

FACULDADE DE ENGENHARIA DA UNIVERSIDADE DO PORTO



# **Redes ativas de MT - análise de um caso**

**Nuno Cadavez Branco Malaquias**

Mestrado Integrado em Engenharia Eletrotécnica e de Computadores

Orientador: Professor Doutor Fernando Pires Maciel Barbosa

27 de Junho de 2016



# Resumo

Nos últimos anos, tem-se verificado uma mudança na análise e exploração das redes de distribuição de energia, impulsionada pelo aumento significativo da ligação de fontes de Produção Distribuída (PD), sobretudo de origem renovável. O aparecimento de novas tecnologias de PD mais eficientes e menos poluentes aliadas à necessidade da redução das emissões de gases com efeito de estufa conduziram ao aparecimento deste novo paradigma.

As redes de distribuição deixaram de ser exploradas como redes passivas para serem exploradas como redes ativas de forma coordenada com o sistema a montante. O seu funcionamento convencional correspondia, apenas, à alimentação de cargas através de um fluxo de energia unidirecional, desde as subestações até aos diferentes consumidores. Com a ligação de unidades de PD, o trânsito de energia passou a ser bidirecional, existindo injeção de potência em diversos pontos da rede de distribuição, que altera a quantidade e a direção do fluxo de energia na mesma.

A instalação de um grande número de fontes de PD na rede de distribuição provoca impactos significativos no seu funcionamento. A qualidade e a fiabilidade do fornecimento de energia elétrica podem ser melhoradas e assim contribuir para o desenvolvimento sustentável da sociedade moderna. No entanto, o aumento das fontes de PD provoca alguns impactos indesejáveis na rede de distribuição, e com o objetivo de minimizar esses impactos e maximizar a capacidade da rede em aceitar fontes de PD têm sido implementadas estratégias de planeamento e gestão da rede de distribuição.

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

De modo a analisar alguns dos impactos, foram realizados estudos de trânsito de potências, através do *software* PSSE University 34, numa rede teste de MT de 20 kV. Simulou-se o funcionamento da rede sem e com a presença de instalações de PD em diversos pontos da rede e para diferentes cenários de operação. Avaliou-se o impacto resultante da integração de PD ao nível dos perfis de tensão, perdas ativas e congestionamentos nos ramos da rede.

**Palavras-chave:** Energias Renováveis, Micro-Redes, Produção Distribuída, Redes de Distribuição Ativas, Redes Inteligentes de Energia.



# Abstract

*Over the last years, we have seen a change in the analysis and exploitation of the distribution networks, driven by the significant increase on the connection of Distributed Generation (DG) units, mainly from renewable sources. The emergence of new DG technologies more efficient and less polluting allied to the need to reduce emissions of greenhouse gas led to the emergence of this new paradigm.*

*Distribution networks are no longer exploited as passive networks to be operated as active networks in coordination with the upstream system. Its conventional operation corresponded only to load feedings through a unidirectional energy flow from the substations to the different consumers. With the connection of DG units, energy flow has become bidirectional, where there is power injection at various points of the distribution network, which changes the amount and direction of the energy flow in it.*

*The installation of a large number of DG sources in the distribution network causes significant effects on its operation. The quality and reliability of electricity supply can be improved and thus contribute to the sustainable development of modern society. However, the increase in DG sources causes some undesirable impacts on the distribution network, and in order to minimize these impacts and maximize network capacity to accept DG sources, planning and management strategies of the distribution network have been implemented.*

*In this thesis is presented and analysed the impacts of DG sources connection to the Medium Voltage (MV) networks. Changes at voltage profiles, fault currents, losses, protection schemes, power quality, network stability and operation are studied.*

*In order to verify some of the impacts, power flow studies were performed in a 20 kV MV network through the PSSE University 34 software. The network operation was simulated with and without the presence of PD facilities in various points of the network and for different operating scenarios. Changes at voltage profiles, active network losses and branches congestions caused by the DG sources connection were analyzed.*

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



# Agradecimentos

Ao meu orientador, Professor Doutor Fernando Pires Maciel Barbosa, agradeço a prontidão e a disponibilidade sempre demonstradas e as suas recomendações, sem as quais este trabalho não teria sido possível.

Aos meus pais, que sempre me incentivaram e demonstraram a maior confiança em mim, os principais responsáveis por ter chegado aqui.

À minha irmã e ao meu primo, pelos incentivos ao longo de todo o percurso e pela oportunidade e força que sempre me deram.

Aos meus amigos mais próximos, pelo companheirismo e pelos momentos de lazer ao longo desta etapa da minha vida.

A todas as pessoas que me apoiaram para concluir este ciclo da minha vida.

Nuno Malaquias



*“Let the future tell the truth, and evaluate each one according to his work and accomplishments.  
The present is theirs; the future, for which I have really worked, is mine.”*

Nikola Tesla



# Conteúdo

|          |  |           |
|----------|--|-----------|
| <b>1</b> | <b>Introdução</b>  | <b>1</b>  |
| 1.1      | Motivação . . . . .  | 1         |
| 1.2      | Objetivos da Dissertação . . . . .   | 1         |
| 1.3      | Estrutura da Dissertação . . . . .   | 2         |
| <b>2</b> | <b>A Evolução das Redes de Distribuição</b>                                | <b>3</b>  |
| 2.1      | Introdução . . . . .   | 3         |
| 2.2      | Conceito de Produção Distribuída . . . . .                                 | 5         |
| 2.2.1    | Vantagens da PD . . . . .  | 7         |
| 2.2.2    | Desafios à crescente penetração de PD . . . . .                            | 9         |
| 2.3      | Redes de Distribuição Ativas . . . . .                                     | 11        |
| 2.4      | Conceito de <i>Smart Grid</i> . . . . .                                    | 17        |
| 2.4.1    | A implementação das <i>Smart Grids</i> . . . . .                           | 22        |
| 2.4.2    | Aplicações de eletrônica nas <i>Smart Grids</i> . . . . .                  | 25        |
| 2.4.3    | Tecnologias presentes nas <i>Smart Grids</i> . . . . .                     | 25        |
| 2.5      | Conceito de Micro-Rede . . . . .   | 32        |
| 2.6      | Conclusões . . . . .   | 35        |
| <b>3</b> | <b>Impacto da Produção Distribuída nas Redes de Distribuição de MT</b>     | <b>37</b> |
| 3.1      | Introdução . . . . .   | 37        |
| 3.2      | Impacto no Trânsito de Potências bidirecional . . . . .                    | 38        |
| 3.3      | Impacto nos Perfis de Tensão . . . . .                                     | 39        |
| 3.4      | Impacto nas Correntes de Curto-Circuito . . . . .                          | 42        |
| 3.5      | Impacto nas Perdas . . . . .   | 45        |
| 3.6      | Impacto nos Esquemas de Proteção . . . . .                                 | 48        |
| 3.7      | Impacto na Qualidade da Energia . . . . .                                  | 51        |
| 3.7.1    | Sustentação das interrupções do fornecimento de energia elétrica . . . . . | 53        |
| 3.7.2    | Interferência na regulação da tensão . . . . .                             | 53        |
| 3.7.3    | Variações de tensão . . . . .  | 53        |
| 3.7.4    | Efeito de <i>Flicker</i> . . . . .   | 53        |
| 3.7.5    | Emissões de harmônicos . . . . .   | 53        |
| 3.8      | Impacto na Estabilidade . . . . .  | 54        |
| 3.9      | Impacto na Operação . . . . .  | 55        |
| 3.10     | Conclusões . . . . .   | 56        |
| <b>4</b> | <b>Análise do Impacto da Produção Distribuída numa Rede Teste de MT</b>    | <b>57</b> |
| 4.1      | Introdução . . . . .   | 57        |
| 4.2      | Caso de Estudo . . . . .   | 57        |

|          |   |           |
|----------|---|-----------|
| 4.3      | Análise de Resultados . . . . .               | 59        |
| 4.3.1    | Perfis de Tensão . . . . .                    | 60        |
| 4.3.2    | Perdas . . . . .                              | 75        |
| 4.3.3    | Congestionamentos . . . . .                   | 80        |
| 4.4      | Conclusões . . . . .                          | 83        |
| <b>5</b> | <b>Conclusões e Trabalho Futuro</b>           | <b>85</b> |
| 5.1      | Conclusões . . . . .                          | 85        |
| 5.2      | Trabalho Futuro . . . . .                     | 86        |
| <b>A</b> | <b>Dados da Rede de Teste</b>                 | <b>87</b> |
| <b>B</b> | <b>Diagramas de carga e curvas de geração</b> | <b>93</b> |
|          | <b>Referências</b>                            | <b>99</b> |

# Lista de Figuras

|      |   |    |
|------|---|----|
| 2.1  | Organização de um Sistema Elétrico de Energia Convencional [2]. . . . .   | 3  |
| 2.2  | Níveis de capacidade do sistema com estratégias de controlo centralizadas e distribuídas [11]. . . . .                              | 12 |
| 2.3  | Diagrama de blocos do software de controlo do DMS [8]. . . . .  | 16 |
| 2.4  | Exemplo de uma rede de distribuição ativa [16]. . . . .   | 17 |
| 2.5  | Exemplo de uma <i>Smart Grid</i> [19]. . . . .  | 20 |
| 2.6  | Funções de automação inteligentes da <i>Smart Grid</i> [17]. . . . .  | 26 |
| 2.7  | Capacidades dos métodos de computação inteligentes para as <i>Smart Grids</i> [17]. . . . .   | 28 |
| 2.8  | Segmentos da tecnologia <i>Smart Grid</i> [21]. . . . .   | 29 |
| 2.9  | Arquitetura geral de uma Micro-Rede [3]. . . . .  | 34 |
| 3.1  | Exemplo de um sistema de produção centralizado unidirecional (esquerda) e de um sistema bidirecional com PD (direita) [27]. . . . . | 39 |
| 3.2  | Perfil de tensão ao longo de um <i>feeder</i> radial da rede de distribuição. Adaptada de [1]. . . . .                              | 41 |
| 3.3  | Exemplo da capacidade de suporte aos defeitos de uma rede com PD [30]. . . . .  | 43 |
| 3.4  | Valores das perdas totais numa rede teste para vários níveis de penetração e dispersão da PD [34]. . . . .                          | 47 |
| 4.1  | Rede de teste selecionada [42]. . . . .   | 58 |
| 4.2  | Tensões no barramento 4 para os períodos de Verão e Inverno, PD Fotovoltaica. . . . .   | 60 |
| 4.3  | Tensões no barramento 13 para os períodos de Verão e Inverno, PD Fotovoltaica. . . . .  | 61 |
| 4.4  | Tensões no barramento 25 para os períodos de Verão e Inverno, PD Fotovoltaica. . . . .  | 61 |
| 4.5  | Tensões no barramento 31 para os períodos de Verão e Inverno, PD Fotovoltaica. . . . .  | 62 |
| 4.6  | Tensões no barramento 50 para os períodos de Verão e Inverno, PD Fotovoltaica. . . . .  | 63 |
| 4.7  | Tensões no barramento 4 para os períodos de Verão e Inverno, PD Cogeração. . . . .  | 63 |
| 4.8  | Tensões no barramento 13 para os períodos de Verão e Inverno, PD Cogeração. . . . .   | 64 |
| 4.9  | Tensões no barramento 25 para os períodos de Verão e Inverno, PD Cogeração. . . . .   | 64 |
| 4.10 | Tensões no barramento 31 para os períodos de Verão e Inverno, PD Cogeração. . . . .   | 65 |
| 4.11 | Tensões no barramento 50 para os períodos de Verão e Inverno, PD Cogeração. . . . .   | 65 |
| 4.12 | Tensões no barramento 4 para os períodos de Verão e Inverno, PD Eólica. . . . .   | 66 |
| 4.13 | Tensões no barramento 13 para os períodos de Verão e Inverno, PD Eólica. . . . .  | 66 |
| 4.14 | Tensões no barramento 25 para os períodos de Verão e Inverno, PD Eólica. . . . .  | 67 |
| 4.15 | Tensões no barramento 31 para os períodos de Verão e Inverno, PD Eólica. . . . .  | 67 |
| 4.16 | Tensões no barramento 50 para os períodos de Verão e Inverno, PD Eólica. . . . .  | 68 |
| 4.17 | Tensões no barramento 4 para as várias simulações no Inverno. . . . .   | 68 |
| 4.18 | Tensões no barramento 4 para as várias simulações no Verão. . . . .   | 69 |
| 4.19 | Tensões no barramento 13 para as várias simulações no Inverno. . . . .  | 70 |

|      |  |    |
|------|--|----|
| 4.20 | Tensões no barramento 13 para as várias simulações no Verão. . . . .   | 70 |
| 4.21 | Tensões no barramento 25 para as várias simulações no Inverno. . . . . | 71 |
| 4.22 | Tensões no barramento 25 para as várias simulações no Verão. . . . .   | 71 |
| 4.23 | Tensões no barramento 31 para as várias simulações no Inverno. . . . . | 72 |
| 4.24 | Tensões no barramento 31 para as várias simulações no Verão. . . . .   | 73 |
| 4.25 | Tensões no barramento 50 para as várias simulações no Inverno. . . . . | 74 |
| 4.26 | Tensões no barramento 50 para as várias simulações no Verão. . . . .   | 74 |
| 4.27 | Perdas ativas na rede de MT para o período de Verão. . . . .           | 75 |
| 4.28 | Perdas ativas na rede de MT para o período de Inverno. . . . .         | 76 |
| 4.29 | Perdas ativas na rede de MT para o período de Verão. . . . .           | 77 |
| 4.30 | Perdas ativas na rede de MT para o período de Inverno. . . . .         | 77 |
| 4.31 | Perdas ativas na rede de MT para o período de Verão. . . . .           | 78 |
| 4.32 | Perdas ativas na rede de MT para o período de Inverno. . . . .         | 78 |
| 4.33 | Perdas ativas na rede de MT para o período de Verão. . . . .           | 79 |
| 4.34 | Perdas ativas na rede de MT para o período de Inverno. . . . .         | 79 |
| A.1  | Rede de teste selecionada [42]. . . . .                                | 88 |
| B.1  | Diagrama de Carga (Inverno). . . . .                                   | 93 |
| B.2  | Diagrama de Carga (Verão). . . . .                                     | 94 |
| B.3  | Curva de Geração Eólica (Inverno). . . . .                             | 94 |
| B.4  | Curva de Geração Eólica (Verão). . . . .                               | 95 |
| B.5  | Curva de Geração Fotovoltaica (Inverno). . . . .                       | 95 |
| B.6  | Curva de Geração Fotovoltaica (Verão). . . . .                         | 96 |
| B.7  | Curva de Geração Cogeração (Inverno). . . . .                          | 96 |
| B.8  | Curva de Geração Cogeração (Verão). . . . .                            | 97 |

# Lista de Tabelas

|     |   |    |
|-----|---|----|
| 4.1 | Congestionamentos (%) nas linhas para as diferentes simulações, no Verão. . . . | 80 |
| 4.2 | Congestionamentos (%) nas linhas para as diferentes simulações, no Inverno. . . | 82 |
| A.1 | Parâmetros das linhas [42]. . . . .   | 89 |
| A.2 | Parâmetros dos transformadores [42]. . . . .                                    | 90 |
| A.3 | Parâmetros dos geradores [42]. . . . .  | 90 |
| A.4 | Parâmetros das cargas [42]. . . . .   | 91 |



# Abreviaturas e Símbolos

|       |   |
|-------|---|
| AT    | Alta Tensão                             |
| BT    | Baixa Tensão                            |
| DMS   | <i>Distribution Management Systems</i>  |
| ECS   | <i>Energy Conversion Systems</i>        |
| EMS   | <i>Energy Management System</i>         |
| FACTS | <i>Flexible AC Transmission System</i>  |
| FER   | Fontes de Energia Renováveis            |
| MR    | Micro-Rede                              |
| MT    | Média Tensão                            |
| OLTC  | <i>On Load Tap Changers</i>             |
| ORD   | Operadores da Rede de Distribuição      |
| ORT   | Operadores da Rede de Transporte        |
| PD    | Produção Distribuída                    |
| RDA   | Redes de Distribuição Ativas            |
| RED   | Recursos Energéticos Distribuídos       |
| SEE   | Sistema Elétrico de Energia             |
| SG    | <i>Smart Grids</i>                      |
| TIC   | Tecnologias de Informação e Comunicação |



# Capítulo 1

## Introdução

### 1.1 Motivação

A preocupação com as alterações climáticas e com a segurança de abastecimento, o aumento da procura de eletricidade, as dificuldades crescentes na construção de infraestruturas de distribuição e a necessidade de diversificação das fontes de energia conduziram à adoção de novas políticas energéticas que impulsionaram a integração de fontes de Produção Distribuída (PD) no Sistema Elétrico de Energia (SEE). Inicialmente, estas fontes eram instaladas, apenas, ao nível da Alta Tensão (AT) e da Média Tensão (MT), sendo maioritariamente fontes eólicas, porém com a evolução das tecnologias de PD, atualmente, são instaladas também ao nível da Baixa Tensão (BT) através da ligação de unidades de menor potência.

O conceito tradicional do SEE era caracterizado pela sua produção centralizada e transporte de energia dos níveis superiores da rede para os consumidores nos níveis inferiores, onde a energia fluía de forma unidirecional. A inserção das fontes de PD levou à alteração da forma de exploração das redes de distribuição, passando de uma exploração passiva, para alimentação de cargas, a uma exploração ativa, alterando assim o paradigma de operação e organização do SEE.

Neste novo paradigma, a PD está presente em vários níveis (MT e BT) das redes de distribuição, tendo um papel ativo na gestão e operação da rede, tornando, porém, estas atividades mais complexas, uma vez que exige novos mecanismos de gestão e controlo de forma a garantir o correto funcionamento das redes e coordenação efetiva entre estas e as unidades de PD.

### 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 às redes de Média Tensão (MT);
- Análise das Redes de Distribuição Ativas (RDA's) e dos sistemas de gestão e controlo que permitem uma integração eficaz de unidades de PD nas redes de distribuição;

- Análise do funcionamento de uma rede de teste de MT, através da realização de várias simulações (trânsito de potências) com e sem fontes de PD (eólica, fotovoltaica e de cogeração), de forma a comparar as alterações ao nível dos perfis de tensão nos barramentos, das perdas ativas na rede e dos congestionamentos nos ramos;
- Análise crítica dos resultados obtidos.

### 1.3 Estrutura da Dissertação

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

O presente capítulo apresenta a motivação para a abordagem ao tema, os principais objetivos propostos e a estrutura da dissertação.

No Capítulo 2 é abordada a evolução do SEE com a integração da PD. São apresentados as vantagens e os desafios à crescente penetração de PD, as alterações provocadas no SEE e os desenvolvimentos na gestão e controlo das redes de distribuição que permitem a integração deste tipo de fontes.

No capítulo 3 é efetuada uma análise detalhada aos impactos da integração de PD nas redes de distribuição.

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 Evolução das Redes de Distribuição

### 2.1 Introdução

O desenvolvimento das tecnologias de produção de energia elétrica, a progressiva redução dos seus custos e os incentivos à sua utilização, através da adoção de programas ambiciosos por parte de vários governos para combater, principalmente, as elevadas emissões de  $CO_2$ , têm contribuído para o crescente interesse na ligação destas unidades de geração às redes de distribuição de MT e BT, geralmente designadas por unidades de Produção Distribuída (PD) [1].

Os SEE's modernos foram desenvolvidos segundo a estrutura representada na figura 2.1.

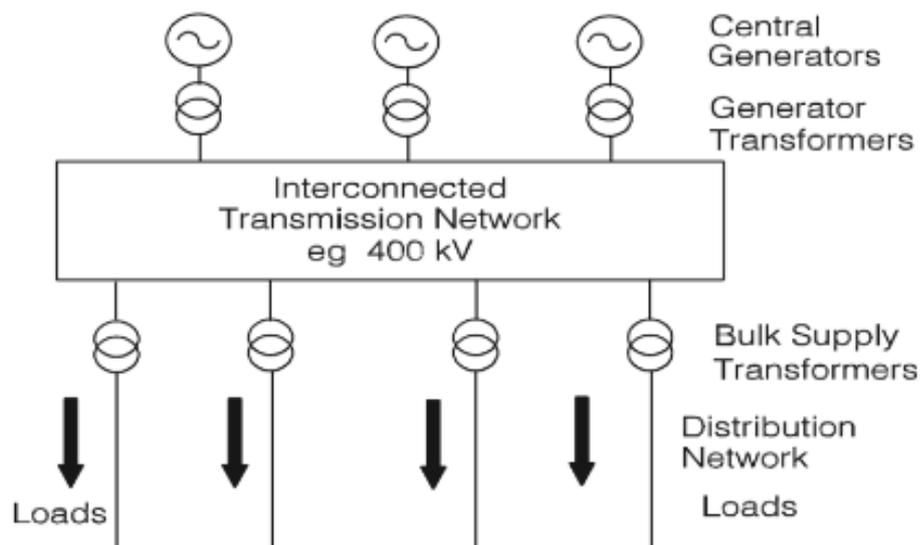


Figura 2.1: Organização de um Sistema Elétrico de Energia Convencional [2].

A organização tradicional do SEE seguia uma estrutura hierárquica com três diferentes níveis: produção, transporte e distribuição. A produção era caracterizada por centrais de produção de energia elétrica de grande capacidade, baseadas, maioritariamente, em três tecnologias: hídrica,

térmica e nuclear. Estes centros produtores forneciam energia elétrica, através dos transformadores presentes nos geradores, a um sistema de transporte a AT. A rede de transporte, que podia cobrir longas distâncias, era usada para transportar a energia elétrica a ser entregue aos consumidores finais, através de transformadores de distribuição, presentes nas subestações. Ou seja, estas subestações tinham a capacidade de transformar a energia, de AT para MT, para abastecer os consumidores finais de MT ou para ser enviada, através da rede MT, para os postos de transformação, que tinham como principal função transformar a energia, de MT para BT, e realizar o abastecimento elétrico do consumidor final. Como resultado, o SEE convencional era caracterizado por fluxos unidirecionais de energia (rede passiva), desde a produção (na MAT) até aos níveis de distribuição (na BT), tornando as abordagens de planeamento e operação do sistema mais simples [3].

A estrutura convencional de um SEE oferecia diversas vantagens: as grandes centrais de produção podiam funcionar eficientemente e com o auxílio de um reduzido número de pessoas; as redes de transporte permitiam minimizar as necessidades de reserva dos geradores e despachar, a qualquer momento, as centrais mais eficientes; grandes quantidades de energia podiam ser transportadas a longas distâncias com um número limitado de perdas elétricas; por fim, as redes de distribuição podiam ser planeadas para fluxos unidirecionais de energia e dimensionadas para receber apenas cargas de consumidores [2]. Apresentavam, porém, alguns inconvenientes: as fontes de energia tinham uma elevada dependência dos combustíveis fósseis (petróleo e/ou carvão) usados na produção de energia elétrica, o que resultava em grandes impactos ambientais; os elevados investimentos necessários para a construção de novas infraestruturas de transporte e distribuição; o facto de se tratar de uma estrutura hierárquica, afetava a fiabilidade do SEE, uma vez que a avaria num nível superior poderia afetar um elevado número de consumidores, caso não houvesse uma considerável capacidade de reserva; por último, a longa distância entre as centrais de produção e os locais de consumo implicava um elevado investimento na instalação e manutenção de grandes redes de transporte, assim como originava uma elevada quantidade de perdas.

A crescente dependência de vários países por combustíveis fósseis importados, a instabilidade política internacional que tem afetado os preços dos recursos energéticos e a segurança do abastecimento energético, juntamente com as preocupações ambientais e os problemas com o aquecimento global comprometeram este paradigma energético convencional. A energia é a base do desenvolvimento económico, e estes problemas podem afetar o crescimento económico e o bem-estar de biliões de cidadãos espalhados pelo mundo inteiro. O desenvolvimento da PD e de tecnologias de produção de energia elétrica a partir de fontes de energia renovável são assim essenciais para atingir objetivos como a redução da emissão de gases de estufa, a melhoria na eficiência energética e o aumento do consumo de energia a partir de fontes de energia renováveis. A PD e as Fontes de Energia Renováveis (FER) possuem um vasto conjunto de tecnologias (por exemplo geradores eólicos, painéis fotovoltaicos, células de combustível e microturbinas) indicadas para fornecimento de energia elétrica no local do consumidor. Contudo, para se atingirem estes objetivos, é necessário que as redes elétricas estejam preparadas para receção e integração de um elevado número deste tipo de tecnologias. Este novo cenário corresponde a uma mudança no paradigma do setor

elétrico, onde a produção de energia elétrica deixará de ser predominantemente centralizada, para passar a adotar tecnologias de geração inofensivas para o meio ambiente. A exploração correta da PD pode trazer vantagens adicionais, visto que pode contribuir para a redução dos investimentos nas redes de transporte e de distribuição, redução das perdas na rede de distribuição e prestação de serviços de suporte da rede.

A reestruturação do setor elétrico que se tem verificado mundialmente tem levado à separação das companhias tradicionais do setor, verticalmente integradas, por áreas de atividade (Produção, Transporte, Distribuição e Comercialização), favorecendo o acesso livre às redes e contribuindo para a criação de mercados competitivos, onde os consumidores podem escolher o serviço elétrico mais adequado.

Contudo, do ponto de vista técnico, a integração de elevados níveis de PD nas redes de distribuição pode ter impactos negativos, tais como: alteração do perfil de tensão do sistema, aumento da potência de curto-circuito, aumento dos níveis de distorção harmônica, estabilidade de operação e possibilidade de funcionamento em modo isolado. Quando a capacidade instalada de PD é suficientemente pequena, os impactos na rede de distribuição não requerem uma especial atenção por parte das companhias do setor.

Por outro lado, a integração de elevados níveis de PD tornou fundamental investigar e solucionar os problemas resultantes deste novo fenômeno, de modo a aproveitar os benefícios da PD, garantindo igualmente uma boa *performance* do sistema, com índices de fiabilidade e qualidade aceitáveis [1].

## 2.2 Conceito de Produção Distribuída

Apesar de atualmente este tema já não ser novo, não existe uma definição mundialmente aceita para o conceito de Produção Distribuída (PD). T. Ackermann *et al.* (2001) [4] elaboraram um trabalho que propõe uma definição geral considerando os vários fatores que necessitam de ser discutidos de modo a definir PD:

- Objetivo;
- Localização;
- Capacidade de produção;
- Área de potência a entregar; ???
- Tecnologia;
- Impacto ambiental;
- Modo de operação;
- Proprietário;

- Integração da PD;

Esta definição de PD especifica que se trata de uma fonte de produção de energia elétrica ligada diretamente à rede de distribuição ou a um consumidor local. Como esta definição não refere a capacidade de produção, visto que depende de condições técnicas da rede elétrica que está ligada, como por exemplo o nível de tensão, especifica também diferentes categorias de PD [4]:

- $1 \text{ W} \leq \text{Micro} < 5 \text{ kW}$ ;
- $5 \text{ kW} \leq \text{Pequena} < 5 \text{ MW}$ ;
- $5 \text{ MW} \leq \text{Média} < 50 \text{ MW}$ ;
- $50 \text{ MW} \leq \text{Grande} < 300 \text{ MW}$ .

Jenkins *et al.* [2] enumeram algumas características comuns da PD:

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

G. Pepermans *et al.* (2005) [5] também afirmam que não existe um consenso quanto à definição geral de PD, facto confirmado pela CIRED (International Conference and Exhibition on Electricity Distribution), que realizou um questionário, em 1999, a vários países membros. Alguns países definem PD como a produção de energia elétrica que se encontra ligada ao nível de tensão mais baixo, outros consideram que a PD está ligada às redes que alimentam diretamente as cargas dos consumidores, outros definem-na com base no facto de utilizarem fontes de energia renovável, cogeração ou produção que não é possível ser despachada. A CIGRE (International Conference on Large High Voltage Electric Systems) possui também um grupo de trabalho que se dedica ao estudo da PD. Este grupo de trabalho define PD como sendo todas as unidades de geração com uma capacidade máxima de 50 MW para 100 MW, geralmente ligadas à rede de distribuição elétrica e que não sejam nem planeadas nem despachadas de forma centralizada. Estes autores referem também a definição de PD, segundo a IEEE, que é toda a produção de energia elétrica gerada por instalações suficientemente pequenas em relação às instalações de produção centrais, de modo a permitir a integração em qualquer ponto da rede.

A IEA (International Energy Agency) [6] define PD como uma central de produção de energia elétrica para servir o consumidor no local ou oferecer suporte à rede de distribuição, estando ligada à rede em níveis de tensão associados à distribuição. Refere como tecnologias habituais de PD pequena e microturbinas, pilhas de combustível e sistemas fotovoltaicos, excluindo a energia eólica, pois refere que esta forma de energia é produzida em grandes parques eólicos, em lugar de satisfazer as necessidades locais dos consumidores.

Willis e Scott [7] definem PD como sendo a aplicação de pequenos geradores com capacidade, tipicamente, entre 15 kW e 10 MW, espalhados pelo sistema elétrico, para fornecer energia elétrica aos consumidores, incluindo aqueles geradores que se encontrem em funcionamento em locais isolados e não ligados à rede.

Como se pode constatar pela literatura analisada, estão disponíveis várias definições de PD, tendo em consideração os fatores referidos anteriormente, nomeadamente, a capacidade de produção, localização na rede e tipo de tecnologia utilizada. Neste trabalho o conceito de PD entendido vai de encontro ao apresentado por T. Ackermann *et al.* (2001), sendo então PD considerada consoante a sua ligação e localização e não considera a capacidade de produção, tal como é apresentado, por exemplo, pela definição do CIGRE.

### 2.2.1 Vantagens da PD

O questionário realizado pela CIRED abrangeu representativos de 17 países, onde questionou quais eram as principais políticas impulsionadoras da PD. As respostas incluíram [2]:

- Redução da emissão de gases (principalmente  $CO_2$ );
- Eficiência energética ou uso racional da energia;
- Políticas de desregulação ou competição;
- Diversificação das fontes de energia;
- Requisitos nacionais de energia.

O relatório da CIGRE apresentou resultados semelhantes, mas com especial ênfase em considerações comerciais, tais como [2]:

- Disponibilidade de instalação produtora modular;
- Facilidade em encontrar locais para pequenos geradores;
- Tempos de construção curtos e reduzidos custos de uma pequena instalação produtora;
- A produção pode estar localizada próxima da carga, o que pode reduzir os custos de transporte.

O impacto ambiental é um fator importante na consideração de qualquer esquema elétrico, e existe uma preocupação generalizada à cerca da emissão de gases a partir de combustíveis fósseis. Muitos governos têm programas para suportar a exploração de recursos energéticos renováveis, que incluem energia eólica, micro-hidroelétrica, solar fotovoltaica, do gás de aterro, do lixo municipal e da biomassa.

A cogeração ou Combined Heat and Power (CHP) aproveita os desperdícios de calor, provenientes de instalações produtoras de energia térmica, tanto para processos industriais como para aquecimento de espaços, sendo um processo estável de aumentar a eficiência energética total. O

transporte do calor (libertado a baixas temperaturas) a longas distâncias não é económico, sendo assim necessário que a instalação de cogeração fique próxima da carga a alimentar. Este facto leva à existência de pequenas unidades de produção, geograficamente distribuídas e ligadas á rede de distribuição.

A estrutura comercial da indústria fornecedora de eletricidade também tem tido um papel importante no desenvolvimento da PD. Em geral, um ambiente desregulado com um acesso livre à rede de distribuição pode oferecer grandes oportunidades para a PD, embora, por exemplo, na Dinamarca a energia eólica e a cogeração têm sido extensivamente desenvolvidas numa estrutura proprietária integrada verticalmente.

Em alguns países, a variedade de fontes de energia oferecida pela PD é considerada valiosa, enquanto que noutros países, em desenvolvimento, a escassez de energia é tão crítica que qualquer tipo de produção elétrica é bem recebida [2].

Os principais fatores por de trás do crescimento da PD e da sua integração na operação do SEE podem ser classificados em três categorias, nomeadamente ambiental, comercial e regulatória/nacional [8]:

#### 1. Ambientais

- *Limitação da emissão de gases de estufa:* O uso de energias renováveis e de cogeração (CHP) para limitar a emissão de gases de estufa é um dos principais impulsionadores da PD;
- *Anulação da construção de novas linhas de transporte e de grandes instalações de produção:* Outra importante vantagem da PD, pela perspectiva ambiental, é que evita a construção de novas linhas de transporte e de grandes instalações de produção, que têm tido uma grande oposição por parte do público. Há, contudo, também alguma oposição, por parte de grupos do *lobby* ambiental, a parques eólicos em terra firme devido ao ruído e à poluição visual. É necessário por isso haver um balanço entre, por um lado, a necessidade de soluções de energia sustentável e, por outro lado, a necessidade de manter a estética do cenário ambiental. Alguns argumentam que tecnologias como a do vento e a fotovoltaica, que não emitem gases de estufa devem ser favorecidas.

#### 2. Comerciais

- *Incerteza geral em mercados elétricos favorece a pequena produção:* Uma das reconhecidas consequências da introdução de competitividade e escolha no mercado elétrico é o aumento da incerteza que todos os intervenientes presentes na cadeia de fornecimento de eletricidade enfrentam, desde a produção, passando pelos negócios de transporte e distribuição até aos comercializadores. É sabido que o investimento requerido em estações de produção pode ser elevado. As incertezas associadas a um mercado competitivo podem favorecer a pequena produção, em que o risco financeiro é mais reduzido;

- *PD é um método económico para incrementar a qualidade de serviço e a fiabilidade:* A presença de PD perto das cargas pode ter um impacto benéfico na qualidade de serviço e na fiabilidade do fornecimento. Uma área de impacto positivo é a melhoria dos perfis de tensão, redução do número e da duração das interrupções no consumidor.

### 3. Regulatórias/Nacionais

- *Diversificação das fontes para aumentar a segurança da energia:* As sociedades modernas tornaram-se tão dependentes de recursos energéticos que, caso haja interrupção no seu fornecimento as consequências podem ser inimagináveis. No contexto da segurança e sustentabilidade da energia, a PD é uma proposta atrativa em muitas áreas, como por exemplo: sendo a PD distribuída, na rede e, conseqüentemente, perto dos consumidores, uma avaria num centro produtor terá um impacto limitado, comparativamente com uma avaria num grande centro produtor ou numa grande instalação do transporte de eletricidade. Diversificando-se as fontes de energia, nomeadamente utilizando recursos renováveis, há uma mais eficiente gestão das futuras necessidades energéticas do país. Há uma crescente preocupação com o crescente aumento do abastecimento de energia a partir de combustíveis fósseis originário de regiões do mundo onde o controlo destes recursos é imprevisível, representando assim um risco inaceitável;
- *Suporte para uma política competitiva:* Os proponentes da reforma das indústrias do fornecimento de eletricidade acreditam inabalavelmente que a introdução de competição na produção e na escolha por parte do consumidor do fornecedor, trará mais baixos preços e melhor qualidade de serviço. Um dos pré-requisitos para que ocorra uma efetiva competição é que tem de haver muitos intervenientes no mercado. A PD claramente satisfaz este princípio, porque providencia muitos pequenos produtores que podem potencialmente ser negociados no mercado energético e, possivelmente, caso existam as condições apropriadas, negociar também os serviços de transporte.

#### 2.2.2 Desafios à crescente penetração de PD

Os atuais SEE's foram concebidos para transportarem a energia elétrica das centrais de produção para os locais de consumo. A energia elétrica circulará sempre dos níveis de mais alta tensão para os níveis de mais baixa tensão. Com a significativa penetração de PD, os trânsitos de potência podem-se reverter e a rede de distribuição deixa de ser um circuito passivo que alimenta as cargas, para ser um sistema ativo com os trânsitos de potência a serem definidos pelos locais de produção e pela localização das cargas. Este novo paradigma de exploração dos SEE's tem importantes implicações técnicas e económicas para o sistema elétrico. Ultimamente tem sido dada muita atenção aos desafios técnicos impostos pela PD, e muitos países têm desenvolvido diversos *standards* e práticas para lidar com este tipo de produção. A abordagem adotada tem sido assegurar que a PD não reduza a qualidade de serviço aos outros consumidores e considerar os geradores como cargas

negativas. As consequências económicas e as oportunidades da PD também têm sido consideradas, e é provável que a PD venha a surgir mais rapidamente em mercados elétricos desregulados e onde haja uma clara distinção entre fornecimento de eletricidade (por exemplo, fornecimento de kWh) e distribuição de eletricidade (fornecimento de serviços da rede de distribuição) [2].

Os desafios à crescente penetração de PD podem ser classificados em três grandes categorias, técnica, comercial e regulatória [8]:

### 1. Técnicos

- *Efeito do aumento da tensão*: O aumento do efeito da tensão é um fator chave que limita a capacidade adicional de PD que pode ser ligada a redes de distribuição rurais;
- *Qualidade de serviço*: Dois aspetos da qualidade de serviço são normalmente considerados importantes: variações da tensão transitória e distorção harmónica da tensão da rede. Dependendo das circunstâncias, uma instalação de PD pode tanto melhorar como piorar a qualidade da tensão recebida por outros utilizadores da rede de distribuição. A injeção de mais potência na rede, resultante da PD, tende normalmente a melhorar a qualidade de serviço. Uma exceção é uma única grande unidade de PD, por exemplo uma turbina eólica, que numa rede frágil pode levar a problemas na qualidade de serviço, particularmente durante os tempos de arranque e paragem;
- *Proteção*: Vários aspetos da proteção da PD podem ser identificados: proteção do equipamento de produção a avarias internas; proteção da rede de distribuição às correntes de curto-circuito fornecidas pela PD; proteção a perdas de alimentação e impacto da saída da PD no sistema de proteção da distribuição existente. Todos estes aspetos são importantes e necessitam de ser, cuidadosamente, considerados na ligação da PD às redes de distribuição;
- *Estabilidade*: Tradicionalmente, a rede de distribuição não necessitava de considerar questões de estabilidade, visto que a rede era passiva e permanecia estável na maior parte das circunstâncias. Esta situação é contudo alterada, à medida que a penetração de PD aumenta. As áreas que necessitam de ser consideradas incluem estabilidade transitória bem como estabilidade dinâmica a longo tempo, e colapso da tensão.

### 2. Comerciais

Como já foi referido, há vários casos de estudo que indicam que a gestão ativa das redes de distribuição condiciona a quantidade de PD que pode ser ligada às redes de distribuição existentes. De modo a permitir o desenvolvimento das redes de distribuição ativas e usufruir dos benefícios do aumento crescente da PD, há a necessidade de criar novos modelos comerciais de gestão das redes. Três novas abordagens são possíveis:

- Recuperar o custo de implementação das redes de distribuição ativas diretamente, através de mecanismos de controlo de preços (aumentando a quantidade de capital e gasto de operação recuperáveis, associado com a gestão ativa). O custo recuperável pode ser

obtido pelo aumento de encargos de uso das redes (imposto tanto à PD, que beneficia da gestão ativa, e/ou aos consumidores);

- Estabelecer um plano de incentivo que recompensaria as empresas por ligarem PD. Tal mecanismo de incentivo, assumindo um plano conveniente, pode conduzir ao desenvolvimento de redes de distribuição ativas. Tais planos podem ser financiados pelo aumento de encargos aos geradores e/ou consumidores;
- Estabelecer um mecanismo de mercado, fora da estrutura regulatória, que criaria um ambiente comercial para o desenvolvimento de redes de distribuição ativas. Dentro deste cenário, as redes de distribuição ofereciam, por um custo, serviços de gestão ativa aos geradores. Quando houver benefício na rede derivado da gestão ativa, isto pode ser usado como base para negociações bilaterais entre a empresa local e o gerador.

O desenvolvimento de redes de distribuição ativas pode estimular uma maior separação de serviços da rede de distribuição com serviços de troca entre operadores da rede de distribuição e a PD.

### 3. Regulatórios

Na ausência de políticas claras e de instrumentos regulatórios para tratar a PD, é muito improvável que este tipo de produção consiga crescer. Atendendo à forma como as redes de distribuição têm sido desenvolvidas e operadas como redes passivas. De modo a satisfazer as mudanças necessárias, é necessário desenvolver e articular políticas apropriadas que suportem a integração da PD nas redes de distribuição.

## 2.3 Redes de Distribuição Ativas

Com a ligação entre a produção da energia elétrica a partir de combustíveis fósseis e dos problemas ambientais, a PD tem atraído um grande interesse. Muitas das unidades de PD são baseadas em FER, como por exemplo a energia eólica e fotovoltaica, de modo a cumprir as restrições ambientais estabelecidas pelo protocolo de Kyoto e da Conferência de Paris e por outras iniciativas dos vários governos espalhados pelo mundo. Os recursos de PD estão cada vez mais populares devido também ao aumento da procura de energia e às limitações que as redes têm cada vez mais no seu desenvolvimento. Um elevado número de estudos tem sido realizado acerca das redes de distribuição com PD. Estes estudos consideram vários aspetos, entre os quais técnicos, económicos e ambientais. É estimado que a partilha destes recursos nas redes elétricas de energia irá aumentar exponencialmente num futuro próximo [9].

As redes de distribuição estão assim na fase de transição de redes de distribuição passivas estáveis, com um fluxo unidirecional de energia alimentado pela rede de transporte, para redes de distribuição ativas, com um fluxo bidirecional de energia. As redes de distribuição sem integração de unidades de PD são passivas visto que são alimentadas da rede elétrica tradicional. As redes de distribuição passam a ser ativas quando incorporam as unidades de PD, levando então a um fluxo bidirecional de energia [10].

A função histórica das redes de distribuição passivas é vista primeiramente como o fornecimento de grandes potências desde a rede de transporte até aos consumidores a baixas tensões. Estas redes foram projetadas e são estudadas essencialmente através de estudos determinísticos de trânsitos de potência, considerando os casos críticos de modo a que as redes de distribuição pudessem funcionar com um máximo de qualidade e segurança. Esta prática de operação passiva pode limitar a capacidade de PD capaz de ser ligada a um sistema existente [8].

A figura 2.2 mostra uma representação esquemática das capacidades da PD, das redes de transporte e distribuição e da produção centralizada nos sistemas atuais e o seu possível futuro desenvolvimento em dois cenários alternativos, ambos com elevada penetração de PD.

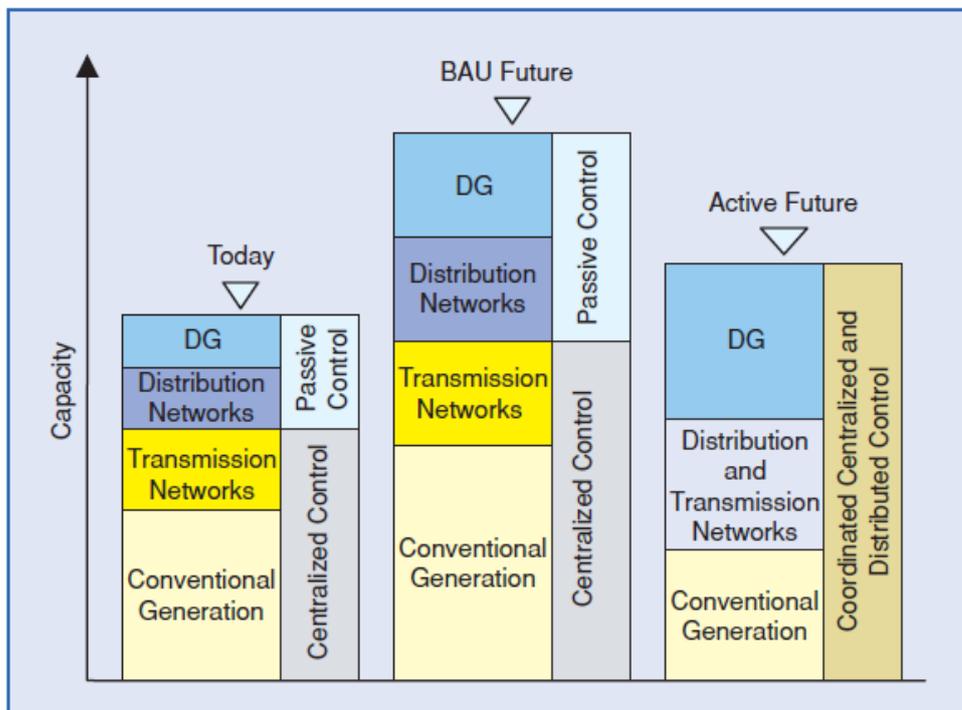


Figura 2.2: Níveis de capacidade do sistema com estratégias de controlo centralizadas e distribuídas [11].

O "*business as usual (BAU) future*" representa o desenvolvimento do sistema dentro do paradigma tradicional, caracterizado pelo controlo centralizado e redes de distribuição passivas. A alternativa "*active future*" representa as capacidades do sistema com PD e o lado da procura totalmente integradas na operação do sistema, dentro de um paradigma descentralizado de operação que permite à PD participar tanto nos mercados elétricos como na gestão do sistema.

Na perspetiva do "*BAU future*", a elevada penetração de PD irá deslocar quantidades significativas de energia produzida por grandes centrais produtoras. Se a PD e o lado da procura não forem integrados na operação do sistema, a produção convencional continuará a ser necessária para providenciar os serviços de suporte ao sistema (por exemplo monitorização das cargas, regulação de frequência e tensão e reservas) requeridos para manter a segurança e integridade das redes o que

implica que o elevado nível de PD não será capaz de deslocar a capacidade da produção convencional. Dado que a PD é ligada às redes de distribuição, manter o tradicional funcionamento passivo destas redes e a filosofia do controlo centralizado pedirá um aumento na capacidade das redes de transporte e distribuição.

Alternativamente, integrando totalmente a PD e o lado da procura na operação do sistema, como é proposto no "*active future*", estas terão a responsabilidade de providenciar serviços de suporte ao sistema, retirando essa função à produção centralizada. Neste caso, a PD será capaz de deslocar efetivamente não apenas a energia fornecida pela produção centralizada, mas também a sua controlabilidade, reduzindo assim a capacidade requerida, a estas instalações, de produção e transporte. O modo de operação das redes de distribuição necessitará de passar de passiva para ativa, o que requererá uma mudança da tradicional filosofia de controlo central para um novo paradigma de controlo distribuído. Este cenário pedirá capacidades significantes de TIC, bem como novas ferramentas de suporte à decisão de forma a usar toda a informação disponível da PD e do lado da procura. Acarretará, obviamente, maior complexidade à operação do sistema, mas com o correto desenvolvimento, este novo paradigma pode facilitar um sistema mais fiável e económico capaz de maximizar a utilização de todos os recursos disponíveis.

Esta abordagem ativa da operação do sistema pode reduzir os impactos negativos da PD na rede e assim reduzir a necessidades de reforçar as redes [11].

O conceito mais inovador é de que os RED são sujeitos ativos do sistema com novas oportunidades de negócio, originadas pela gestão ativa, mas com a responsabilidade de assegurarem o funcionamento adequado do sistema em coordenação com os ORD. As RDA necessitam de nova topologia de rede flexível, novos sistemas de proteção e comunicação e a integração nos sistemas existentes. As aplicações mais comuns das RDA são a gestão do congestionamento dos trânsitos de potência, regulação de tensão, controlo da PD e da carga e reconfiguração rápida da rede. Os benefícios esperados são o melhoramento da fiabilidade, aumento da utilização dos ativos, maior acesso para as RED, alternativa ao reforço da rede e estabilidade da rede.

Alguns fatores que podem contribuir para a futura implementação das RDA incluem: novos investimentos nas estruturas remunerárias/regulatórias, investigação e desenvolvimento, normalização, quando o crescimento da procura e os fatores ambientais são considerados para incentivar a adoção das RDA. A falta de experiência, a maior complexidade e o uso de novos sistemas de comunicação são as fraquezas das RDA e potenciais desvantagens ao seu desenvolvimento. Em todo caso, tem-se dado maior atenção ao desenvolvimento de DMS eficientes para abandonar o paradigma clássico de redes de distribuição passivas. Têm sido propostos vários algoritmos de DMS de modo ao sistema funcionar com a interação com OLTC e RED, e assim resolver problemas de regulação de tensão ou congestionamentos na rede. As principais soluções são topologias de rede flexíveis, redução na produção da PD, disponibilização de vários serviços da rede por parte da PD e resposta por parte das cargas.

O DMS mais simples não possui um algoritmo de controlo complicado, mas também apenas reduz a produção da PD em caso de severas condições na rede. DMS mais complexos permitem gerir as contingências e as condições de emergência que ocorrem na rede, através da regulação de

mais variáveis de controlo [12].

Durante os anos 90, os fabricantes que desenvolviam as plataformas SCADA começaram a integrar funções de *Energy Management Systems* (EMS), tais como estimação de estado e análise de contingências, típicas na supervisão e controlo de instalações produtoras e de redes de transporte, nas funções típicas de DMS. Estes sistemas híbridos EMS/DMS foram especificamente desenvolvidos para redes mistas de transporte e de distribuição, tipicamente instaladas em grandes cidades.

A crescente penetração dos RED, particularmente de fontes renováveis, requer uma evolução no paradigma de funcionamento das redes de MT. A potência de saída dos vários tipos de RED pode ser eficientemente agendada, de modo a atingir objetivos operacionais compatíveis com a sustentabilidade dos sistemas energéticos que podem ser considerados como unidades despacháveis. Basicamente, no passado, toda a pequena e média produção foi tratada como não despachável, significando que toda a energia elétrica produzida era simplesmente injetada na rede sem possibilidade de controlo.

A maior preocupação dada às questões de sustentabilidade tem conduzido ao evitar de potenciais desperdícios de energia tais como, por exemplo, o facto de que a geração, de algumas instalações de energias renováveis que produzem, mas não conseguem armazenar energia, é perdida para ser reduzida quando são violados os limites da rede.

RDA são sistemas de distribuição elétrica, onde níveis significativos de penetração de RED têm sido atingidos. Para o caso de RED despacháveis, o método usual de *connect and forget* pode ser substituído pela adoção de um avançado DMS. Assim cada RED torna-se, dentro dos limites de capacidade, um sujeito ativo das regulações da rede e um meio de controlo importante para o funcionamento da rede. O motivo final é tirar partido dos RED despacháveis para a exploração dos recursos energéticos disponíveis e para melhorar a qualidade de serviço.

Para a operação ativa das redes de distribuição, o melhoramento do DMS é necessário de modo a coordenar o agendamento de ambos os RED despacháveis e o equipamento de regulação, como os reguladores de tomadas de transformadores em carga (OLTC) [13].

A implementação das RDA's possibilita o melhoramento da fiabilidade do fornecimento e a redução da emissão de gases de estufa, contudo, impõe também um conjunto de questões técnicas e regulatórias que necessitam de ser, cuidadosamente, considerados. A PD, principalmente baseada em energias renováveis, possui um elevado grau de incerteza devido à intermitência das fontes de energia primárias e às políticas de operação flexíveis. As RDA requerem a implementação de equipamentos eletrónicos modernos e tecnologias de comunicação, levando ao que atualmente se denomina de *Smart Grids*. Os equipamentos inteligentes inseridos na rede permitem um vasto controlo do sistema durante distúrbios e indisponibilidades na produção, como por exemplo o restauro do equilíbrio oferta-procura através de esquemas no lado da procura. Na RDA, o ORD pode interagir com a PD e controlar a produção de energia ativa e reativa. Além disso, programas de resposta da procura estão sendo estimulados de modo a providenciar capacidade elétrica durante períodos críticos da procura. Nos programas de resposta da procura, os consumidores recebem um pagamento pela capacidade que é disponibilizada durante eventos de interrupção do fornecimento.

Os benefícios económicos podem, assim, induzir os consumidores a aderir a estes programas e usar uma pequena fonte de produção privada para alimentar a sua carga. Todas estas características trazem uma enorme incerteza à procura a ser considerada no planeamento do sistema.

Por todos estes motivos, as RDA necessitam de metodologias de planeamento flexíveis e inteligentes de modo a explorar adequadamente a integração da PD e da resposta da carga, enquanto satisfazem as restrições de qualidade e fiabilidade. Torna-se assim necessário que estas metodologias representem as incertezas da produção e do consumo, de forma a planear um sistema seguro e fiável [14].

Se a PD integrada na rede de distribuição ultrapassar certos níveis, construir redes que suportem todas as cargas e unidades de PD com a existente qualidade de serviço poderá ser muitas vezes dispendioso e ineficiente. Integrar a grande quantidade de PD bem como os sistemas de armazenamento inerentes, exigirá novas soluções tecnológicas e uma evolução da regulação para os vários intervenientes na rede. O planeamento e operação das redes necessitam de ser revistos de modo se poder implementar a integração da PD. De entre os diferentes aspetos a ter em consideração aquando da integração da PD são de referir [15]:

- Planeamento e operação da rede
  - Coordenação entre o ORD e o ORT;
  - Gestão da capacidade através de interações comerciais;
  - Os ORD devem coordenar os novos serviços de sistema, como por exemplo permitir o fornecimento de energia proveniente dos recursos de PD e definir códigos de rede (contribuição da PD para o controlo da tensão e da energia reativa);
  - Critério mínimo de ligação dos recursos de PD.
- Trocas de informação
  - Trocas de informação disponibilizadas de forma estruturada e organizada em tempo real ou próximo do tempo real.
- Desenvolvimentos técnicos na rede
  - Melhoria da monitorização, controlo e proteção das redes de MT e BT.

A gestão ativa das redes de distribuição é vista como a solução para a integração, economicamente viável, da PD nas redes de distribuição. Este paradigma está em contraste com a atual abordagem *connect and forget*.

Técnicas de gestão ativa possibilitam ao ORD maximizar o uso dos circuitos existentes aproveitando as vantagens do despacho do gerador, do controlo de transformadores em carga, dos reguladores de tensão, da gestão da potência reativa e da reconfiguração do sistema de uma forma integrada. A gestão ativa das redes de distribuição contribui para equilibrar a produção com o consumo e com toda a variedade de operações, para além da capacidade de transporte, requerida para manter a estabilidade e segurança da rede. No futuro, os DMS podem providenciar monitorização

em tempo real e controlo em nós chave da rede, através da comunicação com controladores do gerador, cargas e equipamentos controláveis da rede, tais como compensadores reativos, reguladores de tensão e reguladores de tomadas de transformadores em carga (OLTC). A estimação de estado, modelação em tempo real da potência, fluxo de cargas, níveis de tensão, taxa e duração das avarias e medidas de segurança podem ser usados para tomar as decisões mais corretas [8].

O *software* de controlo do DMS tem dois blocos funcionais: estimação de estado e controlo do agendamento, representados na figura 2.3:

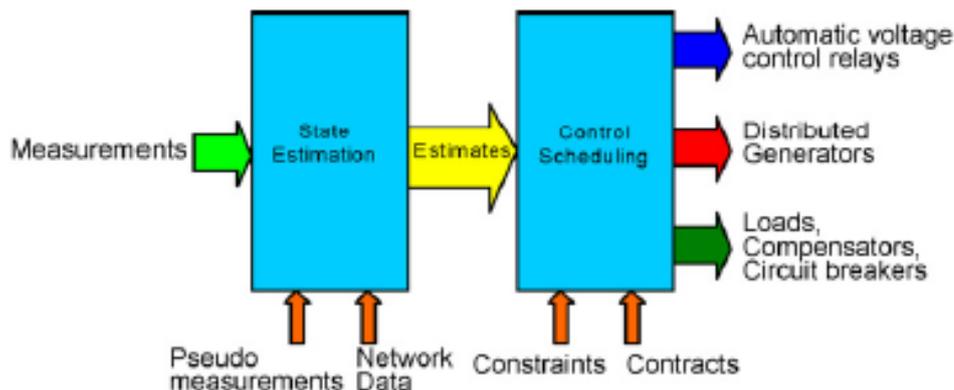


Figura 2.3: Diagrama de blocos do software de controlo do DMS [8].

O bloco de estimação de estado utiliza parâmetros elétricos e a topologia da rede, modelos das cargas e medições em tempo real de modo a calcular uma estimação de estado da rede. As medições de entrada compreendem as medições locais e da rede. Estes dados são depois enviados para o bloco de controlo do agendamento, que os utiliza para o vetor de estado do sistema que será utilizado para o controlo de todos os equipamentos ligados à rede. Este vetor foi calculado tendo em consideração, nomeadamente, todas as restrições e todos os contratos.

O *network data input* compreende a topologia da rede e os parâmetros elétricos. O *pseudo measurement input* fornece valores para todas as quantidades, que não são medidas, necessárias para o estimador de estado. O *constraints input* compreende três tipos de restrições [8]:

- Restrições da instalação primária, por exemplo capacidade máxima do gerador distribuído;
- Limites de controlo, por exemplo número máximo de posições da tomada do OLTC;
- Restrições da rede, por exemplo limites de tensão.

O *contracts input* compreende detalhes dos contratos, de serviços da rede, entre o ORD e os proprietários de:

- Geradores distribuídos;
- Cargas controláveis;
- Compensadores de potência reativa;

- Relés automáticos de controlo de tensão.

A gestão ativa tem a função de facilitar a competição e o crescimento da pequena produção. Para além disso, os ativos de distribuição existentes devem ser maximizados de modo a minimizar os custos para os consumidores [8].

É possível observar na figura 2.4 um exemplo de uma rede de distribuição com PD:

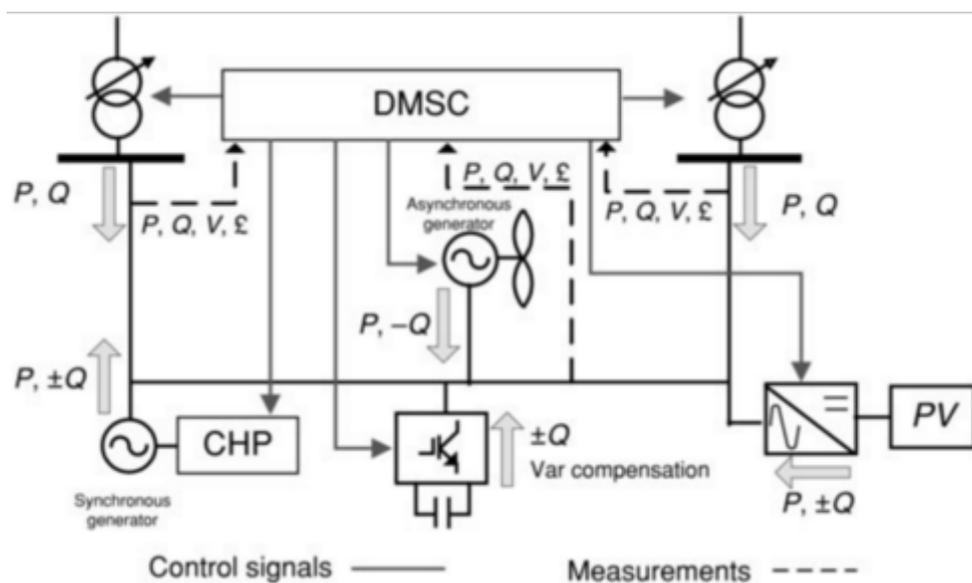


Figura 2.4: Exemplo de uma rede de distribuição ativa [16].

Esta rede tem muitas características que diferem de uma rede típica de distribuição passiva. Primeiro, o fluxo de potências não é unidirecional. A direção do trânsito de potências e os valores de tensão na rede dependem da procura e da potência injetada. Segundo, os geradores distribuídos dão aso a uma variedade de correntes de curto-circuito e por isso requerem sistemas de proteção complexos e definições de coordenação, de modo a proteger a rede. Terceiro o fluxo de potência reativa na rede pode ser considerado independente dos fluxos de potência ativa. Por último, muitos tipos de unidades de PD são implementados na rede através de equipamentos eletrónicos, e podem por isso injetar harmónicos na rede. Esta figura demonstra também um sistema de controlo de DMS (DMSC) que acede às condições da rede e toma medidas para controlar as tensões e trânsitos de potências da rede. O DMSC recebe as medidas da rede e envia sinais aos equipamentos sob o seu controlo. As ações de controlo podem ser regulação das tomadas do transformador em carga, alterar a saída da PD e absorver/injetar potência reativa [16].

## 2.4 Conceito de Smart Grid

Redes elétricas estabelecidas maioritariamente no séc. XX fornecem energia desde grandes centrais geradoras até à rede de transporte. A rede de transporte é usada para transportar a energia elétrica, por vezes durante longas distâncias e, através de vários transformadores até aos circuitos

finais que alimentam os consumidores. Esta parte do sistema elétrico (grandes centrais geradoras e a rede de transporte) possui boas comunicações para assegurar uma boa operação, possibilitar as transferências nos mercados de energia, manter a fiabilidade e segurança e facilitar a integração dos geradores e dos circuitos de transporte. O controlo é assegurado por sistemas automáticos que preveem o funcionamento dos geradores e das redes de transporte durante grandes distúrbios. Por outro lado, o sistema de distribuição é caracterizado, apesar de muito extenso, por ser maioritariamente passivo com pouca comunicação e limitado a controlos locais. Com exceção de cargas grandes, não há monitorização, em tempo real, da tensão disponibilizada ou da corrente entregue às cargas. Para além do básico fornecimento de energia, existe pouca interação entre as cargas e a rede. A revolução a que se tem assistido nos sistemas de comunicação, particularmente estimulada pela internet, oferece a possibilidade de uma maior monitorização e controlo espalhado pelo sistema elétrico e, assim, um funcionamento mais efetivo, flexível e económico. A *Smart Grid* é uma oportunidade de usar as novas TIC para revolucionar o sistema elétrico de energia. Devido às dimensões e aos investimentos que foram feitos ao longo dos anos nestas redes convencionais, qualquer alteração será dispendiosa e requer justificações apropriadas. A gestão eficaz das cargas e a redução das perdas e dos desperdícios de energia necessita de informação precisa. A elevada percentagem de renováveis ligadas à rede requer que seja tida em consideração de modo a que haja um equilíbrio entre a oferta e a procura. Os equipamentos inteligentes são assim um elemento importante da SG pois conseguem providenciar dados sobre as cargas e sobre os trânsitos de potência presentes na rede. Com a monitorização da rede, é possível saber o seu estado de funcionamento bem como atuar em situações de emergência, levando à concretização dos objetivos finais de usar a energia de forma mais eficiente e de produzir eletricidade com a redução das emissões de  $CO_2$  para a atmosfera, nocivas para o clima [16].

Atualmente os sistemas de produção e de distribuição de energia elétrica enfrentam desafios, que conduzem a vários esforços de investigação, com o objetivo de aumentar e reforçar o uso de FER. De acordo com as metas ambientais internacionais estabelecidas, a integração de FER nas redes pode diminuir a dependência destas de combustíveis fósseis e oferecer opções energéticas limpas para reduzir as emissões poluentes na atmosfera. A longo prazo, contribuirão para mitigar os impactos das alterações climáticas. Este novo paradigma exigirá novos métodos de otimização para o despacho dos recursos energéticos, uma vez que eles são integrados na rede em conformidade com os *standards* de ligação, o mercado e as restrições de operação. A estabilidade, fiabilidade e o custo das FER são aspetos que têm que ser tidos em conta. A tecnologia das SG pode suportar a integração das FER nos sistemas elétricos de energia [17].

As SG serão as redes de distribuição do futuro. Segundo Jenkins o conceito de SG combina várias tecnologias, soluções de utilizador final e aborda um número alargado de políticas e regulamentos. Não existindo uma única definição, este autor apresenta algumas definições [16]:

- The European Technology Platform define *Smart Grid* como uma rede elétrica que integra, de forma inteligente, todos os utilizadores ligados a ela (produtores, consumidores e aqueles que realizam estas duas tarefas) de modo a fornecer eficientemente eletricidade sustentável, económica e segura;

- De acordo com o US Department of Energy, a *Smart Grid* usa tecnologia digital para aumentar a fiabilidade, segurança e eficiência (económica e energética) do sistema elétrico desde a grande produção, passando pelas redes de transporte e distribuição até aos consumidores finais tendo em consideração o crescente número de PD e recursos de armazenamento de energia.

Uma definição abrangente do conceito de SG, apresentada num relatório da EPRI (Electric Power Research Institute), é a seguinte [18]:

- O termo *Smart Grid* pode ser entendido como a sobreposição dos sistemas unificados de comunicação e controlo, à infraestrutura de energia eléctrica existente, para providenciar a informação correta para a entidade correta (equipamentos de uso final, sistemas de controlo T&D, consumidores, etc.), no instante correto, para tomar a decisão correta. É um sistema que otimiza o fornecimento de energia, minimizando perdas de várias naturezas, é auto-recuperável, e possibilita o surgimento de uma nova geração de aplicações energeticamente eficientes.

SG é a modernização do sistema elétrico de energia de modo a que seja capaz de monitorizar, proteger e otimizar automaticamente o funcionamento dos elementos presentes, desde a produção, passando pela rede de alta tensão e o sistema de distribuição até aos consumidores finais tais como utilizadores industriais, sistemas de automação, instalações de armazenamento de energia, veículos eléctricos e consumidores finais. A SG é a integração de sistemas TIC nas redes de transporte e distribuição, tal como é possível observar na figura, que representa uma SG:

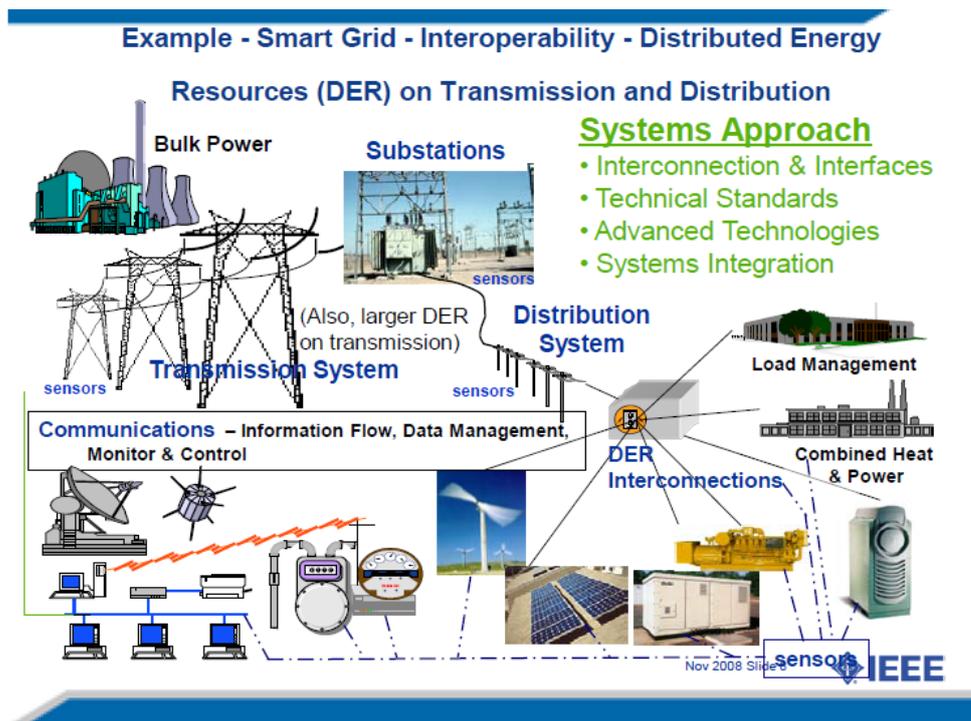


Figura 2.5: Exemplo de uma *Smart Grid* [19].

A SG fornece energia aos consumidores através de tecnologia digital bidirecional que possibilita uma gestão mais eficiente da energia entregue aos consumidores bem como um uso mais eficiente da rede para permitir identificar e corrigir os desequilíbrios entre a oferta e a procura e detetar falhas num processo de autocorreção que melhora a qualidade de serviço e impulsiona uma maior fiabilidade e redução dos custos. A visão emergente de SG aborda um vasto grupo de aplicações, que incluem software, hardware e tecnologias que possibilitem integrar, interagir e inovações de controlo inteligentes.

Algumas das tecnologias e práticas de negócio que permitem o desenvolvimento das SG's incluem [20]:

- Medidores inteligentes;
- Gestão dos dados medidos;
- Sistemas de comunicação integrados;
- Tecnologias de informação e back office computing;
- Segurança de dados;
- Equipamentos de armazenamento de energia;
- Resposta por parte da procura;

- Produção distribuída;
- Energias renováveis.

As características principais atribuídas à SG são [21]:

- Autorecuperação: capacidade de automaticamente detetar, analisar, responder e restaurar falhas na rede;
- *Empowerment* do consumidor: habilidade de incluir os equipamentos e comportamento dos consumidores nos processos de planeamento e operação da rede;
- Tolerância a ataques externos: capacidade de mitigar e resistir a ataques físicos e cyber-ataques;
- Qualidade de energia: prover energia com a qualidade exigida pela sociedade digital;
- Acomodar uma grande variedade de fontes: capacidade de integrar de forma transparente (plug and play) uma variedade de fontes de energia de várias dimensões e tecnologia;
- Reduzir o impacto ambiental do sistema produtor de eletricidade: reduzindo perdas e utilizando fontes de baixo impacto ambiental;
- Viabilizar e beneficiar-se de mercados competitivos de energia: favorecer a microprodução.

Estas características poderão ser alcançadas através da introdução das seguintes áreas de inovação tecnológica [21]:

- Automação e controlo digital da rede elétrica, utilizando controlos eletrônicos inteligentes, capazes de antecipar-se às perturbações e corrigi-las antes que as mesmas ocorram;
- Introdução de medição inteligente com a capacidade de funcionar como um portal inteligente do consumidor que permitirá a disponibilização de sinais de preço e outras informações;
- Integração de um grande número de fontes de produção e armazenamento de energia de pequena e média capacidade, intermitentes ou contínuas, permitindo ao consumidor comprar e vender energia da rede.

A viabilização do conceito de SG é possível através das seguintes áreas tecnológicas [21]:

- Dispositivos de Eletrónica de Potência: dispositivos capazes de controlar o sistema de energia elétrica com a velocidade e precisão dos microprocessadores, porém atuando em níveis de potência muito maior;

- PD e Microprodução: localização da produção próxima ao uso final, com potencial para melhorar a fiabilidade e segurança de comunidades e consumidores individuais;
- Dispositivos de Armazenamento de Energia: melhoram a alimentação das cargas sensíveis a flutuações na qualidade de energia da rede;
- Sistema Integrado de Comunicação: permite comunicação instantânea entre todos os equipamentos críticos do sistema, permitindo a monitorização, controlo e correção;
- Sensores: redes de sensores inteligentes.

### 2.4.1 A implementação das *Smart Grids*

Desde aproximadamente 2005 que tem havido um aumento no interesse pela SG. Além de possibilitarem a modernização das redes e a diminuição da dependência de fontes não renováveis e poluentes, existem também outros motivos específicos que têm estimulado o uso de SG por vários países [16]:

#### 1. *Envelhecimento e reduzida capacidade das redes*

Por exemplo, nos EUA e em muitos países da Europa os sistemas elétricos expandiram-se muito rapidamente e muitas das redes de transmissão e distribuição estão envelhecidas e a necessitam de serem substituídas. Em muitos países a implementação de novas linhas aéreas, necessárias para satisfazer a crescente procura e ligar as fontes de energia renovável, têm sido adiadas por mais de 10 anos devido a dificuldades em obter direitos de utilização e ambientais. Algumas das linhas de transporte e distribuição têm funcionado perto da sua capacidade máxima e algumas das possíveis fontes renováveis sem possibilidade de se ligarem. Há assim necessidade de desenvolver métodos mais inteligentes de aumentar dinamicamente a capacidade de transporte das linhas e redirecionar o trânsito de potências para linhas menos sobrecarregadas.

#### 2. *Restrições térmicas*

As restrições térmicas das linhas e equipamentos das redes de transporte e distribuição existentes são o limite final para a sua capacidade de transferência de energia. Quando um equipamento conduz corrente acima da sua capacidade térmica, este sobreaquece e o seu isolamento deteriora rapidamente. Isto leva a uma redução da esperança de vida do equipamento e a um aumento de ocorrência de incidentes. As restrições térmicas dependem de condições ambientais, que variam ao longo do ano. Por isso, o uso de limites dinâmicos pode aumentar, por vezes, a capacidade dos circuitos.

#### 3. *Restrições operacionais*

A produção de energias renováveis (por exemplo, energia eólica ou energia solar fotovoltaica) é tão variável que não é possível prever com exatidão num determinado número de horas antes. Além disso, uma grande central produtora de energia através de combustíveis

fósseis pode demorar até 6 horas para se ligar. Assim, manter a frequência do sistema e o equilíbrio entre a oferta e a procura dentro de limites torna-se difícil. Possíveis soluções para este problema são utilizar geradores, parcialmente ocupados, como reserva ou através do armazenamento de energia, contudo os custos serão muito maiores. Por isso, os operadores das redes estão cada vez mais à procura de respostas à frequência e aos serviços de reserva exigidos por parte das cargas. É previsto, no futuro, que a eletrificação dos sistemas de aquecimento domésticos (para reduzir as emissões de CO<sub>2</sub>) e o carregamento dos veículos elétricos, levará à existência de cargas flexíveis com grande capacidade. Isto ajudaria a manter a estabilidade da rede, reduzir a necessidade de se recorrer a geradores, parcialmente ocupados, como reserva e ao reforço da rede.

#### 4. *Segurança no fornecimento*

As sociedades modernas requerem cada vez mais uma maior fiabilidade no fornecimento de energia, à medida que mais cargas críticas são adicionadas. A abordagem tradicional para aumentar a fiabilidade era instalar circuitos redundantes adicionais, com consideráveis custos e impactos ambientais. A abordagem da SG é utilizar uma reconfiguração pós-falha, inteligente, de modo que depois da avaria na rede, é mantido o fornecimento de energia aos clientes e ao mesmo tempo é evitado um uso dispendioso de vários circuitos que utilizam apenas parte da sua capacidade máxima durante uma pequena parte da sua vida.

#### 5. *Iniciativas nacionais*

Muitos governos nacionais como a China, Japão, Reino Unido, Estados Unidos da América e de países pertencentes à União Europeia estão a encorajar as iniciativas de SG como uma forma económica de modernizar as suas infraestruturas do sistema elétrico ao mesmo tempo que permitem a integração de recursos energéticos com baixo teor em carbono. O desenvolvimento da SG também é visto em muitos países como uma oportunidade económica/comercial importante para desenvolver novos produtos e serviços.

Com o contexto macroeconómico a pressionar fortemente o setor elétrico, existe uma mudança de paradigma neste setor, que através das SG, nomeadamente, transformará extensivamente as redes elétricas de modo a responder aos novos desafios [22]:

- Abordagem centrada nos consumidores: novos serviços de valor acrescentado, planos de preços inovadores, bidirecionalidade na interação dos consumidores na rede, pressão nos preços, etc.;
- Liberalização dos mercados: induzindo concorrência e flexibilidade nas tarifas, novos produtos e serviços, concorrência transnacional, etc.;
- Modulação da procura - analisando picos de consumo, contribuindo para o alinhamento entre a oferta e procura de energia;

- Maior securização dos abastecimentos (incluindo microprodução): através da diversificação de fontes renováveis, incremento da capacidade de produção distribuída, maior proximidade entre a produção e o consumo, com especial ênfase na microprodução;
- Renovação das redes e da sua operação: com recurso a investimentos que tornem as redes mais fiáveis e eficientes, nomeadamente através do aumento do nível de automação e controlo remoto.

As SG permitem uma forte disponibilização de funcionalidades na rede, geradoras de novos serviços e de uma gestão e controlo otimizados da rede, com a participação do próprio consumidor. Nesta nova visão emergente, o consumidor/produtor será o maior beneficiário [22]:

- Tendo um papel ativo na gestão do seu consumo energético, reduzindo deste modo os seus custos em energia;
- Produzindo energia (microprodução), com a inerente remuneração;
- Dispondo de novos serviços, novas formas de tarifação e planos de preços que, pressionados pela liberalização induzida, tenderão a baixar sensivelmente o valor da sua fatura de energia.

Esta transformação também trará benefícios aos vários *stakeholders* do setor elétrico [22]:

#### 1. ORD

- Redução de custos operacionais e de manutenção da rede;
- Redução de perdas na rede;
- Gestão e controlo otimizados da rede;
- Otimização do investimento;
- Maior fiabilidade e qualidade do fornecimento de energia.

#### 2. Comercializador

- Disponibilização de novos serviços;
- Planos de preços inovadores e tarifação quase em tempo-real;
- Capacidade acrescida na gestão da relação com os seus clientes;
- Atenuação das barreiras à entrada.

#### 3. Regulador

- Aumento de concorrência induzido pelos novos serviços;
- Eficiência do mercado elétrico;
- Incremento da fiabilidade e qualidade do fornecimento de energia;

- Acesso a informação mais rica sobre o funcionamento da rede elétrica.

#### 4. Economia nacional

- Ganhos de eficiência energética;
- Melhor aproveitamento das energias endógenas, redução da dependência de recursos fósseis e de emissão *CO2*;
- Projetos industriais e centros de competência, geradores de emprego e de exportação.

Este tipo de redes constituirá uma plataforma sobre a qual será possível desenvolver e disponibilizar um conjunto muito relevante de serviços, que vão muito para além da venda de energia elétrica.

### 2.4.2 Aplicações de eletrónica nas *Smart Grids*

Os atuais grandes SEE, constituídos por grandes sistemas convencionais, serão integrados por milhares de ECS (*Energy Conversion Systems*), normalmente localizados próximos das cargas, capazes de operar autonomamente. Normalmente as FER que podem ser instaladas numa SG não são adequadas para ligação direta à rede, devido às suas características flutuantes de produção elétrica, regularmente afetada pelas variações na tensão e frequência e pela fraca qualidade da energia. Por isso, os ECS, baseados em equipamentos eletrónicos, são muito importantes.

Aplicações como a FACTS (*Flexible AC Transmission System*) e a HDVC (*High Voltage Direct Current*) serão essenciais para providenciar um controlo dinâmico rápido da tensão, dos trânsitos de potências e controlo da estabilidade da rede, aumentando simultaneamente a eficiência na utilização dos ativos de transporte. Os equipamentos de controlo da tensão consistem em reatâncias shunt, condensadores shunt, OLTC's, geradores síncronos, SVS (*Static Var Systems*), controladores *Converted-based* FACTS tais como STATCOM (*Synchronous Static Compensator*), SSSC (*Static Series Synchronous Compensator*), UPFC (*Unified Power Flow Controller*), IPFC (*Inter-line Power Flow Controller*), GUPFC (*Generalized Unified Power Flow Controller*) e HDVC *light*. Principalmente os *Converter-based* FACTS, têm uma excelente capacidade de energia reativa dinâmica e de controlo da tensão [17].

### 2.4.3 Tecnologias presentes nas *Smart Grids*

A integração avançada da telecomunicação, controlo e otimização tem sido reconhecida como útil para se obter a interação, autocorreção, eficiência e fiabilidade de uma SG. A figura 2.6 mostra um diagrama com os principais elementos funcionais considerados na implementação de uma SG [17]:

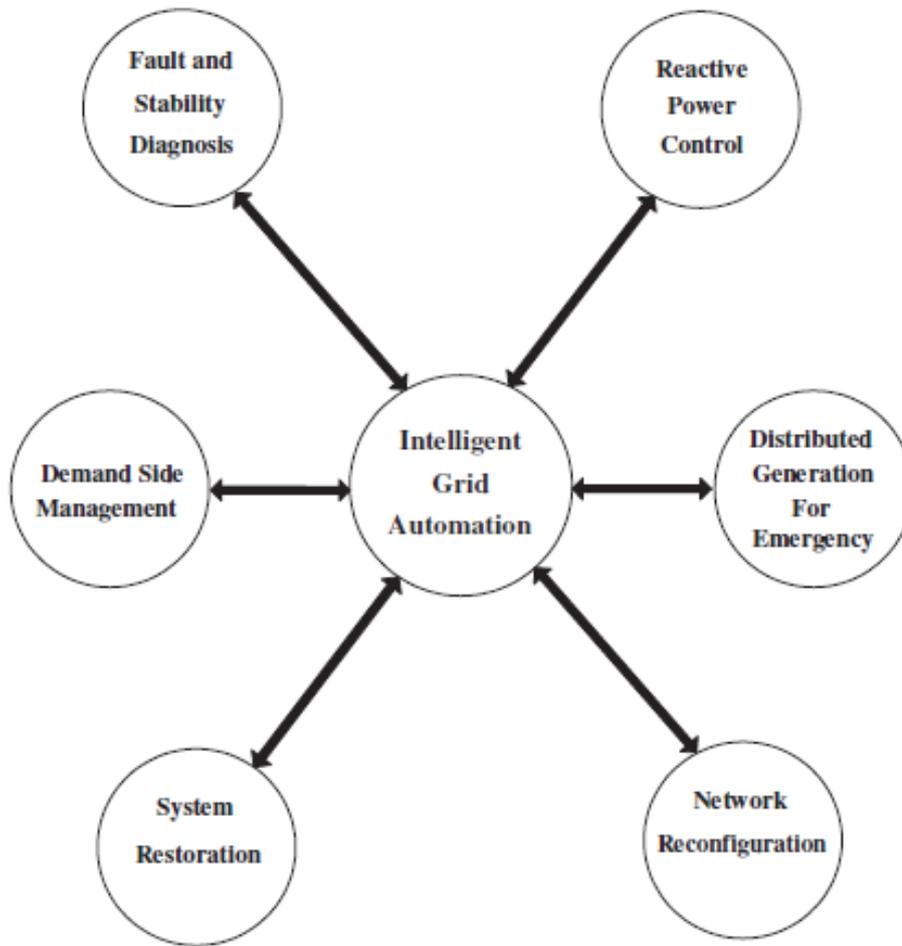


Figura 2.6: Funções de automação inteligentes da *Smart Grid* [17].

O controlo do sistema elétrico de energia depende da acessibilidade e da qualidade das medidas do sensor. Falhas causadas por ligações más ou quebradas, má comunicação e falha do sensor levam a falhas nos controladores do sistema e ao surgimento de contingências severas. Por isso, serão necessárias, na SG, tecnologias tolerantes a avarias, de modo a aumentar a fiabilidade e segurança, sendo que os métodos de controlo avançados devem também fazer previsões em tempo real, usando métodos de inteligência computacional. Estes métodos consistem em aplicações como monitorização e recolha de dados, utilização de sensores, e análise da informação recolhida para detetar e fornecer soluções. Os dados em tempo real requeridos pela WAM (*Wide Area Monitoring*) e pelos sistemas de controlo são providenciados pelos sensores inteligentes e enviados ao controlador principal do sistema, que deve ser bem mais rápido e preciso que o tradicional sistema de controlo SCADA. Assim, inteligência numa SG é exigida a todos os níveis [17].

### **Métodos de controlo para SG com PD e FER**

Devido ao aumento da procura de energia e à opção por produção limpa de energia, a PD baseada em FER teve um grande crescimento na última década. Sistemas de energia eólica, fotovoltaica solar e cogeração estão presentes a diferentes níveis nos sistemas de distribuição. Normalmente, uma instalação de energia fotovoltaica solar está sempre a funcionar no seu ponto máximo, retirando o máximo de energia possível dos painéis, enquanto que a operação das unidades de armazenamento depende dos preços de energia. A saída de energia da unidade de armazenamento pode ser gerida pelo controlador supervisor central de modo a satisfazer os vários requerimentos da rede. O controlador supervisor deve ter em conta um trânsito de potência ótimo, e a otimização da tensão e energia reativa da rede, devendo despachar a energia gerada pela PD de acordo com as restrições da rede. As turbinas eólicas têm várias opções de controlo remoto da sua potência ativa tais como controlo da potência máxima, controlo limitador da potência, e controlo do balanço. Um sistema coordenador supervisor de FER é implementado para otimizar o agendamento da produção de energia eólica e da cogeração, respeitando ao mesmo tempo as restrições de capacidade e minimizando os custos de operação. Para se ter uma SG eficiente, segura e fiável, o controlo da tensão e da energia reativa requer vários equipamentos de controlo da tensão instalados em várias localizações do sistema. O controlo da tensão, realizado anteriormente apenas pelas redes elétricas convencionais, deve ser coordenado através dos sistemas SCADA. A PD deve participar no controlo da tensão, uma funcionalidade que é muito importante na implementação das SG.

A inteligência computacional pode oferecer às SGs ferramentas inovadoras, fortes e efetivas, que estão representadas na Figura 2.7 [17]:

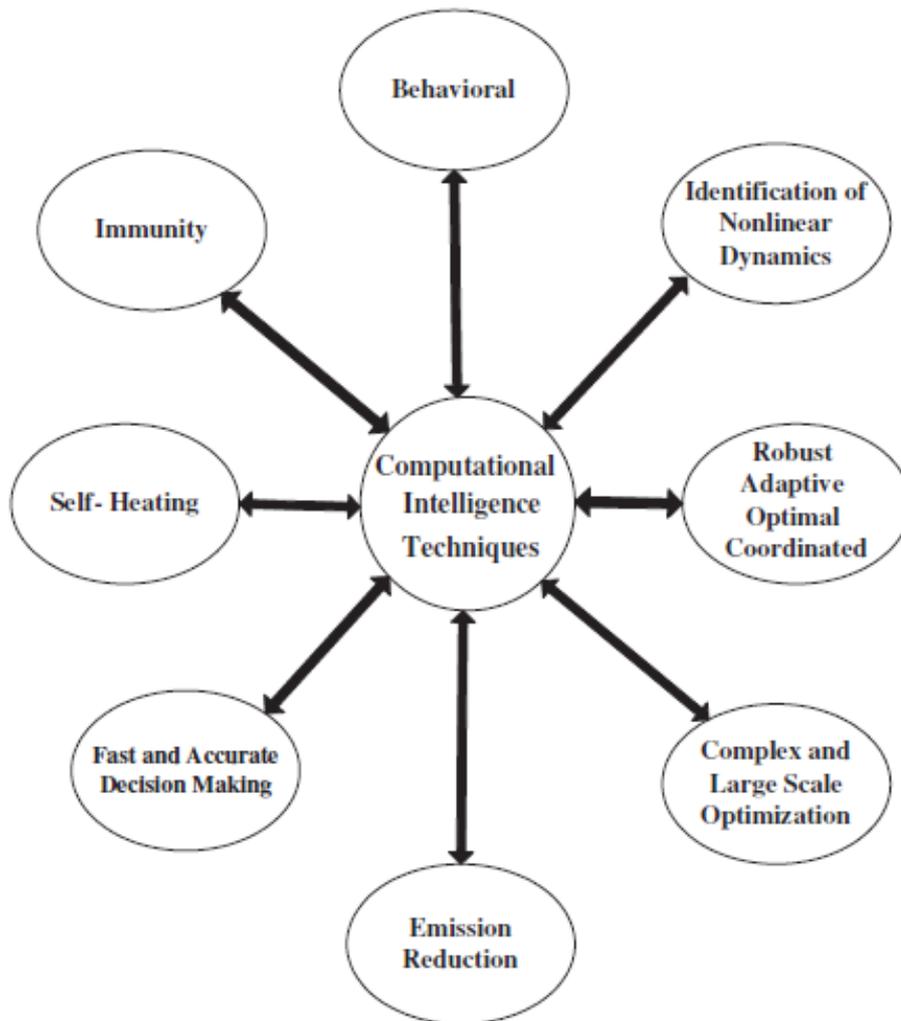


Figura 2.7: Capacidades dos métodos de computação inteligentes para as *Smart Grids* [17].

Os métodos adaptativos de inteligência computacional podem contribuir para se chegar a um comportamento inteligente em domínios complexos e em mudança. Existem muitas aplicações de inteligência computacional para a SG, incluindo algoritmos de gestão dos trânsitos de potências e de energia. Algoritmos como *Adaptive design tools* e *PSO-based fuzzy logic* têm sido apresentados como capazes de realizar despacho de energia ótimo numa rede com um sistema fotovoltaico. Também têm sido demonstrados vários métodos de inteligência artificial para o controlo e estabilidade da tensão e da energia reativa [17].

#### 2.4.3.1 As *Smart Grids* e os veículos elétricos

Como nos próximos anos existirão milhões de FER descentralizadas, o papel das redes tem sido cada vez mais importante para equilibrar as variações na procura de energia com as variações

na produção de energia proveniente das FER. Os operadores de rede implementarão abordagens avançadas de gestão de energia para alimentar um grande número, privado e público, de estações remotas de carregamento, onde os veículos elétricos podem realizar o carregamento/descarregamento. Estes veículos, quando estacionados, podem injetar energia na rede, ou receber energia da rede para carregar as baterias [17].

### 2.4.3.2 As Smart Grids nos vários segmentos do SEE

A SG aplica-se, com maior ou menor impacto, aos vários segmentos que compõem o sistema elétrico de energia. Algumas técnicas que atualmente se integram na SG, surgiram antes mesmo desse conceito ser identificado e referenciado. O processo de automação do sistema elétrico é antigo e tem sido desenvolvido ao longo dos anos. Entretanto o desenvolvimento das TIC, ocorrido nos últimos anos, aliado a mudanças estruturais na organização dos sistemas elétricos e a fatores sócio ambientais, tem produzido modificações substanciais nesse processo. O conceito de SG aplicado aos vários segmentos do sistema elétrico está representado na figura 2.8 [21]:



Figura 2.8: Segmentos da tecnologia *Smart Grid* [21].

#### **Automação do Transporte (Transmissão)**

Os conceitos de SG são introduzidos no sistema de transporte através dos esquemas de monitorização, controlo e proteção sistémicos (*Wide Area Monitoring, Protection and Control - WAMPACs*). Introduzem assim a visão do sistema como um todo, enquanto que, tradicionalmente, os sistemas convencionais utilizam, basicamente, uma lógica local operando sobre informações locais. A utilização destes sistemas modernos é possível devido aos avanços em tecnologia de comunicações, computação, serviços da Web, e a instalação de PMUs (*Phasor Measurement Units*) que são unidades capazes de adquirir medidas de fasores de tensão e corrente. As aplicações já em uso ou em desenvolvimento são [21]:

- Sistemas Especiais de Proteção: sistemas de proteção sistémica;

- Utilização de Informação direta de PMUs: monitorização e controlo de desfasamento angular, oscilações inter-áreas, estabilidade de tensão, etc.

### **Automação da Distribuição**

Os sistemas de distribuição são aqueles que estão sendo mais beneficiados pela tecnologia SG. A principal área de aplicação é a utilização de medição eletrónica, onde os medidores eletrónicos acrescentam uma série de novas funcionalidades ao antigo contador de KWh, constituindo-se em um *Smart Meter*, o qual abre a possibilidade de inovações importantes [21]:

- AMR (*Automatic Meter Reading*): é um sistema coletor automático de dados de medidores de energia e de transferência destes para um sistema centralizado de processamento de dados. Este sistema economiza nas despesas com pessoal para leitura e transcrição de dados de consumo de energia e proporciona maior precisão na informação. A transmissão da informação pode ser realizada por diferentes redes de comunicação, incluindo sistemas wireless, PLC (*Power Line Communications*), etc.;
- AMI (*Advanced Metering Infrastructure*): representa um avanço em relação ao AMR pois, além de guardar as informações, o sistema também permite analisar a procura e influir na resposta da procura através da disponibilização de sinais de preço e atuação em dispositivos nas instalações dos consumidores. Para tal, o sistema requer a comunicação da informação nos dois sentidos, entre o comercializador e as instalações do consumidor e vice-versa, e um sistema de processamento de dados mais elaborado;
- Detecção e isolamento automático de avarias, reconfiguração e restauração de serviço;
- Controlo coordenado de tensão e energia reativa;
- Integração da PD e da microprodução.

### **Automação das Subestações**

As subestações constituem pontos de ligação da rede elétrica, nos quais ocorrem importantes operações de controlo e proteção, além de serem utilizadas também como pontos de aquisição de medidas e informações sobre o estado dos equipamentos. Até há pouco tempo, essas funções eram exercidas por sistemas distintos de monitorização, controlo e proteção, tais como o sistema SCADA, medidores, relés e oscilógrafos. A tendência atual é para a integração dessas funções através de tecnologia baseada em [21]:

- Dispositivos Eletrónicos Inteligentes: capazes de produzir dados operacionais e para fins comerciais, com múltiplos canais de comunicação, múltiplas aplicações e protocolos;
- Padronização: utilização de protocolos padrões de comunicação e transferência de dados tais como IEC 61850, CIM, XML, etc.;

- Comunicações: utilização de fibras óticas e sistemas wireless, baseados no protocolo IP.

Esta tecnologia de automação das subestações tem um papel importante na aplicação da SG, porque permite a implementação de estratégias distribuídas de monitorização, controlo e proteção sistémica da rede [21].

### **Integração dos Prosumidores (Consumidor/Produtor) e AMI**

Como já foi citado, um dos principais benefícios da introdução da SG é o *empowerment* do cliente da rede de energia elétrica. Esta mudança de papel é proporcionada, do ponto de vista tecnológico, pela introdução dos medidores inteligentes e do sistema AMI acima referidos. Modificações na estrutura regulatória e tarifária são também necessárias para a viabilização do novo paradigma. Os principais pontos da mudança de paradigma são [21]:

- Sistemas de PD, microprodução e cogeração, capazes de reduzir substancialmente o consumo visto pela rede e, eventualmente, fornecer energia para a mesma;
- Capacidade de controlar e otimizar a procura, e a produção local, através da Internet e de outros mecanismos de comunicação e processamento de informações;
- Resposta em tempo-real a sinais de preços da energia e solicitações de redução da procura para auxiliar a segurança do sistema da concessionária.

#### **2.4.3.3 Impactos das Smart Grids no projeto das Redes de Distribuição**

Tecnologias como os medidores digitais avançados, automação distribuída, sistemas de comunicação e RED têm certamente um papel importante nos sistemas de distribuição futuros. As seguintes tecnologias poderão ter implicações no projeto das futuras redes de distribuição [23]:

##### **1. AMI (*Advanced Metering Infrastructure*)**

A SG utilizará modernos medidores digitais em todas as localizações com serviços de consumidor. Estes medidores terão comunicação bidirecional, capacidade de ligar e desligar serviços remotamente, obter formas de ondas, monitorizar tensão e corrente, e suportar o uso esperado e em tempo real das infraestruturas. Estes medidores estarão na mesma localização que os medidores atuais e por isso não terão nenhuma implicação na topologia atual das redes. Estes medidores produzirão, contudo, uma grande quantidade de dados disponíveis para a operação e planeamento, o que pode ser potencialmente utilizado para se obter uma maior fiabilidade e melhor gestão dos ativos. Porventura a área onde estes medidores avançados terão um maior efeito será nas funções de tempo real. As funções de tempo real tenderão a equalizar a alimentação dos sistemas de distribuição e a permitir uma resposta automática por parte da procura através da interface com aplicações inteligentes. Numa perspetiva da topologia, o pico de procura de energia é uma peça chave. Se o pico de procura por consumidor baixar, as alimentações podem ser maiores, as tensões mais baixas e o comprimento dos cabos menor.

## 2. Automação distribuída

A automação distribuída refere-se às funções de monitorização, controlo e comunicação localizadas no alimentador. Estes equipamentos podem por exemplo interromper falhas de corrente, monitorizar correntes e tensões, comunicar entre eles e reconfigurar automaticamente o sistema para restaurar a alimentação aos consumidores. Esta capacidade para restaurar rapidamente e flexivelmente uma rede interligada de alimentadores é uma componente chave da SG, mas requer que os componentes da distribuição tenham capacidade para aceitar a transferência, e que o sistema de proteção consiga isolar apropriadamente uma falha na nova topologia reconfigurada. Estes dois tópicos têm impacto no projeto do sistema. A SG não tenta apenas ligar as subestações aos consumidores ao preço mais baixo. Em vez disso, a SG é um sistema que permite, rapidamente e flexivelmente, ser reconfigurado. Os futuros sistemas de distribuição serão projetados antes como uma rede integrada de linhas de distribuição, com a rede a ser ligada a várias subestações. Assim, o projeto de redes de distribuição muda o seu foco nos alimentadores para o foco num sistema de alimentadores interligados.

## 3. RED

Para níveis baixos de penetração (cerca de 15% do pico de procura ou menos), os RED não têm um grande impacto no projeto do sistema, desde que possuam uma devida proteção no ponto de interligação. A SG tem o potencial de ter grandes e flexíveis fontes de RED. Neste caso, o sistema de distribuição começa por parecer-se com o sistema de transporte e necessita de considerar questões de projeto semelhantes, como trânsitos de potências não radial e crescentes falhas de corrente. Outras questões de projeto estão relacionadas com a capacidade do sistema de distribuição de operar isolado, de aliviar as restrições nos trânsitos de potências e de operar em conjunto como uma *virtual power plant*.

## 2.5 Conceito de Micro-Rede

As alterações verificadas no ambiente regulatório e de operação do tradicional sistema elétrico e o emergir de pequenos sistemas de produção como as microturbinas criaram novas oportunidades para a produção local de energia elétrica por parte dos consumidores de eletricidade. Neste contexto, a progressiva integração dos RED, neste caso pequenos geradores, dispositivos de armazenamento, cargas controláveis e interfaces de eletrónica de potência, assumem-se como uma opção promissora para responder às necessidades crescentes de fornecimento de energia com ênfase na fiabilidade e na qualidade da energia fornecida [3].

O conceito de MR foi originalmente criado pelo CERTS (Consortium for Electric Reliability Technology Solutions), que propôs em 2002 que o potencial dos pequenos RED para satisfazer as necessidades de fornecimento de energia aos consumidores poderia ser melhor aproveitado se os mesmos fossem organizados segundo um conceito de Micro-Rede. Este conceito assumia uma agregação de cargas e de microfuentes como um sistema único capaz de fornecer energia elétrica e

aquecimento. As microfones deveriam ser maioritariamente baseadas em eletrônica de potência de forma a fornecerem a flexibilidade de controlo necessária para garantir a operação como um sistema único. Esta flexibilidade de controlo permitiria à MR apresentar-se à rede de energia principal como uma unidade única, controlável, que responderá às necessidades energéticas locais de fiabilidade e segurança [24].

Segundo a literatura em [10] MR's são pequenas redes BT que incorporam tecnologia de cogeração (CHP), projetadas para abastecer eletricidade e aquecimento às cargas de pequenas comunidades, tais como pequenos subúrbios, universidades, escolas, áreas comerciais, zonas industriais ou municípios. A MR é essencialmente uma rede de distribuição ativa, uma vez que é um aglomerado de sistemas PD e de diferentes cargas ao nível da tensão de distribuição. Os geradores ou microfones presentes numa MR são normalmente RED renováveis ou não convencionais integrados conjuntamente para produzir energia. Do ponto de vista operacional, as microfones devem ser equipadas com interfaces eletrônicas de potência para providenciar a flexibilidade necessária para o funcionamento como um sistema único agregado e para manter a qualidade da energia especificada. Esta flexibilidade de controlo permite à MR apresentar-se à rede de distribuição principal como uma única unidade controlável que satisfaz as necessidades locais de fiabilidade e segurança.

A MR apresenta uma característica particular, uma vez que pode operar em dois modos [3]:

- **Modo Normal** - Interligada com a Rede de Distribuição: a MR estará eletricamente ligada à rede de distribuição MT ou BT, sendo total ou parcialmente alimentada por esta, ou encontrando-se a injetar potência na mesma;
- **Modo de Emergência** - Isolada da Rede de Distribuição: em caso de interrupção da rede de distribuição, por defeito ou para operações de manutenção, a MR deverá ter capacidade de funcionar em modo isolado, o que permitirá alimentar as respetivas cargas.

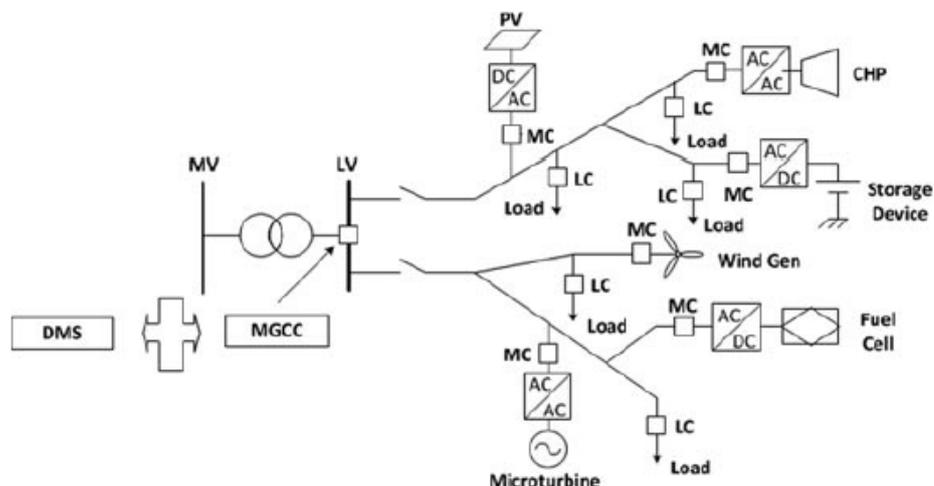


Figura 2.9: Arquitetura geral de uma Micro-Rede [3].

A arquitetura geral do conceito de MR encontra-se representada na figura 2.9. O MGCC (*Microgrid Central Controller*) possui um conjunto de funções cruciais e pode ser visto como a interface entre a MR e a rede de distribuição principal. Cada microfonte e cada dispositivo de armazenamento é controlado localmente por um MC (*Microsource Controller*) responsável pela gestão dos níveis de produção de energia ativa e reativa. A cada carga encontra-se ligado um LC (*Load Controller*) capaz de controlar os níveis de consumo da mesma através da aplicação de um conceito de interruptibilidade. De modo a assegurar o funcionamento apropriado do sistema é necessário que estes dois tipos de controladores estejam em permanente comunicação entre eles e com o MGCC, controlador este responsável por diversas funções de gestão técnica e económica da MR, incluindo recolha de informação relativa às microfuentes e às cargas e definição de set-points para os LC e MC. Simultaneamente, é esperado que o MGCC consiga estabelecer algum tipo de comunicação com o DMS, localizado a montante na rede de distribuição [3].

As características técnicas de uma MR são adequadas para o fornecimento de energia a zonas remotas de um país onde o fornecimento energético proveniente do sistema elétrico nacional é difícil de aproveitar, devido à topologia da rede, à frequência de interrupções originadas pelas condições atmosféricas ou a distúrbios causados pelo homem. Do ponto de vista da rede, a principal vantagem da MR é que é considerada como uma entidade controlável dentro do sistema elétrico. Pode funcionar com uma única carga, sendo fácil de controlar e indo de encontro às regras e regulamentos da rede sem afetar a fiabilidade e segurança do sistema elétrico. Do ponto de vista dos consumidores as MR's são benéficas para satisfazer localmente as suas necessidades elétricas e de aquecimento. Elas podem fornecer energia ininterruptamente, melhorar a fiabilidade local, reduzir as perdas nas linhas e oferecer suporte à tensão local. Do ponto de vista ambiental, as MR's reduzem a poluição ambiental e o aquecimento global através da utilização de tecnologias com baixa emissão de  $CO_2$ .

Para atingir um funcionamento estável e seguro, um conjunto de questões técnicas, regulatórias

e económicas têm que ser resolvidas de modo a que as MR's se possam tornar mais comuns. Problemas que necessitam de atenção são por exemplo a natureza intermitente e a dependência das condições climatéricas por parte da produção das RED e a falta de standards e de regulamentos para a operação das MR's em sincronismo com o sistema elétrico. Estes problemas podem, porém, ser encarados e resolvidos pelos institutos de engenharia e investigação presentes em vários locais do mundo [10].

## 2.6 Conclusões

Ao longo dos últimos anos, o aumento da dependência de energia elétrica associado a um conjunto de fatores ambientais, comerciais e regulatórios levaram a que unidades de produção de energia elétrica, designadas por unidades de Produção Distribuída (PD), começassem a ser ligadas às redes de distribuição de MT e BT. Fatores como a necessidade de reduzir a emissão de gases de estufa, a limitação à construção de novas linhas de transporte e de grandes instalações de produção convencionais, a necessidade de melhorar a qualidade, fiabilidade e segurança do fornecimento de energia elétrica, entre outros fatores, estão por detrás do crescimento da PD e da sua integração na operação e planeamento do SEE. A recente liberalização do mercado elétrico permitiu aumentar a concorrência no setor, uma vez que criou as condições favoráveis para o aumento do número de produtores de menor escala e, conseqüentemente, para o aumento do número de unidades de PD presentes nas redes de distribuição.

A integração total de fontes de PD e do lado da procura na operação do SEE juntamente com a transformação do modo de operação das redes de distribuição de passivo, com um fluxo de energia unidirecional alimentado pela rede de transporte, para ativo, com um fluxo de energia bidirecional, possibilitou que a PD deslocasse não apenas a energia fornecida pela produção centralizada como também a sua controlabilidade, tornando-se uma alternativa à necessidade de reforço das redes. Neste novo cenário de exploração ativo, surgiu a necessidade de encontrar metodologias de planeamento flexíveis e inteligentes capazes de efetuar uma gestão ativa da rede, de modo a explorar adequadamente a integração da PD e o lado da procura, enquanto satisfazem as restrições de qualidade e fiabilidade.

A presente revolução que se tem assistido nos sistemas de comunicação, particularmente estimulada pela internet, levou ao aparecimento do conceito de *Smart Grid*, que faz uso de soluções avançadas das TIC para oferecer a possibilidade de uma maior monitorização e controlo espalhado pelo SEE e assim um funcionamento mais efetivo, flexível e económico.

A progressiva integração de pequenas unidades de PD (como por exemplo as microturbinas), dispositivos de armazenamento, cargas controláveis e interfaces de eletrónica de potência conduziram à criação de um conceito de Micro-Rede capaz de responder às necessidades crescentes de fornecimento de energia com ênfase na fiabilidade e na qualidade da energia fornecida.



## Capítulo 3

# Impacto da Produção Distribuída nas Redes de Distribuição de MT

### 3.1 Introdução

Com a crescente ligação de fontes de Produção Distribuída (PD) às redes de distribuição, é fundamental que os impactos resultantes sejam avaliados ao pormenor, de forma a que as unidades de PD sejam integradas de modo a não causar degradação da qualidade e da fiabilidade do fornecimento de energia elétrica bem como do controlo das infraestruturas do SEE.

Apesar da PD ser uma opção viável para satisfazer as crescentes necessidades de abastecimento elétrico, a sua ligação à redes de distribuição origina um conjunto de implicações técnicas, comerciais e regulatórias, que necessitam de ser encaradas antes da ligação, caso contrário, estas implicações têm capacidade suficiente para prevenir o desenvolvimento deste tipo de fontes nas redes de distribuição. Tendo em conta as características de funcionamento da rede de distribuição e as características da PD, os impactos resultantes da integração da PD também podem ser positivos, contudo, não há garantia que estes sejam totalmente alcançados, devido ao facto de que muitas fontes de PD pertencem a produtores independentes, e não ao proprietário da rede, e são caracterizadas por um elevado nível de incerteza, como por exemplo as fontes de energia fotovoltaica e eólica.

As redes de distribuição foram concebidas para operarem com fluxos de energia unidirecionais desde as altas até às baixas tensões, em vez de acomodarem elevados níveis de penetração de PD. A ligação de fontes de PD às redes de distribuição dá origem a impactos técnicos negativos, dependentes de fatores como o ponto de ligação da PD, capacidade da PD e tipo de interface de ligação utilizada.

Este capítulo apresenta uma análise bibliográfica dos impactos técnicos associados à integração da PD nas redes de distribuição, em particular de MT. Os impactos a analisar serão os seguintes [1; 2; 25]:

- Impacto no Trânsito de Potência bidirecional;

- Impacto nos Perfis de Tensão;
- Impacto nas Correntes de Curto-Circuito;
- Impacto nas Perdas;
- Impacto nos Esquemas de Proteção;
- Impacto na Qualidade da Energia;
- Impacto na Estabilidade;
- Impacto na Operação.

### **3.2 Impacto no Trânsito de Potências bidirecional**

O trânsito de potências é a ferramenta mais básica e mais importante para o estudo da operação, planejamento e análise da segurança do SEE. Tal como foi referido anteriormente, a ligação de PD nas redes de distribuição conduziu a uma mudança de paradigma no modo de exploração das redes de distribuição. O trânsito de potências na tradicional rede de distribuição radial, desde a fonte até ao utilizador, caracterizava-se por ser unidirecional, contudo a integração de PD nas redes de distribuição alterou a estrutura das redes e o trânsito de potências deixou de ser unidirecional desde a subestação até às cargas, como é possível visualizar na Figura 3.1. Com a integração da PD, o fluxo de energia passa assim a ser bidirecional. As redes de distribuição deixam de ter apenas trânsitos de potência no sentido dos consumidores, para passarem a suportar fluxos de potência, também em sentido contrário, de modo a escoar a produção de energia no local [26].

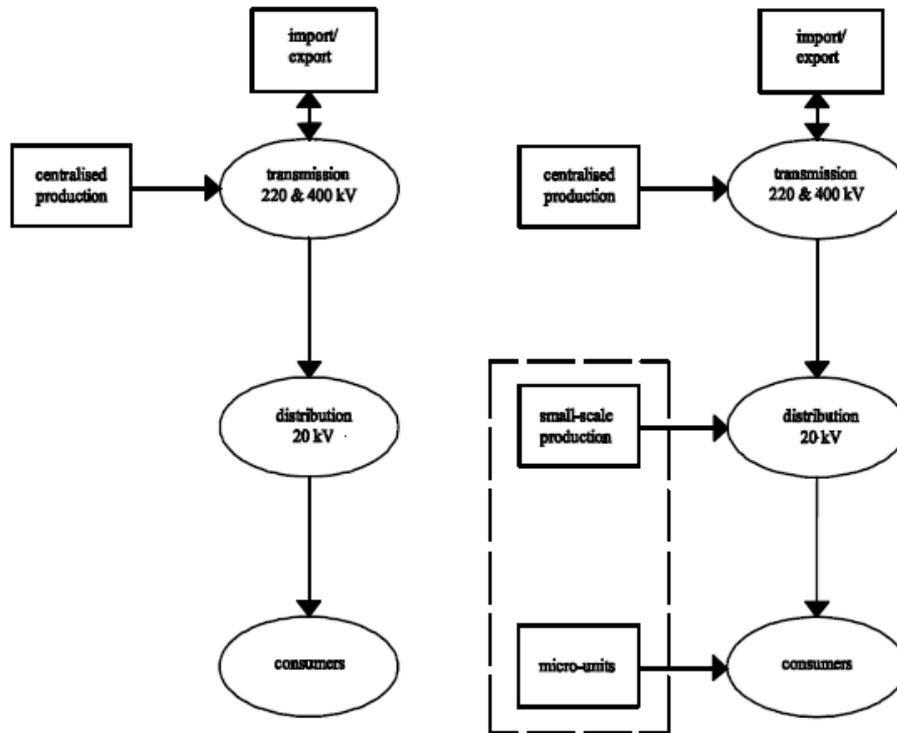


Figura 3.1: Exemplo de um sistema de produção centralizado unidirecional (esquerda) e de um sistema bidirecional com PD (direita) [27] .

Apesar deste novo modo de exploração impôr adicionais requisitos de segurança, tal como não se exceder a capacidade de transporte das linhas e implementar adequados dispositivos de proteção, a produção da PD pode trazer benefícios para a exploração do sistema. A sua utilização pode ser proveitosa para efetuar controlo da tensão e frequência e também diminuir as perdas, dependendo da localização, capacidade da PD, quantidade de cargas na rede e da topologia da rede, entre outros fatores [27].

### 3.3 Impacto nos Perfis de Tensão

Como referido anteriormente, as redes de distribuição foram, originalmente, concebidas para transferir a energia proveniente da rede de transporte e distribuí-la aos consumidores. O fluxo de energia era assim unidirecional até ao consumidor, e por isso a tensão da rede decrescia desde a subestação até ao ponto de ligação do consumidor. Com a introdução da PD na rede de distribuição, o pressuposto de ocorrer queda de tensão ao longo do *feeder* de distribuição já não é válido, em todas as circunstâncias. Em situações de reduzida carga e elevada produção de energia elétrica, o fluxo de potências pode ser revertido tendo como consequência um aumento da tensão ao longo do *feeder* ou em partes deste.

No ponto de ligação do consumidor, a tensão é um critério de qualidade importante e tem de obedecer a vários *standards*, como por exemplo o EN 50160. Na prática os limites para as variações de tensão são normalmente mais rigorosos, uma vez que alguns países aplicam regulamentos mais restritos e têm de lidar com algumas incertezas visto que são raras as medições da condição atual de tensão na rede [28].

Por exemplo, em Portugal a norma NP EN 50160, aplicável à qualidade de energia, define os seguintes limites para as variações do fornecimento da tensão [29]:

- Para cada período de uma semana, 95% dos valores eficazes da tensão médios de 10 minutos devem situar-se no intervalo de  $\pm 10\%$  da tensão nominal;
- Para todos os períodos de 10 minutos, todos os valores médios de valor eficaz da tensão devem situar-se no intervalo  $+10\%/-15\%$ .

Não obstante algumas incertezas, a qualidade da tensão no lado do consumidor tem de ser garantida, inclusive nos piores cenários de carga máxima/sem produção e carga mínima/produção máxima. A subida de tensão introduzida pelas unidades de PD pode assim ser um fator limitador para a quantidade de PD presente na rede de distribuição [28].

Para redes de distribuição com níveis de carga reduzidos, a variação de tensão devido à introdução de uma fonte de PD é dada, em por unidade (p.u.), por [1]:

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

Onde:

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

Pela equação 3.1 é possível constatar que as injeções de potência ativa e reativa influenciam o valor de tensão na rede. A potência inserida, por parte das unidades de PD, nas redes de distribuição provoca um aumento nos perfis de tensão comparativamente com as situações onde não existe ligação de PD à rede. O impacto desta injeção de potência depende de três cenários [1]:

- 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.

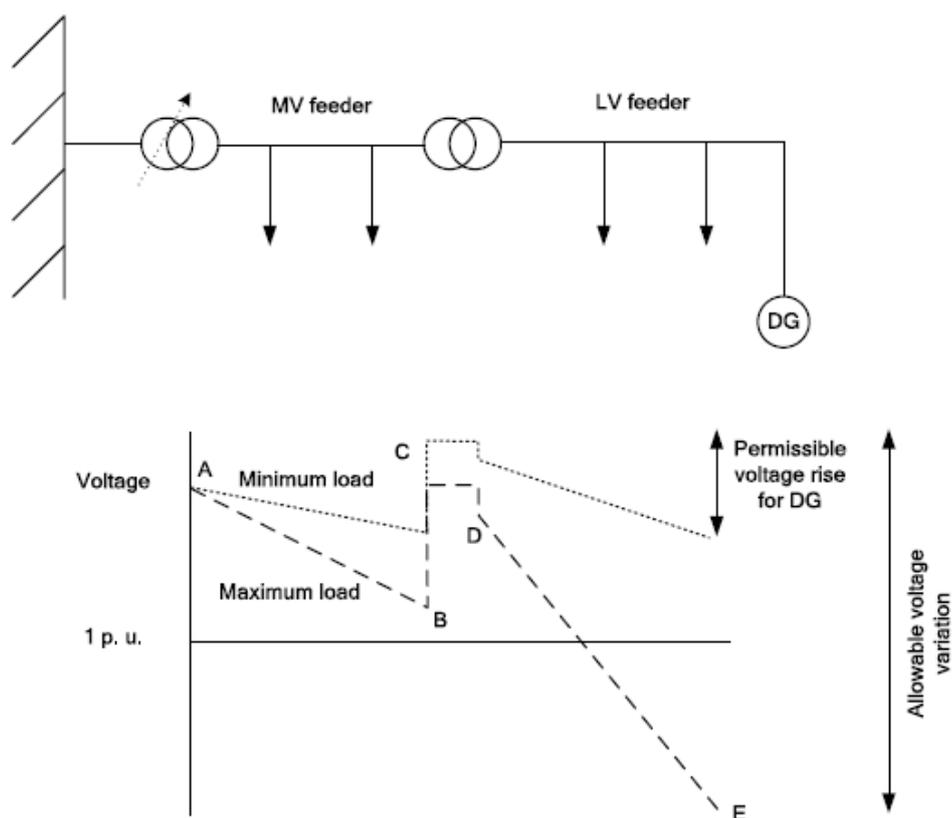


Figura 3.2: Perfil de tensão ao longo de um *feeder* radial da rede de distribuição. Adaptada de [1].

Na Figura 3.2 é possível observar o perfil de tensão num *feeder* radial da rede de distribuição de MT. Verifica-se que a queda de tensão numa rede de distribuição depende da carga na rede e que a regulação das tomadas do transformador AT/MT garante níveis de tensão aceitáveis aos consumidores ligados, mesmo em condições de carga máxima. Consta-se assim que numa rede de distribuição, a queda de tensão é maior em situações de carga máxima do que em situações de carga mínima [1].

Uma característica importante das linhas de distribuição, que também afeta a queda de tensão, é o rácio  $X/R$ , ou seja, a razão entre a reatância (indutiva) e a resistência da impedância da linha. As redes de distribuição MT, ao contrário das redes de transporte, têm um rácio  $X/R$  relativamente menor, o que significa que a resistência da linha é um parâmetro muito importante para a queda de tensão. Aumentar a secção (reduz a resistência da linha) ou reduzir a carga nas linhas, através do reforço ou reconstrução das redes permite reduzir a queda de tensão ao longo das linhas. Deste modo, é possível manter as tensões da rede dentro dos limites com uma maior capacidade para integrar a PD, contudo esta solução, sendo bastante dispendiosa, não é economicamente viável. Têm sido desenvolvidas por isso, mais soluções para aumentar a capacidade da PD nas redes, baseadas principalmente na introdução de mais automação [28]. Deste modo, de forma a ultrapassar as limitações inerentes à filosofia de operação passiva seguida atualmente pelos ORD, têm sido sugeridas estratégias de gestão ativa para controlar o efeito da subida de tensão e, assim, aumentar

a capacidade de ligação de PD, tais como [1]:

- 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.

O uso de unidades de PD para suporte de tensão nos *feeders* de distribuição também tem sido alvo de investigação. Esta técnica assume e requer algumas capacidades de comunicação estabelecidas ao longo da rede de distribuição, indo assim de encontro à nova filosofia de gestão ativa dos sistemas de distribuição. O uso de controladores inovadores e de estratégias que coordenem a ação das tomadas dos transformadores em carga ao nível da subestação AT/MT, as baterias de condensadores e as trocas de energia reativa entre as fontes de PD e a rede mostram os potenciais benefícios da PD para o controlo da tensão e da energia reativa nas redes de distribuição. Estes procedimentos, porém, estão longe da prática comum utilizada nas infraestruturas de distribuição de MT. Mesmo com a definição de incentivos ou mecanismos regulatórios para a injeção ou absorção de energia reativa conforme as necessidades da rede, se não houver um sistema de comunicação efetivo e um conjunto dedicado de controladores a adoção destas estratégias não é possível [1].

### 3.4 Impacto nas Correntes de Curto-Circuito

A potência fornecida pelas unidades de PD pode levar ao aumento da corrente que circula na rede de distribuição, dependendo do ponto de ligação da PD e da potência desta. Contrariamente ao que já foi referido acerca dos benefícios da PD na redução dos investimentos, em alguns casos a integração de elevados níveis de PD requer mais investimentos para o reforço da rede de distribuição de modo a que seja possível que a rede consiga acomodar a produção da PD.

Em situações de defeito, a PD também contribui para as correntes de defeito na rede. A corrente de defeito é, habitualmente, um dos fatores impeditivos para a ligação de um grande número de unidades de PD às redes de distribuição existentes. A razão para tal baseia-se no facto de que, muitas vezes, a contribuição do sistema a montante coloca o valor das correntes de curto-circuito já bastante perto do limite máximo definido para a rede de distribuição, como se pode observar pela Figura 3.3. Mesmo a ligação de um pequeno número de unidades de PD pode levar a valores da corrente de curto-circuito inaceitáveis, que têm de ser necessariamente inferiores ao valor estipulado na fase de projeto, nas condições mais desfavoráveis.

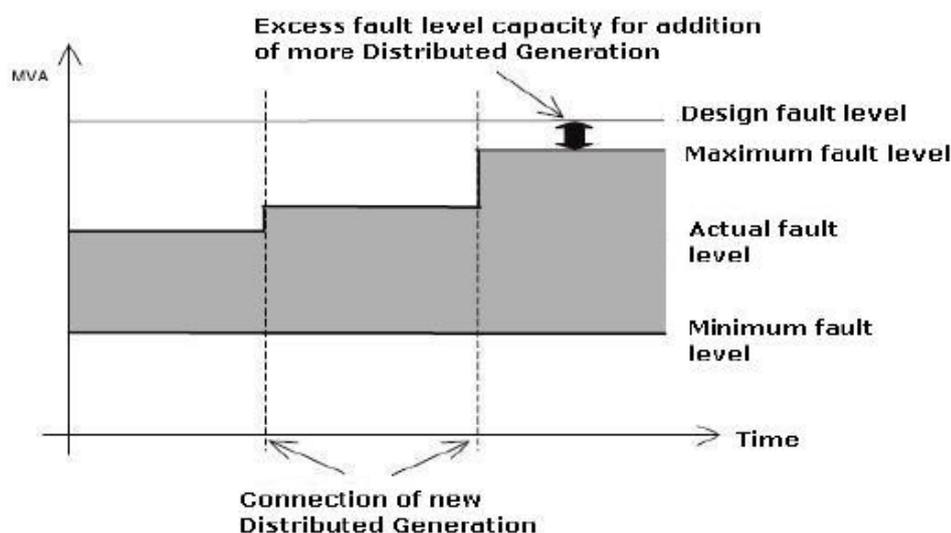


Figura 3.3: Exemplo da capacidade de suporte aos defeitos de uma rede com PD [30].

A influência da PD na corrente de curto-circuito é dependente da tecnologia usada, e em particular do sistema de acoplamento usado, que pode ser por exemplo, uma máquina rotativa ligada diretamente à rede ou acoplada à rede através de conversores eletrônicos de potência. A contribuição dos geradores síncronos para a corrente de curto-circuito depende da tensão pré-defeito, das reatâncias transitórias e sub-transitórias da máquina e das características do sistema de excitação. Os geradores de indução podem igualmente contribuir para as correntes de curto-circuito quando se encontram excitados; a sua contribuição está limitada a alguns ciclos e é dependente da tensão pré-defeito e da reatância sub-transitória da máquina. Por outro lado, o comportamento das unidades de PD com interface eletrônica não é linear, depende das estratégias de controlo implementadas [1].

O defeito no sistema elétrico é uma condição indesejada que normalmente envolve um curto-circuito entre fases e a terra ou entre fases. O curto-circuito resulta na circulação de uma elevada corrente e necessita de ser interrompido antes que algum componente da rede seja danificado. Os disjuntores são usados para isolar a parte da rede com defeito do resto da rede, e por isso devem suportar a corrente de curto-circuito durante alguns ciclos até o circuito estar isolado. Os relés e os seus acessórios associados são usados para detetar condições anormais de funcionamento e de seguida transmitir um sinal ao disjuntor para abrir os seus contactos e assim, isolar a parte da rede com defeito.

Os defeitos simétricos são considerados os mais perigosos pois as três fases estão curto-circuitadas, ocorrendo o maior número de danos nos componentes do sistema. Defeitos assimétricos são condições anormais de funcionamento onde as três fases perdem a sua simetria. Defeitos do tipo fase-terra, fase-fase e fase-fase-terra são exemplos de defeitos assimétricos.

A capacidade dos barramentos também depende do nível de defeito estabelecido que conseguem suportar. Num *feeder* de distribuição radial convencional, o valor do curto-circuito decresce

desde a subestação, ao longo do *feeder*, contudo, com a ligação da PD aos sistemas existentes esta situação já não ocorre [31].

As correntes de defeito devem ser rapidamente detetadas e interrompidas, pois representam um risco para as pessoas e podem danificar seriamente cabos, transformadores e outros equipamentos, bem como afetar o fornecimento de eletricidade aos consumidores. A presença de PD contribui para um adicional nível de defeito, e a sua ligação torna os cálculos da corrente de defeito mais complexos, visto que devem ter em conta combinações de operação não necessárias quando a produção era apenas proveniente da rede de transporte. As capacidades dos atuais disjuntores possibilitam um valor mais elevado das correntes de defeito permitidas numa certa zona da rede. De qualquer forma, as correntes de defeito das redes de distribuição (calculadas na fase de projeto da rede) podem, por vezes, ser um fator limitador para a ligação de novos geradores. A contribuição da PD para as correntes de defeito é determinada, nomeadamente, pelos seguintes fatores [30]:

- Tipo de PD, visto que diferentes tipos de PD contribuem para diferentes correntes de defeito;
- A distância da unidade de PD ao defeito, a maior impedância do cabo em longas distâncias reduzirá a corrente de defeito;
- Presença do transformador entre o local do defeito e a fonte de PD em causa (que é muitas vezes utilizado para regular a tensão), visto que a impedância de curto-circuito do transformador pode ajudar a limitar a corrente de defeito;
- A configuração da rede entre a PD e o defeito, pois os diferentes trajetos por onde circula a corrente de defeito irão alterar o seu valor (devido às impedâncias dos cabos e outros equipamentos instalados);
- O método de acoplar a fonte de PD à rede. A PD com geradores ligados diretamente à rede contribuirá para uma corrente de defeito significativamente maior comparativamente com a PD ligada através de interfaces eletrónicas.

Os ORD calculam os níveis de defeito durante o planeamento da rede e também para redes já em funcionamento, tendo em conta a geração presente bem como os equipamentos rotativos presentes no local dos consumidores, de modo a assegurar que se mantêm dentro dos limites definidos na fase de projeto da rede.

Se o valor de defeito ultrapassar o valor estipulado para o equipamento, cabo ou linha aérea, há duas opções a considerar [30]:

- A configuração da rede pode ser modificada e/ou ser instalado equipamento adicional, de modo a reduzir o valor do curto-circuito em zonas específicas da rede onde o valor de curto-circuito ultrapassou os limites definidos na fase de *design*;
- O equipamento apropriado, e potencialmente cabos e linhas, são atualizados para passar a suportar a corrente de curto-circuito, ou seja, os limites estabelecidos na fase de *design* são aumentados.

A análise de defeitos deve ser sempre feita antes da instalação de novas unidades de PD. O sistema de proteção e as interrupções do circuito associadas podem necessitar de ser atualizadas ou substituídas. O planeamento do sistema de proteção é uma parte indispensável no planeamento do sistema elétrico. Análises ao nível de defeito e às condições de pré-defeito são requeridas para a seleção dos equipamentos de interrupção, dos relés de proteção e a sua coordenação. Os sistemas devem suportar um certo nível de defeito, que também afeta os índices de fiabilidade [30].

### 3.5 Impacto nas Perdas

Tal como já foi várias mencionado, o fluxo de potências na rede, neste novo paradigma, já não é unidirecional, desde a subestação até às cargas, uma vez que o seu valor e direção dependem também das fontes de PD ligadas à rede, e por isso as perdas serão diferentes comparativamente com as das redes convencionais [32].

A PD tem assim impacto nas perdas elétricas das redes de distribuição devido à sua proximidade com as cargas. As perdas de energia podem ser divididas em perdas ativas e perdas reativas, sendo que as perdas ativas surgem devido à resistência dos condutores à passagem da corrente elétrica. As unidades de PD devem ser alocadas em locais onde consigam contribuir para uma maior redução das perdas. Este processo de alocação da PD é semelhante ao da alocação do condensador para minimizar as perdas, sendo que a principal diferença reside no facto de que as unidades de PD causam impactos em ambas as potências ativa e reativa, enquanto que os bancos de condensadores têm impacto apenas no fluxo de energia reativa. Em *feeders* com elevadas perdas, uma pequena quantidade de PD estrategicamente alocada pode contribuir para uma redução significativa das perdas.

Deve assim ser dada uma grande atenção às questões relacionadas com a localização e a capacidade da PD. A não instalação das unidades de PD em locais ótimos pode resultar num aumento das perdas no sistema, o que implica por sua vez um aumento dos custos. Por esta razão, o uso de uma metodologia capaz de analisar as influências da localização e da capacidade da PD nas redes pode ser bastante útil para o planeamento do sistema, especialmente quando se lida com o aumento do nível de penetração da PD nas redes, situação esta muito presente atualmente [33].

O impacto da PD nas perdas depende também de outros fatores: o nível de penetração da PD nas redes, a sua dispersão, a respetiva tecnologia e a energia produzida. Os níveis de carga das redes, as características físicas destas e o respetivo modo de exploração são também determinantes. O impacto da PD sobre as perdas pode ser dividido nas seguintes três condições [25]:

- Se o valor de cada uma das cargas for superior ao valor da produção total das unidades de PD, então a direção do fluxo é invariável e as perdas nas linhas decrescem;
- Se o valor de pelo menos uma das cargas for inferior ao valor da produção total das unidades de PD, mas a quantidade de cargas no sistema é superior ao número de unidades de PD, pode então haver inversão do fluxo de potências e as perdas em algumas linhas aumentar, contudo as perdas totais do sistema devem diminuir;

- Se o valor de pelo menos uma das cargas for inferior ao valor da produção total das unidades de PD, mas a quantidade de cargas no sistema é superior ao número de unidades de PD, e se a quantidade de unidades de PD é menor que o dobro do valor da quantidade de cargas no sistema, então a PD não tem qualquer impacto, positivo ou negativo, sobre as perdas;
- Caso contrário, as perdas na rede de distribuição irão aumentar.

No que concerne ao nível de penetração e dispersão da PD, o impacto nas perdas tem um comportamento designado frequentemente por "curva da banheira", ilustrado na figura 3.4. De um modo geral, para níveis de penetração da PD baixos as perdas diminuem, contudo, para níveis de penetração altos as perdas tendem a aumentar, e podem mesmo ser superiores comparativamente com casos sem presença de PD nas redes, sendo que este efeito é mais dominante para níveis de dispersão baixos das unidades de PD. É também possível obter valores mínimos das perdas ativas em situações com níveis de penetração altos, se as unidades de PD estiverem suficientemente dispersas e houver capacidade suficiente de produção de energia de reativa [34].

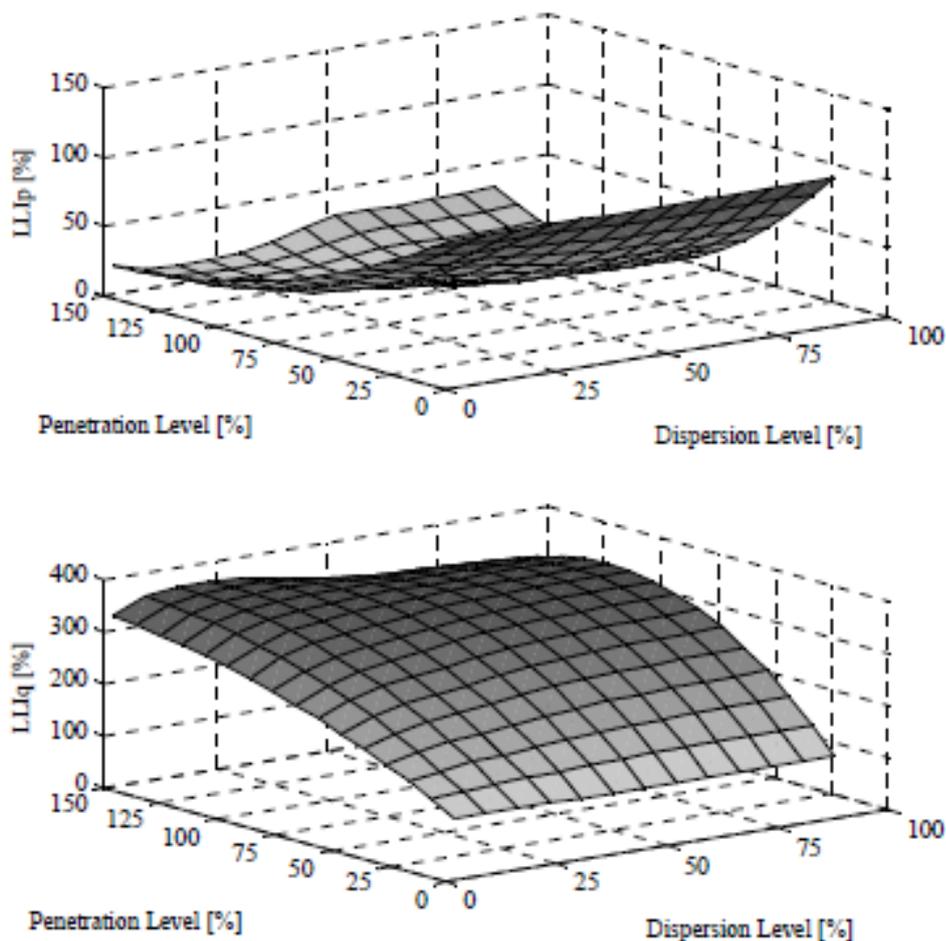


Figura 3.4: Valores das perdas totais numa rede teste para vários níveis de penetração e dispersão da PD [34].

O tipo de tecnologia dos geradores da PD condiciona também o impacto nas perdas, uma vez que tem influência sobre o padrão de produção de energia. Por exemplo, as turbinas eólicas têm um menor impacto positivo sobre as perdas, devido à sua intermitência na produção de energia, apresentando uma grande variabilidade ao longo do tempo, não tendo um perfil de produção sincronizado com os consumos de eletricidade, produzindo assim impactos mais significativos nas perdas [35].

Outro fator que condiciona a influência da PD sobre as perdas é a sua capacidade para controlar a potência reativa produzida, sendo que este tipo de controlo favorece a redução de perdas [35]. A presença de inversores e de geradores síncronos contribuem para a compensação da energia reativa, devido ao seu elevado fator de potência [36].

As características e o modo de operação das redes de distribuição condicionam também a influência dos geradores da PD sobre as perdas elétricas. O tipo de redes (subterrânea, aérea) e o tipo de cargas (residencial, comercial, industrial, serviços, etc.) são fatores relevantes.

### 3.6 Impacto nos Esquemas de Proteção

Dependendo das características da PD (potência, modo de operação e tecnologia usada), da localização da PD e da configuração da rede, o impacto da PD na proteção de sobretensões pode variar, por isso a PD terá um impacto no esquema de proteção da rede de distribuição [27].

Os conflitos entre a PD e os esquemas de proteção são, habitualmente, devido a [37]:

- Aumentos inesperados das correntes de curto-circuito;
- Falta de coordenação no sistema de proteção;
- Ineficácia na religação da linha após o defeito, usando dispositivos de religação automática e linhas difíceis de realimentar;
- Isolamento indesejado e ação intempestiva das interfaces de proteção dos geradores.

A ligação de PD às redes de distribuição pode então afetar o correto funcionamento do sistema de proteção. Tradicionalmente, as redes de distribuição foram concebidas segundo uma configuração radial, possibilitando a adoção de esquemas de proteção relativamente simples, uma vez que o fluxo de corrente era unidirecional. A introdução da PD veio alterar os fluxos de potência e consequentemente obrigar a uma verificação do correto funcionamento e coordenação dos sistemas de proteção. Nesta nova realidade, alguns defeitos podem não ser detetados pelos atuais sistemas de proteção ou a sua atuação pode exigir o isolamento de partes da rede desnecessariamente, como por exemplo os *feeders* vizinhos que não foram afetados pelo defeito. A presença de unidades de PD também não deve prevenir o correto funcionamento de esquemas de religação manual ou automático que possam ser implementados na rede de distribuição.

O estudo caso a caso é requerido para determinar se o sistema de proteção funcionará corretamente após a inserção da unidade de PD, caso contrário, a segurança dos equipamentos e das pessoas fica em risco e a qualidade da energia degrada-se.

Outro aspeto importante está relacionado com a própria proteção da unidade de PD. A proteção da instalação de PD deve ser assegurada e normalmente exige o uso de esquemas de proteção internos. Estes esquemas devem estar coordenados com o sistema de proteção geral da rede de distribuição. Os esquemas de proteção internos são usados para proteger contra defeitos internos e para evitar o funcionamento da PD em modo isolado, o que não é permitido devido a questões técnicas, de segurança e regulatórias [1].

A proteção do gerador da PD a defeitos internos é geralmente bastante simples. A corrente de defeito que circula na rede de distribuição é usada para detetar o defeito. Nas áreas rurais, um problema comum é assegurar que haverá uma corrente de defeito adequada da rede para possibilitar uma atuação rápida dos relés ou fusíveis.

A proteção da rede de distribuição a correntes de defeito provenientes dos geradores da PD é geralmente mais complexa. Os geradores de indução não conseguem fornecer uma corrente de defeito sustentada a um defeito trifásico, e a sua contribuição sustentada para defeitos assimétricos é limitada. Pequenos geradores síncronos requerem sistemas de excitação sofisticados e circuitos

de força de campo para providenciar uma corrente de defeito sustentada imediatamente abaixo do seu valor de corrente para um fator de carga unitário. Por isso, em algumas instalações é necessária a proteção da rede de distribuição para eliminar qualquer falha e isolar a unidade de PD, onde só depois os sistemas de proteção internos desta atuarão. Esta técnica pouco usual é denominada *sequential tripping*, mas é necessária devido à incapacidade de alguns geradores da PD em fornecer correntes de defeito adequadas para os esquemas de proteção convencionais [2].

Pela análise da literatura em [37] pode-se afirmar que os dispositivos de proteção instalados a jusante do último gerador não conseguem "ver" a corrente de defeito causada por uma avaria a montante dos próprios dispositivos; contudo, em caso de um defeito a jusante dos dispositivos de proteção não haverá qualquer problema com a coordenação, podendo suportar a maior corrente de defeito originada pela presença da PD.

Por outro lado, os dispositivos de proteção instalados a montante dos geradores "veem" as correntes de defeito, independentemente da localização do defeito em relação às proteções. Em particular, se a zona de defeito é a montante das proteções, existem duas possibilidades [37]:

- Os dispositivos de proteção "veem" a mesma corrente de defeito e, por isso, pode deixar de haver coordenação entre as proteções;
- Os dispositivos de proteção "veem" correntes diferentes, havendo assim possibilidade de se manter a coordenação. Dependendo do valor das correntes de defeito que circulam em cada uma das proteções. Como resultado, do ponto de vista do planeamento, é preferível ter geradores, que contribuem fortemente para as correntes de defeito, instalados a montante dos geradores que contribuem menos.

A solução para estes problemas não se deve basear somente na opção, rígida, das características de proteção escolhidas durante a fase de planeamento [37].

De modo a acomodar a ligação da PD, as infraestruturas de redes têm adotado alguns requerimentos simples de ligação dos geradores. O sistema de proteção deve desligar, fiavelmente, a PD da rede em várias circunstâncias. Relés de proteção devem desligar automaticamente o gerador em casos onde ocorre perda de fornecimento de energia, defeitos shunt no sistema, distúrbios originados pelo sistema e condições anormais de funcionamento. Os principais problemas de proteção da rede de distribuição originados pela integração de PD são os seguintes:

- *Stress dos equipamentos de proteção*

O nível de defeito em qualquer ponto do sistema elétrico aumenta quando uma fonte de produção ou uma máquina rotativa de potência considerável são adicionadas. Os efeitos  $I^2t$  são mais severos na proximidade da fonte adicionada [38]. A PD, nomeadamente a que utiliza geradores síncronos, pode aumentar o valor da corrente de defeito que circula pelos disjuntores, interruptores e fusíveis. Algumas redes de distribuição já terão locais onde estes dispositivos já estarão no seu limite para suportar as correntes de defeito provenientes do funcionamento normal da rede. Se estas situações não forem identificadas, os equipamentos de proteção podem vir a ter ainda mais falhas [39];

- *Dessensibilização do relé*

A ligação de PD à rede de distribuição tende a reduzir a sensibilidade dos relés de proteção durante as condições de defeito. A contribuição do sistema a montante e da PD para o defeito no fim da zona de proteção de cada equipamento de proteção entre o sistema a montante e a PD deve ser verificada para assegurar a proteção no fim da linha. Pode ser necessário equipamento adicional de proteção, se o dispositivo de proteção ficar dessensibilizado a um ponto que não consegue mais detetar as falhas no fim da sua zona de proteção [38];

- *Nuisance tripping*

*Nuisance tripping* refere-se à separação de PD ou de qualquer disjuntor devido a defeitos ocorridos fora da sua zona de proteção. Pode ser causado por correntes de magnetização ou transitórias associadas a certos equipamentos elétricos, principalmente motores, transformadores, solenoides e condensadores de grande dimensão [38]. A PD é suposta desligar-se quando deteta alguma situação anormal na rede, sendo usada a tensão como ferramenta de deteção. Defeitos nos *feeders* adjacentes criam, porém, tensões muito semelhantes a defeitos no *feeder* da PD e é difícil discriminar. O resultado usual é a PD ser desligada também, especialmente quando se encontra perto da subestação [39]. Para evitar o *nuisance tripping*, as correntes de defeito em zonas críticas devem ser calculadas e os relés dimensionados de forma a manter um tempo de coordenação adequado entre os vários equipamentos de proteção [38];

- *Sympathetic tripping*

A PD alimenta os defeitos no *feeder* adjacente através do disjuntor presente no *feeder* onde se encontra. Muitos dos *feeders* não possuem relés de sobreintensidades com sensibilidade direcional, do pode resultar na atuação do disjuntor do *feeder* da PD devido a defeitos ocorridos noutras zonas do sistema, efeito este denominado como *sympathetic tripping* [39];

- *Impactos na religação automática*

Muitas das redes de distribuição MT possuem um grande número de linhas aéreas e maior parte dos defeitos nestas são temporários, onde os equipamentos de proteção utilizados são equipados com dispositivos de religação automáticos [37]. A religação automática é um método muito comum e eficaz para eliminar os defeitos temporários. Na prática, quando o arco de defeito é interrompido, a avaria desaparece sozinha sem qualquer intervenção exterior e assim o sistema pode ser restaurado imediatamente através da religação do dispositivo de proteção. A PD pode continuar a operar durante o intervalo em que o dispositivo de religação se encontra aberto, alimentando assim a corrente de defeito o que pode evitar a extinção do arco de defeito, levando a uma religação sem êxito, e o defeito que seria apenas temporário passa a ser permanente. Ao evitar uma religação bem sucedida a PD pode deteriorar a fiabilidade da rede. As unidades de PD devem ser desligadas antes da religação, de modo a que haja tempo suficiente para a extinção do arco. Caso contrário, o arco reacenderá imediatamente após a religação. Outro aspeto refere-se ao facto de que enquanto as

unidades de PD não se encontram separadas da rede durante o intervalo em que o dispositivo de religação se encontra aberto, os geradores da PD podem acelerar ou desacelerar de modo a que a religação ocorra no momento em que as tensões da parte da rede isolada e da parte principal da rede se encontram com um elevado desfasamento. Nesta condição, elevadas tensões são aplicadas nos contactos dos disjuntores, sendo mais severas quando o disjuntor liga um sistema com terra a um sistema sem terra, podendo surgir sobretensões, sobreintensidades e elevados binários mecânicos [38];

- *Isolamento não intencional*

Isolamento não intencional ocorre quando uma parte da rede de distribuição fica isolada do resto da rede, porém continua a ser alimentada pelas unidades de PD ligadas nela. Pode ocorrer devido a uma ação do disjuntor ou a uma desenergização do *feeder* para manutenção. A operação isolada das unidades de PD deve ser evitada por duas razões [38]:

- Efeitos negativos na tensão, frequência e qualidade da energia;
- Um gerador isolado complica a religação automática e a interrupção manual;

De modo a atingir um nível de segurança e fiabilidade adequado nas existentes redes de distribuição, é necessário prevenir o isolamento indesejado da PD, e por isso são necessárias proteções anti-isolamento. Estas proteções são especificamente requeridas nos regulamentos de ligação adotados em vários países, que estabelecem que a PD deve ser desligada da rede em caso de anomalias na tensão ou frequência e quando uma ou mais fases são desligadas da rede; se existir religação automática, as unidades de PD devem desligar-se antes da primeira religação. Os métodos anti-isolamento podem-se classificar da seguinte forma [37]:

- Medição local de várias quantidades elétricas;
- Medição local das características do sistema;
- Desestabilização em caso de isolamento;
- Comunicação remota das condições da rede.

### **3.7 Impacto na Qualidade da Energia**

O conceito de qualidade da energia diz respeito à interação entre a rede e os seus consumidores. A qualidade da energia é uma das questões mais importantes devido à evolução que tem existido nos equipamentos eletrónicos e nas máquinas existentes no mercado. Estes equipamentos foram concebidos para receber energia dentro ou perto de certos parâmetros de tensão e frequência, e a ocorrência de desvios nestes valores pode provocar falhas de funcionamento ou danificar os equipamentos, reduzindo consequentemente os níveis de qualidade da energia [40].

Os problemas inerentes à qualidade da energia estão relacionados com a continuidade de serviço (que está diretamente relacionada com a fiabilidade) e com a qualidade da onda de tensão

que é entregue aos consumidores. As unidades de PD podem ter um impacto positivo, na medida em que podem reduzir o número e a duração das interrupções do fornecimento de energia elétrica aos consumidores, desde que seja possível a estas abastecer as cargas durante as interrupções ou funcionarem em modo de isolamento na rede. De qualquer forma, as unidades de PD podem ter um impacto negativo na fiabilidade do sistema: por exemplo, se ocorrer um defeito interno numa unidade de PD que leve à atuação das proteções da rede e à interrupção do fornecimento de energia elétrica de vários consumidores que não estejam diretamente relacionados com a fonte de PD afetada [1].

O efeito da PD na qualidade da energia depende, mais concretamente, de vários fatores [41]:

- Tipo de PD;
- Modo de ligação da PD com a rede;
- Tamanho da unidade de PD, do seu modo de operação e da flutuação produzida;
- Capacidade total da PD em relação à rede;
- Tamanho da unidade de PD em relação à carga no ponto de ligação;
- Modo de regulação da tensão no *feeder*.

De um modo geral, a geração de reserva e o fornecimento de energia elétrica no local do consumidor providenciadas pela PD melhoram a qualidade da energia do SEE. Contudo, alguns conflitos podem surgir quando as unidades de PD, de vários tipos e tecnologias, são integradas na rede de distribuição. Os principais problemas que podem ser encontrados são [1; 41]:

- Sustentação das interrupções do fornecimento de energia elétrica;
- Interferência na regulação da tensão;
- Variações de tensão;
- Efeito de *flicker*;
- Emissões de harmónicos.

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 [1].

### 3.7.1 Sustentação das interrupções do fornecimento de energia elétrica

Maior parte dos geradores da PD foram instalados na rede para servir de geração de reserva ou para cobrir as contingências quando parte do sistema de abastecimento elétrico se encontrasse fora de serviço, o que contribui, significativamente, para a melhoria da fiabilidade. Contudo, nem todas as tecnologias de PD são capazes de efetuar estas tarefas, como por exemplo, uma PD de origem renovável que possua um inversor sem qualquer tipo de controlo e que não tenha capacidade de armazenamento, pode não ser capaz de funcionar em modo isolado [41].

### 3.7.2 Interferência na regulação da tensão

Os geradores síncronos são capazes de providenciar potência ativa e reativa, e assim podem ser usados para efetuar a regulação da tensão nas redes de distribuição onde se encontram ligados. O conflito pode surgir, contudo, devido à interferência destes geradores com os existentes equipamentos de regulação da tensão presentes na rede. Sistemas de comunicação e controlo específicos são então requeridos para ultrapassar este conflito e permitir aos geradores síncronos funcionarem corretamente em conjunto com os equipamentos de regulação de tensão da rede [41].

### 3.7.3 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 [1].

A capacidade da PD para contrariar as variações de tensão depende das suas características e da sua localização [41]. Grandes geradores síncronos podem ajudar a suportar a tensão e a reduzir as variações de tensão, pois permitem ser ligados à rede com graus de distúrbio desprezáveis, desde que sejam tomadas todas as precauções para uma correta sincronização [2].

### 3.7.4 Efeito de *Flicker*

A PD pode causar o efeito de *flicker*, que é a sensação de instabilidade na intensidade luminosa por parte dos utilizadores, devido ao arranque de geradores de indução ou às flutuações de potência resultantes da variabilidade do recurso das fontes de PD [41].

### 3.7.5 Emissões de harmónicos

Como já foi referido, embora a utilização de conversores eletrónicos de potência contribua para a melhoria da qualidade da energia, através da redução das elevadas variações de tensão, este tipo de equipamentos são os principais responsáveis pela introdução de harmónicos na rede associados à PD. As fontes de PD que utilizam geradores síncronos também são fontes de harmónicos, dependendo do modo de conceção dos enrolamentos e do sistema de terras [41].

### 3.8 Impacto na Estabilidade

Tradicionalmente, o planejamento das redes de distribuição não necessitava de considerar problemas de estabilidade, uma vez que a rede era passiva e radial, e mantinha-se estável durante maior parte das circunstâncias originadas por uma rede de transporte já estável por si mesma. À medida que os níveis de penetração de PD nas redes aumenta, questões relacionadas com a estabilidade das unidades de PD e a sua capacidade de suportar distúrbios são cada vez mais importantes [27].

Para as unidades de PD cujo único objetivo é fornecer eletricidade apenas e só, os problemas relacionados com a estabilidade transitória dos geradores da PD normalmente não têm grande importância. Se um defeito ocorre num ponto qualquer da rede, afetando a tensão desta, e as proteções do gerador atuam para eliminar o defeito, então a única consequência é a perda de geração durante um curto período de tempo. O esquema de controlo do gerador esperará então que a rede seja reposta para se reiniciar automaticamente. Contudo, como a inércia das instalações de PD é normalmente baixa e o tempo de eliminação dos defeitos por parte do sistema de proteção da rede de distribuição longo, poderá não ser possível assegurar estabilidade em todos os defeitos da rede.

Pelo contrário, se um gerador da PD é visto como suporte para o sistema elétrico, então a estabilidade transitória torna-se consideravelmente importante. Ambas as estabilidades da tensão e transitória podem ser significantes conforme as circunstâncias [2]. Se a produção de PD representar uma fração importante da geração de energia total do sistema elétrico, o disparo das proteções devido à ocorrência de um defeito pode ter impactos negativos na frequência do sistema, conduzindo-o a um ponto de operação instável. A reposição de serviço de uma rede de distribuição com PD, após uma interrupção, requer especial atenção. Se a rede de distribuição estiver dependente das unidades de PD para efetuar o abastecimento das cargas, assim que a rede seja 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 [1].

Em geral, um número reduzido de pequenas unidades de PD, comparativamente com as grandes centrais produtoras, não influenciará a operação da rede elétrica. Contudo, quando as redes começam a integrar um elevado número de unidades de PD com grande capacidade, a dinâmica da rede de distribuição afeta a sua estabilidade [40]:

#### 1. Estabilidade Transitória

Os problemas de estabilidade transitória são das maiores preocupações nos estudos do planejamento e operação do sistema elétrico. Foi já verificado que a utilização de unidades de PD reduz o valor máximo de desvio do ângulo de carga, ou seja, significa que melhora significativamente a estabilidade transitória do sistema. Isto indica também que o aumento do nível de penetração de PD nas redes de distribuição permite a estas uma maior capacidade para lidar com maiores distúrbios. Em casos críticos e com defeitos mais severos, o uso de unidades de PD pode manter o sincronismo através da redução do desvio máximo do ângulo de carga entre geradores;

## 2. Estabilidade Oscilatória

A instabilidade oscilatória ocorre normalmente devido ao insuficiente amortecimento das oscilações eletromecânicas. A penetração de poucas unidades de PD perto de algumas cargas causa menores amortecimentos e maiores frequências, pois os controladores da PD têm apenas controlo local. O uso de um grande número de unidades de PD, uniformemente dispersas, consegue estender a ação de controlo a todos os nós das cargas. Neste modo, a estabilidade oscilatória é ligeiramente melhorada;

## 3. Estabilidade da frequência

A estabilidade da frequência refere-se à capacidade do sistema elétrico de manter a frequência após ser sujeito a um distúrbio grave. A frequência não causará problemas de estabilidade se o equilíbrio entre a produção e o consumo for repostado. Isto requer, porém, reserva de produção suficiente e resposta adequada por parte dos dispositivos de controlo e proteção. Se o distúrbio resultar em oscilações na frequência, as unidades de geração sairão fora de serviço e a estabilidade será perdida;

## 4. Estabilidade da tensão

É definida como a capacidade do sistema elétrico de manter as tensões em todos os nós dentro dos limites aceitáveis após ser sujeito a um distúrbio. Foi verificado que a PD pode suportar e melhorar os perfis de tensão nas cargas. Isto pode alargar a margem de estabilidade das cargas dinâmicas, como por exemplo dos motores de indução, que podem perder o seu ponto de operação estável com tensões elevadas.

Nas redes de distribuição critérios e requerimentos de ligação relacionados com a capacidade da PD de operar sob certos valores de tensão e frequência, que podem surgir durante más condições de funcionamento, são já normalmente especificados [1].

# 3.9 Impacto na Operação

Como mencionado anteriormente, as redes de distribuição foram desenvolvidas segundo uma filosofia designada passiva, de modo a funcionarem com um conjunto mínimo de ações de monitorização e controlo. Estas redes eram projetadas através de estudos determinísticos considerando cenários críticos de operação [8]. O crescente aumento da penetração de PD nas redes de distribuição obriga, porém, a um nível de controlo maior das redes, nomeadamente o controlo e coordenação entre a rede de distribuição e as unidades de PD. Como consequência há uma necessidade de gestão ativa das redes de distribuição, de modo a aproveitar cada recurso da rede de acordo com as circunstâncias do momento [1].

O conceito subjacente às estratégias 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. A aplicação destas funcionalidades implica, no

entanto, a existência de um sistema de controlo e de monitorização em tempo real que pode ser efetuado, nos 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). Métodos computacionais como a estimação de estado e a modelação em tempo real da capacidade, dos fluxos de carga, da tensão, dos níveis de defeito e da segurança da rede podem ser usados para auxiliar na escolha das melhores decisões de agendamento/restricção em cada momento de forma a atingir uma melhor *performance* da rede [8].

### 3.10 Conclusões

Neste capítulo foram analisados os impactos da ligação de fontes de PD às redes de distribuição de MT. Mostrou-se que a PD tem potencial para melhorar a *performance* das redes de distribuição, e por isso a sua integração deve ser incentivada. Contudo, as práticas de planeamento e operação das redes de distribuição são, normalmente, baseadas em fluxos de energia unidireccionais e isto cria desafios à introdução bem-sucedida da PD. Por isso, os impactos resultantes da ligação da PD devem ser bem analisados de modo a não degradar a qualidade, fiabilidade e segurança energética das redes de distribuição.

A implementação de mecanismos de gestão ativa é determinante para a efetiva integração das fontes de PD nas redes de distribuição.

## Capítulo 4

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

### 4.1 Introdução

Após no capítulo anterior terem sido abordados os vários impactos da PD nas redes de distribuição de MT, o principal objetivo deste capítulo é registar e analisar algum 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.

### 4.2 Caso de Estudo

O caso de estudo considerado consiste numa rede radial de distribuição de MT (20 kV) rural, localizada no centro de Itália, constituída por dois *feeders*, 8 geradores de PD e 31 cargas, cujas características se encontram descritas no anexo A. Esta rede de teste, presente na figura 4.1, foi adaptada de [42].

A rede está dividida em três zonas, uma de 132 kV onde se encontra o equivalente de rede a montante do transformador de 132/20 kV, uma de 20 kV onde estão inseridas todas as fontes de PD e todas as cargas de MT e por uma de 400 V onde estão ligadas todas as cargas de BT. Cada transformador de 20/0.4 kV efetua a interligação entre as zonas de MT e BT.

As fontes de PD utilizadas são do tipo eólica, fotovoltaica e de cogeração. As cargas presentes nesta rede de teste são definidas como agrícola, residencial, terciária, industrial e de iluminação pública.



No anexo A são apresentados todos os parâmetros das linhas, transformadores, geradores e cargas da rede. No anexo B são apresentadas as curvas de geração para cada tipo de tecnologia, no Verão e no Inverno, e os diagramas de carga para cada tipo de consumidor, igualmente no Verão e no Inverno.

Como tal, em todas as simulações foram considerados níveis de geração e de carga distintos para os períodos de Verão e de Inverno, sendo que as simulações foram realizadas com intervalos de 2 horas.

Numa primeira fase, foi realizada uma simulação para cada tipo de fonte de PD de modo a analisar as influências das várias tecnologias de PD no funcionamento da rede. De seguida, com o objetivo de realizar uma comparação do funcionamento da rede de distribuição com diferentes níveis de integração de PD, foi realizada uma simulação em que apenas o equivalente de rede (132 kV) fornecia energia à rede de distribuição (20 kV) e de seguida mais duas simulações com diferentes níveis de integração de PD. Nestas simulações, apenas foi tido em conta o aumento da potência da PD.

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

- **PD Fotovoltaica:** encontram-se ligados à rede de MT duas fontes de PD fotovoltaica. Os geradores G3 e G4 encontram-se interligados aos barramentos 19 e 30, respetivamente.
- **PD Eólica:** encontram-se ligados à rede de MT três fontes de PD eólica. Os geradores G6, G7 e G8 encontram-se interligados aos barramentos 33, 4 e 14, respetivamente.
- **PD Cogeração:** encontram-se ligados à rede de MT três fontes de PD de cogeração. Os geradores G1, G2 e G5 encontram-se interligados aos barramentos 25, 10 e 44, respetivamente.
- **Sem PD:** a rede de distribuição de MT (20 kV) é alimentada pelo equivalente de rede a montante (132 kV). Não existe, portanto, qualquer fonte de PD ligada à rede de MT.
- **Alguma PD:** encontram-se ligadas à rede de MT 4 fontes de PD, nomeadamente, 2 eólicas, 1 fotovoltaica e 1 de cogeração. Os geradores ligados são o G2, G4, G6 e G8.
- **PD Total:** encontram-se ligadas à rede de MT todas as 8 fontes de PD.

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

As várias simulações de trânsito de potência foram realizadas no *software* PSSE University 34, recorrendo ao método iterativo *Full Newton-Raphson*.

### 4.3 Análise de Resultados

A análise apresentada de seguida teve uma maior incidência sobre os barramentos 4, 13, 25, 31 e 50. Estes barramentos são caracterizados por terem uma carga, todas de tipos diferentes entre elas, com exceção dos barramentos 13 e 25 que possuem o mesmo tipo de carga, e apresentam também a particularidade de estarem próximos de fontes de PD.

### 4.3.1 Perfis de Tensão

#### 4.3.1.1 Comparação das Simulações PD Fotovoltaica, PD Cogeração e PD Eólica

As três simulações que vão ser analisadas têm como principal objetivo estudar a influência de cada tipo de fonte de PD nas tensões dos barramentos da rede de distribuição.

As várias simulações foram realizadas para um dia típico de Inverno e um dia típico de Verão. As principais diferenças entre os efeitos destas duas estações sobre o sistema vão ser sentidas ao nível da produção das fontes de PD e do consumo das cargas.

Na simulação designada por PD Fotovoltaica (figuras 4.2 a 4.6) apenas as fontes de produção fotovoltaica estão interligadas à rede de distribuição.

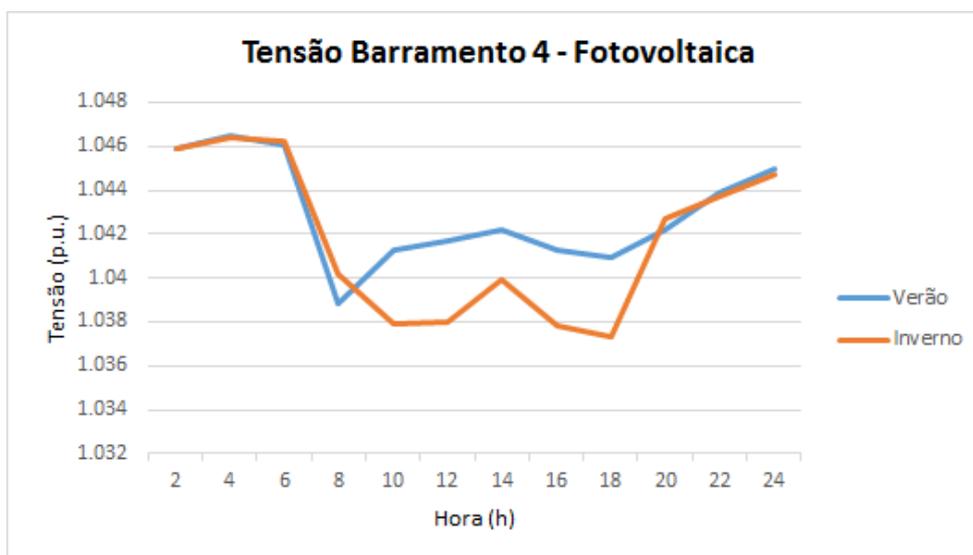


Figura 4.2: Tensões no barramento 4 para os períodos de Verão e Inverno, PD Fotovoltaica.

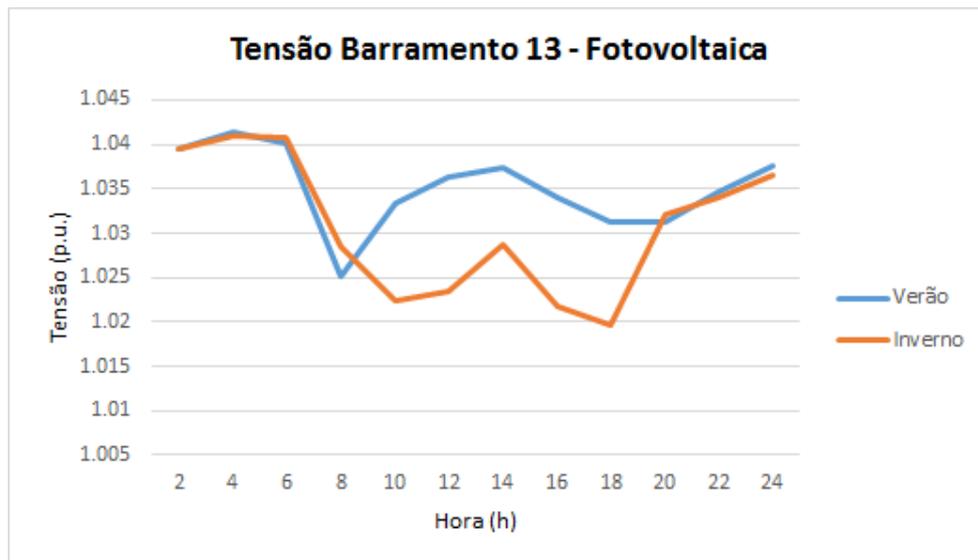


Figura 4.3: Tensões no barramento 13 para os períodos de Verão e Inverno, PD Fotovoltaica.

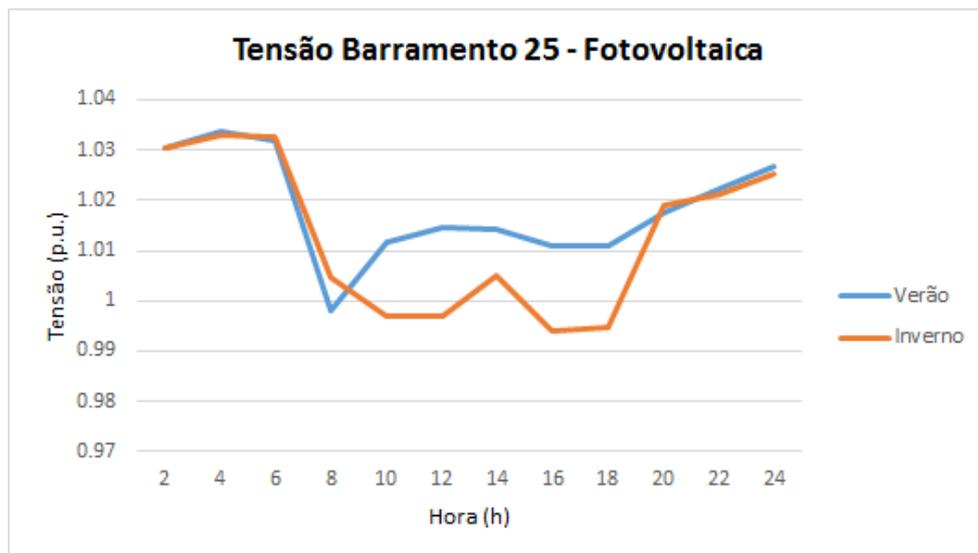


Figura 4.4: Tensões no barramento 25 para os períodos de Verão e Inverno, PD Fotovoltaica.

Por análise das figuras 4.2 a 4.6 é possível confirmar, que devido à maior intensidade solar, há uma maior capacidade de produção das fontes fotovoltaicas no Verão, pelo que a tensão no período diurno é superior no Verão, quando comparada com a tensão no mesmo período no Inverno. As fontes de origem fotovoltaica têm grande capacidade de produção de energia durante os dias com sol, assumindo-se como peça chave para a manutenção do nível de tensão na rede de distribuição.

É possível constatar então uma grande capacidade de produção fotovoltaica e maiores consumos durante os períodos de dia, o que leva a valores de tensão menores, e assim, seguindo o mesmo raciocínio, registam-se valores de tensão maiores durante a noite, devido aos baixos consumos que

ocorrem neste período. De notar que os valores de tensão no Inverno só não são maiores devido às cargas do tipo iluminação pública, que apenas funcionam durante os períodos noturnos, e às cargas residenciais que também registam maiores consumos de eletricidade durante a noite.

Observando as curvas da tensão no Verão, verifica-se que os valores mínimos de tensão ocorrem nos períodos de maior consumo, que no caso destes barramentos (4, 13 e 25), que estão todos inseridos no *feeder* 1, ocorre por volta das 8h. Para o Inverno, estes valores ocorrem por volta das 18h, tendo uma grande influência nos consumos as cargas residenciais e terciárias.

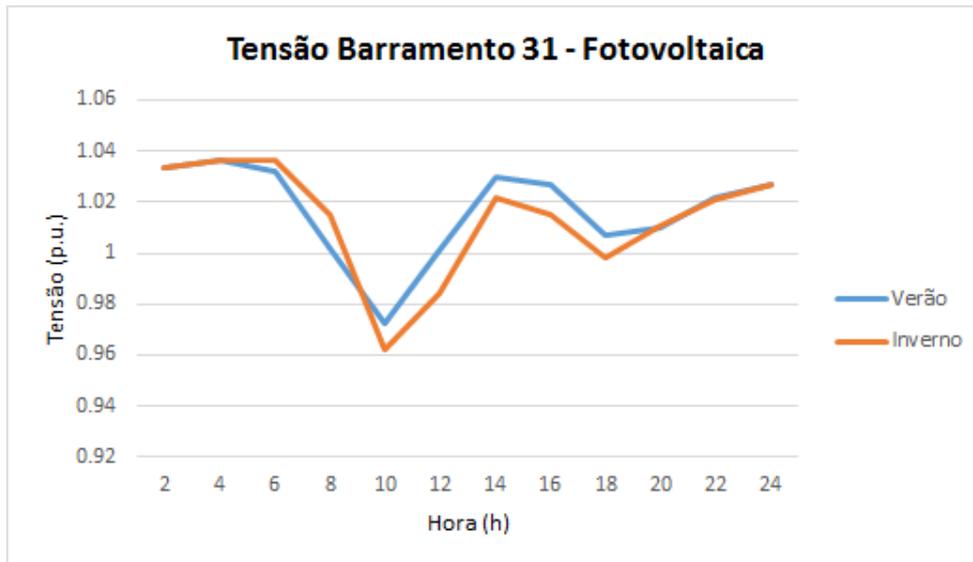


Figura 4.5: Tensões no barramento 31 para os períodos de Verão e Inverno, PD Fotovoltaica.

Os barramentos 31 e 50 (que se encontram na zona dos 400 V), aos contrários dos outros barramentos analisados, encontram-se no *feeder* 2, onde também estão presentes todas as cargas do tipo agrícola, e por isso os valores mínimos de tensão verificam-se por volta das 10 h, que é quando ocorrem os períodos de maior consumo, devido a uma forte contribuição das cargas agrícolas.

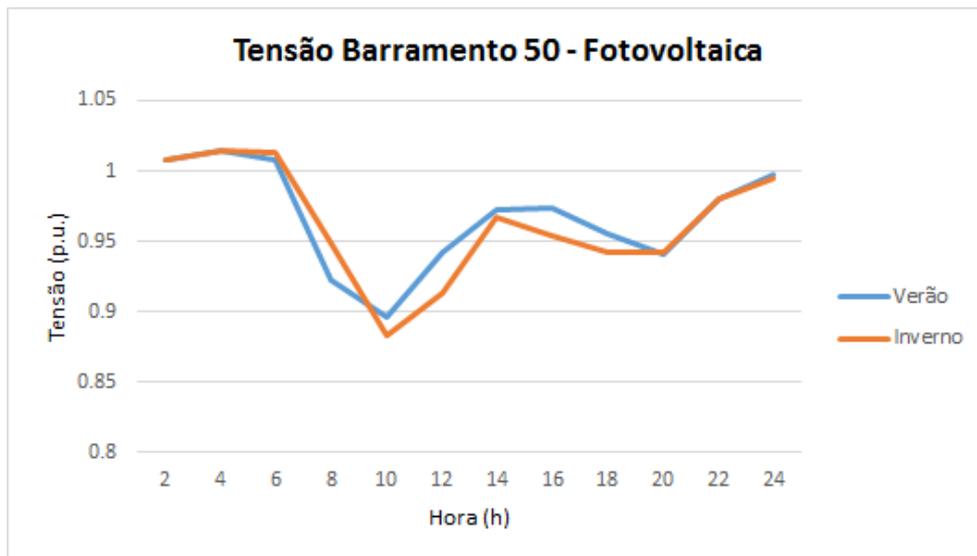


Figura 4.6: Tensões no barramento 50 para os períodos de Verão e Inverno, PD Fotovoltaica.

Na próxima simulação a ser apresentada, apenas as fontes de PD de cogeração estão interligadas à rede de distribuição. As figuras 4.7 a 4.11 ilustram as tensões no Inverno e Verão nos barramentos 4, 13, 25, 31 e 50.

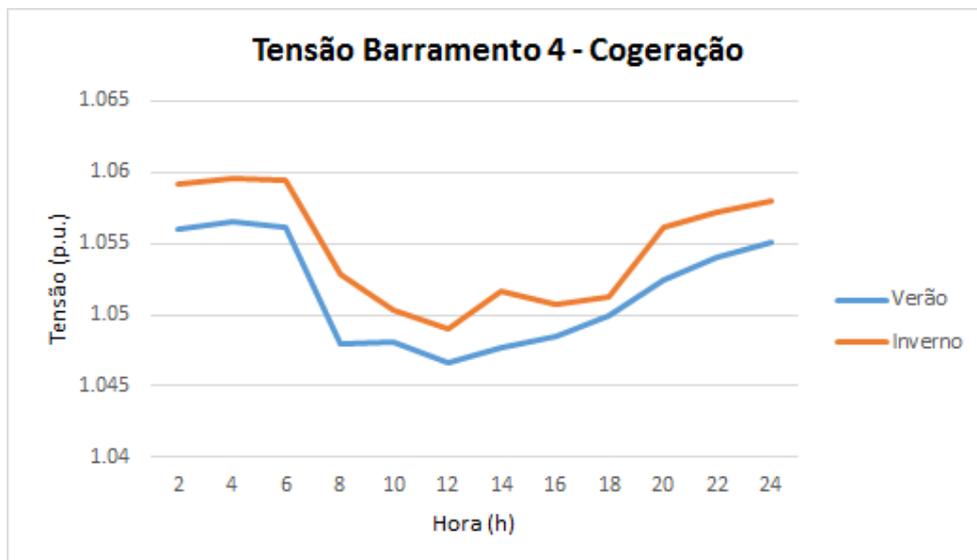


Figura 4.7: Tensões no barramento 4 para os períodos de Verão e Inverno, PD Cogeração.

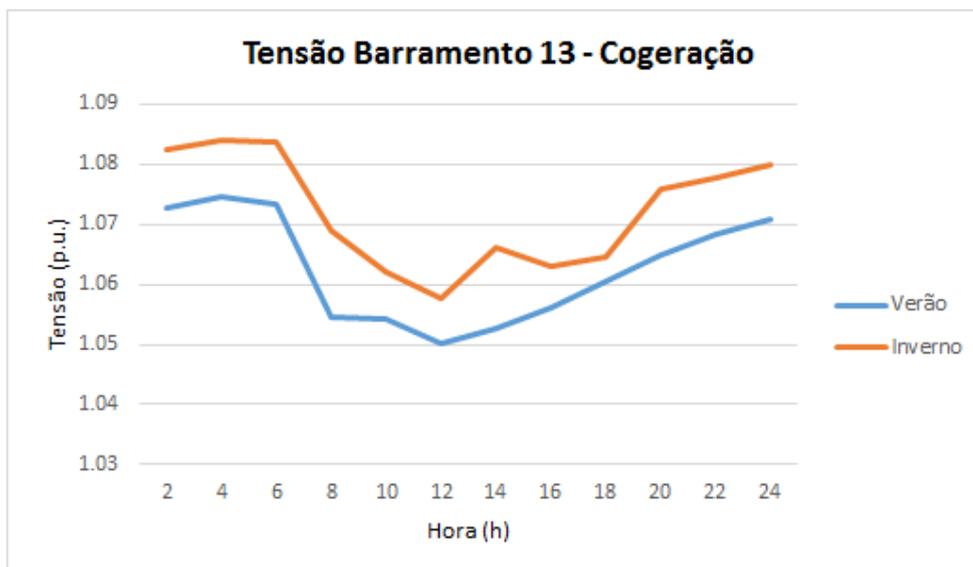


Figura 4.8: Tensões no barramento 13 para os períodos de Verão e Inverno, PD Cogeração.

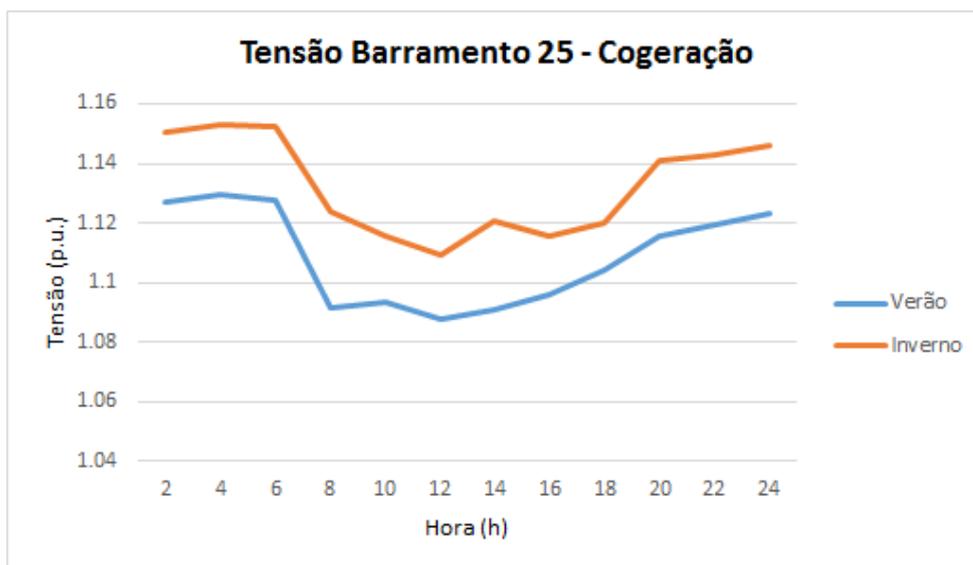


Figura 4.9: Tensões no barramento 25 para os períodos de Verão e Inverno, PD Cogeração.

Nas figuras 4.7 a 4.11 é possível confirmar uma superior capacidade de produção das fontes de cogeração no Inverno, dada a tensão neste período ser superior. Este facto deve-se a ser necessário produzir mais calor durante o Inverno, onde as temperaturas são menores.

As curvas de tensão para os barramentos 4, 13 e 25 têm a particularidade de acompanharem a forma da curva de geração das fontes de cogeração, apresentando um valor de tensão mais elevado quando a fonte está num período de produção considerável.

De realçar que o barramento 25 apresenta valores de tensão mais elevados devido ao facto de se encontrar nele ligada uma fonte de cogeração.

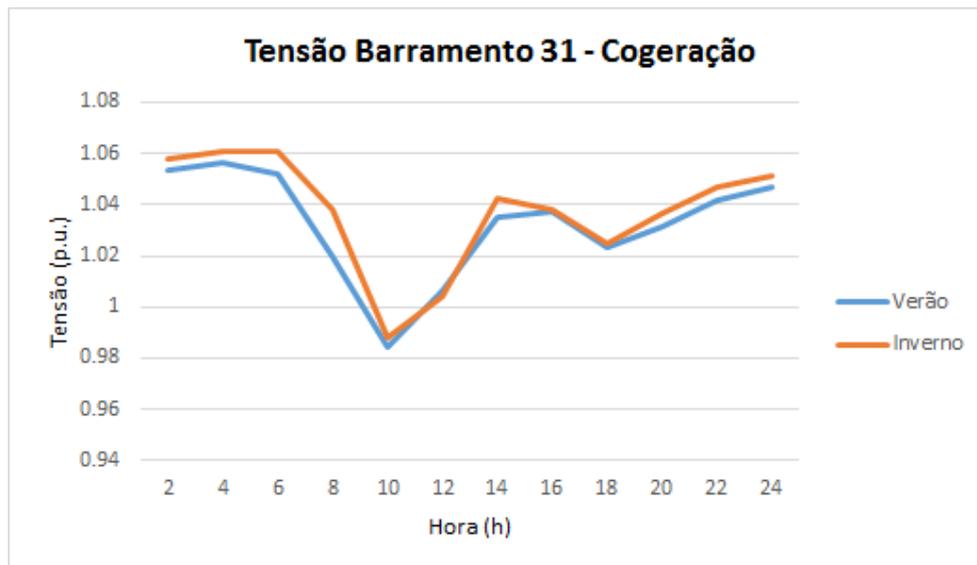


Figura 4.10: Tensões no barramento 31 para os períodos de Verão e Inverno, PD Cogeração.

As figuras 4.10 e 4.11 apresentam, respetivamente, as tensões nos barramentos 31 e 50 para os períodos de Inverno e Verão. Nestes barramentos, os períodos de menor consumo (durante a noite, das 22h as 6h) apresentam as tensões mais altas; os períodos de maior consumo (durante o dia, das 8h às 20h) apresentam as tensões mais baixas. Tal como na simulação PD Fotovoltaica, o valor mínimo de tensão ocorre às 10h, na altura dos maiores consumos.

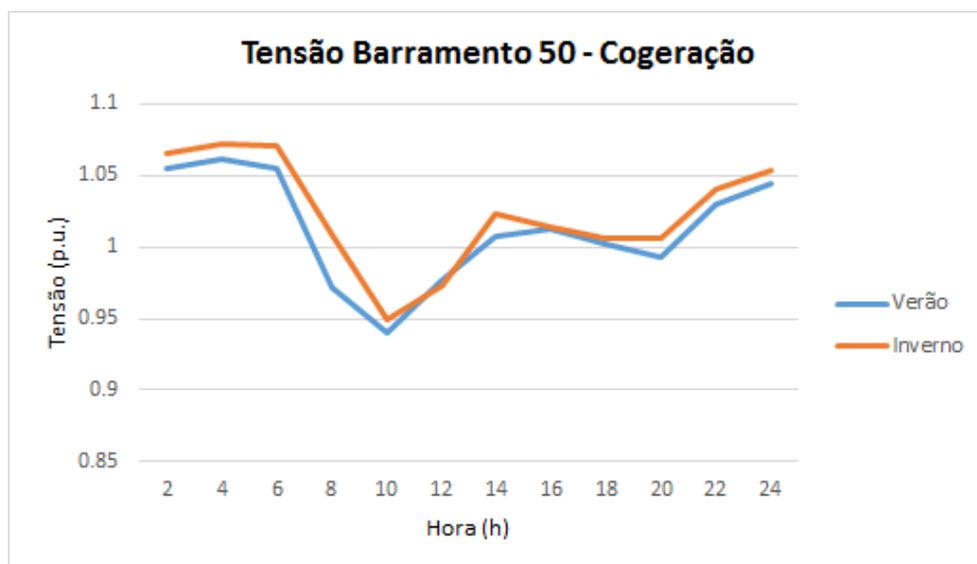


Figura 4.11: Tensões no barramento 50 para os períodos de Verão e Inverno, PD Cogeração.

A simulação PD Eólica é apresentada nas figuras 4.12 a 4.16, que compara as tensões entre o Inverno e o Verão para os diversos barramentos, apenas com fontes eólicas.

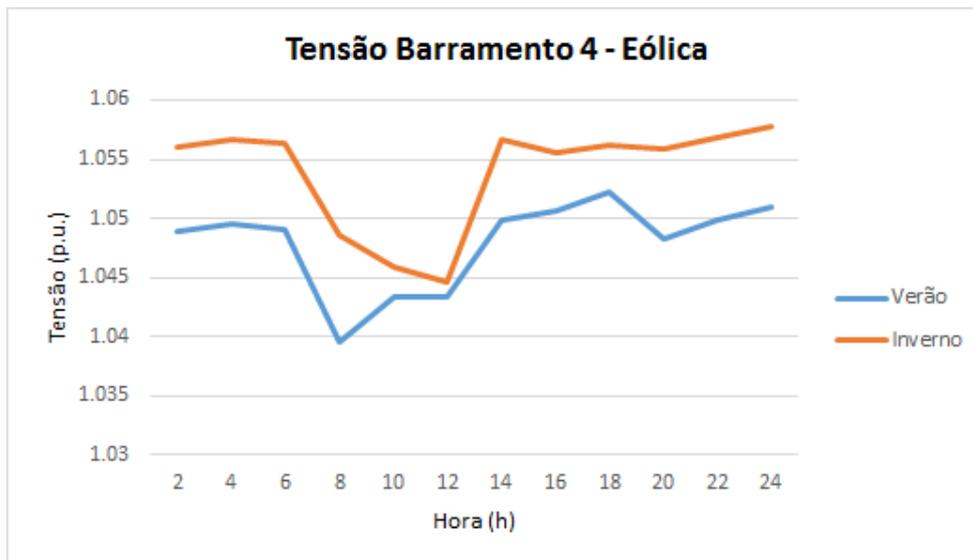


Figura 4.12: Tensões no barramento 4 para os períodos de Verão e Inverno, PD Eólica.

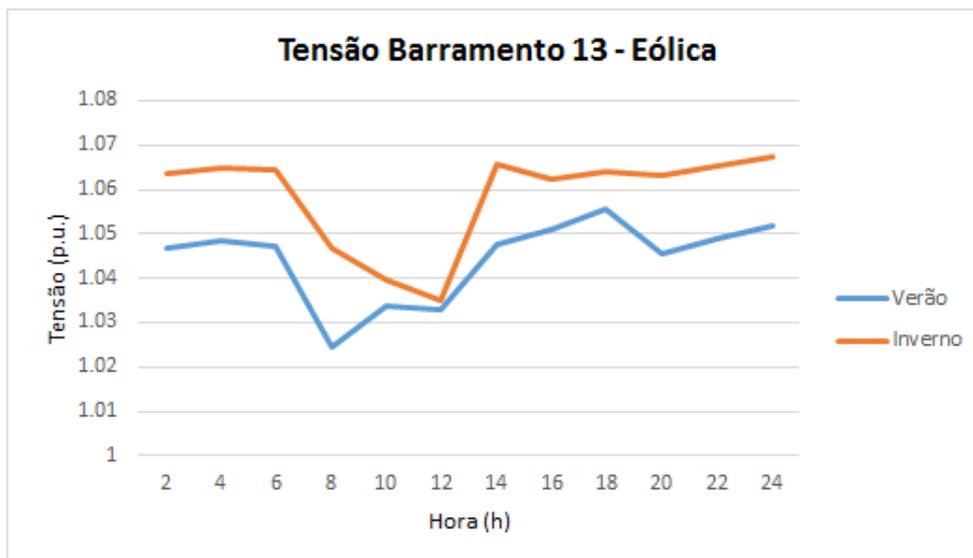


Figura 4.13: Tensões no barramento 13 para os períodos de Verão e Inverno, PD Eólica.

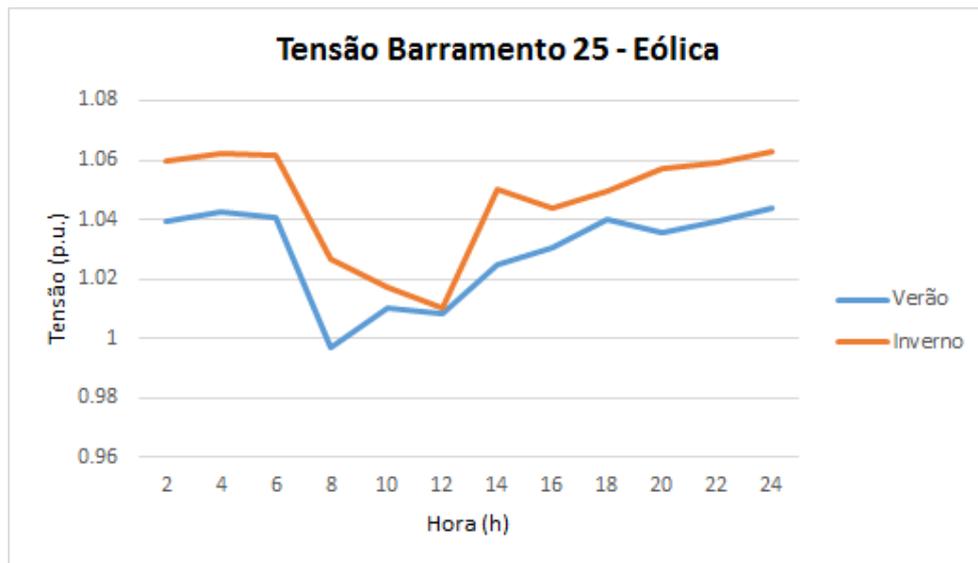


Figura 4.14: Tensões no barramento 25 para os períodos de Verão e Inverno, PD Eólica.

Como é do conhecimento geral, as fontes de PD Eólica apresentam uma maior capacidade de produção nos meses de Inverno.

A alta produção destas fontes, a partir da tarde e prolongando-se pela noite dentro, provoca o aumento da tensão nos períodos de tarde e de noite, em especial, e o abaixamento da tensão nos períodos de manhã.

Nesta simulação os valores de tensão são algo diferentes para um dia típico de Inverno e de Verão, o que pode ser justificado pela grande variação de produção (Inverno/Verão) deste tipo de fonte.

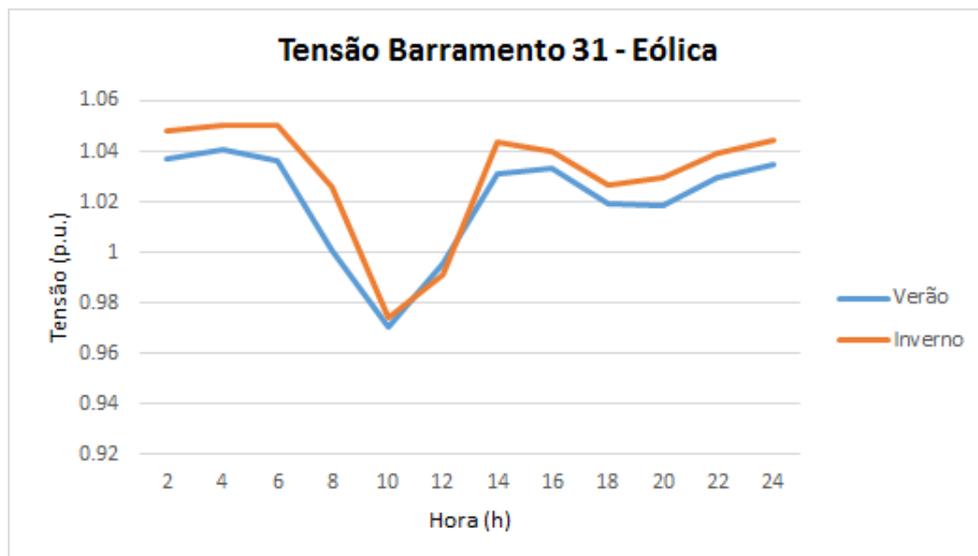


Figura 4.15: Tensões no barramento 31 para os períodos de Verão e Inverno, PD Eólica.

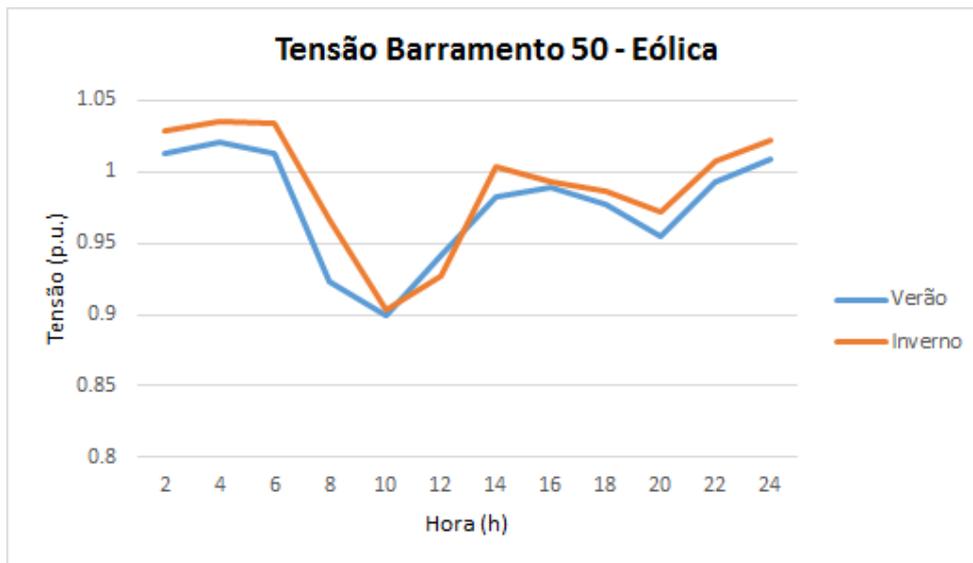


Figura 4.16: Tensões no barramento 50 para os períodos de Verão e Inverno, PD Eólica.

#### 4.3.1.2 Comparação das Simulações Sem PD, Alguma PD e PD Total

Nas simulações sem PD, a tensão é sempre menor que nas diversas simulações com PD, uma vez que as distâncias entre os locais de produção e consumo são consideráveis. O comprimento e a resistência das linhas faz aumentar a diferença de potencial desde o local de produção e o de consumo.

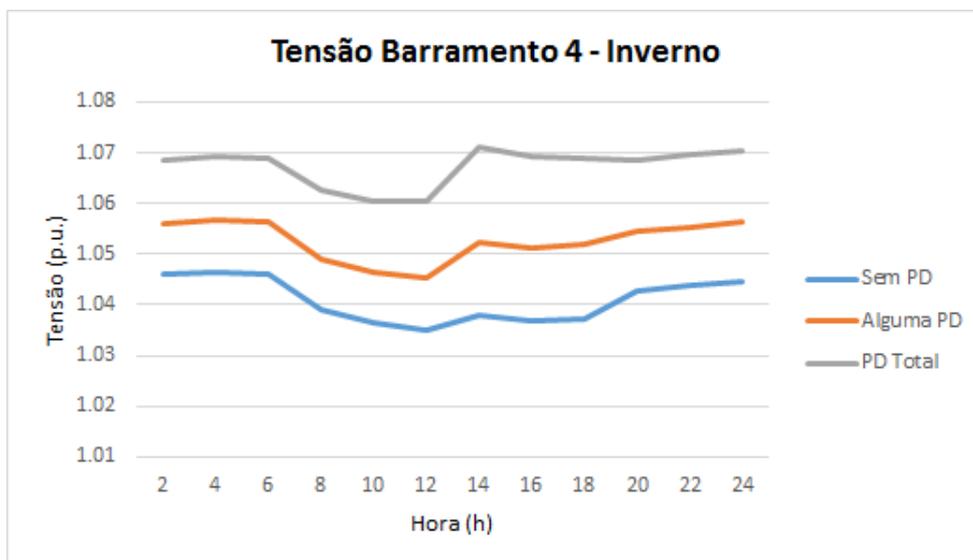


Figura 4.17: Tensões no barramento 4 para as várias simulações no Inverno.

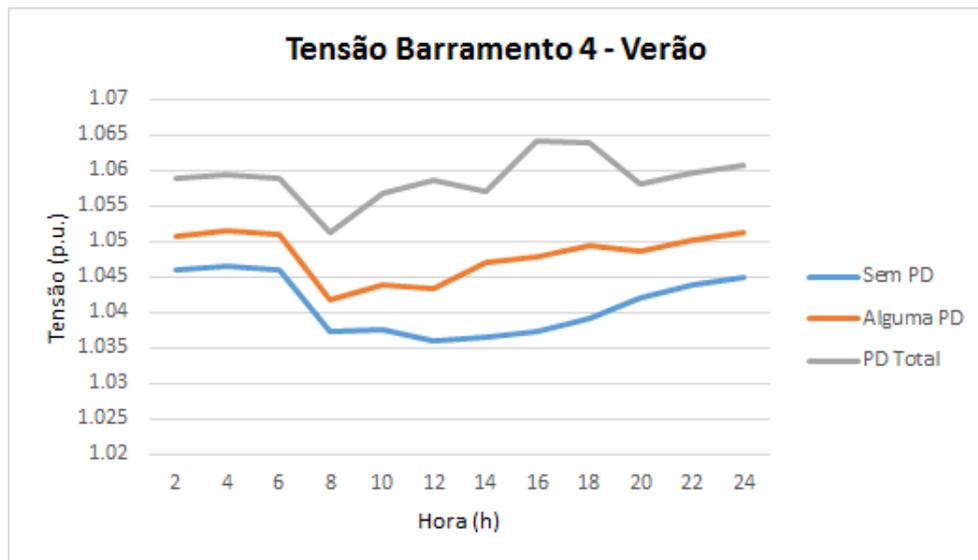


Figura 4.18: Tensões no barramento 4 para as várias simulações no Verão.

As figuras 4.17 e 4.18 representam, respetivamente, os perfis de tensão no barramento 4 no Inverno e Verão. O barramento 4 encontra-se próximo de uma fonte de PD de cogeração, que é interligada à rede de distribuição a partir da situação com Alguma PD, e tem ligado a ele uma fonte de PD eólica, que contudo apenas é interligada à rede na situação de PD Total. Por esta razão é importante salientar que apesar dos elevados consumos durante o dia, a tensão tem tendência a subir, devido à grande geração por parte das fontes de cogeração e eólica.

Comparando os perfis de tensão nas situações com PD, a tensão durante o Inverno atinge valores superiores aos do Verão, em virtude da maior produção de energia proveniente de fontes de cogeração e eólicas.

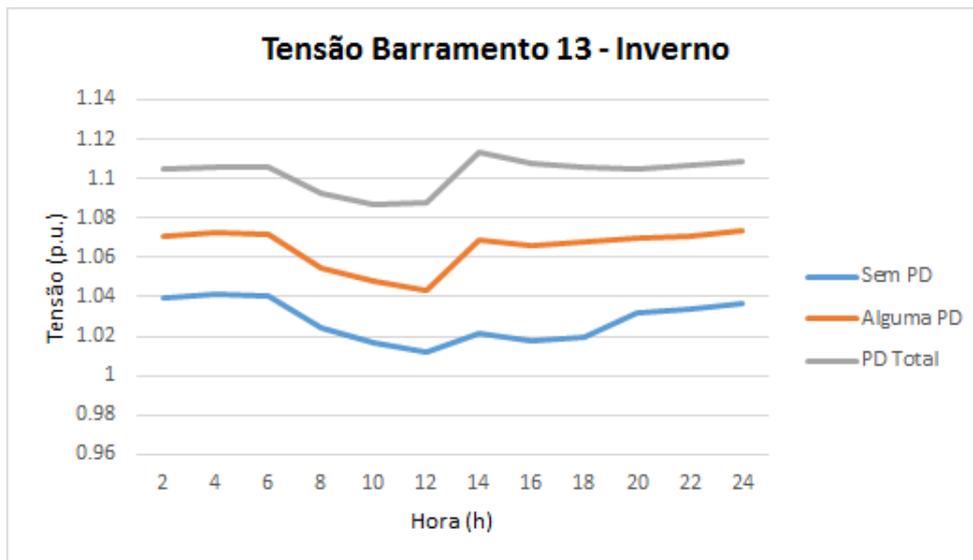


Figura 4.19: Tensões no barramento 13 para as várias simulações no Inverno.

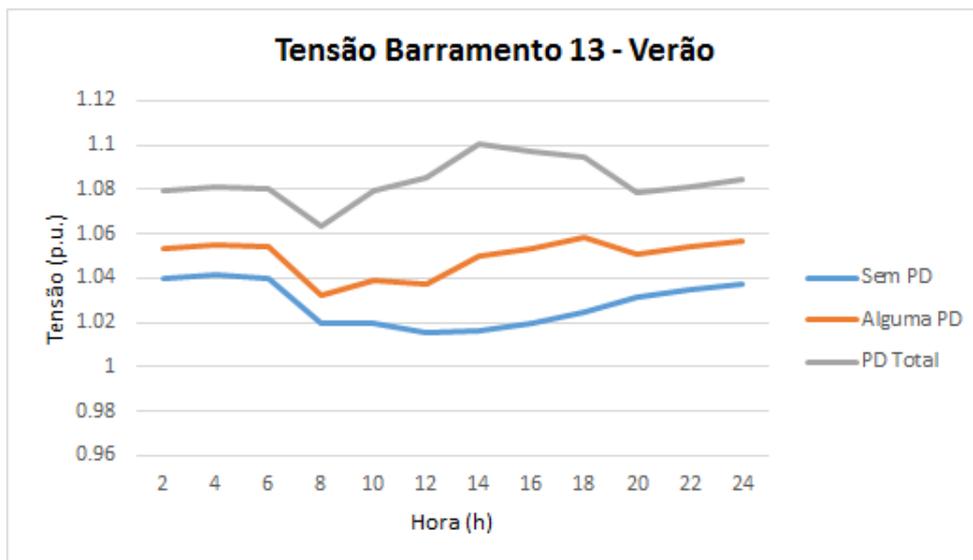


Figura 4.20: Tensões no barramento 13 para as várias simulações no Verão.

O barramento 13, cujos perfis de tensão se encontram nas figuras 4.19 e 4.20, encontra-se perto de uma fonte de produção eólica e de cogeração, que se interligam à rede a partir da situação de Alguma PD. Durante a noite, como os consumos também são baixos, as fontes eólicas e de cogeração conseguem manter os níveis de tensão. Com a ligação de várias cargas, aliada à diminuição da geração eólica, a tensão tende a diminuir no período da manhã. A partir da hora de almoço, a tensão tende a subir um pouco, devido ao aumento de produção das centrais eólicas; e, no caso da PD Total no Verão, também contribui para a subida de tensão as fontes de energia fotovoltaica.

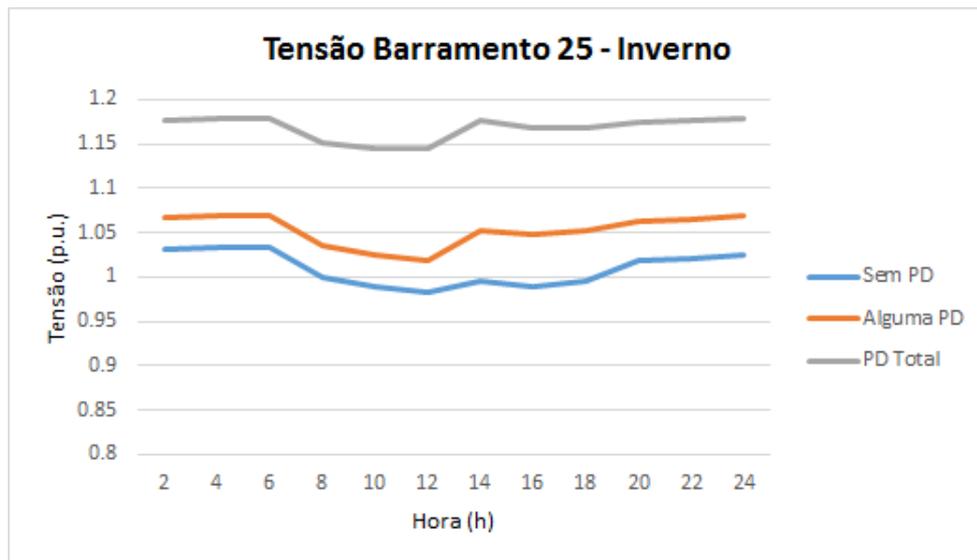


Figura 4.21: Tensões no barramento 25 para as várias simulações no Inverno.

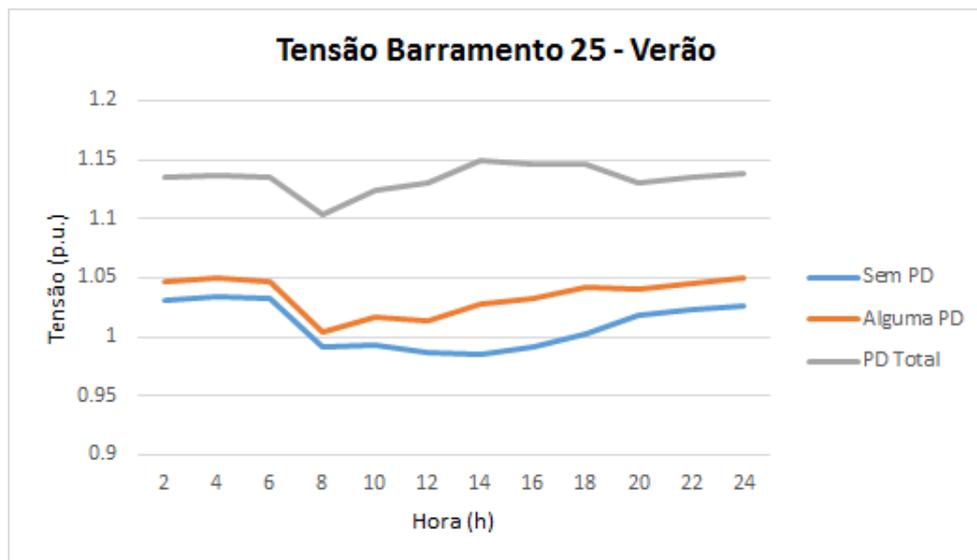


Figura 4.22: Tensões no barramento 25 para as várias simulações no Verão.

O barramento 25 é caracterizado pela existência de uma carga e de uma fonte de produção de cogeração. Comparando as simulações realizadas para o Inverno (figura 4.21) e Verão (figura 4.22) verifica-se que a tensão no Inverno é sempre superior à tensão no Verão dada a grande capacidade de produção das fontes de energia de cogeração e eólicas. Este barramento, para além de ter ligado a ele uma fonte PD de cogeração, também se encontra perto de uma fonte de produção eólica (barramento 14). A fonte de cogeração que se encontra ligada a este barramento (interligada à rede de distribuição apenas na simulação PD Total), juntamente com a fonte de cogeração presente no barramento 44, são as que apresentam, em geral, maior capacidade de produção, de entre todas

as fontes de PD presentes na rede, ao longo do dia, e por isso este barramento apresenta os mais valores de tensão apresentados neste caso de estudo.

No Inverno, as curvas das tensões das simulações Alguma PD e PD Total seguem um comportamento idêntico à curva de geração eólica do Inverno, apresentando uma tensão elevada durante o período de maior produção das eólicas e uma tensão mais baixa quando baixa a produção das eólicas.

No Verão, para o caso da curva das tensões da simulação PD Total, as tensões ao longo da tarde são superiores, devido às fontes de energia fotovoltaica. Na figura 4.22, para a simulação PD Total, é possível visualizar um aumento da tensão entre as 10h e as 18h.

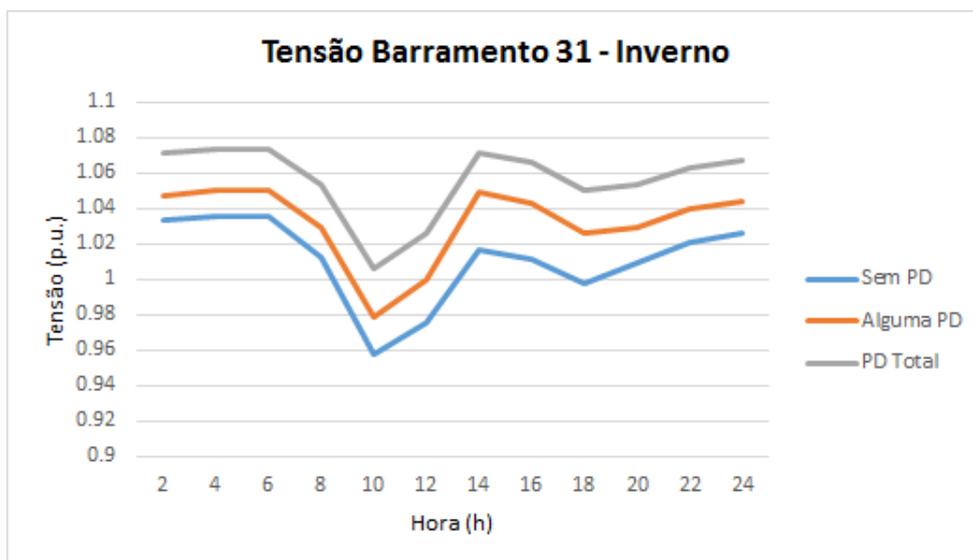


Figura 4.23: Tensões no barramento 31 para as várias simulações no Inverno.

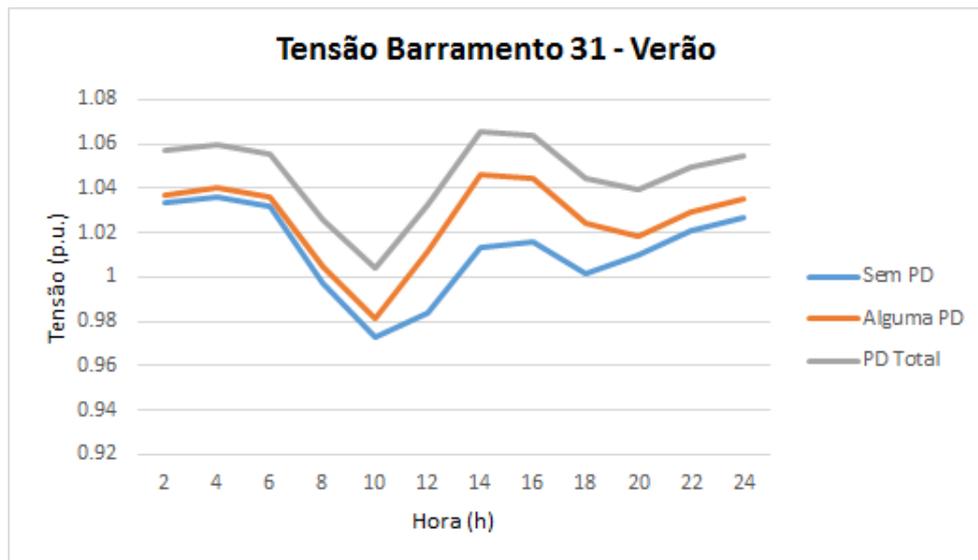


Figura 4.24: Tensões no barramento 31 para as várias simulações no Verão.

As figuras 4.23 e 4.24 apresentam, respetivamente, as tensões do barramento 31 no Inverno e Verão. Este barramento é caracterizado pela proximidade de uma fonte fotovoltaica (barramento 30) que é interligada à rede nas simulações Alguma PD e PD Total, razão pela qual, juntamente com a contribuição das fontes eólicas, estas simulações apresentam valores de tensão durante a tarde muito superiores em relação aos períodos de manhã.

Comparando os perfis de tensão, das simulações com PD, entre o Inverno e Verão é possível observar que no Verão, ao contrário do que ocorre no Inverno, as tensões apresentam o seu valor máximo de pico ao início da tarde, em virtude da grande capacidade de produção das fontes fotovoltaicas neste período horário, durante esta estação.

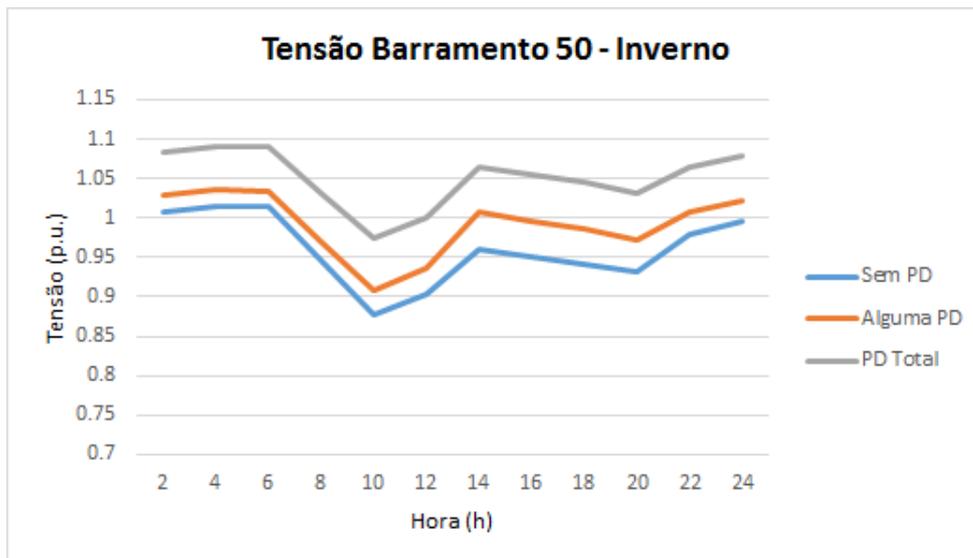


Figura 4.25: Tensões no barramento 50 para as várias simulações no Inverno.

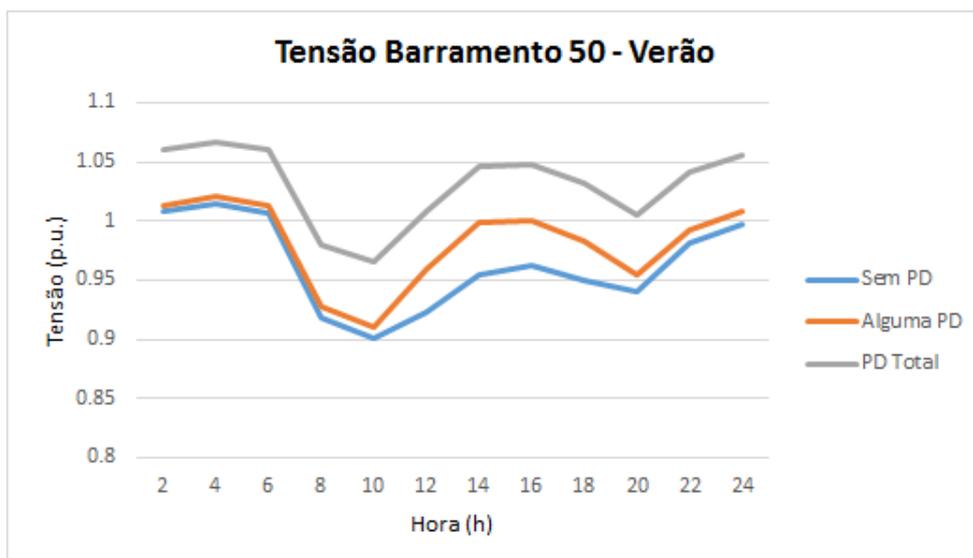


Figura 4.26: Tensões no barramento 50 para as várias simulações no Verão.

O barramento 50 encontra-se próximo de uma fonte de produção de cogeração, razão pela qual a diferença entre as tensões nas simulações de Alguma PD e PD Total é maior (em relação por exemplo ao barramento 31, que também se encontra no *feeder* 2), uma vez que esta fonte apenas é interligada à rede na situação de PD Total.

No Verão, durante a tarde, a capacidade de produção das fontes de cogeração é bastante menor, porém os valores de tensão nesta altura sobem também por causa da fonte de produção fotovoltaica que se encontra ligada no mesmo *feeder*, e em ambas as simulações com PD.

### 4.3.2 Perdas

A introdução de fontes de PD na rede de distribuição altera o valor eficaz da corrente que circula nos ramos. Não é possível afirmar que as perdas na rede irão diminuir, uma vez que depende da quantidade de PD instalada, bem como da sua localização e distribuição na rede.

É possível concluir que, uma vez que as perdas estão relacionadas com as resistências nas linhas, e por sua vez as resistências estão relacionadas com as distâncias das mesmas, que quanto mais próximo se encontrarem a produção e o consumo, menores serão as distâncias das linhas percorridas pelos fluxos de energia, menores serão as resistências e, conseqüentemente, menores serão as perdas.

A integração de fontes de PD nas redes de distribuição pode, portanto, ter um impacto positivo ou negativo nas perdas.

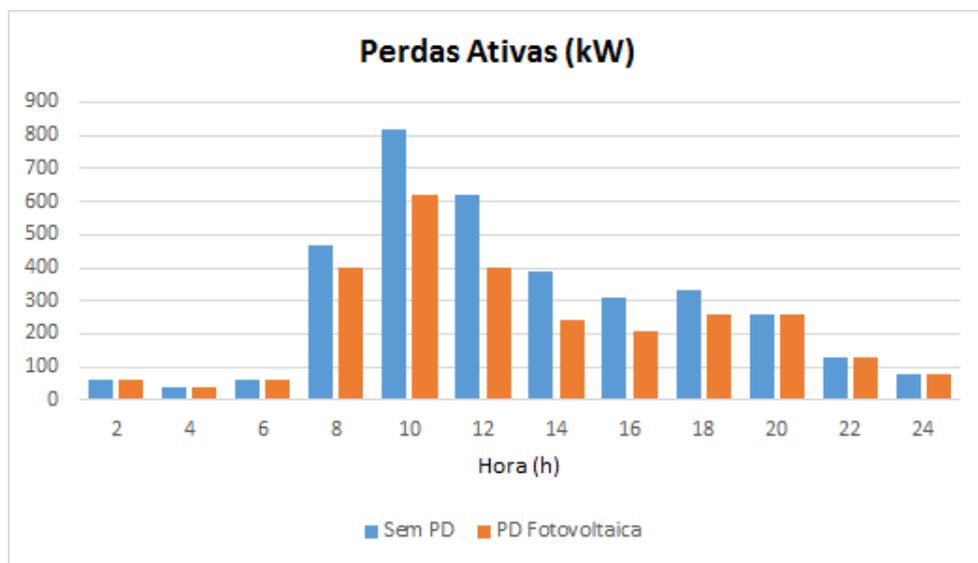


Figura 4.27: Perdas ativas na rede de MT para o período de Verão.

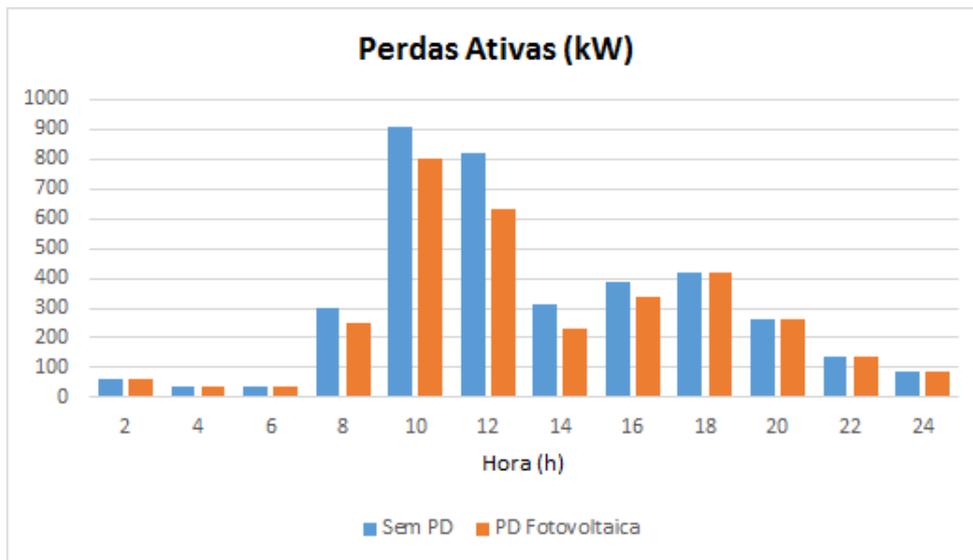


Figura 4.28: Perdas ativas na rede de MT para o período de Inverno.

Verifica-se que, para o período de funcionamento das instalações de PD fotovoltaicas (das 8h às 18h) as perdas sofrem uma diminuição, sendo nas horas de maior consumo (10h e 12h) que se observa a maior redução das perdas, pelo que a presença das fontes de PD fotovoltaica, nesta rede, é benéfica para a diminuição das perdas. Fora do período de funcionamento (das 20h às 6h), os geradores fotovoltaicos não produzem energia elétrica e por isso não têm qualquer contribuição para o nível de perdas na rede, apresentando as mesmas perdas do que na situação Sem PD.

A análise à figura 4.28, que apresenta as perdas ativas na rede de MT, para o período de Inverno, para as simulações Sem PD e PD Fotovoltaica, é similar à figura 4.27, sendo que, contudo, no Inverno, as reduções nas perdas, no período de funcionamento das fontes (neste período, das 8h às 16h), são inferiores às verificadas no Verão. No Inverno, não foi possível obter menores perdas, devido ao facto de o nível de produção de energia elétrica deste tipo de fontes, das 10h às 16h, ser bastante inferior (menos de metade) ao verificado no Verão. É também possível observar, que no Inverno, para as 10h, 12h e 16h, as perdas são maiores, comparativamente com o Verão, visto que, como já foi referido, para além do nível de produção ser muito inferior, nestas horas, o nível de consumo das cargas é ligeiramente superior ao registado no Verão.

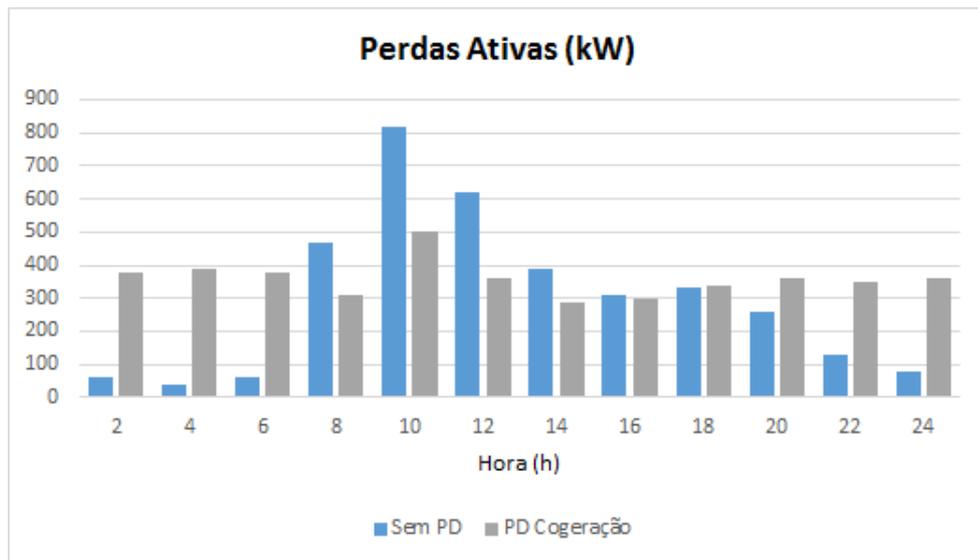


Figura 4.29: Perdas ativas na rede de MT para o período de Verão.

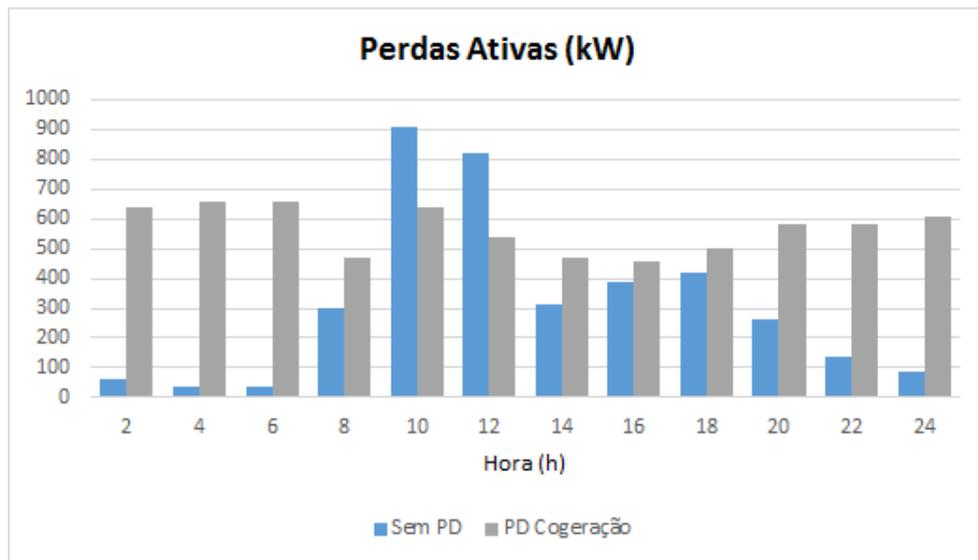


Figura 4.30: Perdas ativas na rede de MT para o período de Inverno.

Nas figuras 4.29 e 4.30 encontram-se representadas, respetivamente, as perdas ativas na rede de MT, para os períodos de Verão e Inverno, para as simulações Sem PD e PD Cogeração.

No período de Verão, durante a noite (das 20h às 6h), constata-se que a presença de apenas fontes de PD de cogeração na rede, conduz ao surgimento de mais perdas do que na situação Sem PD. Durante a noite, os níveis de consumo são mais baixos, contudo o nível de produção de energia elétrica proveniente das fontes de cogeração é elevado, e devido a esta discrepância entre a produção e o consumo, o nível de perdas na rede sobe. Durante o dia, nomeadamente entre as 8h e as 14h, os níveis de produção mantêm-se, aproximadamente os mesmos, porém, os níveis de

consumo sobem bastante, sendo superiores à produção e, deste modo, as perdas baixam bastante, pelo que, para este horário, o impacto da presença deste tipo de fontes na eficiência da rede é bastante positivo.

No Inverno, a presença da cogeração acaba por ter, em geral, um impacto negativo sobre as perdas. O nível de produção superior e os consumos, aproximadamente, iguais, comparativamente com o Verão, levam a que as perdas obtidas no Inverno sejam bastante superiores. A única exceção é entre as 10h e 12h, onde foi possível reduzir as perdas em relação à simulação Sem PD, pois apenas nestas horas é que a produção é inferior ao consumo, neste caso, ligeiramente inferior.

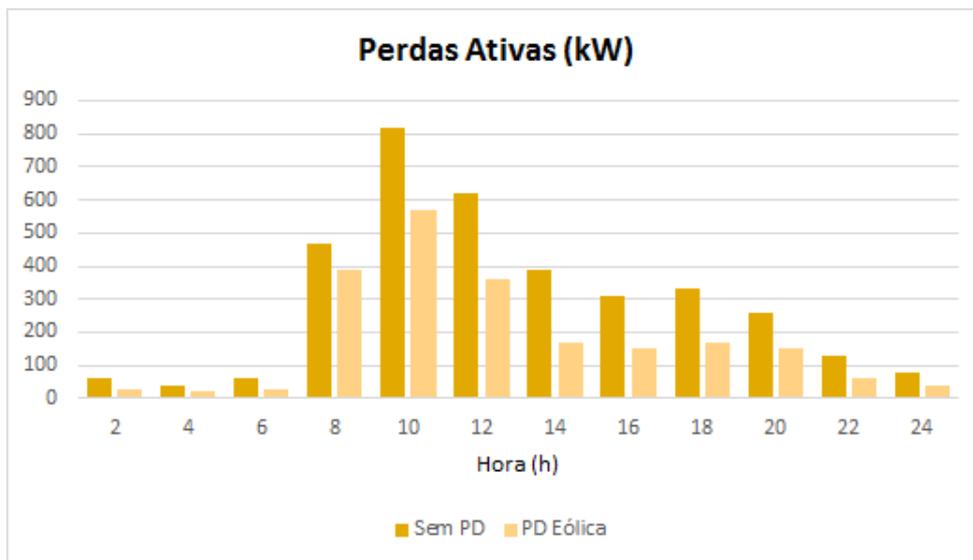


Figura 4.31: Perdas ativas na rede de MT para o período de Verão.

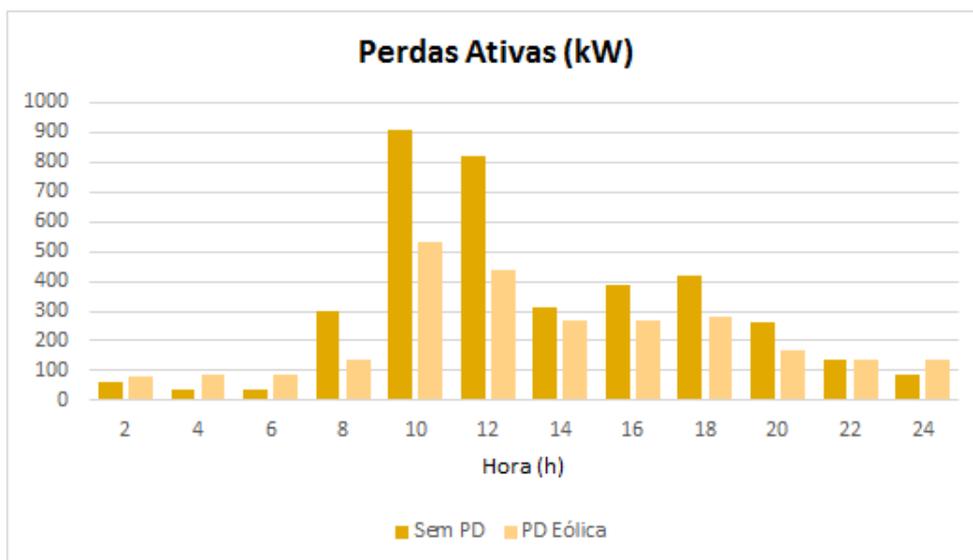


Figura 4.32: Perdas ativas na rede de MT para o período de Inverno.

Nas figuras 4.31 e 4.32 é possível visualizar a contribuição das fontes de PD eólica para a redução das perdas na rede de MT, para os períodos de Verão e Inverno, respetivamente. Constatase, que as fontes eólicas são as fontes de PD que têm um impacto mais positivo para a diminuição das perdas nesta rede. No Inverno, nas horas de maior consumo (10h e 12h), a redução das perdas ainda é mais significativa, pois como já foi referido anteriormente, o nível de produção eólica é superior no Inverno, contudo, durante a noite (das 24h às 6h) o nível de perdas é mais elevado comparativamente à quantidade de perdas verificada quando a rede de MT é, apenas, alimentada pela rede a montante da subestação AT/MT, devido aos baixos consumos nos períodos noturnos.

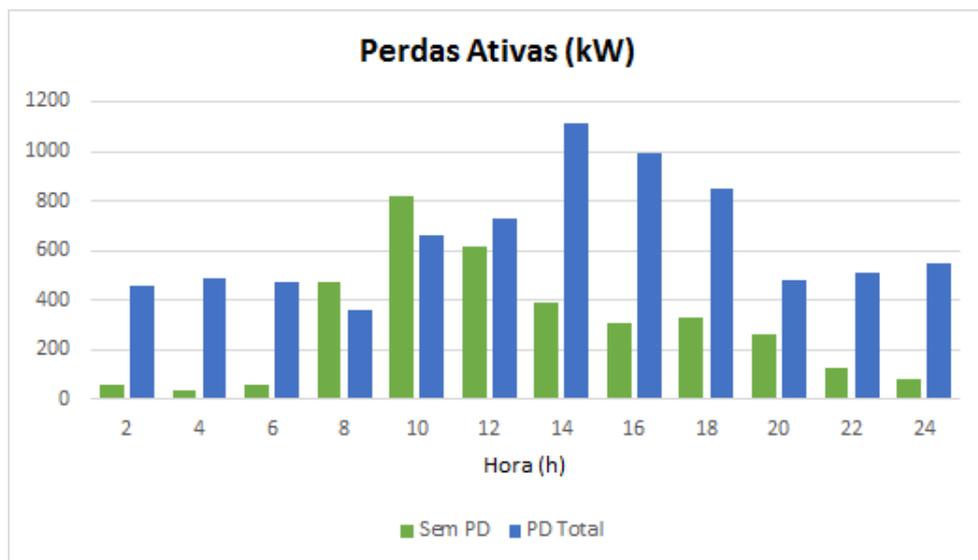


Figura 4.33: Perdas ativas na rede de MT para o período de Verão.

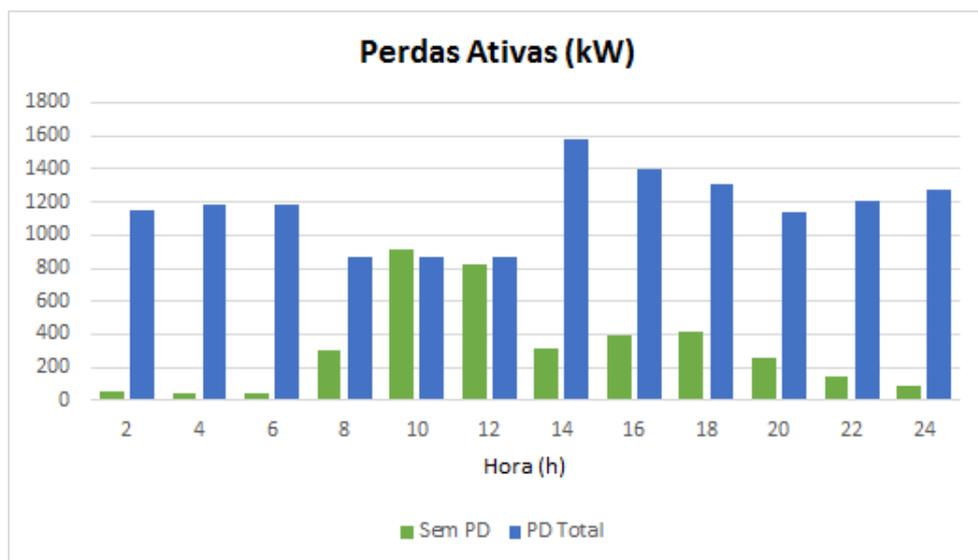


Figura 4.34: Perdas ativas na rede de MT para o período de Inverno.

As figuras 4.33 e 4.34 permitem verificar que, as perdas na rede MT associadas à integração de todas as fontes de PD atingem valores muito superiores àqueles que se registam sem a presença de qualquer fonte de PD na rede.

O nível de produção realizado pelas fontes de PD na rede é a principal razão para o elevado aumento das perdas, uma vez que o nível de produção é bastante superior ao nível de consumo. A única exceção ocorre às 10h, que é a hora de maior consumo, em que o nível de consumo se aproxima mais do nível de produção. Verifica-se também que as perdas são maiores no período da tarde do que no período da manhã, visto que as fontes de PD eólica e de cogeração apresentam elevados níveis de produção durante a tarde.

### 4.3.3 Congestionamentos

A ligação de fontes de PD à rede de distribuição altera os valores dos trânsitos de energia. A injeção de potência proveniente das fontes de PD pode aumentar ou diminuir os congestionamentos em determinados ramos da rede de distribuição, dependendo do tipo de fonte, da quantidade de PD na rede e da sua localização.

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

As tabelas 4.1 e 4.2 apresentam os níveis de congestionamento em alguns ramos da rede de teste, para as diferentes simulações, no Verão e Inverno.

Tabela 4.1: Congestionamentos (%) nas linhas para as diferentes simulações, no Verão.

| Ramo  | Sem PD |       |      | Fotovoltaica |       |      | Cogeração |      |      | Eólica |       |      | PD Total |       |       |
|-------|--------|-------|------|--------------|-------|------|-----------|------|------|--------|-------|------|----------|-------|-------|
|       | 4h     | 12h   | 20h  | 4h           | 12h   | 20h  | 4h        | 12h  | 20h  | 4h     | 12h   | 20h  | 4h       | 12h   | 20h   |
| 2-3   | 36.4   | 146.4 | 80.5 | 36.4         | 96.9  | 80.5 | 76.2      | 68.4 | 54.6 | 16.4   | 84.4  | 38.5 | 105.8    | 125.3 | 106.1 |
| 4-5   | 25.9   | 105.5 | 58.2 | 25.9         | 59.9  | 58.2 | 84.5      | 53   | 64.7 | 13.9   | 72.8  | 33.8 | 99       | 118.3 | 92    |
| 11-13 | 14.9   | 56.9  | 30   | 14.9         | 28    | 30   | 58.3      | 36.7 | 49.8 | 7.3    | 28.8  | 16.7 | 73       | 117   | 78.4  |
| 16-17 | 1.1    | 9     | 5.5  | 1.1          | 50    | 5.5  | 1         | 8.6  | 5.3  | 1.1    | 8.8   | 5.5  | 1        | 47.4  | 5.2   |
| 16-21 | 10.6   | 41.9  | 19.6 | 10.6         | 40.7  | 19.6 | 61.6      | 42.7 | 56.9 | 10.6   | 41    | 19.3 | 61.2     | 41.2  | 56.2  |
| 2-26  | 32.6   | 137.2 | 89.7 | 32.6         | 94.2  | 89.7 | 48.6      | 83.3 | 43.6 | 20.9   | 105.6 | 64.5 | 61.8     | 99.6  | 52.1  |
| 30-32 | 29.6   | 114.7 | 79.2 | 29.6         | 112.6 | 79.2 | 50.5      | 65.5 | 39.2 | 18.1   | 83.8  | 54.3 | 63.9     | 67.2  | 53.4  |
| 32-33 | 19.9   | 52.8  | 46.1 | 19.9         | 51.8  | 46.1 | 19.4      | 50.9 | 44.7 | 9.8    | 34.9  | 24   | 9.6      | 33.2  | 23.2  |
| 34-36 | 13.9   | 46.1  | 38.5 | 13.9         | 45.3  | 38.5 | 13.6      | 44.5 | 37.3 | 13.8   | 45.1  | 37.9 | 13.5     | 42.9  | 36.8  |
| 32-42 | 9.6    | 62.6  | 33.1 | 9.6          | 61.5  | 33.1 | 65.7      | 39.2 | 51.4 | 9.6    | 61.5  | 32.7 | 65.4     | 38    | 50.9  |
| 44-45 | 8.3    | 29.9  | 27.4 | 8.3          | 29.3  | 27.4 | 8         | 28.3 | 26   | 8.3    | 29.4  | 27   | 7.9      | 27.4  | 25.7  |

Na simulação Sem PD (simulação de referência), às 12 horas, 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 mais próximos desta subestação (2-3, 4-5, 2-26, 30-32) registam elevados níveis de congestionamento, uma vez que a esta hora o nível de consumo é bastante elevado.

Na simulação PD Fotovoltaica verifica-se que, devido ao funcionamento das fontes fotovoltaicas ligadas aos barramentos 19 (*feeder 1*) e 30 (*feeder 2*), o nível de congestionamento nos ramos diminuiu, às 12 horas, quando comparado com a simulação de referência, com exceção do ramo 16-17, que aumentou o nível de congestionamento de 9% para 50%, visto que os barramentos na sua proximidade (18 e 20) apresentam baixos níveis de consumo, aliado ao facto de estar ligada uma fonte de PD fotovoltaica, igualmente, num barramento próximo (barramento 19), o que faz aumentar os trânsitos de energia entre os barramentos 19 e 16. Nas restantes horas (4h e 20h), como este tipo de fontes não se encontra em funcionamento, os resultados obtidos são os mesmos da simulação de referência.

Na simulação PD Cogeração, para a hora 4, as percentagens de congestionamentos, nos vários ramos, subiram face aos valores verificados na simulação Sem PD. O baixo nível de carga associado ao período noturno e uma produção elevada, nesta hora, por parte das fontes de cogeração ligadas aos barramentos 10 (*feeder 1*), 25 (*feeder 1*) e 44 (*feeder 2*) faz com que a quantidade de energia que flui nos ramos seja superior comparativamente com a situação sem a referida presença das fontes de PD de cogeração. Para a hora 12, existe uma diminuição nos congestionamentos dos vários ramos. Esta diminuição deve-se aos elevados níveis de consumo, pelo que este tipo de fontes, a esta hora, tem um impacto positivo nos congestionamentos, reduzindo os fluxos de energia, que circulam nos ramos, provenientes da subestação AT/MT. Às 20 horas, observa-se que os congestionamentos, nos ramos localizados perto da subestação AT/MT (2-3, 2-26 e 30-32) descem. Apesar dos consumos inferiores a esta hora, em relação às 12 horas, a elevada produção proveniente das fontes de PD de cogeração contribui para a redução da elevada quantidade de energia proveniente da subestação AT/MT. Nos ramos 4-5, 11-13, 16-21 e 32-42 o nível de congestionamento aumenta. A elevada produção das fontes de PD de cogeração e a baixa carga para a referida hora originam fluxos de energia, nestes ramos, muito superiores àqueles que se verificam na simulação de referência, sendo este impacto mais significativo no *feeder 1*, uma vez que duas das três deste tipo de fontes se encontram neste mesmo *feeder*. Nos restantes ramos, as percentagens de congestionamento são, aproximadamente, iguais comparativamente com a situação sem a presença das fontes de PD de cogeração, pelo facto de estes ramos alimentarem barramentos com um nível de carga superior, a esta hora.

Pela análise dos resultados obtidos na simulação PD Eólica, pode-se afirmar que as fontes de PD eólica, no Verão, são as que originam um impacto mais positivo sobre os congestionamentos da rede teste de MT, tal como já se tinha também verificado para o caso das perdas. De um modo geral, para as três horas analisadas, as percentagens de congestionamento, nos vários ramos, decrescem significativamente. No Verão, com a presença de apenas fontes eólicas, não existe uma elevada disparidade de valores entre a produção (proveniente das fontes de PD) e o consumo, sendo, normalmente, o consumo ligeiramente superior à produção, facto que contribui fortemente para a redução do nível de congestionamento nos ramos da rede.

Com a injeção de potência por parte de todas as fontes de PD presentes na rede observa-se, às 4 horas, de um modo geral, um aumento dos congestionamentos nos vários ramos em relação à situação Sem PD, devido à elevada produção e ao baixo nível de carga existentes na

rede. Apenas no ramo 32-33 é que a percentagem de congestionamento desce significativamente, de 19.9% para 9.6%, para alimentar as necessidades de carga a jusante deste ramo. Às 12 horas, ocorre uma diminuição dos congestionamentos para os ramos 2-3 e os pertencentes ao *feeder 2* (a partir do ramo 2-26). A elevada produção das fontes de PD e um nível de cargas satisfatório reduz o fluxo de energia nos ramos que se encontram perto da subestação AT/MT, logo o nível de congestionamento nos ramos 2-3 e 2-26 diminui. Como no *feeder 2* apenas estão presentes 3 das 8 fontes de PD, a quantidade de potência injetada é inferior, originando um fluxo de energia menor, nos referidos ramos. Pelos mesmos motivos, às 20 horas, verifica-se uma diminuição do nível de congestionamento, apenas para os ramos do *feeder 2*, sendo a única exceção o ramo 32-42, que apresenta valores superiores de congestionamento, sobe de 33.1% para 50.9%, devido à elevada produção de energia proveniente da fonte de PD de cogeração presente no barramento 44.

A tabela 4.2 apresenta os níveis de congestionamento nos ramos da rede de teste, para as diferentes simulações, num dia de Inverno.

Tabela 4.2: Congestionamentos (%) nas linhas para as diferentes simulações, no Inverno.

| Ramo  | Sem PD |       |      | Fotovoltaica |       |      | Cogeração |      |       | Eólica |       |      | PD Total |       |       |
|-------|--------|-------|------|--------------|-------|------|-----------|------|-------|--------|-------|------|----------|-------|-------|
|       | 4h     | 12h   | 20h  | 4h           | 12h   | 20h  | 4h        | 12h  | 20h   | 4h     | 12h   | 20h  | 4h       | 12h   | 20h   |
| 2-3   | 37.9   | 156.8 | 73.8 | 37.9         | 129.2 | 73.8 | 109.4     | 72   | 88.1  | 75.2   | 80.2  | 82.6 | 209.9    | 148.4 | 214.3 |
| 4-5   | 27.4   | 114.9 | 54.4 | 27.4         | 88.3  | 54.4 | 117.9     | 72.4 | 100.8 | 31.9   | 73.3  | 35.3 | 166.2    | 132.3 | 162.3 |
| 11-13 | 15.9   | 61.8  | 28   | 15.9         | 37.3  | 28   | 73.9      | 48.9 | 66.6  | 40     | 29.3  | 47   | 122.8    | 116   | 129.4 |
| 16-17 | 1.6    | 11.4  | 5.4  | 1.6          | 21.6  | 5.4  | 1.5       | 10.8 | 5.1   | 1.6    | 11.1  | 5.2  | 1.5      | 20    | 5     |
| 16-21 | 11.1   | 44.3  | 19.2 | 11.1         | 43.6  | 19.2 | 77.5      | 57.5 | 72.5  | 10.8   | 43    | 18.5 | 76       | 55.8  | 70.7  |
| 2-26  | 33.5   | 161.3 | 88.3 | 33.5         | 135   | 88.3 | 65.2      | 90   | 48.8  | 28.3   | 117.6 | 44.1 | 113.8    | 94.5  | 96.4  |
| 30-32 | 30.5   | 135.2 | 79.6 | 30.5         | 133.8 | 79.6 | 67.3      | 71.2 | 48.1  | 29.6   | 92.9  | 38.8 | 116.2    | 78.5  | 100.7 |
| 32-33 | 20.4   | 63.7  | 49.6 | 20.4         | 63    | 49.6 | 19.7      | 60.8 | 47.7  | 35.8   | 38.9  | 34.9 | 34.8     | 36.9  | 33.8  |
| 34-36 | 14.4   | 53.8  | 42   | 14.4         | 53.3  | 42   | 13.9      | 51.4 | 40.4  | 14     | 52.2  | 40.5 | 13.6     | 49.6  | 39.1  |
| 32-42 | 10.1   | 72.1  | 30.1 | 10.1         | 71.4  | 30.1 | 83.1      | 48.9 | 71.4  | 9.9    | 70.4  | 29.2 | 81.9     | 47.6  | 69.9  |
| 44-45 | 8.8    | 37    | 26   | 8.8          | 36.6  | 26   | 8.3       | 34.5 | 24.4  | 8.6    | 36.1  | 25.3 | 8.2      | 33.5  | 23.8  |

Na simulação PD Fotovoltaica, como se trata de um dia de Inverno, a produção das unidades fotovoltaicas é menor. Verifica-se que para a hora de maior produção (12 horas), os ramos apresentam, de um modo geral, uma diminuição do nível de congestionamento em relação à simulação de referência, contudo, esta diminuição não é tão significativa como no Verão, visto que a menor produção de energia por parte destas fontes, no Inverno, origina uma maior quantidade de energia injetada nos ramos, proveniente das fontes de produção convencionais ligadas às redes a montante da subestação AT/MT, para alimentar as necessidades das cargas. Apenas no ramo 16-17 é que a percentagem de congestionamento sobe de 11.4% para 21.6%, este ramo encontra-se perto de uma fonte fotovoltaica (barramento 19) e as baixas necessidades das cargas nos barramentos mais próximos (18 e 20) origina uma subida dos fluxos de energia neste ramo.

Na simulação PD Cogeração, verifica-se que às 4 horas ocorre um aumento significativo do nível de congestionamento, quando comparado com a simulação de referência, devido à elevada produção das fontes de PD de cogeração e à baixa carga durante o período noturno. Às 12 horas,

com a subida dos consumos e a permanência de uma elevada produção proveniente destas fontes, as percentagens de congestionamento nos vários ramos da rede descem. Apenas no *feeder 2* é possível observar uma diminuição dos congestionamentos, às 20 horas, pelo facto de neste *feeder* apenas se encontrar uma das três fontes de PD de cogeração, as injeções de potência são, por isso, inferiores às verificadas no *feeder 1*. Apesar de no ramo 32-42 se verificar um aumento dos congestionamentos, já que se encontra perto da única fonte de cogeração (barramento 44).

Na simulação PD Eólica, às 4 horas, apenas no *feeder 2* se regista uma diminuição do nível de congestionamento nos ramos, uma vez que neste *feeder* encontra-se, igualmente, apenas uma das três fontes eólicas, onde ao contrário do que ocorre no *feeder 1*, não origina elevados fluxos de energia nos ramos. Pelas 12 horas, com a subida do nível das cargas, regista-se uma diminuição das percentagens de congestionamento nos vários ramos da rede. Às 20 horas, verifica-se também uma diminuição dos congestionamentos, na maioria dos ramos. A única exceção são os ramos 2-3 e 11-13, que derivado dos baixos consumos e de se encontrarem perto de uma fonte eólica e da subestação de AT/MT recebem maiores fluxos de energia.

Na simulação PD Total, os valores de congestionamento, de uma forma geral, sobem em relação à simulação de referência. A presença de todas as fontes de PD na rede apenas têm um impacto positivo sobre os congestionamentos no *feeder 2*, às 12 e 20 horas, visto que a quantidade de PD neste *feeder* não é tão significativa e, por isso, não origina trânsitos de energia tão elevados.

## 4.4 Conclusões

Neste capítulo foram apresentados e analisados alguns dos impactos (tensões, perdas e congestionamentos) da integração de fontes de PD numa rede de teste, no Inverno e no Verão.

Verificou-se que a injeção de energia por parte das fontes de PD faz aumentar o valor da tensão no ponto de ligação. No Inverno, as fontes de produção de energia de cogeração e eólica apresentam elevados níveis de produção, originando aumentos de tensão, principalmente nos barramentos próximos da fonte.

Verificou-se, também, 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. Elevados níveis de produção, como os verificados para as situações com a presença de apenas fontes de PD de cogeração e com todas as fontes de PD presentes na rede, no Inverno, podem originar níveis de perdas muito superiores comparativamente àqueles que a rede de distribuição apresenta quando é alimentada, apenas, pelas fontes de produção convencionais ligadas à rede de transporte. Por outro lado, níveis de integração moderados e ajustados à carga da rede podem ter impactos positivos para a redução das perdas e dos congestionamentos da rede.



## Capítulo 5

# Conclusões e Trabalho Futuro

### 5.1 Conclusões

A realização deste trabalho permitiu concluir que a integração das fontes de PD, nomeadamente de origem renovável, permitem diminuir a dependência energética dos recursos fósseis e a necessidade de investir no reforço das infraestruturas das redes. A abordagem *connect-and-forget*, tradicionalmente seguida no paradigma tradicional, caracterizado pelo controlo centralizado e redes de distribuição passivas, apresenta-se como um fator limitador para a integração das fontes de PD visto que requer um aumento na capacidade das redes de transporte e distribuição. A gestão ativa das redes de distribuição é vista como a solução para a integração, economicamente viável, da PD nas redes de distribuição. As RDA podem providenciar monitorização em tempo real e controlo em nós chave da rede, através da comunicação com controladores dos gerador, cargas e equipamentos controláveis, tais como compensadores reativos, reguladores de tensão e reguladores de tomadas de transformadores em carga (OLTC), que conduzirá a benefícios como o melhoramento da fiabilidade, aumento da utilização dos ativos, maior acesso para as RED, alternativa ao reforço da rede e estabilidade da rede.

No caso de estudo desta dissertação mostraram-se alguns dos impactos da integração de fontes de PD (cogeração, eólica e fotovoltaica) numa rede de distribuição de 20 kV. Analisaram-se as alterações ao nível dos perfis de tensão, perdas ativas na rede e congestionamentos nos ramos. Para períodos de carga típica de Inverno e de Verão, realizaram-se, em primeiro lugar, estudos de trânsito de potência sem a presença de PD na rede. Considerando curvas de produção típicas, para os períodos de Inverno e de Verão, de cada tipo de fonte de PD, foram realizadas várias simulações do funcionamento da rede. Foram efetuadas análises para cada tipo de fonte de PD, à integração de 4 fontes e à integração de todas as fontes no funcionamento da rede.

Verificou-se que a injeção de potência por parte das fontes de PD provoca um aumento de tensão no ponto de ligação. Com a integração das fontes de produção fotovoltaicas verificou-se, que a tensão no Verão é superior à do Inverno, durante o períodos de maior intensidade solar (período diurno). Apenas com fontes de cogeração, as tensões dos barramentos próximos do local de produção são mais altas nos períodos de maior produção, nomeadamente no Inverno,

em que a produção deste tipo de fonte, para este caso de estudo, é superior. A integração de fontes de PD eólica faz com que a tensão ao longo do dia seja superior para um dia típico de Inverno, comparando com um dia de Verão, devido à intensidade do vento nessa época do ano (principalmente durante a tarde e noite).

Concluiu-se também que a potência de PD instalada e a sua localização têm uma forte influência sobre as perdas na rede e os congestionamentos nos respetivos ramos. A localização incorreta, das unidades de PD, nos *feeders* e um nível de potência bastante superior ao nível de carga podem contribuir para que os níveis de perdas e de congestionamentos da rede sejam superiores àqueles que se verificavam sem a presença de PD. A dimensão, face à carga, e a localização adequada das fontes de PD podem contribuir, positivamente, para a eficiência das redes de distribuição.

A ligação de fontes de PD às redes de distribuição, portanto, dependendo de vários fatores, pode ter impactos positivos ou negativos para o funcionamento da rede.

## 5.2 Trabalho Futuro

A ligação de fontes de PD às redes de distribuição apresenta vários impactos, quer a nível técnico quer a nível económico.

A nível técnico, a área que se encontra em fase de desenvolvimento, é a dos esquemas de proteção da rede. A bidirecionalidade do trânsito de energia e a alteração das correntes de defeito podem colocar em risco o correto funcionamento dos esquemas de proteção das redes de distribuição. Seria, também, interessante realizar um estudo da estabilidade da rede com a integração de fontes de PD, uma vez que se as unidades de PD servirem como suporte para o SEE, contribuindo, por exemplo, para o controlo de tensão e para a gestão de potência ativa e reativa, então a estabilidade da rede é bastante importante. A capacidade instalada das fontes de PD, a sua localização e dispersão inadequadas podem provocar fenómenos transitórios de grande amplitude, que pode levar a um ponto de operação instável dessas fontes e, num caso extremo, a saída de serviço dessa produção.

Um tema interessante a desenvolver seria, também, o estudo do impacto económico da integração de PD nas redes de distribuição. A instalação e exploração de fontes de PD tem uma grande influência a nível económico, nos investimentos, por parte das empresas concessionárias, em equipamentos para reforço das redes de transporte e de distribuição e na faturação a ser paga pelos consumidores.

## **Anexo A**

# **Dados da Rede de Teste**

A rede de teste utilizada para a realização do caso de estudo encontra-se na figura A.1. Os parâmetros das linhas, transformadores, cargas e geradores são apresentados, respetivamente, nas tabelas A.1, A.2, A.3 e A.4.

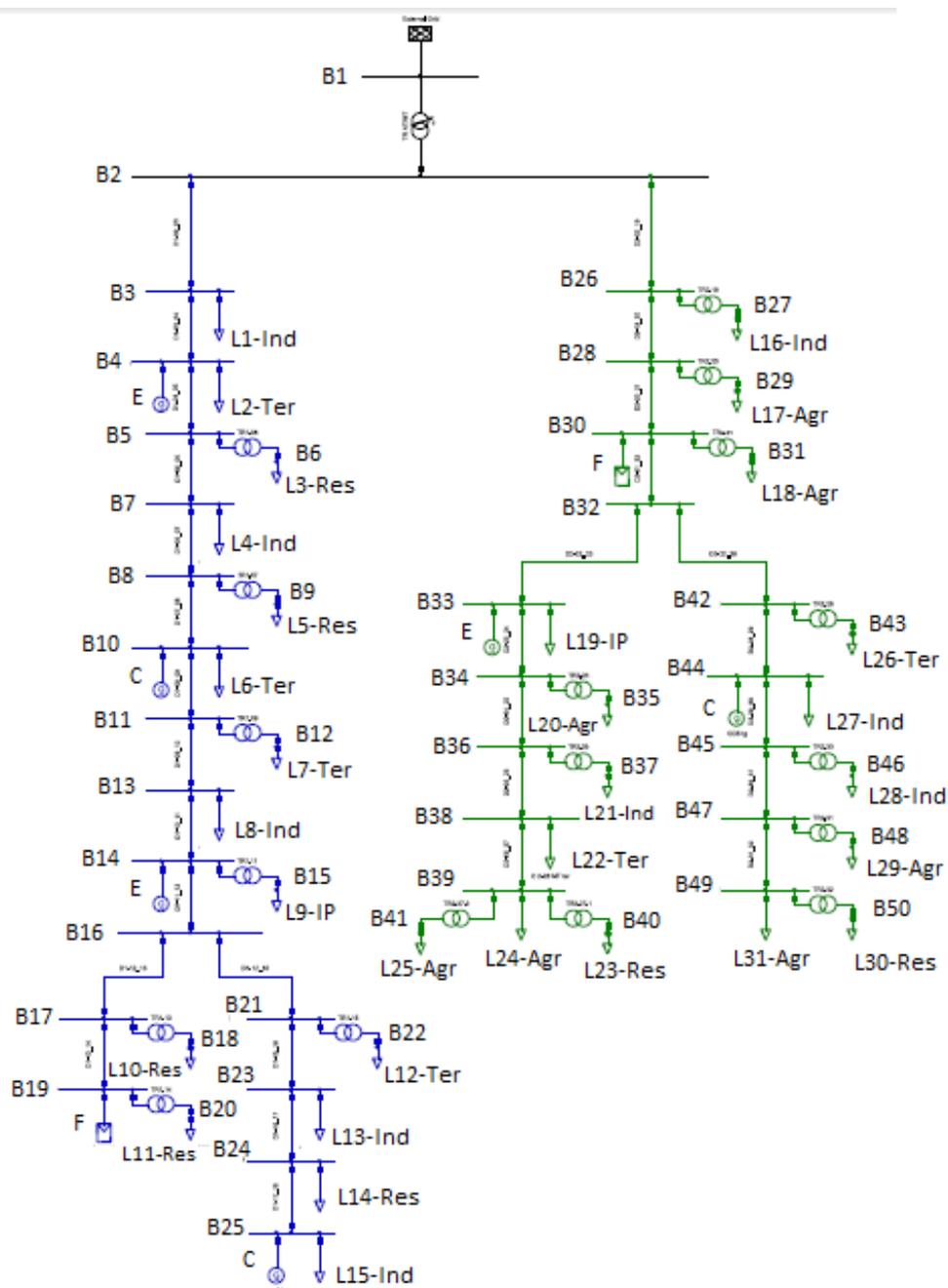


Figura A.1: Rede de teste selecionada [42].

Tabela A.1: Parâmetros das linhas [42].

| Barr. Inicial | Barr. Final | Tipo Linha       | R [ $\Omega$ /km] | L [mH/km] | C [ $\mu$ F/km] | Comp. [m] |
|---------------|-------------|------------------|-------------------|-----------|-----------------|-----------|
| 2             | 3           | ARG7H1RX 185 mmq | 0.2180            | 0.350     | 0.2900          | 1.884     |
| 3             | 4           | ARG7H1RX 185 mmq | 0.2180            | 0.350     | 0.2900          | 1.62      |
| 4             | 5           | ARG7H1RX 185 mmq | 0.2180            | 0.350     | 0.2900          | 0.532     |
| 5             | 6           | ARG7H1RX 185 mmq | 0.2180            | 0.350     | 0.2900          | 1.284     |
| 6             | 7           | ARG7H1RX 120 mmq | 0.3330            | 0.382     | 0.2500          | 1.618     |
| 7             | 8           | ARG7H1RX 120 mmq | 0.3330            | 0.382     | 0.2500          | 0.532     |
| 8             | 9           | ARG7H1RX 185 mmq | 0.2180            | 0.350     | 0.2900          | 2         |
| 9             | 10          | ARG7H1RX 185 mmq | 0.2180            | 0.350     | 0.2900          | 2.4       |
| 10            | 11          | ARG7H1RX 120 mmq | 0.3330            | 0.382     | 0.2500          | 2.252     |
| 11            | 12          | ARG7H1RX 185 mmq | 0.2180            | 0.350     | 0.2900          | 0.756     |
| 12            | 13          | Aerea Cu 25 mmq  | 0.7200            | 1.389     | 0.0083          | 1.87      |
| 12            | 15          | ARG7H1RX 120 mmq | 0.3330            | 0.382     | 0.2500          | 1.19      |
| 13            | 14          | Aerea Cu 25 mmq  | 0.7200            | 1.389     | 0.0083          | 1.28      |
| 15            | 16          | ARG7H1RX 120 mmq | 0.3330            | 0.382     | 0.2500          | 0.8       |
| 16            | 17          | Aerea Cu 25 mmq  | 0.7200            | 1.389     | 0.0083          | 3         |
| 17            | 18          | Aerea Cu 25 mmq  | 0.7200            | 1.389     | 0.0083          | 4         |
| 2             | 19          | ARG7H1RX 185 mmq | 0.2180            | 0.350     | 0.2900          | 3.6       |
| 19            | 20          | ARG7H1RX 185 mmq | 0.2180            | 0.350     | 0.2900          | 3.304     |
| 20            | 21          | Aerea Cu 70 mmq  | 0.2681            | 1.286     | 0.0090          | 2.4       |
| 21            | 22          | Aerea Cu 70 mmq  | 0.2681            | 1.286     | 0.0090          | 3.6       |
| 22            | 23          | Aerea Cu 70 mmq  | 0.2681            | 1.286     | 0.0090          | 3         |
| 22            | 28          | ARG7H1RX 70 mmq  | 0.5800            | 0.414     | 0.2100          | 2.4       |
| 23            | 24          | Aerea Cu 70 mmq  | 0.2681            | 1.286     | 0.0090          | 3.08      |
| 24            | 25          | Aerea Cu 70 mmq  | 0.2681            | 1.286     | 0.0090          | 1.65      |
| 25            | 26          | Aerea Cu 70 mmq  | 0.2681            | 1.286     | 0.0090          | 1.8       |
| 26            | 27          | Aerea Cu 70 mmq  | 0.2681            | 1.286     | 0.0090          | 2.2       |
| 28            | 29          | ARG7H1RX 70 mmq  | 0.5800            | 0.414     | 0.2100          | 2.2       |
| 29            | 30          | ARG7H1RX 70 mmq  | 0.5800            | 0.414     | 0.2100          | 2.4       |
| 30            | 31          | ARG7H1RX 70 mmq  | 0.5800            | 0.414     | 0.2100          | 2.6       |
| 31            | 32          | ARG7H1RX 70 mmq  | 0.5800            | 0.414     | 0.2100          | 2.7       |

Tabela A.2: Parâmetros dos transformadores [42].

| Modelo | S [MVA] | U1 [kV] | U2 [kV] | $\varepsilon$ [%] | Nº de posições das tomadas |
|--------|---------|---------|---------|-------------------|----------------------------|
| AT/MT  | 40      | 132     | 20      | 15.5              | 12 (+6 ... -6)             |
| MT/BT  | 0.25    | 20      | 0.4     | 4                 | -                          |
| MT/BT  | 0.4     | 20      | 0.4     | 4                 | -                          |
| MT/BT  | 0.63    | 20      | 0.4     | 6                 | -                          |

Tabela A.3: Parâmetros dos geradores [42].

| Gerador | Barr. | Tipo Produção | P [MW] | S [MVA] | cos $\emptyset$ |
|---------|-------|---------------|--------|---------|-----------------|
| 1       | 18    | Cogeração     | 5.5    | 5.73    | 0.96            |
| 2       | 8     | Cogeração     | 3.2    | 3.56    | 0.9             |
| 3       | 14    | Fotovoltaica  | 3.2    | 3.56    | 0.9             |
| 4       | 21    | Fotovoltaica  | 3.2    | 4       | 0.8             |
| 5       | 29    | Cogeração     | 5.5    | 5.61    | 0.98            |
| 6       | 23    | Eólica        | 5.5    | 5.61    | 0.98            |
| 7       | 4     | Eólica        | 5.5    | 6.11    | 0.9             |
| 8       | 11    | Eólica        | 5.5    | 5.98    | 0.92            |

Tabela A.4: Parâmetros das cargas [42].

| Carga | Barr. | Tipo Carga       | P [MW] | Q [Mvar] |
|-------|-------|------------------|--------|----------|
| L1    | 3     | Industrial-MT    | 1.7007 | 0.8274   |
| L2    | 4     | Terciário-MT     | 0.2206 | 0.1098   |
| L3    | 105   | Residencial-BT   | 0.0919 | 0.0619   |
| L4    | 6     | Industrial-MT    | 1.1963 | 0.5878   |
| L5    | 107   | Residencial-BT   | 0.0537 | 0.0367   |
| L6    | 8     | Terciário-MT     | 0.2018 | 0.1056   |
| L7    | 109   | Terciário-BT     | 0.0558 | 0.0401   |
| L8    | 10    | Industrial-MT    | 0.2764 | 0.1388   |
| L9    | 111   | Ilum. Pública-BT | 0      | 0        |
| L10   | 113   | Residencial-BT   | 0.0488 | 0.0341   |
| L11   | 114   | Residencial-BT   | 0.0446 | 0.0313   |
| L12   | 115   | Terciário-BT     | 0.0455 | 0.0346   |
| L13   | 16    | Industrial-MT    | 0.4786 | 0.2438   |
| L14   | 17    | Residencial-MT   | 0.1525 | 0.0785   |
| L15   | 18    | Industrial-MT    | 0.8431 | 0.4468   |
| L16   | 219   | Industrial-BT    | 0.2109 | 0.1401   |
| L17   | 220   | Agrícola-BT      | 0.1533 | 0.1028   |
| L18   | 221   | Agrícola-BT      | 0.1536 | 0.1032   |
| L19   | 23    | Ilum. Pública-MT | 0      | 0        |
| L20   | 224   | Agrícola-BT      | 0.1439 | 0.0961   |
| L21   | 225   | Industrial-BT    | 0.1598 | 0.1054   |
| L22   | 26    | Terciário-MT     | 0.2174 | 0.1033   |
| L23   | 27    | Agrícola-MT      | 0.8023 | 0.3866   |
| L24   | 227   | Residencial-BT   | 0.1193 | 0.0787   |
| L25   | 2272  | Agrícola-BT      | 0.2744 | 0.1814   |
| L26   | 228   | Terciário-BT     | 0.0664 | 0.0464   |
| L27   | 29    | Industrial-MT    | 0.1726 | 0.0864   |
| L28   | 230   | Industrial-BT    | 0.2135 | 0.1453   |
| L29   | 231   | Agrícola-BT      | 0.1234 | 0.0835   |
| L30   | 32    | Agrícola-MT      | 0.7457 | 0.3652   |
| L31   | 232   | Residencial-BT   | 0.0643 | 0.0439   |



## Anexo B

# Diagramas de carga e curvas de geração

Nas figuras B.1 e B.2 são apresentados os diagramas de carga para cada tipo de carga no Inverno e Verão, respetivamente.

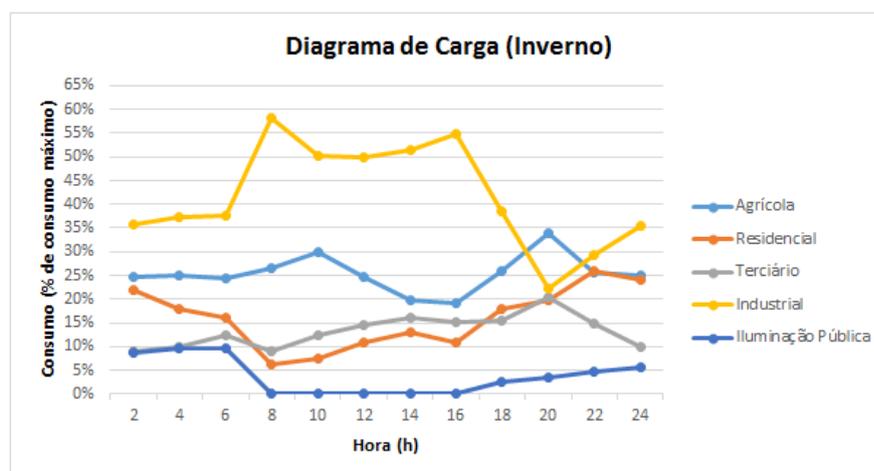


Figura B.1: Diagrama de Carga (Inverno).

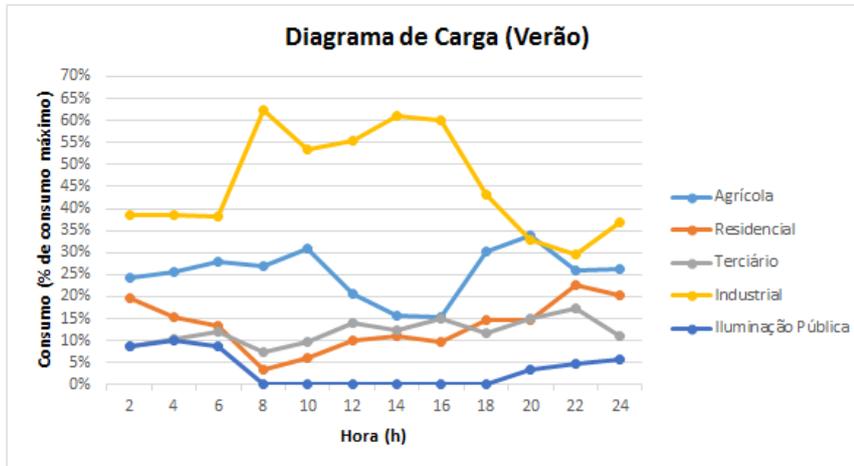


Figura B.2: Diagrama de Carga (Verão).

Nas figuras B.3 a B.8 estão representadas as curvas de geração para os tipos de fonte considerados, no Inverno e no Verão.

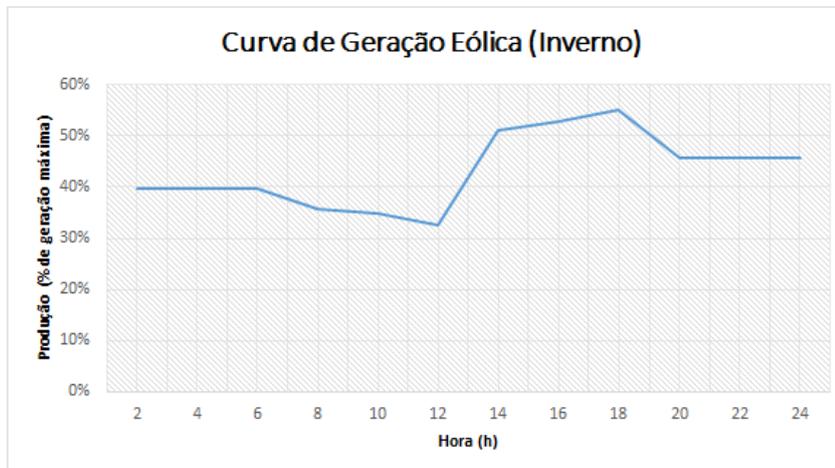


Figura B.3: Curva de Geração Eólica (Inverno).

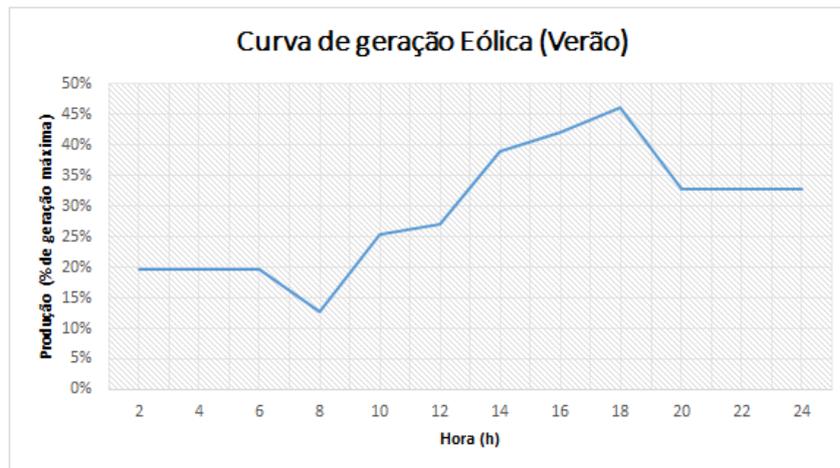


Figura B.4: Curva de Geração Eólica (Verão).

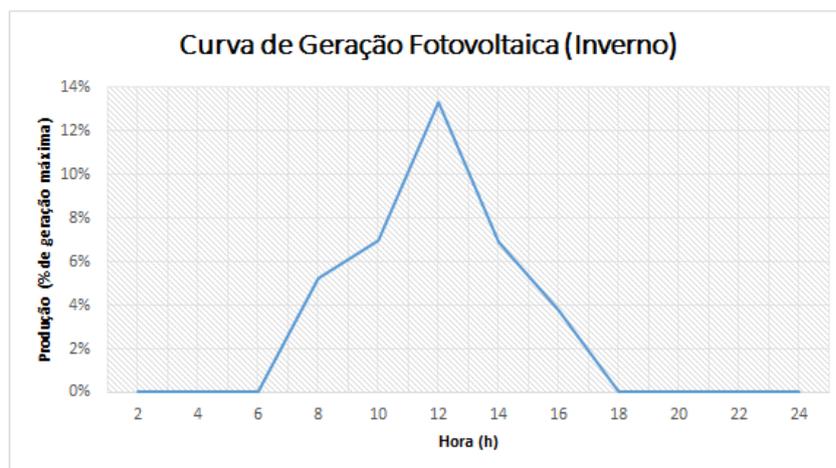


Figura B.5: Curva de Geração Fotovoltaica (Inverno).

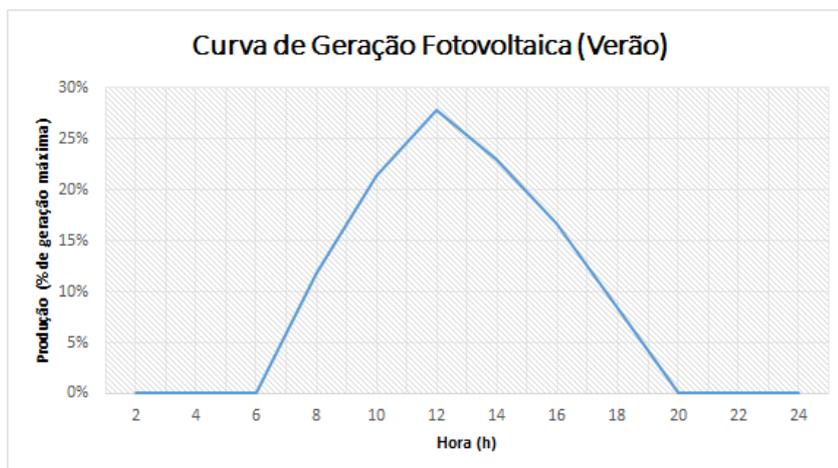


Figura B.6: Curva de Geração Fotovoltaica (Verão).

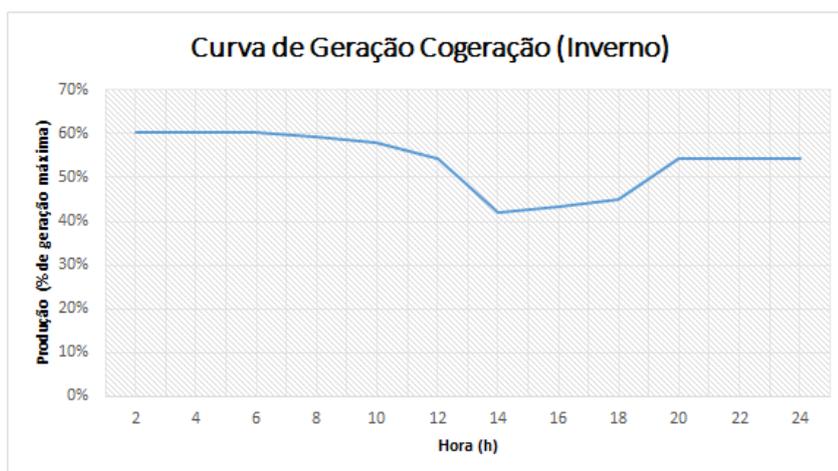


Figura B.7: Curva de Geração Cogeração (Inverno).

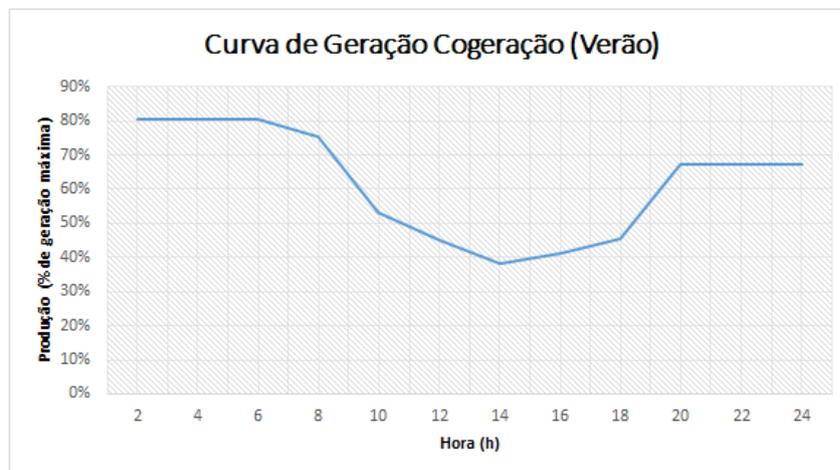


Figura B.8: Curva de Geração Cogeração (Verão).



# Referências

- [1] Carlos Coelho Leal Moreira. *Identification and development of microgrids emergency control procedures*. PhD thesis, Faculty of Engineering of University of Porto, 2008.
- [2] Nicholas Jenkins. *Embedded generation*. Number 31. IET, 2000.
- [3] João Abel Peças Lopes, André Guimarães Madureira, and Carlos Coelho Leal Monteiro Moreira. A view of microgrids. *Wiley Interdisciplinary Reviews: Energy and Environment*, 2(1):86–103, 2013.
- [4] Thomas Ackermann, Göran Andersson, and Lennart Söder. Distributed generation: a definition. *Electric power systems research*, 57(3):195–204, 2001.
- [5] Guido Pepermans, Johan Driesen, Dries Haeseldonckx, Ronnie Belmans, and William D’haeseleer. Distributed generation: definition, benefits and issues. *Energy policy*, 33(6): 787–798, 2005.
- [6] IEA. Distributed generation in liberalised electricity markets. 2002. doi: <http://dx.doi.org/10.1787/9789264175976-en>. <http://library.umac.mo/ebooks/b13623175.pdf>, Accessed: 02/03/2016.
- [7] H Lee Willis. *Distributed power generation: planning and evaluation*. CRC Press, 2000.
- [8] JA Peças Lopes, N Hatziaargyriou, J Mutale, P Djapic, and N Jenkins. Integrating distributed generation into electric power systems: A review of drivers, challenges and opportunities. *Electric power systems research*, 77(9):1189–1203, 2007.
- [9] S Sajjad Seyedalipour and Jafar Adabi. An active control technique for integration of distributed generation resources to the power grid. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, 77:353–359, 2016.
- [10] IET Renewable Energy Series. Microgrids and active distribution networks. *The Institution of Engineering and Technology*, 2009.
- [11] P. Djapic, C. Ramsay, D. Pudjianto, G. Strbac, J. Mutale, N. Jenkins, and R. Allan. Taking an active approach. *IEEE Power and Energy Magazine*, 5(4):68–77, July 2007. ISSN 1540-7977. doi: 10.1109/MPAE.2007.376582.
- [12] F. Pilo, G. Pisano, and G. G. Soma. Advanced dms to manage active distribution networks. In *PowerTech, 2009 IEEE Bucharest*, pages 1–8, June 2009. doi: 10.1109/PTC.2009.5281947.
- [13] A. Borghetti, M. Bosetti, S. Grillo, S. Massucco, C. A. Nucci, M. Paolone, and F. Silvestro. Short-term scheduling and control of active distribution systems with high penetration of renewable resources. *IEEE Systems Journal*, 4(3):313–322, Sept 2010. ISSN 1932-8184. doi: 10.1109/JSYST.2010.2059171.

- [14] C. Borges and V. Martins. Active distribution network integrated planning incorporating distributed generation and load response uncertainties. In *Power and Energy Society General Meeting, 2012 IEEE*, pages 1–1, July 2012. doi: 10.1109/PESGM.2012.6343936.
- [15] David Treballe, Per Hallberg, Gunnar Lorenz, Pavla Mandatova, and Jorge Tello Guijarro. Active distribution system management. In *22nd International Conference and Exhibition on Electricity Distribution (CIRED 2013)*, 2014.
- [16] Janaka Ekanayake, Nick Jenkins, Kithsiri Liyanage, Jianzhong Wu, and Akihiko Yokoyama. *Smart grid: technology and applications*. John Wiley & Sons, 2012.
- [17] C. Cecati, G. Mokryani, A. Piccolo, and P. Siano. An overview on the smart grid concept. In *IECON 2010 - 36th Annual Conference on IEEE Industrial Electronics Society*, pages 3322–3327, Nov 2010. doi: 10.1109/IECON.2010.5675310.
- [18] Smart Grid. The green grid. 2008. [https://www.smartgrid.gov/files/The\\_Green\\_Grid\\_Energy\\_Savings\\_Carbon\\_Emission\\_Reduction\\_En\\_200812.pdf](https://www.smartgrid.gov/files/The_Green_Grid_Energy_Savings_Carbon_Emission_Reduction_En_200812.pdf), Accessed: 20/03/2016.
- [19] R. DeBlasio and C. Tom. Standards for the smart grid. In *Energy 2030 Conference, 2008. ENERGY 2008. IEEE*, pages 1–7, Nov 2008. doi: 10.1109/ENERGY.2008.4780988.
- [20] A. Sinha, S. Neogi, R. N. Lahiri, S. Chowdhury, S. P. Chowdhury, and N. Chakraborty. Smart grid initiative for power distribution utility in india. In *Power and Energy Society General Meeting, 2011 IEEE*, pages 1–8, July 2011. doi: 10.1109/PES.2011.6038943.
- [21] Djalma M Falcã. Smart grids e microrredes: o futuro já é presente. *Simpósio de Automação de Sistemas Elétricos, Rio de Janeiro*, 8, 2009.
- [22] António Aires Messias. Redes inteligentes de energia—smart grids. *9º Encontro Nacional do Colégio de engenharia Electrotécnica, Lisboa*, 64, 2009.
- [23] R. E. Brown. Impact of smart grid on distribution system design. In *Power and Energy Society General Meeting - Conversion and Delivery of Electrical Energy in the 21st Century, 2008 IEEE*, pages 1–4, July 2008. doi: 10.1109/PES.2008.4596843.
- [24] Robert Lasseter, Abbas Akhil, Chris Marnay, John Stephens, Jeff Dagle, Ross Guttromson, A Meliopoulos, Robert Yinger, and Joe Eto. The certs microgrid concept. *White paper for Transmission Reliability Program, Office of Power Technologies, US Department of Energy*, 2(3):30, 2002.
- [25] F. H. Guan, D. M. Zhao, X. Zhang, B. T. Shan, and Z. Liu. Research on distributed generation technologies and its impacts on power system. In *2009 International Conference on Sustainable Power Generation and Supply*, pages 1–6, April 2009. doi: 10.1109/SUPERGEN.2009.5348241.
- [26] Alice Maria Cepeda da Assunção. Integração de microgeração em larga escala nas redes de baixa tensão. Master’s thesis, Instituto Politécnico de Bragança, Escola Superior de Tecnologia e de Gestão, 2008.
- [27] Lucian Ioan Dulău, Mihail Abrudean, and Dorin Bicã. Effects of distributed generation on electric power systems. *Procedia Technology*, 12:681–686, 2014.

- [28] I. Leisse, O. Samuelsson, and J. Svensson. Coordinated voltage control in medium and low voltage distribution networks with wind power and photovoltaics. In *PowerTech (POWERTECH), 2013 IEEE Grenoble*, pages 1–6, June 2013. doi: 10.1109/PTC.2013.6652349.
- [29] José Caçote. Aspetos gerais da qualidade da energia. November 2012. <https://ise.ualg.pt/home/sites/default/files/ise/Electrica/qenergia.pdf>, Accessed: 30/05/2016.
- [30] S. Boljevic and M. F. Conlon. The contribution to distribution network short-circuit current level from the connection of distributed generation. In *Universities Power Engineering Conference, 2008. UPEC 2008. 43rd International*, pages 1–6, Sept 2008. doi: 10.1109/UPEC.2008.4651554.
- [31] Muhammad Aslam Uqaili, Anwar Ali Sahito, Imtiaz A Halepoto, Zubair Ahmed Memon, and Sada Bakhsh Dars. Impact of distributed generation on network short circuit level. In *Wireless Communications, Vehicular Technology, Information Theory and Aerospace & Electronic Systems (VITAE), 2014 4th International Conference on*, pages 1–5. IEEE, 2014.
- [32] Shipeng Du, Qianzhi Shao, and Gang Wang. Analysis of dg influences on system losses in distribution network. *International Journal of Grid and Distributed Computing*, 8(5): 141–152, 2015.
- [33] C. L. T. Borges and D. M. Falcao. Impact of distributed generation allocation and sizing on reliability, losses and voltage profile. In *Power Tech Conference Proceedings, 2003 IEEE Bologna*, volume 2, pages 5 pp. Vol.2–, June 2003. doi: 10.1109/PTC.2003.1304342.
- [34] Francisco M González-Longatt. Impact of distributed generation over power losses on distribution system. In *9th International Conference on Electrical Power Quality and Utilization*, 2007.
- [35] V. H. M. Quezada, J. R. Abbad, and T. G. S. Roman. Assessment of energy distribution losses for increasing penetration of distributed generation. *IEEE Transactions on Power Systems*, 21(2):533–540, May 2006. ISSN 0885-8950. doi: 10.1109/TPWRS.2006.873115.
- [36] Angel Fernández Sarabia. *Impact of distributed generation on distribution system*. PhD thesis, Aalborg University, 2011.
- [37] Stefania Conti. Analysis of distribution network protection issues in presence of dispersed generation. *Electric Power Systems Research*, 79(1):49–56, 2009.
- [38] G. Kaur and M. Y. Vaziri. Effects of distributed generation (dg) interconnections on protection of distribution feeders. In *2006 IEEE Power Engineering Society General Meeting*, pages 8 pp.–, 2006. doi: 10.1109/PES.2006.1709551.
- [39] R. A. Walling, R. Saint, R. C. Dugan, J. Burke, and L. A. Kojovic. Summary of distributed resources impact on power delivery systems. *IEEE Transactions on Power Delivery*, 23(3): 1636–1644, July 2008. ISSN 0885-8977. doi: 10.1109/TPWRD.2007.909115.
- [40] Smita Shrivastava, S Jain, and RK Nema. Distributed generation: technical aspects of interconnection. *Int J Emerg Technol*, 1(1):37–40, 2010.
- [41] I. El-Samahy and E. El-Saadany. The effect of dg on power quality in a deregulated environment. In *IEEE Power Engineering Society General Meeting, 2005*, pages 2969–2976 Vol. 3, June 2005. doi: 10.1109/PES.2005.1489228.

- [42] Marcello Farina, Antonio Guagliardi, Federico Mariani, Carlo Sandroni, and Riccardo Scatoloni. Model predictive control of voltage profiles in mv networks with distributed generation. *Control Engineering Practice*, 34:18–29, 2015.