

FACULDADE DE ENGENHARIA DA UNIVERSIDADE DO PORTO



Impacto nas Redes de MT da Ligação de Fontes de Energia Renovável

João Miguel Oliveira Carvalho

Mestrado Integrado em Engenharia Eletrotécnica e de Computadores

Orientador: Professor Doutor Fernando Pires Maciel Barbosa

24 de Julho de 2014

A Dissertação intitulada

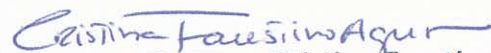
“Impacto nas Redes de MT da Ligação de Fontes de Energia Renovável”

foi aprovada em provas realizadas em 16-07-2014

o júri



Presidente **Professor Doutor António Carlos Sepúlveda Machado e Moura**
Professor Catedrático do Departamento de Engenharia Eletrotécnica e de
Computadores da Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto

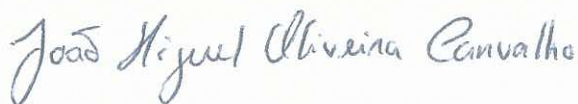


Professora Doutora Cristina Faustino Agreira
Professor Adjunto do Departamento de Engenharia Electrotécnica do Instituto
Superior de Engenharia de Coimbra



Professor Doutor Fernando Pires Maciel Barbosa
Professor Catedrático do Departamento de Engenharia Eletrotécnica e de
Computadores da Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto

O autor declara que a presente dissertação (ou relatório de projeto) é da sua exclusiva autoria e foi escrita sem qualquer apoio externo não explicitamente autorizado. Os resultados, ideias, parágrafos, ou outros extratos tomados de ou inspirados em trabalhos de outros autores, e demais referências bibliográficas usadas, são corretamente citados.



Autor - João Miguel Oliveira Carvalho

Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto

Resumo

Nas últimas décadas, o crescimento da ligação de fontes de Produção Distribuída (PD), sobretudo de origem renovável, às redes de distribuição sofreu um aumento significativo.

As redes de distribuição não foram, originalmente, desenvolvidas para receber injeções de potência. O seu funcionamento convencional correspondia, apenas, à alimentação de cargas através de um fluxo de energia unidirecional, desde as subestações até aos diferentes consumidores. A ligação de fontes de PD, implica, no entanto, a injeção de potência em diversos pontos da rede de distribuição que, para além de alterar a quantidade de energia que circula na rede pode, em determinadas circunstâncias, alterar, também, a direção do fluxo na mesma. A presença, em larga escala, de fontes de PD na rede de distribuição tem, portanto, impactos significativos no seu funcionamento. A qualidade e a fiabilidade do fornecimento de energia elétrica existentes nos dias de hoje são fatores que podem ser positiva ou negativamente influenciados pelo crescimento da ligação de instalações de PD às redes de distribuição.

Nesta dissertação apresentam-se e analisam-se os impactos da ligação de fontes de PD, de origem renovável, às redes de Média Tensão (MT). São estudadas alterações ao nível dos perfis de tensão, das correntes de defeito e de regime permanente, da qualidade da energia, das perdas e dos congestionamentos, dos esquemas de proteção, da estabilidade e da operação da rede.

Para verificar alguns dos impactos, foram realizados estudos de trânsito de potências, através do *software* PSSE University 33, numa rede de MT de 15 kV. Simulou-se o funcionamento da rede sem a presença de instalações de PD e, posteriormente, com a ligação, em pontos distintos, de dois parques eólicos e de dois parques fotovoltaicos para diferentes cenários de operação. Mostraram-se e analisaram-se alterações ao nível dos perfis de tensão, perdas ativas na rede e congestionamentos nos ramos provocadas pela integração das referidas fontes de PD de origem renovável.

Palavras-chave: Energia Renovável, Gestão Ativa, Micro-Redes, Produção Distribuída, Redes de Distribuição.

Abstract

Over the last decades, the connection of Distributed Generation (DG) sources, mainly from renewable ones, to the distribution networks has increased significantly.

Distribution networks were not originally designed to receive power injections. Its conventional operation corresponded only to load feeding through a unidirectional energy flow from substations to the different consumers. However, DG sources connection implies power injections at several points of distribution network that not only change the amount of energy flowing in the network but may also change the direction of energy flow under certain circumstances. The DG large scale presence in the distribution network has therefore significant impacts on its operation. Nowadays quality and reliability of electric energy supply are factors that may be positively or negatively influenced by the growth connection of DG sources to the distribution networks.

In this dissertation is presented and analyzed the impact of DG sources connection, from renewable ones, to the Medium Voltage (MV) networks. Changes at voltage profiles, fault and steady state currents, power quality, losses and congestions, protection schemes, network stability and operation are studied.

In order to verify some of the impacts, power flow studies were performed in a 15 kV MV network through the PSS/E University 33 software. The network operation was simulated without DG sources presence and, later with the connection of two wind farms and two photovoltaic power stations at different points. Changes at voltage profiles, active network losses and branches congestions caused by the renewable DG sources connection were analyzed.

Keywords: *Active Management, Distributed Generation, Distribution Networks, MicroGrids, Renewable Energy.*

Agradecimentos

Ao meu orientador, Professor Doutor Fernando Pires Maciel Barbosa, agradeço a prontidão e a disponibilidade sempre demonstradas durante este período de colaboração. Os seus contributos foram decisivos para a realização deste trabalho.

Aos meus pais, pelos incentivos ao longo de todo o percurso e pela oportunidade e força que sempre me deram.

Aos meus amigos, em especial ao Gil e ao Jorge, pelo companheirismo e partilha ao longo desta etapa.

À minha namorada, Ana, pelo encorajamento, compreensão e apoio que sempre me transmitiu em todos os momentos.

João Carvalho

*“Success comes from knowing that you did your best
to become the best that you are capable of becoming.”*

John Wooden

Conteúdo

1	Introdução	1
1.1	Motivação	1
1.2	Objetivos da Dissertação	2
1.3	Estrutura da Dissertação	2
2	A Integração da Produção Distribuída no Sistema Elétrico	3
2.1	Introdução	3
2.2	O Conceito de Produção Distribuída	5
2.3	Razões para o crescimento da Produção Distribuída	7
2.4	Redes de Distribuição Ativas	10
2.5	O Conceito de Micro-Rede	12
2.6	O Conceito de Smart Grid	14
2.7	Conclusões	15
3	Impacto da Produção Distribuída nas Redes de Distribuição de MT	17
3.1	Introdução	17
3.2	Alteração dos Perfis de Tensão	18
3.3	Alteração das Correntes de Defeito e de Regime Permanente	21
3.4	Qualidade da Energia	22
3.4.1	Variações de Tensão	23
3.4.2	Efeito de <i>Flicker</i>	24
3.4.3	Emissões de Harmónicos e Inter-Harmónicos	25
3.4.4	Perturbações no Sistema de Sinalização	26
3.5	Perdas e Congestionamentos	26
3.6	Esquemas de Proteção	27
3.7	Estabilidade	29
3.8	Operação da Rede	32
3.9	Conclusões	32
4	Análise do Impacto da Produção Distribuída numa Rede de Teste de MT	35
4.1	Introdução	35
4.2	Caso de estudo	35
4.3	Análise de Resultados	36
4.3.1	Perfis de Tensão	36
4.3.2	Congestionamentos	49
4.3.3	Perdas	53
4.4	Conclusões	57

5	Conclusões e Trabalho Futuro	59
5.1	Conclusões	59
5.2	Trabalho Futuro	60
A	Dados da Rede de Teste	63
B	Perfis de Carga e de Produção	65
	Referências	69

Lista de Figuras

2.1	Organização de um Sistema Elétrico de Energia Convencional	4
2.2	Integração da Produção Distribuída no Sistema Elétrico de Energia	7
2.3	Arquitetura Geral do Conceito de Micro-Rede.	13
3.1	Variação da tensão ao longo de um feeder radial da rede de distribuição.	19
3.2	Impacto de uma instalação de PD na corrente de curto-circuito	21
3.3	Curva tensão-tempo da capacidade exigida às instalações de produção eólica para suportarem cavas de tensão	31
3.4	Curva de fornecimento de reativa pelas instalações de produção eólica durante cavas de tensão	31
4.1	Rede de teste utilizada.	36
4.2	Tensões no barramento 8 para o período de Inverno.	37
4.3	Tensões no barramento 9 para o período de Inverno.	37
4.4	Tensões no barramento 8 para o período de Verão.	38
4.5	Tensões no barramento 9 para o período de Verão.	38
4.6	Tensões no barramento 8 para os períodos de Inverno e de Verão.	39
4.7	Tensões no barramento 9 para os períodos de Inverno e de Verão.	39
4.8	Tensões no barramento 7 para o período de Inverno.	40
4.9	Tensões no barramento 7 para o período de Verão.	40
4.10	Tensões no barramento 4 para o período de Verão num dia de vento fraco.	41
4.11	Tensões no barramento 6 para o período de Verão num dia de vento fraco.	41
4.12	Tensões no barramento 3 para o período de Verão num dia de vento fraco.	42
4.13	Tensões no barramento 2 para o período de Verão num dia de vento fraco.	43
4.14	Tensões no barramento 4 para o período de Inverno num dia de vento elevado.	43
4.15	Tensões no barramento 6 para o período de Inverno num dia de vento elevado.	44
4.16	Tensões no barramento 3 para o período de Inverno num dia de vento elevado.	44
4.17	Tensões no barramento 2 para o período de Inverno num dia de vento elevado.	45
4.18	Tensões no barramento 3 para o período de Verão num dia de vento fraco, PD Total.	45
4.19	Tensões no barramento 6 para o período de Verão num dia de vento fraco, PD Total.	46
4.20	Tensões no barramento 2 para o período de Verão num dia de vento fraco, PD Total.	47
4.21	Tensões no barramento 7 para o período de Verão num dia de vento fraco, PD Total.	47
4.22	Tensões no barramento 3 para o período de Inverno num dia de vento elevado, PD Total.	48
4.23	Tensões no barramento 2 para o período de Inverno num dia de vento elevado, PD Total.	49
4.24	Tensões no barramento 7 para o período de Inverno num dia de vento elevado, PD Total.	49

4.25	Perdas ativas na rede de MT para o período de Verão.	53
4.26	Perdas ativas na rede de MT para o período de Verão num dia de vento fraco. . .	54
4.27	Perdas ativas na rede de MT para o período de Verão num dia de vento fraco, PD Total.	55
4.28	Perdas ativas na rede de MT para o período de Inverno.	55
4.29	Perdas ativas na rede de MT para o período de Inverno num dia de vento elevado.	56
4.30	Perdas ativas na rede de MT para o período de Inverno num dia de vento elevado, PD Total	57
A.1	Rede de teste utilizada.	63
B.1	Perfil de carga para o período de Inverno.	65
B.2	Perfil de carga para o período de Verão.	65
B.3	Perfil de produção fotovoltaica para o período de Inverno.	66
B.4	Perfil de produção fotovoltaica para o período de Verão.	66
B.5	Perfil de produção eólica para um dia de vento elevado.	67
B.6	Perfil de produção eólica para um dia de vento fraco.	67

Lista de Tabelas

3.1	Desvios máximos de tensão admissíveis para a ligação de geradores síncronos à rede	23
3.2	Variações de potência admissíveis impostas pela ligação de instalações à rede de MT	24
3.3	Valores definidos pela EN 50 160 para a distorção harmónica da onda de tensão	25
4.1	Congestionamentos (%) nas linhas para as diferentes simulações, num dia de vento fraco no Verão	50
4.2	Congestionamentos (%) nas linhas para as diferentes simulações, num dia de vento elevado no Inverno	52
A.1	Parâmetros das linhas	64
A.2	Parâmetros dos transformadores	64
A.3	Parâmetros das cargas	64
A.4	Parâmetros dos geradores	64

Abreviaturas e Símbolos

BT	Baixa Tensão
CHP	<i>Combined Heat and Power</i>
DMS	<i>Distribution Management System</i>
LC	<i>Load Controller</i>
MAT	Muito Alta Tensão
MC	<i>Microsource Controller</i>
MGCC	<i>MicroGrid Central Controller</i>
MT	Média Tensão
OLTC	<i>On Load Tap Changer</i>
ORD	Operador da Rede de Distribuição
ORT	Operador da Rede de Transporte
PD	Produção Distribuída
SCADA	<i>Supervisory Control and Data Acquisition</i>
SEE	Sistema Elétrico de Energia
THD	Total Harmonic Distortion
TIC	Tecnologias de Informação e Comunicação

Capítulo 1

Introdução

1.1 Motivação

A ligação de fontes de produção de energia elétrica, principalmente de origem renovável, às redes de distribuição tem, ao longo das últimas décadas, apresentado um crescimento significativo. Questões ambientais associadas à utilização de combustíveis fósseis, o elevado grau de dependência por estes criado na generalidade dos países e a consolidação de tecnologias de produção emergentes conduziu a um conjunto de novas políticas energéticas que abriram lugar à integração de fontes de Produção Distribuída (PD). Inicialmente apenas ao nível da Alta Tensão (AT) e da Média Tensão (MT) com a ligação de parques eólicos e, na atualidade, ao nível, também, da Baixa tensão (BT) com a ligação de unidades de menor potência como, por exemplo, os painéis fotovoltaicos instalados nas habitações, a integração de fontes de PD nas redes de distribuição originou mudanças significativas no Sistema Elétrico de Energia (SEE).

No SEE convencional, a energia era exclusivamente produzida de forma centralizada por grandes grupos geradores, tipicamente centrais térmicas e hídricas, e injetada na rede de transporte. Através da interligação das redes de transporte às redes de distribuição, onde, até então, apenas se ligavam cargas, a energia fluía, de forma unidirecional, até aos diferentes consumidores. As características desta estrutura permitiam abordar o planeamento e a operação do sistema de forma mais simples quando comparada com as necessidades impostas pela integração de fontes de PD ao nível das redes de distribuição.

Com a ligação de fontes de PD, as redes de distribuição deixaram de ser, apenas, estruturas passivas para a alimentação de cargas. A injeção de potência em diversos pontos, por parte das fontes de PD, tornou estas redes em estruturas ativas nas quais podem ocorrer fluxos de energia bidirecionais, para os quais não foram originalmente projetadas. O planeamento e a operação das redes de distribuição tornaram-se, assim, em atividades mais complexas exigindo o desenvolvimento de novos mecanismos de gestão e controlo de forma a garantir que o correto funcionamento das mesmas não é afetado pelo crescimento da integração deste tipo de produção.

1.2 Objetivos da Dissertação

Os principais objetivos desta dissertação foram definidos como:

- Estudo do impacto da ligação de fontes de Produção Distribuída (PD) às redes de distribuição, em particular da ligação de fontes de energia renovável às redes de Média Tensão (MT);
- Estudo do estado de desenvolvimento de sistemas de gestão e controlo que permitam uma integração eficaz de fontes de PD nas redes de distribuição;
- Análise do funcionamento de uma rede de teste de MT, através da realização de estudos de trânsito de potências em cenários de ausência e de presença de diferentes instalações de PD (eólica e fotovoltaica), de forma a comparar as alterações ao nível dos perfis de tensão nos barramentos, das perdas ativas na rede e dos congestionamento nos ramos;
- Análise crítica dos resultados obtidos.

1.3 Estrutura da Dissertação

A presente dissertação encontra-se organizada em cinco capítulos e dois anexos.

Neste capítulo apresenta-se a motivação para a abordagem ao tema, os principais objetivos a alcançar bem como a estrutura da dissertação.

No Capítulo 2 é abordada a evolução do SEE com a integração da PD. São apresentadas as razões para o crescimento da PD, as alterações provocadas no SEE e os conceitos de gestão e controlo que se encontram a ser desenvolvidos para uma integração eficaz deste tipo de fontes nas redes de distribuição.

No Capítulo 3 é realizada uma análise bibliográfica detalhada relativamente aos impactos técnicos associados à ligação de fontes de PD às redes de distribuição de MT.

No Capítulo 4 é apresentada a análise aos principais resultados obtidos no estudo da rede de teste.

No Capítulo 5 são apresentadas as principais conclusões da dissertação e as sugestões de trabalho futuro proporcionado pelo tema.

No Anexo A encontram-se os dados relativos à rede de teste de MT utilizada.

No Anexo B encontram-se os diagramas típicos de carga e de geração utilizados para modelizar as diferentes simulações.

Capítulo 2

A Integração da Produção Distribuída no Sistema Elétrico

2.1 Introdução

A sociedade moderna é cada vez mais dependente da energia elétrica. Associadas à produção convencional existem um conjunto de desvantagens técnicas e económicas que motivam a introdução de novos tipos de produção de energia elétrica, sendo a necessidade de redução das emissões de CO_2 , uma das motivações principais. Estas desvantagens impulsionaram a proliferação do conceito de ligação de unidades de produção de energia elétrica às redes de distribuição de BT e de MT onde, até então, apenas se ligavam cargas de consumidores. A integração destas unidades, geralmente designadas por unidades de Produção Distribuída (PD), origina novos desafios técnicos e económicos não só ao nível das redes de distribuição como também ao nível das redes de transporte.

Nas últimas décadas, o desenvolvimento dos sistemas elétricos assentou numa estrutura hierárquica, tal como apresentado na Figura 2.1.

Nesta configuração convencional, a energia elétrica é produzida de forma centralizada por grandes grupos geradores (centrais térmicas e hídricas) que se encontram interligados a uma rede de transporte responsável por fazer chegar a energia às subestações com capacidade de transformação de MAT para AT. Estas subestações permitem a interligação com a rede de distribuição de AT que fará chegar a energia aos centros de consumo onde se encontram subestações com capacidade de transformação de AT para MT. Através da rede de distribuição de MT, a energia elétrica chega às zonas urbanas e rurais onde se encontram postos de transformação responsáveis pela conversão da MT em BT. Em BT, a energia elétrica é finalmente distribuída para o consumidor final.

O sistema elétrico convencional define-se, portanto, como uma estrutura hierarquizada onde o trânsito de energia flui, de forma unidirecional, do nível da geração para o nível da distribuição através de um rede de transmissão interligada tornando, desta forma, mais simples as abordagens de planeamento e operação do sistema [1].

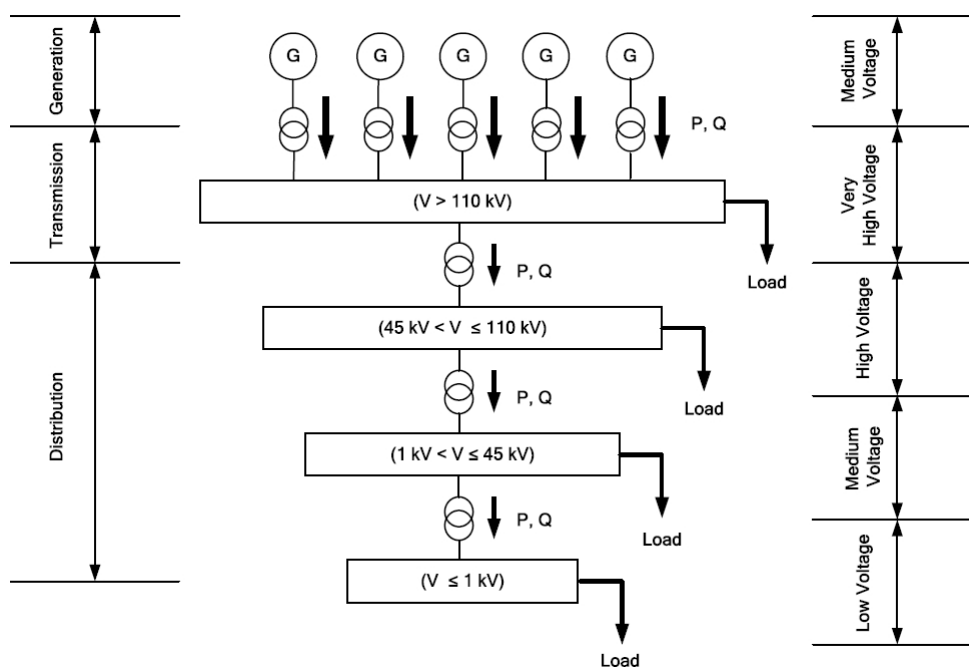


Figura 2.1: Organização de um Sistema Elétrico de Energia Convencional [1].

A eficiência das grandes centrais de produção quando comparadas com unidades de PD com níveis de desenvolvimento tecnológico equivalentes, a capacidade de se minimizarem as necessidades de reserva dos geradores devido à existência de redes de transmissão que permitem o despacho, a qualquer momento, das centrais mais eficientes, a possibilidade de se transportarem grandes quantidades de energia a longas distâncias com perdas elétricas limitadas e o facto da rede de distribuição poder ser planeada para fluxos unidireccionais de energia e dimensionada para receber apenas cargas de consumidores são vantagens desta estrutura convencional [2].

Como desvantagens surgem: os impactos ambientais associados à utilização de combustíveis fósseis (carvão e petróleo) para a produção de energia elétrica nas grandes centrais térmicas; o custo do equipamento para a construção de novas infraestruturas de transporte e distribuição e a cada vez maior dificuldade de se encontrarem locais dispostos a receber as referidas infraestruturas; o facto de se tratar de uma estrutura hierárquica, uma vez que a avaria num nível superior poderá implicar a interrupção de um elevado número de consumidores caso não haja uma considerável capacidade de reserva; por último, a grande distância entre as centrais de produção e os pontos de consumo que implica a construção de grandes e dispendiosas redes de transporte contribuindo, ainda, para o aumento das perdas elétricas.

A partir do início dos anos 90, os processos de reestruturação do setor elétrico aceleraram de forma significativa em diversos países. As companhias tradicionais do setor, públicas ou privadas, verticalmente integradas e atuando, até ao momento, em regime de monopólio, foram alvo de uma reestruturação no sentido de separar áreas de atividade (Produção, Transporte, Distribuição e Comercialização) para que pudesse surgir um conjunto de novos agentes nas áreas de produção e

comercialização capazes de criar um mercado de concorrência onde nenhuma entidade possuísse posições dominantes [3]. Foi, também, a partir do início dos anos noventa que se começaram a intensificar as preocupações com as alterações climáticas surgindo programas nacionais e acordos internacionais para a diminuição das emissões de CO_2 e para a promoção da produção de energia elétrica através de fontes de energia renovável.

Todos estes fatores contribuíram, ao longo dos anos, para um aumento da integração da Produção Distribuída nas redes de distribuição. Em alguns casos, quando a capacidade instalada de PD é suficientemente pequena, a *performance* do sistema elétrico poderá ser beneficiada. Elevados níveis de integração de PD nas redes de distribuição poderão, contudo, resultar em impactos adversos do ponto de vista técnico tais como: alteração do perfil de tensão do sistema; aumento da potência de curto-circuito; aumento dos níveis de distorção harmónica; estabilidade de operação e possibilidade de funcionamento em modo isolado [4].

Tornou-se, portanto, fundamental compreender e ultrapassar estes problemas para que a integração da PD nas redes de distribuição não resulte numa *performance* inaceitável do sistema, garantindo-se não só o correto funcionamento do mesmo, com aceitáveis índices de qualidade e fiabilidade, como também a possibilidade de se continuar a integrar, de forma segura, este tipo de fontes de produção de energia elétrica.

2.2 O Conceito de Produção Distribuída

Até ao momento, não existe uma definição universalmente aceite para o conceito de Produção Distribuída ou Produção Dispersa.

Entre 1997 e 1999, grupos de trabalho da CIGRE (The International Conference on Large High Voltage Electric Systems) e da CIRED (The International Conference on Electricity Distribution Networks) dedicaram-se ao estudo dos principais aspetos associados a este conceito. Um questionário realizado a vários países pela CIRED, em 1999, mostra que o conceito de PD é bastante amplo: alguns consideram a PD como a produção de energia elétrica que se encontra ligada ao nível de tensão mais baixo; outros consideram que abrange as fontes de produção ligadas às redes que alimentam diretamente as cargas dos consumidores; outros definem-na através de algumas características particulares tais como produção de energia elétrica através de fontes de energia renovável, cogeração (CHP) ou produção que não é possível ser despachada. O grupo de trabalho da CIGRE define PD como todas as unidades de produção com uma capacidade máxima de geração entre 50 MW e 100 MW, geralmente ligadas à rede de distribuição e que não sejam nem planeadas nem despachadas de forma centralizada. O IEEE (The Institute of Electrical and Electronics Engineers) ignora o requisito de potência nominal e define PD como a produção de energia elétrica através de instalações suficientemente pequenas, quando comparadas com as grandes centrais de produção, que permitam a interligação praticamente em qualquer ponto de um sistema elétrico. Um estudo mais recente, no âmbito do Projeto Europeu ENIRDGnet, verificou que os progressos relativamente à definição do conceito de PD não foram significativos tendo sido acordado nesse

grupo de trabalho que a PD deveria ser simplesmente definida como uma fonte de produção de energia elétrica ligada à rede de distribuição ou a um consumidor [5].

Jenkins *et al.* [2], embora privilegiando uma definição mais ampla, enumeram algumas características da PD:

- Não planeada de forma centralizada;
- Não despachada de forma centralizada;
- Capacidade de geração inferior a 50-100 MW;
- Geralmente ligada à rede de distribuição.

Willis e Scott [6] definem PD como pequenos geradores com capacidade, tipicamente, entre 15 kW e 10 MW que se encontrem ligados a qualquer ponto do sistema elétrico incluindo, também, aqueles que se encontrem em funcionamento em locais isolados sem ligação à rede. Os autores diferenciam, ainda, a Produção Dispersa como sendo um subconjunto da Produção Distribuída (PD) que inclui unidades de geração bastante pequenas, com capacidade entre 10 kW e 250 kW, localizadas nas instalações dos clientes, servindo, apenas, para satisfazer necessidades de consumo domésticas ou de pequenos negócios.

Ackermann *et al.* [7] propõem uma definição geral de PD como sendo uma fonte de produção de energia elétrica diretamente ligada à rede de distribuição ou a um consumidor local. Propõem, ainda, a definição de categorias de PD baseadas na capacidade de produção uma vez que questões técnicas associadas à PD podem variar significativamente com a mesma. Dada a existência de gamas de geração tão amplas, definem as seguintes categorias de PD:

- Micro: 1 W a 5 kW;
- Pequena: 5 kW a 5 MW;
- Média: 5 MW a 50 MW;
- Grande: 50 MW a 300 MW.

A IEA (International Energy Agency) [8] define PD como uma central de produção de energia elétrica, ligada à rede em níveis de tensão associados à distribuição, que alimenta um consumidor no local ou a própria rede de distribuição. Refere como tecnologias habituais de PD pequenas e micro turbinas, pilhas de combustível e sistemas fotovoltaicos excluindo a energia do vento.

Bollen e Hassan [9] utilizam o termo PD para se referirem a unidades de produção de energia elétrica ligadas à rede de distribuição. No entanto, por vezes vão para além desta definição comum e incluem, na mesma, unidades de produção de maior dimensão que utilizam fontes de energia renovável, tal como grandes parques eólicos ligados à rede de transporte.

A análise da literatura apresentada leva a um vasto conjunto de definições para PD. Fatores como a definição da capacidade de produção, ponto de ligação na rede, tipo de tecnologia utilizada

para a produção, entre outros, fazem com que não haja consenso para uma definição precisa do conceito de PD. A definição apresentada por Ackermann *et al.* é, no entanto, aquela que melhor descreve o conceito de PD tal como pretende ser entendido no decorrer deste trabalho. A representação do sistema elétrico de energia deverá, então, integrar as unidades de PD ligadas às redes de distribuição, tal como apresentado na Figura 2.2.

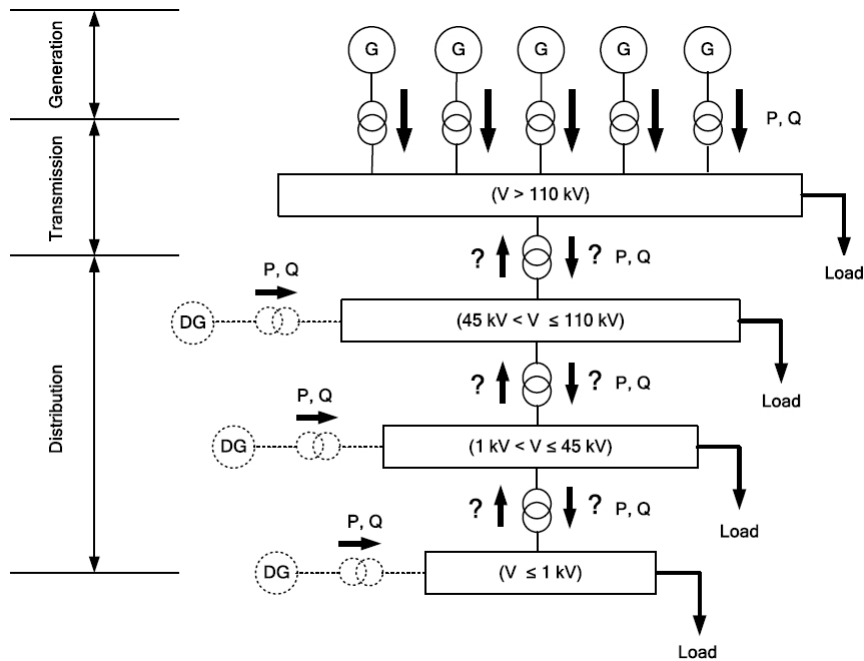


Figura 2.2: Integração da Produção Distribuída no Sistema Elétrico de Energia [1].

Em oposição ao funcionamento do sistema elétrico convencional, apresentado anteriormente na Figura 2.1, surgem, nesta representação atualizada, unidades de produção de energia elétrica ligadas às redes de distribuição que, ao contrário das redes de transporte, foram concebidas apenas para fluxos unidirecionais de energia. Esta injeção de potência em pontos da rede que não foram concebidos para aceitar a mesma implica, em certas condições, a existência de fluxos de energia bidirecionais. A rede de distribuição deixa, assim, de ser apenas uma estrutura de alimentação de cargas, passiva, passando a ser um sistema ativo onde as tensões e os fluxos de potência são determinados, em conjunto, pela geração e pela carga. Esta mudança acarreta um conjunto de problemas que serão analisados no capítulo seguinte.

2.3 Razões para o crescimento da Produção Distribuída

Os fatores que estão por trás do crescimento da PD e da sua integração nos sistemas elétricos de energia podem ser agrupados em três categorias principais: fatores ambientais, fatores comerciais e fatores de índole nacional/regulação [10].

- **Fatores ambientais:**

- **Diminuição das emissões de gases com efeito de estufa:** a década de 90 foi decisiva para o surgimento de um conjunto de ações nacionais e internacionais que materializaram a consciencialização já existente sobre os problemas ambientais associados às emissões de gases poluentes e com efeito de estufa. Mais de 80% das emissões europeias são provenientes da produção e do consumo de energia. A Convenção Quadro das Nações Unidas relativa às Alterações Climáticas (CQNUAC), aprovada em 1992, foi o primeiro grande acordo internacional na luta contra as alterações climáticas que viria a ser complementado, em 1997, pelo Protocolo de Quioto. Atualmente, encontra-se a decorrer uma estratégia "Europa 2020" com o objetivo de assegurar que na União Europeia, até 2020, se registará uma diminuição de 20% das emissões de gases com efeito de estufa, que a energia produzida através de fontes renováveis aumentará 20% e que se verificará uma diminuição de 20% no consumo de energia primária através do aumento da eficiência energética. A União Europeia comprometeu-se, ainda, até 2050, a reduzir as suas emissões entre 80% a 95% dos níveis registados em 1990 sendo que, para isso, praticamente 100% da energia elétrica deverá ser produzida a partir de fontes que não emitam carbono [11]. A PD, principalmente baseada em fontes de energia renovável e em tecnologia de cogeração (CHP), permite diminuir a produção de energia elétrica das grandes centrais convencionais apresentando-se, assim, como um instrumento decisivo para o cumprimento destas medidas.
- **Limitação à construção de novas linhas de transmissão e de grandes centrais de produção:** também por razões ambientais, tem sido cada vez maior a oposição à construção quer de novas linhas de transmissão quer de grandes centrais de produção de energia elétrica. Questões como a proteção da fauna e da flora local, contaminação dos solos e dos cursos de água, integração paisagística, campos eletromagnéticos associados, entre outras, são cada vez mais frequentes aquando da construção de novas linhas de transmissão. Com uma maior integração de PD, será evitada não só a construção de novas linhas como também de novas centrais de produção convencional uma vez que o aumento do consumo de eletricidade poderá ser colmatado a nível local.

· **Fatores comerciais:**

- **Incerteza geral dos mercados de eletricidade favorece os esquemas de pequena geração:** a construção de grandes centrais de produção exige investimentos avultados. A competitividade associada à introdução do mercado de eletricidade aumentou o risco dos grandes produtores não verem a sua energia solicitada o que originará prejuízos financeiros. Esta incerteza associada a um ambiente de mercado competitivo poderá favorecer a produção de pequena escala, nomeadamente a PD, uma vez que o risco financeiro associado é consideravelmente menor [10].
- **PD é um custo eficaz para melhorar a qualidade e a fiabilidade da energia:** a qualidade da energia elétrica e a fiabilidade do seu fornecimento são fatores que podem melhorar com a integração da PD junto das cargas. Esta integração pode melhorar os

perfis de tensão, reduzir o número de clientes afetados por interrupções bem como o tempo de duração das mesmas principalmente se à PD for permitido o funcionamento em modo isolado [10]. Indústrias tecnologicamente desenvolvidas, como indústrias químicas, metalúrgicas, do papel, refinarias, telecomunicações, entre outras, podem encontrar índices de fiabilidade da energia elétrica fornecida pela rede demasiado baixos para as suas necessidades levando-as a investir em unidades de PD podendo, assim, alcançar os níveis pretendidos [12].

· **Fatores de índole nacional/regulação:**

- **Diversificação das fontes de energia para aumentar a segurança:** a sociedade moderna é muito mais dependente da energia elétrica tornando-se fundamental garantir o seu fornecimento de forma segura e sustentável. Neste contexto, a PD é uma solução atrativa por razões como [10]:

- * Distribuição à rede próxima do consumidor;
- * Diversidade de tecnologias e de fontes de energia primária.

Deste modo, falhas nas unidades de produção convencionais ou nas redes de transporte e distribuição terão um menor impacto nos consumidores garantindo-se, também, maior sustentabilidade devido à diminuição da utilização de combustíveis fósseis para a produção de energia elétrica.

- **Suporte para políticas de concorrência:** a primeira experiência de desenvolvimento de mecanismos de mercado no setor elétrico surgiu no Chile em 1979. Até finais dos anos 80, no entanto, o setor permaneceu inalterado, baseando-se em empresas verticalmente integradas, com posições dominantes, mantendo o setor em funcionamento com as implicações tradicionais onde, por exemplo, os consumidores não tinham possibilidade de escolher a entidade com a qual se pretendiam relacionar do ponto de vista técnico e comercial e onde o preço do produto final era determinado por processos de regulação tarifária que, por vezes, eram definidos de forma pouco clara dada a fronteira mal definida entre as entidades reguladora e regulada. Em 1990 surgiu a reestruturação do setor elétrico em Inglaterra e Gales tendo sido a partir deste momento que os processos de reestruturação do setor elétrico se tornaram mais intensos e generalizados levando, posteriormente, à formação de mercados transacionais como o *NordPool* e o *MIBEL*. Esta reestruturação no setor deveu-se a um conjunto de razões onde se destaca a adoção de novas políticas de regulação e nova legislação que forçaram a separação das companhias tradicionais, verticalmente integradas, em diversas áreas de atividade [3]. Deste modo, começaram a criar-se condições para que novos intervenientes pudessem entrar no mercado, nomeadamente na área da produção, o que, a par de esquemas de remunerações atrativas, fizeram aumentar o número de produtores independentes e, conseqüentemente, a integração da PD nas redes de distribuição.

2.4 Redes de Distribuição Ativas

O sistema elétrico convencional caracterizava-se por ser uma estrutura hierárquica onde a energia elétrica, produzida pelas grandes centrais, seguia um fluxo unidirecional, de níveis de tensão mais altos para níveis de tensão mais baixos, sendo transportada desde a geração até às redes de distribuição responsáveis pela entrega ao consumidor final. Nesta estrutura, as redes de distribuição, onde apenas cargas de consumidores eram ligadas, eram consideradas passivas. Estas tornaram-se ativas no momento em que unidades de PD passaram a ligar-se às mesmas injetando potência e tornando o fluxo de energia bidirecional [13]. O sistema de gestão das redes de distribuição continuou, no entanto, a ser considerado passivo e caracterizado, nos diferentes níveis, por [14]:

- **Planeamento, ligação e acesso à rede:**
 - Abordagem *fit-and-forget*: todas as questões relativas à integração PD resolvidas na fase de planeamento.
- **Operação da rede:**
 - Baixa monitorização e controlo das fontes de energia renovável de PD, muitas vezes apenas pela Operador da Rede de Transporte (ORT);
 - Falta de regras e serviços para que a PD possa contribuir para o aumento da qualidade de serviço, segurança de fornecimento e robustez da rede.
- **Trocas de informação:**
 - Pequena troca de informação entre Operadores da Rede de Transporte (ORT) e Operadores da Rede de Distribuição (ORD).
- **Desenvolvimentos técnicos na rede:**
 - Capacidades de monitorização e controlo limitadas, geralmente apenas na AT;
 - SCADA convencional para a rede de AT.
- **Desenvolvimentos técnicos nos recursos de PD:**
 - PD muitas vezes não preparada para controlo do fator de potência;
 - Capacidade de armazenamento e integração do veículo elétrico pouco desenvolvida.

Até aos dias de hoje, as redes de distribuição foram desenvolvidas para responderem a situações de carga máxima tendo a integração da PD seguido uma abordagem de *fit-and-forget*. Esta abordagem implica que, durante a fase de planeamento, todas as questões relacionadas com a PD, como por exemplo a intermitência do recurso renovável, sejam levantadas e prevenidas garantindo que as redes de distribuição se encontram preparadas para responder a situações extremas de combinação entre produção e carga. A abordagem *fit-and-forget* não é, deste modo, uma solução

eficiente nem do ponto de vista técnico nem do ponto de vista económico. Construir uma rede de distribuição capaz de acomodar toda a carga e PD mantendo os níveis de qualidade de serviço existente teria um custo demasiado elevado e o reduzido número de horas no ano em que se verificam situações de carga máxima levariam a que a taxa de utilização dos ativos da rede fosse diminuída [15].

Com um sistema de gestão ativa baseado em maior flexibilidade na produção e no consumo o funcionamento da rede de distribuição seria otimizado permitindo maior interação entre os processos de planeamento, acesso, ligação e operação. Para isso, os Operadores da Rede de Distribuição (ORD) terão de ter um papel mais ativo, necessitando de ferramentas adequadas que lhes permitam cumprir com as tarefas fundamentais de facilitação de mercado, de forma transparente e sem discriminação, ao mesmo tempo que mantêm a segurança de fornecimento e a qualidade de serviço das suas redes [14]. Este sistema de gestão ativa assenta num conjunto de diferentes elementos [14]:

· **Soluções conjuntas de planeamento e operação de rede:**

- Gestão ativa de capacidade e de perdas através de interação comercial com os agentes de mercado;
- Critério de ligação e acesso combinado com ferramentas de operação para gerir os recursos de PD;
- Suporte de flexibilidade entre o ORD e o ORT;
- Novos serviços de sistema para o ORD proporcionados através de serviços auxiliares comerciais e códigos de rede.

· **Trocas de informação:**

- Trocas de informação disponibilizadas de forma estruturada e organizada, à posteriori ou, se necessário, em tempo real.

· **Desenvolvimentos técnicos na rede:**

- Capacidade melhorada de monitorização, simulação e controlo sobre a rede de BT através do uso de telecomunicações;
- Sistemas de gestão de distribuição avançados com a integração de novos SCADA e sistemas de gestão de distribuição e de interrupções.

· **Desenvolvimentos técnicos nos recursos de PD:**

- Configurações ajustáveis tais como: proteções, capacidade de sobrevivência a cavas de tensão (*fault ride through*), reduções de tensão (*voltage droop*);
- Integração adequada de dispositivos de armazenamento e de veículos elétricos.

Estes elementos de gestão ativa permitirão ao operador da rede de distribuição (ORD) maximizar a utilização das redes existentes tirando o máximo partido do despacho de geradores, controlo das tomadas dos transformadores, regulação de tensão, gestão da potência reativa e reconfigurações do sistema de forma integrada. A gestão ativa da rede de distribuição pode ainda contribuir para o equilíbrio entre a produção e a carga e para o fornecimento de serviços auxiliares. No futuro, estes sistemas de gestão das redes de distribuição poderão fornecer monitorização e controlo em tempo real dos principais nós da rede através da comunicação com o controlo de geradores, cargas e restantes dispositivos de rede controláveis tais como compensadores de energia reativa, reguladores de tensão e reguladores de tomadas de transformadores em carga (OLTC). Técnicas de estimação de estado e de modelização em tempo real de capacidade de geração, fluxos de carga, tensões, níveis de segurança e de falha poderão ser usados para efetuar o correto planeamento das decisões a tomar ao longo da rede [10].

Tal como apresentado, ainda são necessários progressos em diversas áreas para a implementação integral destes sistemas de gestão ativa que conduzirão a conceitos de micro-redes e *smart grids*. Para além da operação e do controlo das redes de forma mais flexível e inteligente o sistema de gestão ativa permitirá, também, continuar a aumentar, de forma segura e sustentada, os níveis de integração de unidades de PD.

2.5 O Conceito de Micro-Rede

As alterações verificadas na regulação e operação dos sistemas elétricos e o desenvolvimento de unidades de produção cada vez mais pequenas criou novas oportunidades para que os utilizadores de energia elétrica pudessem tornar-se produtores locais da sua própria energia. Estas pequenas unidades de produção local, quer de energia elétrica quer de energia térmica, aliadas a outros recursos como dispositivos de armazenamento, cargas controláveis e interfaces de eletrónica de potência, assumem-se como uma solução para responder ao aumento das necessidades de fornecimento de energia dos consumidores melhorando, ainda, a fiabilidade e a qualidade da energia fornecida. Em 2002, a CERTS (The Consortium for Electric Reliability Technology Solutions) propôs que o potencial destes recursos poderia ser melhor aproveitado se os mesmos fossem organizados segundo um conceito de Micro-Rede. Este conceito assumia uma agregação de cargas e de micro unidades de produção (microfontes) como um sistema único capaz de fornecer energia elétrica e calor. As microfontes deveriam ser maioritariamente baseadas em eletrónica de potência de forma a fornecerem a flexibilidade de controlo necessária para garantir a operação como um sistema único. Esta flexibilidade de controlo permitia à Micro-Rede apresentar-se à rede de energia principal como uma unidade única, controlável, que respondia às necessidades energéticas locais com fiabilidade e segurança [16]. Esta foi considerada uma abordagem completamente nova sobre a integração dos recursos de energia distribuída nas redes tendo sido a base do desenvolvimento do conceito de Micro-Rede presente nos dias de hoje.

Lopes *et al.* [1] definem micro-rede como um novo tipo de sistema de energia que integra redes

de BT com pequenas fontes de geração modulares, cargas controláveis e sistemas de armazenamento podendo ser ligado a um sistema de energia principal ou operado autonomamente. Pode, ainda, incorporar sistemas de controlo e de gestão de rede assim como sistemas de recuperação de calor ou cogeração (CHP). Relativamente aos modos de funcionamento, a micro-rede pode ser operada em duas condições [1]:

- **Modo Normal** - Interligada com a Rede de Distribuição: a micro-rede estará eletricamente ligada à rede de distribuição (MT ou BT) sendo alimentada por esta, de forma total ou parcial, ou encontrando-se a injetar potência na mesma, dependendo da natureza do desequilíbrio, na micro-rede, entre a produção e a carga.
- **Modo de Emergência** - Isolada da Rede de Distribuição: Em caso de interrupção da rede de distribuição, por defeito ou para operações de manutenção, a micro-rede terá a capacidade de funcionar em modo isolado continuando a alimentar as respetivas cargas.

As características e funcionalidades técnicas das micro-redes tornam-nas numa solução apropriada para áreas remotas onde, por exemplo, devido à dificuldade de expansão da rede de distribuição ou devido a interrupções frequentes, quer por ação humana quer por fenómenos atmosféricos, o fornecimento de energia elétrica poderá ficar comprometido [13]. Também pelas suas características, o conceito de micro-rede pode corresponder à rede de uma pequena área urbana, de uma indústria ou de um grande centro comercial [1].

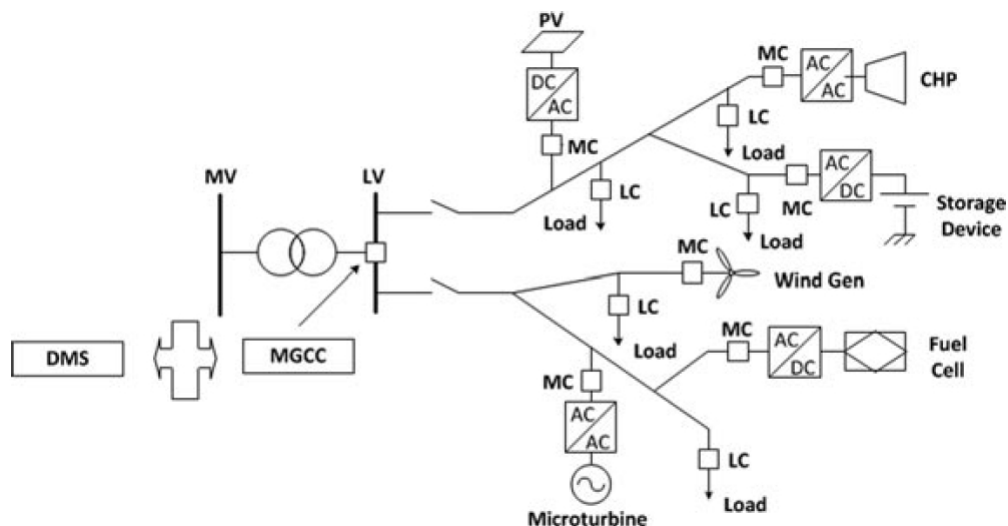


Figura 2.3: Arquitetura Geral do Conceito de Micro-Rede [1].

Na Figura 2.3 encontra-se apresentada a arquitetura geral do conceito de micro-rede e a disposição hierárquica dos elementos que constituem o seu sistema de controlo. A cada microfonte e a cada dispositivo de armazenamento de energia encontra-se associado um MC (*Microsource Controller*) responsável pelo controlo dos níveis de fornecimento de energia ativa e reativa. A

cada carga encontra-se ligado um LC (*Load Controller*) capaz de controlar os níveis de consumo da mesma, aplicando um conceito de interruptibilidade quando necessário. O MGCC (*Microgrid Central Controller*) pode ser visto como a interface da micro-rede com a rede de distribuição principal. Trata-se de um controlador central, localizado do lado de BT da subestação MT/BT, responsável por diversas funções de gestão técnica e económica da micro-rede, de acordo com o modo de operação da mesma, incluindo recolha de informação relativa às microfuentes e às cargas, definição de *set-points* para os LC e MC, capacidade de comunicação com o DMS (*Distribution Management System*), entre outras [1].

Do ponto de vista da rede de distribuição principal, a vantagem de uma micro-rede é poder ser operada como uma carga controlável dentro do sistema, dado poder absorver ou injetar energia no mesmo. Para os consumidores, as micro-redes têm a vantagem de responder localmente às suas necessidades energéticas de eletricidade e/ou calor, podendo fornecer energia de forma ininterrupta, aumentar a qualidade e fiabilidade da mesma, reduzir as perdas e fornecer apoio ao controlo local de tensão.

2.6 O Conceito de Smart Grid

Os níveis de controlo, monitorização e informação em tempo real que as redes de distribuição apresentam nos dias de hoje são considerados insuficientes para o que se pretende ser o futuro do fornecimento de energia eléctrica.

O atual desenvolvimento das tecnologias de informação e comunicação (TIC) permite apresentar novas soluções para a melhoria da capacidade de controlo e monitorização exigida pelos sistemas eléctricos com grande presença de fontes de energia renovável. Ao nível das redes de transporte, encontram-se, já, implementadas algumas infraestruturas baseadas em TIC que permitem a realização de comunicações em tempo real. No que toca às redes de distribuição, este tipo de comunicação é, ainda, escasso sendo, por exemplo, a troca de informação com os clientes realizada, na maior parte dos casos, de forma presencial ou por comunicação telefónica. O conceito de rede inteligente, ou *Smart Grid*, propõe melhorar a fiabilidade e a eficiência energética dos sistemas eléctricos utilizando, ao nível das redes de distribuição, soluções avançadas das TIC, como contadores inteligentes, que permitem uma maior participação dos clientes da rede na operação do sistema. Para além de um controlo mais fiável e eficiente, a aplicação deste conceito permite, também, uma maior integração de fontes de energia renovável [17].

O U.S. Department of Energy [18] refere que uma *Smart Grid* utiliza tecnologia digital para melhorar a fiabilidade, a segurança e a eficiência (económica e energética) do sistema eléctrico através do fornecimento de serviços aos consumidores, do aumento da produção distribuída e do aumento da quantidade de dispositivos de armazenamento de energia eléctrica.

A European Technology Platform [19] define *Smart Grid* como uma rede eléctrica que integra, de forma inteligente, as ações de todos os utilizadores que a si se encontram ligados (geradores, consumidores e os que desempenham as duas funções) garantindo, de forma eficiente, um fornecimento de energia eléctrica sustentável, económico e seguro. Acrescenta, ainda, que uma

Smart Grid utiliza produtos e serviços inovadores aliados a tecnologias inteligentes de controlo, monitorização e comunicação para:

- Facilitar a ligação e operação de geradores de várias capacidades e tecnologias;
- Permitir que os consumidores participem na otimização da operação do sistema;
- Munir os consumidores de melhor informação e de capacidade de escolha para o fornecimento de energia elétrica.
- Reduzir significativamente os impactos ambientais associados a todo o sistema elétrico.
- Fornecer elevados níveis de fiabilidade e segurança de abastecimento.

A eficiência energética, a segurança de fornecimento e a rentabilidade económica comuns às várias definições do conceito de *Smart Grid* assentam na disponibilização de funcionalidades na rede que permitirão não só gerar novos serviços, aumentando a participação dos consumidores/produtores, como também melhorar a capacidade de gestão e controlo da rede. No que toca à rede de distribuição, o ORD deverá criar condições para a integração da microgeração e disponibilizar funcionalidades na área da telegestão tais como telecontagem ou alteração remota da potência contratada. Por sua vez, os comercializadores deverão, entre outras atividades, realizar a integração comercial da microgeração, desenvolver planos de preços inovadores e tarifação em tempo real, com base na telecontagem, criando, assim, novos serviços comerciais que responderão às necessidades dos consumidores/produtores. Apoio à gestão do consumo, controlo remoto de eletrodomésticos inteligentes, domótica, visualização do histórico de consumos, alarmes e notificações por email são exemplos de serviços disponibilizados aos clientes através da implementação do conceito de *Smart Grid* [20]. A ligação de veículos elétricos é, também, uma fator de exigência para o desenvolvimento de redes cada vez mais inteligentes. Para além do carregamento dos veículos, as redes deverão fornecer serviços capazes de aproveitar a capacidade de armazenamento de energia elétrica dos mesmos permitindo que estes a possam vender à rede quando essa operação for economicamente rentável para o cliente.

O conceito de *Smart Grid* apresenta-se, portanto, como o futuro do desenvolvimento das redes de energia elétrica sendo, por isso, perseguido, a nível mundial, pelos principais intervenientes do setor elétrico.

2.7 Conclusões

O aumento da dependência de energia elétrica ao longo dos anos associado a um conjunto de fatores ambientais, comerciais e legislativos conduziram a alterações na arquitetura e funcionamento dos SEE. A necessidade de reduzir as emissões de gases com efeito de estufa, a limitação à construção de novas linhas de transmissão e de grandes centrais de produção convencionais, a necessidade de melhorar a qualidade, a fiabilidade e a segurança do fornecimento de energia elétrica,

entre outros fatores, levaram a que pequenas unidades de produção, designadas genericamente por unidades de PD, começassem a ser ligadas às redes de distribuição de BT e de MT.

A reestruturação do setor elétrico, desfazendo os monopólios nas companhias do setor e adotando novas políticas de regulação e legislação que incentivavam ao aparecimento de concorrência, criou, também, condições favoráveis para o aumento do número de produtores independentes e, conseqüentemente, para o aumento do número de unidades de PD presentes nas redes de distribuição.

Este fenómeno veio alterar o fluxo de energia associado às redes de distribuição que tinham sido desenvolvidas, apenas, para aceitar fluxos de energia unidirecionais. Com a presença de fluxos bidirecionais, provocados pela injeção de potência das unidades de PD ao nível da distribuição, surgiu a necessidade de encontrar ferramentas capazes de efetuar uma gestão ativa da rede, baseada na flexibilização entre a produção e o consumo, que garantissem a possibilidade de continuar a integrar unidades de PD mantendo os níveis de qualidade de serviço adequados.

O desenvolvimento de ferramentas de gestão ativa das redes de distribuição capazes de coordenar o funcionamento de unidades de PD, cargas controláveis, dispositivos de armazenamento e interfaces de eletrónica de potência conduziu à criação de um conceito de Micro-Rede capaz não só de responder ao aumento das necessidades de fornecimento de energia dos consumidores como também de melhorar a qualidade e a fiabilidade da energia fornecida.

A aplicação de soluções avançadas das TIC, das quais são exemplo os contadores inteligentes, tornou possível a criação de infraestruturas de rede com capacidade de comunicação em tempo real. O conceito de *Smart Grid* faz uso dessas soluções permitindo, através de um maior controlo e monitorização, melhorar a fiabilidade e a eficiência energética. Neste conceito, que se apresenta como o futuro do desenvolvimento das redes de energia eléctrica, o consumidor terá à sua disposição um conjunto de serviços inovadores tais como controlo remoto de cargas inteligentes, visualização do histórico de consumos, entre outros, que lhe permitirão aumentar a capacidade de gestão da sua energia tornando-o num elemento muito mais ativo no que toca ao planeamento e operação do sistema.

Capítulo 3

Impacto da Produção Distribuída nas Redes de Distribuição de MT

3.1 Introdução

O interesse crescente pela ligação de fontes de Produção Distribuída (PD) às redes de distribuição, principalmente fontes de origem renovável, origina um conjunto de implicações técnicas, comerciais e de regulação que necessitam de ser encaradas como desafios para o desenvolvimento de um sistema elétrico de futuro, sustentável a nível económico e ambiental, capaz de responder às necessidades de qualidade e fiabilidade de fornecimento exigidas pelos consumidores.

As redes de transporte foram concebidas para receber injeções de potência das grandes centrais de produção convencionais sendo capazes de lidar com trânsitos de energia bidirecionais. As redes de distribuição, no entanto, foram desenvolvidas para lidar, apenas, com trânsitos de energia unidirecionais, das subestações para os consumidores. Com a ligação de fontes de PD, as redes de distribuição passaram, também, a receber injeções de potência o que altera não só a quantidade de energia que circula na rede, e que terá de ser suportada pela respetiva infraestrutura, como também, em determinadas circunstâncias, a direção do fluxo de energia.

Estas alterações originam impactos técnicos adversos na rede de distribuição cuja amplitude se encontra dependente não só da quantidade de PD ligada como também das propriedades do ponto de ligação à rede, das propriedades da fonte de PD e do tipo de interface de ligação utilizada [9].

Este capítulo apresenta uma análise bibliográfica dos impactos técnicos e dos desafios associados à integração da PD nas redes de distribuição, em particular de MT, apresentando, sempre que oportuno, o enquadramento com a legislação portuguesa aplicável. Serão analisados os seguintes impactos [2, 4, 9]:

- Alteração dos Perfis de Tensão;
- Alteração das Correntes de Defeito e de Regime Permanente;
- Qualidade da Energia;

- Perdas e Congestionamentos;
- Esquemas de Proteção;
- Estabilidade;
- Operação da Rede.

3.2 Alteração dos Perfis de Tensão

As infraestruturas de distribuição devem garantir o fornecimento de energia elétrica aos consumidores a uma tensão que se encontre, em condições normais de operação, dentro dos limites especificados.

A versão portuguesa da norma europeia EN 50 160, denominada NP EN 50160, define que a variação da tensão de alimentação deve situar-se na gama de $\pm 10\%$ da tensão nominal em 95% dos valores eficazes médios de 10 minutos para cada período de uma semana [21].

Devido às características das respetivas redes, vários países apresentam níveis de planeamento distintos para os limites da MT [9]:

- **Reino Unido:** 94-106% da tensão nominal;
- **Brasil:** 90-105% para as redes MT de 13.8 kV;
- **Estados Unidos da América:** 95-105% da tensão nominal embora a maior parte dos ORD limite a diferença entre a tensão máxima e a tensão mínima a 8% e, em alguns casos, até mesmo a 6%;
- **Suécia:** 95-105% para redes de tensão até 24 kV e 90-110% para redes com tensão entre 24 e 145 kV.

A prevenção de quedas de tensão elevadas sempre foi uma das questões mais importantes no projeto de redes de distribuição. Tipicamente, as sobretensões eram consideradas um problema menor pois se a tensão no início de um feeder de MT se encontrasse próxima do limite superior, o risco de sobretensão aos terminais dos equipamentos dos consumidores no final desse mesmo feeder seria seguramente menor. Devido à sua contribuição para o aumento das tensões, a introdução de fontes de PD nas redes de MT tem alterado esta abordagem tornando as sobretensões numa questão igualmente importante, principalmente no que toca à ligação de fontes de PD em locais remotos, distantes da subestação principal, dado que o aumento da tensão devido à injeção de potência ativa é proporcional à parte resistiva da impedância da fonte no ponto de ligação [9].

Para redes de distribuição com níveis de carga moderados, a variação de tensão devido à introdução de uma fonte de PD é dada, em por unidade (p.u.), por [2]:

$$\Delta V = \frac{PR + XQ}{V} \quad (3.1)$$

onde:

- V : tensão nominal da rede;
- P : potência ativa produzida pela fonte de PD;
- Q : potência reativa produzida pela fonte de PD;
- R : resistência da rede;
- X : reactância da rede;

A expressão 3.1 permite verificar que a potência ativa e reativa injetada pela fonte de PD na rede de distribuição fará aumentar a tensão no ponto de ligação. O impacto desta injeção de potência depende, ainda, do sistema de controlo das unidades de PD sendo considerados três cenários [4]:

- As unidades de PD injetam potência ativa e reativa na rede;
- As unidades de PD fornecem potência ativa e absorvem potência reativa da rede;
- As unidades de PD fornecem potência ativa à rede com fator de potência unitário.

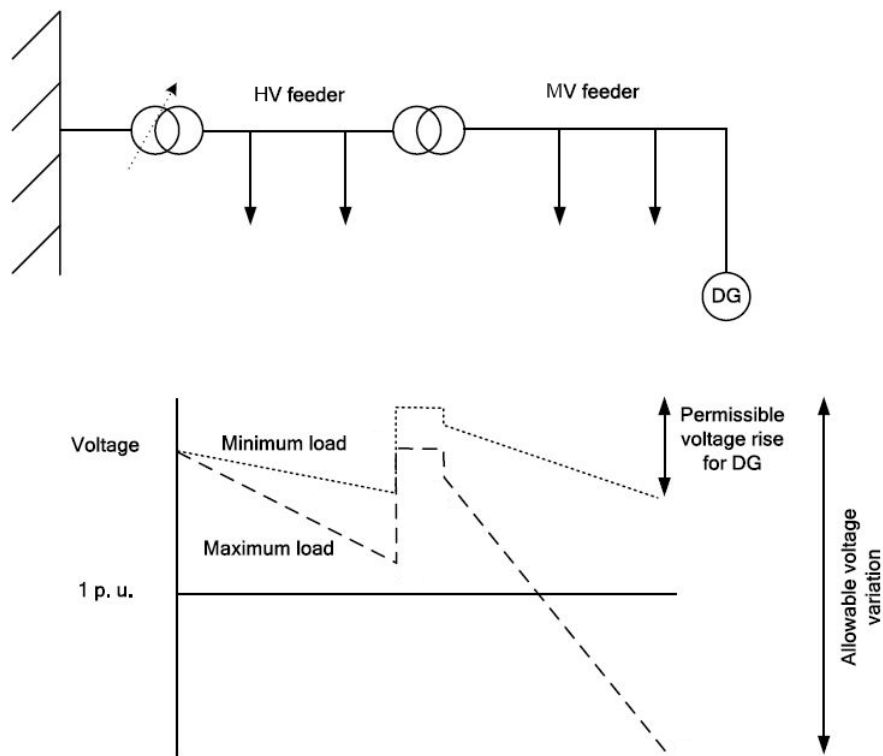


Figura 3.1: Variação da tensão ao longo de um feeder radial da rede de distribuição. Adaptada de [4]

A Figura 3.1 apresenta o perfil de tensão de um *feeder* radial da rede de distribuição de MT. Verifica-se que a queda de tensão varia com o nível de carga presente na rede sendo maior em situações de carga máxima do que em situações de carga mínima. Verifica-se, também, que a regulação das tomadas do transformador AT/MT permite manter a tensão no *feeder* dentro dos limites estabelecidos em qualquer situação de carga. A Figura 3.1 permite, ainda, verificar a capacidade máxima permitida para a ligação de fontes de PD. Esta capacidade é, habitualmente, calculada considerando o cenário mais desfavorável, ou seja, a ocorrência simultânea de tensão máxima na subestação, nível mínimo de carga na rede e produção máxima das fontes de PD. Esta abordagem baseia-se, no entanto, numa metodologia de integração da PD puramente passiva (*fit-and-forget*) sendo considerada extremamente limitadora para a determinação da capacidade máxima de ligação de PD dado que a probabilidade de ocorrência simultânea das condições apresentadas é bastante baixa [4].

O aumento das tensões é, portanto, um fator limitador para a integração de fontes de PD nas redes de distribuição. Nas linhas aéreas das redes de distribuição de MT, devido ao elevado valor da razão X/R , a tensão pode ser controlada de forma eficaz através da inversão dos fluxos de potência reativa [2]. Para isso, o ORD deve conhecer todas as condições técnicas das fontes de PD ligadas à rede de distribuição no que diz respeito à sua contribuição para a regulação de tensão e de potência reativa [4].

Estas limitações, resultantes de uma abordagem de integração passiva da PD, podem ser mitigadas pela aplicação de estratégias de controlo tais como [4]:

- Diminuição da produção de potência ativa, principalmente durante os períodos de vazio;
- Absorção de potência reativa através de dispositivos de compensação;
- Controlo coordenado das tomadas dos transformadores da subestação, em carga (OLTC), e controlo de tensão das fontes de PD no ponto de ligação.

Atualmente, fontes de PD com máquinas síncronas ou com interfaces baseadas em eletrónica de potência têm a capacidade, por si só, de controlar a quantidade de potência reativa consumida ou fornecida à rede. Este facto permite que fontes de PD deste tipo sejam utilizadas para o controlo de tensão em redes de distribuição de MT [9].

Numa perspectiva de desenvolvimento futuro das redes de distribuição, com a integração efetiva de sistemas de comunicação em tempo real e de controladores como os de controlo automático de tensão, poderá ser alcançado um nível de gestão ativa que permita coordenar a alteração das tomadas dos transformadores em carga (OLTC), da subestação AT/MT, as baterias de condensadores e as trocas de energia reativa entre as fontes de PD e a rede potenciando, assim, não só a contribuição da PD para o controlo de tensão e de energia reativa como também o aumento dos níveis de penetração da mesma na rede. Esta abordagem está, no entanto, longe daquela que tem sido utilizada como prática comum no desenvolvimento das redes de distribuição de MT [4].

3.3 Alteração das Correntes de Defeito e de Regime Permanente

A ligação de unidades de PD à rede de distribuição pode conduzir a um aumento dos fluxos de corrente que circulam na mesma em regime de funcionamento normal, ou permanente. Este aumento depende da potência da instalação de PD e do ponto da rede ao qual a instalação é ligada, não devendo a corrente exceder os valores máximos admissíveis para os respetivos locais e equipamentos [22].

As fontes de PD presentes na rede de distribuição contribuem, também, para o aumento das correntes de defeito. O valor desta contribuição depende da tecnologia de PD e, em particular, do sistema de acoplamento utilizado para realizar a ligação à rede sendo que unidades de PD diretamente ligadas têm uma contribuição significativamente superior às unidades cuja ligação se realiza através de conversores de eletrónica de potência [23]. No caso dos geradores síncronos, a contribuição para as correntes de curto-circuito depende da tensão de pré-defeito, das reactâncias transitória e subtransitória da máquina e das características do seu sistema de excitação. Os geradores de indução podem, também, contribuir para o aumento das correntes de curto-circuito sempre que permanecem excitados. Essa contribuição depende da tensão de pré-defeito e da reactância subtransitória da máquina estando normalmente limitada a alguns ciclos dentro do período de defeito [4]. A contribuição dos geradores de indução de menor dimensão será mais limitada devido à elevada atenuação da corrente subtransitória. Relativamente aos geradores de indução duplamente alimentados, a sua contribuição inicial para as correntes de curto-circuito é aproximadamente a mesma que a contribuição de um gerador de indução normal. Após o período inicial, a contribuição torna-se menos clara, havendo estudos que indicam estar fortemente dependente dos sistemas de controlo e proteção do gerador [9]. No que toca aos geradores ligados à rede através de uma interface de eletrónica de potência, o seu comportamento durante os períodos de defeito não é tão evidente devido à característica de tensão-corrente ($V - I$) ser não linear no intervalo de 2 a 60 ciclos. Abordagens simplificadas propõem a representação da contribuição dos inversores para as correntes de curto-circuito através de uma fonte de corrente constante com um valor múltiplo da corrente nominal. Tipicamente, esse valor não será superior ao dobro da corrente nominal sendo, no entanto, possível obter correntes quatro vezes superiores para configurações específicas dos inversores [4, 9].

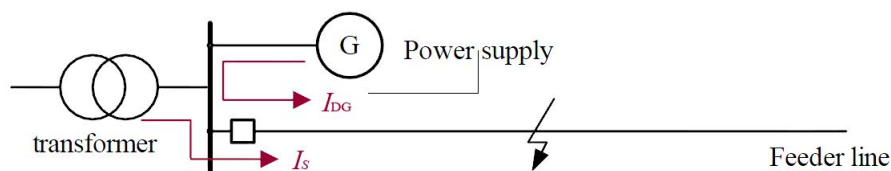


Figura 3.2: Impacto de uma instalação de PD na corrente de curto-circuito [23]

A Figura 3.2 apresenta a ocorrência de um defeito num feeder da rede de distribuição. Verifica-se que a corrente de curto-circuito total que passa pelo disjuntor é composta pela corrente de curto-circuito proveniente da rede a montante (I_S) e pela corrente de curto-circuito proveniente da fonte de PD (I_{DG}). Para garantir a segurança e o correto funcionamento da rede de distribuição, a corrente de curto-circuito total não deve ser superior ao valor definido para o equipamento [23]. O pior cenário para o aumento da corrente de curto-circuito ocorre quando a fonte de PD se encontra junto ao barramento principal da rede de distribuição, dado que haverá uma maior contribuição para o aumento da corrente de curto-circuito devido à não existência da impedância do feeder para limitar a intensidade da corrente [9].

O conhecimento do valor das correntes de curto circuito nos diversos pontos da rede de distribuição é bastante importante na fase de projeto para o correto dimensionamento dos diversos equipamentos (poder de corte dos disjuntores, resistência térmica e mecânica dos transformadores, condutores, barramentos, entre outros), para a correta definição dos relés de proteção e para verificar a existência de uma coordenação adequada entre os diferentes sistemas de proteção [4]. No entanto, a integração de PD é realizada, habitualmente, em redes de distribuição já existentes, dimensionadas, ainda, segundo uma abordagem passiva que não contemplava a possibilidade de virem a receber injeções de potência. Torna-se, portanto, preponderante analisar os níveis de falha admissíveis pelos disjuntores existentes uma vez que serão estes os responsáveis pela definição dos limites máximos para as correntes de curto-circuito aquando da ligação de fontes de PD em diferentes pontos da rede [23]. Os níveis de falha definidos no dimensionamento das redes de distribuição são, portanto, um dos fatores limitadores para a integração de unidades de PD nas referidas redes.

3.4 Qualidade da Energia

O conceito de qualidade de energia está intimamente ligado à interação entre a rede e os seus clientes. Se outrora a principal preocupação residia na continuidade de serviço hoje, devido à maior sensibilidade dos equipamentos, as preocupações com a qualidade da onda de tensão tornaram-se na questão principal. Distúrbios na tensão podem provocar falhas de funcionamento dos equipamentos, levar à redução do seu tempo de vida ou até danificar, de forma irreversível, componentes dos mesmos.

Tal como referido anteriormente, a presença de unidades de PD nas redes de distribuição pode ter um impacto benéfico na qualidade e na fiabilidade do fornecimento de energia elétrica através da melhoria dos perfis de tensão e da diminuição dos tempos de interrupção a que os clientes estão sujeitos. Por outro lado, dependendo da fonte de energia primária e da tecnologia utilizada no processo de conversão, a ligação de unidades de PD à rede pode levantar um conjunto de problemas que, não sendo convenientemente abordados, podem reduzir a qualidade de fornecimento de energia da rede. Os principais problemas encontrados dizem respeito a [22]:

- Variações de tensão;

- Efeito de flicker;
- Emissões de harmónicos e inter-harmónicos;
- Perturbações no sistema de sinalização.

O impacto destes fenómenos depende, em grande parte, da potência de curto-circuito no ponto de ligação o que, para redes fracas, representa um dos principais fatores limitadores para a potência de PD admissível na rede. O impacto depende, ainda, da tecnologia utilizada pela PD, sobretudo dos meios de acoplamento para realizar a ligação à rede. Ligações realizadas através de eletrónica de potência, por exemplo, podem ajudar a limitar ou até a evitar variações de tensão ou efeitos de flicker mas, por outro lado, podem, também, conduzir a um aumento da emissão de harmónicos [22].

3.4.1 Variações de Tensão

Devido à elevada variabilidade na produção e à natureza estocástica do recurso, fontes de PD baseadas em recursos de origem renovável podem conduzir, em diferentes situações, a variações de tensão. Essas variações podem ser de natureza mais ou menos prolongada no tempo originando [22]:

- **Variações de tensão lentas:** resultado das variações na energia fornecida pelas fontes de PD devido à disponibilidade e intensidade do recurso não serem constantes no tempo;
- **Variações de tensão rápidas ou alterações em degrau:** podem ocorrer aquando do acoplamento ou desacoplamento das unidades de PD (ou dos seus transformadores) ou, também, durante o arranque ou saída de serviço das mesmas.

As máquinas síncronas podem ser ligadas à rede com graus de perturbação insignificantes desde que sejam tomados cuidados para uma correta sincronização garantindo que não surgem tensões sinusoidais, em fase, com a mesma amplitude e frequência [24]. Para as referidas máquinas, a legislação portuguesa fixa limites para os desvios de tensão em relação à rede, tal como apresentado na Tabela 3.1:

Tabela 3.1: Desvios máximos de tensão admissíveis para a ligação de geradores síncronos à rede

Potência do Gerador	$S \leq 500$ kVA	$S > 500$ kVA
Desvio de Tensão	± 1 p.u.	± 0.08 p.u.

Relativamente aos geradores de indução, a queda de tensão transitória devido à sua ligação à rede deve ser inferior, no caso das centrais eólicas, a 2% do seu valor nominal. A imposição desta percentagem deve-se ao pico de arranque característico das máquinas de indução que pode atingir valores de corrente cerca de seis a sete vezes superiores ao valor nominal [24]. A utilização de unidades de anti-paralelo, para o arranque suavizado, consegue reduzir o pico da corrente de arranque limitando-a a valores inferiores aos nominais [2].

3.4.2 Efeito de *Flicker*

O efeito de flicker está relacionado com a sensação de instabilidade na intensidade luminosa por parte dos utilizadores quando estes são capazes de se aperceber que a luz não permanece com intensidade constante durante um período de tempo prolongado sem, no entanto, ser possível observar as alterações de forma individual [9].

Este efeito pode ser causado pelas flutuações de potência resultantes da variabilidade do recurso das fontes de PD e, também, por operações de comutação das mesmas [22].

Relativamente às instalações ligadas à rede de MT, o Regulamento da Qualidade de Serviço do sistema elétrico português define valores limite de emissão de flicker através de duas etapas:

- **Etapa 1 - Avaliação simplificada:** Aceita-se a ligação da instalação à rede nesta etapa sempre que as variações de potência dS (MVA), impostas pela instalação em percentagem da potência de curto-circuito mínima S_{ccmin} (MVA) no ponto de interligação, se situem dentro dos intervalos indicados na Tabela 3.2.

Tabela 3.2: Variações de potência admissíveis impostas pela ligação de instalações à rede de MT

r [l/min]	dS/S_{ccmin}
$r > 200$	0.1
$10 \leq r \leq 200$	0.2
$r < 10$	0.4

O valor de r [l/min] representa o número de variações por minuto do valor eficaz da tensão, no ponto de interligação, resultantes das variações de potência dS impostas pela instalação (a uma da tensão seguida de uma recuperação da mesma num minuto corresponderá $r = 2$).

- **Etapa 2 - Limites de emissão proporcionais à potência contratada:** No caso de não verificação da etapa anterior, os níveis de emissão para o flicker de curta e longa duração deverão ser inferiores aos limites assim obtidos:

$$P_{stMTi} \leq \sqrt[3]{L_{PstMT}^3 - (0.8 \times L_{PstAT})^3} \times \sqrt[3]{\frac{S_i}{0.3 \times S_{MT}}} \quad (3.2)$$

$$P_{ltMTi} \leq \sqrt[3]{L_{PltMT}^3 - (0.8 \times L_{PltAT})^3} \times \sqrt[3]{\frac{S_i}{0.3 \times S_{MT}}} \quad (3.3)$$

onde:

- P_{stMTi} : limite individual para o flicker de curta duração;
- P_{ltMTi} : limite individual para o flicker de longa duração;
- L_{PstMT} : nível de planeamento para o flicker de curta duração (P_{st}) em MT;
- L_{PstAT} : nível de planeamento para o flicker de curta duração (P_{st}) em AT;

- L_{PltMT} : nível de planeamento para o flicker de longa duração (P_{lt}) em MT;
- L_{PltAT} : nível de planeamento para o flicker de longa duração (P_{lt}) em AT;
- S_i : potência contratada pela instalação (MVA);
- S_{MT} : potência representativa da capacidade de absorção de flicker por parte da rede no ponto de interligação (MVA).

3.4.3 Emissões de Harmónicos e Inter-Harmónicos

A qualidade da energia elétrica depende, também, do grau de distorção, em regime permanente, das formas de onda de tensão e de corrente com as quais o SEE opera à frequência fundamental. Tal como a maior parte dos equipamentos, as unidades de PD não produzem formas de onda completamente sinusoidais sendo, portanto, responsáveis pela injeção de harmónicos e de inter-harmónicos nas redes às quais se encontram ligadas. Estes dois tipos de distorção da forma de onda definem-se como [25]:

- **Harmónicos:** ondas de tensão ou de corrente sinusoidais cujas frequências são múltiplas inteiras da frequência fundamental (50 Hz). O seu aparecimento deve-se às características não lineares de equipamentos e cargas ligadas à rede;
- **Inter-Harmónicos:** ondas de tensão ou de corrente sinusoidais mas cujas frequências são múltiplas não inteiras das frequência fundamental (50 Hz). As suas principais fontes são motores de indução e conversores estáticos de potência.

Embora possam ser vistos como uma oportunidade para melhorar as características de ligação de fontes de PD à rede, principalmente as de origem renovável, a utilização de conversores de eletrónica de potência é uma das principais fontes de emissão de harmónicos associados à PD [22].

A norma europeia EN 50 160 define que a Distorção Harmónica Total (THD) para a média tensão é de 8%. A Tabela 3.3 apresenta os valores definidos pela referida norma para a onda de tensão [21].

Tabela 3.3: Valores definidos pela EN 50 160 para a distorção harmónica da onda de tensão

Harmónicos Ímpares				Harmónicos Pares	
Não Múltiplos de 3		Múltiplos de 3			
Ordem h	V relativa (%)	Ordem h	V relativa (%)	Ordem h	V relativa (%)
5	6.0	3	5.0	2	2.0
7	5.0	9	1.5	4	1.0
11	3.5	15	0.5	6-24	0.5
13	3.0	21	0.5		
17	2.0				
19	1.5				
23	1.5				
25	1.5				

3.4.4 Perturbações no Sistema de Sinalização

As redes de distribuição podem apresentar sistemas de sinalização que permitam, por exemplo, controlar o ligar e o desligar de determinadas cargas, tais como a iluminação pública, através da transmissão de sinais ondulatórios ao longo das mesmas.

A ligação de fontes de PD às redes de distribuição, principalmente quando se tratam de centrais de grande potência, alteram as impedâncias da rede. Este fenómeno pode alterar as condições de ressonância dos harmónicos junto do ponto de ligação fazendo com que os sinais a serem transmitidos ao longo da rede de distribuição sejam alterados [22].

3.5 Perdas e Congestionamentos

Com a integração de fontes de PD nos SEE, os níveis de perdas e congestionamento nos ramos das redes sofrem alterações devido, sobretudo, à alteração do valor eficaz da corrente que neles circula. Ao contrário das grandes centrais de produção convencionais, as fontes de PD são ligadas à rede em pontos que se encontram mais próximos do consumo. Este facto implica uma diminuição do tradicional fluxo de energia proveniente dos níveis de tensão mais elevados implicando, também, a diminuição da distância associada ao transporte da energia até às cargas.

A correta integração de PD nas redes de distribuição pode contribuir de forma positiva para a diminuição do risco de congestionamento e para a redução das perdas. De uma forma geral, para pequenos níveis de integração de PD as perdas e o risco de congestionamento diminuem. Quando a quantidade de PD presente na rede é elevada as perdas e o risco de congestionamento aumentam [9].

Num cenário de elevada PD, o trânsito de energia máximo num ramo da rede de distribuição ocorre para uma situação de carga mínima e produção máxima. A não ocorrência de congestionamentos nos ramos é garantida se [9]:

- O valor máximo de energia produzida pelas unidades de PD for inferior à soma dos valores de consumo máximo e mínimo apresentado pelas cargas;
- A potência máxima permitida pelo condutor não é excedida, ou seja, se o valor da carga mínima subtraído ao valor da potência máxima gerada pelas unidades de PD for inferior ao valor de potência máxima permitida pelo condutor.

As perdas de energia podem ser divididas em perdas ativas e perdas reativas. As perdas ativas surgem devido à resistência dos condutores à passagem da corrente elétrica e são as que, normalmente, mais atenção requerem devido ao seu impacto na eficiência da rede. As perdas reativas, no entanto, são, também, importantes para a avaliação das perdas nos ramos [26].

Quando a integração de uma unidade de PD num ramo implica a redução da corrente que nele circula as perdas sofrem uma diminuição. Idealmente, para se obter a máxima redução das perdas, a unidade de PD deve estar ligada ao ponto mais vantajoso do ramo produzindo, durante o período de maiores perdas no sistema, no seu ponto de rendimento máximo. Para a diminuição das perdas

ativas, o ponto ideal de ligação de uma unidade de PD num ramo localiza-se no ponto onde a potência injetada pela unidade representa o dobro da carga nesse ponto. [27].

O fator de potência a que as unidades de PD operam influencia, também, as perdas totais nos ramos dado que o seu valor determina a quantidade da energia reativa consumida pelas unidades de PD. Um gerador de indução a operar, por exemplo, com fator de potência de 0.8 injeta na rede potência ativa mas necessita, também, de consumir uma quantidade considerável de energia reativa para realizar a excitação da máquina. Deste modo, o gerador pode contribuir para a diminuição das perdas ativas mas contribuirá, também, para o aumento das perdas reativas devido ao aumento do trânsito de energia reativa no ramo. Deste modo, as unidades de PD devem ser projetadas para operarem com fatores de potência o mais elevados possível [9, 27].

Para além dos aspetos técnicos das unidades de PD e da topologia da rede, a variação das perdas na rede de distribuição depende, sobretudo, do comportamento da produção e da carga ao longo do tempo. Um aumento das perdas num ramo pode ser compensado por uma redução das mesmas noutro período de tempo ou, até, noutro local. Interessa, portanto, avaliar as perdas totais em todos os feeders ao longo do tempo. Considerando que o perfil de geração e o perfil de carga não têm comportamentos opostos ao longo do tempo, se o valor médio da produção for inferior ao dobro do valor médio da carga não se verificam aumentos consideráveis nos valores de perdas [9].

3.6 Esquemas de Proteção

A maior parte das redes de distribuição foram originalmente concebidas segundo uma configuração radial caracterizada pelo trânsito de energia unidirecional permitindo a adoção de sistemas de proteção relativamente simples. Tal como referido anteriormente, a instalação de unidades de PD provoca a alteração da magnitude e, em determinadas circunstâncias, da direção dos fluxos de energia. Estes aspetos podem afetar a sensibilidade e a seletividade dos sistemas de proteção sendo necessário, aquando da ligação de unidades de PD, uma verificação da coordenação das proteções entre a rede e as referidas unidades [4].

Os esquemas de proteção das redes de distribuição assentam na utilização de fusíveis suportados por dispositivos de religação, relés e disjuntores. Com a integração de PD, devido à sua contribuição para a alteração das correntes de defeito, o funcionamento destes esquemas fica comprometido [28].

Na maior parte dos casos, a proteção das redes de distribuição é realizada através de medições de corrente. Através dessas medições, os relés de proteção deverão ser capazes de distinguir situações de falha para as quais devem atuar e restantes situações de funcionamento para as quais não devem surgir ordens de disparo. A configuração das proteções deverá ser definida de forma a que qualquer falha seja eliminada suficientemente rápido e com o mínimo impacto para os consumidores. A definição destas configurações para as redes de distribuição não é, no entanto, uma tarefa simples dado ser necessária a consideração de todos os estados de funcionamento possíveis para o sistema e porque os relés de proteção utilizados neste tipo de redes têm um número limitado de informação disponível sendo os sinais de entrada que recebem, apenas, as correntes nas três

fases. A alteração das correntes de defeito provocada pela introdução de fontes de PD nas redes de distribuição aumenta, portanto, o risco de falha das proteções existentes. As proteções podem falhar de duas formas [9]:

- **Atuação indesejada:** abertura de um disjuntor sem que exista um defeito que justifique a abertura do mesmo;
- **Falha de atuação:** não abertura, ou abertura tardia, de um disjuntor que deveria atuar para eliminar um defeito.

Os principais problemas da integração de PD relativamente às proteções são [29]:

- **Falsos disparos nos feeders:** A ocorrência de um defeito num feeder (por exemplo, um curto-circuito), poderá levar à saída de serviço indesejada de um outro feeder no qual se encontre uma unidade de PD devido à sua contribuição para a corrente de defeito. A utilização de máquinas síncronas é a que mais preocupações levanta nesta situação devido à sua capacidade de alimentar correntes de curto-circuito. Uma grande presença deste tipo de máquinas na rede pode levar a uma situação onde a corrente máxima para um defeito a montante (para o qual a proteção não deve intervir) seja superior à corrente mínima para um defeito a jusante (para o qual a proteção deve intervir) deixando, assim, de ser possível obter proteção seletiva em todos os casos [9, 29];
- **Inibição das proteções:** A ligação de uma grande unidade de PD a um feeder de MT, ou a ligação de diversas pequenas unidades, reduzirá a corrente de defeito vista pelo relé de proteção no início desse feeder para uma situação de defeito a jusante das unidades PD. Quando a corrente associada a um defeito no fim de um feeder é inferior à corrente definida para o relé no início do feeder podem ocorrer falhas de operação. A utilização de máquinas síncronas é, também, a que mais preocupações levanta nesta situação. Este problema é agravado em feeders longos devido à corrente de defeito ser, naturalmente, mais baixa podendo, ainda, ser agravado em situações de defeitos com elevada impedância [9, 29];
- **Funcionamento em modo isolado:** Numa situação de perda súbita da ligação à rede, partes da rede onde se encontrem fontes de PD podem continuar a operar de forma isolada o que, na generalidade dos casos, não é desejável pois [29]:
 - A religação da parte da rede que se encontra em funcionamento isolado torna-se complicada principalmente quando existem dispositivos de religação automática podendo levar à danificação de equipamentos e à diminuição da segurança e fiabilidade da rede;
 - O operador da rede não é capaz de garantir a qualidade da energia que circula na rede isolada. Podem ocorrer níveis de tensão e variações de frequência inadequadas podendo, também, as correntes de defeito tornarem-se demasiado baixas originando falhas no funcionamento das proteções.

- Podem ocorrer problemas de segurança para o pessoal de manutenção quando ocorre retro-alimentação de circuitos fora de tensão.

De forma a alcançar níveis de segurança e fiabilidade adequados nas redes de distribuição que integram unidades de PD é, normalmente, necessária a existência de sistemas de proteção contra funcionamento em modo isolado. Embora as regras de configuração destes sistemas variem conforme o país os princípios chave de funcionamento referem que [29]:

- A PD deve ser desligada da rede em caso de ocorrência de tensões ou frequências inadequadas;
- Se uma ou mais fases se encontrarem fora de serviço a PD deve ser rapidamente desligada da rede.
- Se existirem mecanismos de religação automática, as unidades de PD devem ser desligadas da rede antes da religação dando tempo suficiente para a extinção do arco elétrico.

- **Religação automática:** A contribuição de alguns geradores para a corrente de defeito não é suficientemente grande para a proteção detetar a anomalia. Esta situação ocorre, especialmente, com geradores de pequena potência, geradores equipados com interface de eletrónica de potência e, também, para geradores ligados através de transformadores triângulo-estrela aquando da ocorrência de um defeito à terra na rede. Uma das consequências da não deteção do defeito por parte do gerador, mantendo-se ligado, é o já mencionado funcionamento em modo isolado. Outra das consequências é a interferência com os esquemas de religação automática [9]

Em redes aéreas de MT, os esquemas de religação automática são um meio bastante eficaz para a eliminação de defeitos e, conseqüentemente, para a limitação do número de interrupções de longa duração. Uma corrente de defeito fornecida por um gerador ligado a um *feeder* da rede, mesmo que pequena, pode ser suficiente para impedir a extinção do arco elétrico resultante do defeito. Deste modo, a tentativa de religação não será bem sucedida seguindo-se a abertura permanente do disjuntor e uma longa interrupção de todos os clientes ligados ao *feeder*. A religação com o gerador em serviço pode resultar, ainda, numa oposição de fase entre a rede e o gerador dado que este tende a afastar-se do sincronismo durante o tempo de abertura do disjuntor. Esta situação pode causar danos significativos nas unidades de PD e nos componentes da rede devido à presença de elevadas tensões e correntes [9, 29].

3.7 Estabilidade

A cada vez maior integração de unidades PD nas redes de distribuição levanta preocupações relacionadas com a capacidade destas suportarem a ocorrência de perturbações no sistema. A

estabilidade da rede, quer em regime estacionário quer em regime transitório, pode ser afetada pela integração de unidades de PD.

Durante a operação em regime estacionário, o diagrama de carga previsto para o sistema e o nível de carga que se verifica na realidade apresentam alguns desvios. Num sistema sem PD, estes desvios não representam uma grande preocupação devido ao facto de serem facilmente compensados pelas máquinas das grandes centrais de produção (como as grandes hídricas) ligadas à rede de transporte. Com a introdução da PD nas redes de distribuição, devido ao facto destas unidades terem uma inércia menor que as máquinas das grandes centrais convencionais, os desvios de carga podem resultar em instabilidades de frequência originando oscilações indesejadas no fluxo de energia entre as várias unidades de PD e as cargas [27].

A estabilidade transitória refere-se à capacidade dos geradores se manterem em sincronismo durante a ocorrência de uma perturbação súbita, tal como um defeito na rede ou uma perda significativa de carga, e depende de diversos fatores, tais como [27]:

- Dimensão e impedância da unidade de PD;
- Tipo de defeito e sua localização;
- Tempo de eliminação do defeito;
- Tipo de excitação da máquina.

Se a quantidade de PD presente na rede de distribuição representar uma parcela significativa do total de energia produzida, o disparo das proteções devido à ocorrência de um defeito pode ter impactos bastante negativos na frequência do sistema, conduzindo-o a um ponto de operação instável capaz de originar um colapso global. Depois de uma interrupção, a reposição de serviço na rede de distribuição requer especial cuidado. Se o abastecimento das cargas presentes na rede se encontrar fortemente dependente das fontes de PD, assim que o defeito for eliminado e a rede reposta, as cargas exigirão a alimentação de energia antes que as fontes de PD estejam novamente interligadas com a rede o que poderá causar sobrecargas significativas no sistema [2, 4].

A capacidade das unidades de PD, dependendo da tecnologia utilizada, funcionarem, ou não, em condições de tensão e frequência que podem ocorrer em situações de perturbação da rede é já um requisito especificado nos critérios de ligação às redes de distribuição. O desenvolvimento das tecnologias associadas à integração da energia eólica levam a que, atualmente, os operadores da rede exijam a estas unidades de PD a capacidade de se manterem ligadas à rede em caso de cavas de tensão resultantes de defeitos na mesma (*Fault Ride-Through*).

Nas condições técnicas de ligação às redes de distribuição definidas no Regulamento da Rede de Distribuição portuguesa encontram-se definidas condições particulares de ligação de produção eólica que visam garantir que, aquando da ocorrência de um defeito, estas permanecem ligadas à rede. O regulamento refere que as instalações de produção eólica devem suportar incidentes, sem se desligarem da rede, nas seguintes condições:

- Desvios de frequência entre 47.5 Hz e 51.5 Hz;

- Componente inversa da corrente até 5 % da corrente nominal.

Relativamente à capacidade de suportar cavas de tensão, o regulamento refere que:

- As instalações de produção eólica com potência instalada superior a 6 MVA devem permanecer ligadas à rede durante as cavas de tensão decorrentes de defeitos trifásicos, bifásicos ou monofásicos sempre que a tensão no lado da rede de distribuição esteja acima da curva apresentada na Figura 3.3, não podendo consumir potência ativa ou reativa durante o defeito e na fase de recuperação da tensão

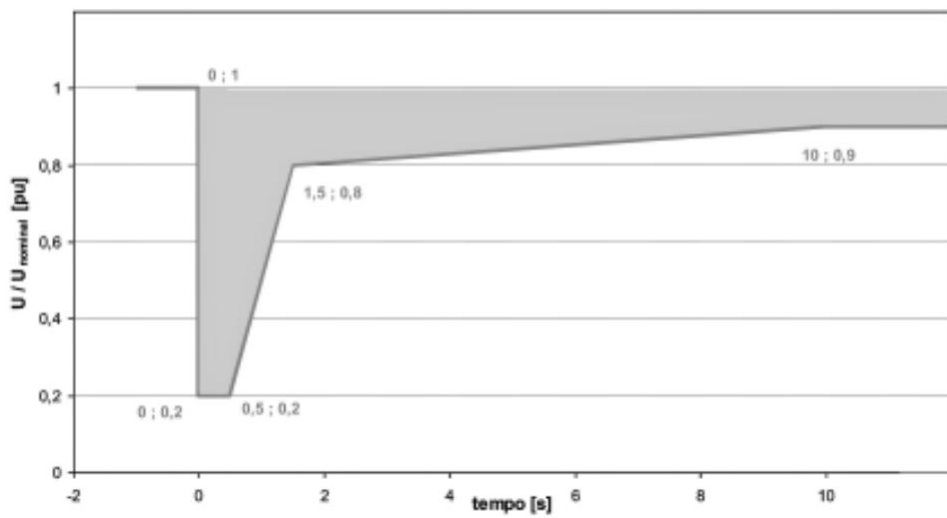


Figura 3.3: Curva tensão-tempo da capacidade exigida às instalações de produção eólica para suportarem cavas de tensão

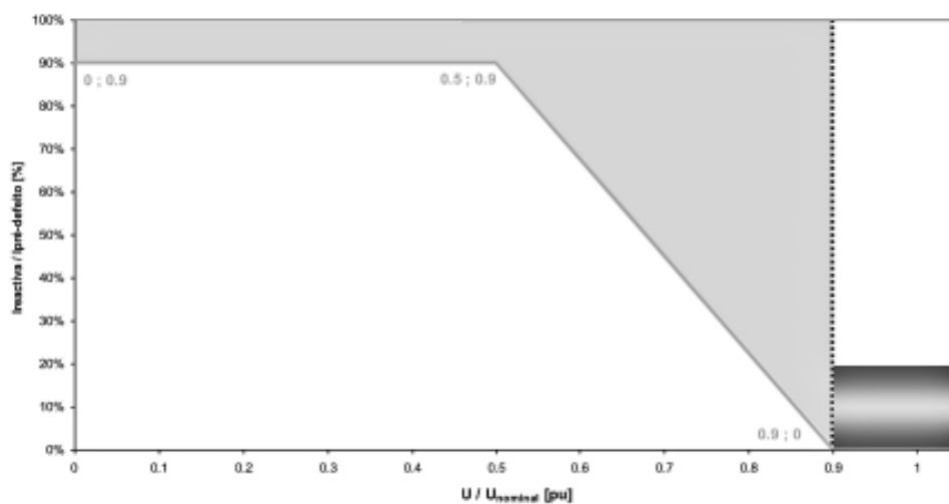


Figura 3.4: Curva de fornecimento de reativa pelas instalações de produção eólica durante cavas de tensão

- As instalações de produção eólica com potência instalada superior a 6 MVA devem fornecer corrente reativa durante as cavas de tensão, de acordo com a Figura 3.4, proporcionando, desta forma, suporte para a tensão na rede.

3.8 Operação da Rede

As redes de distribuição tradicionais foram desenvolvidas através de estudos determinísticos considerando cenários críticos de operação (carga máxima e produção mínima) de modo a funcionarem com baixos níveis de controlo. Esta abordagem, onde a principal função da rede era a entrega de energia proveniente das redes de transporte aos consumidores nos níveis de tensão mais baixos, permitia uma operação passiva onde todos os problemas eram previstos e solucionados na fase de planeamento [10]. A integração de PD acarreta alterações de funcionamento cujas exigências são difíceis de satisfazer numa infraestrutura desenvolvida segundo um princípio de operação passivo. A alteração da magnitude e da direção dos fluxos de energia, através da injeção de potência em diversos pontos da rede, exige níveis de monitorização e de controlo bastante mais elevados do que aqueles que as redes de distribuição tradicionais dispõem.

A ligação de unidades de PD segundo um princípio de *"fit-and-forget"* não é uma solução técnica nem economicamente viável podendo tornar-se extremamente limitadora relativamente à quantidade de PD que a rede pode acomodar. A gestão ativa das redes de distribuição é considerada um fator chave para a implementação de soluções eficazes relativamente ao planeamento e operação aquando da presença de fontes de PD. Este tipo de soluções implicam, no entanto, desenvolvimentos significativos ao nível das tecnologias de informação e comunicação presentes nas redes de distribuição dada a necessidade de comunicação em tempo real. Com esta mudança de paradigma, o sistema tornar-se-á mais complexo mas permitirá maximizar a utilização dos recursos disponíveis [1].

A utilização de técnicas de gestão ativa permite ao ORD maximizar a utilização dos recursos existentes na infraestrutura tirando o máximo partido do despacho de geradores, controlo das tomadas dos transformadores, reguladores de tensão, gestão de energia reativa e reconfiguração do sistema de forma integrada. Este sistema de gestão pode, também, permitir monitorização e controlo, em tempo real, dos principais nós da rede através da comunicação com os controladores das unidades de PD, cargas e restantes equipamentos de rede controláveis tais como compensadores de energia reativa, reguladores de tensão e transformadores com capacidade de alteração das tomadas em carga (OLTC) [10]. Esta abordagem de gestão ativa contribui, portanto, para a redução dos impactos negativos da integração da PD na rede contribuindo, também, para a minimização das necessidades de reforço das infraestruturas existentes.

3.9 Conclusões

Neste capítulo foram analisados os impactos da ligação de fontes de PD às redes de distribuição de MT. Mostrou-se que da integração de fontes de PD podem resultar impactos técnicos mais

ou menos favoráveis ao correto funcionamento da rede, dependendo da potência da PD, do tipo de tecnologia utilizada, do tipo de interface com a rede e da própria topologia e características da mesma. É necessário o desenvolvimento de novos mecanismos de monitorização e controlo ao nível das redes de distribuição para que a integração de fontes de PD em grande escala não seja um fator limitador da sua instalação.

A implementação de mecanismos de gestão ativa é determinante para o planeamento e operação das redes de distribuição que integram fontes de PD, dado permitirem uma redução dos impactos negativos associado à sua presença e, conseqüentemente, uma melhoria da sua capacidade de integração.

Capítulo 4

Análise do Impacto da Produção Distribuída numa Rede de Teste de MT

4.1 Introdução

No capítulo anterior foram apresentados e analisados os impactos da Produção Distribuída (PD) nas redes de distribuição de Média Tensão (MT). O principal objetivo deste capítulo é apresentar a análise de alguns desses impactos numa rede de teste para diferentes cenários de integração de PD. Foram analisadas as tensões nos barramentos, as perdas ativas na rede e os congestionamentos nos ramos.

O estudo foi realizado numa rede de teste (Figura 4.1) através da simulação de trânsitos de potência no *software* PSSE University 33.

4.2 Caso de estudo

A Figura 4.1 apresenta a rede de teste utilizada que corresponde a uma adaptação da rede de distribuição de MT a jusante da subestação de Valpaços, Portugal. A rede apresenta duas zonas de tensão interligadas por dois transformadores de 60/15 kV, 25 MVA. Na zona de 60 kV encontra-se o equivalente da rede a montante da subestação AT/MT. Na zona de 15 kV encontram-se ligadas 4 cargas e 4 fontes de PD, concretamente, 2 parques eólicos e 2 parques fotovoltaicos.

O estudo consiste na comparação dos resultados obtidos para as seguintes simulações:

- **Sem PD:** a rede de distribuição de MT (15 kV) é alimentada pela rede a montante da subestação AT/MT. Não existe, portanto, qualquer fonte de PD ligada à rede de MT.
- **PD Fotovoltaica:** encontram-se ligados à rede de MT dois parques fotovoltaicos. Ao barramento 8 encontra-se ligado um parque de 2 MVA e ao barramento 9 encontra-se ligado um parque de 3 MVA.

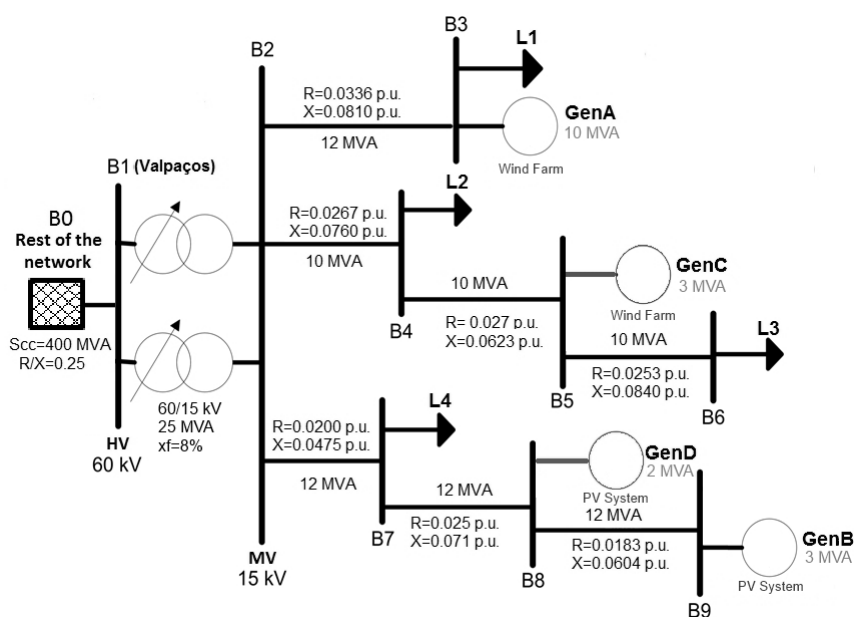


Figura 4.1: Rede de teste utilizada. Adaptada de [30].

- **PD Eólica:** encontram-se ligados à rede de MT dois parques eólicos. Ao barramento 3 encontra-se ligado um parque de 10 MVA e ao barramento 5 encontra-se ligado um parque de 3 MVA.
- **PD Total:** encontram-se ligadas à rede de MT as 4 fontes de PD.

Em todas as simulações foram considerados níveis de carga e de geração distintos para os períodos de Inverno e de Verão. Para a simulação PD Eólica, dentro de cada um dos períodos foram, ainda, consideradas situações de Eólica Baixa e de Eólica Elevada. As simulações foram realizadas com intervalos de 2 horas.

Numa primeira fase foi considerado que as unidades de PD se encontravam a funcionar com fator de potência unitário injetando na rede, portanto, apenas potência ativa. Numa segunda fase, referente apenas à simulação PD Total, foi considerado que as fontes de PD eólicas faziam acompanhar a sua injeção de potência ativa, também, com injeção de potência reativa.

A tensão no barramento de referência foi mantida em 1.05 p.u. para todas as simulações.

4.3 Análise de Resultados

4.3.1 Perfis de Tensão

4.3.1.1 PD Fotovoltaica

As Figuras 4.2 e 4.3 apresentam, respetivamente, as tensões nos barramentos 8 e 9, para o período de Inverno. Tal como referido anteriormente, ao barramento 8 encontra-se ligado um

parque fotovoltaico de 2 MVA e ao barramento 9 encontra-se ligado um parque fotovoltaico de 3 MVA não existindo cargas em nenhum dos dois barramentos.

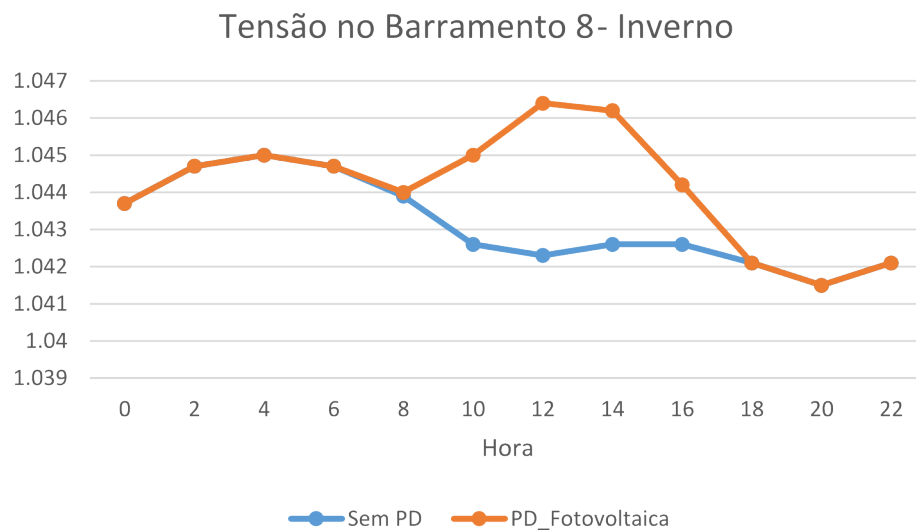


Figura 4.2: Tensões no barramento 8 para o período de Inverno.

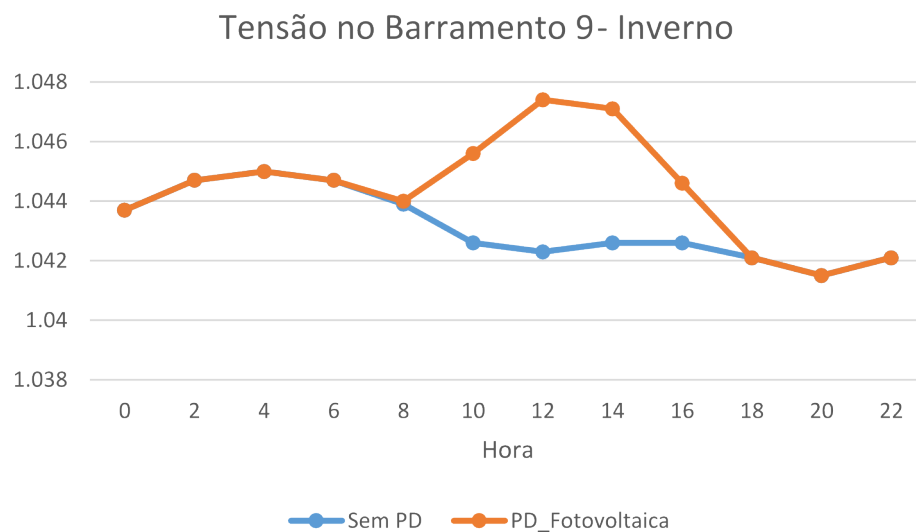


Figura 4.3: Tensões no barramento 9 para o período de Inverno.

A tensão nestes dois barramentos é, no entanto, influenciada pela tensão no barramento 7 ao qual se encontra ligada uma carga. Deste modo, a tensão é mais elevada nas horas de menor consumo, tipicamente associadas ao período noturno, e mais baixa nas horas de maior consumo, tipicamente associadas ao período diurno. A ligação dos parques fotovoltaicos implica um aumento das tensões nas horas do período diurno, resultado das curvas de geração típicas deste tipo de tecnologia. Para o período de inverno, a curva de geração fotovoltaica apresenta o seu valor máximo às 12h o que resulta no valor máximo de tensão, à mesma hora, para os barramentos 8 e 9.

As Figuras 4.4 e 4.5 apresentam, respetivamente, as tensões nos barramentos 8 e 9, para o período de Verão.

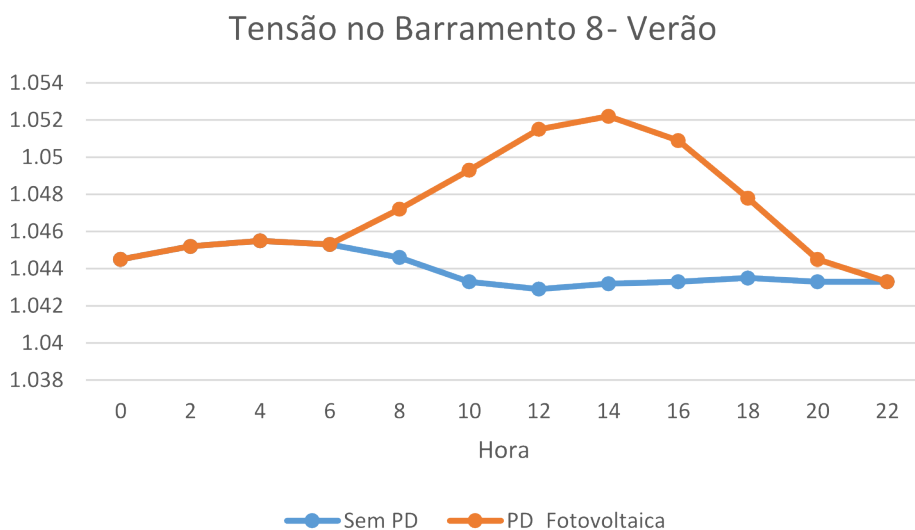


Figura 4.4: Tensões no barramento 8 para o período de Verão.

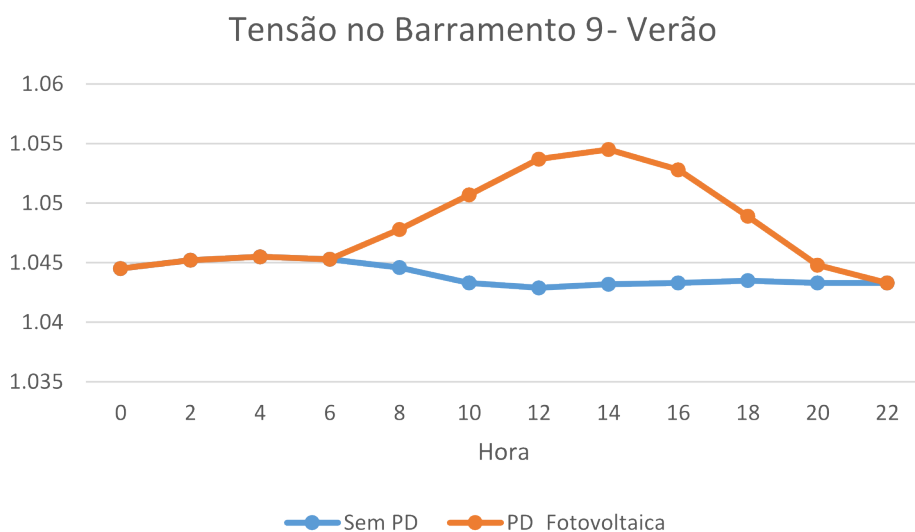


Figura 4.5: Tensões no barramento 9 para o período de Verão.

Devido à maior capacidade de produção do parque fotovoltaico ligado ao barramento 9, a tensão neste barramento atinge valores superiores aos verificados no barramento 8.

Nas Figuras 4.6 e 4.7 pode observar-se a comparação entre as tensões no período de Inverno e no período de Verão para os dois barramentos aos quais se encontram ligados parques fotovoltaicos.

No período diurno de Verão, devido aos níveis de irradiação serem mais elevados, existe uma maior produção de energia elétrica por parte dos parques fotovoltaicos o que se traduz num aumento de tensões mais significativo relativamente ao mesmo período no inverno. As Figuras 4.6

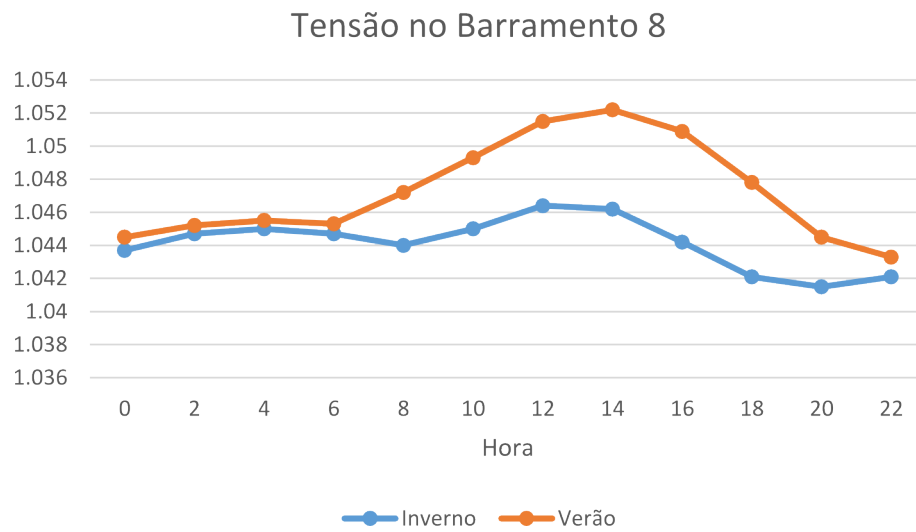


Figura 4.6: Tensões no barramento 8 para os períodos de Inverno e de Verão.

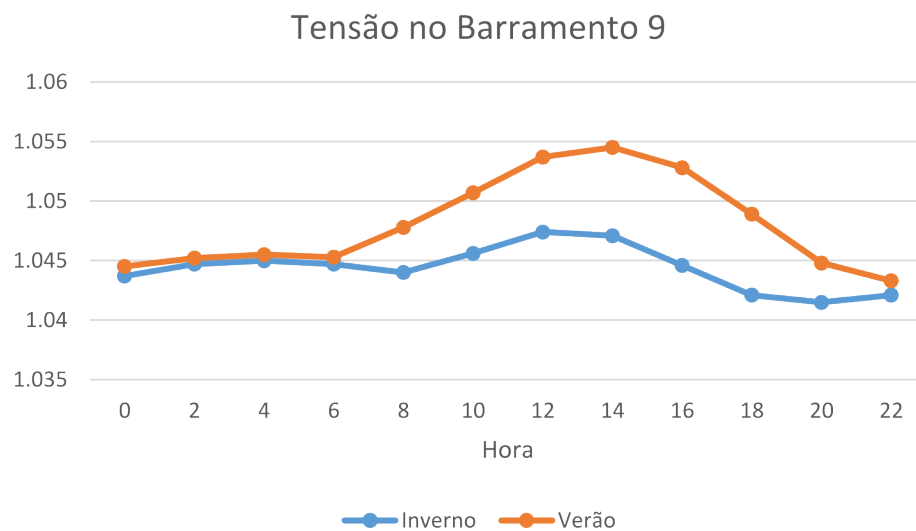


Figura 4.7: Tensões no barramento 9 para os períodos de Inverno e de Verão.

e 4.7 permitem, ainda, verificar que os valores máximos de tensão para os barramentos 8 e 9 ocorrem às 14h no Verão, ao contrário do Inverno onde pico ocorre às 12h.

Tal como referido anteriormente, ao barramento 7 encontra-se, apenas, ligada uma carga. Na Figura 4.8 verifica-se que, no período diurno de Inverno, devido à injeção de potência nos barramentos 8 e 9 por parte das fontes de PD fotovoltaica, a tensão sofre um aumento do seu valor.

Na Figura 4.9 verifica-se que o aumento de tensão no barramento 7 para o período diurno de Verão é mais acentuado do que em igual período de Inverno devido à maior produção de energia por parte dos parques fotovoltaicos em períodos de elevada irradiância.

Desta forma, pela análise das Figuras 4.8 e 4.9 verifica-se que o funcionamento das fontes de PD fotovoltaica apresenta uma importante contribuição para a manutenção do nível de tensão na

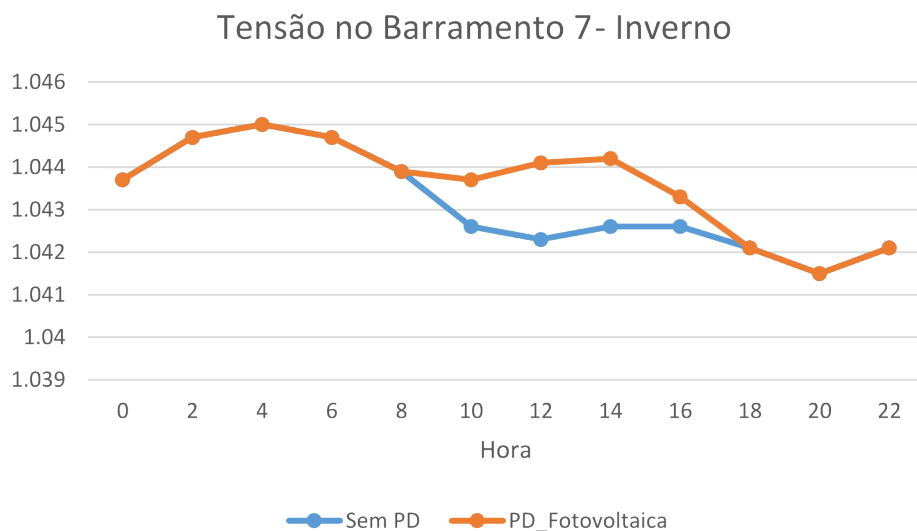


Figura 4.8: Tensões no barramento 7 para o período de Inverno.

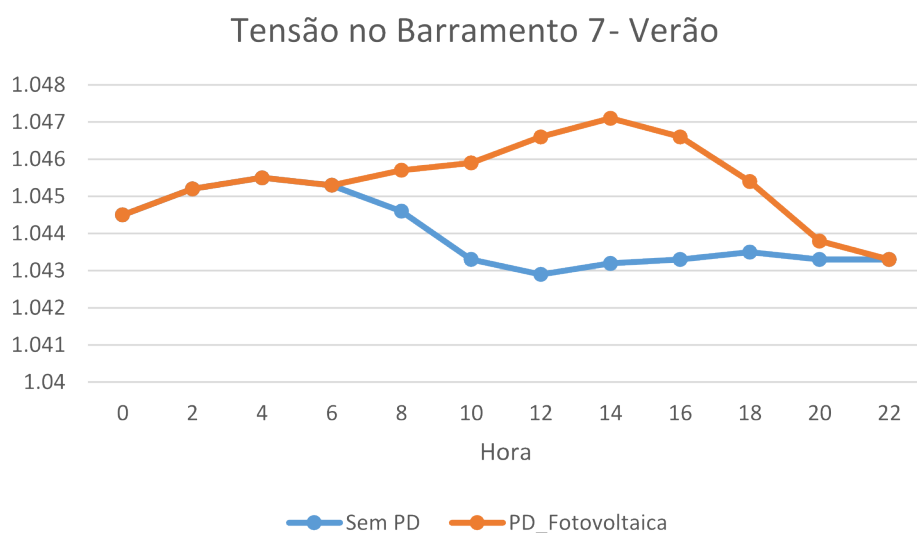


Figura 4.9: Tensões no barramento 7 para o período de Verão.

rede de distribuição dado que os períodos de maior produção deste tipo de fonte de PD, tanto no Inverno como no Verão, ocorrerem durante os períodos do dia em que a carga se encontra mais elevada. Assim, as quedas de tensão são menos acentuadas relativamente à tensão no barramento de referência (1.05p.u.).

4.3.1.2 PD Eólica

Na simulação PD Eólica foram analisados dois perfis de geração, um correspondente a um dia de vento elevado no Inverno e outro correspondente a um dia de vento fraco no Verão.

Os barramentos 4 e 6 correspondem a barramentos de carga localizados, respetivamente, a montante e a jusante do barramento 5 onde se encontra ligado um parque eólico de 3 MVA. As

Figuras 4.10 e 4.11 apresentam as tensões nesses barramentos para um dia de vento fraco no Verão. Verifica-se que, devido à ligação do parque eólico ao barramento 5, as tensões nos barramentos 4 e 6 sofrem um aumento do seu valor. Tratando-se de um dia de vento fraco, as fontes de PD eólica apresentam uma produção mais baixa o que justifica que o aumento de tensão em determinadas horas não seja muito significativo. Às 4 e às 18 horas ocorrem, no entanto, os valores máximos de tensão devido à existência de maior quantidade de vento.

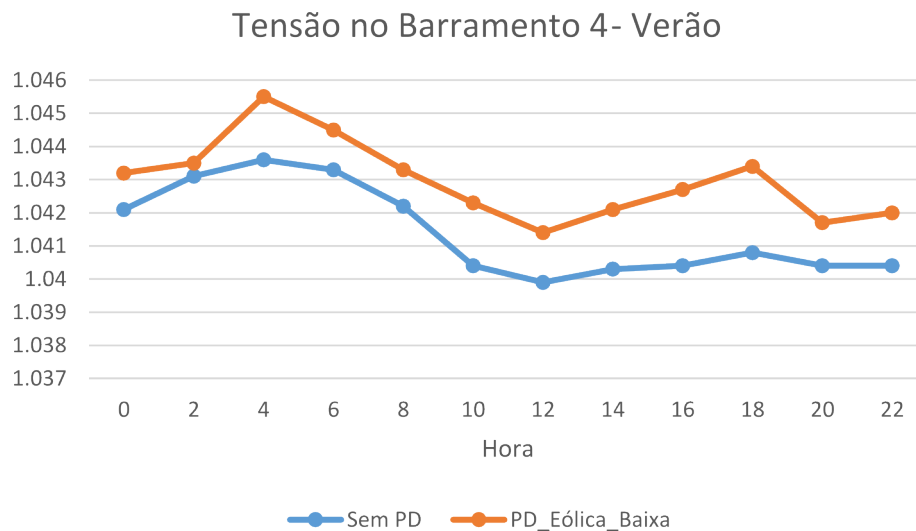


Figura 4.10: Tensões no barramento 4 para o período de Verão num dia de vento fraco.

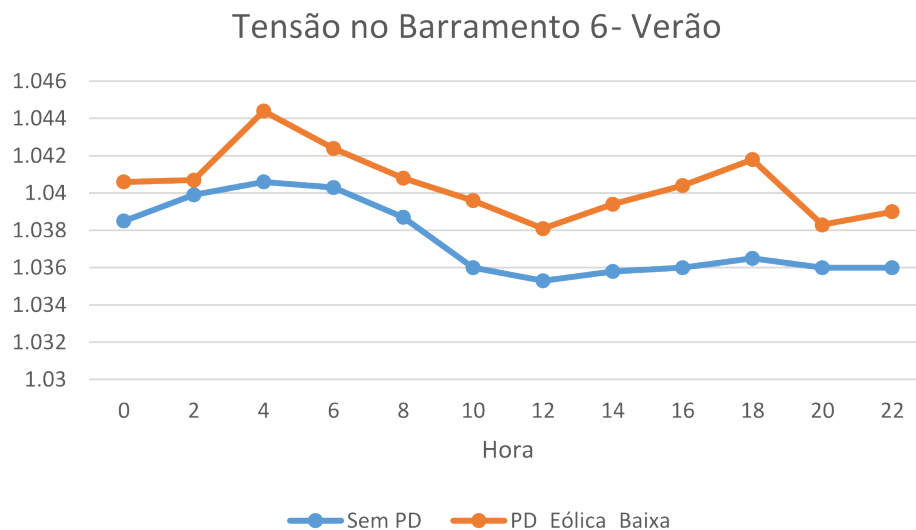


Figura 4.11: Tensões no barramento 6 para o período de Verão num dia de vento fraco.

Para além de uma carga, ao barramento 3 encontra-se ligado o parque eólico de 10 MVA. Na Figura 4.12 encontra-se evidenciado o aumento das tensões neste barramento, num dia de vento fraco no Verão, devido à ligação do parque eólico.

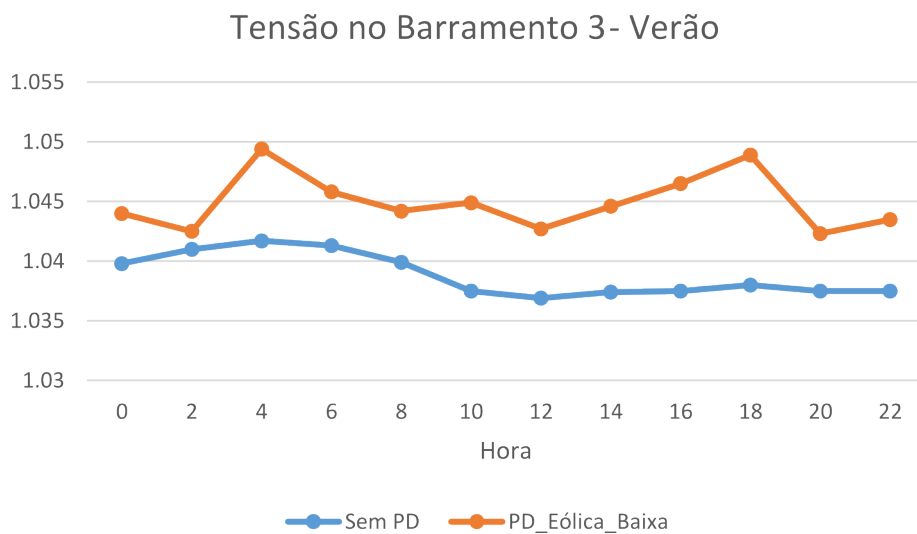


Figura 4.12: Tensões no barramento 3 para o período de Verão num dia de vento fraco.

O interesse na análise deste barramento prende-se com o facto da quantidade de energia produzida pelo parque eólico ser sempre superior à quantidade de energia necessária para alimentar a carga presente no mesmo, com exceção da hora 2 e da hora 20 deste dia. Este facto implica a inversão do fluxo de energia que se verificava no ramo 2-3 sem a presença do parque eólico. A quantidade de energia que flui para o barramento 2 é, depois, distribuída pelos restantes *feeders* da rede alimentando as respetivas cargas. Nas horas 4, 16 e 18, devido à maior produção eólica, a quantidade de energia injetada na rede de distribuição por parte destas fontes de PD é ligeiramente superior à carga existindo uma pequena quantidade de energia a fluir, através da subestação, para a rede de AT.

A Figura 4.13 apresenta as tensões no barramento 2 para um dia de vento fraco no Verão. Com a ligação de fontes de PD eólica, neste cenário, a tensão mantém-se praticamente igual à situação em que a rede de MT era alimentada, apenas, pela rede a montante da subestação AT/MT não sendo, portanto, sentidas as inversões de fluxo de energia nas horas acima mencionadas.

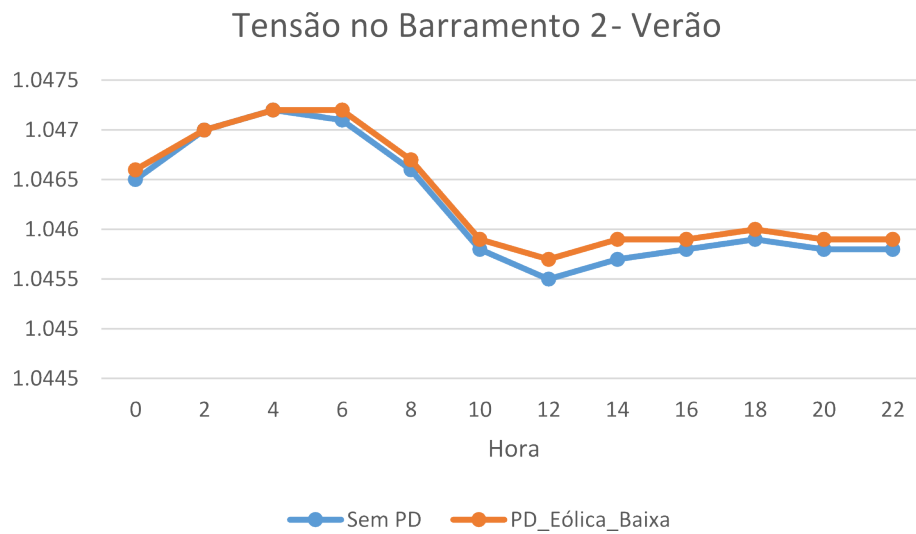


Figura 4.13: Tensões no barramento 2 para o período de Verão num dia de vento fraco.

As Figuras 4.14 e 4.15 apresentam, respetivamente, as tensões nos barramentos 4 e 6 para um dia de vento elevado no Inverno.

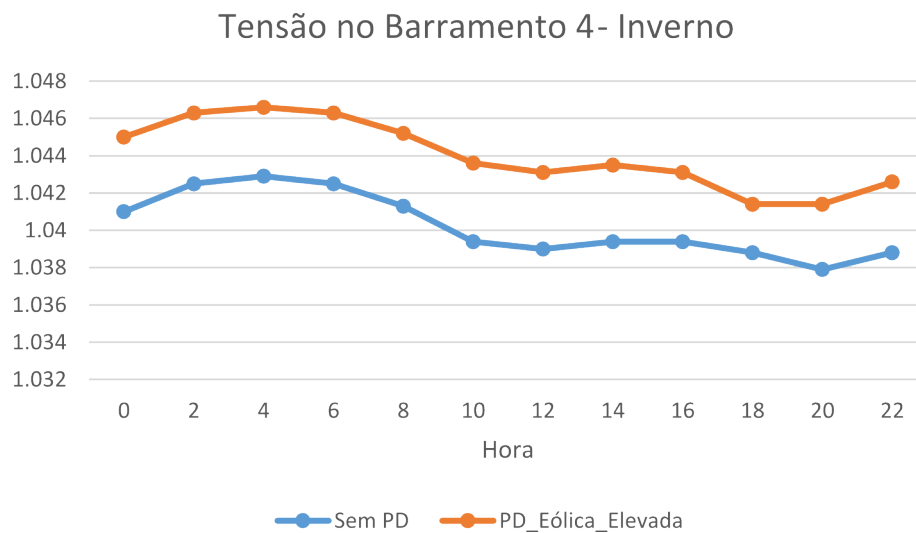


Figura 4.14: Tensões no barramento 4 para o período de Inverno num dia de vento elevado.

Neste cenário, devido à existência de grandes quantidades de vento durante, praticamente, todo o dia, a produção de energia por parte das fontes de PD eólica é bastante elevada. Os valores máximos de produção são, no entanto, registados durante o período noturno e durante o período da manhã. Os barramentos 4 e 6, tal como referido anteriormente, sofrem os impactos do funcionamento do parque eólico ligado ao barramento 5. No período noturno, a conjugação dos níveis máximos de produção e dos valores mínimos de carga resulta nos valores máximos de tensão com o pico a ocorrer às 4 horas. O mínimo de produção ocorre às 18 horas resultando, tal como se verifica nas Figuras 4.14 e 4.15, no valor mínimo de tensão para os dois barramentos.

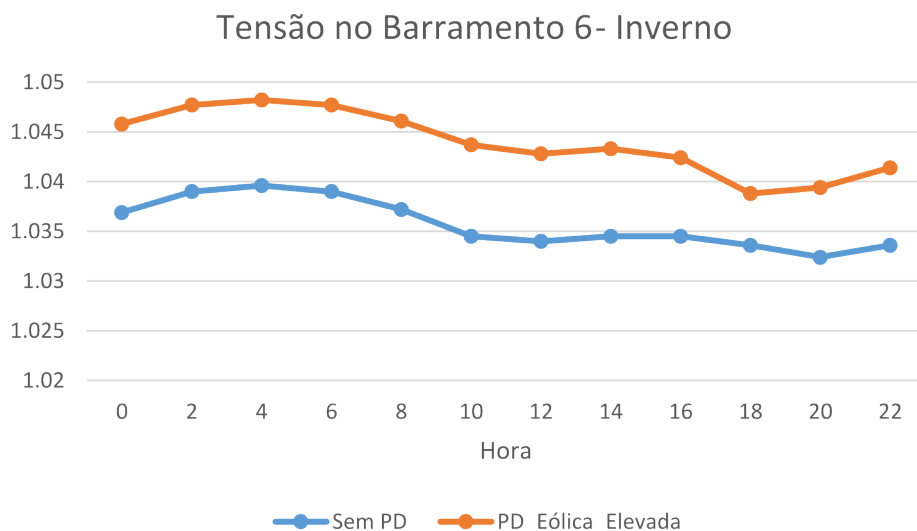


Figura 4.15: Tensões no barramento 6 para o período de Inverno num dia de vento elevado.

Na Figura 4.16 verifica-se um aumento significativo na tensão do barramento 3 devido à injeção de potência no mesmo por parte do parque eólico de 10 MVA. Às 4 horas, numa situação de alimentação da rede MT exclusivamente a partir da rede de AT a montante da subestação, a tensão no barramento 3 é de, aproximadamente, 1.04 p.u. enquanto que, com o funcionamento do parque eólico sobe para, aproximadamente, 1.06 p.u..

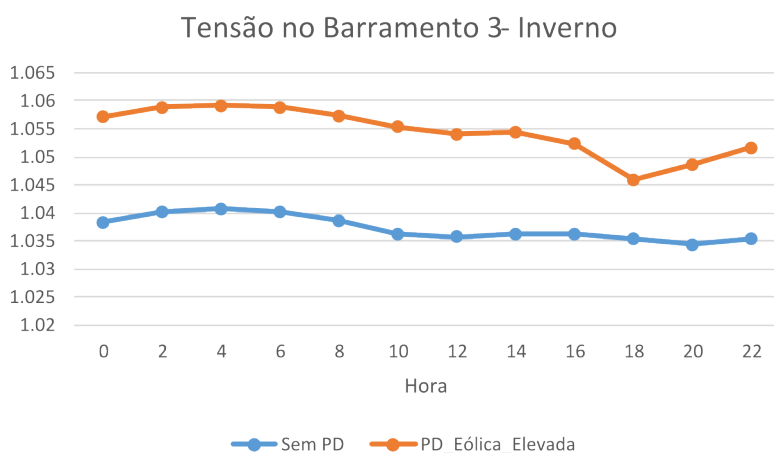


Figura 4.16: Tensões no barramento 3 para o período de Inverno num dia de vento elevado.

Devido à grande produção dos parques eólicos neste cenário de dia de Inverno com vento elevado, a quantidade de energia injetada na rede de distribuição por parte destas fontes de PD é, na maior parte das horas, bastante superior à carga. Este facto implica que a rede de MT se encontra a alimentar a rede de AT através da subestação AT/MT.

Deste modo, o fluxo de energia no barramento 2 sofre uma inversão de sentido originando uma diminuição da tensão no mesmo quando comparado com a situação em que a rede de MT

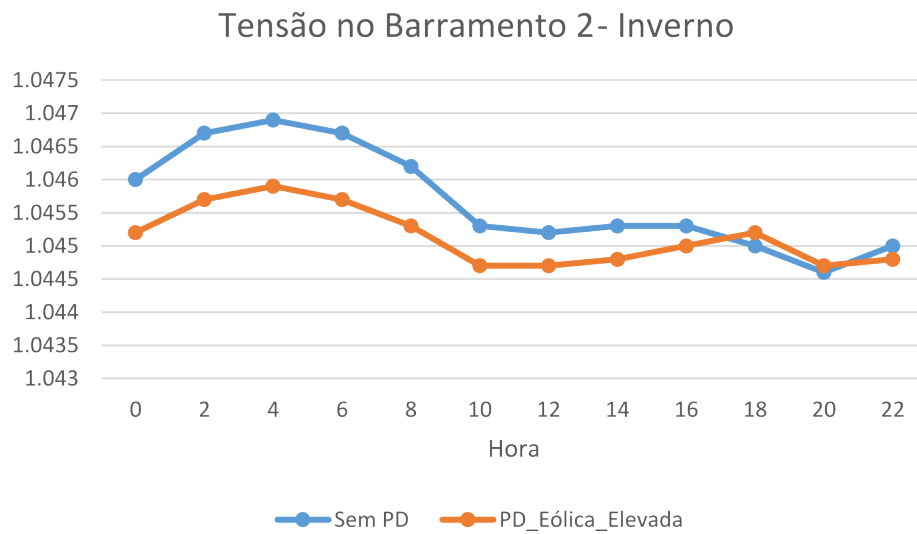


Figura 4.17: Tensões no barramento 2 para o período de Inverno num dia de vento elevado.

se encontrava a ser alimentada, apenas, pelas fontes de geração convencionais presentes na rede a montante. A Figura 4.17 apresenta essa diminuição de tensão.

4.3.1.3 PD Total

Nesta simulação, as quatro fontes de PD ligadas à rede encontram-se em funcionamento.

As Figuras 4.18 e 4.19 apresentam, respetivamente, as tensões nos barramentos 3 e 6 para um dia de vento fraco no Verão.

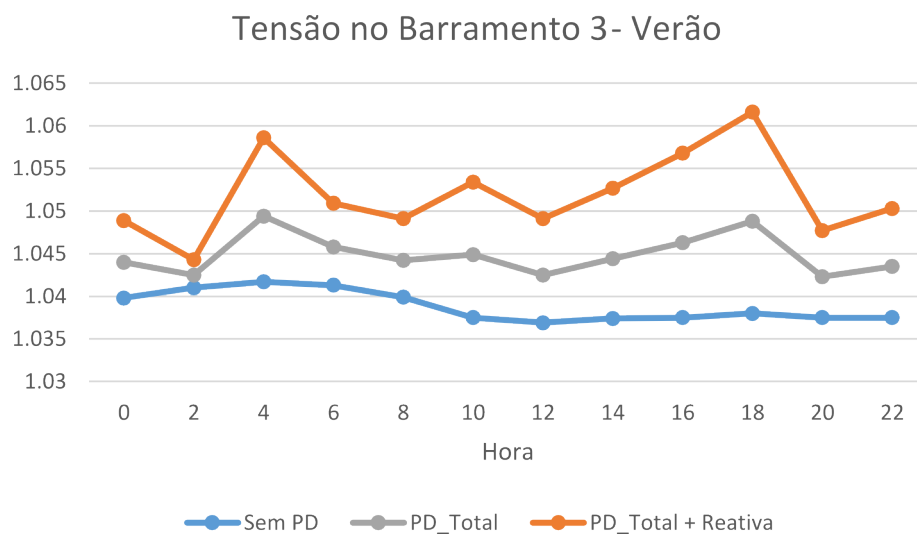


Figura 4.18: Tensões no barramento 3 para o período de Verão num dia de vento fraco, PD Total.

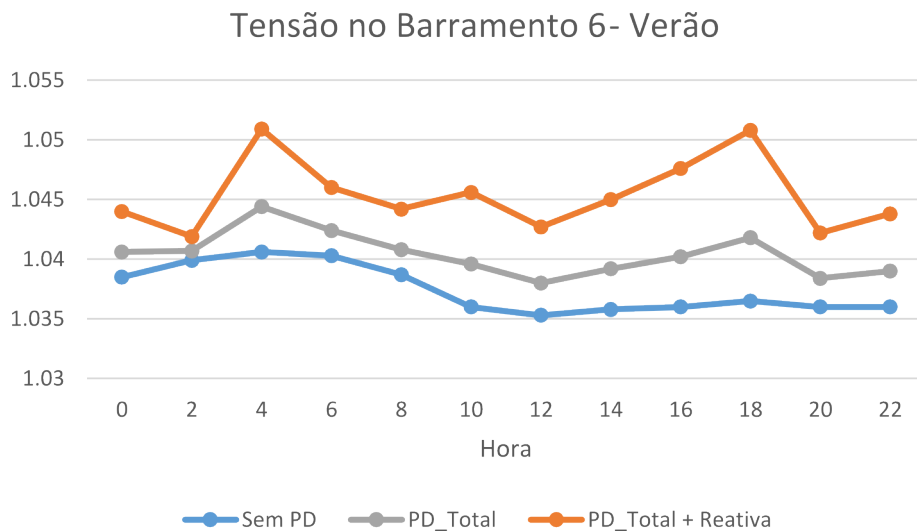


Figura 4.19: Tensões no barramento 6 para o período de Verão num dia de vento fraco, PD Total.

Foram considerados dois cenários: um em que as fontes de PD injetam, apenas, potência ativa na rede e outro onde os parques eólicos fazem acompanhar a sua injeção de potência ativa, também, com injeção de potência reativa.

A injeção de potência reativa no barramento 3, por parte do parque eólico de 10 MVA, origina um aumento de tensão, no mesmo, mais acentuado comparativamente com o cenário onde o parque eólico apenas efetuava injeção de potência ativa. No barramento 6 o aumento de tensão mais significativo deve-se à potência reativa injetada no barramento 5 pelo parque eólico de 3 MVA.

O aumento de tensão provocado pela injeção de potência reativa, por parte dos parques eólicos, nos barramentos 3 e 5 é, também, sentido nos restantes barramentos da rede devido à pequena dimensão que esta apresenta e devido, principalmente, à proximidade do parque eólico de maior potência ao barramento 2 que corresponde ao barramento da subestação AT/MT no qual se ligam todos os *feeders* da rede.

A Figura 4.20 mostra que, com o funcionamento de todas as unidades de PD, sem injeção de potência reativa, a tensão no barramento 2 é praticamente coincidente com a tensão que se verificava sem a presença destas unidades na rede de distribuição nas condições apresentadas para o dia de vento fraco no Verão.

Quando a injeção de potência ativa é acompanhada, por parte dos parques eólicos, por injeção de potência reativa, verifica-se um aumento dos valores de tensão neste barramento adquirindo o perfil de tensão forma idêntica à curva de produção eólica.

A Figura 4.21 apresenta as tensões no barramento 7 para um dia de vento fraco no Verão. No cenário de PD Total, onde não há injeção de potência reativa por parte dos parques eólicos, verifica-se que o aumento de tensão neste barramento se deve, apenas, ao funcionamento, durante o período diurno, dos parques fotovoltaicos ligados aos barramentos 8 e 9. Com a injeção de potência reativa por parte dos parques eólicos 3 e 5, a alteração do perfil de tensão no barramento 2, tal como analisado anteriormente, é, também, sentida pelo o barramento 7. Verifica-se, então,

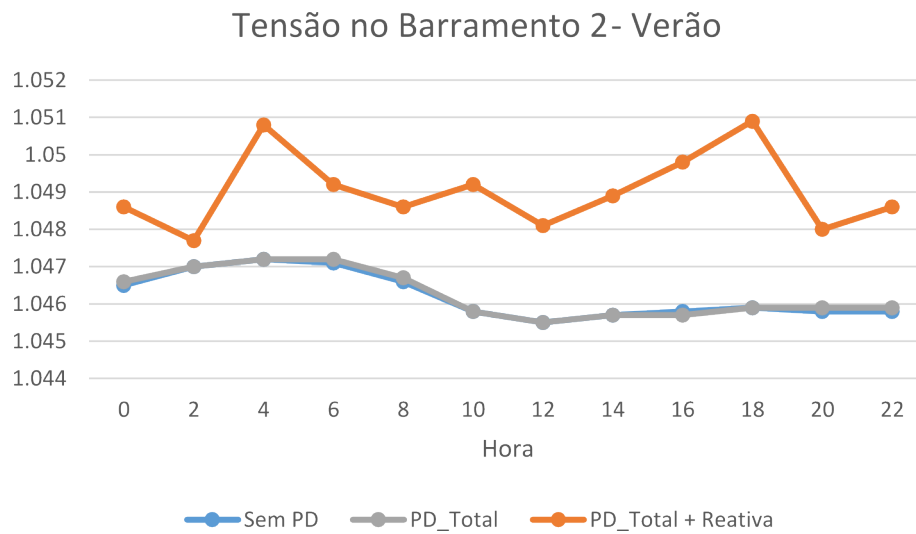


Figura 4.20: Tensões no barramento 2 para o período de Verão num dia de vento fraco, PD Total.

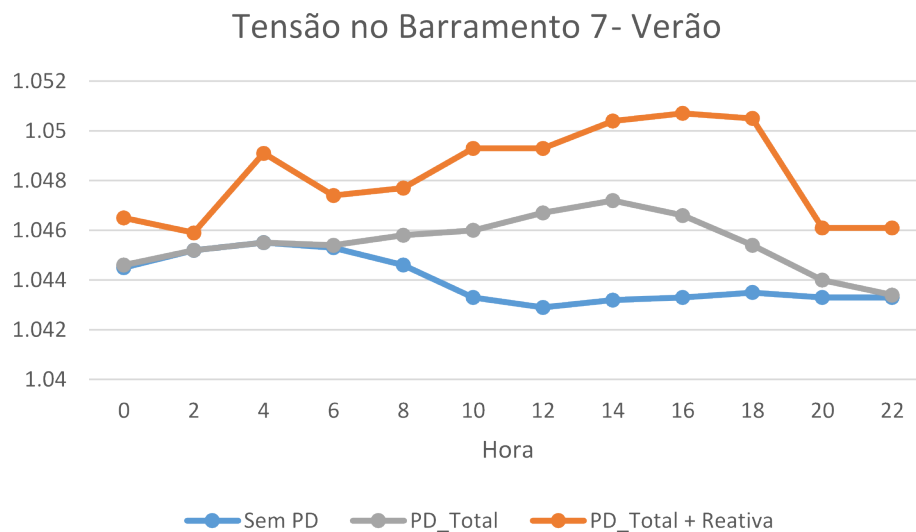


Figura 4.21: Tensões no barramento 7 para o período de Verão num dia de vento fraco, PD Total.

que a tensão no barramento 7 se apresenta com valores mais elevados sendo o aumento durante o período noturno devido apenas à injeção de energia reativa por parte das fontes de PD eólicas e, durante o período diurno, entre as 8 e as 18 horas, devido a contribuição conjunta entre a energia reativa proveniente das fontes de PD eólicas e a energia ativa proveniente das fontes de PD fotovoltaicas.

Num cenário de vento elevado, para um dia de Inverno, tal como referido anteriormente, devido à maior injeção de potência por parte dos parques eólicos a subida de tensões nos barramentos é mais elevada comparativamente a um dia de vento fraco para o mesmo período.

Na Figura 4.22 verifica-se que, com a injeção de potência reativa por parte do parques eólico de 10 MVA, a tensão no barramento 3 sofre um aumento superior àquele que se verifica quando

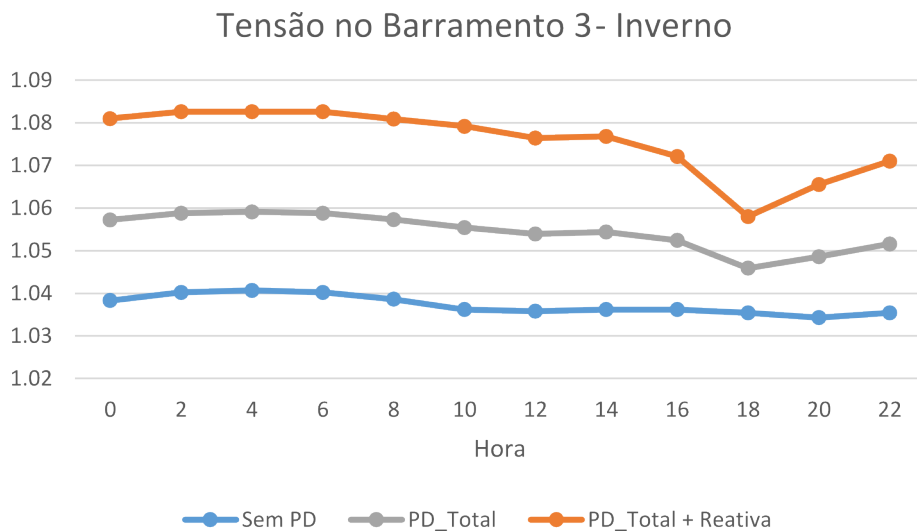


Figura 4.22: Tensões no barramento 3 para o período de Inverno num dia de vento elevado, PD Total.

o parque eólico se encontra a funcionar com fator de potência unitário, não injetando, portanto, energia reativa. O aumento de tensões é mais elevado durante o período noturno e da manhã, que corresponde aos períodos de maior produção dos parques eólicos. Neste barramento verifica-se que, entre a hora 0 e a hora 8, devido à conjugação de elevada produção eólica e baixo nível de carga na rede, a tensão se encontra acima do limite superior definido para todos os barramentos da rede de distribuição de MT (1.08 p.u.). Nesta situação, seria exigida a atuação de eventuais mecanismos de gestão da tensão/energia reativa, tais como alteração das tomadas dos transformadores AT/MT ou diminuição da energia reativa injetada pelas instalações de PD eólica, de forma a garantir que a tensão se mantém dentro dos limites técnicos definidos.

No barramento 2 (Figura 4.23) verifica-se que, com as instalações de PD a fornecerem, apenas, energia ativa, a tensão sofre uma diminuição comparativamente com a simulação Sem PD. Este facto, tal como referido anteriormente, deve-se à inversão do sentido do fluxo de energia no barramento 2 passando a rede MT a alimentar a rede AT. Com a injeção de energia reativa por parte dos parques eólicos, a inversão do fluxo de energia não implica, tal como anteriormente, a diminuição da tensão no barramento mas sim um aumento da mesma.

A Figura 4.24 apresenta as tensões no barramento 7 para um dia de vento elevado no Inverno.

Considerando o perfil de tensão correspondente à injeção de, apenas, energia ativa por parte das fontes de PD (PD Total) verifica-se que, entre a hora 0 e a hora 8 a tensão sofre uma diminuição do seu valor devido à inversão do fluxo de energia no barramento 2, mencionado anteriormente. Entre a hora 10 e a hora 16 a tensão neste barramento sofre um pequeno aumento devido ao funcionamento dos parques fotovoltaicos ligados aos barramentos 8 e 9. Com a injeção de energia reativa por parte dos parques eólicos, a alteração do perfil de tensão do barramento 2 é naturalmente propagada aos restantes barramentos da rede de MT dado ser este o barramento ao qual todos os *feeders* se encontram ligados. Assim, com a injeção de energia reativa, a tensão no barramento 7

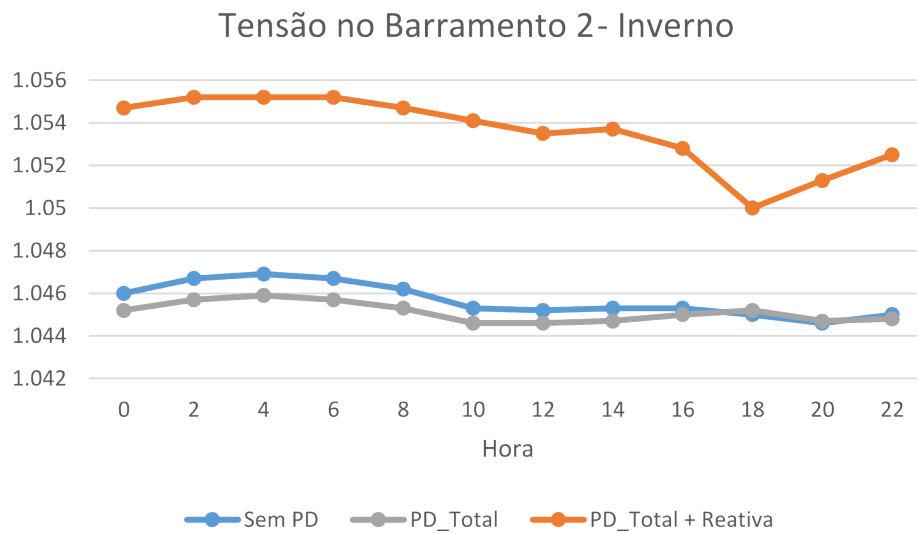


Figura 4.23: Tensões no barramento 2 para o período de Inverno num dia de vento elevado, PD Total.

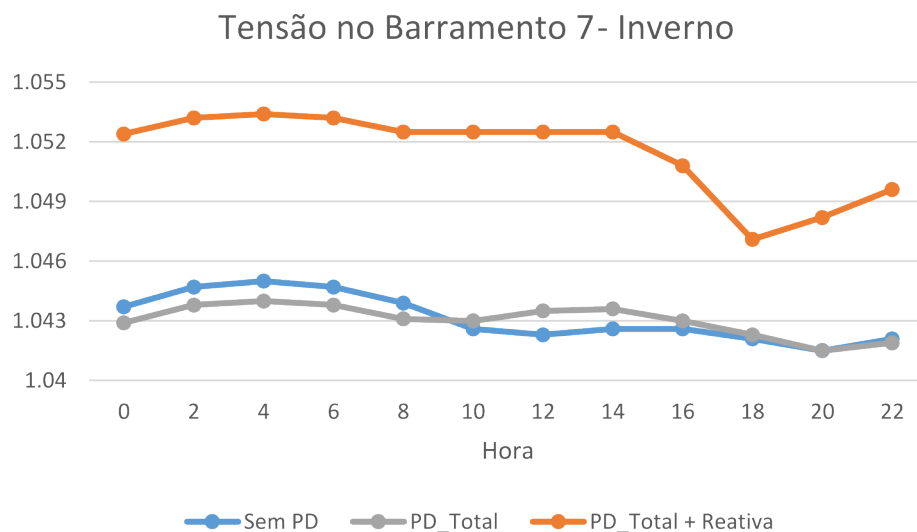


Figura 4.24: Tensões no barramento 7 para o período de Inverno num dia de vento elevado, PD Total.

apresenta, também, um aumento do seu valor.

4.3.2 Congestionamentos

Os níveis de congestionamento dos ramos de uma rede de distribuição são alvo de alterações quando a esta se ligam fontes de PD. A injeção de potência proveniente das fontes de PD altera a quantidade de energia que flui em determinados ramos da rede podendo essas alterações corresponderem a aumentos ou diminuições da percentagem de congestionamento. Tipicamente, uma

rede com uma pequena presença de fontes de PD experimenta diminuições ao nível dos congestionamentos nos ramos. Uma rede com grandes quantidades de PD apresenta, normalmente, um aumento do nível de congestionamentos.

A Tabela 4.1 apresenta os níveis de congestionamento nos ramos da rede de teste, para as diferentes simulações, num dia de vento fraco no Verão.

Tabela 4.1: Congestionamentos (%) nas linhas para as diferentes simulações, num dia de vento fraco no Verão

Ramo	Sem PD			Fotovoltaica			Eólica			Total			Total + Reativa		
	4h	12h	20h	4h	12h	20h	4h	12h	20h	4h	12h	20h	4h	12h	20h
2-3	12	19	18	12	19	18	18	7	6	18	7	6	18	3	1
2-4	11	17	16	11	17	16	3	10	11	3	10	11	1	9	10
4-5	5	7	7	5	7	7	6	2	2	6	2	2	6	1	1
5-6	5	7	7	5	7	7	5	7	7	5	7	7	5	7	7
2-7	6	10	9	6	16	6	6	10	9	6	16	6	6	16	6
7-8	0	0	0	0	25	3	0	0	0	0	25	3	0	25	3
8-9	0	0	0	0	15	2	0	0	0	0	15	2	0	15	2

Na simulação Sem PD (simulação de referência) verifica-se que quando a rede se encontra a ser alimentada, apenas, pelas fontes de produção convencionais presentes na rede a montante da subestação AT/MT, os ramos 7-8 e 8-9 não são utilizados resultando numa percentagem de congestionamento de 0%.

Na simulação PD Fotovoltaica verifica-se que, devido ao funcionamento dos parques fotovoltaicos ligados aos barramentos 8 e 9, o nível de congestionamento no ramo 2-7 aumentou, às 12 horas, de 10% para 16% quando comparado com a simulação de referência. Este aumento deve-se ao facto da produção de energia associada aos parques fotovoltaicos, a esta hora, para o dia de Verão especificado, ser bastante superior às necessidades de energia ativa apresentadas pela carga ligada ao barramento 7. O fluxo de energia no ramo apresenta-se, agora, do barramento 7 para o barramento 2 e a quantidade de energia ativa que nele circula é superior àquela que se verificava na ausência dos parques fotovoltaicos. Por outro lado, às 20 horas, o nível de congestionamento do ramo 2-7 diminuiu de 9% para 6%. Às 20 horas, a produção fotovoltaica, apesar de reduzida, contribui para a alimentação da carga presente no barramento 7 o que origina uma menor quantidade de energia proveniente da subestação AT/MT. Assim, a quantidade de energia a percorrer o ramo 2-7 é menor que na simulação de referência originando um menor congestionamento do mesmo.

Na simulação PD Eólica, para a hora 4, a percentagem de congestionamento no ramo 2-3 subiu para 18% face aos 12% verificados na simulação Sem PD. O baixo nível de carga associado ao período noturno e uma produção mais elevada, nesta hora, por parte do parque eólico ligado ao barramento 3 faz com que o trânsito de energia ativa flua do barramento 3 para o barramento 2 sendo a quantidade de energia superior àquela que fluía no ramo, em sentido inverso, na ausência da referida instalação de PD eólica. Para a hora 12, existe uma diminuição no congestionamento

do ramo de 19% para 7% ocorrendo, também, uma diminuição da mesma dimensão para a hora 20 onde o nível de congestionamento passa de 18% para 6%. Estas diminuições devem-se à contribuição do parque eólico ligado ao barramento 3 para a alimentação da carga presente no mesmo barramento reduzindo, assim, o fluxo de energia proveniente da subestação AT/MT que circula no ramo. No ramo 2-4, para as três horas analisadas, verifica-se uma diminuição do nível de congestionamento: na hora 4 existe uma diminuição de 11% para 3%, na hora 12 de 17% para 10% e na hora 20 de 16% para 11%. O parque eólico ligado ao barramento 5 contribui para a alimentação das cargas ligadas aos barramento 4 e 6 localizados no mesmo *feeder* sendo a razão para a redução dos níveis de congestionamento do ramo 2-4 apresentadas anteriormente. Para o ramo 4-5 ocorre um aumento de 5% para 6% às 4 horas e uma diminuição de 7% para 2% às 12 e às 20 horas. Sem a existência do parque eólico ligado ao barramento 5, no ramo 4-5 fluía, apenas, a energia necessária para alimentar a carga ligada ao barramento 6 mais as perdas associadas quer ao ramo 4-5 quer ao ramo 5-6. Com a ligação do parque eólico ao barramento 5, a energia que flui no ramo 4-5 é a diferença entre a quantidade de energia produzida pelo parque e a quantidade de carga exigida no barramento 6. Quando essa diferença é superior à carga no barramento 6, o congestionamento no ramo 4-5 aumenta relativamente à simulação de referência, tal como acontece na hora 4. Quando a diferença é inferior à carga no barramento 6, o congestionamento no referido ramo diminui, tal como verificado às 12 e às 20 horas.

A quantidade de energia reativa que circula nos ramos da rede também contribui para o nível de congestionamento. Na simulação PD Total, tal como apresentado anteriormente, as fontes de PD injetam, apenas, energia ativa. Na simulação PD Total + Reativa, com a injeção de energia reativa por parte dos parques eólicos, verifica-se uma diminuição no nível de congestionamento nos ramos dos *feeders* aos quais estes se encontram ligados. No ramo 2-3, para a hora 12, o nível de congestionamento desce de 7% para 3% quando comparado com a situação onde as fontes de PD eólicas apenas injetam energia ativa. Na hora 20 também existe uma diminuição de 6% para 1% no congestionamento referido ramo. No ramo 2-4, para as três horas analisadas, verifica-se, também, uma diminuição do nível de congestionamento passando de 3% para 1% às 3 horas, de 10% para 9% às 12 horas e de 11% para 10% às 20 horas. Também no ramo 4-5 se assiste a uma diminuição do nível de congestionamento de 2% para 1% às 12 e às 20 horas.

A Tabela 4.2 apresenta os níveis de congestionamento nos ramos da rede de teste, para as diferentes simulações, num dia de vento elevado no Inverno.

Na simulação PD Fotovoltaica, apesar de se tratar de um dia de Inverno onde a produção das unidades fotovoltaicas é menor, verifica-se que, para a hora de maior produção (hora 12), o ramo 2-7 apresenta um aumento do nível de congestionamento de 11% para 14% quando comparado com a simulação de referência.

Na simulação PD Eólica verifica-se que o ramo 2-3 apresenta aumentos significativos do nível de congestionamento para as três horas analisadas. Às 4 horas a percentagem de congestionamento sobre de 13% para 62%. A elevada produção das fontes de PD eólicas e a baixa carga para a referida hora originam um fluxo de energia no ramo muito superior àquele que se verificava na simulação de referência. À hora 12 verifica-se um aumento de 20% para 52% enquanto que à hora

Tabela 4.2: Congestionamentos (%) nas linhas para as diferentes simulações, num dia de vento elevado no Inverno

Ramo	Sem PD			Fotovoltaica			Eólica			Total			Total + Reativa		
	4h	12h	20h	4h	12h	20h	4h	12h	20h	4h	12h	20h	4h	12h	20h
2-3	13	20	22	13	20	22	62	52	33	62	52	33	63	53	33
2-4	12	19	20	12	19	20	16	10	6	16	10	6	16	8	1
4-5	5	8	9	5	8	9	22	19	11	22	19	11	23	19	11
5-6	5	8	9	5	8	9	5	8	9	5	8	9	5	8	9
2-7	7	11	12	7	14	12	7	11	12	7	4	12	7	4	12
7-8	0	0	0	0	11	0	0	0	0	0	11	0	0	11	0
8-9	0	0	0	0	7	0	0	0	0	0	7	0	0	7	0

20, devido à menor produção de energia eólica no referido período e à carga mais elevada, se dá um aumento de menor dimensão relativamente às horas anteriores (22% para 33%). No ramo 2-4, às 4 horas, existe um aumento de 12% para 16% devido ao nível de produção do parque eólico presente no barramento 5 ser muito superior à soma das cargas presentes nos barramentos 4 e 6. Este facto implica um fluxo de energia do barramento 4 para o barramento 2, correspondente ao excesso entre a produção e a carga nesse *feeder* ser muito superior àquele que se verificava, em sentido contrário, na simulação Sem PD. Por outro lado, às 12 e às 20 horas verificam-se diminuições do nível de congestionamentos no ramo de 19% para 10% e de 20% para 6%, respetivamente. Isto significa que, com o funcionamento do parque eólico no barramento 5, a quantidade de energia injetada no ramo 2-4 proveniente das fontes de produção convencionais ligadas às redes a montante da subestação AT/MT é menor. No ramo 4-5 o nível de congestionamento aumenta para as três horas consideradas dado que o fluxo de energia que percorre o referido ramo para esta simulação, comparativamente com a simulação de referência, é superior à quantidade de energia exigida pela carga no barramento 5 somada das perdas no ramo 5-6. À hora 5, a percentagem de congestionamento do ramo 4-5 sobe de 5% para 22% subindo de 8% para 19% e de 9% para 11% às 12 e às 20 horas, respetivamente.

Com a injeção de energia reativa por parte dos parques eólicos verifica-se que, na simulação PD Total + Reativa, existem alterações da percentagem de congestionamento, para determinadas horas, em ramos de *feeders* aos quais se encontram ligados os referidos parques. No ramo 2-3 verifica-se um aumento de 1% para as horas 4 e 12 relativamente à situação em que o parque eólico ligado ao barramento 3 apenas injetava potência ativa. Este aumento traduz o facto da energia reativa injetada pelo parque eólico no barramento 3 não só alimentar as necessidades da carga nesse barramento como também fluir do barramento 3 para o barramento 2 em quantidade superior à que se verificava, em sentido inverso, na situação onde a alimentação de energia reativa era assegurada, apenas, pela rede de AT. No ramo 2-4, a quantidade de energia reativa injetada pelo parque eólico ligado ao barramento 5 origina a diminuição do fluxo de energia no referido ramo para as horas 12 e 20 quando comparado com a simulação PD Total. A percentagem de congestionamento desce de 10% para 8% às 12 horas e de 6% para 1% às 20 horas. No ramo

4-5, à hora 4, verifica-se, no entanto, um aumento de 1% na percentagem de congestionamento passando de 22% para 23%.

4.3.3 Perdas

A injeção de potência em diversos pontos da rede de distribuição, por parte das fontes de PD, altera o valor eficaz da corrente que circula nos ramos. Esta alteração depende da quantidade de PD instalada na rede, da sua localização e, sobretudo, da relação entre a produção e a carga ao longo do tempo. De forma análoga aos níveis de congestionamento, uma rede com pequena presença de fontes de PD sofre, mais facilmente, uma diminuição das suas perdas enquanto que numa rede com grande quantidade de PD as perdas, geralmente, aumentam. O impacto, nas perdas, da integração de fontes de PD nas redes de distribuição pode, portanto, ser positivo ou negativo para a eficiência das mesmas.

Na rede de teste apresentada são analisadas as perdas ativas totais (de 2 em 2 horas) relativas à rede de distribuição de MT para as diferentes simulações.

A Figura 4.25 apresenta as perdas ativas na rede de MT, num dia de Verão, para a situação em que não existem fontes de PD na rede e para a situação em que são ligados os parque fotovoltaicos aos barramentos 8 e 9.

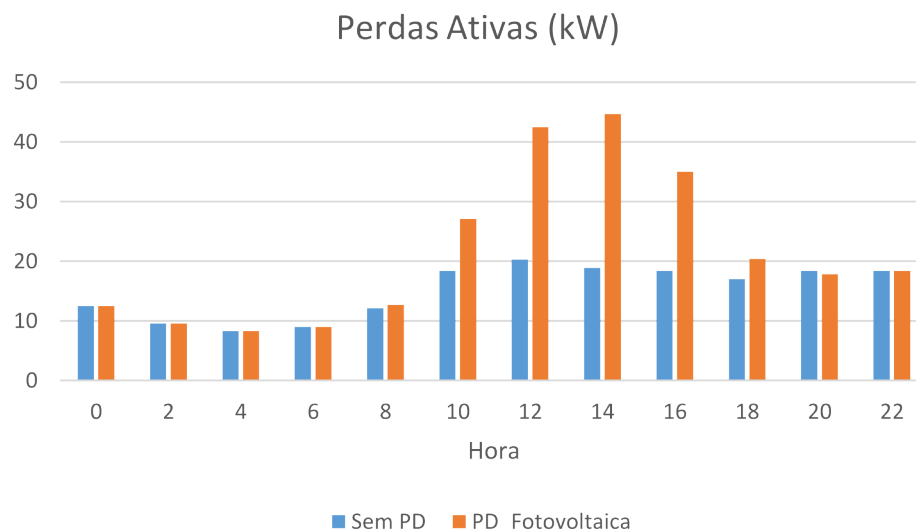


Figura 4.25: Perdas ativas na rede de MT para o período de Verão.

Verifica-se que, para o período de funcionamento das instalações de PD fotovoltaicas (das 8 às 20 horas) com a exceção da hora 20 onde existe uma ligeira diminuição, as perdas sofrem um aumento sendo que, nas horas de maior irradiação (12 e 14 horas), as perdas chegam a aumentar mais de 100%. O facto dos dois parques fotovoltaicos se encontrarem em barramentos nos quais não existem cargas faz com que a energia por eles injetada tenha de percorrer os ramos 8-9 e 7-8 até alimentar a carga que se encontra no barramento 7. Esta não é, portanto, a localização mais acertada para a integração de fontes de PD.

Na Figura 4.26 verifica-se que, para baixos níveis de vento, a integração dos parques eólicos nos barramentos 3 e 5 reduz, na maior parte das horas, as perdas ativas na rede.

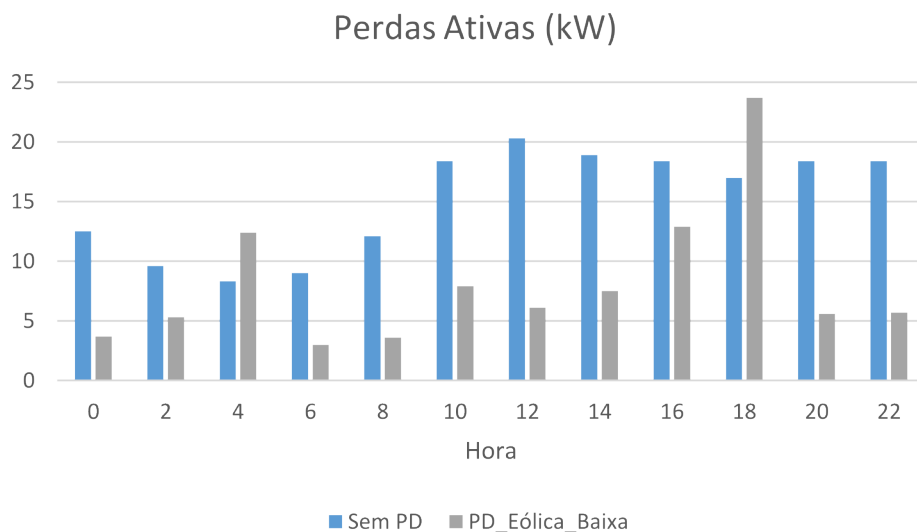


Figura 4.26: Perdas ativas na rede de MT para o período de Verão num dia de vento fraco.

Com a exceção da hora 4, onde existe uma produção mais elevada e menor nível de carga, e com a exceção da hora 18 onde o nível de produção eólica é mais elevado, existem diminuições significativas no nível de perdas. Nas horas onde se registam diminuições do nível de perdas, com a exceção da hora 2 e da hora 16, verifica-se que a diminuição é sempre maior ou igual a 50% comparativamente à quantidade de perdas verificada quando a rede de MT é, apenas, alimentada pela rede a montante da subestação AT/MT. Para além dos níveis de produção proporcionados pelo dia de vento fraco verifica-se que a localização dos parques eólicos é adequada. Ao barramento 3, onde se encontra ligado o parque eólico de 10 MVA encontra-se ligada, também, uma carga o que possibilita uma alimentação local da mesma reduzindo a quantidade de energia que flui no ramo 2-3, consequentemente, as perdas. O parque eólico de 3 MVA encontra-se ligado ao barramento 5 que, estando num ponto intermédio entre os barramentos 4 e 6, nos quais se encontram cargas não muito distintas (1.16 MW e 0.85 MW) permite a redução do trânsito de energia no ramo 2-4 contribuindo, assim, de forma decisiva para a redução das perdas ativas totais na rede.

A Figura 4.27 apresenta os níveis de perdas ativas para um dia de vento fraco, no Verão, com a integração de todas as instalações de PD.

Verifica-se que, devido ao funcionamento dos parques fotovoltaicos, as perdas ativas na rede não apresentam uma diminuição nas horas 12, 14 e 16 tal como se verificava aquando da integração na rede, apenas, dos parques eólicos. A localização pouco adequada dos parques fotovoltaicos, ligados aos barramentos 8 e 9, e a elevada produção fotovoltaica associada às referidas horas faz aumentar o nível de perdas nos ramos do *feeder* correspondente e, consequentemente, o nível de perdas totais da rede. Os valores máximos de perdas nessas horas são, contudo, menores do que na situação em que apenas os parques fotovoltaicos se encontravam ligados à rede.

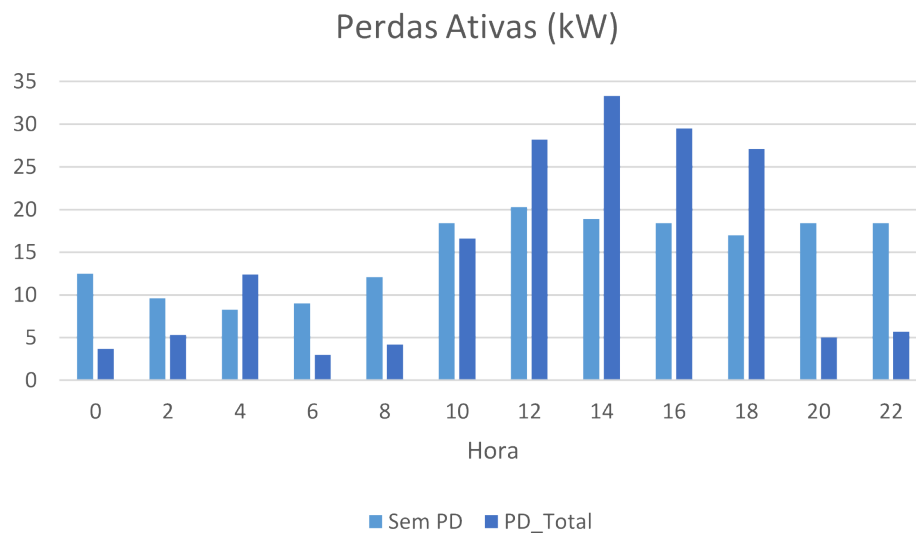


Figura 4.27: Perdas ativas na rede de MT para o período de Verão num dia de vento fraco, PD Total.

Na Figura 4.28 apresenta-se, para um dia de Inverno, a comparação entre as perdas ativas da simulação Sem PD e da simulação PD Fotovoltaica.

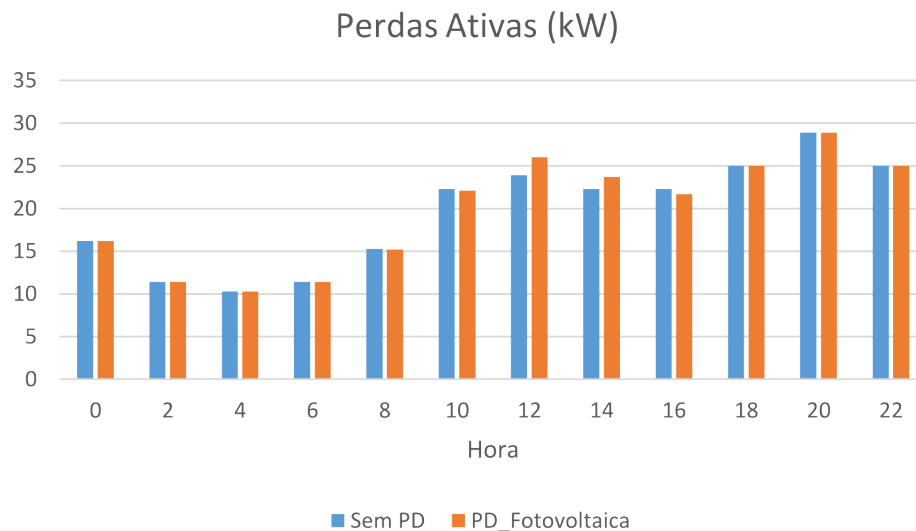


Figura 4.28: Perdas ativas na rede de MT para o período de Inverno.

Apesar dos níveis de produção dos parques fotovoltaicos serem, para o período de Inverno, bastante menores que no período de Verão verifica-se que, às 12 e às 14 horas, a quantidade de energia injetada pelos mesmos continua a provocar um aumento da quantidade de perdas ativas na rede. Para as restantes horas de funcionamento (8, 10 e 16 horas) o decréscimo nas perdas não é significativo. Uma vez mais, tal como na análise efetuada para o período de Verão, verifica-se que a localização dos parques fotovoltaicos, afastada das cargas, não contribui para o aumento da eficiência da rede ao nível das perdas.

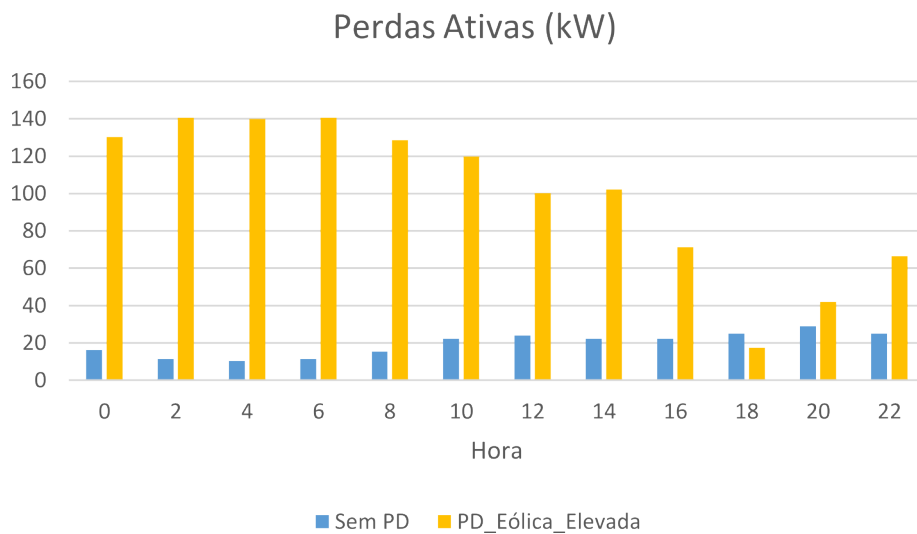


Figura 4.29: Perdas ativas na rede de MT para o período de Inverno num dia de vento elevado.

A Figura 4.29 permite verificar que, em dias de vento elevado, as perdas na rede de MT associadas à integração dos parques eólicos podem atingir valores muito superiores àqueles que se registavam sem a presença de qualquer fonte de PD na rede.

A quantidade de PD eólica instalada no barramento 3 (10 MVA) é a principal razão para o elevado aumento das perdas. Para o referido dia, nos períodos noturnos e nos períodos da manhã, a quantidade de vento permite ao parque eólico funcionar, na maior parte das horas, próximo da sua capacidade máxima de produção, resultando numa quantidade de energia injetada muito superior à carga nesse barramento (2.65 MW). Deste modo, a quantidade de energia que flui no ramo 2-3 é bastante superior àquela que fluía no mesmo, em sentido inverso, aquando da alimentação da carga apenas pelas fontes de produção convencionais presentes na rede a montante da subestação AT/MT.

Tal como se verifica na Figura 4.30, para a simulação PD Total num dia de vento elevado, no Inverno, os resultados obtidos para as perdas são muito próximos dos obtidos na simulação PD Eólica para o mesmo dia sendo o aumento das nas horas 12 e 14 e a diminuição nas horas 8, 10 e 16 (devido ao funcionamento dos parques fotovoltaicos) pouco significativo.

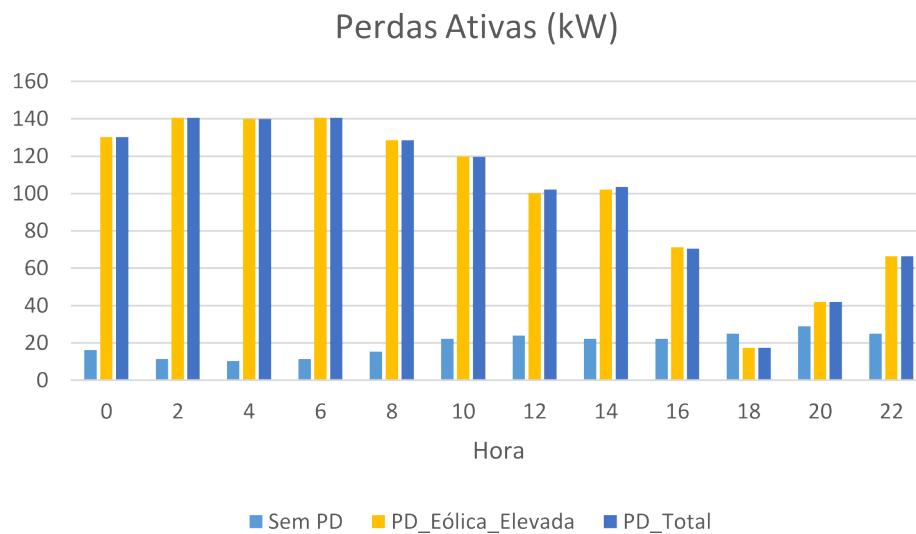


Figura 4.30: Perdas ativas na rede de MT para o período de Inverno num dia de vento elevado, PD Total

4.4 Conclusões

Neste capítulo foram analisados alguns dos impactos da integração de fontes de PD renováveis numa rede de teste de MT.

Para diferentes simulações, em dias de vento fraco no Verão e de vento elevado no Inverno, analisaram-se as alterações nos perfis de tensão, nas perdas ativas e nos congestionamentos dos ramos provocados pela integração de parques eólicos e parques fotovoltaicos.

Verificou-se que a injeção de energia por parte das fontes de PD faz aumentar o valor da tensão no ponto de ligação. Quando é injetada, apenas, energia ativa, o aumento do valor da tensão no ponto de ligação e nos barramentos que se encontram na proximidade é inferior àquele que se verifica quando, para além de energia ativa é injetada, também, energia reativa. Este facto deve-se à rede de MT ser mais reativa do que resistiva, ou seja, os valores de reactância (X) são mais elevados que os valores de resistência (R).

Verificou-se, ainda, que os níveis de perdas e de congestionamentos nos ramos estão diretamente relacionados com a quantidade de PD, relativamente à carga, e com a sua localização na rede. Grande níveis de produção, como os verificados para o dia de vento elevado, no Inverno, por parte das fontes de PD eólicas, podem originar níveis de perdas muito superiores àqueles que a rede de distribuição apresentava quando era alimentada, apenas, pelas fontes de produção convencionais ligadas às redes de transporte. Por outro lado, níveis de integração moderados e ajustados à carga da rede podem ter efeitos benéficos na eficiência da rede contribuindo para a redução das perdas e dos níveis de congestionamento.

Capítulo 5

Conclusões e Trabalho Futuro

5.1 Conclusões

Nesta dissertação mostraram-se alguns dos impactos da ligação de fontes de Produção Distribuída (PD), de origem renovável, a uma rede de distribuição de Média Tensão de 15 kV. Analisaram-se as alterações ao nível dos perfis de tensão, perdas ativas na rede e congestionamentos nos ramos. A referida rede de teste inclui dois parques eólicos, de 10 e de 3 MVA, e dois parques fotovoltaicos, de 2 e de 3 MVA. Para períodos de carga típica de Inverno e de Verão, realizaram-se estudos de trânsito de potências simulando o funcionamento da rede na ausência de fontes de PD. Os valores desta simulação foram utilizados como referência para comparação com as simulações que incluíam fontes de PD no funcionamento da rede. Considerando curvas de produção típicas de unidades fotovoltaicas para os períodos de Inverno e de Verão simulou-se o funcionamento da rede com a ligação dos dois parques fotovoltaicos. As simulações com a ligação dos dois parques eólicos foram realizadas considerando curvas de produção típicas para um dia de vento elevado no período de Inverno e para um dia de vento fraco no período de Verão. Foram realizadas, também, duas simulações de funcionamento da rede com a integração das quatro fontes de PD. Numa das simulações considerou-se que as fontes de PD injetavam na rede, apenas, potência ativa sendo que, na outra simulação, considerou-se que os parques eólicos faziam acompanhar a sua injeção de potência ativa, também, com injeção de potência reativa.

A ligação de fontes de PD apresenta um conjunto de implicações que, dependendo da forma como é estruturada, pode ter consequências mais ou menos positivas para o funcionamento da rede. Verificou-se que a injeção de potência associada à integração de fontes de PD provoca um aumento de tensão no ponto de ligação, podendo este repercutir-se a outros barramentos. Com a integração das fontes de PD fotovoltaica verificou-se, para o período diurno, um aumento de tensão mais elevado no Verão do que no Inverno devido à existência de níveis de irradiância solar mais elevados no primeiro. As fontes de PD eólica apresentam uma maior contribuição para o aumento de tensão no dia de vento elevado, no Inverno, devido à grande disponibilidade do recurso, principalmente durante o período noturno e da manhã. Dado que a rede é mais reativa do que resistiva, ou seja, a reactância (X) é maior do que a resistência (R), a injeção de energia reativa

provoca um aumento de tensão mais acentuado quando comparado com o aumento provocado, apenas, pela injeção de energia ativa. Pela análise das perdas na rede e dos congestionamentos nos respectivos ramos verificou-se que a localização e a potência de PD instalada são determinantes para a eficiência das redes de distribuição. Unidades de PD com potências bastante mais elevadas que a carga e localizadas, nos feeders, de forma desadequada podem contribuir para que o nível de perdas da rede seja bastante superior àquele que se verificava sem a presença de PD. Por outro lado, uma localização adequada e um correto dimensionamento das instalações de PD, face à carga, podem contribuir para a redução da potência de perdas da rede de distribuição aumentando, portanto, a eficiência da mesma.

A abordagem *fit-and-forget*, tradicionalmente seguida para a ligação deste tipo de instalações, apresenta-se como um fator limitador para a integração de fontes de PD não permitindo, também, tirar partido de um conjunto de vantagens que as mesmas podem oferecer quando a sua integração é acompanhada por mecanismos de gestão e controlo integrados (gestão ativa). O desenvolvimento de sistemas de gestão ativa das redes de distribuição permitirá, no futuro, fornecer monitorização e controlo em tempo real nos principais nós da rede possibilitando, desta forma, uma coordenação entre diversos dispositivos controláveis (geradores, cargas, compensadores de energia reativa, tomadas de transformadores) que conduzirá a níveis de utilização da rede mais elevados, com maior integração de fontes de PD, e ao fornecimento de novos serviços para os utilizadores do sistema.

5.2 Trabalho Futuro

Esta dissertação apresenta uma visão sobre os impactos, sobretudo de ordem técnica, da integração de fontes de PD nas redes de distribuição. Mostrou-se, através de uma rede de teste de MT, alguns dos impactos provocados pela ligação de fontes de PD de origem renovável. Os impactos da ligação deste tipo de fontes é, contudo, muito vasto quer a nível técnico quer a nível económico.

A nível técnico, sugere-se a realização de estudos ao nível dos esquemas de proteção da rede. A inversão do fluxo de energia e a alteração das correntes de defeito e de regime permanente coloca em causa a sensibilidade e a seletividade previamente definidas para os esquemas de proteção do sistema podendo colocar em risco o correto funcionamento do mesmo. Será, também, de estudar a contribuição das fontes de PD para o fornecimento de serviços auxiliares uma vez que, em determinadas redes de distribuição, podem e devem contribuir para a gestão de potência ativa e reativa bem como para o controlo de tensão.

Do ponto de vista económico, trabalhos futuros poderiam consistir na análise do impacto da PD ao nível dos investimentos na rede de distribuição. Dado o natural aumento dos consumos, as empresas concessionárias da rede têm, por vezes, a necessidade de realizar elevados investimentos em equipamentos para reforço das mesmas. A integração de fontes de PD pode, em alguns casos, contribuir para o evitar este tipo de investimentos. Uma análise ao nível do impacto nas tarifas de uso das redes seria, também, interessante dado que, devido aos custos de transporte e de distribuição associados, a energia produzida pelas fontes convencionais chega aos consumidores a preços bastante mais elevados do que aqueles que se verificam ao nível da produção. A integração

de fontes de PD nas redes de distribuição contribui para a alimentação das cargas sem solicitar, de forma significativa, a utilização das infraestruturas quer de transporte quer de distribuição.

Alargar o estudo à rede de BT seria, também, interessante. O facto de, para este tipo de redes, a resistência (R) predominar sobre a reactância (X) altera a possibilidade de efetuar controlo de tensão pela atuação no valor da potência reativa. Mecanismos de controlo baseados na potência ativa seriam mais eficazes.

Anexo A

Dados da Rede de Teste

A Figura A.1 apresenta a rede de teste utilizada para a realização do caso de estudo, correspondendo a uma adaptação da rede de distribuição de MT a jusante da subestação de Valpaços, Portugal.

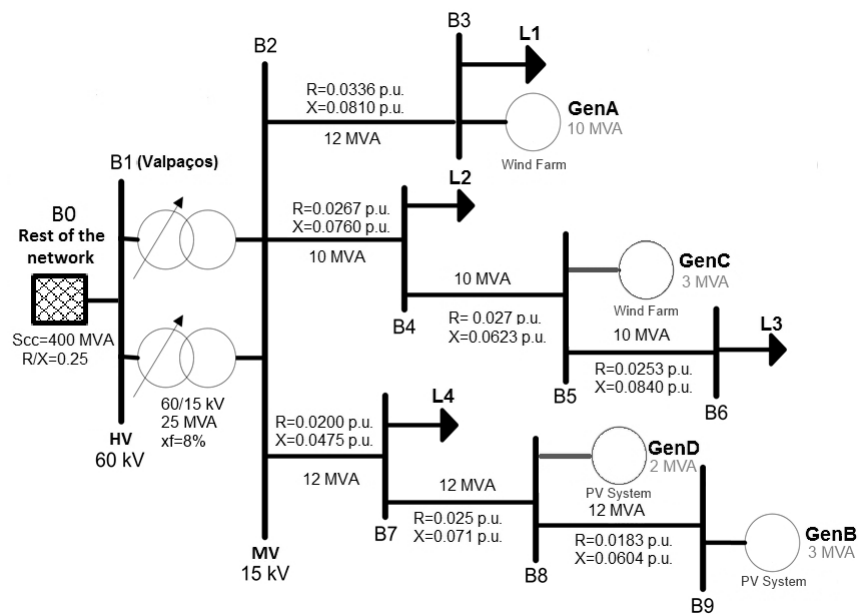


Figura A.1: Rede de teste utilizada. Adaptada de [30].

As Tabelas A.1, A.2, A.3 e A.4 apresentam, respetivamente, os parâmetros das linhas, dos transformadores, das cargas e dos geradores presentes na rede de teste.

Tabela A.1: Parâmetros das linhas.

De Bar.	Para Bar.	R (p.u.)	X (p.u.)	Smax (MVA)
2	3	0.0336	0.0810	12
2	4	0.0267	0.0760	10
4	5	0.0270	0.0623	10
5	6	0.0253	0.0840	10
2	7	0.0200	0.0475	12
7	8	0.0250	0.0710	12
8	9	0.0183	0.0604	12

Tabela A.2: Parâmetros dos transformadores.

De Bar.	Para Bar.	U1 (kV)	U2 (kV)	S (MVA)	Xf (%)
1	2	60	15	25	8
1	2	60	15	25	8

Tabela A.3: Parâmetros das cargas.

Carga	Bar.	P (MW)	Q (Mvar)
L1	3	2.65	0.87
L2	4	1.16	0.38
L3	6	0.85	0.28
L4	7	1.38	0.45

Tabela A.4: Parâmetros dos geradores.

Gerador	Bar.	Tipo	S (MVA)	P (MW)	Q (Mvar)	$\tan\phi$
GenA	3	Eólico	10	9.5783	2.8735	0.3
GenB	9	Fotovoltaico	3	3	0	0
GenC	5	Eólico	3	2.8735	0.8620	0.3
GenD	8	Fotovoltaico	2	2	0	0

Anexo B

Perfis de Carga e de Produção

As Figuras B.1 e B.2 apresentam, respetivamente, o perfil de carga para o período de Inverno e de Verão.

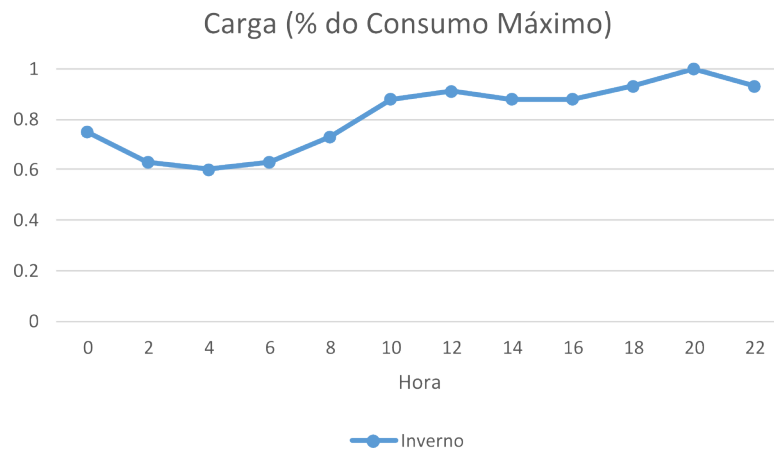


Figura B.1: Perfil de carga para o período de Inverno [30].

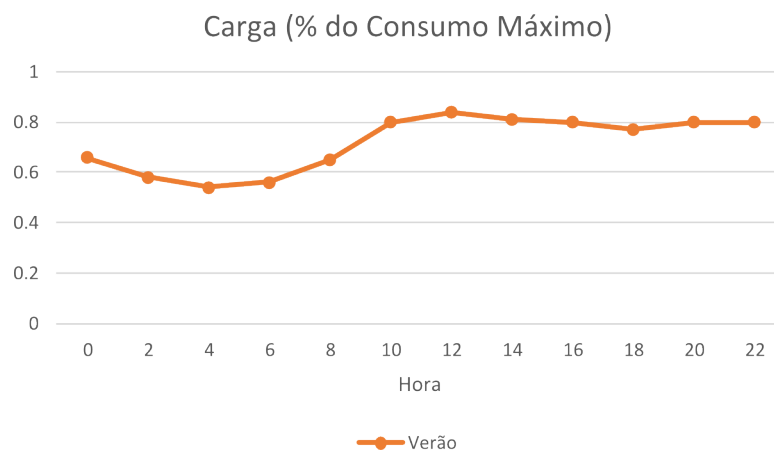


Figura B.2: Perfil de carga para o período de Verão [30].

Nas Figuras B.3 e B.4 encontram-se representados os perfis de produção das fontes de PD fotovoltaica para o período de Inverno e de Verão, respetivamente.

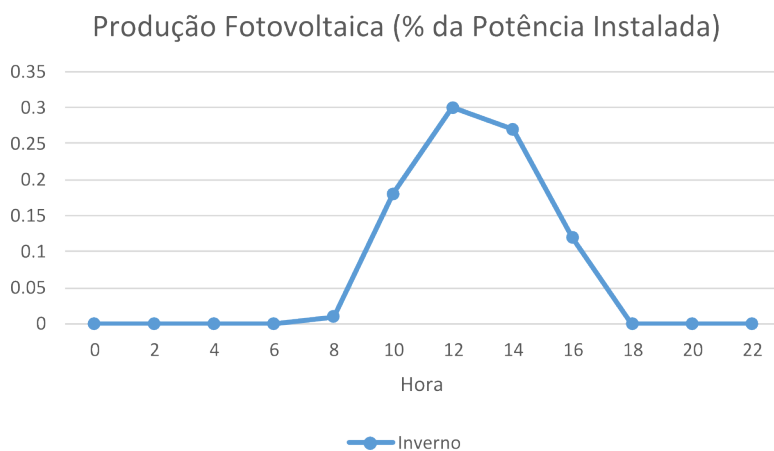


Figura B.3: Perfil de produção fotovoltaica para o período de Inverno.

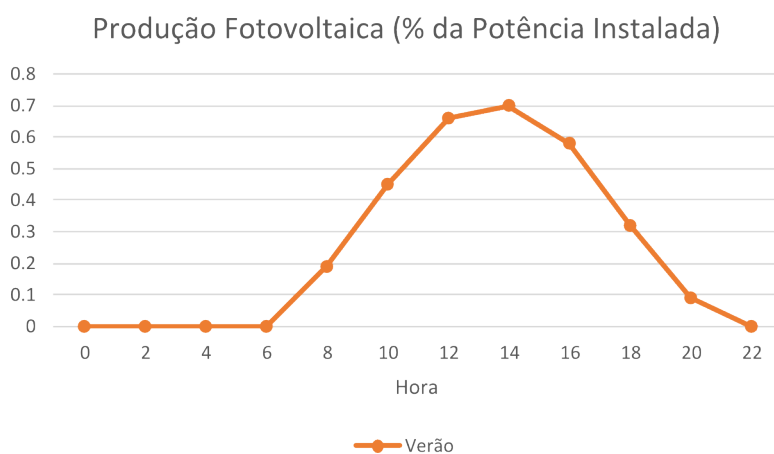


Figura B.4: Perfil de produção fotovoltaica para o período de Verão.

As Figuras B.5 e B.6 apresentam os perfis de produção das fontes de PD eólicas para um dia de vento elevado e para um dia de vento fraco.

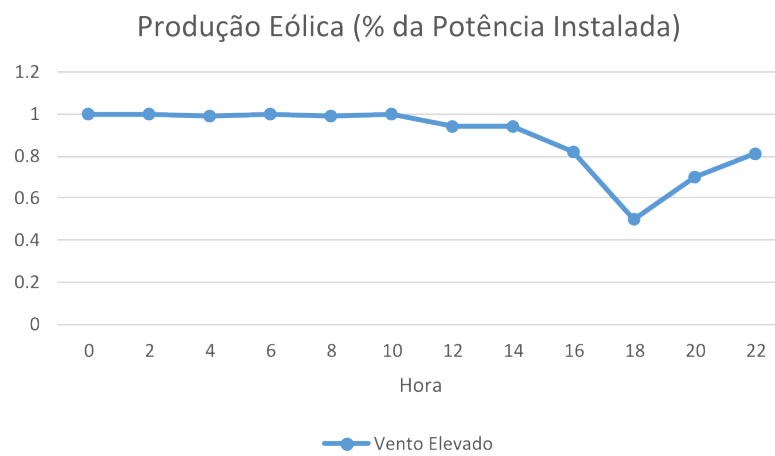


Figura B.5: Perfil de produção eólica para um dia de vento elevado [30].

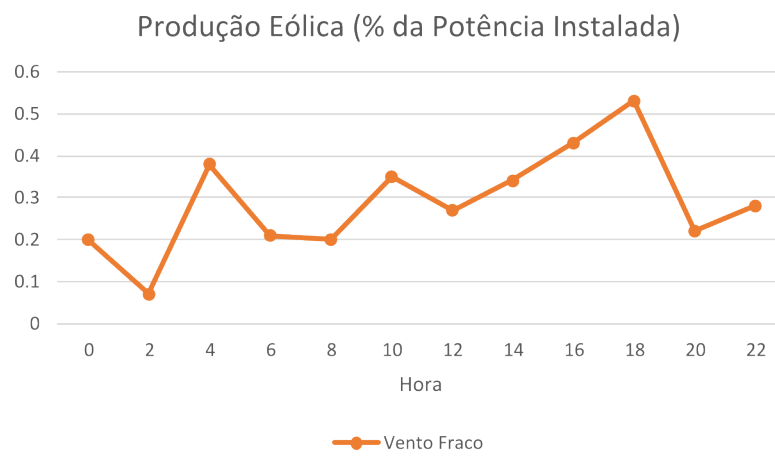


Figura B.6: Perfil de produção eólica para um dia de vento fraco [30].

Referências

- [1] João Abel Peças Lopes, André Guimarães Madureira, e Carlos Coelho Leal Monteiro Moreira. A view of microgrids. *Wiley Interdisciplinary Reviews: Energy and Environment*, Janeiro 2013.
- [2] Nick Jenkins, Ron Allan, Peter Crossley, Daniel Kirschen, e Goran Strbac. *Embedded Generation*. IEE Power and Energy Series 31, 2000, ISBN 0-85296-774-8.
- [3] João Paulo Tomé Saraiva, José Luís Pinto Pereira Silva, e Maria Teresa Ponce Leão. *Mercados de Electricidade - Regulação e Tarificação de Uso das Redes*. FEUP Edições, 2002.
- [4] Carlos Coelho Leal Moreira. *Identification and Development of Micro Grids*. Tese de doutoramento, Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto, 2008.
- [5] KEMA. Report - Study on the Impact of Distributed Generation on the National Electricity System. http://www.erse.pt/pt/electricidade/atividadesdosector/distribuicao/Documents/Report_DistributedGeneration.pdf, 2011. [Online; 10-03-2014].
- [6] H. Lee Willis e Walter G. Scott. *Distributed Power Generation*. Marcel Dekker, Inc, 2000, ISBN 0-8247-0336-7.
- [7] Thomas Ackermann, Göran Andersson, e Lennart Söder. Distributed generation: a definition. *Electric Power Systems Research*, páginas 195–204, Abril 2001.
- [8] International Energy Agency. Distributed Generation in Liberalised Electricity Markets. <http://gasunie.eldoc.ub.rug.nl/FILES/root/2002/3125958/3125958.pdf>, 2002. [Online; 25-03-2014].
- [9] Math H.J. Bollen e Fainan Hassan. *Integration of Distributed Generation in the Power System*. IEEE Press, 2011, ISBN 978-0-470-64337-2.
- [10] J. A. Peças Lopes, N. Hatziargyriou, J. Mutale, P. Djapic, e N. Jenkins. Integrating distributed generation into electric power systems: A review of drivers, challenges and opportunities. *Electric Power Systems Research*, Julho 2007.
- [11] Comissão Europeia. Compreender as políticas da União Europeia: Ação climática. http://europa.eu/pol/pdf/flipbook/pt/climate_action_pt.pdf, 2013. [Online; 26-03-2014].
- [12] G. Pepermans, J. Driesen, D. Haeseldonckx, R. Belmans, e W. D'haeseleer. Distributed generation: definition, benefits and issues. *Energy Policy*, páginas 787–798, Abril 2005.

- [13] S. Chowdhury, S.P. Chowdhury, e P. Crossley. *Microgrids and Active Distribution Networks*. The Institution of Engineering and Technology, London, 2009.
- [14] David Trebolle, Per Hallberg, Gunnar Lorenz, Pavla Mandatova, e Jorge Tello Guijarro. Active Distribution System Management. *CIREN - 22nd International Conference on Electricity Distribution*, páginas 10–13, 2013.
- [15] EURELECTRIC. Active Distribution System Management - A Key Tool for the Smooth Integration of Distributed Generation. http://www.eurelectric.org/media/74356/asm_full_report_discussion_paper_final-2013-030-0117-01-e.pdf, 2013. [Online; 29-03-2014].
- [16] CERTS. Integration of Distributed Energy Resources - The CERTS MicroGrid Concept. <http://certs.lbl.gov/pdf/50829.pdf>, 2003. [Online; 02-04-2014].
- [17] Janaka Ekanayake, Kithsiri Liyanage, Jianzhong Wu, Akihiko Yokoyama, e Nick Jenkins. *Smart Grid - Technology and Applications*. Wiley, 2012.
- [18] U.S. Department of Energy. Smart Grid System Report. <http://energy.gov/sites/prod/files/2009%20Smart%20Grid%20System%20Report.pdf>, 2009. [Online; 16-04-2014].
- [19] European Technology Platform. SmartGrids - Strategic Deployment Document for Europe's Electricity Networks of the Future. http://www.smartgrids.eu/documents/SmartGrids_SDD_FINAL_APRIL2010.pdf, 2010. [Online; 16-04-2014].
- [20] António Aires Messias. Redes Inteligentes de Energia – Smart Grids. http://www.ordemengenheiros.pt/fotos/editor2/eventos/aires_messias.pdf, 2009. [Online; 21-04-2014].
- [21] Humberto Jorge. Qualidade de Energia - Regulamentação e Normalização. http://lge.deec.uc.pt/ensino/QE/Docs/QE_Regulamentacao.ppt. [Online; 23-05-2014].
- [22] CIGRE. Connection Criteria at the Distribution Network for Distributed Generation. 2005.
- [23] CIGRE. Capacity of Distribution Feeders for Hosting DER. 2013.
- [24] Rui M. G. Castro. Condições Técnicas da Ligação da Produção Descentralizada Renovável. 2004.
- [25] Gilson Paulilo. Conceitos gerais sobre qualidade da energia.
- [26] M. A. Kashem, M. Negnevitsky, e G Ledwich. Distributed Generation for Minimization of Power Losses in Distribution Systems. páginas 1–8, 2006.
- [27] EPRI. Integrating Distributed Resources into Electric Utility Distribution Systems: EPRI White Paper. <http://www.epri.com/abstracts/Pages/ProductAbstract.aspx?ProductId=000000000001004061>, 2001. [Online; 29-05-2014].
- [28] Power System Relay Committee - WG D3. Impact of Distributed Resources on Distribution Relay Protection. 2004.
- [29] Kimmo Kauhaniemi e Lauri Kumpulainen. Impact of Distributed Generation on the Protection of Distribution Networks. *8th IEE International Conference on Developments in Power System*, 2004.

- [30] José Alberto da Cunha Barros. *Coordination of Independent Distributed Generation and Controllable Load*. Tese de doutoramento, Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto, 2014.