. Guizani. A survey on communication infrastructure for micro-grids. Em *2013 9th International Wireless Communications and Mobile Computing Conference (IWCMC)*, páginas 545–550, July 2013. doi:10.1109/IWCMC.2013.6583616.
- [36] Kenneth C. Budka, Jayant G. Deshpande, e Marina Thottan. *Communication Networks for Smart Grids - Making Smart Grid Real*. Springer-Verlag London, 1 edição, 2014. doi:10.1007/978-1-4471-6302-2.
- [37] Introduction to the Controller Area Network (CAN) Application Report Introduction to the Controller Area Network (CAN). (May):1–17, 2002. URL: www.ti.com.
- [38] Hiroumi Mita. Simplified Model of a Small Scale Micro-Grid. URL: <https://www.mathworks.com/help/physmod/sps/examples/simplified-model-of-a-small-scale-micro-grid.html#d120e26477>.
- [39] V Venkatasubramanian. Tools for dynamic analysis of the general large power system using time-varying phasors. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, 16(6):365–376, 1994. URL: <http://www.sciencedirect.com/science/>

- [article/pii/014206159490023X](#), doi:[https://doi.org/10.1016/0142-0615\(94\)90023-X](https://doi.org/10.1016/0142-0615(94)90023-X).
- [40] J. L. Blackburn. *Symmetrical Components for Power Systems Engineering*. New York, 1ª edição, 1993.
- [41] Adarsh Nagarajan e Raja Ayyanar. Dynamic phasor model of single-phase inverters for analysis and simulation of large power distribution systems. *2013 4th IEEE International Symposium on Power Electronics for Distributed Generation Systems, PEDG 2013 - Conference Proceedings*, 2013. doi:10.1109/PEDG.2013.6785591.
- [42] Jing Wang, Annabelle Pratt, e Murali Baggu. Integrated Synchronization Control of Grid-Forming Inverters for Smooth Microgrid Transition. *IEEE Power and Energy Society General Meeting*, 2019-August(November), 2019. doi:10.1109/PESGM40551.2019.8973453.
- [43] Joan Rocabert, Alvaro Luna, Frede Blaabjerg, e Pedro Rodríguez. Control of power converters in AC microgrids. *IEEE Transactions on Power Electronics*, 27(11):4734–4749, 2012. doi:10.1109/TPEL.2012.2199334.
- [44] J. A. Peças Lopes, C. L. Moreira, e A. G. Madureira. Defining control strategies for analysing microgrids islanded operation. *2005 IEEE Russia Power Tech, PowerTech*, 21(2):916–924, 2005. doi:10.1109/PTC.2005.4524548.