

# Controlo automático da tensão da rede elétrica BT com um sistema de microgeração

### Sérgio Sampaio Pacheco

Dissertação para obtenção do Grau de Mestre em

### Engenharia Eletrotécnica e de Computadores

Orientador(es): Prof.ª Sónia Maria Nunes dos Santos Paulo Ferreira Pinto Eng. Pedro Miguel Batista de Sousa Correia da Costa

### Júri

Presidente: Prof.<sup>ª</sup> Célia Maria Santos Cardoso de Jesus Orientador: Prof.<sup>ª</sup> Sónia Maria Nunes dos Santos Paulo Ferreira Pinto Vogal: Prof. Miguel Cabral Ferreira Chaves

Janeiro 2021

ii

### Declaração

Declaro que o presente documento é um trabalho original da minha autoria e que cumpre todos os requisitos do Código de Conduta e Boas Práticas da Universidade de Lisboa.

### Agradecimentos

A realização desta dissertação marca o fim de um ciclo muito importante da minha vida.

Esta seccção serve então para agradecer a todas as pessoas que contribuíram de alguma forma para este feito.

Em primeiro lugar, um agradecimento à minha família, em especial aos meus pais, a quem dedico esta dissertação. Agradeço-lhes por todo o incentivo, carinho, esforço, compreensão, educação, e apoio desde sempre, que me ajudaram a alcançar este feito na minha vida.

À minha orientadora, Professora Doutora Sónia Maria Nunes dos Santos Paulo Ferreira Pinto, e ao meu coorientador, Eng. Pedro Miguel Batista de Sousa Correia da Costa, agradeço por toda a disponibilidade, partilha de conhecimento, dedicação e espírito crítico, que foram fundamentais para a elaboração desta dissertação.

Agradeço também a todos os meus docentes, no Instituto Superior Técnico e na Universidade dos Açores, por tudo o que me ensinaram no meu percurso académico.

Por último, agradeço a todos os meus amigos e colegas que me acompanharam nesta etapa, por toda a ajuda, amizade e motivação.

#### Resumo

A presente dissertação tem como foco principal o estudo e desenvolvimento de uma solução centralizada de modo a ser possível mitigar uma sobretensão num microgerador conectado a uma rede de baixa tensão.

Desde 2014, através do Decreto-Lei nº153/2014 [1], em Portugal, é possível aos utilizadores domésticos de energia elétrica participar no mercado de produção de energia elétrica através da microgeração, nomeadamente com as Unidades de produção para autoconsumo (UPAC) e com as Unidades de pequena produção (UPP). Apesar desta descentralização de produção de energia elétrica apresentar variadas vantagens, também apresenta desvantagens ao nível da qualidade da energia elétrica (QEE). Uma desvantagem significativa é o facto de que com a ligação de um ou mais microgeradores a uma rede de baixa tensão poderão ocorrer sobretensões, ou seja, quando o valor eficaz de tensão for superior ao valor máximo da tensão definido pela norma NP EN 50160 [2].

Neste contexto, pretende-se realizar o controlo da tensão aos terminais de um microgerador, a nível local. Com esse objetivo, desenvolveu-se um controlador de tensão que atua de modo a controlar uma possível sobretensão, através do consumo de potência reativa da rede elétrica e da redução da potência ativa injetada na rede. Para além disso, no processo de controlo, privilegia-se a maximização da potência ativa produzida pelo microgerador, a injetar na rede.

Para se testar o desempenho do controlador simulou-se uma rede de baixa tensão recorrendo ao *Simulink*/MATLAB<sup> $\mathbb{R}$ </sup>. Para além disso realizou-se uma montagem laboratorial, à escala, utilizando um microgerador disponível comercialmente, por forma a obter validação experimental do método de controlo proposto.

**Palavras-chave:** sobretensão, potência ativa, microgerador, controlo, fator de potência, rede de baixa tensão

### Abstract

This thesis has as main focus the study and development of a centralized solution to be able to control an overvoltage in a microgenerator connected to a low voltage network.

Since 2014, through Decree-Law nº153 / 2014 [1], in Portugal, domestic electric energy users can participate in the electric energy production market through micro-generation, namely with the Self-Consumption Production Units (UPAC) and with the Small Production Units (UPP). Although this decentralization of electricity production has several advantages, it also has disadvantages in terms of the quality of electricity (QEE). A significant disadvantage is the fact that with the connection of one or more micro-generators to a low voltage network, overvoltages may occur, that is, when the effective voltage value is higher than the maximum value of the voltage defined by standard NP EN 50160 [2].

In this sense, the intention is to carry out the voltage control at the terminals of a micro-generator, locally. For this purpose, a voltage controller was developed that acts to control possible overvoltage through the consumption of reactive power from the electrical network, and by reducing the active power injected into the grid. Besides, in the control process, it is privileged to maximize the active power produced by the micro-generator, to be injected into the network.

To test the performance of the controller, a low voltage network was simulated using *Simulink*- $MATLAB^{\mathbb{R}}$ . In addition, a laboratory assembly was carried out, to scale, using a commercially available microgenerator, to obtain experimental validation of the proposed control method.

Keywords: overvoltage, active power, micro-generator, control, power factor, low voltage network

# Conteúdo

	Agra	adecimentos	v
	Res	umo	vii
	Abs	tract	ix
	Lista	a de Tabelas	xiii
	Lista	a de Figuras	xv
	Lista	a de Símbolos	xvii
	Glos	ssário	xxi
1	Intro	odução	1
	1.1	Motivação	2
	1.2	Objectivos	5
	1.3	Estrutura da dissertação	6
2	Мос	delo Teórico	9
	2.1	Transformador MT/BT	10
	2.2	Modelo das linhas elétricas de baixa tensão	13
	2.3	Aproximação da linha a uma resistência e indutância em série	15
	2.4	Modelo do Microgerador	21
3	Proj	jeto do Controlador de tensão	25
	3.1	Dinâmica do Controlador	25
	3.2	Dimensionamento do Controlador	29
	3.3	Discretização do Controlador	33
	3.4	Automatização do Controlador	33
4	Mor	ntagem Experimetal	36
	4.1	Caraterísticas do Inversor	39
	4.2	Estimativa dos parâmetros $R$ e $X$ da linha de baixa tensão recriada no laboratório $\ldots$	41
5	Apr	esentação e Análise de Resultados	45
	5.1	Desempenho do Controlador em diferentes zonas de operação	46
	5.2	Resposta do Controlador a cenários de cheia e vazio da rede elétrica de baixa tensão	54

#### 6 Conclusões

#### Bibliografia

59 61

# Lista de Tabelas

2.1	.1 Dados de catálogo do transformador de distribuição hermético MT/BT Merlin Gerin de	
	<b>250</b> <i>kVA</i>	12
2.2	Dados dos ensaios em vazio e em curto circuito do transformador MT/BT fornecidos pelo	
	fabricante	12
2.3	Valores das resistências e indutâncias do transformador	13
2.4	Dados dos ensaios em vazio e em curto circuito do transformador MT/BT obtidos em	
	simulação	13
2.5	Caraterísticas dos condutores LXS 4 x 70 + 16	14
4.1	Legenda da figura 4.3	38
4.2	Caraterísticas do inversor <i>SunnyBoy 3.0</i>	40
4.3	Medição do valor de tensão para diferentes cenários do fator de potência com $P=$	
	2400W, e para potência ativa nula	41
4.4	Valor médio da resitência e reatância estimados nos ensaios	42
5.1	Parâmetros utilizados no controlador.	46

# Lista de Figuras

1.1	Exemplo de uma habitação com paineis solares a funcionar como UPAC ou UPP	2
1.2	Variação da potência aparente com a redução do fator de potência e potência ativa cons-	
	tante.	4
2.1	Esquema da rede de baixa tensão a ser implementada	9
2.2	Configuração da ligação do transformador trifásico MT/BT.	11
2.3	Esquema em T do transformador.	12
2.4	Modelo simplificado da linha elétrica de baixa tensão.	15
2.5	Variação de $\frac{\partial \Delta V}{\partial P}$ em relação à potência $P$ com fator de potência $fp$ =0,8 para diferentes	
	valores de $R \in X$ .	18
2.6	Variação de $\frac{\partial \Delta V}{\partial \phi}$ em relação à potência $P$ com fator de potência $fp$ =0,8 para diferentes	
	valores de <i>R</i> e <i>X</i>	18
2.7	Variação da tensão aos terminais do microgerador ( $V_{MG}$ ) em função da sua potência $P$	
	injetada na rede	19
2.8	Variação da tensão aos terminais do microgerador ( $V_{MG}$ ) em função da sua distância ao	
	posto de transformação (PT)	20
2.9	Variação da tensão aos terminais do microgerador ( $V_{MG}$ ) em função do seu ângulo de	
	desfasagem.	21
2.10	Esquema da implementação do modelo do microgerador.	23
3.1	Representção das diferentes zonas de operção do controlador	26
3.2	Esquema 2 da dinâmica do controlador.	27
3.3	Cenários de transição entre diferentes zonas de operação do controlador	28
3.4	Diagrama de blocos do controlador.	29
3.5	Diagrama representativo das condições para a atuação do controlador nas diferentes	
	zonas	31
3.6	Diagrama representativo do modo de funcionamento da interface ModBus do inversor	34
4.1	Exemplo de um sistema UPAC.	36
4.2	Esquema a recplicar no laboratório.	37
4.3	Montagem laboratorial efetuada.	38
4.4	Montagem laboratorial efetuada.	39

4.5	Zonas de operação do controlador de acordo com as caraterísticas do inversor	40
4.6	Root Locus da função de transferência so sistem	43
5.1	Tensao aos terminais do microgerador na simulação do controlo na zona 1	47
5.2	potência aparente e ativa, e fator de potência do microgerador na simulação do controlo	
	na zona 1	47
5.3	Tensão aos terminais do inversor para o ensaio experimental da zona 1 do controlador1.	48
5.4	Valores de referência para o controlo da tensão aos terminais do inversor na zona 1 -	
	potência ativa e aparente, e fator de potência	49
5.5	Valores gravados no inversor para o controlo da tensão aos terminais o inversor na zona	
	1 - potência ativa e aparente, e fator de potência	50
5.6	Tensao aos terminais do microgerador na simulação do controlo da transição da zona 2	
	para a zona 1	51
5.7	Potência aparente e ativa, e fator de potência do microgerador na simulação do controlo	
	na transição da zona 2 para a zona 1	51
5.8	Tensão aos terminais do inversor para o ensaio experimental da transição da zona 2 para	
	a zona 1 do controlador.	53
5.9	Valores de referência para o controlo da tensão aos terminais do inversor na transição da	
	zona 2 para a zona 1 - potência ativa e aparente, e fator de potência.	53
5.10	Potência disponível nos paineis solares $P_{PV}$ ao longo do dia	54
5.11	Tensão aos terminais do inversor a longo do dia.	56
5.12	Potência ativa e aparente, e fator de potência no inversor ao longo do dia	56

, ,

## Lista de Símbolos

- *A* Área da secção dos condutores
- *B<sub>m</sub>* Suscetância magnética do transformador
- *G<sub>m</sub>* Condutância magnética do transformador
- $I_0$  Corrente em vazio do transformador em p.u.
- *I*<sub>1</sub> Corrente no primário do transformador
- *I*<sub>2</sub> Corrente no secundário do transformador
- *I<sub>MG</sub>* Corrente injetada na rede pelo microgerador
- *I<sub>N</sub>* Corrente nominal do transformador
- *I<sub>m</sub>* Corrente de magnetização do transformador
- *I<sub>s</sub>* Corrente de serviço dos condutores
- *I<sub>z</sub>* Corrente máxima admissível dos condutores
- *K<sub>G</sub>* Ganho incremental do controlador
- *K<sub>i</sub>* Ganho integral do controlador
- *K<sub>p</sub>* Ganho de potência ativa do controlador
- P Potência aparente máxima do inversor
- P Potência ativa
- $P_0$  Potência em vazio do transformador em p.u.
- $P_{cc}$  Potência em curto-circuito do transformador em p.u.
- *P<sub>pv</sub>* Potência disponível nos paineís fotovoltaicos
- Pmáx Potência ativa máxima do inversor
- Q Potência reativa
- *R*<sub>1</sub> Resistência de dispersão dos enrolamentos do primário do transformador

- R<sub>20</sub> Resistência dos condutores à temperatura de 20ºC
- R2 Resistência de dispersão dos enrolamentos do secundário do transformador
- *S* Potência aparente
- Smáx Potência aparente máxima do inversor

T<sub>controlo</sub> Tempo necessário até se controlar uma sobretensão

 $T_d$  Tempo de atraso

- V1 Tensão aplicada ao enrolamento primário do transformador
- V2 Tensão aplicada ao enrolamento secundário do transformador
- V<sub>MG</sub> Tensão aos terminais do microgerador
- $V_N$  Tensão nominal do trasnformador
- V<sub>PT</sub> Tensão no posto de transformação
- V<sub>R</sub> Tensão da rede
- $V_{cc}$  Tensão de curto-circuito do trasnformador em p.u.
- *V<sub>ref</sub>* Tensão de referência para o controlo
- *X*<sub>1</sub> Reatância de dispersão dos enrolamentos do primário do transformador
- X2 Reatância de dispersão dos enrolamentos do secundário do transformador
  Variação de tensão
- *l* Comprimento de um dado material condutor
- *∂P* Variação infinitesimal da potência ativa
- $\partial V$  Variação infinitesimal da tensão
- $\phi m \acute{a} x$  Ângulo de desfasagem máximo do inversor
- $\phi$  Ângulo de desfasagem
- $\rho$  Resistividade
- $\xi$  Fator de amortecimento
- acc Acumulador do erro de tensão
- f Frequência da rede elétrica
- *fp* Fator de potência
- $fp_{min}$  Fator de potência mínimo do inversor

# Acrónimos

AC	Corrente Alternada
APREN	Associação Portuguesa de Energias Renováveis
BT	Baixa Tensão
DC	Corrente Contínua
EDA	Eletricidade dos Açores
MG	Microgerador
PT	Posto de Transformação
QEE	Qualidade de Energia Elétrica Transformação
RESP	Rede Elétrica de Serviço Público
SEN	Sistema Elétrico Nacional
UPAC	Unidade de Produção para Autoconsumo

UPP Unidade de Pequena Produção

### Capítulo 1

### Introdução

Nas últimas duas décadas em Portugal, bem como globalmente, tem-se assistido a um forte investimento na produção de energia elétrica a partir de fontes de energia renovável [3]. Em 2016 as energias renováveis representavam 57% da energia elétrica produzida internamente [4]. No primeiro semestre deste ano de 2020, segundo a Associação Portuguesa de Energias Renováveis (APREN) as fontes de energia renovável foram responsáveis por cerca de 70% da energia total produzida.

Nas duas últimas décadas, houve significativas alterações no Sistema Elétrico Nacional (SEN), o que facilitou a liberalização do mercado de energia elétrica. Desta forma, isto facilitou uma produção descentralizada de energia elétrica, isto é, passou a ser possível a produção de energia elétrica nos centros de consumo recorrendo a sistemas de microgeração. Esta produção de energia elétrica nos centros de consumo pode ser tanto para consumo próprio, ou para uma possível venda à rede de energia elétrica. Com isto, o fluxo de energia elétrica deixou de ser exclusivamente das grandes centrais de produção de energia para os centros de consumo, e passou a ser desta forma bidirecional.

Até 2014 a produção descentralizada era constituída por mini/microprodução recorrendo às energias renováveis hídrica, eólica, biogás e fotovoltaica. Em 2014 foi aprovado o Decreto-Lei nº153/2014 [1]. Foram então definidas as Unidades de Produção para Autoconsumo (UPAC) e as unidades de pequena produção (UPP). Desta forma os utilizadores domésticos de energia elétrica passaram a ter possibilidade de entrar no respetivo mercado, posteriormente atualizado em 2019 pelo Decreto-Lei nº162/2019 [5], que rege a produção descentralizada de energia em Portugal.

As UPAC são baseadas em tecnologias renováveis ou não renováveis permitindo injetar na rede o excedente produzido, sendo limitadas a uma potência de 100% da potência contratada na instalação de consumo. Por outro lado, as UPP são unidades de produção exclusiva de energia renovável, sendo a energia produzida vendida na íntegra à Rede Elétrica de Serviço Público (RESP). Nas UPP a potência para além de ser limitada a 100% da potência contratada também não pode exceder os 250kW.



Figura 1.1: Exemplo de uma habitação com paineis solares a funcionar como UPAC ou UPP [6].

Segundo a APREN, a potência instalada proveniente da produção descentralizada aumentou de 65MW para 267MW entre 2011 e 2018 [3], que representa um crescimento de 410%, revelando uma tendência crescente na adesão a este tipo de produção de energia renovável.

#### 1.1 Motivação

Apesar das significativas vantagens na liberalização do mercado de energia elétrica, há ainda alguns problemas que podem limitar a injeção de potência na rede aquando da ligação de microgeradores na rede de baixa tensão (BT). A ligação de microgeradores numa das fases de uma rede de baixa tensão pode gerar flutuações na tensão da rede, e assim prejudicar os consumidores ligados a esta fase da rede elétrica. Além disso, se a tensão no ponto de ligação exceder o valor imposto pela norma [2], o microgerador, por uma questão de segurança, desliga-se automaticamente, deixando de produzir energia. Desta forma é necessário agir de forma a que estas perturbações na tensão da rede sejam corrigidas de modo a garantir uma melhor Qualidade de Energia Elétrica (QEE) e a máxima produção de energia.

Com a presença de um ou mais microgeradores numa rede de baixa tensão, a tensão da rede tende a aumentar significativamente, tanto mais quanto maior for a impedância do cabo. Desta forma, em redes rurais de baixa tensão, que normalmente são mais extensas, ou em qualquer rede de baixa tensão com distância considerável ao PT e a presença de um ou mais microgeradores, podem ocorrer sobretensões nos pontos de ligação dos microgeradores ou em zonas próximas, fazendo com que as proteções de sobretensão sejam ativadas e assim o microgerador é desconectado da rede. Isto pode ocorrer principalmente em períodos de vazio, devido ao consumo nestes períodos ser muito reduzido favorecendo o aumento de tensão, ou quando existem vários microgeradores ligados a uma mesma fase da rede de baixa tensão.

Em Portugal os limites de tensão numa rede de baixa tensão são regidos pela norma NP EN 50160

[2]. Esta norma também estabelece valores máximos para a variação de frequência e taxa de distorção harmónica. De acordo com esta norma os valores de tensão numa rede de baixa tensão devem então estar compreendidos entre -10% e +10% do seu valor nominal de 230V. Ou seja, a tensão não poderá ser menor do que 207V, e não poderá exceder os 253V, aproximadamente. Desta forma, para se estudar o fenómeno de sobretensão, esta é definida quando o valor eficaz da tensão é superior a 253V durante mais de 1 minuto. Para além disso, esta mesma norma também define que para cada período de uma semana, 95% dos valores eficazes da tensão médios de 10 minutos devem situar-se no intervalo de -10% a +10% e que para todos os valores de períodos de 10 minutos, todos os valores médios de valor eficaz de tensão devem situar-se no intervalo de -15% a +10%.

Nos pontos de ligação dos microgeradores à rede de baixa tensão, os inversores (DC/AC) têm uma proteção de máximo de tensão. Quando ocorre uma sobretensão, esta proteção é ativada, desconectando assim o microgerador da rede. Após tentativas de reconexão falhadas, é necessário então aguardar 10 minutos para uma possível reconexão do microgerador à rede caso as condições sejam favoráveis, ou seja, se a tensão eficaz for inferior ao valor limite de 253V no ponto de ligação. Se se verificar esta condição o microgerador é conectado novamente à rede, mas podendo ser desconectado num curto espaço de tempo dado ao facto de ser possível uma nova sobretensão devido à ligação do microgerador à rede.

A ocorrência destas repetidas sobretensões provoca significativas variações no perfil da tensão de rede na respetiva fase da rede de baixa tensão. Para além disso esse fenómeno é prejudicial ao proprietário do microgerador dado não conseguir tirar o máximo proveito do mesmo, tanto em termos energéticos como económicos.

O controlo da tensão eficaz de um microgerador contra sobretensões já foi estudado em dissertações anteriores [7] [8] e chegou-se a conclusões relevantes sobre este problema. Contudo, o controlador usado para controlar a tensão no ponto de ligação do microgerador à rede tinha uma grande limitação no seu modo de operar. O controlador só tinha em conta a potência ativa máxima do inversor, e não considerava a sua potência aparente máxima. Por norma o valor máximo da potência aparente de um inversor é aproximadamente igual ao valor máximo de potência ativa. Isto significa que o controlador era incapaz de operar no limite de potência do microgerador, consumindo potência reativa proveniente da rede, e só depois haveria uma redução da potência ativa. O grande objetivo no controlo do microgerador ligado à rede é garantir que em qualquer condição de funcionamento se maximize a sua potência ativa.

Para tornar mais claro o que foi referido no parágrafo anterior, abaixo estão representados o gráfico e a equação que definem o problema do controlador usado anteriormente. A potência aparente (S) em função da potência ativa (P) e do fator de potência ( $f_P$ ) está representada na equação 1.1.

$$S = \frac{P}{fp} \tag{1.1}$$



Figura 1.2: Variação da potência aparente com a redução do fator de potência e potência ativa constante.

Na figura 1.2 está representada a curva da potência aparente quando se mantém a potência ativa constante, e há uma diminuição do fator de potência. Como já foi dito anteriormente, é comum os limites de potência ativa a aparente dos inversores serem iguais. Logo, para este caso, se se mantiver a potência ativa máxima do inversor, e se se reduzir o fator de potência, há um aumento da potência aparente, o que resultaria num mau funcionamento do inversor ou até mesmo na danificação do mesmo.

Deste modo, quando o microgerador estiver a operar à sua potência máxima não é possivel reduzir o fator de potência, sem antes, diminuir a sua potência ativa. Com base nisto, o problema em questão é controlar a tensão no ponto de ligação do microgerador à rede em qualquer regime de funcionamento tendo em vista a otimzação da potência ativa, sendo também esta potência que serve de referência para o valor da faturação numa eventual venda de energia à rede de energia elétrica.

Atualmente, é comum haver o sobredimensionamento dos paineis solares de modo a garantir um maior retorno energético e económico. Ou seja, há o dimensinamento do número de paineis fotovoltaicos de modo a se obter uma maior potência, dado que na maior parte do ano a potência disponível nos paineis solares é inferior à potência máxima admissível pelo inversor. Em certos casos a potência disponivel nos paineis solares ( $P_{pv}$ ) pode até ser superior à potência máxima do inversor ( $P_{máx}$ ). Desta forma, o inversor iria operar no limite máximo de potência ativa e aparente. Para além do que foi referido anteriormente sobre as dissertações [7] e [8], atualmente já existem também alguns estudos do controlo descentralizado da tensão numa rede de baixa tensão recorrendo ao consumo de potência reativa (Q) da rede [9][10]. Porém, neste trabalho pretende-se que o controlo seja centralizado no microgerador em questão.

Um dos fatores mais determinantes para a criação de um UPAC ou de uma UPP é o seu tempo de amortização. Ou seja, é necessário ser feita uma avaliação das condições onde uma UPAC ou UPP seria instalada (por exemplo como varia a irrandiância ao longo do ano no caso da instalação de paineis solares), e fazendo uma estimativa do preço de venda da energia à rede elétrica, calcular o número de anos necessários para se recuperar o investimento inicial (paineis solares, inversor, baterias etc). Se o tempo de amortização for superior ao tempo de vida dos componentes necessários para o funcionamento da UPAC ou UPP não é economicamente rentável a instalação destas unidades de produção elétrica.

Devido a isto é de extrema importância que a unidade de produção seja capaz de maximizar a potência ativa injetada na rede. O controlador proposto nesta tese garante que esta maximização seja realizada mesmo em situações em que se verificam sobretensões no ponto de ligação do microgerador. Assim, propicia-se um maior retorno económico, o que permetirá viabilizar projetos que não seriam viáveis economicamente se não houvesse este controlo da tensão do microgerador no ponto de ligação à rede.

Sabe-se que em engenharia um dos fatores predomiantes para a execução ou não de um projeto é a viablidade económica do mesmo. Porém, cada vez há uma maior sensibilização em relação às questões ambientais. Por isso, é de esperar que num futuro próximo haja um aumento das energias renováveis, por serem consideradas energias limpas em alternativa à produção de energia através de combustiveís fósseis. A produção descentralizada de energia elétrica eventualmente terá uma forte importância neste processo de mudança. Embora a atual rede de energia elétrica tenha sido pensada de modo a que o fluxo de energia fosse de grandes centro de produção para as zonas urbanas, de uma tensão elevada para uma tensão mais baixa para contrariar as perdas no transporte de energia, está cada vez mais eminente que no futuro a rede de energia elétrica terá que ser adaptada para garantir trânsito bidirecional.

#### 1.2 Objectivos

Em dissertações anteriores ([7] e [8]), já foi estudado o caso de controlar um microgerador ligado a uma rede de baixa tensão. Contudo, como já foi referido, o controlador usado era limitado no sentido em que só poderia ser usado eficazmente sem comprometer o bom funcionamento do inversor a uma potência ativa menor ou igual a  $Smax \times fp_{min}$ , em que Smax representa a potência aparente máxima do inversor e  $fp_{min}$  o fator de potência mínimo do mesmo.

O principal obketivo é criar um controlador que atue em toda a gama de potência ativa do inversor, de modo a garantir que a tensão no ponto de ligação à rede não exceda os 253V por mais de 1 minuto, e também garantindo que em qualquer ponto de operação do microgerador, haja a maximização da potência ativa injetada na rede elétrica.

Em primeiro lugar é necessário validar o funcionando do controlador recorrendo ao *Simulink* para se proceder às simulações necessárias, e só depois testar o controlador em vertente laboratorial.

Outro grande objetivo desta dissertação, passa por se fazer o processo de controlo da tensão de forma exclusivamente automatizada. Anteriormente, no trabalho [8] o controlo era realizado introduzindo manualmente os valores obtidos nas simulações do Simulink. Em primeiro lugar, isto causa um enorme atraso no controlo da tensão. Por outro lado, no dia a dia da utilização do microgerador, é estritamente necessário que o controlo seja feito de forma automatizada, dado que as condições da rede de baixa tensão estão sempre a variar.

Para além de se pretender a automatização do controlo da tensão, pretende-se avaliar o controlador em regime de funcionamento durante um dia completo, simulando uma curva de potência disponível nos paineis solares  $P_{PV}$ , com possíveis respostas a períodos de vazio e de cheia da rede elétrica de baixa tensão.

Em suma, estes são os objetivos deste trabalho:

- Estudar um novo controlador de tensão que funcione em qualquer regime de potência ativa do inversor, maximizando a potência ativa injetada na rede.
- Dimensionar este mesmo controlador de forma a ter uma resposta eficaz.
- Validar o funcionamento do controlador em regime de simulação, sendo para isto necessário o dimensionamento também de uma rede elétrica de baixa tensão, de que fazem parte um transformador MT/BT, linhas elétricas características de uma rede de baixa tensão e o microgerador.
- Aplicar o controlador em regime laboratorial, com a realização de vários testes de desempenho nas várias zonas de funcionamento do controlador em questão.
- Testar a resposta do controlador a possíveis períodos de cheia e vazio da rede elétrica e o microgerador em questão.
- Automatização do processo de controlo.

### 1.3 Estrutura da dissertação

Este trabalho está dividido em seis capítulos, de modo a descrever por etapas distintas o trabalho realizado.

O primeiro capítulo é o corrente capítulo, introdução. Neste capítulo pretende-se apresentar os principais objetivos deste trabalho, bem como a contextualização do mesmo no paronama em que se insere.

No segundo capítulo é descrito o modelo da rede de baixa tensão utilizado, desde o posto de transformação, passando pelo modelo de linhas de baixa tensão usado, e também o modelo do microgerador.

O terceiro capítulo, projeto do controlador de tensão, é relativo ao estudo e projeto do controlador utilizado para a mitigação de possíveis sobretensões aos terminais de um microgerador conectado a uma dada fase da rede elétrica de baixa tensão.

O quarto capítulo é referente à montagem laboratorial que foi necessária realizar, de modo a ser possível obter os resultados experimentais pretendidos neste trabalho.

No quinto capitulo apresenta-se os resutados obtidos tanto em regime de simulação como laboratorial, bem como a análise dos mesmos.

Por último, no sexto capítulo apresentam-se as conclusões desta dissertação e possíveis desenvolvimentos futuros.

### Capítulo 2

### Modelo Teórico

Neste capítulo, irá ser descrito o procedimento teórico para implementação de uma rede de baixa tensão em regime de simulação e laboratorial. Para além disso irão ser descritas as equações referentes à tensão ao longo de um ramal de uma linha de baixa tensão, que serão relevantes subsequentemente na implementação do controlador de tensão.

Desta forma, irá ser estudada uma rede de baixa tensão a ser simulada na plataforma  $MATLAB^{\mathbb{R}}$ -*Simulink* a ser implementada em montagem experimental, com um microgerador (*MG*) numa mesma fase e no mesmo ramal de uma rede de baixa tensão, de modo a se estudar o seu comportamento neste regime e estudar uma possível solução para o controlo de possíveis sobretensões aos terminais do mesmo.

Nesta dissertação irá ser utilizada uma simulação de uma rede de baixa tensão já utilizada em trabalhos anteriores [7][8] com as respetivas alterações necessárias.



Figura 2.1: Esquema da rede de baixa tensão a ser implementada.

Na figura anterior está representada a rede de baixa tensão a ser testada em simulação para pos-

teriormente se fazer os testes em laboratório. De referir que neste caso não irão ser utilizadas cargas elétricas típicas de uma rede de baixa tensão. Porém, irá ser possível regular a tensão imposta pelo PT de modo a se estudar os vários cenários possíveis, como situações de cheia e de vazio da rede elétrica

Para além do que já foi referido, o estudo será focado apenas na fase e no ramal onde se encontram instalado o microgerador de modo a se estudar de forma mais eficaz o comportamento deste e o controlo de possíveis sobretensões neste ramal (ramal 1).

O controlador irá ser testado em simulação com as caraterísticas aproximadas dos testes realizados em laboratório. Ou seja, irão ser feitas várias simulações com os valores de potência ativa usados em laboratório, bem como com as caraterísticas da linha simulada no laboratório.

Neste trabalho é também necessário descrever o transformador adotado para a simulação como aproximação a um transformador real, bem como as características dos cabos da linha elétrica de baixa tensão.

#### 2.1 Transformador MT/BT

Ao longo de uma rede de transporte e distribuição de energia elétrica existem vários transformadores que têm como função transformar a tensão para um nível superior ou inferior. Isto acontece devido ao facto de que é economicamente e fisicamente mais viável transportar energia elétrica usando níveis mais altos de tensão.

Porém, nos centros de consumo, é utilizada maioritariamente baixa tensão. Neste trabalho, a transformação para baixa tensão é realizada via um transformador MT/BT (média tensão/baixa tensão).

Na rede elétrica portuguesa, valores usais de média tensão são 10KV, 15kV e 30KV. Por outro lado, a rede de baixa tensão é caracterizada por uma tensão composta de 400V, ou seja, uma tensão simples de 230V, operando à frequência de 50Hz.

Existem várias potências de transformação quando se refere a transformadores MT/BT, das quais 250kVA, 400kVA e 630 kVA.

Como a maioria destes transformadores permite a regulação da tensão de saída em ±5%, e de modo a se compensar as possíveis perdas nas linhas, foi escolhido um transformador trifásico com 400V de tensão composta no secundário, sendo a tensão simples de aproximadamente 230V. Este valor da tensão no secundário pode posteriormente ser alterado em simulação de modo a se obter diferentes valores de tensão à saída do PT. Em casos reais, a tensão simples de cada fase à saída de um PT por norma é maior do que 230V devido às perdas existentes nas linhas. A potência aparente do transformador é de 250kVA, e o nível de tensão no primário é de 30kV.

Para além do que foi referido anteriormente acerca do transformador a ser utilizado na simulação, é necessário também explicitar como está configurada a sua ligação. Como é possível ver na figura 2.2

o primário do transformador é ligado em triângulo à rede de média tensão, enquanto o secundário é ligado em estrela à rede de baixa tensão, tendo o neutro solidamente aterrado.



Figura 2.2: Configuração da ligação do transformador trifásico MT/BT.

Também foi necessário proceder ao dimensionamento dos parâmetros do transformador a ser utilzado na simulação. Para isso recorreu-se aos dados de catálogo de um transformador trifásico do fabricante Merlin Gerin de 250kVA, e ao respetivo modelo em T do transformador para se definir com valores das resistências e reatâncias de dispersão do primário, secundário e também do ramo de magnetização.

Na tabela 2.1 estão representados os dados de catálogo do transformador utilizado [11], enquanto que na tabela 2.2 são apresentados os dados que resultaram dos ensaios em vazio e em curto circuito em vazio fornecidos pelo fabricante.

Dados de catálogo do transformador		
Potência instalada	<b>250</b> <i>KVA</i>	
Tensão no primário	De 24 $kV$ até ao limite de 36 $kV$	
Tensão no secundário em Vazio	400V ou $420V$	
Regulação sem tensão	$(\pm 2, 5\%, \pm 5\%) = (\pm 2, 5\%, +5\%, +7, 5\%)$	
Grupo de ligação	<i>Dyn</i> <b>11</b>	
Perdas em vazio	780W	
Perdas por carga a 75ºC	3500W	
Tensão de curto-circuito	4.5%	
Corrente em vazio	<b>2,4 (100%</b> <i>U</i> <sub>N</sub> )	
	6 (110% U <sub>N</sub> )	

Tabela 2.1: Dados de catálogo do transformador de distribuição hermético MT/BT Merlin Gerin de 250 *kVA*.

Ensaio em vazio	Ensaio em curto circuito
$V_N=1$	V <sub>cc</sub> =0,045
<i>I</i> <sub>0</sub> =0,024	$I_N=1$
P <sub>0</sub> =0,00312	P <sub>cc</sub> =0,0014

Tabela 2.2: Dados dos ensaios em vazio e em curto circuito do transformador MT/BT fornecidos pelo fabricante

A partir dos valores apresentados nas tabelas anteriores e tendo em consideração o esquema em T do transformador representado na figura 2.3, foi possível calcular os valores das resistências e reatâncias de dispersão do transformador, estando estes resultados apresentados na tabela 2.3.



Figura 2.3: Esquema em T do transformador.

	Primário (p.u.)	Secundário (p.u.)
Ramo de magnetização (p.u.)		
<i>R</i> <sub>1</sub> =0,07	<i>G</i> <sub>m</sub> =320,5	<i>R</i> <sub>2</sub> =0,07
X1=0,0214	<i>B</i> <sub><i>m</i></sub> =42	X <sub>2</sub> =0,0214

Tabela 2.3: Valores das resistências e indutâncias do transformador

Para se comprovar estes resultados, de modo a não se obterem erros na simulação devido a isto, executou-se então os ensaios em vazio e em curto-circuito em regime de simulação, estando os resultados apresentados na seguinte tabela.

Ensaio em vazio	Ensaio em curto circuito
$V_N=1$	<i>V<sub>cc</sub></i> =0,045
<i>I</i> <sub>0</sub> =0,024	$I_N=1$
P <sub>0</sub> =0,003112	P <sub>cc</sub> =0,00139

Tabela 2.4: Dados dos ensaios em vazio e em curto circuito do transformador MT/BT obtidos em simulação.

Comparando os dados da tabela 2.2 com os dados da tabela 2.4 verifica-se que os resultados são quase idênticos, verificando-se apenas pequenas discrepâncias nos valores da potência de curtocircuito  $P_{cc}$  e da potência em vazio  $P_0$ . Todavia estas discrepâncias são ínfimas, podendo ser desprezadas. Desta forma conclui-se que o transformador utilizado na simulação é uma boa aproximação ao transformador real.

#### 2.2 Modelo das linhas elétricas de baixa tensão

Neste subcapítulo irá ser descrito o modelo das linhas elétricas de baixa tensão a serem utilzadas na simulação e na montagem experimental.

Na rede elétrica portuguesa, em baixa tensão, a distribuição de energia é feita tanto por redes subterrâneas como por redes aéreas. Como nesta dissertação o foco é controlar possíveis sobretensões, e sendo estas mais prováveis numa rede rural dado serem normalmente mais longas, irá ser utizada uma rede de distribuição de baixa tensão aérea, dado ser mais comum este tipo de rede de baixa tensão num meio rural.

Tendo em conta a informação disponibilizada pela EDA (Eletricidade dos Açores) [12], o sistema usado para a rede de baixa tensão aérea é o sistema sem neutro tensor, em que tanto os cabos das fases como do neutro têm igual secção.

Nas instalações de chegada os condutores utilizados nos cabos de torçada são em cobre (cabo XS). Nas restantes situações são utilizados cabos de torçada com condutores de alumínio (cabo LXS). Neste trabalho irá ser desprezado o efeito do cabo de cobre à chegada da instalação de chegada, podendo ser usado como modelo de simulação apenas cabos de alumínio LXS.

Das opções disponíveis para os condutores de alumínio, a tabela abaixo representa um exemplo destes condutores, LXS 4 x 70 +16. 2.5.

Caraterísticas dos condutores LXS 4 x 70 + 16		
$A \ (mm^2)$	70	
$R_{20} \left(\frac{\Omega}{km}\right)$	0,44	
$X\left(\frac{\Omega}{km}\right)$	0,11	
$Z\left(\frac{\Omega}{km}\right)$	0,49	
$I_s$ (A)	160	
$I_z$ (A)	190	

Tabela 2.5: Caraterísticas dos condutores LXS 4 x 70 + 16

Os valores representados na tabela anterior são meramente ilustrativos das caraterísticas típicas de condutores de uma linha de baixa tensão. Existem vários tipos de cabos de baixa tensão, com diferentes seccções e consequentemente com diferentes valores de resistência R e de reatância X.

A equação seguinte (2.1) representa a resistência de um dado material. No caso dos condutores de baixa tensão usa-se o cobre ou o alumínio.

$$R = \rho \frac{\ell}{A} \tag{2.1}$$

Na equação 2.1  $\rho$  representa a resistividade do material,  $\ell$  o comprimento do material em questão, e *A* área da seccção do mesmo. Existem condutores nas redes de baixa tensão com uma seccção menor do que os condutores apresentados na tabela 2.5, nomedamente metade do valor apresentado, ou seja,  $35mm^2$ . Neste caso, a resitência seria o dobro  $(0, 88 \frac{\Omega}{km})$ .

Para além disso, a resistência depende da temperatura exterior. Na tabela 2.5 está apresentado o valor de resistência para uma temperatura de vinte graus centígrados. Tendo em conta isto, a resistência poderá ser maior, quando os condutores estiverem sujeitos a uma temperatura maior. As redes de baixa tensão em meios rurais são tipicamente aéreas, ou seja, os cabos estão expostos à radiação solar durante o dia, provocando o aumento da sua temperatura e consequentemente o aumento da sua resistência. Neste trabalho, pretende-se proceder à mitigação de possíveis sobretensões precisamente durante o dia, devido à natureza de produção de energia dos paineis solares.
# 2.3 Aproximação da linha a uma resistência e indutância em série

De forma a ser mais simples realizar a simulação e também de modo a que as equações sejam menos complexas para posteriormente se retirarem conclusões adequadas sobre a mitigação da tensão no microgerador, o modelo de linha elétrica utilizado foi simplificado a uma série de uma resistência com uma bobina, sendo desprezadas as admitâncias transversais. Isto pode ser observado na figura 2.4.



Figura 2.4: Modelo simplificado da linha elétrica de baixa tensão.

Com este modelo simplificado podem-se definir algumas equações que irão ser úteis posteriormente aquando da mitigação de possíveis sobretensões.

Em primeiro lugar, a queda de tensão entre o posto de transformação e um microgerador, com base no modelo simplificado acima exemplificado, pode ser equacionada da seguinte forma na equação 2.2.

$$V_R - V_{MG} = I_{MG} \cdot (R + X \cdot tan\phi) \tag{2.2}$$

Por outro lado, a corrente do microgerador em questão ( $I_{MG}$ ) pode ser expressa pela seguinte equação:

$$I_{MG} = \frac{P}{V_{MG} \cdot \cos\left(\phi\right)} e^{j\sigma} = \frac{P}{V_{MG}} + j\frac{Q}{V_{MG}}$$
(2.3)

Substituindo a corrente do microgerador ( $I_{MG}$ ) da equação 2.2 na equação 2.3 obtém-se a seguinte equação:

$$|V_R - V_{MG}| = |\Delta \mathbf{V}| = \frac{P}{V_{MG}} \cdot (R - X \cdot tan\phi) \cdot \sqrt{1 + \left(\frac{\tan\phi + \frac{X}{R}}{1 - \frac{X}{R}tan \cdot \phi}\right)^2}$$
(2.4)

Ainda é possível simplificar a expressão acima para valores baixos do ângulo de desfasagem do microgerador ( $0^{\circ} < \phi < 40^{\circ}$ ) que equivalem aproximadamente aos intervalos de valores que poderá

ser possível utilizar no inversor. Com este intervalo de ângulos de desfasagem o valor da raiz quadrada é praticamente igual a 1. Então a equação 2.4 fica reduzida à equação 2.5.

$$|V_R - V_{MG}| = |\Delta V| \cong \frac{P}{V_{MG}} \cdot (R - X \cdot tan\phi)$$
(2.5)

Pretende-se agora utilizar a equação 2.5 de modo a se isolar a tensão no microgerador  $V_{MG}$ . Desta forma, define-se esta mesma tensão como  $V_{MG} \cong V_R + \Delta V$ . Desta forma define-se a equação quadrática 2.7 que necessita ser resolvida em ordem a  $V_{MG}$ .

Para já, pode-se admitir que o módulo da variação de tensão ( $\Delta V$ ) é positivo de modo a simplificar os cálculos. De qualquer das formas, posteriormente irá ser estudado o sinal da variação de tensão em relação à potência injetada pelo microgerador e pelas caraterísticas da linha em questão. Sendo assim, a equação 2.5 fica da seguinte forma:

$$V_{MG} \times (V_R - V_{MG}) = P \cdot (R - X \cdot tan\phi)$$
(2.6)

$$V_{MG}^{2} - V_{R}V_{MG} = P \times (R - X \cdot tan\phi) = 0$$
(2.7)

$$V_{MG} = \frac{V_R}{2} + \sqrt{\frac{V_R}{4} + \left(P \cdot R \cdot \left(1 - \frac{X}{R} \times tan\phi\right)\right)}$$
(2.8)

De modo a se estudar o sinal da variação de tensão  $\Delta V$  pode-se definir a equação 2.9 e a seguir calcular as suas derivadas em relação a P e a  $cos\phi$  (fator de potência).

$$\Delta V = -\frac{V_R}{2} + \sqrt{\frac{V_R}{4} + P \cdot R - P \cdot X \cdot tan\phi}$$
(2.9)

$$\frac{\partial \Delta V}{\partial P} = \frac{R - X tan\phi}{2\sqrt{\frac{V_R^2}{4} + P \cdot R - P \cdot R \cdot tan\phi}}$$
(2.10)

$$\frac{\partial \Delta V}{\partial cos\phi} = \frac{\frac{P \cdot X sen\phi}{cos^2\phi}}{2\sqrt{\frac{V_R^2}{4} + P \cdot R - P \cdot X \cdot tan\phi}}$$
(2.11)

As equações 2.10 e 2.11 representam as derivadas parciais da variação de tensão existente devido à ligação de um microgerador à rede elétrica em relação à sua potência e fator de potência, respetivamente. Para os valores de interesse (fator de potência de 0,8 a 1 como irá ser abordado numa fase posterior nas configurações do inversor a ser utilizado), a equação 2.11 é sempre positiva, ou seja, um aumento do fator de potência provoca um aumento da variação de tensão, e uma diminuição do valor do fator de potência diminui a variação de tensão. Por outro lado, ao analisar-se a equação 2.10 verifica-se que o numerador deste mesma equação, dependente dos valores da indutância da linha e do ângulo de desfasagem utilizado no microgerador, pode ser tanto positivo como negativo. Para valores de  $Xtan\phi$  maiores do que R o valor de  $\frac{\partial \Delta V}{\partial P}$  é negativo e vice-versa. Isto traduz-se no facto de que dependendo das caraterísticas da linha, o aumento ou dimunuição da potência injetada pelo microgerador pode gerar um aumento ou dimuição da variação de tensão  $\Delta V$ .

Este fenómeno foi observado aquando dos testes realizados no laboratório. Numa fase inicial de testes, utilizando um fator de potência diferente de um e constante durante estes mesmos testes, a linha elétrica de baixa tensão simulada no laboratório era só composta por bobinas. Apesar de as prórpias bobinas e os cabos do autotransformador utilizado terem resistência, a reatância do conjunto era maior do que a resistência ao ponto de que quando se dimuía a potência injetada na rede, a variação de tensão era positiva, e consequentemente a tensão aos terminais do inversor aumentava. Perante estas condições de testes realizados chega-se à conclusão que a resistência (R) era menor do que a reatância multplicada pela tangente do ângulo de desfasagem ( $Xtan(\phi)$ )

$$\begin{cases} \frac{\partial \Delta V}{\partial P} > 0 \text{ se } R > X tan\phi \\ \frac{\partial \Delta V}{\partial P} < 0 \text{ se } R < X tan\phi \end{cases}$$
(2.12)

Considerando o caso mais crítico, ou seja, quando o ângulo de desfasagem é máximo (fator de potência mínimo no inversor utilizado neste trabalho) obtém-se o seguinte:

$$\begin{cases} \frac{\partial \Delta V}{\partial P} > 0 \text{ se } R > \frac{3}{4}X\\ \frac{\partial \Delta V}{\partial P} < 0 \text{ se } R < \frac{3}{4}X \end{cases}$$
(2.13)

Para se ter uma melhor perspetiva das derivadas representadas nas equações 2.10 e 2.11 para vários valores da resistência e reatância da rede elétrica de baixa tensão, traçaram-se os seguintes gráficos representados nas figuras 2.5 e 2.6.



Figura 2.5: Variação de  $\frac{\partial \Delta V}{\partial P}$  em relação à potência P com fator de potência fp=0,8 para diferentes valores de R e X.



Figura 2.6: Variação de  $\frac{\partial \Delta V}{\partial \phi}$  em relação à potência P com fator de potência fp=0,8 para diferentes valores de R e X.

Por análise do gráfico presente na figura 2.6, como já era previsto, para qualquer uma das relações entre a resistência da rede R e a indutância X, o valor de  $\frac{\partial \Delta V}{\partial \phi}$  é sempre positivo, e tanto maior quanto maior for a reatância em relação à resistência. Para além disso, o valor desta derivada é tanto maior

quanto maior for a potência injetada na rede pelo microgerador.

Por outro lado, em relação a  $\frac{\partial \Delta V}{\partial P}$ , o valor é 0 se o valor da resistência for igual a 75% do valor da reatância da linha da rede elétrica. Para valores acima dos 75%, como já foi visto, este valor é positivo, porém decresce com o aumento da potência, ao contrário do que acontece com  $\frac{\partial \Delta V}{\partial \phi}$ . Para além disso, verifica-se que quanto mais resistiva a linha da rede elétrica for, maior relevância tem a potência para a variação de tensão  $\Delta V$ . Sob outra prespetiva, quanto maior for a reatância da linha, maior relevância tem o ângulo de desfasagem  $\phi$  diretamente relacionado ao fator de potência fp, para o valor da variação de tensão  $\Delta V$ .

Este estudo irá ser relevante aquando da implementação do controlador e da sua dinâmica.

Admitindo que a resistência é maior do que a reatância da linha da rede elétrica, caraterística comum de uma rede de baixa tensão, podem ser traçados gráficos da variação de tensão em função da distância do microgerador ao PT, em função da sua potência, e em função do fator de potência *fp*.

A figura 2.7 mostra a tensão aos terminais do microgerador ( $V_{MG}$ ) em função da potência do microgerador em que irá variar entre 0W e 3000W. Quanto aos valores de R e X, o troço em questão terá um quilómetro, o que resulta em valores de 0,44 $\Omega$  para R e de 0,11 $\Omega$  para X tendo por base os valores da tabela 2.5. Para este caso também se considerou uma tensão da rede (ou tensão no PT  $V_R=V_{PT}$ ) de 230V e um fator de potência fp=0,8.



Figura 2.7: Variação da tensão aos terminais do microgerador ( $V_{MG}$ ) em função da sua potência P injetada na rede.

Pela análise do gráfico da figura 2.7, verifica-se que apesar de neste caso a função incluir uma raiz quadrada e o argumento estar incluído na mesma, para esta gama de valores da potência, a tensão

do microgerador varia de forma aproximadamente linear. Como já era de se esperar, quanto maior a potência injetada na rede pelo microgerador, maior será a tensão aos seus terminais.

Em segundo lugar, irá ser traçado um gráfico da tensão do microgerador em função da distância do posto de transformação ao microgerador. A distância irá variar de 0 a 1000 metros. Na equação 2.8 a tensão do microgerador  $V_{MG}$  não está em função da distância, mas está em função dos parâmetros R e X que são diretamente proporcionais à distância. Neste caso irá ser definida uma potência de 3000W e um ângulo de desfasagem  $\phi$  aproximandamente igual a 36,87 graus, que corresponde a um fator de potência igual a 0,8.



Figura 2.8: Variação da tensão aos terminais do microgerador ( $V_{MG}$ ) em função da sua distância ao posto de transformação (PT).

Como se pode observar pelo gráfico anterior, quanto maior é a distância entre o microgerador e o posto de transformação, maior será a tensão nesse mesmo microgerador. Ou seja, é mais provável que ocorram sobretensões a uma distância maior do PT.

Por último, irá ser estudado o caso da variação da tensão do microgerador em função do seu ângulo de desfasagem. Para este caso fixou-se novamente a potência nos 3000W e utilizou-se uma distância de 500 metros do posto de transformação até ao microgerador. O gráfico é apresentado na figura 2.9.

Como se pode observar no gráfico representado na figura 2.9, à medida que se aumenta o ângulo



Figura 2.9: Variação da tensão aos terminais do microgerador ( $V_{MG}$ ) em função do seu ângulo de desfasagem.

de desfasagem do microgerador, ou seja, o ângulo entre a tensão e a intensidade da corrente do microgerador, a tensão do mesmo diminui. Neste caso, observa-se uma diminuição de quase 1V da tensão do microgerador aquando da utilização de um ângulo de desfasagem de 36,87 graus (arccos(0,8)).

Em suma, verifica-se um aumento da tensão do microgerador aquando do aumento da sua potência e distância ao posto de transformação. Por outro lado, verifica-se uma diminuição da tensão do transformador aquando do aumento do seu ângulo de desfasagem.

## 2.4 Modelo do Microgerador

Neste subcapítulo pretende-se apresentar o modelo do microgerador utilizado em regime de simulação. Nesta dissertação irá ser utilizado o modelo de microgerador utilizado em trabalhos anteriores [7] [8], com as devidas alterações necessárias. Para se proceder à simulação de um inversor no Simulink, utilizou-se uma fonte de corrente alternada. Esta fonte de corrente alternada é controlada de modo a ser injetada uma determinada corrente na rede elétrica com base nos valores da potência ativa do microgerador (P) e da tensão aos terminais do microgerador  $V_{MG}$ .

Desta forma, foi necessário se proceder à modelação do microgerador com base nas equações explicitadas. Em primeiro lugar sabe-se que a tensão do microgerador em função do tempo é dada pela seguinte equação:

$$V_{MC}(t) = \sqrt{2} \cdot V_{MG_{ef}} \cdot \sin(\omega t) \tag{2.14}$$

Por outro lado, também se pode definir a corrente do microgerador em função do tempo:

$$I_{MG}(t) = \sqrt{2} \cdot I_{MG_{ef}} \cdot \sin(\omega t)$$
(2.15)

Nestas últimas duas equações acima apresentadas,  $\omega$  representa o valor da frequência angular  $2\pi f$ . Tendo estas duas equações, pode-se então resolver o sistema de modo a se ter a corrente  $I_{MG_{ef}}$  apenas em função da tensão do microgerador e do seu valor eficaz.

$$\begin{cases} V_{MG}(t) = \sqrt{2} \cdot V_{MG_{ef}} \cdot \sin(\omega t) \\ I_{MG}(t) = \sqrt{2} \cdot I_{MG_{ef}} \cdot \sin(\omega t) \end{cases}$$
(2.16)

$$\Leftrightarrow \begin{cases} \sin(\omega t) = \frac{V_{MG}(t)}{\sqrt{2} \times V_{MG_{ef}}} \\ I_{MG}(t) = \sqrt{2} \cdot I_{MG_{ef}} \cdot \frac{V_{MG}(t)}{\sqrt{2} \cdot V_{MG_{ef}}} = I_{MG_{ef}} \cdot \frac{V_{MG}(t)}{V_{MG_{ef}}} \end{cases}$$
(2.17)

Sabe-se que a potência injetada por um microgerador na rede elétrica é dada pela equação abaixo apresentada.

$$P = V_{MGef} I_{MGef} \cos \phi \tag{2.18}$$

Da equação 2.18 retira-se o valor da corrente eficaz do microgerador, apresentada na equação 2.19.

$$I_{MGef} = \frac{P}{V_{MGef}\cos\phi}$$
(2.19)

A partir das equações definidas em 2.17 e em 2.19 define-se por último a equação 2.20 que define a corrente alternada produzida pelo microgerador. Assim, fica definido o modelo do microgerador a ser implementado no *Simulink* de modo a se proceder às simulações necessárias.

$$I_{MG}(t) = \frac{P}{V_{MGef}^2 \cos \phi} V_{MG}(t)$$
(2.20)

Na figura 2.10 está representado o esquema da implementação das esquações definidas anteriormente para o modelo do microgerador a ser utilizado. Neste esquema, está representado um atraso  $T_d$ da corrente injetada na rede. O valor deste atraso será estudado aquando do projeto do controlador a ser estudado no capítulo seguinte.



Figura 2.10: Esquema da implementação do modelo do microgerador.

# Capítulo 3

# Projeto do Controlador de tensão

Neste capítulo irá ser explicada a abordagem usada para a concepção do controlador de tensão proposto nesta dissertação, tanto a nível de simulação como a nível laboratorial.

Como já foi referido no capítulo introdutório deste trabalho, pretende-se um controlador de tensão que maximize a potência ativa em qualquer situação, e de modo a que não se exceda o valor máximo de referência de 253V para uma sobretensão ao abrigo da norma EN 50160 [2]. Para isso, sempre que possível, irá recorrer-se ao consumo de potência reativa da rede, possível através do desfasamento da corrente do microgerador em relação à sua tensão. Se isto não for suficiente para o controlo da tensão, recorre-se à diminuição da potência ativa injetada na rede. Também se terá em conta a limitação de potência aparente do inversor, que prevalece sobre o limite de potência ativa, dado que estes parâmetros normalmente têm valores iguais. Dados estes requisitos irá ser usado um tipo de controlador adequado para o este efeito, com as adaptações necessárias.

Para além do que já foi referido, neste capítulo pretende-se também abordar o modo como foi realizado a automatização deste mesmo controlador.

# 3.1 Dinâmica do Controlador

Os dois principais parâmetros para a dinâmica de funcionamento do controlador de tensão serão a potência aparente máxima do inversor ( $S_{máx}$ ) e o fator de potência mínimo ( $fp_{min}$ ) do inversor.

Os pontos de operação do controlador são dividios em três zonas, como é possível de observar na figura 3.1.



Figura 3.1: Representção das diferentes zonas de operção do controlador.

O controlador terá três zonas de funcionamento:

#### • Zona 1

A zona 1 está representada na figura 3.1 pela reta a vermelho. Esta zona é definida por ter uma potência aparente *S* constante e igual à potência aparente máxima do inversor a ser utilizado  $S_{max}$ . A potência ativa na reta a vermelho é dada pela multiplicação entre potência aparente máxima  $S_{max}$  e o fator de potência fp:

$$P = S_{max} \times fp \tag{3.1}$$

Nesta zona, a redução da tensão é efetuada com a redução em simultâneo da potência ativa e do fator de potência, mantendo o valor máximo da potência aparente, que não pode ser excedido. O controlo da tensão poderia ser realizado neste regime apenas com a redução de potência ativa, mas isso não resultaria numa maximização da potência ativa injetada na rede, que é a principal prioridade. Desta forma, a redução simultânea do fator de potência e da potência ativa permite a maximização da última.

#### • Zona 2

A zona 2 é representada no gráfico da figura 3.1 pela zona sombreada. Em qualquer ponto desta zona a potência aparente S é inferior à potência aparente máxima  $S_{max}$ . Desta forma, nesta zona, é possível que o controlo de tensão seja feito apenas recorrendo à variação do fator de potência fp, não necessitando de redução da potência ativa P.

#### • Zona 3

A zona 3 é representada no gráfico da figura 3.1 pela reta vertical verde. Esta zona é definida por ter o fator de potência do inversor fp igual ao seu valor minimo  $fp_{min}$ . Ou seja, nesta zona, já não se poderá reduzir mais o fator de potência de modo a se reduzir a tensão aos terminais do microgerador. Desta forma, a única alternativa é a redução da tensão recorrendo apenas à redução da potência ativa injetada na rede.



Figura 3.2: Esquema 2 da dinâmica do controlador.

Em relação à figura 3.2, o controlador foi projetado de forma a que uma variação negativa de potência implica uma redução da tensão no ponto de ligação do microgerador à rede e vice-versa. Em relação ao fator de potência, uma variação negativa do mesmo conduz também a uma redução da tensão, e uma variação positiva conduz ao aumento da tensão.

O modo de atuação do controlador explicado no parágrafo anterior é suportado pelos resultados obtidos no subcapítulo 2.3 do capítulo 2, mais especificamente nos gráficos das figuras 2.5 e 2.6, traduzidos nas equações 2.12 e 2.13. Garante-se que este controlador é adequado desde que a resistência dos condutores da linha da rede elétrica seja maior do que 75% do valor da indutância. Em redes elétricas de baixa tensão, o valor da resistência é por norma 4 vezes maior do que o valor da reatância, como explicitado na tabela 2.5.



Figura 3.3: Cenários de transição entre diferentes zonas de operação do controlador.

Na figura 3.3 estão representados os vários cenários possíveis de transições entre as diferentes zonas do controlador. Admite-se que numa fase inicial antes do controlador atuar, o inversor está a funcionar com um fator de potência unitário.

### Cenário 1

O cenário 1 está representado pela linha amarela a tracejado no gráfico da figura 3.3. Neste cenário a potência ativa do inversor é igual à potência aparente máxima do inversor com fator de potência unitário. O controlo acontece numa primeira fase apenas na zona 1, mas se isto não for suficiente o controlador passa a atuar na zona 3 onde já só há a redução de potência ativa.

### Cenário 2

O cenário 2 está representado pela linha verde a tracejado no gráfico da figura 3.3. Neste cenário a potência ativa no inversor está entre os valores de  $S_{máx} \times fp_{min}$  e de  $S_{máx}$  com fator de potência unitário. Se a redução de apenas o fator de potência não for suficente o controlador passa a atuar na zona 1, e posteriormente na zona 3. reduzindo assim também a potência ativa do inversor.

#### Cenário 3

O cenário 3 está representado pela linha vermelha a tracejado no gráfico da figura 3.3. Neste cenário antes de ser necessário o controlo da tensão, o inversor está a operar a um potência inferior a  $S_{máx} \times fp_{min}$  com fator de potência unitário. Desta forma, numa fase inicial do controlo, o controlador atua na zona 2, diminuindo o fator de potência, transitando para a zona 3 (apenas redução de potência ativa) se necessário.

Estes cenários são para o caso em que é necessário reduzir a tensão aos terminais do microgerador. Se porventura for possível aumentar a tensao aos terminais do microgerador a sequencia de transições entre as várias zonas do controlador também têm que ser de igual forma, apenas invertendo a ordem das mesmas.

É importante referir que estas transições entre as diferentes zonas do controlador têm que ocorrer sem descontinuidades. Por exemplo, no ponto de transição entre a zona 2 e a zona 3 no cenário 3 (linha tracejada a vermelho no gráfico da figura 3.3), não poderia haver um aumento de potência para só depois se começar a reduzir a potência ativa. Por outras palavras, é preciso garantir que as transições entre diferentes zonas do modo de controlo da tensão sejam realizadas de forma contínua.

# 3.2 Dimensionamento do Controlador

Neste subcapítulo ir-se-á proceder ao dimensionamento do controlador de tensão a ser utilizado [13]. De acordo com os requisitos de controlo, optou-se pela escolha de um controlador integral. O diagrama de blocos está representado na figura 3.4.



Figura 3.4: Diagrama de blocos do controlador.

O controlo é realizado em cadeia fechada. Em primeiro lugar, o erro é definido como:

$$Erro = V_{ref} - V_{MG} \tag{3.2}$$

Este erro passa por uma banda morta, de modo a garantir que entre determinados valores definidos de tensão o erro é nulo, permitindo aumentar a robustez do controlador contra o ruído proveniente das aquisições do valor da tensão da rede. Este erro é multiplicado pelo ganho do controlador (ganho integral) e depois é integrado. O integrador é saturado inferiormente por zero e superiormente por  $\frac{\pi}{2}$  radianos. À saída deste saturador tem-se o valor acumulado do erro definido no diagrama da figura 3.4 como *acc*. Este valor passa por outro saturador, de modo a se obter o valor do ângulo de desfasagem do microgerador  $\phi$ . Tanto o valor de *acc* como de  $\phi$  são expressos em radianos. Este saturador é limitado inferiormente por zero e superiormente por *arccos*(*fp*<sub>min</sub>), em que *fp*<sub>min</sub> representa o fator de potência mínimo do inversor a ser utilizado.

A partir deste ponto do diagrama de blocos do controlador, segue-se o modo de definir a potência ativa a ser imposta no inversor. O valor do ângulo de desfasagem  $\phi$  é subtraído ao valor acumulado do erro *acc*. Se estes dois valores forem idênticos, isto resulta num valor nulo da subtração. Mas se o valor de *acc* for superior ao valor de  $\phi$  isto resulta num valor positivo da subtração que terá influência na redução da potência ativa do inversor. O valor desta subtração também passa por um saturador para garantir que não é menor do que zero, dado que nesta situação não é necessário nenhum controlo da tensão aos terminais do inversor.

O valor da potência ativa que terá que ser imposta no inversor é:

$$P = S_{max} \cdot fp - [(acc - \phi) \cdot S_{max} \cdot fp \cdot kp]$$
(3.3)

Na equação 3.3 kp representa um ganho relativo à potência ativa. Este ganho é apenas usado para a zona 3 do controlador e é calculado de forma a que seja possível o valor da potência ativa ser nulo. Este valor tem em consideração o valor superior do saturador do integral ( $\frac{\pi}{2}rad$ ). É então necessário resolver a seguinte equação em relação a kp.

$$\left(\frac{\pi}{2} - \phi_{max}\right) \cdot S_{max} \cdot fp_{min} \cdot kp = S_{max} \cdot fp_{min} \tag{3.4}$$

Na equação anterior, o valor de  $Smax \times fp_{min}$  representa o máximo de potência que poderá ser necessário reduzir na zona 3, enquanto  $\phi_{max}$  representa o ângulo de desfasagem máximo do inversor correnponde ao fator de potência mínimo  $fp_{min}$ .

Resolvendo então a equação 3.4 em ordem a kp obtém-se o seguinte:

$$kp = \frac{1}{\left(\frac{\pi}{2} - \phi_{max}\right)} \tag{3.5}$$

A equação 3.3 também está reprentada no diagrama de blocos do controlador na figura 3.4. Este valor de potência ainda passa por um ultimo saturador de modo a garantir que a potência que terá que ser imposta no inversor não é superior à potência disponível nos paineis fotovoltaicos (Ppv) e também para garantir que não seja um valor menor do que zero.

No subcapítulo 3.1 foram definidas as várias zonas do controlador. Agora é então necessário definir estas mesmas condições em função deste controlador, mais especificamente em função das valores do erro acumulado *acc*, do valor do ângulo de desfasagem  $\phi$  e da potência disponível nos paineis fotovoltacios *Ppv*.

- O controlador atua na zona 1 se o valor do erro acumulado *acc* for inferior ao valor de φ e se o valor da potência *Ppv* for suficiente para que garanta que a potência invesor *P* seja igual ao valor potência aparente máxima.
- O controlador atua na zona 2 se o valor do erro acumulado acc for inferior ao valor de φ e se a potência nos paineis fotovoltaicos Ppv for inferior ao valor da potência aparente máxima do inversor Smax.
- O controlador atua na zona 3 se o valor do erro acumulado *acc* for superior ao valor de φ. Neste caso, já não é possível haver mais redução da tensão usando o fator de potência do inversor, e é necessário continuar a reduzir a potência ativa do inversor para se garantir o controlo da tensão.

Estas condições estão resumidas no diagrama da figura 3.5.



Figura 3.5: Diagrama representativo das condições para a atuação do controlador nas diferentes zonas.

As condições para a potência ativa neste diagrama, para as zonas 1 e 3 anterior estão compactadas na equação 3.3. Em relação à condição da potência na zona 2, esta é imposta pelo saturador representado no diagrama de blocos do controlador. Sendo assim, fica a faltar o dimensionamento do ganho integral do controlador. Para tal é necessário recorrer à função de transferência em cadeia fechada do sistema defenida na seguinte equação.

$$\frac{V_{MG}}{V_{ref}} = \frac{\frac{K_i}{s} \frac{K_G}{1+sT_d}}{1+\frac{K_i}{s} \frac{K_G}{1+sT_d}} = \frac{K_i K_G}{s^2 T_d + s + K_i K_G} = \frac{\frac{K_i K_G}{T_d}}{s^2 + \frac{K_i K_G}{T_d} + \frac{K_i K_G}{T_d}}$$
(3.6)

Pode-se agora comparar a função de transferência definida na equação 3.6 com a forma canónica de um sistema de segunda ordem representada na equação 3.7.

$$\frac{w_n^2}{s^2 + 2\xi w_n s + w_n^2}$$
(3.7)

Comparando as duas equações, 3.6 e 3.7, obtém-se o seguinte:

$$2\xi w_n = \frac{1}{T_d} \Leftrightarrow w_n = \frac{1}{2\xi T_d}$$
(3.8)

$$w_n^2 = \frac{K_i K_G}{T_d} \Leftrightarrow \frac{1}{4\xi^2 T_d^2} = \frac{K_i K_G}{T_d} \Leftrightarrow K_i = \frac{1}{4\xi^2 K_G T_d}$$
(3.9)

Na equação 3.9,  $\xi$  simboliza o fator de amortecimento,  $K_G$  o ganho incremental do sistema, e  $T_d$  a constante de tempo do sistema. São necessários estes três valores para o cálculo do valor do ganho integral do controlador  $K_i$ . O fator de amortecimento pode-se assumir como sendo  $\xi = \frac{\pi}{2}$ . Ficam assim por definir os valores de  $T_d$  e de  $K_G$ .

Considerando que na zona 1 do controlador, ambos os valores de potência ativa P e de fator de potência (fp ou  $cos(\phi)$ ) contribuem para a regulação da tensão aos terminais do microgerador, o ganho incremental  $K_G$  tem que ser definido para esta zona (zona 1), tendo em conta as derivadas da tensão  $V_{MG}$  em relação à potência ativa P e ao ângulo de desfasagem  $\phi$ . Estas derivadas estão representadas nas equações 3.10 e 3.11 respetivamente.

$$\frac{\partial V_{MG}}{\partial \phi} = \frac{\frac{PX}{\cos(\phi)^2}}{2\sqrt{\frac{V_R^2}{4} + P \cdot R - P \cdot X \cdot tan\phi}}$$
(3.10)

$$\frac{\partial V_{MG}}{\partial P} = \frac{R - X tan\phi}{2\sqrt{\frac{V_R^2}{4} + P \cdot R - P \cdot X \cdot tan\phi}}$$
(3.11)

O valor do ganho incremental do sistema é definido para a potência ativa máxima do inversor ( $P_{max}$ ) e para o ângulo de desfasagem máximo do inversor ( $\phi_{max}$ ) correspondente ao fator de potência mínimo ( $fp_{min}$ ). As equações para o cálculo do  $K_G$  são apresentadas a seguir.

$$k_G = \frac{\partial V_{MG}}{\partial \phi} \cdot \phi_{max} - \frac{\partial V_{MG}}{\partial P} \cdot P_{max}$$
(3.12)

A derivada  $\frac{\partial V_{MG}}{\partial P}$  é subtraída na equação anterior devido ao facto de que um aumento de potência conduz a um aumento de tensão, e neste caso pretende-se calcular o ganho incremental de modo a se controlar possíveis sobretensões, ou seja, diminuir a tensão. Deste modo obtém-se um ganho incremental  $K_G$  negativo, e consequentemente um ganho inremental  $K_i$  que está de acordo com a retroalimentação negativa do controlador.

$$K_{G} = -\frac{\frac{P_{max} \cdot X}{\cos(\phi_{max})^{2}}}{2\sqrt{\frac{V_{R}^{2}}{4} + P_{max} \cdot R - P_{max} \cdot X \cdot \phi_{max}}} \cdot \phi_{max} - \frac{R - X \cdot tan\phi_{max}}{2\sqrt{\frac{V_{R}^{2}}{4} + P_{max} \cdot R - P_{max} \cdot X \cdot tan\phi_{max}}} \cdot P_{max}$$
(3.13)

# 3.3 Discretização do Controlador

Apesar de nas simulações haver a possibilidade de usar um controlador que opere de modo contínuo, na realidade isto é impossível. Em qualquer sistema real há tempos de aquisição e tempos de atuação que não podem ser desprezados. Assim é necessário proceder-se à discretização do controlador dado que iremos testar este mesmo controlador em regime de laboratório, interconectado com o inversor.

Por conseguinte, foi necessário adotar um método de integração numérica para se proceder ao cálculo do valor do integral do erro (acumulador do erro *acc*) representado no diagrama de blocos do controlador na figura 3.4.

## 3.4 Automatização do Controlador

Neste subcapítulo é descrito o modo de automatização do controlador desenvolvido. O controlador de tensão necessita de apenas dois *inputs* num dado instante, que são a tensão aos terminais do microgerador  $V_{MG}$  e da potência ativa do microgerador  $P_1$ . Por outro lado, o controlador gera dois *outputs* que são o fator de potência a ser usado no microgerador fp e também a nova potência ativa a que o microgerador terá de funcionar  $P_2$ . Ou seja, a cada iteração do controlador são recalculados os valores da potência ativa P e do fator de potência fp a que o microgerador deve funcionar de modo a garantir o controlo da tensão aos seus terminais ( $V_{MG}$ ).

Então, é necessária uma solução para obter os *inputs* e posteriomente também uma solução para implementar os *outputs* no microgerador. Isto é realizado através da interface *ModBus* presente no inversor a ser utilizado.

Neste momento existem no mercado vários inversores que não têm este sistema de controlo de tensão aos seus terminais implementado, de modo a evitar sobretensões e consequentemente a sua desconecção da rede. Por outro lado, a maioria destes inversores vêm com uma interface de comunição, seja ela *ModBus* ou equivalente. Desta forma, esta solução de automatização do controlo da tensão aos terminais do inversor através da interface *ModBus* dos inversores é uma mais valia.

O *ModBus* é um protocolo de comunicação de dados utilizado principalmente em sistemas de automação industrial. Este tipo de comunicação permite uma leitura de registos bem como escrever registos numa dada referência.

Cada registo está associado a um parâmetro do microgerador. Por exemplo, no caso do inversor, a tensão aos seus terminais pode ser lida num dado registo, enquanto a potência do inversor é lida noutro registo. O mesmo acontece para a escrita de novos parâmetros, há um registo para a referência do fator de potência a usar no inversor  $f_p$ , e há outro registo para a escrita da referência do valor de potência ativa P que se pretende no inversor. Este processo está representado no esquema da figura 3.6.



Figura 3.6: Diagrama representativo do modo de funcionamento da interface ModBus do inversor.

Através de uma consulta do manual da interface do *ModBus* do inversor a ser utilizado em laboratório (*SunnyBoy 3.0*) [14], verifica-se que a interface do *ModBus* deste inversor só permite a leitura de registros a cada segundo. Isto representa uma limitação no modo de atuação do controlador dado que fica limitado por este atraso na leitura dos registros necessários para o controlo da tensão. Para além disso também se verificou, em testes realizados no laboratórios, que o tempo de leitura juntamente com o tempo de escrita no inversor dos novos registros (*outputs* do controlador) demorava em média 1,2 segundos. Isto irá afetar o controlador em relação à sua constante de tempo  $T_d$  que terá que ser no mínimo 1,2 segundos. Este valor de constante de tempo afetará o ganho integral do sistema  $K_i$ , definido na equação 3.9.

# Capítulo 4

# Montagem Experimetal

Neste capítulo irá ser descrita a montagem experimental efetuada no laboratório a fim de se validar o controlador de tensão proposto nesta dissertação bem como as caraterísticas dos principais componentes da montagem.

Pretende-se simular em laboratório um microgerador conectado à rede elétrica de baixa tensão. Um sistema de microgeração com painéis solares é tipicamente composto pelos próprios painéis solares, por um inversor, por dispositivos de contagem de energia elétrica para contabilizar a quantidade de energia injetada na rede elétrica de serviço público, e por baterias caso se trate de uma unidade de proudução para autoconsumo (UPAC) (exemplo na figura 4.1). Para o caso deste trabalho só interessa os painéis solares e o inversor, dado que nem armazenamento de energia em baterias nem a quantificação de energia injetada na rede são abordadas.



Figura 4.1: Exemplo de um sistema UPAC [15].

Por outro lado, também é de interesse simular uma linha elétrica de baixa tensão. Na figura 4.2 abaixo está representado o esquema do que se pretende replicar no laboratório.



Figura 4.2: Esquema a recplicar no laboratório.

Para se simular uma rede elétrica de baixa ensão utilizou-se um reóstato em série com um paralelo de bobinas. Utilizou-se um pararelo de bobinas de modo a reduzir-se a indutância para um valor mais de acordo com a indutância dos condutores de baixa tensão. Foi utilizado na montagem laboratorial o inversor *SunnyBoy 3.0* cujas caraterísticas estão especificadas no subcapítulo seguinte.

Dado o foco do trabalho ser o controlo da potência ativa injetada na rede elétrica e a sua maximização em condições de sobretensões, os paines solares são substituidos por uma fonte DC, sendo o MPPT o foco de outros trabalhos. Desta forma, a tensão e corrente DC foi conseguida através de um autotransformador conectado a um retificador. Entre o autotransformador e o retificador foi ligado um transformador de isolamento, apenas para efeitos de proteção do equipamento laboratorial a ser utilizado.

A conexão à rede foi realizada também através de um autotransformador, que no caso desta montagem simboliza o posto de transformação MT/BT. Com este autotransformador consegue-se regular a tensão desejada, que num caso real seria a tensão de rede  $V_R$ .

Para além disso foi utilizado um computador, de modo a executar o programa de controlo da tensão aos terminais do inversor. O portátil estava conectado à mesma rede que o inversor, e deste modo era possível a comunicação através do protocolo *ModBus*.

Por último, foi utilizado um osciloscópio de modo a se obter as formas de onda da corrente e tensão de saída do inversor. No entanto não foram usados valores obtidos pelo osciloscópio nesta dissertação, apenas serviu de auxílio durante o processo de controlo. Além disso, também foram utilizados multímetros a fim de medir a tensão DC à entrada do inversor, e também para medir a tensão AC *RMS* do autotransformador conectado à rede elétrica. Porém, durante os ensaios, todos os resultados experimentais foram adquiridos através do inversor *SunnyBoy 3.0*, tais como tensão da rede  $V_R$  (adquirido quando a potência é nula), tensão aos terminais do inversor  $V_{MG}$ , potência ativa *P*, potência

aparente S e fator de potência fp no inversor.



De seguida, estão representadas algumas fotografias da montagem laboratorial efetuada.

(a) Prespetiva do lado esquerdo.

(b) Prespetiva do lado direito.

Figura 4.3: Montagem laboratorial efetuada.

Na tabela 4.1 está descrita a legenda das fotografias da montagem experimental representadas na figura 4.3

### Legenda da figura 4.3

- A Computador que atua o programa de controlo
- B Ligação trifásica à rede elétrica
- C Paralelo de bobinas
- D Reóstato
- E Autotransformador conectado ao inversor
- F Autotrasnformador conectado ao transformador de isoloamento
- G Inversor
- H Transformador de isolamento
- I Voltímetros
- J Osciloscópio
- K Ligação ao retificador

Tabela 4.1: Legenda da figura 4.3



(a) Prespetiva do inversor

(b) Prespetiva geral

Figura 4.4: Montagem laboratorial efetuada.

# 4.1 Caraterísticas do Inversor

Em termos do funcionando global do sistema de microgeração, o inversor é fundamental dado que é a partir dele que existe a transformação DC/AC. Um sistema de microgeração com painéis solares produz tensão DC que necessita ser transformada em tensão AC para posteriormente ser utilizada pelos equipamentos domésticos ou para ser vendida à rede de energia elétrica.

Deste modo, é importante à priori ter conhecimento das caraterísticas do inversor a ser utilizado. Foi utilizado o inversor *SunnyBoy 3.0* do fabricante SMA. Na tabela 4.2 são apresentadas as principais características deste inversor [16]

De acordo com as caraterísticas do inversor apresentadas na tabela 4.2, nomeamendamente a potência aparente máxima de 3000W e o fator de potência mínimo ( $fp_{min}$ ) de 0,8, pode-se atualizar o gráfico da figura 3.1 do subcapítulo 3.1 do capítulo 3, referente à dinâmica do controlador nas diferentes zonas de operação.

Caraterísticas do inversor SunnyBoy 3.0		
Entrada (DC)		
Máx. potência do gerador fotovoltaico	$5500W_p$	
Tensão máxima de entrada	<b>600</b> <i>V</i>	
Intervalo de tensão MPPT	110 $V$ a 500 $V$	
Tensão de entrada especificada	<b>365</b> V	
Tensão de entrada mínima	<b>100</b> <i>V</i>	
Corrente máxima de entrada	<b>15</b> <i>A</i>	
Saída (AC)		
Potência especificada (230V,50Hz)	<b>3000</b> <i>W</i>	
Potência aparente máxima	<b>3000</b> <i>W</i>	
Tensão nominal (intervalo)	180V a $280V$	
Intervalo de frequência	<b>50</b> <i>Hz</i> <b>-5</b> <i>Hz</i> <b>a +5</b> <i>Hz</i>	
Frequencia/tensão de rede especificada	<b>50</b> <i>Hz</i> <b>/230</b> <i>V</i>	
Corrente máxima de saída	<b>16</b> <i>A</i>	
Fator de potência à potência especificada	1	
Fator de potência ajustável	0,8 sobreexcitado a 0,8 subexcitado	
Rendimento	97%	





Figura 4.5: Zonas de operação do controlador de acordo com as caraterísticas do inversor.

# 4.2 Estimativa dos parâmetros *R* e *X* da linha de baixa tensão recriada no laboratório

Apesar de se saber à priori os valores do reóstato e das bobinas utilizadas para a recriação de uma linha típica de baixa tensão no laboratório, o valor global da resistência e reatância com certeza são diferentes destes valores.

Na montagem experimental, as bobinas também apresentam uma resistência interna, bem como os autotransformadores utilizados, e os próprios cabos presentes na montagem. De qualquer forma, tentaram-se escolher valores típicos de uma linha de baixa tensão, mesmo dadas as limitações de não haver bobinas com baixo valor de indutância no laboratório, sendo necessário realizar um paralelo de várias bobinas.

Posto isto, a estimativa dos valores da resistência e da reatância da linha foi realizada através da variação do fator de potência do inversor a uma potência de 2400W e da medição da tensão aos seus terminais. Efetou-se a medição dos valores de tensão aos terminais do inversor ( $V_{MG}$ ) para uma potência nula, para uma potência de 2400W com fator de potência unitário (fp = 1), e para a mesma potência de 2400W com um fator de potência fp = 0, 8. Foram realizados dois ensaios estando as medições de tensão para cada um desses ensaios apresentados na tabela 4.3

Medições de tensão aos terminais do inversor			
	Tensão 1º ensaio (V)	Tensão 2º ensaio (V)	
P = 0	229,6	230,3	
P = 2400W fp = 1	241,3	241,9	
$P=2400W\;fp=0,8$	239,5	239,4	

Tabela 4.3: Medição do valor de tensão para diferentes cenários do fator de potência com P = 2400W, e para potência ativa nula.

Com os valores apresentados na tabela 4.3 é possível estimar os valores da resistência R e da reatância X ou indutância L através do seguinte sistema de equações. A tensão medida com P = 0 é a tensão da rede  $V_R$ .

$$\begin{cases} V_{MG}|_{P=2400|fp=1} = \frac{V_R}{2} + \sqrt{\frac{V_R^2}{4} + 2400 \cdot R \cdot (1 - \frac{X}{R} tan(arccos(1)))} \\ V_{MG}|_{P=2400|fp=0,8} = \frac{V_R}{2} + \sqrt{\frac{V_R^2}{4} + 2400 \cdot R \cdot (1 - \frac{X}{R} tan(arccos(0,8)))} \end{cases}$$
(4.1)

É agora necessário resolver o sistema acima representado de modo a se obter os valores de R e de X para cada um dos ensaios.

Para o 1º ensaio obtém-se o seguinte:

$$\begin{cases} 241, 3 = \frac{229, 6}{2} + \sqrt{\frac{229, 6^2}{4} + 2400 \cdot R_a \cdot (1 - \frac{X_a}{R_a} tan(arccos(1)))} \\ 239, 5 = \frac{229, 6}{2} + \sqrt{\frac{229, 6^2}{4} + 2400 \cdot R_a \cdot (1 - \frac{X_a}{R_a} tan(arccos(0, 8)))} \end{cases}$$
(4.2)

$$\iff \begin{cases} R_a = 1,18\Omega\\ X_a = 0,25\Omega \end{cases}$$
(4.3)

Por outro lado, para o 2º ensaio obtém-se o seguinte:

$$\begin{cases} 241, 3 = \frac{229, 6}{2} + \sqrt{\frac{229, 6^2}{4} + 2400 \cdot R_b \cdot (1 - \frac{X_b}{R_b} tan(arccos(1)))} \\ 239, 5 = \frac{229, 6}{2} + \sqrt{\frac{229, 6^2}{4} + 2400 \cdot R_b \cdot (1 - \frac{X_b}{R_b} tan(arccos(0, 8)))} \end{cases}$$
(4.4)

$$\iff \begin{cases} R_b = 1,17\Omega\\ X_b = 0,35\Omega \end{cases}$$
(4.5)

Embora valor da resistência R tenha sido praticamente o mesmo para os dois ensaios, 1,18 $\Omega$  para o primeiro ensaio e 1,17 $\Omega$  para o segundo ensaio, os valores da reatância X foram distintos com um intervalo considerável entre os dois ensaios, 0,25 $\Omega$  para o primeiro ensaio e 0,35 $\Omega$ . Tendo em conta isto, para uma aproximação mais eficaz das caraterísticas da linha recriada no laboratório, optou-se por se adoptar a média dos valores entre os dois ensaios. Estes valores, juntamente com os valores de resitência e reatância de cada um dos ensaios, são apresentandos na tabela 5.1.

	Resistência	Reatância
1º ensaio	<b>1,17</b> Ω	<b>0,25</b> Ω
2º ensaio	1,18 $\Omega$	0,3 $\Omega$
Média	<b>1,175</b> Ω	<b>0,3</b> Ω

Tabela 4.4: Valor médio da resitência e reatância estimados nos ensaios.

Por último, o valor da indutância equivalente à reatância média  $X = 0, 3 \Omega$  é:

$$L = \frac{X}{2\pi f} = \frac{0.3}{2 \times \pi \times 50} = 0,95mH$$
(4.6)

No que concerne aos valores estimados para a resistência R e a reatância X da linha de baixa tensão adaptada no laboratório, estes são indubitavelmente caraterísticos de condutores de uma rede de baiza tensão. A resistência R e é praticamente quatro vezes superior ao valor da reatância X e os valores são perfeitamente admissíveis.

Agora que já são conhecidas as carateristicas do inversor, bem como a estimativa dos parâmetros  $R \in X$ , pode-se finalmente proceder ao cálculo do valor do ganho integral  $K_i$  a usar no controlador. Este ganho será usado tanto no controlador tanto em simulações como em ensaios experimentais. Em primeiro lugar, é necessário calcular o valor do ganho incremental  $K_G$  através da equação 3.13 do subcapítulo 3.2 do capítulo 3. O valor calculado de  $K_G$  resulta em -15,8 usando uma tensão de rede  $V_R = 230V$ .

De modo consequente, o ganho integral ki é calculado da seguinte forma na equação 4.7, considerando a constante de tempo  $t_d$  igual a 1,2 segundos.

$$K_{i} = \frac{1}{4\xi^{2}K_{G}T_{d}} \Leftrightarrow K_{i} = \frac{1}{4\frac{\sqrt{2}}{2} \times (-15,8) \times 1,2} \approx -0,02$$
(4.7)

No entanto, tanto nas simulações como nos ensaios em laboratório, verificou-se que um ganho integral ki = -0,03 garantia uma resposta mais rápida do sistema, sem prejudicar a sua estabilidade. Tendo isto em conta, utilizou-se um ganho integral do controlador igual -0,03 tanto nas simulações como nos testes laboratoriais. Este ganho incremental traduz-se num ganho incremental  $K_G = -9,82$ . Desta forma a função de transferência presente na equação 3.6 fica da seguinte forma:

$$\frac{V_{MG}}{V_{ref}} = \frac{\frac{-0.03 \times -9.82}{1.2}}{s^2 + \frac{1}{1.2}s + \frac{-0.03 \times -9.82}{1.2}} = \frac{0,2455}{s^2 + \frac{1}{1.2}s + 0,2455}$$
(4.8)



Figura 4.6: Root Locus da função de transferência definida em 4.8.

# Capítulo 5

# Apresentação e Análise de Resultados

O objetivo deste capítulo é a apresentação e discussão dos resultados obtidos deste trabalho, tanto no âmbito das simulações realizadas como nos ensaios com a montagem experimental efetuada no laboratório.

O subcapítulo 5.1 dá ênfase aos resultados obtidos relativos ao desempenho do controlador em diferentes zonas de dinâmica do mesmo, com prioridade na zona 1, e na transição da zona 2 para a zona 1. Embora o controlador de tensão opere em qualquer uma da zonas, o estudo da zona 2 e da zona 3 já foi realizado em trabalhos anteriores, [7] e [8], embora não tenha sido de forma automatizada. Para além disso nestes trabalhos não se deu muita importância ao desempenho do controlador para vários patamares de sobretensões acima dos 253V nem com o tempo necessário para se controlar uma sobretensão. No trabalho anterior a este, referente também ao controlo de sobretensões [8], o controlo era efetuado através do software disponível do inversor utilizado, em que se colocavam manualmente os valores de potência ativa e de fator de potência pretendidos a fim de se tentar controlar a tensão aos terminais do inversor. Ou seja, o objetivo principal foi chegar à conclusão de que é possível controlar a tensão do microgerador, consumindo potência reativa da rede elétrica de baixa tensão, e posteriormente recorrendo à diminuição linear da potência ativa.

Por outro lado, no subcapítulo 5.2 serão apresentados resultados, apenas em regime de laboratório, em que se simulou o comportamento do controlador, a uma curva caraterística da potência dos paineis solares ao longo do dia, diretamente proporcional à irradiância solar ao longo do dia. Com isto, pretende-se também variar a tensão da rede, de modo a que a tensão aos terminais do inversor também se altere e verificar a resposta do controlador a possíveis cenários de cheia e vazio da rede elétrica de baixa tensão.

# 5.1 Desempenho do Controlador em diferentes zonas de operação

Em primero lugar, é necessário descrever a metodologia usada para a obtenção dos resultados presentes posteriormente neste subcapítulo.

Para se testar o desempenho do controlador é necessário criar uma sobretensão, ou seja uma tensão eficaz acima dos 253V, de modo a que o controlador terá que controlar a tensão para um valor inferior a este.

No laboratório, provocou-se sobretensões variando a tensão do autotransformador ligado ao inversor, de modo a se ter uma sobretensão. Definiu-se uma tensão anterior ao aumento de tensão próxima ao valor de 253V (entre 249V e 252V) e a seguir provocou-se a sobretensão.

Ao nível das simulações, tentou-se applicar o mesmo patamar de sobretensão obtido para cada ensaio no laboratório de modo a se obter respostas nas mesmas condições para ambos os testes (simulação e experimental) de forma a se poder fazer uma comparação entre ambos os resultados obtidos.

No controlador foi utilizado um valor de referencia de tensão aos terminais do inversor de 252, 2V com uma banda morta de  $\pm 0, 8V$ . Desta forma assegura-se que o valor de tensão ( $V_{MG}$ ) quando o controlo atinge a estabilidade nunca é superior a 253V.

Na tabela seguinte são apresentados todos os parâmetros utilizados no controlador.

Parâmetros utilizados no controlador		
Ganho incremental $K_G$	-9,82	
Ganho integral Ki	-0,03	
Ganho de potência Kp	-0,03	
Tensão de referência $V_{ref}$	$252, 2\;V$	
Banda morta	$\pm 0,8~V$	
Constante de tempo $T_d$	$1,2 \ {\rm segundos}$	

Tabela 5.1: Parâmetros utilizados no controlador.

De referir que nas simulações também foram utilizadas as mesmas caraterísticas do inversor utilizado no laboratório, mais especificamente, o máximo de potência aparente de  $S_{max} = 3000VA$  e um fator de potência mínimo  $fp_{min} = 0, 8$ .

#### Resultados Zona 1 - Simulação

Em primeiro lugar, serão apresentados os resultados da simulação referente à zona 1 do controlador. Na figura 5.1 está representada a tensão aos terminais do microgerador, em função do tempo de simulação decorrido. Por outro lado, no gráfico da figura 5.2 estão representados o fator de potência fpdo microgerador, a potência ativa P, e a potência aparente S ao longo do tempo de simulação.

Quanto aos gráficos representativos das simulações do controlo da tensão aos terminais de um



Figura 5.1: Tensao aos terminais do microgerador na simulação do controlo na zona 1.



Figura 5.2: potência aparente e ativa, e fator de potência do microgerador na simulação do controlo na zona 1.

microgerador na zona 1 (figura 5.1 e 5.2), verifica-se que houve uma sobretensão próxima dos 257V. O controlo foi efetuado reduzindo em simultâneo a potência ativa do microgerador e o seu fator de potência, mantendo constante a potência aparente, que para este caso é máxima ( $S = S_{max} = 3000VA$ ).

A diferença entre o tempo  $T_2$  e  $T_1$  ( $T_{controlo}$ ) representa o tempo necessário para se controlar a tensão, de modo a que se obtivesse um valor eficaz desta mesma tensão inferior a 253V. Este tempo designado por tempo de controlo,  $T_{controlo}$ , foi cerca de nove segundos (9 s), o que é perfeitamente admissível dado que o microgerador pode ser submetido a uma sobretensão contínua superior a 253V até ao máximo de um minuto.

Por outro lado, é importante salientar as condições finais que possibilitaram a estabilidade do sistema de controlo. A tensão final foi cerca de 252,7V. Em relação ao fator de potência, o mesmo foi cerca de 0,833. Como já havia sido dito, a potência aparente manteve-se nos 3000VA enquanto que a potência ativa reduziu até ao valor de 2500W.

#### **Resultados Zona 1 - Experimental**

Em segundo lugar, são apresentados os resultados experimentais, relativamente à mesma zona de controlo (zona 1). Neste caso, aumentou-se a tensão aos terminais do inversor, de modo a se criar uma sobretensão também próxima de 257V como na simulação. O gráfico da tensão aos terminais do inversor no decorrer deste ensaio está representado na figura 5.3





Pela análise do gráfico da tensão aos terminais do inversor da figura 5.3, verifica-se que o tempo necessário para se controlar a tensão ( $T_{controlo} = t_2 - t_1$ ) foi cerca de nove segundos, tal como havia sido na simulação para esta mesma zona 1, dado que também a sobretensão neste caso foi próxima

dos 257V.

Na figura 5.4 estão representados os valores necessários para o controlo da tensão ao longo do ensaio (potência ativa e fator de potência), e também a potência aparente. No caso dos ensaios experimentais existem estes valores representados na figura 5.4, que são os valores à saída do controlador a ser impostos no inversor, mas por outro lado, existem os valores que realmente o inversor grava no seu *software*, representados na figura 5.5.Estes valores foram obtidos através da leitura das referências associadas aos mesmos através da interface *ModBus* do inversor. Verificou-se que por vezes estes valores, ou seja, os valores gravados pelo inversor para o controlo e os valores de referência para o controlo da tensão, têm uma pequena descrepância, mas insignificante para a validação dos resultados obtidos.



Figura 5.4: Valores de referência para o controlo da tensão aos terminais do inversor na zona 1 - potência ativa e aparente, e fator de potência.

Relativamente à figura anterior (figura 5.4) verifica-se que os valores de estabilidade para o controlo da tensão aos terminais do inversor foram iguais aos obtidos na simulação, à exceção de uma pequena variação no fator de potência, 0,835 relativamente a um fator de potência de 0,833 na simulação. Isto justifica-se pelo facto de a tensão em condições de estabilidade no caso experimental ter sido um pouco inferior aos caso da simulação, 251,8V relativamente a 252,7V.

Como se pode observar pela figura 5.5, os valorres representados no gráfico desta figura diferem um pouco dos valores do gráfico da figura 5.4. Mas, para além disso também se verifica um atraso da escrita no inversor dos valores de controlo para a potência ativa P e fator de potência fp, provocando uma ligeira variação na potência aparente S. Isto acontece em qualquer teste para qualquer zona, e o gráfico da figura 5.5 serviu apenas como um exemplo desta situação.



Figura 5.5: Valores gravados no inversor para o controlo da tensão aos terminais o inversor na zona 1 - potência ativa e aparente, e fator de potência.

#### Resultados da Transição Zona 2 para a Zona1 - Simulação

Na figura 5.6 é apresentada a tensão ao longo do tempo decorrido da simulação, para o controlo numa primeira fase na zona 2, e depois com a transição para a zona 1 da dinâmica do controlador. Para tal foi necessário aplicar-se duas situações de sobretensão.

Por outro lado na figura 5.7 são apresentados os resultados da potência ativa, potência aparente e fator de potência envolvidos no processo de controlo. Entre o período de tempo  $t_1$  e  $t_2$  ocorreu o controlo da primeira sobretensão provocada. Neste período o controlador atuou na zona 2, em que apenas foi necessário reduzir o fator de potência, mantendo a potência ativa constante e igual a 2600W. Nesta fase, foram necessários cerca de onze segundos (11 s) para se controlar a tensão a um valor inferior a 253. Pode-se observar nos gráficos das figuras 5.7 e 5.6 os valores de estabilidade no controlo da zona 1 para a primeira sobretensão ocorrida ( $P_1$ ,  $S_1$ ,  $fp_1$  e  $V_1$ ).

A transição da zona 2 para a zona 1 de controlo ocorreu no instante  $t_3$  aquando da segunda sobretensão. O processo de controlo na zona 1 ocorreu entre os instantes  $t_3$  e  $t_4$ , demorando apenas cerca de cinco segundos. Com a transição para a zona 1 de controlo, a potência aparente aumentou para o valor máximo ( $S_{max} = 3000VA$ ), enquanto a potência ativa reduziu para cerca de 2530W, e o fator de potência após a estabilidade do controlador em fixou-se no valor de 0,838.


Figura 5.6: Tensao aos terminais do microgerador na simulação do controlo da transição da zona 2 para a zona 1.



Figura 5.7: Potência aparente e ativa, e fator de potência do microgerador na simulação do controlo na transição da zona 2 para a zona 1.

#### Resultados da Transição Zona 2 para a Zona 1 - Experimental

Em relação aos resultados experimentais para a transição da zona 2 para a zona 1 do controlador, foram obtidos resultados semelhantes aos obtidos na simulação. Os gráficos referentes à tensão aos terminais do inversor, e em relação à potência ativa, potência aparente, e fator de potência, são apresentados nas figuras 5.8 e 5.9, respetivamente.

O controlador atuou maioritamente na zona 2, no intervalo entre  $t_1 e t_2$ , sendo este intervalo de tempo de aproximadamente treze segundos (13 s). Porém, nas retas tracejadas a vermelho ( $t_3$ ) e ( $t_4$ ) foi necessário novamente o controlo da tensão, ainda na zona 2, resultando em duas ligeiras diminuições do fator de potência, e consequentemente um aumento da potência aparente, dado que a potência ativa neste intervalo de tempo mantia-se constante, ou seja, o controlo de tensão foi efetuado apenas recorredendo à diminuição do fator de potência (consumo de potência reativa da rede). Os valores finais após o controlo na zona 2 (imediatamente antes de  $t_5$ , antes da transição para a zona 1 do da dinamica do controlador) foram uma potência ativa de 2600W, uma potência reativa de 2930VA, um fator de potência de 0,886, e por último uma tensão aos interminais do inversor de aproximadamente 253V ( $P_1$ ,  $S_1$ ,  $fp_1$  e  $V_1$  respetivamente apresentados nos gráficos das figuras 5.9 e 5.8)

Por outro lado, a partir de  $t_5$ , com uma nova sobretensão aplicada, houve a transição da zona 2 para a zona 1 do controlador, em que há redução em simultâneo da potência ativa e do fator de potência, garantindo a potência aparente máxima de 3000VA. O controlo desta sobretensão durou apenas cerca de seis segundos (6 s). Após o sistema alcançar a estabilidade, a potência ativa era de 2440W,potência aparente de 3000VA,fator de potência de 0, 813 e tensão aos terminais do inversor de aproximadamente  $251, 8V (P_2, S_2, fp_2 e V_2)$  respetivamente apresentados nos gráficos das figuras 5.9 e 5.8)

Considerando tanto os resultados obtidos na simulação, como também experimentalmente, concluise que o controlador teve um bom desempenho no processo de transição da zona 2 para a zona 1, dado que esta mesma transição ocorreu de forma contínua (nos gráficos obtidos não se verifica nenhuma descontinuidade) cumprindo com o propósito de controlar a tensão a um valor igual ou inferior a 253, em tempos de controlo relativamente baixos, considerando as limitações na aquisição de dados do inversor (tensão e potência ativa) e na escrita das referência para o controlo (fator de potência e potência ativa) no inversor.



Figura 5.8: Tensão aos terminais do inversor para o ensaio experimental da transição da zona 2 para a zona 1 do controlador.



Figura 5.9: Valores de referência para o controlo da tensão aos terminais do inversor na transição da zona 2 para a zona 1 - potência ativa e aparente, e fator de potência.

### 5.2 Resposta do Controlador a cenários de cheia e vazio da rede elétrica de baixa tensão

Como já havia sido introduzido no ínicio deste capítuo, nesta secção serão mostrados e analisados os resultados referentes a possíveis cenários de vazio e de cheia da rede elétrica de baixa tensão.

Para tal, foi necessário aplicar uma curva caraterística de potência disponível nos paineis fotovoltaicos  $P_{PV}$ , ao longo de um dia, considerando-se o ínicio da produção de energia elétrica dos paineis solares a partir das oito horas (8*h*) e o fim da produção às vinte horas (20*h*), típico por exemplo de um dia em junho. Para tal, considerou-se também que cada dois minutos deste ensaio equivaliam a uma hora na situação real. Com isto, conseguiu-se ter os resultados pretendidos em vinte e quatro minutos para cada ensaio, correspondentes às doze horas, entre as oito horas e as vinte horas. De salientar, que os resultados apresentados nesta secção são referentes a ensaios realizados com a montagem laboratorial.

Na figura 5.10 está representada a curva da potência nos paineis fotovoltaicos ao longo do dia (das 8*h* às 20*h*).



Figura 5.10: Potência disponível nos paineis solares  $P_{PV}$  ao longo do dia.

Escolheu-se então o perfil representado na figura 5.10. Este perfil de potência disponível nos paineis poderia ser mais adequado a uma situação real, considerando por exemplo a perda de rendimento com o aumento da temperatura nos paineis solares, mas o objetivo deste ensaio é apenas obter resultados da recriação do funcionamento do controlador de tensão durante um dia, com possíveis cenários de cheia e vazio.

A potência máxima nos paineis solares neste caso é de 4000W às 14 horas. Isto representa um caso de sobredimencionamento dos paineis fotovoltaicos, dado que a potência máxima do inversor utilizado é de apenas 3000W.

Para se simular um cenário de vazio, considerou-se neste ensaio que a partir das dez horas a rede elétrica de baixa tensão entra num estado de vazio, na fase elétrica em que o microgerador está conectado, o que provoca o aumento da tensão no posto de transformação, e consequentemente em toda a linha elétrica desta mesma fase. Para tal, no laboratório, com o controlador a funcionar desde o ínicio do teste, correspondente às oito horas do cenário criado, aumentou-se a tensão no autotranformador conectado ao inversor, quando o tempo de ensaio alcançou os quatro minutos (correspondente às dez horas).

Por outro lado, para se simular uma situação de cheia, considerou-se que às dezassete horas a rede elétrica entra num estado de cheia, fazendo dimnuir a tensão aos terminais do inversor. Isto realizouse no ensaio aos dezoito minutos, correspondente às dezassete horas do cenário criado, diminuindo a tensão no autotransformador conectado ao inversor. Os resultados deste ensaio, nomeadamente a tensão aos termiais do inversor, potência ativa e aparente e fator de potência estão representados nas figuras 5.11 e 5.12.

Na figura 5.11, a reta horizontal a vermelho delimita patamar dos 253V, valor de referência para a ocorrência de uma sobretensão. No ensaio, observando a figura 5.11 e 5.12 em simultâneo, o perído de vazio aconteceu em  $t_1$ , mas antes disso o controlador já estava a atuar, apenas recorrendo ao consumo de potência reativa da rede (diminuição do fator de potência) devido ao facto de a tensão ter excedido os 253V. Até ao instante  $t_1$  a potência ativa aos teminais aumentou, dando seguimento à potência disponível nos painéis solares (curva da figura 5.10. Mas com a sobretensão causada pelo vazio na rede em  $t_1$ , foi necessário também a redução da potência ativa, depois de o fator de potência já estar no valor mínimo de 0, 8. Ou seja, nesta situação, o controlador transitou da zona 2, onde só há redução do fator de potência, para a zona 1 de operação onde se reduz apenas a potência ativa.

Por outro lado, em  $t_4$  ocorre uma dimuição da tensão da rede, devido à entrada num período de cheia da rede elétrica de baixa tensão. Isto possibilitou um aumento substancial da potência ativa injetada na rede pelo inversor, a potência ativa devido ao período de cheia aumentou de 500W para um valor acima dos 2500W. Porém, com o decorrer do tempo, a potência ativa disponíevel nos paineis fotovoltaicos diminui (curva da figura 5.10), fazendo assim também diminuir a potência ativa no inversor.



Figura 5.11: Tensão aos terminais do inversor ao longo o dia.



Figura 5.12: Potência ativa e aparente, e fator de potência no inversor ao longo do dia.

Este ensaio laboratorial ocorreu quando uma aula de laboratório também estava a decorrer. Entre  $t_2$  e  $t_3$  no gráfico da figura 5.12 observa-se a variação da potência ativa e consequentemente da potência

aparente. Isto aconteceu devido ao facto de na aula laboratorial ter havido processos de ligar de desligar máquinas elétricas. Quando se ligaram várias máquinas elétricas, houve um aumento do consumo de potência ativa, isto possibilitou uma dimuição da tensão aos terminais do inversor e consequentemente um aumento da potência ativa injetada na rede. Por outro lado, quando se desligaram as máquinas, isto causou um aumento da tensão aos terminais do inversor acima dos 253V resultando na necessidade da dimuição da potência ativa injetada na rede elétrica. O processo de controlo nesta fase foi efetuado na zona 3 de operação, apenas com a variação da potência ativa injetada na rede elétrica termina ativa injetada na rede elétrica.

### Capítulo 6

# Conclusões

Nesta dissertação um dos principais objetivos foi controlar uma sobretensão aos terminais de um microgerador garantindo que a sobretensão não excedia 1 minuto, maximizando a potência ativa injetada na rede pelo microgerador. O controlo foi efetuado tanto por consumo de potência reativa ou pela diminuição da potência ativa injetada na rede de baixa tensão conforme necessário.

Para além do que já foi referido, foi necessário garantir um bom dimensionamento do controlador de tensão de maneira a que o processo de controlo fosse eficaz, estável e de forma a garantir o controlo de uma sobretensão num curto espaço de tempo.

No que concerne os dois parágrafos anteriores, os resultados obtidos (simulações e experimentais) demonstrados no capítulo anterior (5), foram bastante satisfatórios. Para qualquer uma das zonas de atuação do controlador, e também nas transições entre estas mesmas diferentes zonas (zonas 1, 2 e 3) foi possível controlar uma dada sobretensão, com a tensão a estabilizar num nível inferior aos 253V de referência. Nos testes realizados, em alguns deles com uma sobretensão considerável de aproximadamente 257V, a tensão atingiu a estabilidade em menos de 12 segundos, valor bastante inferior a 1 minuto (tempo até o inversor se desconectar se a tensão for superior a 253V).

Por outro lado, um objetivo crucial foi a automatização do processo de controlo da tensão aos terminais de um microgerador. Desta forma, o controlador funciona de forma autónoma sem necessidade da intervenção do utilizador ou proprietário do sistema de microgeração. Isto foi conseguido através da interface *ModBus* existente no inversor utilizado e através do desenvolvimento do programa de controlo recorrendo ao MATLAB<sup>®</sup>.

Por último, o contolador de tensão foi testado em cenários de cheia e vazio da rede de baixa tensão. Isto foi importante devido ao facto de avaliar o desempeho do controlador numa situação que usualmente acontece na realidade.

Num futuro próximo, possivelmente o processo de controlo da tensão aos terminais do inversor será implementado no próprio inversor. Porém, atualmente os inversores disponíveis no mercado não incluem um controlador de tensão. Considerando que estes equipamentos têm um tempo de vida con-

siderável (cerca de 10 a 15 anos), o controlador desenvolvido neste trabalho poderá ser uma solução para implementar nestes equipamentos. Com o controlo da tensão no inversor, garante-se uma melhor rentabilidade do sistema de microgeração tanto a nível energético como económico, dado que o controlador garante que o inversor não desconecte da rede de baixa tensão, mesmo que seja necessário reduzir a sua potência ativa até certo nível.

#### **Desenvolvimentos Futuros**

Neste trabalho efetuou-se o controlo da tensão aos terminais de apenas um microgerador ligado à rede elétrica. Porém, também será importante realizar este mesmo controlo para mais do que um microgerador conectado à rede em simultâneo, visando a maximização da soma da potência ativa injetada pelos dois microgeradores. Isto fará sentido para um proprietário que tenha mais do um microgerador, e a diferentes distâncias do posto de transformação.

Para vários microgeradores ligados em simultâneo a uma mesma fase da rede elétrica de baixa tensão, mas com diferentes proprietários, poderá haver controlo em simultâneo da tensão nos pontos de ligação deste micrgeradores. Mas neste caso, como é do interesse de cada proprietário o máximo de potência ativa injetada na rede, os microgeradores mais próximos do posto de transformação têm vantagem em relação aos microgerados mais distantes.

Porém, se os microgerados não estiverem a operar no limite da potência aparente máxima, é possível a coordenação do controlo entre os diferentes microgeradores, através de apenas o consumo de potência reativa da rede, sem prejudicar os proprietários com a diminuição da potência ativa injetada pelos microgeradores.

Neste momento, pelo menos em Portugal, ainda não existe legislação referente a uma justa injeção de potência ativa pelos microgeradores dos vários proprietários. Porém, é necessário haver o estudo do controlo da tensão com diferentes microgeradores (com diferentes potências nominais e diferentes distâncias ao posto de transformação).

# Bibliografia

- Decreto-Lei nº 153/2014 de 20 de Outubro, Diário da República, 1ª série Nº202, Ministério do Ambiente, Ordenamento do Território e Energia., .
- [2] Norma portuguesa en 50160, características da tensão fornecida pelas redes de distribuição pública de energia eléctrica, homologação em diário da república, termo de homologação nº 2010/0368, 15 de dezembro 2010.
- [3] A. P. de Energias Renováveis. Estatísticas rápidas nº 159, 2018. URL https://www.apren. pt/contents/publicationsothers/estatisticas-rapidas--renovaveis-janeiro-2018-dgeg. pdf.
- [4] REN. Dados técnicos, 2016. URL https://www.centrodeinformacao.ren.pt/PT/ InformacaoTecnica/DadosTecnicos/REN%20Dados%20T%C3%A9cnicos%202016.pdf.
- [5] Decreto-Lei n.º 162/2019 de 25 de Outubro, Diário da República, Série I de 2019-10-25, Ambiente e Transição Energética., .
- [6] ENAT. unidade de produção para autoconsumo (upac). URL https://www.enat.pt/autoconsumo.
- [7] A. S. Alcobia. Regulação de tensão nas redes de baixa tensão auxiliada por microprodutores. Master's thesis, Instituto Superior Técnico, 2015.
- [8] F. Tente. Avaliação e controlo de um sistema de microgeração na ligação à rede elétrica. Master's thesis, Instituto Superior Técnico, 2017.
- [9] J. R. T. S. Johannes Schiffer, Thomas Seel. Voltage Stability and Reactive Power Sharing in Inverter-Based Microgrids With Consensus-Based Distributed Voltage Control. IEEE TRANSACTI-ONS ON CONTROL SYSTEMS TECHNOLOGY, 24(1), 2016.
- [10] G. C. S. Z. Saverio Bolognani, Ruggero Carli. Distributed Reactive Power Feedback Control for Voltage Regulation and Loss Minimization. *IEEE TRANSACTIONS ON AUTOMATIC CONTROL*, 60(4), 2015.
- [11] Catálogo de Transformadores de Distribuição Herméticos. Merlin Gerin, 2004.
- [12] EDA. Redes aéreas de baixa tensão. URL https://www.eda.pt/Profissionais/Documentos% 20STN/3.RedesAereasBT.pdf.

- [13] J. F. Silva and S. F. Pinto. Linear and non-linear control of switching power converters. In *Power Electronics Handbook 4*, pages 1141–1220, 2018.
- [14] Technical Information Modbus<sup>®</sup> Interface for SUNNY BOY/SUNNY TRIPOWER. SMA, 2016. Version. 1.5.
- [15] upenergy. Solar fotovoltaico. URL https://upenergy.pt/solar-fotovoltaico.
- [16] Dados Técnicos SUNNY BOY 3.0 / 3.6 / 4.0 / 5.0 / 6.0. SMA. URL https://files.sma.de/ downloads/SB30-60-DS-pt-40.pdf.