Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto

Exploração de Redes de Distribuição Ativas

Hugo dos Reis Carneiro

VERSÃO FINAL

Dissertação realizada no âmbito do
Mestrado Integrado em Engenharia Eletrotécnica e de Computadores
Major Energia

Orientador: Professor Doutor Fernando Pires Maciel Barbosa

Julho 2013

© Hugo Carneiro, 2013

Resumo

A recente evolução das redes de distribuição de energia, com a integração de fontes de produção dispersa (principalmente energias renováveis) em diferentes níveis de tensão, média e baixa tensão, provocou uma mudança na análise e exploração das redes de distribuição.

As redes de distribuição passaram de uma exploração passiva, em que o trânsito de energia era unidirecional, desde as fontes produtoras até aos consumidores, para uma exploração ativa, em que o trânsito de energia será bidirecional.

O progresso verificado ao longo dos últimos anos com o aumento das fontes de produção dispersa provocou alguns impactos indesejáveis na rede de distribuição. Com o objetivo de minimizar esses impactos, maximizar a capacidade da rede em aceitar fontes de produção dispersa e assim adiar o reforço das redes, têm sido desenvolvidas estratégias de gestão, controlo e planeamento da rede de distribuição, para ter em consideração este novo paradigma dos Sistemas Elétricos de Energia (SEE).

O principal objetivo desta dissertação é estudar os impactos da integração de fontes de produção dispersa e analisar a gestão e controlo ativo nas redes de distribuição.

Palavras-chave: Energias Renováveis, Microfontes, Micro-redes, Produção Dispersa, Redes de Distribuição Ativas, Redes Inteligentes de Energia, Veículo Elétrico

Abstract

The recent evolution of energy distribution networks, with the integration of distributed generation sources (mainly renewable energy) at different voltage levels, medium and low voltage, has caused a change in the analysis and operation of distribution networks.

Distribution networks have gone from a passive exploitation, where the energy flow was unidirectional, from production sources to consumers, to an active exploitation, in which the energy flow will be bidirectional.

The progress made during the last few years with the increase of distributed generation sources has caused some undesirable impacts on the distribution network. Aiming to minimize these impacts, maximize network capacity to accept distributed generation sources and thus postpone strengthening networks, management strategies, planning and control of the distribution network have been developed, so as to take into account the new paradigm of the Electrical Power Systems.

The main objective of this dissertation is to study the impact of the integration of distributed generation sources and analyze the active management and control in distribution networks.

Keywords: *Active Distribution Network, Distributed Generation, Electric Vehicle, Microgrids, Microsources, Renewable Energy, Smartgrids*

Agradecimentos

Deixo uma palavra de apreço e agradecimento a todas as pessoas que me apoiaram e permitiram que concluísse este ciclo da minha vida.

Agradeço ao meu orientador, Professor Doutor Fernando Pires Maciel Barbosa, a forma como sempre me apoiou e motivou, sem os quais este trabalho não teria sido possível. Pelas suas recomendações e cordialidade com que sempre me recebeu, um sincero obrigado.

Aos meus pais, Manuela e Henrique, que sempre me incentivaram e demonstraram a maior confiança do Mundo em mim.

Um agradecimento especial à minha namorada, Helena, por todo o apoio e disponibilidade com que acompanhou este percurso.

A todos os meus colegas e amigos, pelos momentos de estudo e lazer que caracterizam a plena vida académica.

Por fim, e não menos importante, agradeço a todas as pessoas que de forma direta ou indireta me ajudaram a completar esta etapa da minha vida.

A todos, um sincero obrigado.

“O único lugar onde sucesso vem antes do trabalho é no dicionário”

Albert Einstein

Índice

Resumo iii

Abstract v

Agradecimentos vii

Lista de figuras xiii

Lista de tabelas xvii

Abreviaturas e Símbolos xix

Capítulo 1 1

Introdução 1
1.1 - Motivação 1
1.2 - Objetivos da Dissertação 2
1.3 - Estrutura da Dissertação 2

Capítulo 2 3

A Evolução das Redes de Distribuição com a Mudança de Paradigma 3
2.1 - Introdução 3
2.2 - Conceito de Produção Dispersa 5
2.3 - Conceito de Micro-Rede 9
2.4 - Redes de Distribuição Ativas 11
2.5 - O Futuro da Exploração das Redes de distribuição com a evolução das SmartGrids 13
2.6 - Caso de Estudo - InovGrid 14
2.7 - Conclusões 16

Capítulo 3 19

Tecnologias utilizadas na Produção Dispersa 19
3.1 - Introdução 19
3.2 - Fontes de Energia Não Renovável 20
3.2.1 - Cogeração com ciclo combinado (CHP) 20
3.2.2 - Células de combustível (*Fuel Cells*) 21
3.3 - Fontes de Energia Renovável 21
3.3.1 - Sistemas Solares Fotovoltaicos 21
3.3.2 - Sistemas de Geração Eólica 23
3.3.3 - Sistemas Mini-hidríca 24
3.4 - Sistemas de Armazenamento de Energia 25
3.4.1 - Baterias 25
3.4.2 - Volante de Inércia (*Flywheel*) 26

3.4.3 - *Vehicle-to-Grid* (V2G) 26
3.5 - Conclusões 27

Capítulo 4 29

Impacto da integração de fontes de Produção Dispersa na Rede de Distribuição 29
4.1 - Introdução 29
4.2 - Novo paradigma do planeamento das Redes de Distribuição 30
4.3 - Impacto no Trânsito de Potência bidirecional 30
4.4 - Alterações no Perfil de Tensão 30
4.5 - Impacto nas Correntes de curto-circuito 33
4.6 - Impacto na Qualidade da Energia 33
4.7 - Impacto nos Sistemas de Proteção 34
4.8 - Impacto no Mercado de Energia 36
4.9 - Alterações no SCADA 37
4.10 - Conclusões 39

Capítulo 5 41

Análise do impacto da integração de fontes de Produção Dispersa numa Rede de Teste 41
5.1 - Apresentação do Caso de Estudo 41
5.2 - Análise dos Resultados 43
5.2.1 - Comparação das Simulações 1, 2 e 3 43
5.2.2 - Comparação das Simulações 4, 5 e 6 49
5.2.3 - Perdas 56
5.2.4 - Congestionamentos 57
5.3 - Conclusões 59

Capítulo 6 61

Conclusões e Perspetivas de trabalho futuro 61
6.1 - Conclusões 61
6.2 - Perspetivas de trabalho futuro 62

Referências 63

Anexo A 65
Rede de Teste 65

Anexo B 69
Diagramas de carga e curvas de geração 69

Lista de figuras

Figura 2.1 - Organização do Sistema Elétrico de Energia Tradicional [2].....4

Figura 2.2 - Metodologia geral de análise e planeamento de sistemas de distribuição com integração de Produção Dispersa [5]. 6

Figura 2.3 - Organização do Sistema Elétrico de Energia com integração de Produção Dispersa [2].....8

Figura 2.4 - Arquitetura Geral de uma Micro-rede - localização dos controlos locais e globais existentes na mesma [2]. 10

Figura 2.5 - Benefício do controlo ativo automático de tensão, comparando com um controlo passivo [10]. 11

Figura 2.6 - Esquema Geral de uma Rede de Distribuição Ativa [11]..... 12

Figura 2.7 - Benefícios dos *stakeholders* resultantes do aparecimento das Redes Inteligentes de Energia [12]..... 14

Figura 2.8 - Arquitetura utilizada no projeto *InovGrid* [13]..... 16

Figura 3.1 - Esquema geral de um Sistema de Cogeração com ciclo combinado [14]. 20

Figura 3.2 - Esquema da interligação à rede de um Sistema Solar Fotovoltaico [16]. 22

Figura 4.1 - Perfil de Tensão num *feeder* radial da rede de distribuição [1]. 31

Figura 4.2 – Controlo automático de tensão num *feeder* da rede de distribuição [20]. 32

Figura 4.3 – Duas fontes de PD integradas numa rede de distribuição radial [22]. 35

Figura 4.4 – Interseção das curvas da procura e oferta de energia [24]. 37

Figura 4.5 – Evolução do sistema SCADA [26]. 38

Figura 5.1 – Rede de teste selecionada [28]. 42

Figura 5.2 - Tensões no barramento 5 para as várias simulações no Inverno. 43

Figura 5.3 - Tensões no barramento 5 para as várias simulações no Verão. 44

Figura 5.4 - Tensões no barramento 10 para as várias simulações no Inverno..... 44

Figura 5.5 - Tensões no barramento 10 para as várias simulações no Verão..... 45

Figura 5.6 - Tensões no barramento 12 para as várias simulações no Inverno..... 45

Figura 5.7 - Tensões no barramento 12 para as várias simulações no Verão..... 46

Figura 5.8 - Tensões no barramento 23 para as várias simulações no Inverno..... 47

Figura 5.9 - Tensões no barramento 23 para as várias simulações no Verão..... 47

Figura 5.10 - Tensões no barramento 28 para as várias simulações no Inverno. 48

Figura 5.11 - Tensões no barramento 28 para as várias simulações no Verão. 48

Figura 5.12 – Tensão no Inverno e no Verão, no barramento 5, PD fotovoltaica. 49

Figura 5.13 – Tensão no Inverno e no Verão, no barramento 10, PD fotovoltaica. 49

Figura 5.14 – Tensão no Inverno e no Verão, no barramento 12, PD fotovoltaica. 50

Figura 5.15 – Tensão no Inverno e no Verão, no barramento 23, PD fotovoltaica. 50

Figura 5.16 - Tensão no Inverno e no Verão, no barramento 28, PD fotovoltaica. 51

Figura 5.17 – Tensão no Inverno e no Verão, no barramento 5, PD cogeração. 51

Figura 5.18 – Tensão no Inverno e no Verão, no barramento 10, PD cogeração. 52

Figura 5.19 – Tensão no Inverno e no Verão, no barramento 12, PD cogeração. 52

Figura 5.20 – Tensão no Inverno e no Verão, no barramento 23, PD cogeração. 53

Figura 5.21 – Tensão no Inverno e no Verão, no barramento 28, PD cogeração. 53

Figura 5.22 – Tensão no Inverno e no Verão, no barramento 5, PD eólica. 54

Figura 5.23 – Tensão no Inverno e no Verão, no barramento 10, PD eólica. 54

Figura 5.24 – Tensão no Inverno e no Verão, no barramento 12, PD eólica. 55

Figura 5.25 – Tensão no Inverno e no Verão, no barramento 23, PD eólica. 55

Figura 5.26 - Tensão no Inverno e no Verão, no barramento 28, PD eólica. 56

Figura A.1 - Rede de teste selecionada [28]. 65

Figura B.1 - Diagrama de Carga (Inverno) [29]. 69

Figura B.2 - Diagrama de Carga (Verão) [29]. 70

Figura B.3 - Curva de Geração Eólica (Inverno). 70

Figura B.4 - Curva de Geração Eólica (Verão). 71

Figura B.5 - Curva de Geração Cogeração (Inverno)..... 71

Figura B.6 - Curva de Geração Cogeração (Inverno)..... 72

Figura B.7 - Curva de Geração Fotovoltaica (Inverno). 72

Figura B.8 - Curva de Geração Fotovoltaica (Verão). 73

Lista de tabelas

Tabela 3.1 — Classificação dos tipos de centrais hidroelétricas [17]. 24

Tabela 3.2 — Classificação da queda das centrais hidroelétricas [17]. 24

Tabela 5.1 — Congestionamentos nas diferentes simulações (1, 2 e 3), no Inverno 58

Tabela 5.2 — Congestionamentos nas diferentes simulações (1, 2 e 3), no Verão 58

Tabela A.1 - Parâmetros das Linhas 66

Tabela A.2 - Parâmetros dos transformadores 67

Tabela A.3 - Parâmetros das cargas 67

Tabela A.4 - Parâmetros dos geradores 67

Abreviaturas e Símbolos

Lista de abreviaturas

AT	Alta Tensão
AVC	*Automatic Voltage Control*
BT	Baixa Tensão
CA	Corrente Alternada
CC	Corrente Contínua
CHP	*Combine Heat and Power*
DMS	*Distribution Management System*
DTC	*Distribution Transformer Controller*
EB	EDP *Box*
EDP	Energias de Portugal
LAN	*Local Area Network*
LC	*Load Controller*
MAT	Muito Alta Tensão
MC	*Micro-source Controller*
MGCC	*Micro-grid Central Controller*
MT	Média Tensão
OLTC	*On-load tap charger*
PD	Produção Dispersa
PRE	Produção Regime Especial
PT	Posto de Transformação
RTU	*Remote Terminal Unit*
SCADA	*Supervisory Control and Data Acquisition*
SEE	Sistema Elétrico de Energia
TI	Tecnologias de Informação
WAN	*Wide Area Network*

Capítulo 1

Introdução

1.1 - Motivação

A recente adoção de novas políticas energéticas que tem ocorrido nos últimos anos deve-se sobretudo à elevada dependência energética dos combustíveis fósseis e às preocupações ambientais, devido ao aquecimento global. Esta situação impulsionou a integração de fontes de produção dispersa no Sistema Elétrico de Energia (SEE). Inicialmente, estas fontes eram maioritariamente fontes eólicas, sendo instaladas na média tensão (MT) ou alta tensão (AT). Com a evolução das tecnologias de produção de energia renováveis (de baixa potência), têm sido instaladas na rede de baixa tensão (BT) muitas fontes produtoras (principalmente para consumo doméstico, vendendo o excedente à rede).

A integração de produção dispersa apresenta diversas vantagens, das quais se destacam, a diminuição das perdas na rede de transporte, melhoria da qualidade de serviço e alternativa à expansão/reforço das redes de transporte, das subestações e das fontes de energia convencionais.

A integração destas fontes está contudo limitada, dado causar alguns impactos no SEE, tais como: variações da tensão, congestionamentos nos ramos, qualidade da onda de tensão, alterações no trânsito de potência, dificuldades no despacho, necessidade de restruturar os sistemas de proteção, entre outros.

A inserção destas fontes ao longo dos vários níveis de tensão do SEE, obrigou à transformação da forma de exploração da rede (de passiva para ativa), com os objetivos de maximizar o número de instalações das fontes de produção dispersa, minimizando os impactos na rede e assegurando uma boa qualidade de serviço a todos os consumidores.

1.2 - Objetivos da Dissertação

A presente dissertação tem como principais objetivos:

- Estudar o impacto nas Redes de Distribuição da integração de fontes de Produção Dispersa (PD), nomeadamente em relação ao seu planeamento, condução e fiabilidade;
- Realizar uma profunda análise das Redes de Distribuição Ativas, que apresentam a particularidade do fluxo de potência ser bidirecional;
- Analisar uma rede de teste, onde serão realizadas várias simulações (trânsitos de potência) com e sem fonte de PD, e na qual vai ser realizada uma análise de congestionamentos, tensões e perdas na rede, avaliando os principais impactos da integração da PD;
- Fazer uma análise crítica dos resultados obtidos na rede de teste e apresentar as perspetivas futuras deste tema promissor.

1.3 - Estrutura da Dissertação

A dissertação está subdividida em 6 capítulos.

O presente capítulo destina-se a apresentar uma contextualização do tema na importância para a sociedade, referenciando de seguida os principais objetivos propostos e a estrutura da dissertação.

No capítulo 2 é realizado um paralelismo do SEE com exploração passiva (passado) e ativa (presente). São descritos os vários desenvolvimentos técnicos que levaram ao desenvolvimento deste tipo de exploração.

No capítulo 3 são enunciadas e explicitadas os vários tipos de tecnologia utilizados na PD, tanto de origem renovável como não renovável.

No capítulo 4 é efetuada uma análise detalhada aos impactos da integração de PD nas redes de distribuição.

No capítulo 5 são apresentados e analisados os resultados principais do caso prático.

No capítulo 6 encontram-se as principais conclusões e as perspetivas futuras do desenvolvimento das Redes de Distribuição ativas.

Capítulo 2

A Evolução das Redes de Distribuição com a Mudança de Paradigma

2.1 - Introdução

Tradicionalmente, o SEE era caracterizado pela produção de energia de forma centralizada, através das centrais convencionais de grande capacidade (centrais térmicas e hídricas). A rede de transporte ligava os centros produtores com as subestações que, por sua vez, faziam a interligação com a rede de distribuição. Na rede de distribuição encontravam-se subestações que tinham a capacidade de transformar a energia (de AT para MT) que era de seguida enviada através da rede de MT para os centros de consumo. Nestes centros estavam instalados postos de transformação que tinham como principal função transformar a energia (de MT para BT) e realizar o abastecimento elétrico do consumidor doméstico ou dos consumidores finais de MT. O SEE estava também definido como uma estrutura hierarquizada, em que o trânsito de energia era unidirecional (rede passiva), desde a muito alta tensão (MAT) até à BT, sendo esta estrutura de fácil operação e gestão [1].

A estrutura do SEE tradicional está representada na figura 2.1.

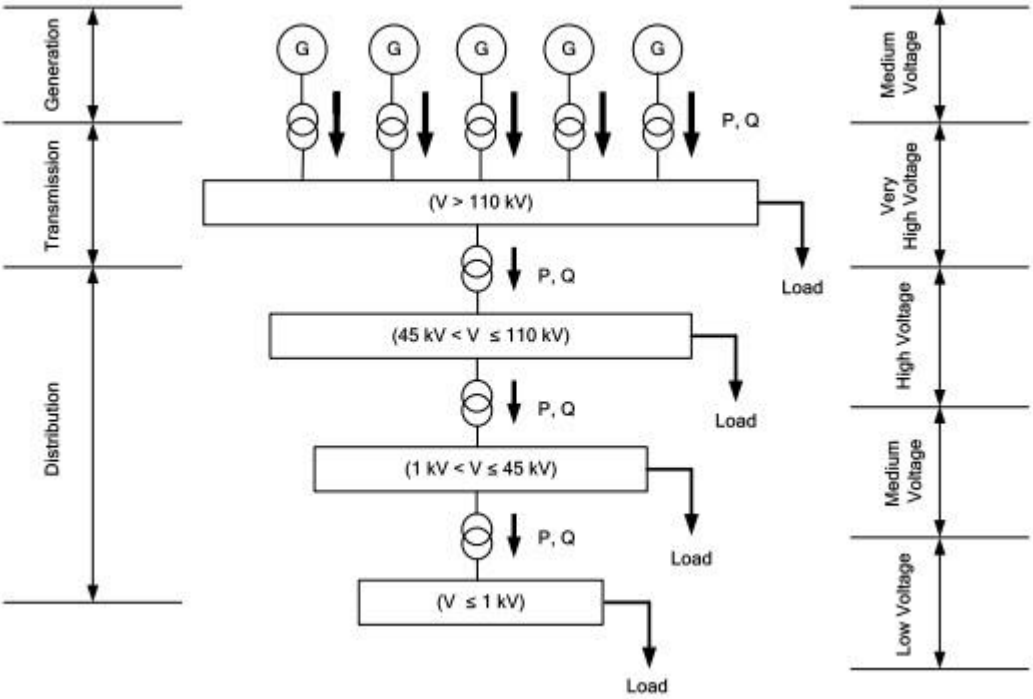

Figura 2.1 - Organização do Sistema Elétrico de Energia Tradicional [2].

Este modelo de operação, apesar de ser caracterizado como uma estrutura rígida, apresentava diversas vantagens, nas quais se realçava a fácil operação e gestão do SEE, devido à unidirecionalidade do trânsito de energia e à centralização das unidades produtoras de grande capacidade [2].

Apresentava todavia alguns inconvenientes. De um modo geral, as fontes de energia tinham uma elevada dependência dos combustíveis fósseis (petróleo e/ou carvão) usados na produção de energia elétrica, o que implicava grandes impactos ambientais; a fiabilidade do SEE era outro ponto crítico, uma vez que caso existisse um defeito numa fonte produtora (posição hierárquica mais elevada) poderia afetar um elevado número de consumidores, o que para que tal não sucedesse obrigava a uma elevada reserva do sistema de produção; por fim, a grande distância entre os centros produtores e consumidores envolvia um grande investimento na instalação, exploração e manutenção das redes de transporte, assim como originava uma elevada quantidade de perdas.

Com o aumento do consumo de energia elétrica, aliado à necessidade de combater os problemas referidos anteriormente, começaram a ser desenvolvidos esforços com o objetivo de poderem ser integradas fontes produtoras, denominadas de Produção Dispersa (PD) (que utilizavam principalmente recursos renováveis), nas redes de distribuição. Este novo paradigma de produção de energia elétrica, utilizando energias renováveis, atraiu o interesse de todos os intervenientes, entre os quais, o Operador do Sistema e o Operador de Mercado. A chave para o sucesso deveu-se ao interesse das entidades Governamentais em querer

cumprir os protocolos internacionais assinados, onde se comprometiam a reduzir a poluição ambiental de modo a atenuar o aquecimento global.

Nos últimos anos existiram grandes restruturações no Setor Elétrico, na qual de destaca a Liberalização do Mercado Elétrico, que transformou uma estrutura verticalmente integrada, onde a empresa responsável por cada setor (Transporte, Distribuição e Comercialização) detinha o monopólio do mercado, num mercado livre e competitivo onde a produção e comercialização de eletricidade é realizada numa lógica de mercado em regime de livre concorrência. Com esta restruturação, verificou-se um crescimento acentuado da integração de produtores independentes e da PD nas redes de distribuição, uma vez que, simultaneamente, foram implementados alguns benefícios fiscais e remuneratórios.

Apesar de todas as vantagens já referenciadas, a integração da PD na Rede de Distribuição apresenta vários impactos, tais como: variações nas tensões do sistema, congestionamento de ramos na rede de distribuição e subestações, aumento da potência de curto-circuito, entre outros. Para ultrapassar estes inconvenientes foi necessário serem desenvolvidas técnicas de controlo mais rígidas, com o objetivo de promover a fiabilidade das redes de distribuição e a qualidade de serviço oferecida [1].

2.2 - Conceito de Produção Dispersa

Nos últimos anos, os Sistemas Elétricos de Energia têm verificado um aumento da integração da PD nas redes de distribuição devido à Liberalização do Mercado Elétrico, à crescente preocupação da poluição ambiental e ao aquecimento global.

Apesar de não haver um consenso quanto a uma definição genérica, é importante referir que a PD é reconhecida como o conjunto de todas as fontes produtoras (maioritariamente de origem renovável) e sistemas de armazenamento que se encontram ligados à rede de distribuição de MT (1kV<U<30kV) ou BT (U<1kV), próximo dos locais de consumo [3].

Inicialmente, as fontes de PD eram integradas seguindo uma filosofia "*fit and forget*", em que a exploração destas fontes na rede era simplesmente passiva. Adotando esta filosofia, as fontes de PD não prestavam nenhum serviço de sistema, a não ser o fornecimento de energia elétrica à rede de distribuição. Este tipo de exploração não incluía um controlo centralizado, restringindo-se apenas a um controlo local, pelo que a integração da PD estava limitada, uma vez que o operador do sistema não conseguia gerir a colaboração que cada fonte daria à rede [4]. Por outro lado, caso não fossem adotadas novas técnicas de gestão e controlo do SEE, o reforço das interligações seria inevitável, o que causaria bastantes impactos sobre o ponto de vista económico e ambiental.

Com o passar dos anos, a alternativa encontrada de modo a minimizar os impactos referidos acima, foi o desenvolvimento de processos de monitorização, gestão e controlo, onde são especificados todos os dados das fontes de geração e das cargas a alimentar, de modo a otimizar o funcionamento do Sistema Elétrico. Com a inserção destes mecanismos de

controlo aliado à gestão ativa da rede, foi possível diminuir progressivamente o impacto da integração das fontes de PD, e, ao mesmo tempo, usufruir de todos os benefícios que trouxeram para o funcionamento global do Sistema Elétrico, em especial nas redes de distribuição.

Com o objetivo de analisar eventuais impactos da integração da PD e as várias alternativas, com vista à obtenção de um melhor funcionamento do Sistema Elétrico, encontra-se representado na figura 2.2 um fluxograma, que permite analisar várias possibilidades, com a finalidade de determinar a solução ótima (a nível económico e técnico) do projeto a implementar [5].

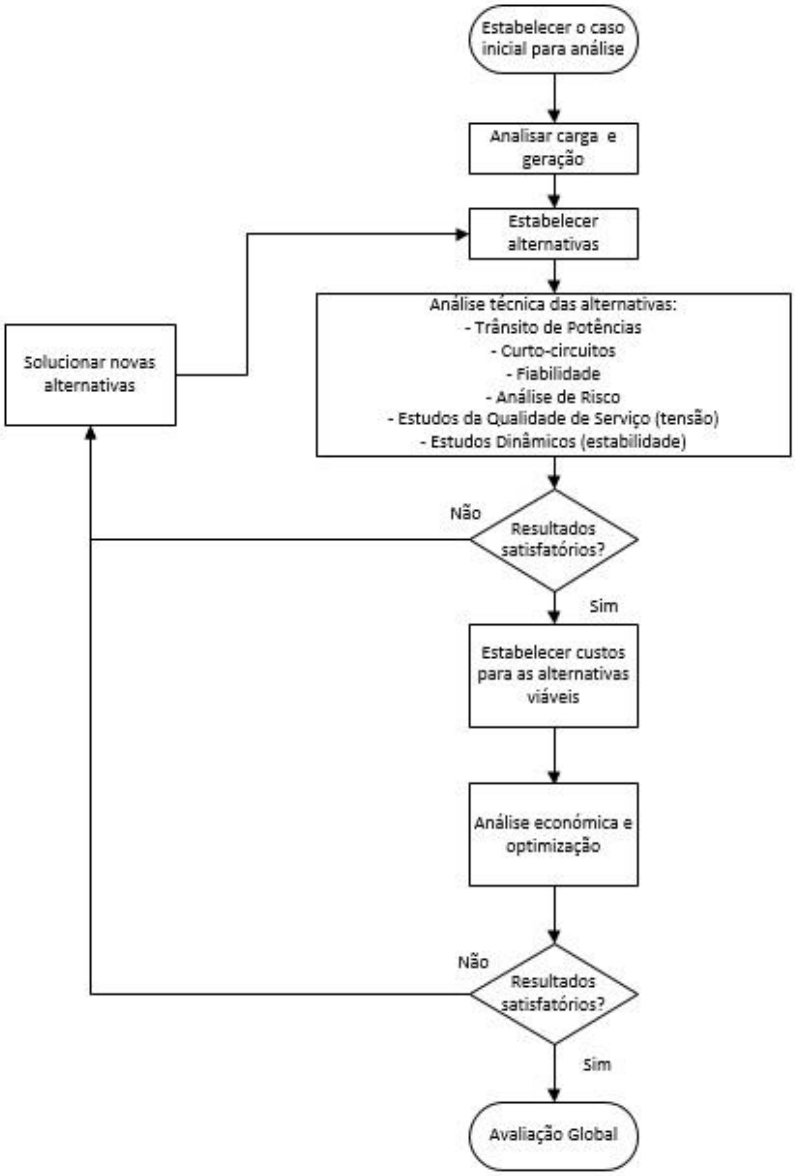

Figura 2.2 - Metodologia geral de análise e planeamento de sistemas de distribuição com integração de Produção Dispersa [5].

As principais vantagens da integração da PD nas redes de distribuição são [6]:

- Redução de perdas, devido à menor distância entre o local de produção (através das fontes de energia dispersa) e consumo;
- Alternativa à expansão/reforço das infraestruturas elétricas, nomeadamente as redes de transporte, subestações e fontes produtoras convencionais. A PD permite produzir energia mais próxima dos consumidores, o que permitirá adiar o reforço das linhas, diminuindo desde logo os trânsitos de potência nas redes de transporte;
- Diminuição da emissão de gases poluentes, com o aumento da instalação de fontes de energia renovável;
- Menor dependência energética, com a redução da importação de combustíveis fósseis;
- Melhoria da qualidade de serviço, com uma maior eficiência no fornecimento de energia elétrica;
- Melhoria da fiabilidade do Sistema Elétrico;
- Capacidade de fornecer (ao SEE) serviços auxiliares, tais como, controlo da potência reativa e, consequentemente, da tensão;
- Redução nos preços de mercado de eletricidade, uma vez que é determinado pela interseção da curva da procura e da oferta. Com a integração da PD renovável a quantidade de energia a ser transacionada em mercado vai diminuir, diminuindo consequentemente o preço de mercado.

Como se pode verificar na figura 2.3, o SEE sofreu modificações consideráveis com objetivo de integrar PD na rede de distribuição, uma vez que a rede não tinha sido planeada para suportar injeções de potência na MT e BT. A gestão da rede passou de passiva, em que o trânsito de energia era unidirecional, para ativa, em que o trânsito de energia é bidirecional.

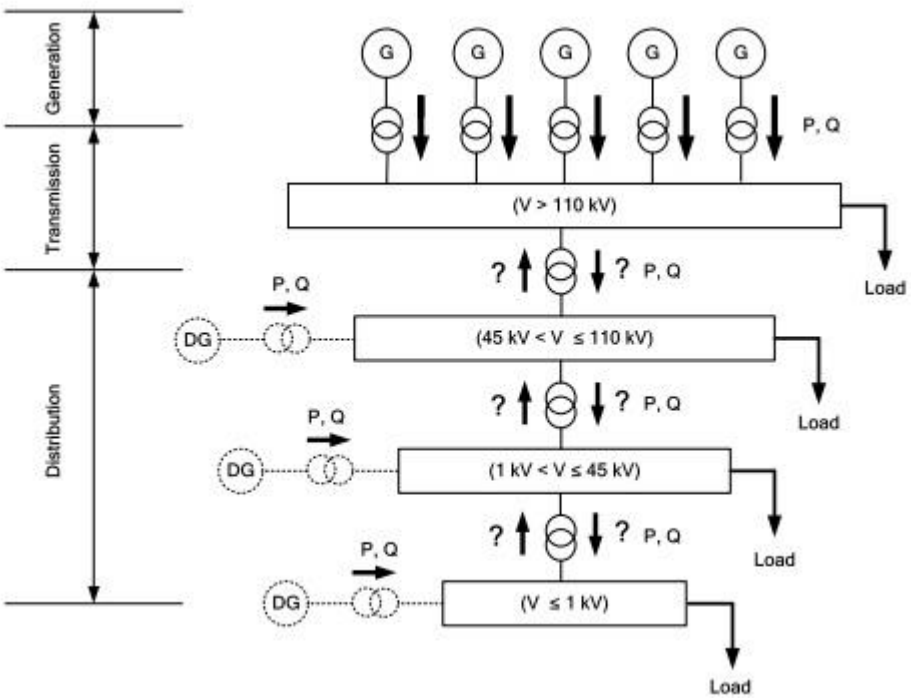

Figura 2.3 - Organização do Sistema Elétrico de Energia com integração de Produção Dispersa [2].

De acordo com os resultados disponibilizados pela REN [7], as fontes de produção de origem renovável abasteceram cerca de 70% do consumo no 1º trimestre de 2013. Entre Janeiro e Março a produção hidroelétrica aumentou 312% face ao mesmo período do ano anterior, abastecendo 37% do consumo. A produção eólica aumentou 60% fornecendo energia a 27% do consumo. Estas duas fontes de produção de energia renovável são as que apresentam resultados mais relevantes, com a quase duplicação de produção face ao período homólogo de 2012. É de salientar que o regime eólico verificado nos três primeiros meses de 2013, 36% acima da média, foi o mais elevado de sempre.

Com a evolução tecnológica que tem ocorrido nos últimos tempos, é importante referenciar que a PD de pequena escala (desde alguns kW até 100kW) que é ligada diretamente à rede de BT está a assumir um papel considerável no SEE, contribuindo para melhorar a estabilidade, fiabilidade e qualidade de serviço do SEE [2]. Estes tipos de fontes são geralmente denominadas de microgeradores e têm como objetivo produzir energia elétrica e/ou calor através de instalações de pequena capacidade, usando fontes renováveis (por exemplo, mini-hídricas, painéis fotovoltaicos e micro geradores eólicos) ou utilizando fontes não renováveis (*fuel cells*, microturbinas e micro-cogeração) que permitem produzir energia elétrica através da transformação de combustíveis fósseis.

2.3 - Conceito de Micro-Rede

A crescente capacidade da integração da PD no Sistema Elétrico, permitiu que os próprios consumidores possam produzir energia, satisfazendo as suas necessidades e, eventualmente, vender o excedente à rede.

Segundo [8], uma micro-rede é definida como um *feeder* de BT, ao qual estão ligados várias microfontes, sistemas de armazenamento de energia e cargas controláveis. Apresenta a particularidade de ser gerida por um sistema de controlo hierarquizado, que é suportado por uma infra-estrutura de comunicação altamente fiável. Uma micro-rede apresenta dois modos de funcionamento, interligada (modo normal) com a rede de distribuição ou isolada (modo de emergência) da rede de distribuição.

Os principais benefícios da criação de micro-redes são o aumento da qualidade e segurança do fornecimento da energia, a melhoria da capacidade de controlo da tensão local e a possibilidade de melhorar a eficiência de produção de energia (recorrendo, por exemplo, aos sistemas de cogeração (CHP)).

Para além dos elementos constituintes de uma micro-rede já referenciados, é importante salientar a presença de equipamentos de armazenamento de energia (*flywheels*, baterias ou super-condensadores) e de sistemas de cogeração (CHP) onde é produzida energia e calor.

As Micro-Redes apresentam uma característica particular, bastante importante, uma vez que apresentam a capacidade de operar em dois modos [2]:

- <u>Interligadas com a Rede de Distribuição</u> (modo normal): A micro-rede encontra-se interligada com a rede de distribuição de MT ou BT, sendo total ou parcialmente alimentada por esta; por outro lado, caso exista excesso de microgeração face às cargas a alimentar, o excedente será exportado para a rede de distribuição imediatamente a montante;
- <u>Isoladas da Rede de Distribuição</u> (modo de emergência): Caso ocorra algum defeito a montante, ou caso seja necessário proceder a manobras de manutenção, a micro-rede tem a capacidade de funcionar em modo isolado, o que permitirá alimentar as cargas da micro-rede. Esta funcionalidade tem como objetivo melhorar a fiabilidade do sistema.

As fontes de microgeração presentes nas micro-redes podem ser consideradas não controláveis, parcialmente controláveis ou mesmo totalmente controláveis, dependendo da energia primária utilizada. Por exemplo, caso a energia primária utilizada seja a energia solar ou eólica, as microfontes são consideradas não controláveis; se a energia primária for combustível, as microfontes são consideradas controláveis. A micro-rede, em geral, é considerada como uma simples carga controlável, na medida em que pode consumir ou

injetar na rede energia elétrica, dependendo da capacidade de produção que apresenta e das necessidades da rede a montante.

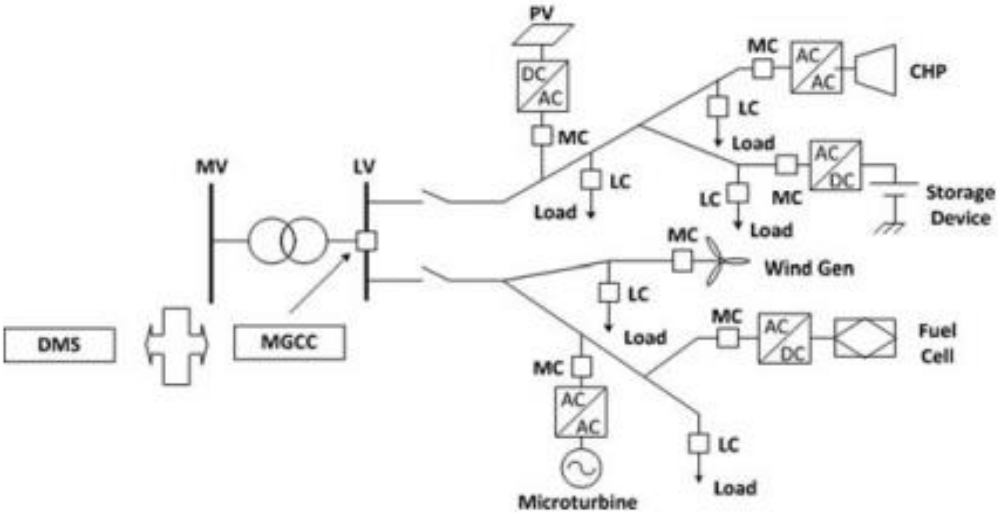

Figura 2.4 - Arquitetura Geral de uma Micro-rede - localização dos controlos locais e globais existentes na mesma [2].

Como se pode ver na figura 2.4, a micro-rede apresenta um sistema de controlo bem definido, com o objetivo de promover a fiabilidade da mesma. Inicialmente, é realizado um controlo local em cada carga e microfonte/equipamento de armazenamento de energia. Em cada carga é inserido um LC (*Load controller*) capaz que monitorizar a potência que é consumida pela carga. Por sua vez, em cada microfonte/equipamento de armazenagem é inserido um MC (*Micro-source controller*) que tem como principal objetivo gerir os níveis de produção de energia ativa e reativa. Para assegurar o bom funcionamento do sistema é necessário que estes dois tipos de controladores estejam em permanente comunicação com o MGCC (*Micro-grid central controller*), que suporta uma grande quantidade de funções capazes de gerir técnica e economicamente a micro-rede. O MGCC é responsável por realizar a interface entre esta e a rede de distribuição de MT [2].

A posição hierárquica mais elevada num sistema de gestão e controlo de uma micro-rede é a do DMS (*Distribution Management System*) que comunica com vários MGCC's, sendo que cada um destes transmitirá ordens aos respetivos LC e/ou MC.

A fácil instalação das fontes de produção e sistemas de gestão das micro-redes, permitirá melhorar a capacidade de abastecimento elétrico em zonas de difícil acesso (longe das redes de distribuição) em que pode não compensar economicamente expandir a rede. As regiões que estão sujeitas a intempéries violentas e que podem ficar com fracas linhas de comunicações também são englobadas nas principais privilegiadas deste tipo de tecnologia [9]. A instalação de micro-redes nestes locais aproximará os centros de produção e consumo, diminuindo as perdas, aumentando a fiabilidade do sistema e melhorando as qualidades dos níveis de tensão e frequência.

2.4 - Redes de Distribuição Ativas

A integração de fontes de PD está a obrigar à realização de grandes alterações na forma de exploração do SEE. Hoje em dia, as redes de distribuição ainda não apresentam todas as potencialidades necessárias para o rápido crescimento da instalação de fontes de PD que são ligadas à rede de distribuição. Como é desejável o seu rápido aumento, têm sido desenvolvidos esforços nos últimos tempos, com o objetivo de manter o SEE estável e, ao mesmo tempo fiável, sendo para isso necessário uma maior interação entre as cargas e as fontes de produção, o que se traduzirá numa maior complexidade do sistema.

Na figura 2.5 é apresentado o resultado de um estudo [10], que mostra as vantagens de uma gestão ativa (por parte do DMS) do controlo automático de tensão (AVC) em detrimento de uma gestão passiva.

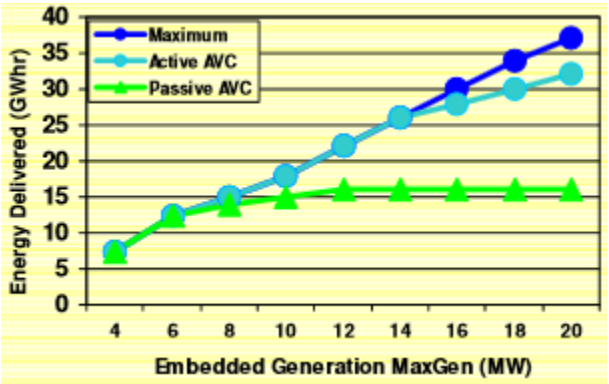

Figura 2.5 - Benefício do controlo ativo automático de tensão, comparando com um controlo passivo [10].

Com a realização de um controlo passivo do AVC, a capacidade de integração de fontes de PD é muito limitada; por outro lado, um controlo ativo do AVC, permitirá aumentar consideravelmente a capacidade de integração de PD, como se pode verificar na figura 2.5.

As particularidades das fontes de energia de PD de origem renovável (sistemas de produção não controlável, por exemplo) e a necessidade de assegurar a eficiência económica da tecnologia obrigam a uma rígida gestão e controlo do SEE e a uma comunicação constante entre os equipamentos e operadores da rede, de modo a que se possa garantir a fiabilidade, estabilidade e continuidade de abastecimento de energia.

A figura 2.6 representa o esquema geral de uma Rede de Distribuição Ativa [11].

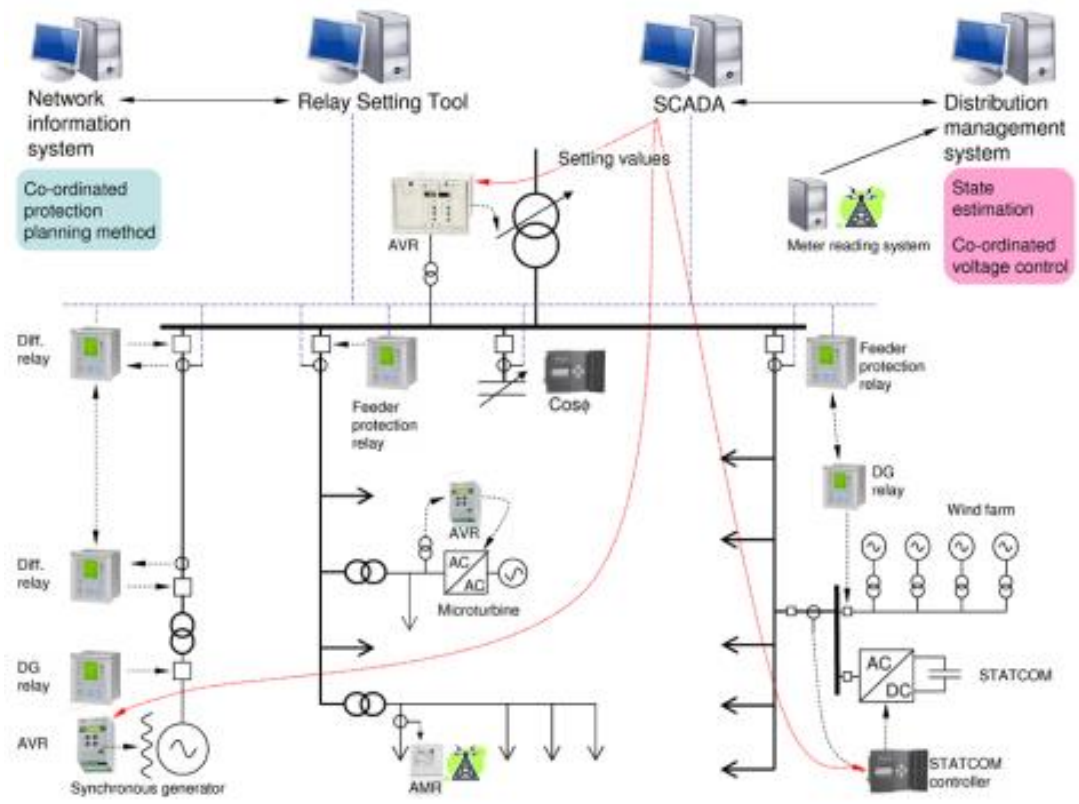

Figura 2.6 - Esquema Geral de uma Rede de Distribuição Ativa [11].

Com o intuito de aproveitar todas as vantagens da integração de PD é necessário recorrer a um sistema de comunicação seguro, de modo a que possa haver trocas de informação entre equipamentos, quanto à energia procurada, energia a produzir e as demais ocorrências no SEE.

Num futuro próximo, prevê-se que o veículo elétrico ganhe força no mercado e possa carregar as suas baterias nas tomadas utilizadas a nível doméstico. Espera-se também que as baterias dos veículos elétricos possam criar um fluxo de potência oposto ao habitual, injetando energia na rede.

O desenvolvimento das capacidades da integração das fontes de PD e de equipamentos de armazenamento de energia, das *smartgrids* (redes inteligentes) e das redes de comunicação, aliadas aos grandes avanços verificados nas redes de comunicação e sistemas de gestão e controlo permitiu definir a rede elétrica de energia, como rede ativa.

Esta tecnologia ainda é muito recente, havendo vários aspetos onde é possível melhorar a qualidade de equipamentos e tecnologias associadas, que permitirão no futuro atingir patamares de eficiência energética bastante elevados.

2.5 - O Futuro da Exploração das Redes de distribuição com a evolução das *SmartGrids*

As redes elétricas atuais têm cumprido bem o seu papel quanto ao fornecimento de energia aos seus consumidores, mas com o aumento da dependência energética por parte da população em geral, devido ao crescente consumo de eletricidade pelos equipamentos modernos cada vez mais potentes, a grande concentração de procura de energia em períodos bem definidos (hora de almoço e de jantar, dependendo da estação do ano) e as constantes variações da procura e oferta de energia colocam em causa nomeadamente o controlo da tensão e a estabilidade do SEE, tornando-se essencial estudar e adotar novas formas de satisfazer o abastecimento elétrico, assegurando elevados padrões de qualidade e continuidade de serviço.

Com a necessidade de assegurar um SEE sustentável, combatendo o envelhecimento dos equipamentos instalados na atualidade e realizando uma boa gestão energética, surgiu o conceito de *SmartGrids*. Esta tecnologia, que vem sendo estudada e implementada em projetos-piloto, enquadra-se numa política de diminuir os impactos ambientais, melhorar a fiabilidade e qualidade de funcionamento que permitirá fomentar a estabilidade do SEE e possibilitará ao consumidor adotar uma posição mais ativa, tendo o total controlo dos seus consumos. Com esta última evolução será possível que cada consumidor se mantenha informado em tempo real, o que permitirá aumentar a capacidade de decisão com vista à otimização do seu consumo elétrico. Por outro lado, o consumidor poderá assumir um papel de produtor, através do recurso da microgeração.

O aparecimento deste novo paradigma assenta na maximização da utilização de recursos renováveis para produção de energia (tanto nas centrais de grande dimensão como nas micro-produtoras), nos equipamentos de armazenamento de energia, no melhoramento de técnicas de controlo utilizando uma gestão da rede ativa, recorrendo para isso a uma rede de comunicação alargada a todos os equipamentos da rede, e na otimização da eficiência energética de vários equipamentos da rede, como por exemplo, lâmpadas de iluminação pública de elevado rendimento.

No seguimento desta inovação, espera-se que sejam dados novos passos com a entrada em funcionamento de novos serviços, tais como [12]:

- Possibilidade de adotar tarifas em tempo real;
- Receção de notificações e alarmes de consumos através de *email*;
- Possibilidade de carregar/descarregar as baterias dos veículos elétricos, o que permitirá receber/restituir energia da/na rede, em que a variável de decisão será o preço que permitirá acrescentar rentabilidade ao utilizador;
- Automatização de serviços recorrendo à domótica, o que possibilitará um controlo remoto de vários equipamentos domésticos.

O esforço realizado com vista à criação da Rede Inteligente de Energia culminará com o aparecimento de benefícios consideráveis para todos os *stakeholders* do SEE (figura 2.7), destacando-se o Consumidor/Produtor.

Figura 2.7 - Benefícios dos *stakeholders* resultantes do aparecimento das Redes Inteligentes de Energia [12].

Os benefícios inerentes ao aparecimento destas redes permitirão unir os demais interessados no sentido de serem ultrapassadas as dificuldades existentes, com o objetivo de otimizar a exploração das redes de distribuição. É também desejado que a Rede Elétrica de futuro seja a base da fusão num SEE único a nível Europeu, que será caracterizado pela inovação tecnológica, de forma a permitir que o controlo seja realizado de uma forma centralizada e que a gestão do sistema seja pouco complexa. O Sistema Elétrico apresentará bons índices de fiabilidade, qualidade e continuidade, sendo caracterizado também pela elevada autonomia nas decisões a serem tomadas, como por exemplo, coordenação de despachos elétricos.

2.6 - Caso de Estudo - InovGrid

Portugal é um dos países que mais esforço tem desenvolvido, com a intenção de atingir novos horizontes no SEE. O surgimento do conceito *InovGrid* ocorreu nos finais de 2007, tendo sido projetado pelo operador da rede de distribuição, a EDP Distribuição. É classificado como um projeto pioneiro na área das Redes Inteligentes de Energia e tem como objetivo dar uma resposta aos grandes desenvolvimentos que as Redes Elétricas vão sofrer ao longo dos próximos anos.

A primeira instalação de dimensão considerável, do projeto *InovGrid*, foi a *InovCity* de Évora, que abrange todo o distrito de Évora. Com cerca de 54 mil habitantes, 31 mil consumidores e 341 postos de transformação, esta cidade foi selecionada uma vez que preenchia os vastos requisitos fundamentais para o sucesso desta experiência, tais como, o número de clientes, as características estruturais da rede elétrica, o nível médio de consumo e a parceria com o projeto-piloto nacional dos postos de abastecimento elétrico.

No início do desenvolvimento do projeto foi essencial definir os principais motivos que levariam ao investimento, nas quais de destaca os seguintes [13]:

- Melhorar a qualidade de serviço;
- Melhorar a eficiência energética da rede;
- Diminuir as perdas de energia;
- Automatizar as operações técnicas a realizar;
- Integrar postos de abastecimento de carga para veículos elétricos.

Para a criação de uma Rede Inteligente de Energia, como é o caso da *InovCity* de Évora, é necessário substituir e coordenar um conjunto de equipamentos, especialmente onde o nível de gestão e controlo das redes é mais limitado (zonas das baixas tensões). Como tal, foi adotada a solução apresentada na figura 2.8, em que são caracterizados os equipamentos e sistemas de medida e controlo a instalar na rede.

A EDP *Box* (EB) é considerada um dispositivo de elevada importância, uma vez que permite melhorar tanto a gestão individual de cada cliente, como a gestão da rede de BT. Este equipamento permitirá retirar de serviço os contadores tradicionais que já se encontravam bastante antiquados (em que a contagem era realizada com uma base mensal e era necessária a intervenção humana), sendo instalado na entrada de cada habitação ou empresa. Como aspetos positivos apresenta a capacidade de realizar comunicações à distância e um nível de funcionalidades muito diversificado, como por exemplo, possibilidade da realização de tele-contagem e realização de estimativa dos perfis de consumo.

O *Distibution Transformer Controller* (DTC) permite realizar uma gestão e controlo do transformador de potência ligado à rede de BT, bem como gerir os dados apresentados pelas EB's a ele associado, através da comunicação entre equipamentos. É instalado no posto de transformação MT/BT e apresenta como principais vantagens a capacidade de controlar e monitorizar todos os dados, o que se revela fundamental para a diminuição das perdas do sistema.

Os Sistemas Centrais (comerciais e técnicos) são infraestruturas que permitem recolher todo o tipo de informação dos EB's e dos DTC's. Nestes sistemas poderá ser encontrada toda a informação respeitante tanto à área comercial, (como é o caso das contagens realizadas e do tipo de tarifário adotado) como à área técnica (como por exemplo, alarmes, saídas de

serviço, valores instantâneos em cada PT). É fundamental que seja analisada a prioridade da informação a transmitir, com o objetivo de não sobrecarregar os sistemas de comunicação e, por outro lado, retirar todos os benefícios desta nova solução implementada [13]. A figura 2.8 representa a arquitetura utilizada no projeto *InovGrid* [13].

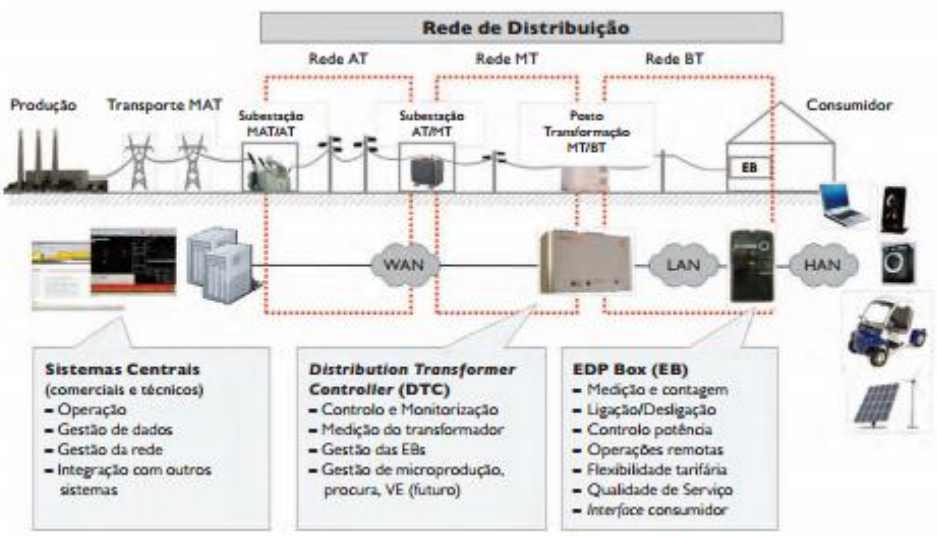

Figura 2.8 - Arquitetura utilizada no projeto *InovGrid* [13].

Este projeto tem proporcionado um aumento do interesse das empresas ligadas ao setor elétrico nacional e estrangeiro, tendo já sido realizadas várias visitas de entidades (tanto empresariais como governamentais) interessadas em absorver este conhecimento.

A EDP tem aproveitado este projeto experimental para desenvolver e aperfeiçoar mecanismos que permitam expandir e colocar as redes inteligentes num plano de afirmação a nível nacional e internacional. Nesse sentido, estão a ser desenvolvidas ações com o intuito de instalar mais 100.000 EB's noutras regiões do país, com o objetivo de serem analisadas EB's normalizadas e com uma evolução de funcionalidades, formas de comunicação mais fiáveis e impactos existentes com a mudança de topologia da rede [13].

2.7 - Conclusões

O aumento do consumo de energia a nível mundial tem impulsionado o desenvolvimento das redes de distribuição, o que levou à necessidade de reforçar as redes.

Com a crescente preocupação da poluição ambiental, aliado à necessidade de diminuir a dependência energética dos recursos fósseis, reduzir as perdas elétricas e diminuir a probabilidade de congestionamento das linhas alimentou a necessidade de uma restruturação do SEE.

A integração de fontes de PD, nomeadamente da microgeração, juntamente com a transformação da exploração do SEE de passivo (fluxo de potência unidirecional) para ativo (fluxo de potência bidirecional), tornou-se uma alternativa à necessidade de reforços da rede no presente, mantendo elevados padrões de funcionamento.

A recente liberalização do mercado energético permitiu aumentar a concorrência de mercado, com a possível apresentação de propostas por parte de produtores de menor escala. Este desenvolvimento veio favorecer um regime de maior transparência, mas, por outro lado, dificulta as ações de controlo de produção e consumo.

Com a necessidade de automatizar processos com vista a simplificar a recolha e análise de dados, surgiu o conceito de *SmartGrids* (Redes Inteligentes) que tem por base a instalação de contadores inteligentes e controladores com elevada capacidade de comunicação. No futuro, espera-se que o consumidor tenha um maior controlo sobre os seus consumos, com a entrada das leituras em tempo real, e o operador do sistema poderá realizar uma gestão e controlo de uma forma simples e realista.

Capítulo 3

Tecnologias utilizadas na Produção Dispersa

3.1 - Introdução

Este capítulo apresenta as principais tecnologias utilizadas na PD de energia elétrica, detalhando os seus modos de funcionamento e as principais aplicações de cada uma.

A PD pode utilizar dois tipos de fontes. As fontes de energia não renováveis, tais como os sistemas de cogeração (sistemas CHP), micro-turbinas e *fuel cells*, têm como principal objetivo aumentar a eficiência de produção de energia. As fontes de energia renováveis, tais como os sistemas fotovoltaicos, mini-hidrícas e (micro) geradores eólicos, têm como finalidade a redução das emissões poluentes na produção de energia elétrica.

Estes tipos de tecnologia são normalmente integradas na rede de distribuição de MT ou BT, consoante o seu nível de potência. Por exemplo, os geradores eólicos e os sistemas de CHP são normalmente instalados na rede de distribuição de MT, uma vez que apresentam níveis de potência na ordem de 1-2,5MW. As restantes tecnologias anteriormente enunciadas são inseridas na rede de distribuição de BT, dado a sua potência ser muito mais baixa (na ordem dos 100-300kW).

As fontes de armazenamento permitem armazenar a energia elétrica utilizando métodos mecânicos ou químicos, estando a sua utilização a aumentar com o objetivo de melhorar a eficiência da exploração das Redes de Distribuição. De seguida, é analisada e explicada a importância das principais tecnologias de armazenamento, entre as quais se destacam as baterias e os volantes de inércia (*fly wheels*). Por fim, será realizada uma breve descrição da tecnologia *Vehicle-to-Grid* (V2G), da qual se espera grandes resultados no futuro.

3.2 - Fontes de Energia Não Renovável

3.2.1 - Cogeração com ciclo combinado (CHP)

A Cogeração com ciclo combinado é considerada uma fonte de energia dispersa e está cada vez mais em uso, uma vez que apresenta a capacidade de produção combinada de energia térmica e elétrica, a partir da combustão de um combustível fóssil, como por exemplo, o gás natural. Apresenta como principais vantagens o seu alto rendimento (que pode chegar aos 85%) e, apesar de não ser considerada uma fonte de energia renovável, é caracterizada como um sistema "amigo" do ambiente, apresentando baixos níveis de emissões poluentes, quando comparado com as emissões conjuntas de produção elétrica através das centrais convencionais e a produção de calor.

Este tipo de fonte tem a capacidade de aproveitar o calor que seria dissipado numa fonte convencional, sendo utilizado para aquecimento ou refrigeração, recorrendo à tecnologia de refrigeração por absorção (trigeração). Desta forma, este sistema de produção de energia para além de apresentar rendimentos superiores, permite poupanças de energia significativas.

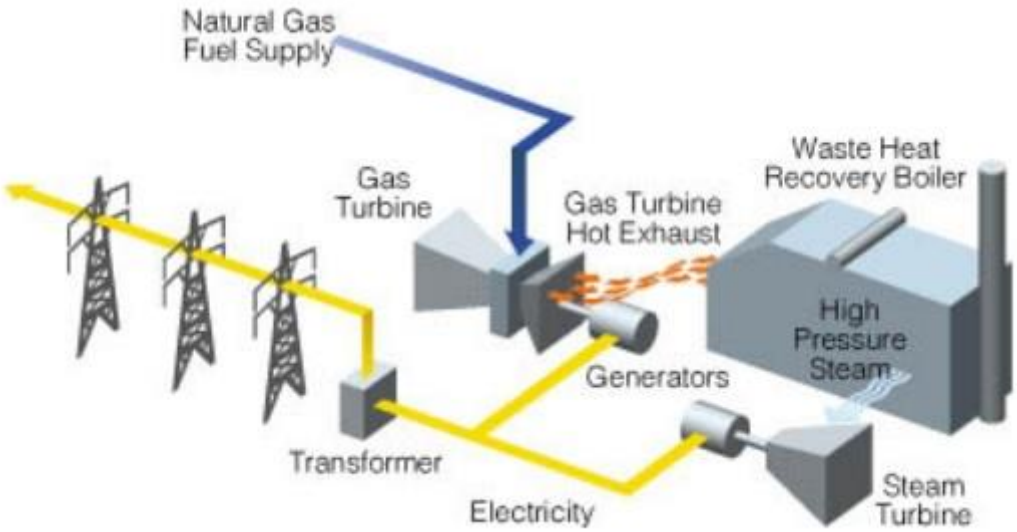

Figura 3.1 - Esquema geral de um Sistema de Cogeração com ciclo combinado [14].

Quanto à sua construção e ao processo desenvolvido para a produção de energia elétrica, é importante referir que esta tecnologia é constituída por dois sistemas de produção de energia elétrica, um com turbina a gás e outro com turbina a vapor.

Na turbina a gás dá-se a combustão do gás que colocará em funcionamento as pás da turbina que colocarão o veio em rotação e que permitirá produzir energia elétrica através do gerador. Os gases da combustão ainda apresentam níveis consideráveis de oxigénio, pelo que poderão ser aproveitados para realizar outra queima de combustível na caldeira de

recuperação e que possibilitará produzir vapor a alta pressão que acionará as pás da turbina a vapor, ao qual está ligado um gerador para produzir novamente eletricidade.

A Cogeração com ciclo combinado é bastante utilizada em indústrias, uma vez que estas recorrem muitas vezes a processos a quente, retirando partido das potencialidades desta tecnologia, com a produção conjunta de energia térmica e elétrica, a um baixo custo e com um elevado grau de independência da rede de distribuição de energia [15].

3.2.2 - Células de combustível (*Fuel Cells*)

As células de combustível (*fuel cells*) são classificadas como equipamentos eletroquímicos que permitem converter/transformar energia química (absorvida do combustível) em energia elétrica, não necessitando de transformações intermédias, como por exemplo, energia mecânica para produzir energia. Este dispositivo é composto por dois elétrodos (ânodo e cátodo) e um eletrólito, que através de combinações químicas produzem eletricidade.

Este tipo de tecnologia apresenta um custo de equipamento bastante elevado, em relação a outras tecnologias utilizadas na PD, e ainda está em fase experimental. Por outro lado existem já muitas vantagens, comparando com as centrais convencionais, tais como [15]:

- Possibilidade de utilizar como matéria-prima uma grande quantidade de combustíveis fósseis (gás natural, propano, metanol, hidrogénio, entre outros);
- Baixa necessidade de manutenção;
- Sistema com elevado índice de fiabilidade;
- Baixos níveis de emissões químicas, térmicas e sonoras;
- Facilidade de instalação.

As potências e as aplicações destas fontes de produção são bastante diversificadas, podendo ir desde cerca de 50W até 10MW.

3.3 - Fontes de Energia Renovável

3.3.1 - Sistemas Solares Fotovoltaicos

A implantação de Sistemas Solares Fotovoltaicos tem crescido nos últimos anos, seguindo as metas traçadas no Protocolo de Quioto.

O objetivo deste tipo de tecnologia é aproveitar a energia solar, transformando a potência associada à radiação solar em energia elétrica (em corrente contínua), através do efeito fotovoltaico. De modo a perfazer a potência desejada é (frequentemente) necessário agrupar em séries (fileiras) e paralelos vários módulos fotovoltaicos (sempre do mesmo tipo,

de forma a minimizar as perdas do sistema), criando desta forma um sistema mais robusto do ponto de vista mecânico e elétrico.

Estes sistemas podem ser explorados de duas formas: interligados com a rede de distribuição, ou funcionando em modo autónomo, onde a energia produzida é utilizada para consumo doméstico.

Para a implantação destes tipos de tecnologias é necessário analisar a viabilidade económica e energética do projeto a realizar. É por isso bastante importante observar a localização do sol ao longo do dia e escolher um local amplo para a instalação do equipamento, com a finalidade de retirar o maior rendimento do Sistema Solar Fotovoltaico.

O Sistema Solar Fotovoltaico é muito mais complexo que a simples junção de módulos, inclui também, nomeadamente, um inversor de corrente CC/CA e CA/CC, regulador de carga para o banco de baterias, um comutador, um contador e os respetivos equipamentos de proteção (fusíveis) [15]. As baterias são usadas apenas no modo autónomo, já que a energia produzida pode não corresponder à energia consumida, num dado momento. Desta forma, torna-se obrigatório recorrer a estes sistemas de armazenagem que permitem igualar a produção ao consumo. No caso de o Sistema de Produção estar próximo da rede de distribuição é aconselhada a exploração com ligação à rede.

A figura 3.2, representa um esquema da interligação à rede de um Sistema Solar Fotovoltaico [16].

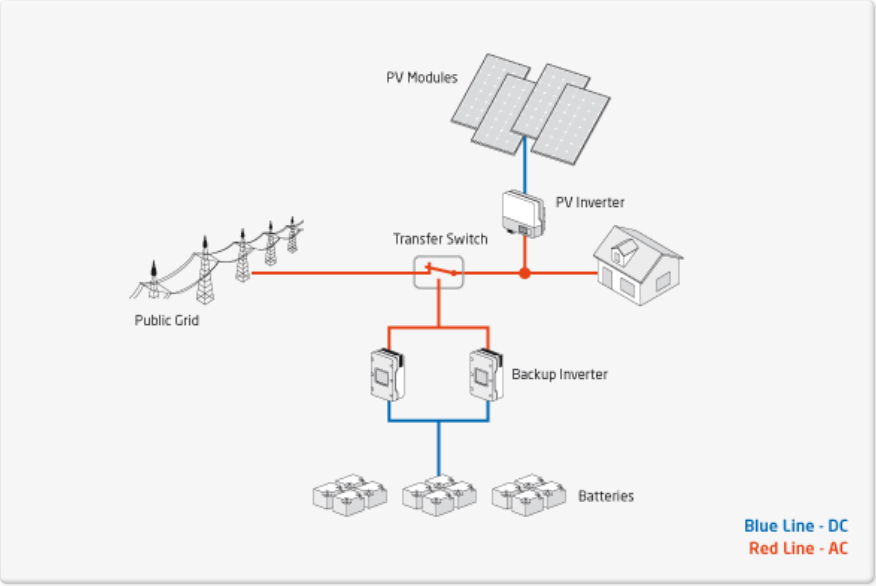

Figura 3.2 - Esquema da interligação à rede de um Sistema Solar Fotovoltaico [16].

É importante salientar que o nível de radiação solar que incide nos módulos fotovoltaicos apenas afeta a corrente, sendo que a tensão mantem-se praticamente inalterada. No caso de o nível da radiação solar diminuir, a corrente também diminuirá. O aquecimento excessivo do

módulo é que poderá provocar uma diminuição da tensão e, consequentemente, um aumento ligeiro da corrente.

Como é do conhecimento geral, o intervalo do dia que oferece melhores condições à produção de origem fotovoltaica é das 12 às 15 horas, pelo que nesse intervalo a potência produzida por estas fontes é bastante significativo. No sentido inverso, desde o anoitecer até ao amanhecer não existe produção de energia neste tipo de tecnologia.

Estas fontes de energia foram e são consideradas as principais impulsionadoras da criação de micro-redes, uma vez que são instaladas ao nível da BT. A localização escolhida para a sua exploração (no caso de a dimensão da central ser pequena) deve ser preferencialmente perto dos centros de consumo com o objetivo de reduzir as perdas no transporte; quando são centrais de elevada dimensão são escolhidas zonas onde o impacto visual seja menor, e onde existam boas características que permitam aumentar o rendimento da central.

Hoje em dia, de forma a maximizar o aproveitamento da luz solar são utilizadas técnicas de rotação do painel com a finalidade de acompanhar o movimento do Sol, de modo a maximizar os raios perpendiculares que incidem no painel.

As principais desvantagens prendem-se com o custo do equipamento para o baixo nível de rendimento que apresenta. Por outro lado, é uma fonte de energia renovável (produzindo energia sem emissão de poluentes nem ruído), apresenta um período de vida longo (~30 anos) o que permitirá recuperar o investimento inicial realizado e são equipamentos que podem ser expandidos facilmente no caso de haver espaço em redor do equipamento já instalado.

3.3.2 - Sistemas de Geração Eólica

Os Sistemas de Geração Eólica têm como princípio base a transformação de energia cinética, resultante do deslocamento de massas de ar (vento) que provoca a rotação das pás do rotor da turbina, em energia mecânica que será convertida em energia elétrica, com recurso a um gerador elétrico.

As potências deste tipo de tecnologia podem ir desde cerca de 1kW até cerca de 5MW. Dependendo da potência, o equipamento pode ser considerado uma micro-eólica (no caso de apresentar uma potência muito baixa) ou uma fonte de geração eólica (nas potências mais elevadas). No primeiro caso, estes equipamentos podem ser instalados em zonas habitadas, uma vez que apresentam um impacto visual reduzido. Por outro lado, os sistemas com maior potência são normalmente constituídos por um conjunto de aerogeradores (parques eólicos) de modo a retirar partido das condições do local onde se inserem. São instalados em locais remotos, que apresentem velocidades de vento elevadas, que permitem grandes níveis produção, e são frequentemente interligados à rede de distribuição de energia [15].

Com a sobrelotação dos locais, em terra, apropriados para a instalação de parques eólicos, começaram instalados parques eólicos *offshore*. No mar o impacto visual é praticamente nulo, havendo, consequentemente, menor resistência das populações, a

turbulência é francamente menor e o espaço disponível é considerado ilimitado. Em contrapartida, os recursos financeiros necessários para a instalação e manutenção dos parques eólicos *offshore*, nomeadamente em águas profundas, são bastante mais elevados, implicando investimentos na ordem dos 170-200% aos realizados em terra.

A produção de energia elétrica de origem eólica favorece a diminuição da dependência da produção de energia utilizando recursos fósseis, assumindo-se hoje como a principal fonte de energia renovável nos países onde os recursos hídricos são reduzidos.

3.3.3 - Sistemas Mini-hidríca

O princípio de funcionamento destas centrais é muito semelhante ao funcionamento dos geradores eólicos, com a diferença que a energia cinética resulta da queda de água, o que faz rodar as pás do rotor da turbina, permitindo no fim do processo obter energia elétrica.

Os aproveitamentos hidroelétricos em que a potência é inferior a 10MW são considerados como centrais mini-hídricas. Estas centrais são consideradas fontes de energia limpa, apresentando um impacto visual muito reduzido.

Este tipo de fonte de energia pode ser classificado quanto à potência e à altura da queda, de acordo com as tabelas 3.1 e 3.2.

Tabela 3.1 — Classificação dos tipos de centrais hidroelétricas [17].

Designação	P_{inst} (MW)
Pequena central hidroelétrica	$2 < P_{inst} \leq 10$
Mini central hidroelétrica	$0,5 < P_{inst} \leq 2$
Micro central hidroelétrica	$P_{inst} \leq 0,5$

Tabela 3.2 — Classificação da queda das centrais hidroelétricas [17].

Designação	h_u (m)
Queda baixa	$2 < h_u \leq 20$
Queda média	$20 < h_u \leq 150$
Queda alta	$h_u \geq 150$

As centrais de baixa potência são, regra geral, estruturas sem armazenamento, usualmente denominadas centrais a fio de água.

A expressão normalizada (equação 3.1) que permite determinar a potência da central hidroelétrica (em kW) é dada por [17]:

$$P = \eta * Q_n * h_b \tag{3.1}$$

em que η é o rendimento da central hidroelétrica, Q_n é o caudal (m^3/s) e h_b é a altura da queda de água (m). Quando os aproveitamentos hidroelétricos são de grandes dimensões é usual um valor de rendimento na ordem dos 80%. Em contrapartida, nos de menores dimensões o rendimento não é tão elevado, sendo usual um valor de 60 ou 70%.

As turbinas utilizadas podem ser divididas em dois tipos, ou turbinas de ação ou de reação. Para o primeiro tipo de turbina são normalmente escolhidas as turbinas de *Pelton*, que são adequadas para centrais com quedas elevadas e caudais reduzidos. O segundo tipo de turbina pode ser subdividido em turbinas axiais (*Kaplan*), utilizadas em centrais com caudais elevados e baixa queda, e em turbinas radiais (*Francis*), utilizadas em centrais com níveis de queda e caudal intermédios.

3.4 - Sistemas de Armazenamento de Energia

Na AT, a única forma de armazenar energia é recorrer à bombagem nas centrais hidroelétricas. A água depois de turbinada, é armazenada num reservatório (a jusante), sendo posteriormente bombada para um outro reservatório a montante da central, com uma cota superior. Desta forma, a água poderá ser novamente turbinada, produzindo energia. A bombagem é realizada apenas nos períodos em que há excesso de produção em relação à carga. Com a entrada, nos últimos anos, de grandes parques eólicos é importante referir que é normalmente durante a noite que ocorrem os períodos de excesso de produção.

Na MT e BT, as tecnologias de armazenamento de energia são variadas, sendo apresentadas em seguida.

3.4.1 - Baterias

As baterias são a principal fonte de armazenamento utilizada no mercado. Neste tipo de equipamento, a energia é armazenada sobre a forma de energia eletroquímica num conjunto de células que são dispostas em série, paralelo, ou ambos, com a finalidade de obter a tensão e capacidade desejada.

Este dispositivo é composto por dois elétrodos (ânodo e cátodo) e um eletrólito, que através de combinações químicas conseguem assegurar energia para quando for necessária a sua utilização. No processo de carga, os aniões (iões negativos) fluem do cátodo para o anôdo e os catiões (iões positivos) fluem do anôdo para o cátodo, com o trânsito de corrente a dar-

se no mesmo sentido que os catiões. No processo de descarga, os sentidos dos deslocamentos são contrários aos do processo de carga.

Em desenvolvimento, encontram-se as baterias de lítio que já apresentam custos competitivos e abrangem um leque de aplicações bastante considerável, desde pequenos equipamentos eletrónicos até à utilização em veículos elétricos e sistemas de armazenamento de energia.

A maior problemática das baterias prende-se com a limitada vida útil, uma vez que as constantes cargas e descargas provocam a degradação das características químicas do sistema, diminuindo consequente a vida útil do equipamento [18].

3.4.2 - Volante de Inércia (*Flywheel*)

O volante de inércia é um sistema eletromecânico que armazena energia na forma de energia cinética. É composto por uma massa que gira sobre dois mancais, com o objetivo de diminuir o atrito, e é interligado a um gerador elétrico que permite transformar a energia cinética em energia elétrica.

A energia que é armazenada pelo volante depende da sua inércia e do quadrado da velocidade de rotação [18].

Este tipo de tecnologia apresenta bastantes qualidades: ciclo de vida longo, larga faixa de temperatura no funcionamento e grande eficiência energética.

3.4.3 - *Vehicle-to-Grid* (V2G)

A tecnologia *Vehicle-to-Grid* (V2G) é bastante recente e ainda se encontra em fase de estudo e implementação. Com a entrada no mercado de veículos elétricos é expectável que as cargas das suas baterias sejam efetuadas nas garagens de casa, do escritório, ou mesmo dos centros comerciais. Com a evolução desta tecnologia é esperado que o trânsito de energia da rede para veículo seja controlável e bidirecional. Deste modo, a energia poderá fluir no sentido rede veículo, assegurando o carregamento da bateria, ou fluir no sentido inverso, com o objetivo de fornecer energia nos intervalos de pico ou mesmo fornecer níveis de reserva girante.

Uma vez que o tempo de uso da maioria dos veículos das cidades é bastante reduzido, este tipo de tecnologia permitirá assegurar o abastecimento de energia elétrica à maior parte dos consumidores, uma vez que em caso de quebra de serviço por parte da rede de distribuição, a bateria dos veículos suportará parte do fornecimento da rede.

As baterias destes veículos poderão estar interligadas num sistema integrado de energia renovável. Deste ponto de vista, as baterias poderão armazenar energia produzida a partir dos sistemas solares fotovoltaicos e dos geradores eólicos [19].

A integração desta tecnologia será benéfica para todos os *stakeholders*, uma vez que em caso de perturbação o sistema responderá de uma forma praticamente instantânea. Por outro lado, serão minimizados os custos do funcionamento das centrais de reserva, sendo utilizadas as energias armazenadas nas baterias, em primeira circunstância. Os proprietários deste tipo de tecnologia serão compensados monetariamente por esta prestação de serviço, funcionando também como um incentivo ao investimento.

3.5 - Conclusões

As tecnologias utilizadas na PD têm sido desenvolvidas com o objetivo de desenvolver um SEE mais robusto, integrando tecnologias que recorrem a várias fontes primárias, com o objetivo de oferecer uma melhor qualidade e continuidade de serviço a todos os consumidores. A maior parte das fontes utilizadas na PD são de origem renovável e têm como principal finalidade diminuir a dependência energética dos recursos fósseis, que não só são esgotáveis como são os grandes responsáveis pelo aquecimento global.

Os Sistemas de Armazenamento de Energia estão a ser implementados ao longo do tempo, mas ainda necessitam de evoluir tecnologicamente, por exemplo, devido à vida útil bastante curta das baterias.

As perspetivas da tecnologia inovadora *Vehicle-to-Grid* (V2G) são bastante grandes, traduzindo-se num sistema extremamente fiável, com reduzidas falhas de energia e com elevados níveis de fiabilidade.

Para suportar estas fontes de pequena dimensão, é necessário que haja um adequado desenvolvimento dos sistemas de controlo e comando, por forma a automatizar processos.

Capítulo 4

Impacto da integração de fontes de Produção Dispersa na Rede de Distribuição

4.1 - Introdução

Com o recente desenvolvimento das tecnologias de PD, devido às grandes vantagens económicas e ambientais que proporcionam, tem-se verificado um crescente número de instalações de fontes de PD (principalmente fontes de energia renovável) ligadas tanto na rede de MT como na rede BT.

As redes de distribuição do SEE foram projetadas para operarem com um fluxo de energia unidirecional. Nesta situação, a energia fluía apenas dos centros produtores até aos consumidores. Com a integração de PD nas redes de distribuição o fluxo de energia e tensão pode ser bidirecional, o que provoca bastantes problemas no planeamento, exploração e proteção do SEE.

Os principais impactos associados à integração de PD nas redes de distribuição serão a nível de [1, 3]:

- Novo paradigma no planeamento das Redes de Distribuição;
- Trânsito de Potência bidirecional;
- Alterações no Perfil de Tensão;
- Alterações no valor das Correntes de curto-circuito;
- Qualidade da Energia;
- Sistemas de Proteção;
- Mercado de Energia;
- Alterações no SCADA.

4.2 - Novo paradigma do planeamento das Redes de Distribuição

Os principais objetivos do planeamento da Rede de Distribuição são estudar e definir as ações de expansão da rede de acordo com a previsão de aumento de carga, reforçando as zonas de rede que apresentem défice de qualidade de serviço. Estas ações têm como objetivo reforçar a qualidade de serviço das redes de distribuição, com o intuito de garantir o nível de qualidade adequado e assim, o bem-estar dos consumidores.

A crescente integração de PD nas redes de distribuição tem provocado um elevado grau de incerteza na previsão do aumento de carga a ser satisfeita pelo Sistema, dado que o número dos consumidores que produzem a energia que consomem está a aumentar.

O crescimento gradual das fontes de PD utilizando energias renováveis permitirá diminuir a dependência das fontes de energia convencionais, pelo que será necessário ter em consideração. As PD garantem uma energia produzida de acordo com as energias renováveis que utilizam (sol, água e vento), o que dificulta bastante o planeamento da rede, uma vez que é dependente das condições externas ao sistema [3].

4.3 - Impacto no Trânsito de Potência bidirecional

O trânsito de potências é o estudo necessário para analisar e determinar as condições de funcionamento da rede, assegurando o fornecimento de energia a todas as cargas. É considerado a ferramenta mais importante no planeamento do SEE.

Antes da integração de PD, o fluxo de energia na rede de distribuição é unidirecional, com o objetivo de abastecer o consumidor. Com a integração de PD, o fluxo de energia poderá ser bidirecional ou não, o que, nomeadamente provocará variação nos níveis de tensão.

As perdas de energia (comparando o SEE sem ou com integração de PD nas redes de distribuição) apresentam uma diminuição significativa, uma vez que as perdas de energia na rede de transporte diminuirão, devido a um aumento de produção perto das cargas.

Em caso de análise de uma rede de distribuição é importante verificar que a PD pode aumentar ou reduzir as perdas da mesma, dependendo da localização e capacidade da PD, da quantidade de carga na rede e da topologia da rede de distribuição, entre outros fatores [3].

4.4 - Alterações no Perfil de Tensão

Nas condições normais de funcionamento, a tensão deve ser mantida entre os valores pré-definidos (em toda a rede).

Com a integração de PD o perfil de tensão da rede de distribuição vai sofrer alterações, devido à injeção de energia. Nesta situação, a tensão na rede de distribuição vai subir

podendo, em alguns casos, exceder os limites técnicos da rede de distribuição, pelo que é necessário tomar medidas adequadas para que tal não suceda.

A variação de tensão com a integração de uma fonte PD é dada por [1]:

$$\Delta V = \frac{PR + QX}{V} \tag{4.1}$$

em que V é a tensão nominal da rede, P e Q são, respetivamente, a potência ativa e reativa produzidas pela unidade de PD e R e X são a resistência e a reactância da rede, respetivamente.

Na expressão 4.1, verifica-se que a potência ativa e reativa inseridas na rede pela PD vão ter influência na variação da tensão.

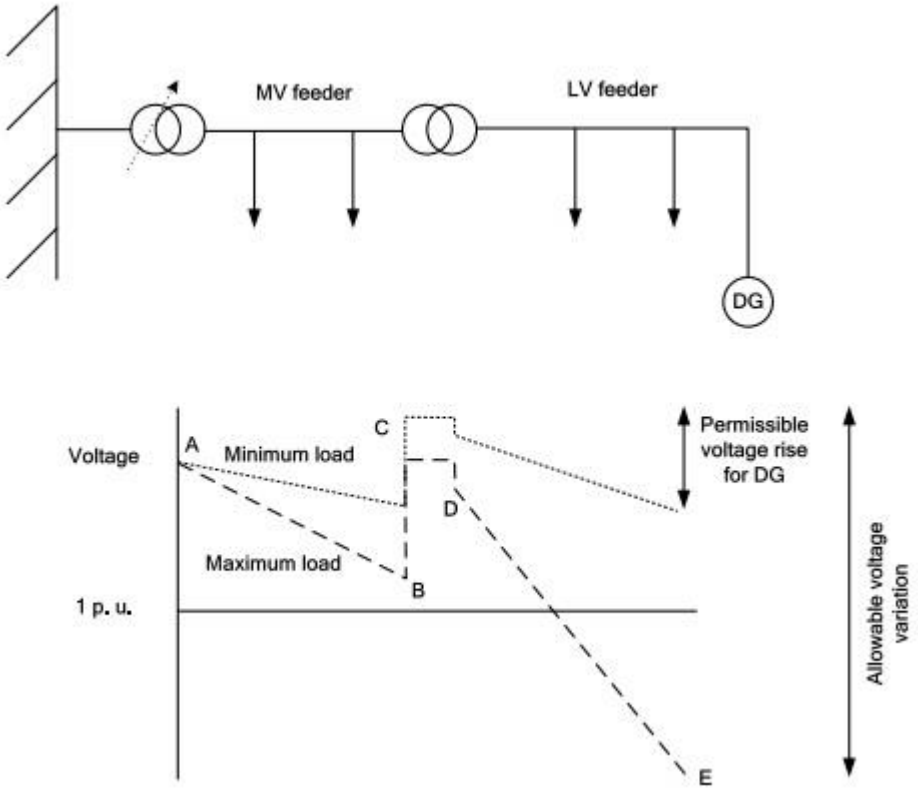

Figura 4.1 - Perfil de Tensão num *feeder* radial da rede de distribuição [1].

Na figura 4.1, é importante visualizar que a queda de tensão numa rede de distribuição depende da carga na rede, e que quanto maior for a carga maior será a queda de tensão. Com a introdução de fontes de PD, e como já foi analisado anteriormente, a tensão diminuirá ligeiramente ou aumentará, dependendo de integração de PD. Estes efeitos são sentidos com mais intensidade pelos *feeders* mais próximos das fontes de PD.

O impacto da integração de PD na rede de distribuição depende do sistema de controlo da PD, podendo ser dividida em três situações [1]:

- A fonte de PD injeta só potência ativa com um fator de potência unitário;
- A fonte de PD injeta potência ativa e reativa na rede de distribuição;
- A fonte de PD injeta potência ativa e absorve potência reativa da rede.

A tensão e a potência reativa são consideradas um fator limitador da integração de PD, uma vez que o operador da rede de distribuição tem que realizar um controlo de tensão no sistema. Para realizar o estudo da capacidade máxima de PD no sistema é considerado sempre o pior cenário: produção máxima da PD, carga mínima na rede e tensão máxima à saída da subestação [1].

Com o objetivo de ultrapassar este impacto verificado pelas operadoras da rede de distribuição durante a exploração pode-se:

- Diminuir a produção de energia reativa, sobretudo nos períodos de vazio [1];
- Utilizar sistemas de absorção de energia reativa (como por exemplo, condensadores), em caso de risco de a tensão subir acima dos limites técnicos pré-definidos [1];

Na figura 4.2 pode-se visualizar uma gestão ativa da tensão num *feeder* da rede de distribuição. Para a realização desta gestão, e de acordo com as informações enviadas pelo RTU (*Remote Terminal Unit*) será realizado um controlo automático de tensão, dando indicações ao OLTC (*on-load tap charger*) do transformador da subestação para realizar uma ação (se necessário), de acordo com o nível de carga, com o objetivo de controlar a tensão [20].

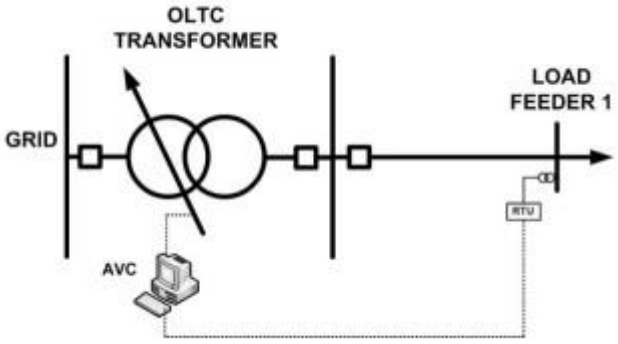

Figura 4.2 – Controlo automático de tensão num *feeder* da rede de distribuição [20].

As principais vantagens do uso da PD, para além do controlo da tensão, é a competência de injetar ou absorver potência reativa na rede de distribuição, com a finalidade de manter o sistema estável, e a capacidade que a PD têm para funcionar como serviço de sistema (reservas) na rede.

4.5 - Impacto nas Correntes de curto-circuito

As fontes de PD são responsáveis pelo aumento das correntes de curto-circuito. Quanto maior a potência instalada nestas fontes, maior será a influência destas na rede. A localização também é considerada um fator preponderante na severidade da corrente de curto-circuito [3].

Quando é planeada a instalação das fontes de PD é necessário ter em consideração este fator limitativo da ligação deste tipo de fontes na rede de distribuição.

O aumento das correntes de curto-circuito, derivado da integração de PD nas redes de distribuição poderá ultrapassar os valores para a qual a rede tinha sido dimensionada inicialmente, uma vez que a maior parte das redes de distribuição a operar nos dias de hoje já estavam instaladas antes de ter sido desenvolvido a tecnologia de PD. Assim sendo, o planeamento da rede tinha sido realizado tendo em conta apenas as fontes de produção convencional. O dimensionamento dos cabos, dos circuitos de proteção e dos transformadores foi realizado numa perspetiva da exploração de rede passiva [1].

4.6 - Impacto na Qualidade da Energia

A designação “qualidade da energia” é utilizada para definir, entre outros, os variados fenómenos eletromagnéticos que interferem nas características ideais das ondas de tensão e corrente no SEE. Considerada uma das questões mais relevantes para os intervenientes (concessionárias e consumidores) do SEE, este impacto é cada vez mais notado devido à grande evolução que tem existido nos equipamentos eletrónicos e máquinas existentes no mercado. Estes equipamentos são considerados bastantes sensíveis (devido à recente utilização da eletrónica de potência) pelo que a ocorrência de quebras na qualidade da energia poderá provocar falhas de funcionamento, bem como diminuir o tempo de vida do equipamento. O recente desenvolvimento das redes inteligentes de energia e a necessidade de utilizar redes e equipamentos com um elevado grau de funcionamento tem provocado uma preocupação em otimizar a qualidade da energia.

Os distúrbios que afetam a qualidade de energia são bastante diversificados, sendo os mais importantes [21]:

- Transitórios: São considerados fenómenos eletromagnéticos que ocorrem devido à alteração das condições de funcionamento de um sistema elétrico; este distúrbio apresenta uma duração bastante reduzida, uma vez que os equipamentos são submetidos a grandes tensões e correntes; estão divididos em dois tipos, os que são causados por descargas atmosféricas e os originados pela ligação de motores, transformadores ou mesmo bancos de condensadores;
- Variações de tensão de curta duração: São provocadas pela ligação de grandes cargas, as quais necessitam da injeção de altas correntes; de acordo com o local da ocorrência e das condições do sistema, poderá ocorrer uma subtensão, sobretensão ou mesmo uma interrupção do sistema elétrico;
- Variações de tensão de longa duração: São caracterizadas da mesma forma que as variações de tensão de curta duração, apresentando a particularidade de apresentar uma duração superior a três minutos; ocorrem devido a perdas de fase ou da saída de serviço de grandes cargas;
- Harmónicos: As ondas de tensão e corrente que operam no SEE são idealmente sinusoidais, com frequência fundamental de 50Hz. Os harmónicos são ondas múltiplas inteiras da frequência fundamental, que provocam distorções nas ondas de tensão e corrente do sistema. São provocados por equipamentos e cargas não lineares instaladas na rede.
- Inter-harmónicos: Também provocam distorções no sistema, mas tem a particularidade de serem componentes de frequência com múltiplos não inteiros da frequência fundamental. Um dos equipamentos responsáveis por este efeito são os motores de indução.
- Ruído: Definido como um sinal elétrico indesejável, com uma elevada frequência (menores que 200 kHz), que são provadas pelos sistemas de potência, circuitos de controlo e equipamentos ligados rapidamente.
- Flutuações de tensão: São definidas como variações no valor eficaz de tensão, devido à variação de carga significativa, podendo este efeito ser verificado através do efeito "*flicker*" (instabilidade na intensidade luminosa).

4.7 - Impacto nos Sistemas de Proteção

Os Sistemas de Proteção tem como principal objetivo manter o fornecimento de carga (minimizando o número de consumidores afetados) o máximo de tempo possível, sem sujeitar os equipamentos elétricos a elevadas solicitações, que podem colocar em causa o seu correto funcionamento e reduzir o período de vida útil, no caso da ocorrência de incidentes.

Com a integração de PD nas redes de distribuição, os Sistemas de Proteção tiveram de se reajustar à nova realidade, uma vez que o trânsito de energia que era unidirecional poderá transformar-se em bidirecional (em que os nós de carga também poderão suportar geração). A incapacidade dos relés de sobreintensidade considerarem o trânsito de energia bidirecional, colocam em causa o seu correto funcionamento, principalmente quando as fontes de PD contribuem para a ocorrência do defeito. Os níveis de tensão de curto-circuito vão-se alterar quando a PD estiver ligada à rede. Nesta nova situação o relé deverá ter a capacidade de mudar de configuração de acordo com a PD ligada ou desligada da rede [22].

A proteção primária é a que se encontra mais próxima do local de defeito e a proteção de *backup* é a que se encontra imediatamente a montante da primária e que permitirá separar eletricamente o ponto onde ocorre o defeito e a fonte de energia (subestação ou PD). A proteção de *backup* só entra em ação em caso de falha da atuação da proteção primária, sendo que o seu tempo de operação é dado pela soma do tempo de operação da proteção primária e de um tempo de confirmação (CT).

Depois da integração das fontes de PD na rede, é necessário ter em consideração que as proteções das mesmas podem ter que atuar, com o objetivo de não "sustentar" o defeito.

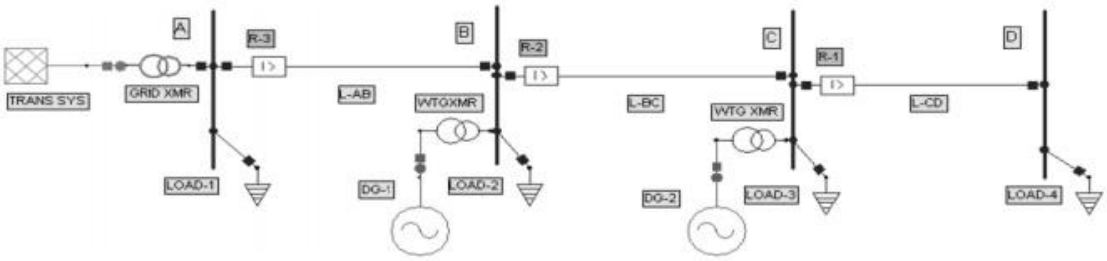

Figura 4.3 – Duas fontes de PD integradas numa rede de distribuição radial [22].

A título exemplificativo, simulando um defeito no barramento C da figura 4.3 conclui-se que a proteção primária é R-2 e a proteção de *backup* (que apenas funciona em caso de não atuação da primária), que é afetada de um tempo de confirmação, é R-3. Uma das particularidades deste exemplo é que uma vez que a fonte de PD (DG-2) encontra-se localizada no barramento onde ocorre o defeito, é necessário ser acionado o sistema de proteção da mesma, com o objetivo de retirar a fonte de serviço. Assim sendo, a PD deixará de alimentar o defeito, estando reunidas todas as condições para a eliminação do mesmo.

A coordenação dos relés de proteção depende, hoje em dia, do número de fontes de PD, capacidade e respetiva localização das mesmas, bem como das características já anteriormente relevantes.

Os principais requisitos valorizados num sistema de proteção são [22]:

- Rapidez: Quanto mais rápido atuar a proteção, menores serão os danos causados no sistema;
- Fiabilidade: Capacidade do equipamento de proteção atuar de forma eficaz;
- Segurança: Garantia que o equipamento atue apenas em situações necessárias, e não em falsos alarmes;
- Seletividade: Competência em isolar o defeito, minimizando o impacto na rede e o número de consumidores afetados;
- Custo: Máxima capacidade de proteção, com o menor custo possível.

4.8 - Impacto no Mercado de Energia

A crescente instalação de fontes de produção renováveis na rede tem provocado grandes impactos económicos, uma vez que os custos iniciais associados a estas são consideráveis e são distribuídos pelas faturas pagas pelos consumidores de eletricidade.

As PRE, que correspondem à produção de energia utilizando recursos renováveis (exceto grande hidroelétricas) e cogeração, são remuneradas com tarifas estipuladas, não entrando no mercado de eletricidade. Toda a energia produzida por este tipo de fontes é obrigatoriamente despachada para o SEE.

As tarifas estipuladas para as PRE apresentam um sobrecusto associado em relação ao valor do mercado diário, sendo que para os consumidores industriais, o impacto económico correspondente às energias renováveis é nulo, uma vez que apenas pagam o valor do mercado diário [23].

A introdução da PRE permitirá diminuir a dependência dos combustíveis fósseis e diminuirá o custo associado à tarifa do mercado diário das centrais convencionais, na medida que a energia total necessária para abastecer a carga será dividida na energia cedida pela PRE e a energia produzida pelas fontes de energia convencional. Este custo será determinado pela interseção da curva de oferta (por parte das centrais convencionais) e a curva de procura (por parte dos comercializadores).

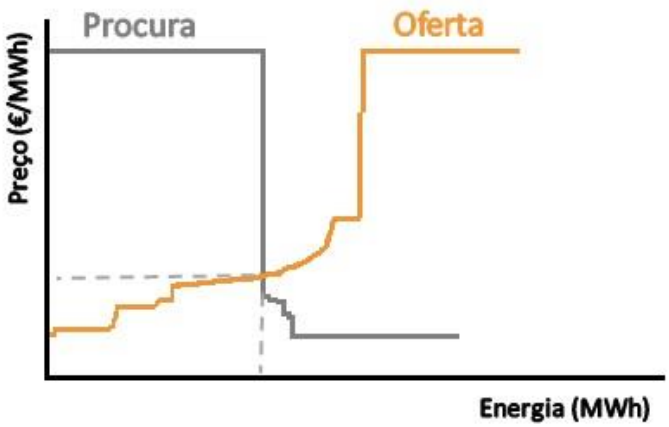

Figura 4.4 – Interseção das curvas da procura e oferta de energia [24].

As PRE permitem diminuir a quantidade procurada de energia no mercado diário, situação explicada com o deslocamento da curva da procura na figura 4.4, o que provocará uma interseção das curvas à esquerda (em relação à interseção inicial), comprovando o menor preço a pagar pela nova quantidade de energia procurada.

As taxas fixas pagas pela utilização de energia das PRE permitiram baixar o valor pago pela energia das fontes de energia convencional. É importante referir que se estivermos perante um dia com muito vento, o preço do mercado pode baixar significativamente (uma vez que a produção eólica vai ser considerável), fator que será comprovado na fatura de eletricidade dos consumidores (principalmente nos consumidores industriais) [23].

É importante determinar um fator de equilíbrio para a introdução de fontes de PD (PRE) na rede de distribuição, mas quanto mais potência for produzida neste tipo de centrais, menor será o preço de mercado e menor será a dependência dos combustíveis fósseis, cujos preços tendem a subir.

4.9 - Alterações no SCADA

O SCADA (*Supervisory Control and Data Acquisition*) é um sistema que permite monitorizar os dados, onde o operador da rede pode controlar e gerir os mesmos, realizando ações remotas em caso de necessidade.

O aumento da instalação de fontes de PD e a mudança da forma de exploração da rede, de passiva para ativa, fez com que este sistema integrado (*software* e *hardware*) se tornasse de extrema importância para o bom funcionamento do SEE, dado ser necessária uma monitorização e gestão mais detalhada e eficiente, mesmo com o grande aumento de trocas de informação.

O SCADA divide-se em três módulos principais [25]:

- Módulo de supervisão: Recolha de toda a informação relevante, como valores de tensão, trânsito de potência, posição de tomadas de transformadores e baterias de condensadores, indicação do estado dos seccionadores e disjuntores. Análise dos dados para realizar o traçado de gráficos, edição de relatórios, e, em caso de emergência, ativar um alarme para ser realizada uma observação detalhada por parte do operador do sistema.
- Módulo de controlo: Normalmente, os sistemas apresentam rotinas específicas (para casos bem definidos) que permite ao *software* realizar uma análise e tomada de decisão autónoma de uma ação a realizar.
- Módulo de operação: É realizado pelo operador do sistema e tem por base o envio de comandos para o equipamento em questão (por exemplo, relés e tomadas dos transformadores), podendo desligar, ligar ou alterar parâmetros dos equipamentos.

Na figura 4.5 é apresentada a evolução do sistema SCADA devido ao desenvolvimento do SEE e das Tecnologias de Informação (TI).

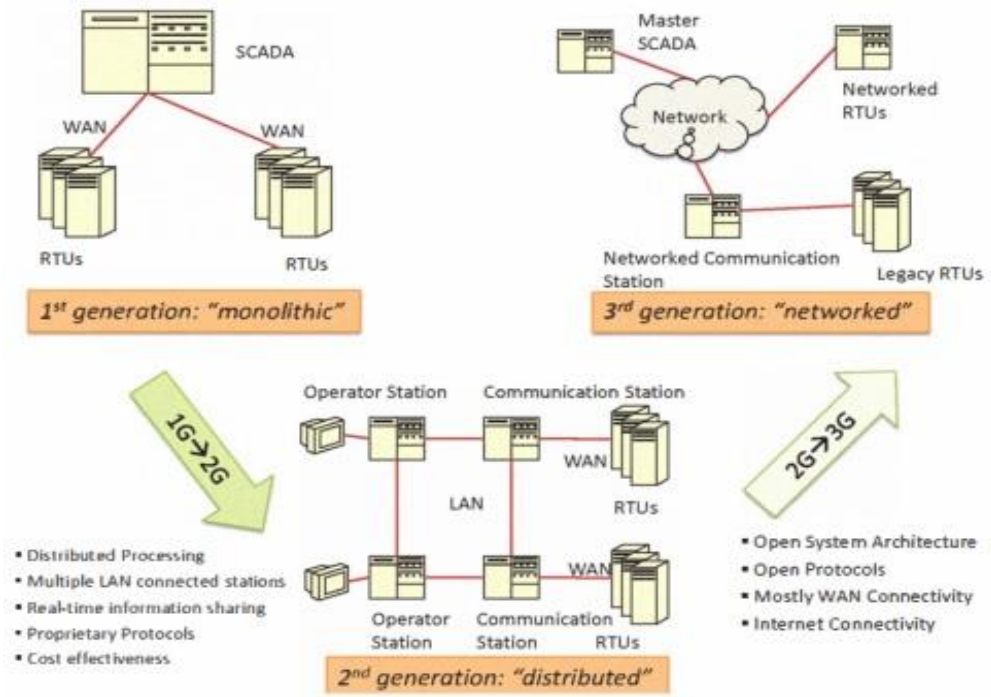

Figura 4.5 – Evolução do sistema SCADA [26].

Antigamente, o sistema SCADA apresentava uma estrutura bastante simples, estando ligado aos diferentes RTU's através de ligações *Wide Area Control* (WAN) que permitia a transmissão de dados.

Com o desenvolvimento do sistema SCADA e o aparecimento da segunda geração, existiam diversas estações de operação interligadas entre si através de uma rede *Local Area Control* (LAN), o que permitia a troca de informação em tempo real. Estas informações eram transmitidas a um servidor responsável pelo armazenamento destas, enviando-as ao respetivo RTU, através de uma ligação WAN. As principais vantagens deste sistema baseavam-se não só no aumento do poder de processamento de dados, mas também na melhoria da fiabilidade do sistema de supervisão e controlo. No entanto, equipamentos de marcas diferentes possuíam o seu próprio protocolo LAN para realizar a transmissão de dados em tempo real, o que limitava a diversidade de equipamentos de marcas diferentes, ou seja, a concorrência era mais reduzida.

A terceira geração está intrinsecamente relacionada com a segunda geração, com vantagem de permitir que as ligações através de protocolos WAN sejam utilizadas para fazer a ligação entre o sistema SCADA e os equipamentos de comunicação. Atualmente, os RTU's são capazes de estar interligados ao sistema usando uma ligação *Ethernet*. Um fator de grande relevo nesta evolução é a capacidade de distribuir os dados processados em locais distintos, o que permitirá a reconstrução de um novo sistema SCADA, em caso de ocorrência de uma falha [27].

4.10 - Conclusões

A integração de fontes de PD na rede de distribuição de energia levou à necessidade de alterar a forma de exploração do sistema, com o objetivo de diminuir os impactos causados.

No presente capítulo analisaram-se os impactos que surgem na rede com o aumento da inclusão de fontes de PD.

Capítulo 5

Análise do impacto da integração de fontes de Produção Dispersa numa Rede de Teste

5.1 - Apresentação do Caso de Estudo

A instalação de fontes de PD nas redes de distribuição tem como principal objetivo aproximar os pontos de geração e consumo de energia. Com o crescente aumento de PDs instaladas na rede de distribuição é expectável que as perdas e os congestionamentos da rede de transporte diminuam e as tensões nos barramentos da rede de distribuição aumentem, comparativamente à situação em que não existe PD.

A rede de teste presente na figura 5.1 foi adaptada de [28] (que representa a rede de distribuição holandesa) e foi utilizada na simulação de vários trânsitos de potência, com o objetivo de determinar os impactos que ocorrem no sistema, entre os quais, tensões nos barramentos, congestionamentos e perdas nas linhas.

A rede está dividida em duas zonas, uma de 25 kV onde se encontra o equivalente de rede e a outra de 10 kV onde estão inseridas as diversas cargas e fontes de PD. Estas duas zonas são interligadas por três transformadores 25/10 kV.

Cada fonte está definida por uma letra C, E ou F que representa, respetivamente, o tipo de fonte como cogeração (C), eólica (E) ou fotovoltaica (F). As cargas também são definidas como residencial, comercial ou industrial.

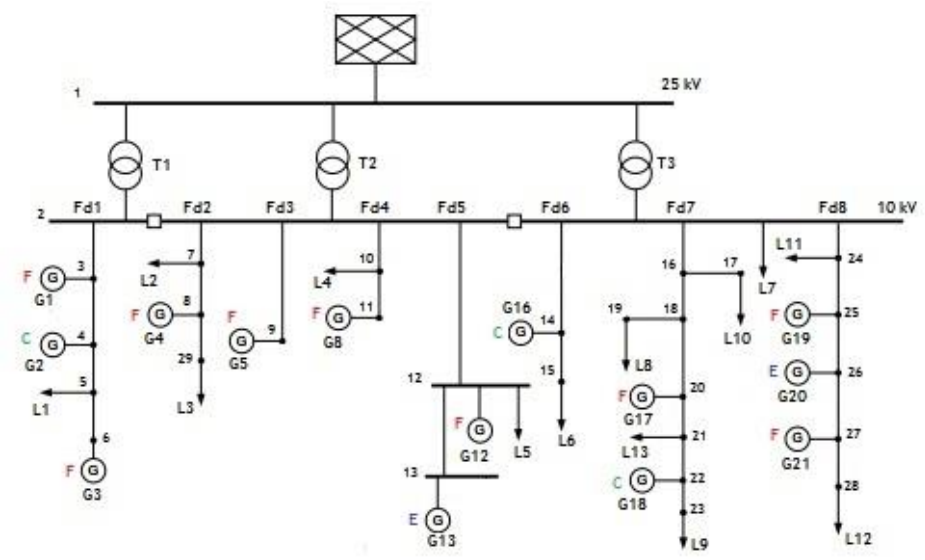

Figura 5.1 – Rede de teste selecionada [28].

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

Neste estudo foram realizados diversas simulações, para um dia típico de Inverno e de Verão (sempre com intervalos de 2 em 2 horas).

Com o objetivo de realizar uma comparação do funcionamento da rede de distribuição, com e sem fontes de PD, foi necessário realizar uma simulação inicial, em que apenas o equivalente de rede (25 kV) fornecia energia à rede de distribuição (10 kV). Nesta situação, a alimentação foi assegurada pelas centrais convencionais. Neste caso, a energia fluía pelas redes de transporte (longas distâncias) até por fim chegar às redes de distribuição.

De seguida, foram realizadas mais três simulações, com a integração de PD na rede de distribuição. Nestas simulações, apenas foi tido em conta o aumento de potência da PD.

Os geradores que foram interligados à rede de distribuição para cada simulação foram (figura 5.1):

- Simulação 1: G2, G13, G17, G21
- Simulação 2: G2, G5, G8, G12, G13, G17, G18, G21
- Simulação 3: G1, G2, G3, G4, G5, G8, G12, G13, G16, G17, G18, G19, G20, G21

Utilizando a mesma rede, foram realizadas outras três simulações (uma simulação para cada tipo de fonte de PD). Apresentam-se de seguida, para cada situação, os geradores interligados à rede de distribuição:

- Simulação 4 (Fotovoltaica): G1, G3, G4, G5, G8, G12, G17, G19, G21
- Simulação 5 (Cogeração): G2, G16, G18
- Simulação 6 (Eólica): G13, G20

Todas as simulações foram realizadas para diferentes níveis de tensão no barramento de referência (1; 1,03; 1,06 p.u.).

As várias simulações de trânsito de potência foram realizadas no *software* PSS©E, recorrendo ao método iterativo *Full Newton-Raphson*.

5.2 - Análise dos Resultados

Foram pré-definidos barramentos estratégicos (5, 10, 12, 23, 28) na qual incidiu mais a análise que será apresentada de seguida. Estes barramentos são caracterizados pela presença de uma carga e apresentam a particularidade de estarem próximos de fontes de PD.

5.2.1 - Comparação das Simulações 1, 2 e 3

Como será possível verificar, a linha azul das figuras 5.2 à 5.11 refere-se à tensão (sem PD) ao longo do dia, em cada barramento. Nas situações 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 das linhas e a resistência associada a estas faz aumentar a diferença de potencial desde o local de produção e o de consumo.

A tensão utilizada no barramento de referência (nestas simulações) foi de 1,06p.u.

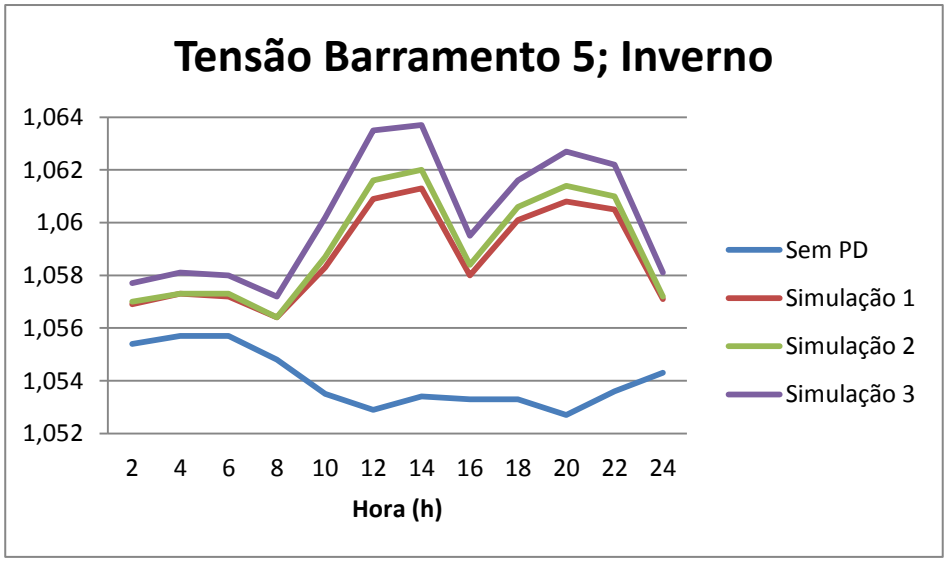

Figura 5.2 - Tensões no barramento 5 para as várias simulações no Inverno.

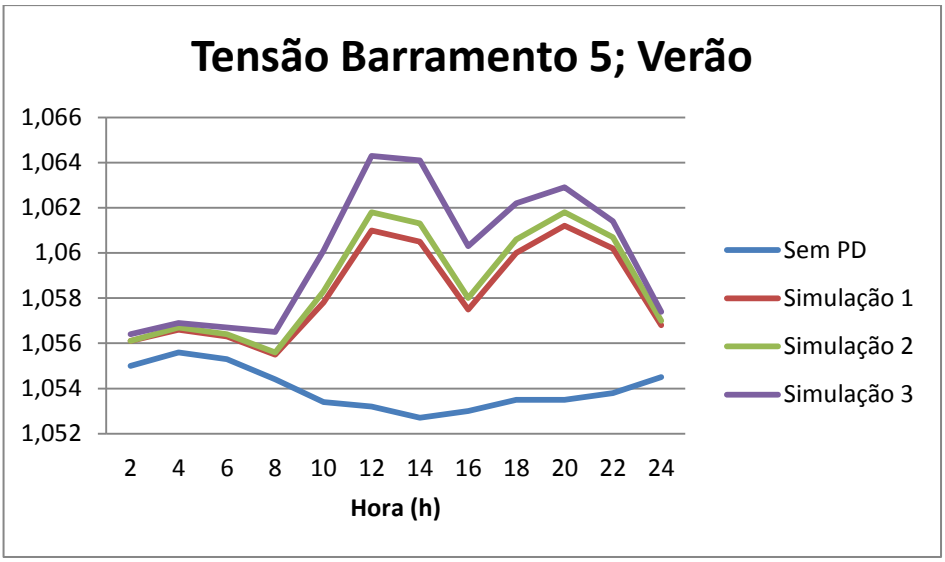

Figura 5.3 - Tensões no barramento 5 para as várias simulações no Verão.

As figuras 5.2 e 5.3 representam, respetivamente, os perfis de tensão no barramento 5 no Inverno e Verão. O barramento 5 está bastante próximo de uma fonte de PD (cogeração) que está interligada à rede desde a simulação 1. Por esta razão, é importante salientar que apesar dos elevados consumos durante o período da hora do almoço e jantar, a tensão tem tendência a subir, em virtude da grande geração por parte da fonte de cogeração. O seu pico de produção dá-se fundamentalmente nas horas de funcionamento (durante o dia) das unidades fabris. Comparando os perfis de tensão na situação 3 (curva roxa, nas figuras 5.2 e 5.3) durante a noite, a tensão durante o Inverno atinge valores superiores aos do Verão, que é comprovado com a maior produção de energia de origem eólica durante o Inverno.

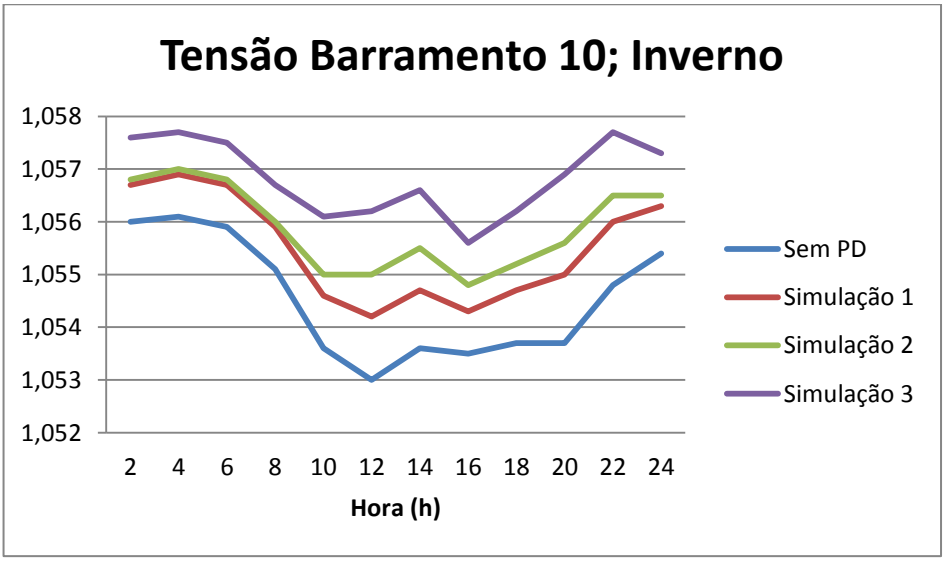

Figura 5.4 - Tensões no barramento 10 para as várias simulações no Inverno.

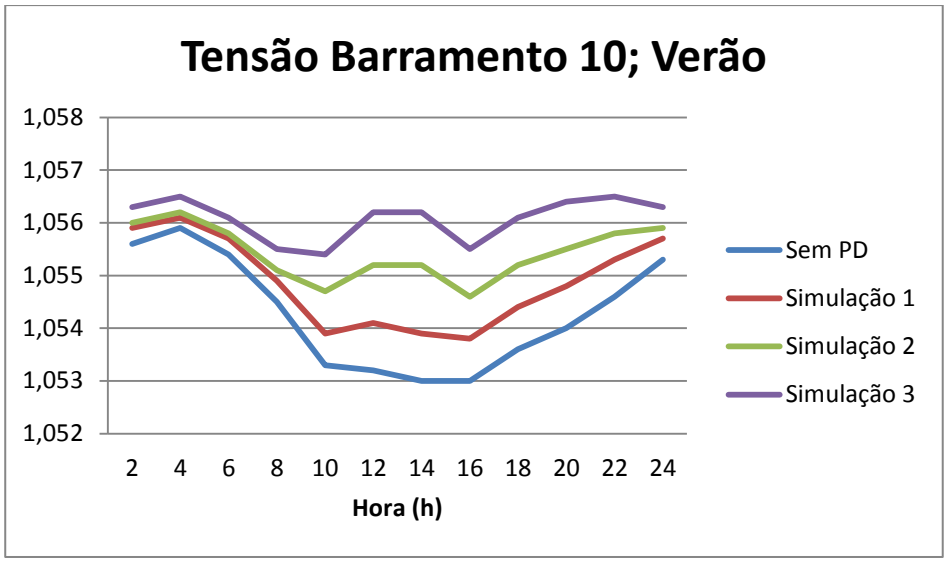

Figura 5.5 - Tensões no barramento 10 para as várias simulações no Verão.

O barramento 10 (figura 5.4 e 5.5) está inserido num *feeder* que só apresenta uma fonte de produção fotovoltaica. As fontes de energia de maior capacidade (eólica e cogeração) estão instaladas noutros pontos da rede. Durante o período da noite, as fontes de cogeração e eólica conseguem manter os níveis de tensão, uma vez que os consumos também são baixos. Com a ligação de várias cargas, aliada à diminuição da geração eólica, a tensão tende a diminuir nos períodos da manhã e da tarde. Durante a hora de almoço a tensão sobe ligeiramente, devido ao pico de produção das centrais de cogeração e das fontes de energia fotovoltaica (no Verão).

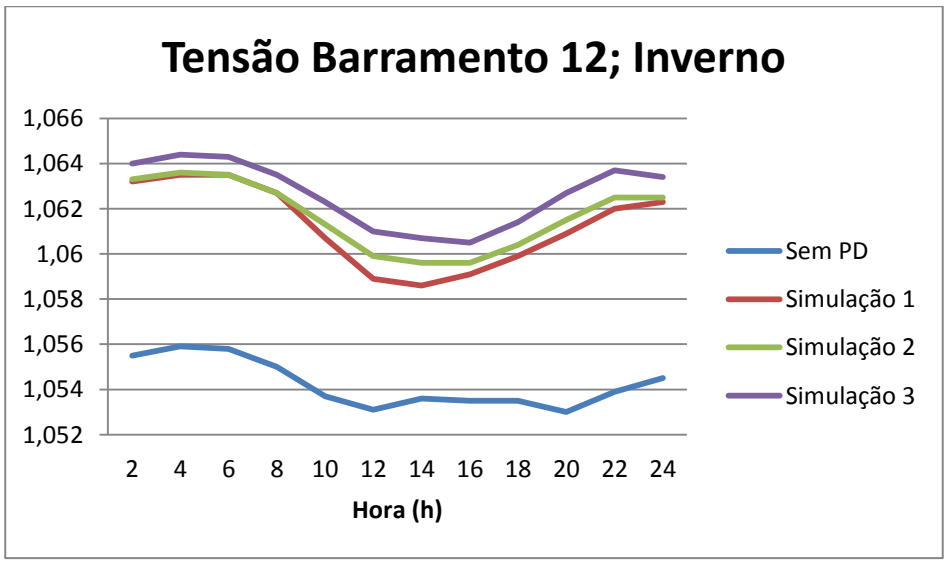

Figura 5.6 - Tensões no barramento 12 para as várias simulações no Inverno.

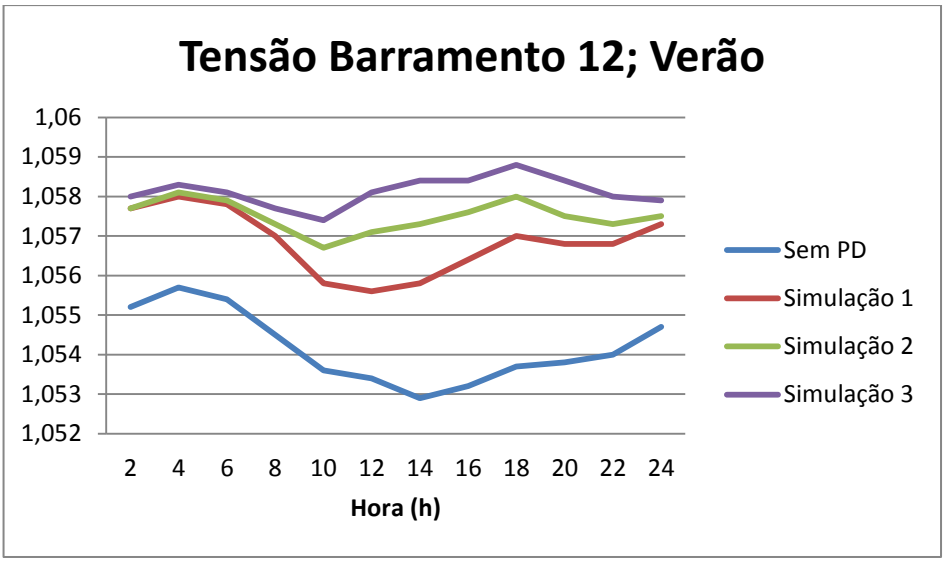

Figura 5.7 - Tensões no barramento 12 para as várias simulações no Verão.

Foi realizada uma análise detalhada no barramento 12, dada a existência de uma carga e de uma fonte de energia de origem fotovoltaica nesse mesmo barramento. Na proximidade existe também uma fonte de energia eólica (barramento 13). Comparando as simulações realizadas para o Inverno (figura 5.6) e Verão (figura 5.7) verifica-se que a tensão no Inverno é sempre superior à tensão no Verão dado a grande produção das fontes de energia eólica.

No Inverno, as curvas das tensões das simulações 1, 2 e 3 (figura 5.6) segue 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, as tensões ao longo do dia são mais contantes, uma vez que durante a noite existe vento moderado e durante o dia existe uma grande produção devido às fontes de energia fotovoltaica. Por esta razão, na simulação 1, 2 ou 3 (figura 5.7) é possível visualizar um aumento de tensão ente as 12 horas e as 18 horas.

As figuras 5.8 e 5.9 apresentam, respetivamente, as tensões do barramento 23 no Inverno e Verão. Este barramento é caracterizado pela proximidade de uma fonte de cogeração que é interligada à rede (apenas nas simulações 2 e 3), razão pela qual durante o dia as duas últimas simulações apresentam valores de tensão muito superiores em relação aos outros casos (sem PD e simulação 1).

Comparando o caso sem PD e a simulação 1 é importante salientar o ligeiro aumento da tensão da primeira para a segunda situação. No Inverno, a eólica no barramento 13 e a cogeração no barramento 4 são as principais responsáveis por esse ligeiro aumento de tensão. No Verão, a tensão nos dois casos é praticamente igual, dado a produção eólica e a cogeração ser bastante baixa e a produção fotovoltaica durante a noite ser inexistente. Durante o dia já

existe uma diferença significativa entre estas duas situações, dado a produção fotovoltaica ser considerável durante o dia (das 9 às 21 horas).

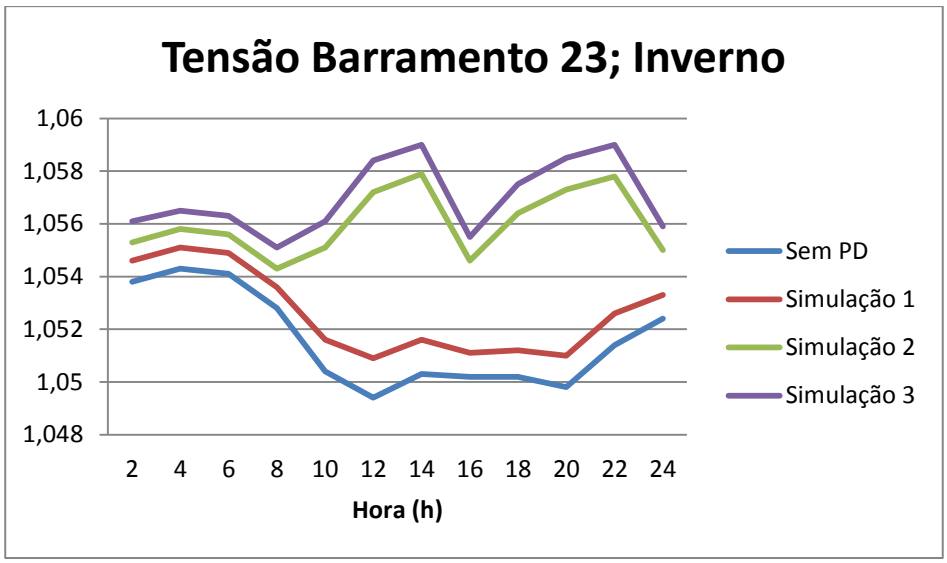

Figura 5.8 - Tensões no barramento 23 para as várias simulações no Inverno.

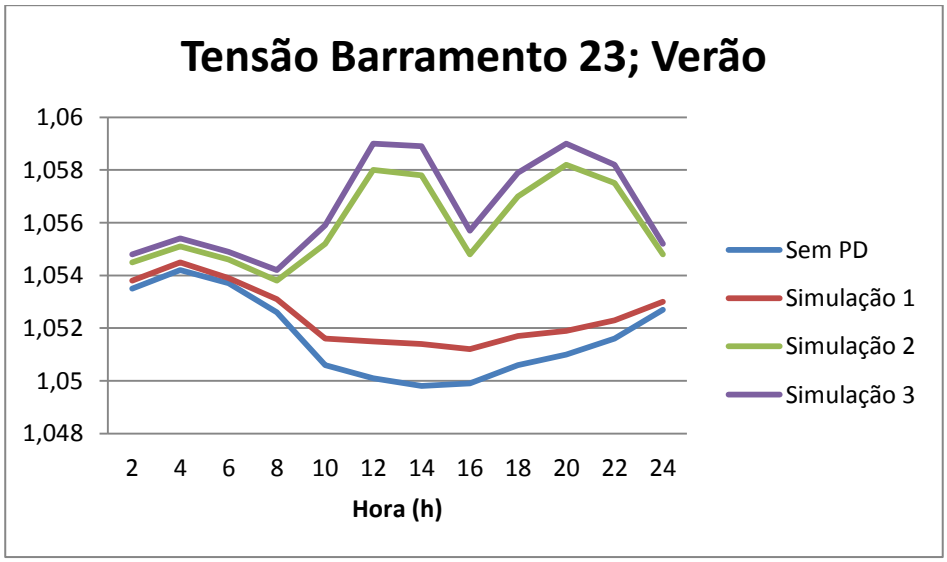

Figura 5.9 - Tensões no barramento 23 para as várias simulações no Verão.

O barramento 28 está inserido num *feeder* que apresenta uma fonte fotovoltaica na simulação 1 e 2 e duas fontes fotovoltaicas e uma eólica na simulação 3.

Na figura 5.10 (Inverno) é possível visualizar a baixa capacidade de produção das fontes de produção fotovoltaica, dada a pouca incidência de sol nos painéis. A simulação 3 que apresenta uma disparidade de tensões, em relação às outras simulações, é o reflexo do impacto da integração de uma fonte eólica na rede, que pode fazer disparar as tensões da

rede, principalmente nos períodos noturnos, em que a produção é bastante elevada e a carga é reduzida.

Confrontando os níveis de tensão da simulação 3 para o Inverno (figura 5.10) e Verão (figura 5.11) é de salientar o abaixamento da tensão no Verão, sobretudo pela diminuição de produção por parte da fonte eólica. Nesta mesma situação, e analisando a tensão ao longo do dia, é de salientar a quase linearidade da tensão no Verão, com exceção do período da tarde, em que as duas fontes de produção fotovoltaica do *feeder* apresentam rendimentos elevados, o que faz a tensão subir até sensivelmente 1,059 p.u. Nas simulações 1 e 2 verifica-se que a produção fotovoltaica é muito mais significativa no período de Verão.

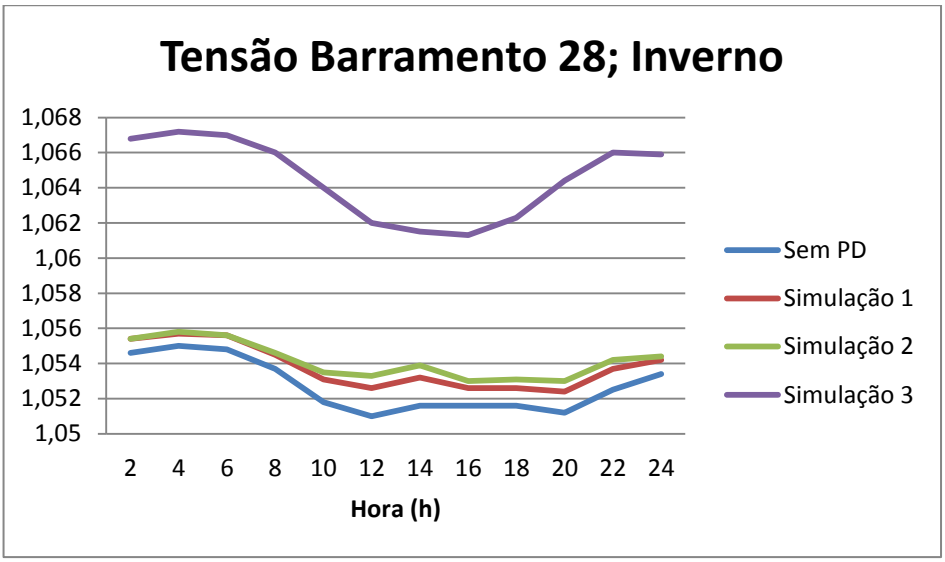

Figura 5.10 - Tensões no barramento 28 para as várias simulações no Inverno.

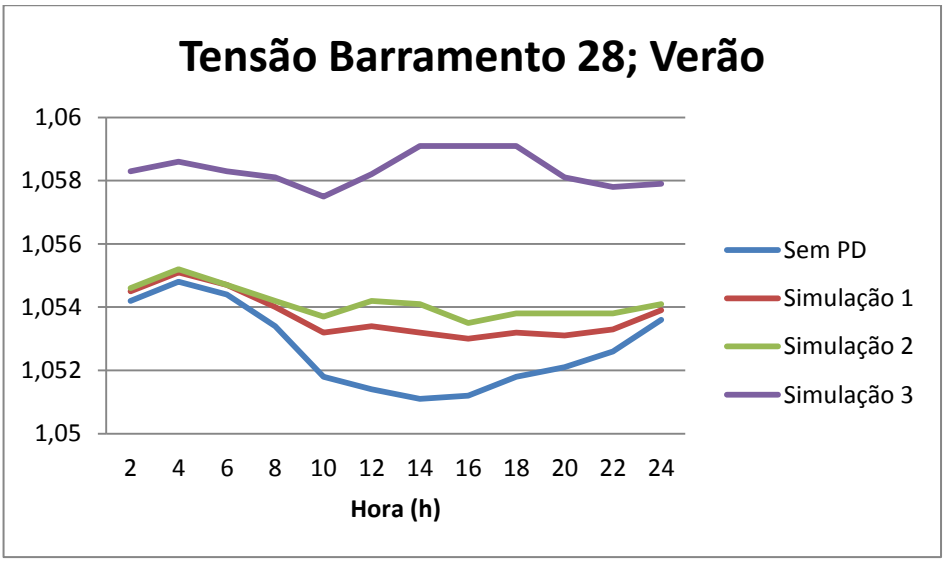

Figura 5.11 - Tensões no barramento 28 para as várias simulações no Verão.

5.2.2 - Comparação das Simulações 4, 5 e 6

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

A tensão do barramento de referência utilizada para estas simulações foi de 1,03p.u.

As diferentes simulações foram realizadas para um dia típico de Inverno e um dia típico de Verão. As principais diferenças no sistema (nestas duas estações) vão ser sentidas ao nível da produção das fontes de PD e do consumo das cargas.

Na simulação 4 (figura 5.12 a 5.16) apenas as fontes de produção fotovoltaica estão interligadas à rede de distribuição.

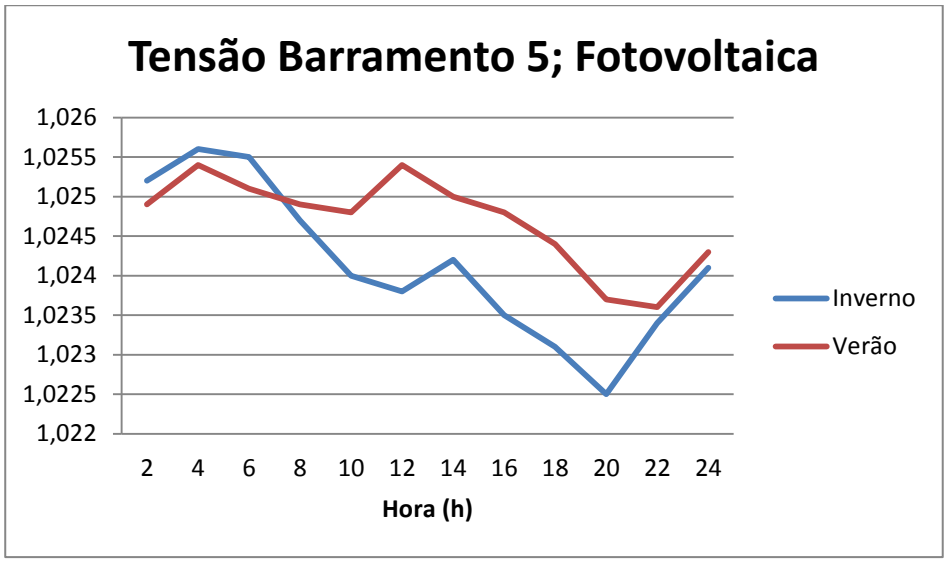

Figura 5.12 - Tensão no Inverno e no Verão, no barramento 5, PD fotovoltaica.

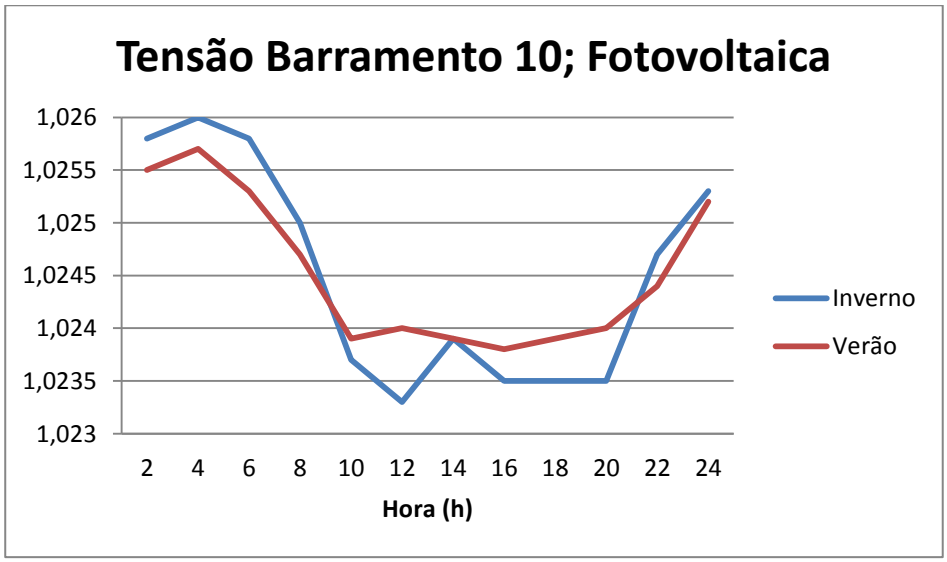

Figura 5.13 - Tensão no Inverno e no Verão, no barramento 10, PD fotovoltaica.

Nas figuras 5.12 a 5.16 é possível confirmar a presença das fontes de produção fotovoltaica, dada a tensão no período diurno ser superior no Verão, comparando com a tensão no mesmo período, no Inverno. Nos diversos barramentos da rede de distribuição comprova-se que a tensão durante a noite é superior aos períodos de dia, nos quais existe uma grande capacidade de produção de energia fotovoltaica. Esta situação acontece, devido ao baixo consumo nos períodos noturnos, o que fará aumentar consideravelmente a tensão.

Observando os mesmos gráficos (só as curvas da tensão no Inverno) verifica-se que os valores mínimos de tensão ocorrem nos períodos de maior consumo (por volta das 12 horas e das 20 horas).

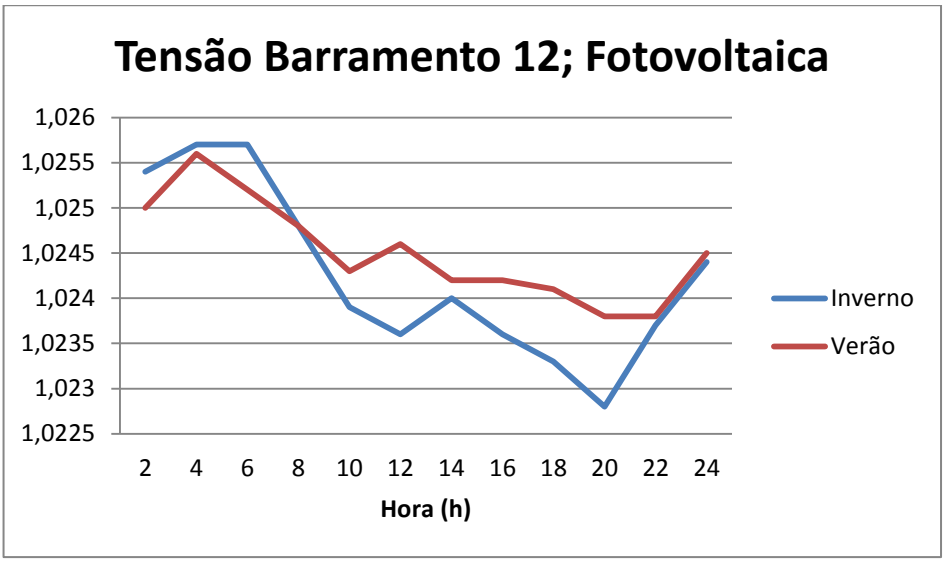

Figura 5.14 - Tensão no Inverno e no Verão, no barramento 12, PD fotovoltaica.

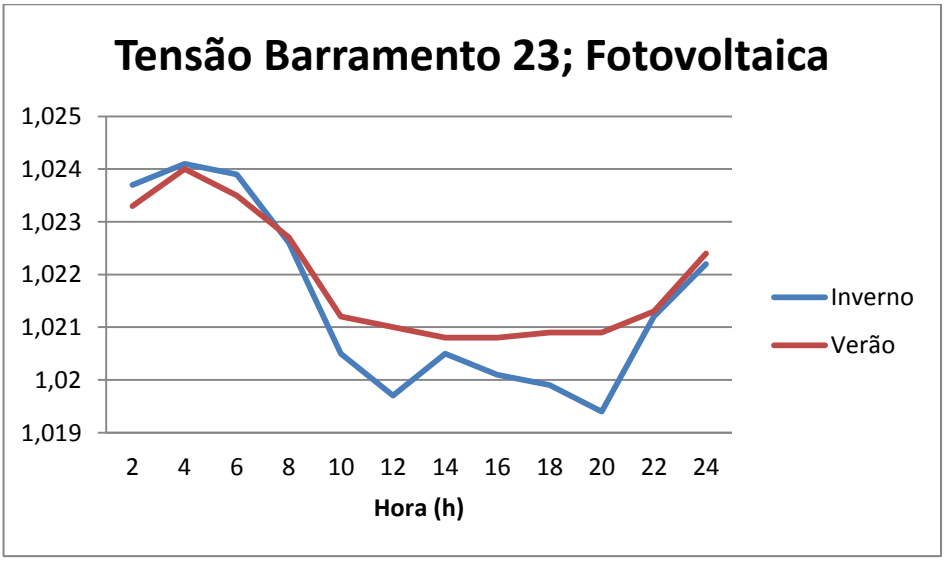

Figura 5.15 - Tensão no Inverno e no Verão, no barramento 23, PD fotovoltaica.

No Verão, as fontes de origem fotovoltaica tem grande capacidade de produção de energia (devido à grande intensidade solar) durante o dia, assumindo-se como um fator preponderante na manutenção do nível de tensão na rede de distribuição.

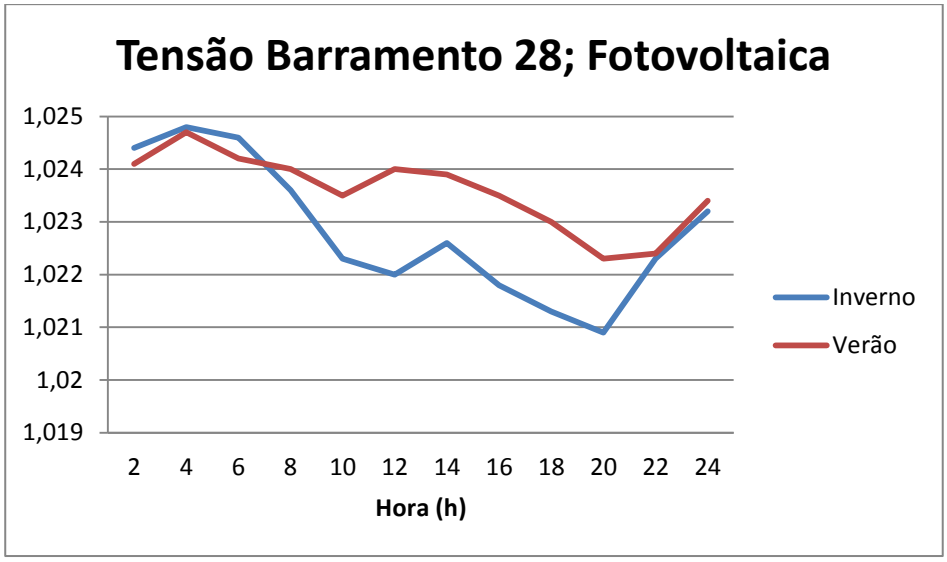

Figura 5.16 - Tensão no Inverno e no Verão, no barramento 28, PD fotovoltaica.

As figuras 5.17 a 5.21 apresentam, respetivamente, as tensões no Inverno e Verão nos barramentos 5, 10, 12, 23 e 28. Nestas situações, a alimentação da rede de distribuição é realizada através de unidades de cogeração (simulação 5), sendo o défice de energia fornecido pelo equivalente de rede (25 kV).

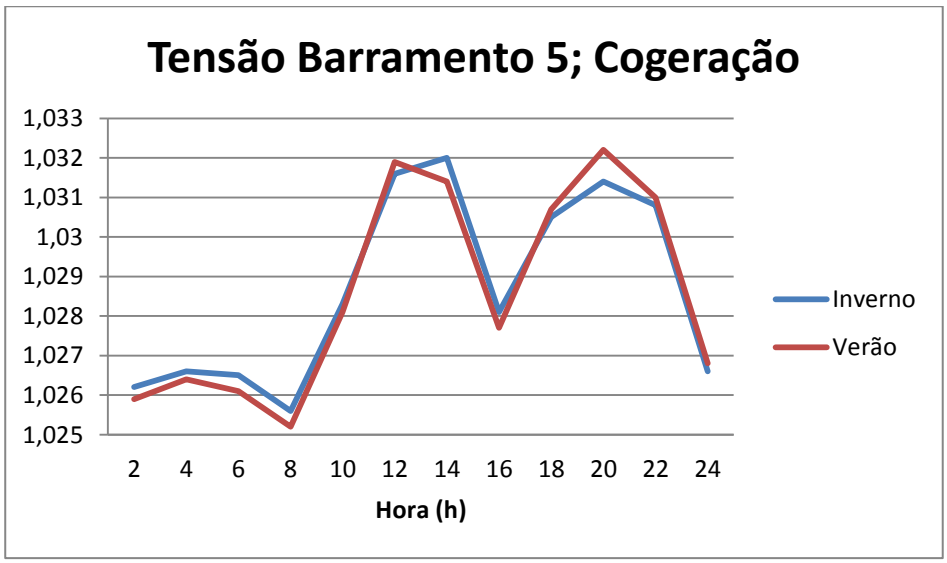

Figura 5.17 - Tensão no Inverno e no Verão, no barramento 5, PD cogeração.

Nas figuras 5.17 e 5.20 é possível ver, respetivamente, as tensões no barramento 5 e 23, num dia típico de Inverno e de Verão. Uma vez que estes barramentos se encontram próximos de uma fonte de cogeração, as tensões são praticamente as mesmas no Inverno e Verão, sendo as pequenas variações da tensão da responsabilidade das variações de carga. As curvas de tensão para estes barramentos 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.

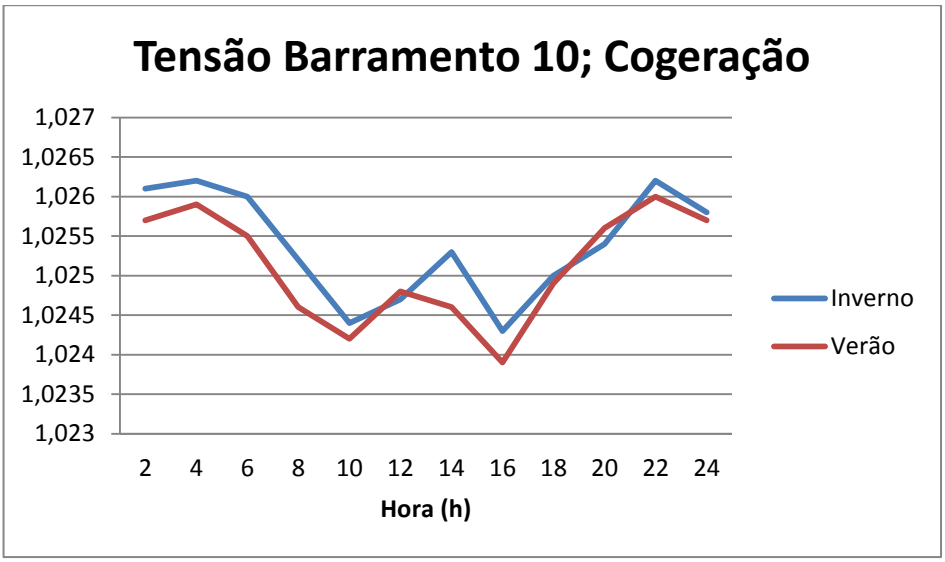

Figura 5.18 - Tensão no Inverno e no Verão, no barramento 10, PD cogeração.

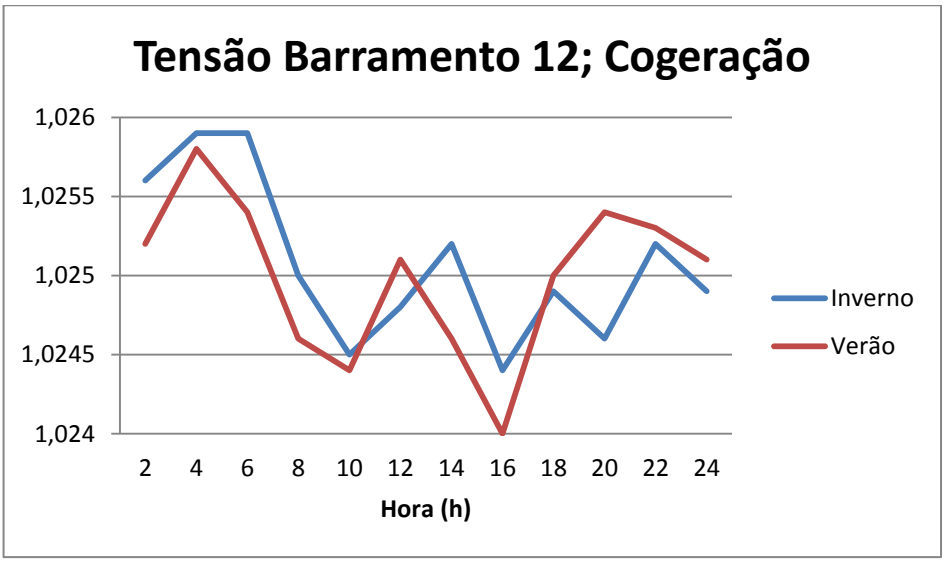

Figura 5.19 - Tensão no Inverno e no Verão, no barramento 12, PD cogeração.

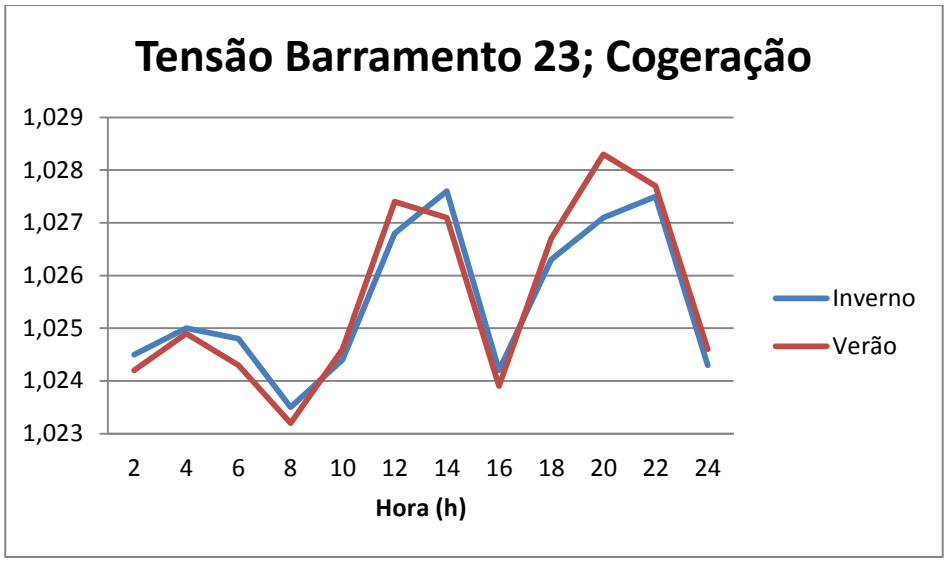

Figura 5.20 - Tensão no Inverno e no Verão, no barramento 23, PD cogeração.

A figura 5.21 apresenta as tensões no barramento 28 no Inverno e Verão. As curvas da tensão para os dois períodos em análise apresenta o efeito inverso aos consumos, ou seja, os períodos de menor consumo (durante a noite, das 20 horas as 10 horas) apresentam as tensões mais altas; em contrapartida, os períodos de maior consumo (durante o dia, as 10 horas às 20 horas) exibem um nível de tensão mais baixo.

Nesta simulação, só as fontes de cogeração estão interligadas à rede de distribuição. Como ao *feeder* 8 (onde está inserido o barramento 28) não está ligada nenhuma fonte de PD deste tipo, o impacto do aumento da tensão será reduzido (quase inexistente).

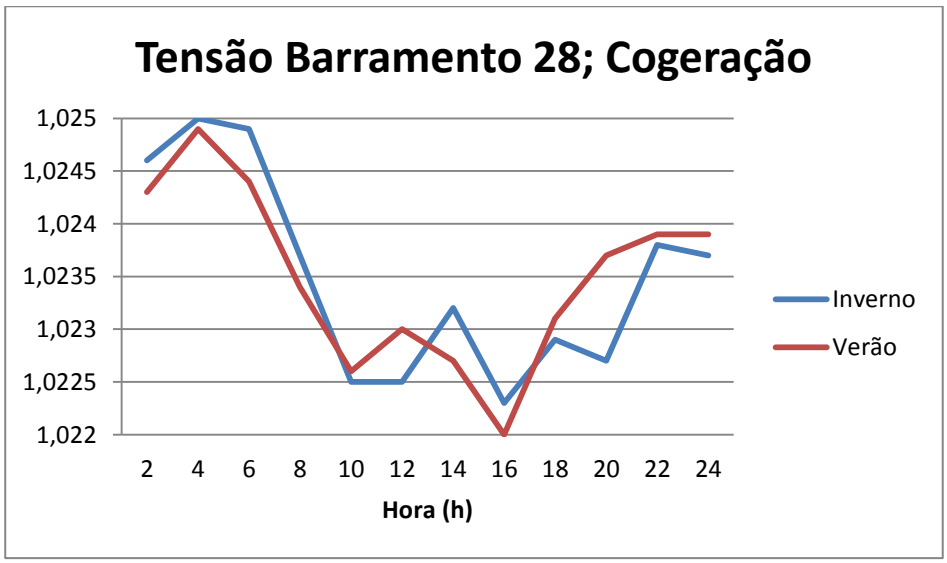

Figura 5.21 - Tensão no Inverno e no Verão, no barramento 28, PD cogeração.

Como é do conhecimento geral, as fontes de PD eólica apresentam uma maior capacidade de produção nos meses de Inverno, com especial destaque para os períodos noturnos.

As figuras 5.22 a 5.26 apresentam a comparação das tensões (entre o Inverno e Verão) nos diversos barramentos na simulação 6 (apenas fontes eólicas).

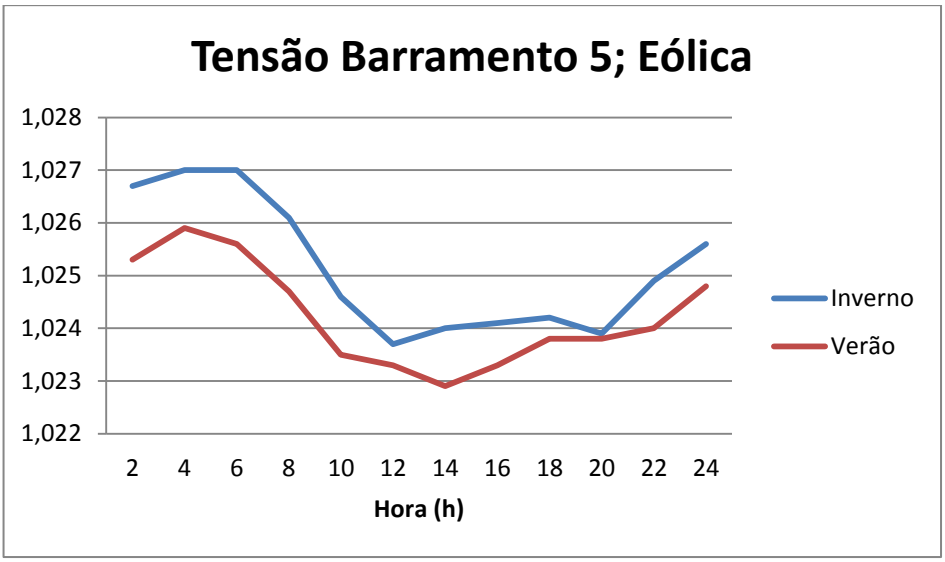

Figura 5.22 - Tensão no Inverno e no Verão, no barramento 5, PD eólica.

A intensidade do impacto da integração de fontes de PD (neste caso, eólica) é muito maior nos *feeders* onde essas fontes estão instaladas.

Por exemplo, os *feeders* onde estão inseridos os barramentos 5 e 10 não apresentam nenhuma fonte de PD eólica instalada, pelo que é possível verificar nas figuras 5.22 e 5.23 a pequena variação da tensão do Inverno para o Verão.

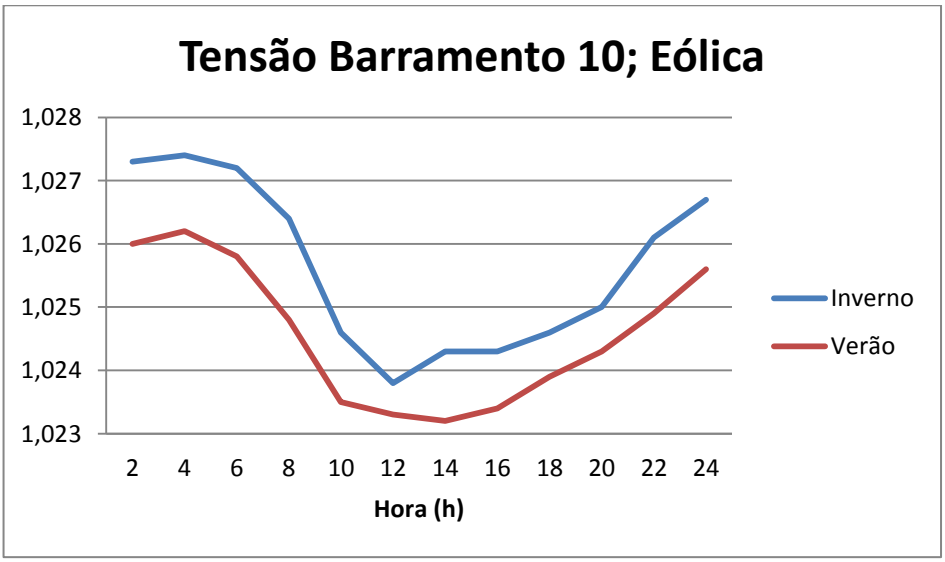

Figura 5.23 - Tensão no Inverno e no Verão, no barramento 10, PD eólica.

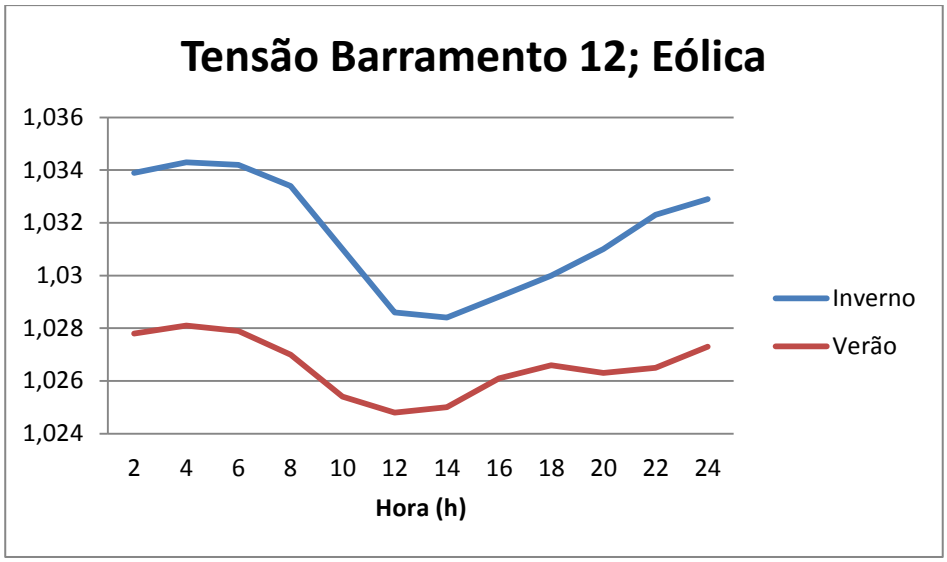

Figura 5.24 - Tensão no Inverno e no Verão, no barramento 12, PD eólica.

Os barramentos 12 e 28 (figuras 5.24 e 5.26) estão inseridos em *feeders* onde estão instaladas fontes de PD eólica. Por este motivo, aliado à alta produção destas fontes durante a noite e o baixo consumo (noturno) provocam o aumento da tensão nos períodos da noite e o abaixamento da tensão nos períodos do dia. Nestes dois barramentos, a tensão ultrapassa o valor pré-definido da tensão de referência, pelo que é necessário ter especial atenção à integração de mais fontes de PD, de modo a que não haja risco de colapso do sistema. A disparidade da tensão do dia típico de Inverno e Verão é um fator importante a referir, que pode ser comprovado com a grande variação de produção (Inverno/Verão) deste tipo de fonte.

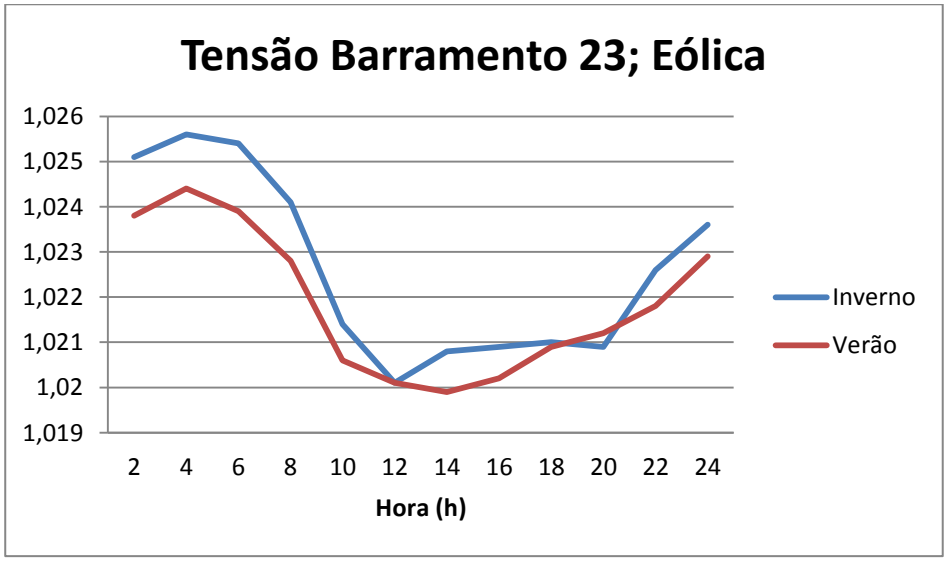

Figura 5.25 - Tensão no Inverno e no Verão, no barramento 23, PD eólica.

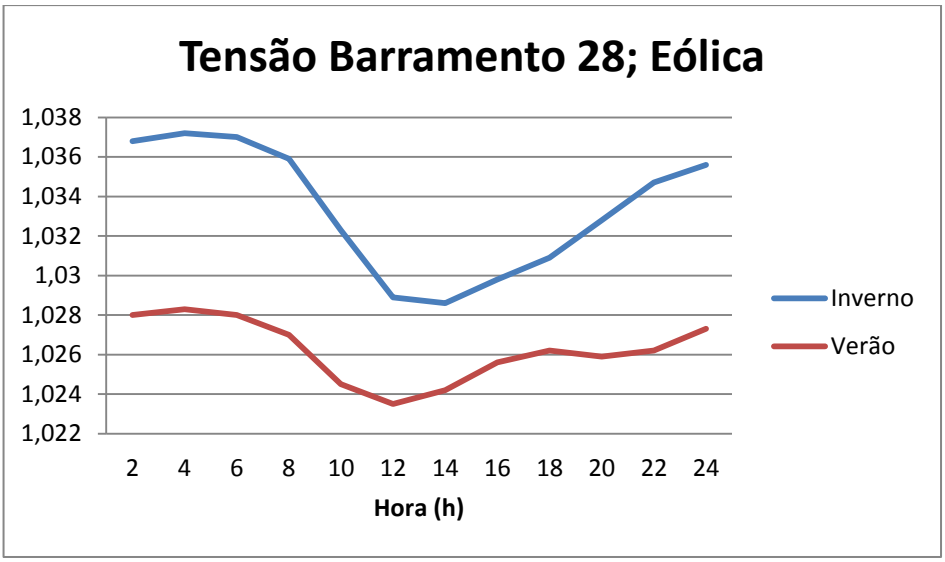

Figura 5.26 - Tensão no Inverno e no Verão, no barramento 28, PD eólica.

5.2.3 - Perdas

Neste caso de estudo a alimentação da rede de distribuição, na simulação sem PD, é concretizada única e exclusivamente pelo equivalente de rede (25 kV). Neste caso, a produção é realizada nas centrais convencionais que injetará a energia nas longas redes de transporte até próximo dos locais de consumo.

Inserindo fontes de PD na rede de distribuição (10 kV) do caso prático, não é possível afirmar que as perdas na rede de 10 kV vão diminuir, uma vez que depende do nível de integração das fontes de PD, bem como a sua localização e distribuição na rede.

Se analisarmos as perdas no SEE é importante verificar que mesmo que as perdas na rede de 10kV aumentem, as perdas globais do SEE vão certamente diminuir, uma vez que a energia que antes fluía nas redes de transporte vai passar a ser produzida pelas fontes de PD, muito mais próximo dos locais de consumo.

Uma vez que as perdas estão relacionadas com as resistências nas linhas, e por sua vez as resistências estão relacionadas com a distâncias das mesmas, conclui-se que quanto mais próximo se encontrarem a produção e o consumo, menores serão as distâncias das linhas onde a energia fluí, menores serão as resistências e, consequentemente, menores serão as perdas.

Analisando as perdas ao longo do dia verifica-se que dependem do nível de carga, sendo que quanto maior a carga da rede, maior será a produção e os trânsitos nas linhas, pelo que, consequentemente, maiores serão as perdas. Deste modo é de realçar que as perdas durante o período diurno (das 9 horas às 23 horas) são superiores às do período noturno (das 23 horas às 9 horas).

5.2.4 - Congestionamentos

Se analisarmos o SEE desde as fontes de produção convencionais até aos consumidores é fácil perceber que a inserção de fontes de PD na rede de distribuição permitirá diminuir os trânsitos de energia nas redes de transporte e nas subestações de transformação de energia.

Na rede de distribuição, a diminuição ou aumento dos congestionamentos não é considerada linear, dependendo do tipo de fonte, da quantidade de PD na rede e da sua localização. Por exemplo, se for inserida uma fonte eólica num local onde o consumo seja reduzido, a energia produzida terá que ser distribuída, aumentando os trânsitos nas linhas próximas. É por esta razão que o planeamento da rede com a integração de fontes de PD é muito complexo.

No caso de estudo, a inserção das fontes foi realizada de uma forma aleatória, pelo que existirão linhas em que o trânsito de energia subirá consideravelmente. Por outro lado, nos *feeders* em que os valores de produção de energia sejam próximos dos valores de consumo, é esperado que o trânsito nas linhas diminua. A análise incidiu sobretudo em três horas para cada simulação (1, 2 e 3), no Inverno e no Verão.

Nas tabelas 5.1 e 5.2 é possível verificar os resultados obtidos para as linhas mais importantes, no Inverno e Verão. Os resultados a azul, amarelo e verde são alusivos à diminuição dos congestionamentos nas linhas respetivas.

Na linha 2-16 o congestionamento diminuiu de 71% para 9% da simulação 1 para a simulação 2 (para as 12 horas) e de 83% para 12% entre as mesmas simulações (20 horas), devido à integração da cogeração (G18) no *feeder* 7. Consequentemente, o trânsito nas linhas 16-18, 18-20 e 20-21 (que se encontram no mesmo *feeder*) também diminuíram.

Na linha 2-24, analisando os congestionamentos para as 12 horas, na simulação 2 e 3, verifica-se uma diminuição do trânsito de 39% para 25%, facto que pode ser comprovado com a ligação de uma fonte eólica no *feeder* 8. Para a mesma linha, e uma vez que o consumo às 2 horas é reduzido, verifica-se uma subida do congestionamento de 20% para 70%, devido à grande capacidade de produção das fontes eólicas durante a noite.

Nas linhas 2-3 e 3-4, os trânsitos sobem (12 horas e 20 horas) a partir da simulação 1, devido à interligação de uma fonte de cogeração no *feeder* 1. A linha 2-12 verifica também um aumento significativo de trânsito uma vez que no *feeder* 5 está ligada uma fonte eólica.

Tabela 5.1 — Congestionamentos nas diferentes simulações (1, 2 e 3), no Inverno

	SEM PD			SIMULAÇÃO 1			SIMULAÇÃO 2			SIMULAÇÃO 3		
Linha	2 h	12 h	20 h	2 h	12 h	20 h	2 h	12 h	20 h	2 h	12 h	20 h
2 - 3	12%	17%	22%	4%	58%	52%	4%	58%	52%	4%	66%	52%
3 - 4	12%	17%	22%	4%	58%	52%	4%	58%	52%	4%	61%	52%
2 - 7	50%	73%	63%	50%	72%	62%	50%	72%	62%	50%	68%	62%
7 - 8	22%	33%	28%	22%	33%	28%	22%	33%	28%	22%	28%	28%
8 - 29	22%	33%	28%	22%	33%	28%	22%	33%	28%	22%	33%	28%
2 - 12	13%	17%	23%	77%	42%	63%	77%	46%	63%	77%	46%	63%
2 - 14	13%	17%	23%	13%	17%	23%	13%	17%	23%	4%	57%	51%
2 - 16	45%	75%	83%	44%	71%	83%	36%	9%	12%	36%	9%	12%
16 - 18	35%	62%	65%	34%	57%	65%	26%	19%	12%	26%	19%	12%
18 - 20	23%	46%	44%	23%	41%	44%	15%	33%	31%	15%	33%	31%
20 - 21	23%	46%	44%	23%	46%	44%	15%	29%	31%	15%	29%	31%
2 - 24	20%	43%	38%	20%	39%	38%	20%	39%	38%	70%	25%	47%
24 - 25	8%	11%	14%	8%	7%	14%	8%	7%	14%	81%	57%	71%

Tabela 5.2 — Congestionamentos nas diferentes simulações (1, 2 e 3), no Verão

	SEM PD			SIMULAÇÃO 1			SIMULAÇÃO 2			SIMULAÇÃO 3		
Linha	2 h	12 h	20 h	2 h	12 h	20 h	2 h	12 h	20 h	2 h	12 h	20 h
2 - 3	12%	14%	15%	4%	60%	59%	4%	60%	59%	4%	78%	61%
3 - 4	12%	14%	15%	4%	60%	59%	4%	60%	59%	4%	69%	60%
2 - 7	57%	78%	70%	57%	77%	70%	57%	78%	70%	57%	69%	69%
7 - 8	26%	35%	32%	26%	35%	32%	26%	35%	31%	26%	26%	30%
8 - 29	26%	35%	32%	26%	35%	32%	26%	35%	31%	26%	35%	31%
2 - 12	13%	14%	16%	16%	42%	13%	16%	11%	14%	16%	11%	14%
2 - 14	13%	14%	16%	13%	14%	16%	13%	14%	16%	4%	60%	58%
2 - 16	45%	65%	63%	45%	56%	62%	36%	20%	14%	36%	20%	14%
16 - 18	35%	54%	51%	35%	45%	49%	26%	30%	26%	26%	30%	26%
18 - 20	23%	41%	36%	23%	32%	34%	15%	43%	40%	15%	43%	40%
20 - 21	23%	41%	36%	23%	41%	36%	15%	34%	29%	15%	34%	39%
2 - 24	20%	39%	33%	20%	30%	31%	20%	30%	31%	9%	6%	4%
24 - 25	8%	9%	10%	8%	1%	9%	8%	1%	9%	21%	25%	21%

Na tabela 5.2 são apresentados os trânsitos nas linhas pré-definidas para análise, no Verão.

Nas linhas 2-3 e 3-4 existe um decréscimo dos trânsitos da simulação sem PD para a simulação 1, para as 2 horas, uma vez que o consumo é reduzido e a cogeração que foi implementada nesse *feeder* consegue alimentar quase toda a carga. Nas outras horas, o trânsito aumentou significativamente, uma vez que a elevada produção deste tipo de fonte ocorre durante os períodos de maior consumo das unidades fabris. A carga aumenta, mas não

consegue absorver toda a energia produzida, pelo que o excesso irá flui para o barramento 2 que redistribuirá esta energia pelas cargas mais próximas.

Da simulação 2 para a 3, no período das 12 horas, as linhas 2-7 e 7-8 apresentam uma redução do trânsito de energia. Esta situação é comprovada com a instalação de uma fonte fotovoltaica, que permitirá alimentar as cargas mais próximas da geração.

Nas linhas (2-16, 16-18, 18-20, 20-23) do *feeder* 7 é notória a diminuição dos trânsitos devido à instalação de uma fonte de cogeração.

Na linha 2-24 houve uma diminuição do fluxo de energia, da simulação 2 para a 3, devido à integração de uma fonte de PD eólica.

5.3 - Conclusões

No presente capítulo foi apresentado e analisado o impacto (tensões, perdas e congestionamentos) da integração de fontes de PD numa rede de teste, no Inverno e no Verão.

No Inverno, as fontes de energia eólica apresentam elevados níveis de produção (sobretudo no período noturno), aumentando as tensões (principalmente nos barramentos próximos da fonte) e diminuindo globalmente os congestionamentos na rede. No Verão, e apesar de terem menor capacidade de produção do que as fontes eólicas e de cogeração, as fontes de energia fotovoltaica atingem valores de produção elevados, de acordo com a intensidade solar que incide nos painéis (normalmente das 11 horas às 17 horas), o que provoca um aumento de tensão perto das fontes fotovoltaicas. A principal desvantagem é que nos períodos noturnos este tipo de fonte não produz energia.

Capítulo 6

Conclusões e Perspetivas de trabalho futuro

6.1 - Conclusões

A realização deste trabalho permitiu concluir que a integração das fontes de PD de origem renovável e a implementação das Redes Inteligentes de Energia permitem diminuir a dependência energética dos recursos fósseis. São processos demorados e com necessidade de modificações a nível da gestão e controlo da rede, que têm de ser otimizada.

Foi analisado o impacto da integração de fontes de PD no SEE.

A mudança de paradigma obrigou a reajustes do Sistema de Supervisão e Aquisição de Dados (SCADA) com o objetivo de monitorizar e analisar os dados enviados pelos equipamentos de controlo da rede, de forma a melhorar os índices de fiabilidade e garantir a continuidade do fornecimento de energia.

O caso de estudo permitiu analisar o impacto da integração de fontes de PD (cogeração, eólica e fotovoltaica) numa rede de distribuição de 10 kV. Em primeiro lugar, foi realizado um trânsito de potência sem PD onde foram analisadas as tensões e congestionamentos iniciais. De seguida, foram realizados trânsitos de potência com aumento de PD, onde é possível verificar o aumento das tensões na rede (principalmente próximo das fontes com maior dimensão) e a diminuição dos congestionamentos das linhas que apresentavam um trânsito elevado. Em segundo lugar, foram realizadas análises para cada tipo de fonte de PD, no Inverno e no Verão, onde foi possível analisar o impacto da produção (de cada tipo de fonte) nos diagramas de tensão, nos diversos barramentos. Na integração de fontes de produção fotovoltaica, a tensão no Verão é superior ao Inverno, durante os períodos de maior intensidade solar (durante o dia). Apenas com fontes de cogeração, e uma vez que a produção deste tipo de fonte é igual para as diferentes épocas do ano, é importante referir que as tensões dos barramentos próximos do local de geração vão ser altas nos períodos de

maior produção (normalmente coincidem com os períodos de funcionamento das fábricas). A integração de fontes de produção 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 noite).

No futuro, é esperado que estes progressos em conjunto com a Liberalização do Mercado de Energia proporcionem um elevado número de vantagens para todos os *stakeholders* do SEE, com especial destaque para o consumidor.

6.2 - Perspetivas de trabalho futuro

A área que ainda se encontra em fase de desenvolvimento, devido à sua complexidade, é a dos Sistemas de Proteção. O aumento das correntes de curto-circuito, com o aumento crescente da instalação de fontes de PD, e a bidirecionalidade do trânsito de energia causam problemas às proteções já instaladas na rede, sendo necessário fazer um reajuste das mesmas. Pode ser também necessário inserir na rede relés bidirecionais que permitem detetar o sentido da corrente.

Um trabalho interessante seria a realização de um estudo acerca das alterações dos Sistemas de Proteção com a crescente integração de PD.

Pode ser também interessante realizar um estudo da estabilidade da rede com a integração de fontes de PD, na medida em que um mau dimensionamento da fonte de energia e da sua localização poderão provocar fenómenos transitórios de grande amplitude que poderá levar à perda da estabilidade dessas fontes e, num caso extremo, a saída de serviço dessa produção.

A instalação e exploração de fontes de PD têm grande influência a nível económico, não só ao nível do seu dimensionamento ótimo, mas também ao nível da faturação a ser paga pelos consumidores. Assim, o estudo do impacto económico da integração de PD poderá ser um tema interessante a desenvolver.

Referências

[1] C. C. L. Moreira, "Identification and development of microgrids emergency control procedures," PhD, FEUP, Universidade do Porto, Porto, 2008.

[2] J. A. P. Lopes, A. G. Madureira, and C. C. L. M. Moreira, "A view of microgrids," *Wiley Interdisciplinary Reviews: Energy and Environment*, vol. 2, pp. 86-103, 2013.

[3] 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 *Sustainable Power Generation and Supply, 2009. SUPERGEN '09. International Conference on*, 2009, pp. 1-6.

[4] F. Pilo, G. Pisano, and G. G. Soma, "Advanced DMS to manage active distribution networks," in *PowerTech, 2009 IEEE Bucharest*, 2009, pp. 1-8.

[5] N. D. Eirik, K. Gerd, P. R, and G. R. E, "Integrating Distributed Generation in MV distribution systems; Description of challenges for network planning," presented at the CIGRE Symposium Bologna 2011 : The electricity power system of the future - integrating supergrids and microgrids, Bologna, 2011.

[6] S. Chowdhury, S. P. Chowdhury, and P. Crossley, *Microgrids and Active Distribution Networks*. London: IET - The Institute of Engineering and Technology, 2009.

[7] REN. (2013, 26-05-2013). *Renováveis abastecem cerca de 70% do consumo nacional de eletricidade no 1º trimestre*. Available: http://www.ren.pt/media/comunicados/detalhe/renovaveis_abastecem_cerca_de_70__do_consumo_nacional_de_eletricidade_no_1__trimestre/

[8] A. G. Tsikalakis and N. D. Hatziargyriou, "Centralized Control for Optimizing Microgrids Operation," *Energy Conversion, IEEE Transactions on*, vol. 23, pp. 241-248, 2008.

[9] H. Zareipour, K. Bhattacharya, and C. A. Cañizares, "Distributed Generation: Current Status and Challenges," *Proc. North American Power Symposium*, pp. 1-8, 2004.

[10] D. Hawkins and C. Guha, "Business Drivers for Distribution Network Operators and Active Distribution Management System Developments: How Should India Embrace Best Developed Practice? ," *GridTech*, pp. 1-7, 2007.

[11] S. Repo, "Active Distribution Network (ADINE) Project Results " presented at the 4th International Conference on Integration of Renewable and Distributed Energy Resources, Albuquerque, USA, 2010.

[12] A. A. Messias, "Redes Inteligentes de Energia - Smart Grids," presented at the 9º Encontro Nacional do Colégio de engenharia Electrotécnica, Lisboa, 2009.

[13] P. L. Monteiro. (2012, 28-04-2013) Projecto InovGrid. *Renováveis Magazine*. 50-52. Available: http://www.premioedpinovacao.edp.pt/folder/noticia/ficheiro/38_InovGrid%20Renov%C3%A1veis%20Magazine.pdf

[14] S. d. S. Brandão, "Cogeração," ed. Coimbra, 2004, pp. 1-39.

[15] R. D. Corporation, "Assessment of Distributed Generation Technology Applications," ed. Viena, 2001.

[16] DONAUER. (20-04-2013). *Sistemas Isolados - Backup de Energia*. Available: http://www.donauer.eu/pt/areas-de-negocio/sistemas-fotovoltaicos/sistemas-isolados/backup-de-energia/

[17] R. M. G. Castro, "Introdução à Energia Mini-Hídrica," 3.1 ed. Lisboa, 2008, pp. 1-45.

[18] X. Liu and B. Su, "Microgrids - An Integration of Renewable Energy Technologies," p. 7, 2008.

[19] A. Briones, J. Francfort, P. Heitmann, M. Schey, S. Schey, and J. Smart, "Vehicle-to-Grid (V2G) Power Flow Regulations and Building Codes Review by the AVTA," ed, 2012.

[20] R. Hidalgo, C. Abbey, and G. Joos, "Technical and economic assessment of active distribution network technologies," in *Power and Energy Society General Meeting, 2011 IEEE*, 2011, pp. 1-6.

[21] G. Paulilo, "Conceitos gerais sobre qualidade da energia," pp. 1-7.

[22] K. Vijeta and D. V. S. S. S. Sarma, "Protection of distributed generation connected distribution system," in *Advances in Power Conversion and Energy Technologies (APCET), 2012 International Conference on*, 2012, pp. 1-6.

[23] J. A. P. Lopes and M. A. Matos. (2012, 27-05-2013). *As renováveis e os preços*. Available: http://paginas.fe.up.pt/~deecsite/index.php?option=com_k2&view=item&id=47:as-renov%C3%A1veis-e-os-pre%C3%A7os&Itemid=53

[24] ERSE. (27-05-2013). *Mercado Diário*. Available: http://www.erse.pt/pt/supervisaodemercados/mercadodeelectricidade/mercadodiario/Paginas/default.aspx?master=ErsePrint.master

[25] L. E. Caires, "Aplicação de Redes Inteligentes nas Instalações Elétricas Residenciais," Pós-Graduação em Energia, São Paulo, 2012.

[26] S. Karnouskos and A. W. Colombo, "Architecting the next generation of service-based SCADA/DCS system of systems," in *IECON 2011 - 37th Annual Conference on IEEE Industrial Electronics Society*, 2011, pp. 359-364.

[27] N. C. System, "Supervisory Control and Data Acquisition (SCADA) Systems," ed. Virginia: National Communication System, 2004, p. 76.

[28] E. J. Coster, "Distribution grid operation including distributed generation : impact on grid protection and the consequences of fault ride-through behavior," Doctoral, Technische Universiteit Eindhoven, Eindhoven, 2010.

[29] P. N. Pereira Barbeiro, C. L. Moreira, F. J. Soares, and P. M. R. Almeida, "Evaluation of the impact of large scale integration of micro-generation units in low and Medium Voltage distribution networks," in *Innovative Technologies for an Efficient and Reliable Electricity Supply (CITRES), 2010 IEEE Conference on*, 2010, pp. 265-272.

Anexo A

Rede de Teste

A rede de teste definida 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.

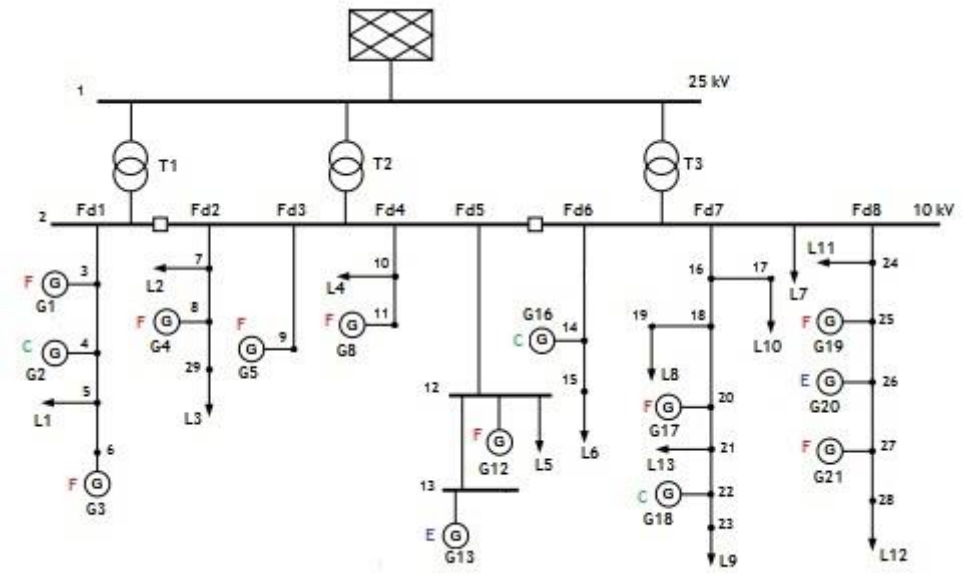

Figura A.1 - Rede de teste selecionada [28].

Tabela A.1 - Parâmetros das Linhas

Barr. Inicial	Barr. Final	Tipo Linha	R [Ω/km]	X [Ω/km]	C [μF/km]	Comp. [m]	Pmáx [MVA]
2	3	XLPE 1 x 400 Al	0,12	0,105	0,35	3367	1,8
2	7	XLPE 1 x 400 Al	0,12	0,105	0,35	889	1,8
2	9	XLPE 1 x 400 Al	0,12	0,105	0,35	3751	1,8
2	10	XLPE 1 x 400 Al	0,12	0,105	0,35	1610	1,8
2	12	XLPE 1 x 400 Al	0,12	0,105	0,35	2962	1,8
2	14	XLPE 1 x 400 Al	0,12	0,105	0,35	1494	1,8
2	16	XLPE 1 x 400 Al	0,12	0,105	0,35	1277	1,8
2	24	XLPE 1 x 400 Al	0,12	0,105	0,35	2111	1,8
3	4	XLPE 1 x 400 Al	0,12	0,105	0,35	174	1,8
4	5	XLPE 1 x 400 Al	0,12	0,105	0,35	33	1,8
5	6	XLPE 1 x 400 Al	0,12	0,105	0,35	232	1,8
7	8	XLPE 1 x 400 Al	0,12	0,105	0,35	915	1,8
8	29	XLPE 1 x 400 Al	0,12	0,105	0,35	1678	1,8
10	11	XLPE 1 x 400 Al	0,12	0,105	0,35	2184	1,8
12	13	XLPE 1 x 400 Al	0,12	0,105	0,35	276	1,8
14	15	XLPE 1 x 400 Al	0,12	0,105	0,35	284	1,8
16	17	XLPE 1 x 400 Al	0,12	0,105	0,35	1768	1,8
16	18	XLPE 1 x 400 Al	0,12	0,105	0,35	50	1,8
18	19	XLPE 1 x 400 Al	0,12	0,105	0,35	245	1,8
18	20	XLPE 1 x 400 Al	0,12	0,105	0,35	1115	1,8
20	21	XLPE 1 x 400 Al	0,12	0,105	0,35	170	1,8
21	22	XLPE 1 x 400 Al	0,12	0,105	0,35	294	1,8
22	23	XLPE 1 x 400 Al	0,12	0,105	0,35	682	1,8
24	25	XLPE 1 x 400 Al	0,12	0,105	0,35	2113	1,8
25	26	XLPE 1 x 400 Al	0,12	0,105	0,35	332	1,8
26	27	XLPE 1 x 400 Al	0,12	0,105	0,35	250	1,8
27	28	XLPE 1 x 400 Al	0,12	0,105	0,35	1100	1,8

Tabela A.2 - Parâmetros dos transformadores

S [MVA]	U1 [kV]	U2 [kV]	ε (%)
20	26,25	10,8	9

Tabela A.3 - Parâmetros das cargas

Carga	Barr.	Tipo Carga	$S_{inst.}$ (MVA)	$P_{inst.}$ (MW)	$Q_{inst.}$ (Mvar)	tan ϕ
L1	5	Residencial	1,04	0,96	0,40896	0,426
L2	7	Industrial	2,61	2,40	1,02240	0,426
L3	29	Industrial	2,13	1,96	0,83496	0,426
L4	10	Comercial	1,63	1,50	0,63900	0,426
L5	12	Residencial	1,09	1,00	0,42600	0,426
L6	15	Residencial	1,09	1,00	0,42600	0,426
L7	2	Industrial	15,22	14,00	5,96398	0,426
L8	19	Residencial	1,01	0,93	0,39618	0,426
L9	23	Comercial	1,39	1,28	0,54528	0,426
L10	17	Residencial	0,86	0,79	0,33654	0,426
L11	24	Comercial	1,52	1,40	0,59640	0,426
L12	28	Residencial	0,68	0,62	0,26582	0,426
L13	21	Residencial	1,02	0,94	0,40044	0,426

Tabela A.4 - Parâmetros dos geradores

Gerador	Barr.	Tipo Geração	$S_{inst.}$ (MVA)	$P_{inst.}$ (MW)	$Q_{inst.}$ (Mvar)	tan ϕ
G1	3	Fotovoltaica	0,26	0,25	0,075	0,3
G2	4	Cogeração	1,57	1,50	0,450	0,3
G3	6	Fotovoltaica	0,26	0,25	0,075	0,3
G4	8	Fotovoltaica	0,26	0,25	0,075	0,3
G5	9	Fotovoltaica	0,26	0,25	0,075	0,3
G8	11	Fotovoltaica	0,26	0,25	0,075	0,3
G12	12	Fotovoltaica	0,26	0,25	0,075	0,3
G13	13	Eólica	2,09	2,00	0,600	0,3
G16	14	Cogeração	1,57	1,50	0,450	0,3
G17	20	Fotovoltaica	0,26	0,25	0,075	0,3
G18	22	Cogeração	1,57	1,50	0,450	0,3
G19	25	Fotovoltaica	0,26	0,25	0,075	0,3
G20	26	Eólica	2,09	2,00	0,600	0,3
G21	27	Fotovoltaica	0,26	0,25	0,075	0,3

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.

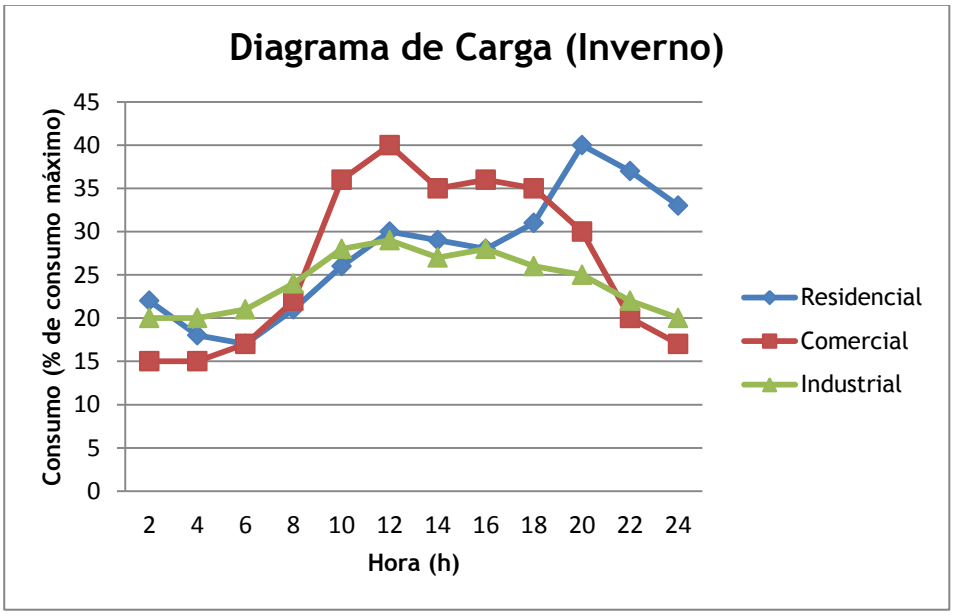

Figura B.1 - Diagrama de Carga (Inverno) [29].

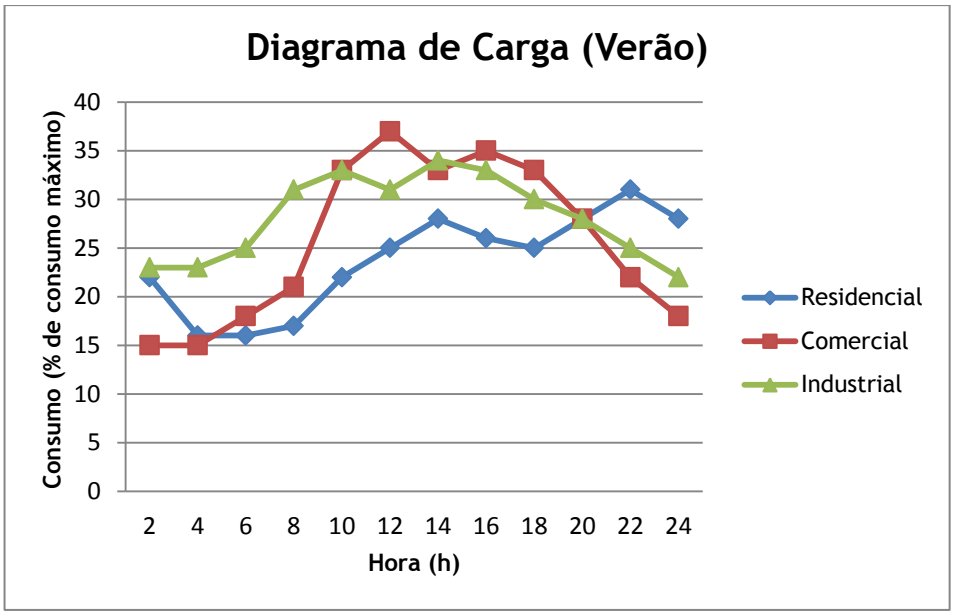

Figura B.2 - Diagrama de Carga (Verão) [29].

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

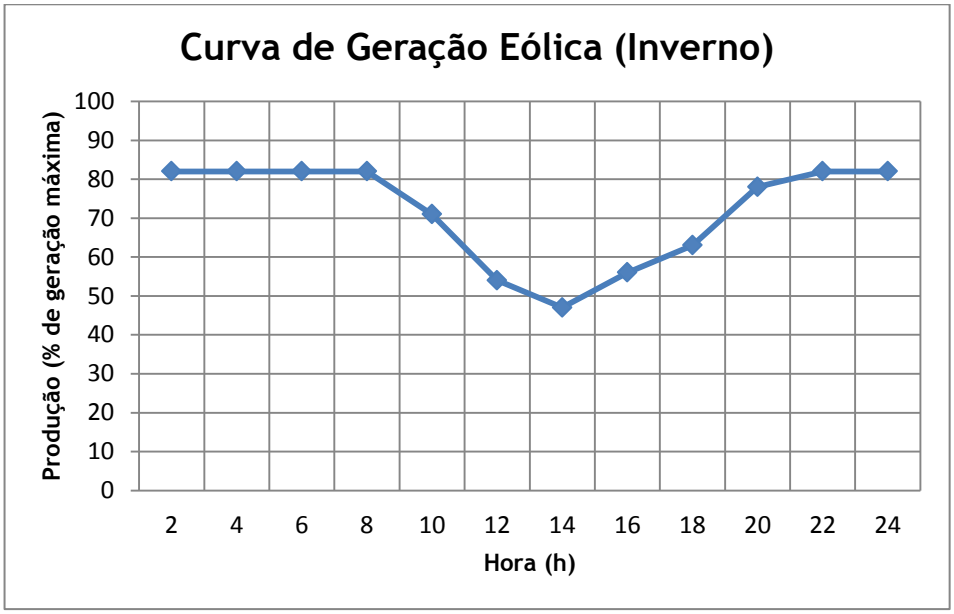

Figura B.3 - Curva de Geração Eólica (Inverno).

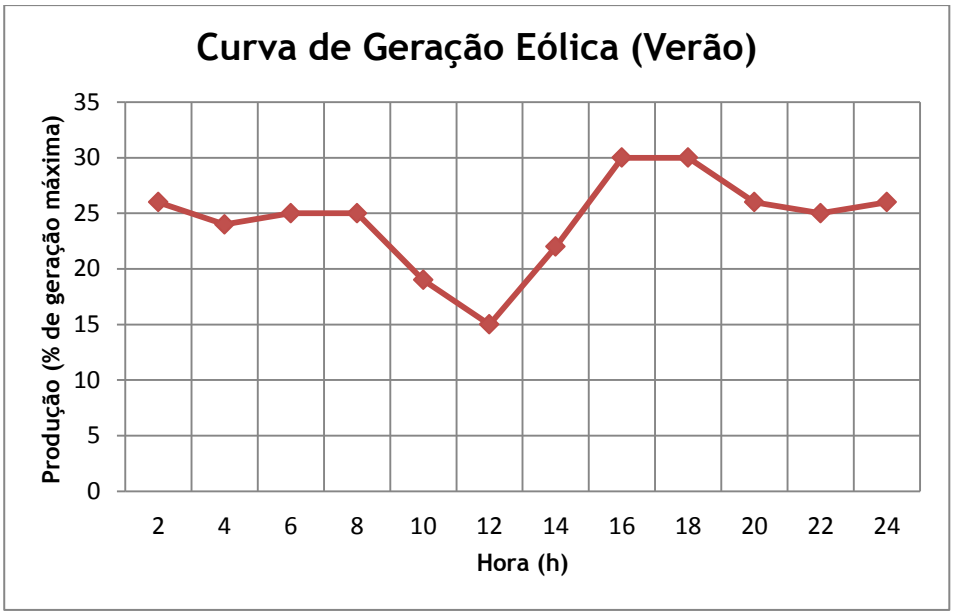

Figura B.4 - Curva de Geração Eólica (Verão).

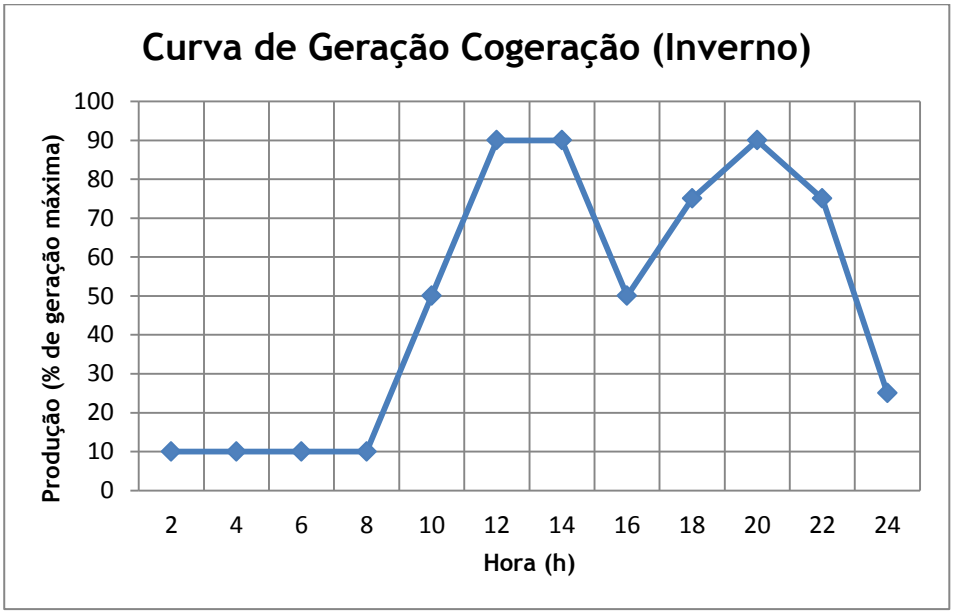

Figura B.5 - Curva de Geração Cogeração (Inverno).

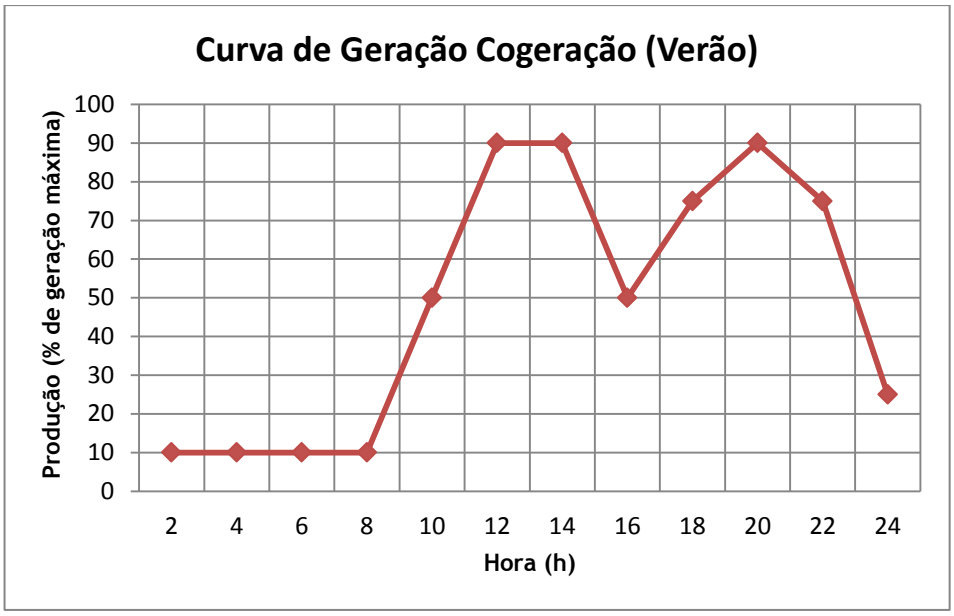

Figura B.6 - Curva de Geração Cogeração (Inverno).

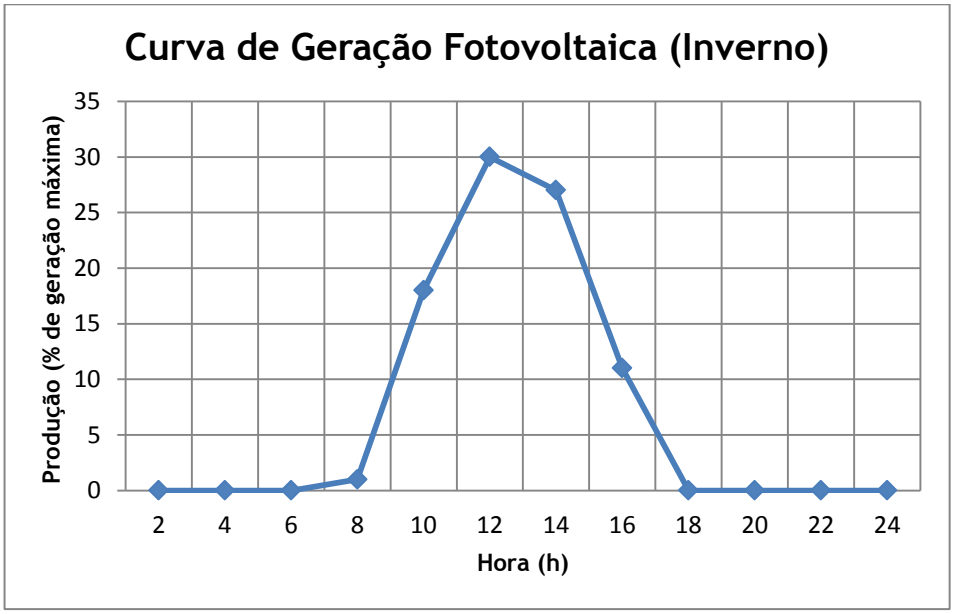

Figura B.7 - Curva de Geração Fotovoltaica (Inverno).

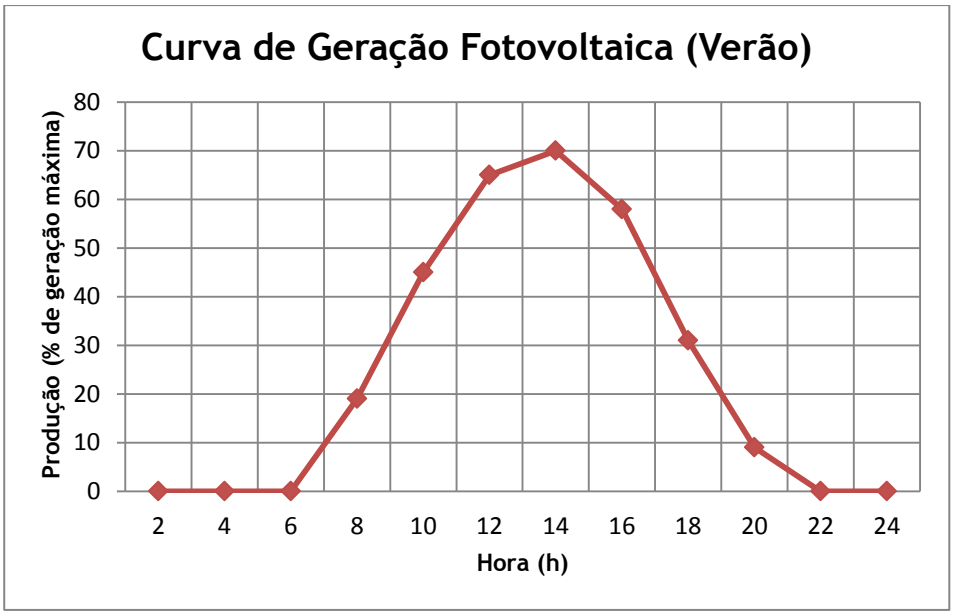

Figura B.8 - Curva de Geração Fotovoltaica (Verão).