

Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto



**Avaliação da Capacidade de Feeders de
Distribuição aceitarem Produção Distribuída**

José Rui Gonçalves Ferreira

VERSÃO FINAL

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

Orientador: Prof. Dr. João Abel Peças Lopes

Julho de 2013

© José Rui Gonçalves Ferreira, 2013

Resumo

Nos últimos anos tem-se observado uma crescente presença de Produção Distribuída ligada em redes de distribuição MT e BT. Nesta dissertação pretende-se assim avaliar a capacidade dos *feeders* de distribuição aceitarem essa Produção Distribuída.

Deste modo, este trabalho foi realizado com o objetivo de identificar os fatores limitadores e caracterizar os problemas do aumento dessa produção para diferentes tipos de rede, nomeadamente, sobrecargas, sobretensões, limites das potências de curto-circuito, níveis de distorção harmónica e limitações da rede de transporte a montante, incluindo a inversão do trânsito de potências nos transformadores das subestações e PT's.

Para aprofundar os aspetos relativos a esses fatores limitadores, outro dos objetivos desta dissertação é identificar as regras técnicas e a regulamentação adotadas em Portugal, em particular, o Regulamento da Rede de Distribuição presente na Portaria nº 596/2010 do Diário da República, e noutros países da União Europeia, designadamente, Alemanha, Bélgica, Dinamarca, Espanha, França, Grécia, Reino Unido e República Checa definidas pelos Operadores de Rede para uma correta integração, gestão e operação da Produção Distribuída.

Assim, nesta dissertação foram realizados um conjunto de estudos de trânsito de potências em redes teste identificando esses fatores limitadores em *feeders* MT e BT típicos, considerando a integração de diferentes quantidades de Produção Distribuída nessas redes de distribuição, principalmente, microgeração fotovoltaica, utilizando para o efeito o *software* PSS®E University 33. No fim, depois de apresentados e analisados os resultados são apresentadas de forma genérica soluções de gestão e controlo que permitam maximizar os limites de integração de PD, como por exemplo, o recurso a dispositivos de armazenamento ou a transformadores com comutação em carga, tendo o seu desempenho sido avaliado recorrendo a diversas simulações computacionais.

Abstract

In the past few years there has been a growing presence of Distributed Generation connected to Medium and Low Voltage distribution grids. This thesis main objective is to evaluate the Distribution feeders' capacity to accept the Distributed Generation.

Therefore, this project's underlying goal is to identify the limiting aspects and problems of the Distributed Generation rise in different grid types, namely, overcurrents, overvoltages, maximum fault levels, harmonic emissions and upstream transmission grid limits, including the reversal of the power flow in the Substations.

To extend the relative aspects associated with these limiting points, this thesis also seeks to identify the technical rules and regulation adopted in Portugal, in particular, the Distribution grid regulation present in the nº 596/2010 ordinance of the Diário da República, and among other European Union countries, such as Germany, Belgium, Denmark, Spain, France, Greece, United Kingdom and Czech Republic defined by the Grid Operators to supply an appropriate integration, management and operation of Distributed Generation.

Thus, several power flow studies were conducted in test grids to identify those limiting aspects in typical Medium and Low Voltage feeders, taking into account different quantities of Distributed Generation in those distribution grids, while mainly using microgeneration based on photovoltaic solar systems, by means of PSS®E University 33 software. Lastly, after the results were presented and analyzed, management and control solutions were generically offered to allow for the maximization of DG integration limits, such as, resorting to storage devices or TVR Tap Control transformers, while having their performance evaluated with the assistance of several computer simulations.

Agradecimentos

Em primeiro lugar queria agradecer ao meu orientador Prof. Dr. João Abel Peças Lopes por toda disponibilidade e apoio prestado nas sucessivas reuniões ao longo do tempo de elaboração desta Dissertação e pela motivação e interesse sempre demonstrados pelo meu trabalho.

Depois gostaria de agradecer ao Eng.º Pedro Barbeiro do INESC Porto pelo apoio fulcral na realização da parte prática desta Dissertação através do fornecimento das Redes Teste e respetivos dados e por todos os esclarecimentos de dúvidas.

De seguida queria agradecer aos meus colegas e amigos que me acompanharam durante esta caminhada e que contribuíram decisivamente para que o meu percurso e vida académica atingissem o sucesso e fossem recheados de bons momentos e recordações.

Por fim, um agradecimento muito especial aos meus pais que me proporcionaram todas as condições necessárias para eu atingir esta etapa e que são os responsáveis por tudo aquilo que sou hoje e aos meus irmãos por todo o companheirismo.

A todos um muito obrigado!

“Deus quer, o homem sonha, a obra nasce.”

Fernando Pessoa

Índice

Resumo	iii
Abstract.....	v
Agradecimentos	vii
Lista de figuras	xiii
Lista de tabelas	xv
Abreviaturas e Símbolos	xvii
Capítulo 1	1
Introdução.....	1
1.1 - Motivação	1
1.2 - Estrutura	2
Capítulo 2	3
Estado da Arte	3
2.1 - Introdução.....	3
2.2 - O Conceito de Produção Distribuída.....	3
2.3 - A Mudança de Paradigma no Sistema Elétrico	5
2.3.1 - Redes Passivas e Filosofia <i>Fit and Forget</i>	5
2.3.2 - Redes Ativas e Gestão Ativa das Redes	9
2.4 - Conclusões	11
Capítulo 3	13
Impactos da Integração de Produção Distribuída	13
3.1 - Introdução.....	13
3.2 - Os Fatores Limitadores do Aumento de Produção Distribuída em <i>Feeders</i> de Redes de Distribuição	13
3.2.1 - Perfis de Tensão.....	13
3.2.2 - Curto-Circuitos	15
3.2.3 - Limites Térmicos	17
3.2.4 - Proteções	17
3.2.5 - Trânsitos de Potência Bidirecionais.....	18
3.2.6 - Qualidade da Energia.....	19
3.2.7 - Estabilidade da Rede	19
3.2.8 - Operação em Modo Isolado.....	20
3.3 - Conclusões	21

Capítulo 4	23
Regras Técnicas / Regulamentação	23
4.1 - Introdução	23
4.2 - Regras Técnicas em Portugal	23
4.3 - Regras Técnicas em países da União Europeia	27
4.3.1 - Alemanha	27
4.3.2 - Bélgica	28
4.3.3 - Dinamarca	29
4.3.4 - Espanha	33
4.3.5 - França	36
4.3.6 - Grécia	38
4.3.7 - Reino Unido	40
4.3.8 - República Checa	41
Capítulo 5	43
Casos de Estudo e Análise de Resultados	43
5.1 - Introdução	43
5.2 - Rede Teste de Média Tensão	43
5.2.1 - Perfis de Tensão	46
5.2.2 - Perdas	52
5.2.3 - Congestionamentos	53
5.2.4 - Transformador com Comutação em Carga	55
5.2.5 - Curto-Circuitos	58
5.3 - Estudo da Rede de Baixa Tensão	60
5.3.1 - Perfis de Tensão	61
5.3.2 - Perdas	64
5.3.3 - Congestionamentos	65
5.3.4 - Dispositivos de Armazenamento	66
5.4 - Conclusões	67
Capítulo 6	69
Conclusões e Perspetivas Futuras	69
Referências	73
Anexo A - Dados das Redes Teste	75
Anexo B - Perfis de Geração e Consumo	79
B-1 - Perfil de Geração de uma unidade de CHP	79
B-2 - Perfil de Geração de uma instalação Eólica	79
B-3 - Perfil de Geração de uma unidade de Microgeração Fotovoltaica	80
B-4 - Perfil de Consumo de uma Carga Residencial	80
B-5 - Diagrama de Carga de um dia típico de Verão	81
B-6 - Diagrama de Carga de um dia típico de Inverno	81

Lista de figuras

Figura 2.1 - Sistema Elétrico Convencional [1].	6
Figura 2.2 - Sistema Elétrico considerando Produção Distribuída [1].	8
Figura 2.3 - Arquitetura de uma Microrede segundo o Projeto Europeu “MICROGRIDS” [1].	10
Figura 3.1 - Impacto da Produção Distribuída para os níveis de Curto-Circuito [8].	16
Figura 4.1 - Curva tensão-tempo da capacidade exigida às instalações de produção eólica para suportarem cavas de tensão (Portugal).	25
Figura 4.2 - Curva de fornecimento de reativa pelas instalações de produção eólicas durante cavas de tensão (Portugal).	26
Figura 4.3 - Curva tensão-tempo da capacidade exigida às instalações de produção eólica com potência nominal superior a 1,5 MW para suportarem cavas de tensão (Dinamarca) [16].	31
Figura 4.4 - Curva de fornecimento de reativa pelas instalações de produção eólica com potência nominal superior a 1,5 MW durante cavas de tensão (Dinamarca) [16].	32
Figura 4.5 - Curva tensão-tempo da capacidade exigida às instalações de produção eólica para suportarem cavas de tensão (Espanha) [19].	35
Figura 4.6 - Curva de fornecimento de reativa pelas instalações de produção eólicas durante cavas de tensão (Espanha) [19].	35
Figura 4.7 - Variação de tensão devido à integração de PD e limites de variação de tensão em regime estacionário (Grécia) [23].	39
Figura 5.1 - Rede Teste de Média Tensão.	44
Figura 5.2 - Perfis de tensão para diferentes valores de tensão de referência sem integração de Produção Distribuída.	46
Figura 5.3 - Perfis de tensão dos nós 45, 143 e 2063 para uma integração de 25% de Produção Distribuída nas Microredes.	47
Figura 5.4 - Perfis de tensão dos nós 45, 143 e 2063 para uma integração de 50% de Produção Distribuída nas Microredes.	47
Figura 5.5 - Perfis de tensão dos nós 45, 143 e 2063 para uma integração de 75% de Produção Distribuída nas Microredes.	48
Figura 5.6 - Perfis de tensão dos nós 45, 143 e 2063 para uma integração de 100% de Produção Distribuída nas Microredes.	48

Figura 5.7 - Perfil de tensão da Rede Teste às 4 Horas considerando 25%, 50%, 75% e 100% de Microgeração Fotovoltaica.....	49
Figura 5.8 - Perfis de tensão da Rede Teste às 8 Horas considerando 25%, 50%, 75% e 100% de Microgeração Fotovoltaica.....	49
Figura 5.9 - Perfis de tensão da Rede Teste às 14 Horas considerando 25%, 50%, 75% e 100% de Microgeração Fotovoltaica.....	50
Figura 5.10 - Perfis de tensão da Rede Teste às 20 Horas considerando 25%, 50%, 75% e 100% de Microgeração Fotovoltaica.....	50
Figura 5.11 - Perfil de tensão da Rede Teste às 24 Horas considerando 25%, 50%, 75% e 100% de Microgeração Fotovoltaica.....	50
Figura 5.12 - Perfis de Tensão com e sem Transformador com Comutação em Carga às 14 Horas, para uma integração de 25% de Microgeração Fotovoltaica.	55
Figura 5.13 - Perfis de Tensão com e sem Transformador com Comutação em Carga às 14 Horas, para uma integração de 50% de Microgeração Fotovoltaica.	55
Figura 5.14 - Perfis de Tensão com e sem Transformador com Comutação em Carga às 14 Horas, para uma integração de 75% de Microgeração Fotovoltaica.	56
Figura 5.15 - Perfis de Tensão com e sem Transformador com Comutação em Carga às 14 Horas, para uma integração de 100% de Microgeração Fotovoltaica.	56
Figura 5.16 - Valores das tomadas do Transformador com Comutação em Carga, para uma integração de 100% de Produção Distribuída.....	57
Figura 5.17 - Rede Teste de Baixa Tensão.	60
Figura 5.18 - Perfis de tensão dos nós 12 e 29 no Verão para uma integração de 50% de Microgeração Fotovoltaica na Rede Teste de Baixa Tensão.	62
Figura 5.19 - Perfis de tensão dos nós 12 e 29 no Verão para uma integração de 100% de Microgeração Fotovoltaica na Rede Teste de Baixa Tensão.	62
Figura 5.20 - Perfis de tensão dos nós 12 e 29 no Verão para uma integração de 150% de Microgeração Fotovoltaica na Rede Teste de Baixa Tensão.	63
Figura 5.21 - Perfis de tensão dos nós 12 e 29 no Verão para uma integração de 200% de Microgeração Fotovoltaica na Rede Teste de Baixa Tensão.	63
Figura 5.22 - Perfis de tensão às 14 horas, no Verão, para uma percentagem de Microgeração de 200% com e sem Baterias de Armazenamento.	67
Figura B.1 - Perfil de Geração de uma unidade de CHP para 24 horas.	79
Figura B.2 - Perfil de Geração de uma instalação Eólica para 24 horas.....	79
Figura B.3 - Perfil de Geração de uma unidade de Microgeração Fotovoltaica para 24 horas.....	80
Figura B.4 - Perfil de Consumo de uma Carga Residencial para 24 horas.....	80
Figura B.5 - Diagrama de Carga de um dia típico de Verão.	81
Figura B.6 - Diagrama de Carga de um dia típico de Inverno.	81

Lista de tabelas

Tabela 4.1 – Energia reativa, nas horas CP, na produção em regime especial (Portugal).....	26
Tabela 4.2 – Proteções, definições de operação e tempos de atuação (Dinamarca).....	30
Tabela 4.3 – Tensões máximas, mínimas e nominais (Dinamarca).	30
Tabela 4.4 – Limites para as variações rápidas de tensão (Dinamarca).	32
Tabela 4.5 – Limites para <i>Flicker</i> de curto prazo e <i>Flicker</i> de longo prazo (Dinamarca).....	32
Tabela 4.6 – Limites para <i>Flicker</i> de curto prazo e <i>Flicker</i> de longo prazo (Dinamarca).....	33
Tabela 4.7 – Limites para a distorção total da corrente harmónica (Dinamarca).	33
Tabela 4.8 – Limites para a distorção total da corrente harmónica (Dinamarca).	33
Tabela 4.9 – Limites para a distorção total da corrente harmónica (Dinamarca).	33
Tabela 4.10 – Potência máxima fornecida à rede e correspondente nível de tensão de ligação à rede (França).....	36
Tabela 4.11 – Potência nominal e correspondente esquema de ligação à rede (Grécia).....	38
Tabela 4.12 – Potências de Curto-Circuito admissíveis nas redes de distribuição para alguns níveis de tensão (Reino Unido).	41
Tabela 5.1 - Perdas na Rede Teste MT para os diversos estudos de Trânsito de Potências....	52
Tabela 5.2 - Congestionamentos na Rede Teste MT.	54
Tabela 5.3 - Perdas na Rede Teste BT para os estudos de Trânsito de Potências realizados às 14 horas.	64
Tabela 5.4 - Congestionamentos na Rede Teste BT.....	65
Tabela A.1 - Dados das Linhas da Rede Teste MT.	75
Tabela A.2 - Dados das Cargas da Rede Teste MT.	76
Tabela A.3 - Dados das Linhas da Rede Teste BT.	77
Tabela A.4 - Dados das Cargas da Rede Teste BT.	78

Abreviaturas e Símbolos

Lista de abreviaturas (ordenadas por ordem alfabética)

AT	Alta Tensão
AVC	<i>Automatic Voltage Control</i>
BT	Baixa Tensão
CHP	<i>Combined Heat and Power</i>
CP	Cheias e Ponta
DER	<i>Distributed Energy Resources</i>
LC	<i>Load Controller</i>
MAT	Muito Alta Tensão
MC	<i>Microsource Controller</i>
MGCC	<i>Microgrid Central Controller</i>
MT	Média Tensão
OLTC	<i>On-Load Tap-Changers</i>
ORD	Operador da Rede de Distribuição
PCC	<i>Point of Common Coupling</i>
PD	Produção Distribuída
RDBT	Redes de Distribuição de Eletricidade em Baixa Tensão
RND	Rede Nacional de Distribuição de Eletricidade em Alta e Média Tensão
SEE	Sistema Elétrico de Energia
TIC	Tecnologias da Informação e Comunicação
VS	Vazio Normal e Super Vazio

Capítulo 1

Introdução

1.1 - Motivação

Nos últimos anos tem-se observado uma crescente presença de Produção Distribuída ligada em redes de distribuição MT e BT. Por este motivo, os sistemas elétricos de energia têm sido alvo de alterações significativas nos tempos mais recentes, principalmente no que diz respeito à gestão, planejamento e operação das redes.

Os sistemas elétricos convencionais eram tradicionalmente caracterizados por uma estrutura hierárquica radial constituída por diferentes níveis de tensão, nomeadamente Produção, Transporte e Distribuição. Uma vez que a produção era centralizada e realizada pela chamada geração convencional constituída pelas grandes centrais hídricas, térmicas e nucleares, através de medidas governamentais ambiciosas, que tinham como objetivo a diminuição dos impactos ambientais, emissões de CO₂ e NO_x, e da dependência energética, a integração de PD foi intensificada, dando lugar a um novo paradigma dos sistemas elétricos.

Esta mudança de paradigma causada pela introdução de PD nas redes de distribuição tem como base o conceito de rede de distribuição ativa, isto é, uma rede que possui sistemas capazes de controlar um conjunto de recursos energéticos distribuídos constituídos por geradores, cargas controláveis e dispositivos de armazenamento. Após a integração de PD, os sistemas elétricos passaram a ter como base um paradigma descentralizado, onde se assume um trânsito de potências bidirecional e onde a Produção Distribuída participa na gestão e operação do sistema.

2 Introdução

Assim, o objetivo desta Dissertação é identificar os impactos e fatores limitadores da integração de Produção Distribuída, tais como, sobretensões, sobrecargas, limites das potências de curto-circuito, níveis de distorção harmónica e limitações da rede de transporte a montante, através da realização de estudos de trânsito de potências sobre redes típicas, apresentando soluções de gestão e controlo que permitam maximizar os limites de integração de Produção Distribuída, avaliando o seu desempenho por simulação computacional.

1.2 - Estrutura

Esta Dissertação encontra-se organizada em seis capítulos e em dois anexos, sendo o primeiro capítulo o presente.

No Capítulo 1 é feita uma apresentação do tema abordado nesta Dissertação e são apresentados os objetivos a cumprir na realização da mesma.

No Capítulo 2 apresenta-se o conceito de Produção Distribuída, enumerando as suas vantagens para as redes elétricas e aborda-se a mudança de paradigma resultante da sua integração nas redes de distribuição. O conceito de microrrede e a sua arquitetura são também apresentados neste capítulo.

No Capítulo 3 são expostos um conjunto de impactos resultantes da integração de Produção Distribuída nas redes de distribuição, sendo demonstrado de que forma estes se tornam fatores limitadores para essa mesma integração.

No Capítulo 4 são referidas as principais regras técnicas presentes no Regulamento da Rede de Distribuição em vigor em Portugal, assim como as principais regras técnicas presentes nos regulamentos de alguns países membros da União Europeia.

No Capítulo 5 é feita a apresentação e análise dos resultados e da metodologia utilizada nos estudos práticos realizados no âmbito desta Dissertação em redes teste de Média e Baixa Tensão.

No Capítulo 6 são apresentadas as principais conclusões e perspetivas futuras, assim como a contribuição desta Dissertação para outros trabalhos.

No Anexo A encontram-se os dados relativos às redes teste utilizadas para a realização dos casos de estudo realizados nesta Dissertação.

Por último, no Anexo B encontram-se os diagramas de produção e de carga típicos das diversas tecnologias consideradas na parte prática desta Dissertação.

Capítulo 2

Estado da Arte

2.1 - Introdução

Neste capítulo, é feita uma introdução ao conceito de Produção Distribuída, explicando no que consiste e enumerando as suas principais vantagens do ponto de vista técnico, económico e ambiental. De seguida, é abordada a mudança de paradigma nos sistemas eléctricos, sendo feita uma divisão entre redes de distribuição passivas e a perspectiva futura de redes de distribuição ativas. Por fim, é apresentado o conceito de Microrede e a sua arquitetura.

2.2 - O Conceito de Produção Distribuída

Como consequência de programas e medidas governamentais bastante ambiciosas tendo como principal objetivo a redução de agentes poluentes, principalmente, as emissões de CO₂ e de NO_x, o aumento da eficiência energética e o incentivo e promoção da utilização de energias renováveis, através da imposição de uma percentagem mínima do *mix* energético, como é o caso da diretiva europeia 20-20-20, tem sido notório, nos últimos anos, um interesse crescente na integração de unidades de produção de energia elétrica nas redes de distribuição. Estas unidades são genericamente denominadas por Produção Distribuída ou Produção Dispersa.

A Produção Distribuída é definida como sendo a produção elétrica de pequena dimensão, normalmente entre alguns kW e as dezenas de MW, orientada para alimentar diretamente os consumidores finais no seu local de consumo [1, 2]. Sendo uma das suas principais características a produção junto ao local da instalação, isto é, junto às cargas, a Produção Distribuída traduz-se numa redução das perdas e dos custos do transporte de energia. Em suma, o conceito de Produção Distribuída diz respeito a toda produção elétrica de pequena escala efetuada nos níveis mais baixos de tensão, MT e BT.

Este tipo de produção pode basear-se em tecnologias renováveis, como por exemplo, a Energia Eólica e a Energia Solar ou em tecnologias não renováveis, como por exemplo, CHP, Microturbinas e Pilhas de Combustível. Em virtude da maior parte destas tecnologias utilizar recursos energéticos de natureza intermitente torna-se difícil efetuar previsões e despachos. Desta forma, é difícil ou mesmo impossível a PD ser gerida de forma centralizada por parte dos Operadores de Rede, ao contrário do que acontece com a geração convencional. Assim, esta é caracterizada por uma gestão local ou descentralizada e pela possibilidade de funcionar desligada da rede elétrica, em modo isolado.

Relativamente às vantagens inerentes à utilização deste tipo de produção, estas dividem-se em três categorias, a saber, vantagens técnicas, vantagens económicas e vantagens ambientais [2, 3].

As vantagens técnicas características da utilização de PD são as seguintes:

- A proximidade física entre as Fontes e as Cargas representativas dos Consumidores Finais reduz as perdas nas Redes de Transporte e Distribuição;
- A redução das perdas tem como consequência a redução dos fluxos de potência e, consequentemente, dos congestionamentos nas Redes de Transporte e Distribuição;
- A integração de PD nas Redes aumenta a qualidade da energia e tem como resultado um aumento da fiabilidade, da qualidade e da continuidade de serviço;
- A possibilidade de implementação de, por exemplo, sistemas de Cogeração em unidades industriais, domésticas e comerciais é responsável pelo aumento da eficiência global do processo energético;
- A capacidade de sobrevivência a cavas de tensão e a saídas de serviço de algumas Fontes de Produção Dispersa permite a melhoria dos perfis de tensão e a diminuição do número de interrupções de serviço;
- A possibilidade de operação em modo isolado ou ligado à Rede.

Em termos económicos, são as seguintes as principais vantagens da utilização de PD:

- A utilização de fontes de energia primária reduz a dependência dos combustíveis fósseis e aumenta a segurança energética, contribuindo assim para a redução da importação de energia e de matérias-primas;
- A proximidade física entre as Fontes e as Cargas representativas dos Consumidores Finais reduz os custos do transporte de energia, que representam uma parcela importante do custo total da eletricidade;

- A utilização de PD contribui para o Deferimento de Investimento, isto é, evita a construção de novas centrais convencionais e subestações e a substituição de equipamentos nas Redes de Transporte e Distribuição, como, por exemplo, linhas, cabos e transformadores, devido aos limites da sua capacidade térmica;
- Permite o acesso aos mercados de Energia a um maior número de utilizadores, o que teoricamente representa um aumento da concorrência e, consequentemente, se traduz em preços mais baixos e numa melhor qualidade de serviço, simultaneamente.

Por fim, em termos de impacto ambiental, da utilização de PD resultam as seguintes vantagens:

- A utilização de recursos energéticos renováveis em vez de combustíveis fósseis contribui para a redução de emissões, da poluição e do aquecimento global, constituindo uma ajuda fulcral para os Governos no cumprimento de objetivos de diretivas europeias e do Protocolo de Quioto;
- A utilização de energias limpas, para além do menor impacto ambiental, representa ainda o aproveitamento dos bons recursos energéticos renováveis existentes em Portugal.

Deste modo, a integração de unidades de produção de energia elétrica nas Redes de Distribuição implicou uma mudança de paradigma no Sistema Elétrico, uma vez que as Redes de Distribuição passaram a ser consideradas redes ativas.

2.3 - A Mudança de Paradigma no Sistema Elétrico

2.3.1 - Redes Passivas e Filosofia *Fit and Forget*

Durante o último século, os Sistemas Elétricos eram tradicionalmente caracterizados por uma estrutura hierárquica radial constituída por diferentes níveis de tensão. Esta estrutura era dividida fundamentalmente em três grupos, designadamente, Produção, Transporte e Distribuição.

A Produção era centralizada e constituída pela chamada geração convencional composta pelas grandes centrais hídricas, térmicas e nucleares. Estas centrais eram as responsáveis pela produção de energia elétrica e pela sua entrega à Rede de Transporte, correspondente ao nível de tensão AT. De seguida, essa energia percorria toda a Rede de Transporte e era distribuída aos centros consumidores, onde se encontravam as subestações AT/MT responsáveis pela sua entrega à Rede de Distribuição, correspondente aos níveis de tensão MT e BT. Por fim, nas Redes de Distribuição era fornecida aos consumidores finais [1, 2].

Este paradigma dos Sistemas Eléctricos Convencionais assume um trânsito de potências unidirecional desde o nível de tensão mais alto até ao nível de tensão mais baixo, ou seja, desde a Produção até à Distribuição [1]. Isto resulta numa facilidade de operação e de gestão do Sistema, uma vez que permite a produção de elevadas quantidades de energia nas centrais convencionais e a sua entrega em pequenas quantidades aos consumidores finais.

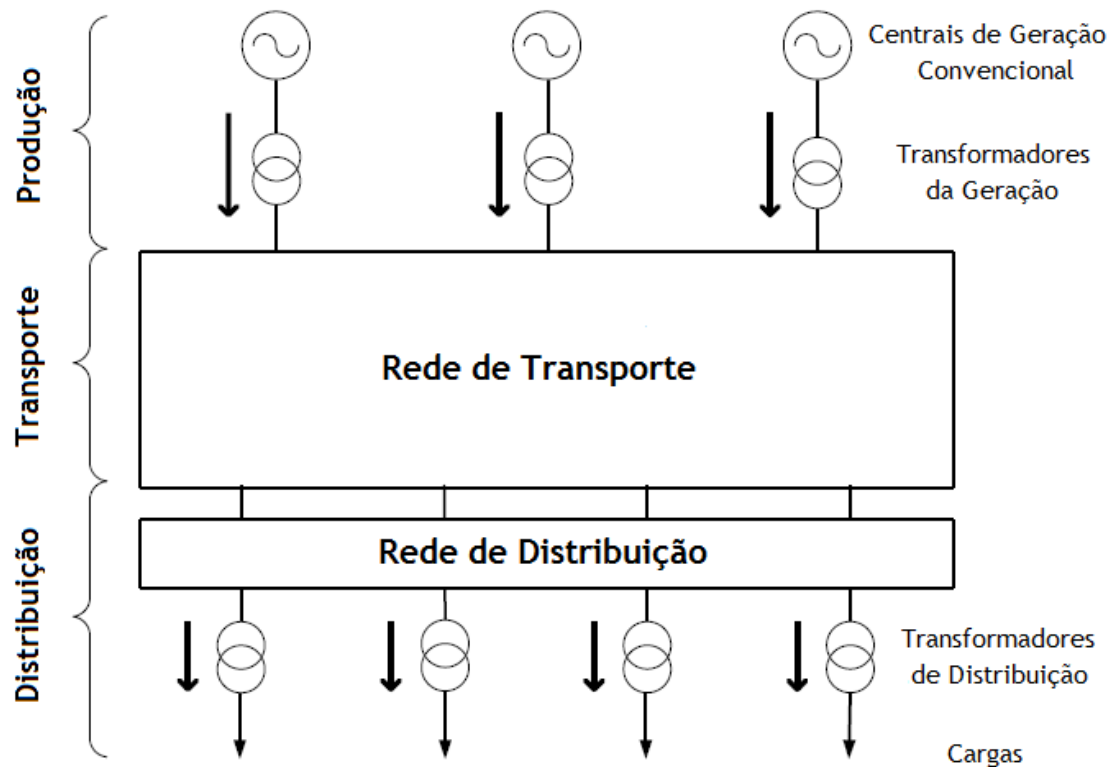


Figura 2.1 - Sistema Elétrico Convencional [1].

Neste paradigma, a organização e gestão dos Mercados de Eletricidade tinha como base uma estrutura verticalmente integrada, onde não havia separação entre atividades de produção, transporte, distribuição e comercialização, uma vez que os poderes estavam todos centrados numa única empresa dominante.

Desta forma, a única função das Redes de Transporte e Distribuição era fornecer a energia elétrica proveniente das centrais convencionais a todos os consumidores, garantindo sempre que a oferta era maior que a procura, isto é, garantindo energia suficiente para cobrir os picos de consumo, ao mesmo tempo que era garantida a estabilidade e a qualidade de serviço.

Este tipo de produção, baseado apenas na produção em centrais convencionais, apresenta algumas vantagens apresentadas de seguida [1, 2]:

- As centrais convencionais apresentam valores elevados de Eficiência Energética, embora estes diminuam com o número de anos da central;
- A possibilidade de colocar as centrais do mesmo tipo na mesma localização, diminuindo assim os custos de manutenção e de investimento, permitindo uma maior produção com menores custos;
- A utilização de um Sistema de Transporte Interligado que permite um transporte a longas distâncias com perdas reduzidas e melhora a estabilidade do sistema;
- Quanto maior for a central, menores são as perdas por calor e melhor a eficiência térmica da central;
- O planeamento e a operação da Rede de Distribuição são simples devido à existência de um fluxo de potência unidirecional.

Porém, a utilização de centrais convencionais também acarreta algumas desvantagens, de entre as quais se destacam [2]:

- A distância entre os centros produtores e os centros de consumo que implica a construção de uma longa Rede de Transporte e, consequentemente, aumenta as perdas nas Redes de Transporte e Distribuição;
- Os impactos ambientais resultantes do uso massivo de combustíveis fósseis;
- A fiabilidade do sistema, uma vez que, em caso de ocorrência de uma perturbação nos níveis mais altos de tensão, toda a Rede Elétrica é afetada, em virtude de se tratar de uma estrutura hierárquica radial.

Assim, nos últimos anos, devido principalmente a preocupações relativas aos impactos ambientais causados pelas centrais convencionais, tem sido intensificada a integração de unidades de produção de energia elétrica nas Redes de Distribuição, alterando por completo o paradigma dos Sistemas Elétricos Convencionais, por parte dos Operadores de Rede, quer a nível de planeamento, quer a nível de gestão e de operação das Redes Elétricas.

Esta mudança de paradigma teve como consequência não só uma reestruturação global dos Sistemas Elétricos como uma separação das empresas verticalmente integradas em atividades de Produção, Transporte e Distribuição, contribuindo desta forma para o aumento da concorrência e do número de utilizados nos Mercados de Energia [2].

As mudanças na organização dos Sistemas Elétricos causadas pela introdução de PD nas Redes de Distribuição podem ser observadas na Figura 2.2.

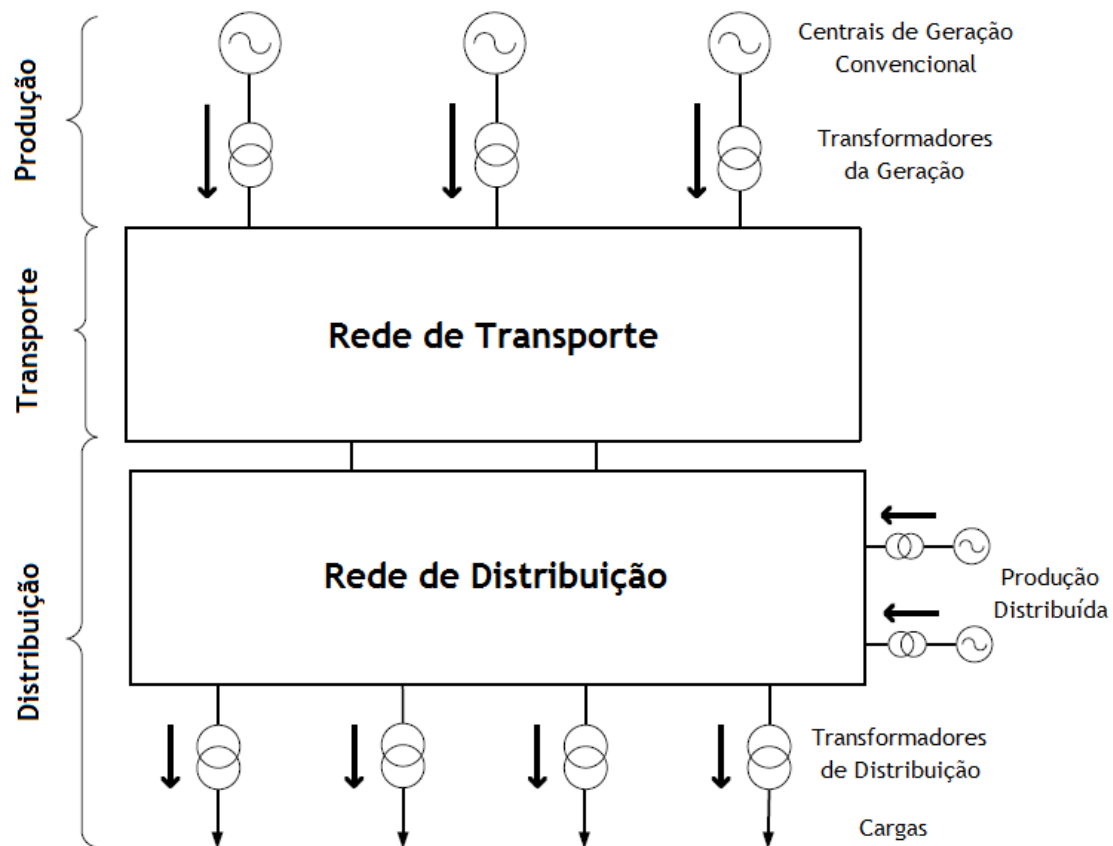


Figura 2.2 - Sistema Elétrico considerando Produção Distribuída [1].

Nos primórdios da integração de Produção Distribuída nos Sistemas Elétricos, a interligação deste tipo de unidades tinha como base uma filosofia *fit and forget*, sendo aquelas tratadas como elementos passivos, isto é, elementos que não fornecem serviços auxiliares ao sistema, representando assim apenas uma integração massiva de PD nas Redes Elétricas.

Porém, a tendência futura é considerar um contexto mais amplo, onde para além da PD se incluem os dispositivos de armazenamento e as cargas controláveis e onde é essencial a utilização das Tecnologias de Informação e Comunicação, tornando assim as Redes de Distribuição Ativas e exigindo uma Gestão Ativa das Redes, de forma a, em conjunto, melhorarem a eficiência global do sistema e garantirem um fornecimento de energia elétrica fiável e de qualidade. Para tal, esta filosofia *fit and forget* necessita de ser revista para não ser um fator limitador da integração de PD.

2.3.2 - Redes Ativas e Gestão Ativa das Redes

A gestão ativa das Redes de Distribuição é considerado um fator chave para tornar a integração de PD uma solução custo-benefício rentável, tanto ao nível do planeamento como da operação das Redes de Distribuição, em contraste à filosofia *fit and forget* [4]. Segundo Christian D'Adamo [5], uma Rede de Distribuição ativa é uma rede que possui sistemas capazes de controlar um conjunto de recursos energéticos distribuídos (DER's) constituídos por geradores, cargas controláveis e dispositivos de armazenamento. Desta forma, os Operadores de Rede têm a possibilidade de gerir o fluxo de energia usando uma topologia de rede flexível.

Esta gestão ativa das redes tem como base um paradigma descentralizado, onde, para além de se considerar a PD e a geração convencional em conjunto na operação do sistema, a PD também participa na gestão do mesmo. A gestão proporcionada pela PD ocorre através da partilha de responsabilidade no fornecimento de serviços do sistema entre PD e geração convencional, como por exemplo, controlo primário e secundário de potência, funções de controlo de potência reativa e tensão e garantia de fornecimento de energia de qualidade [5]. Todas estas funções eram anteriormente apenas da responsabilidade da geração convencional, o que se traduz numa mudança acentuada na operação das Redes de Distribuição. Deste modo, as Redes de Distribuição passam de passivas a ativas e, consequentemente, de uma filosofia de controlo centralizado na Produção e Transporte e de controlo passivo na Distribuição para um novo paradigma de controlo coordenado e centralizado em toda a rede [1].

Para este cenário se tornar realidade, é indispensável uma aposta séria nas capacidades e funcionalidades das TIC, assim como em ferramentas de ajuda à decisão capazes de reunir e utilizar toda a informação proveniente da PD e da geração convencional, uma vez que uma estratégia de controlo coordenado e centralizado requiere infraestruturas de comunicação bidirecionais, centros de controlo coordenado e poderosos recursos de computação centralizados. Embora, desta forma, a operação do sistema se vá tornar mais complexa, em virtude de uma maximização dos recursos disponíveis, resultante da maximização dos circuitos existentes e tirando vantagem dos despachos de Produção, do controlo das tomadas dos transformadores, dos reguladores de tensão, da gestão de potência reativa e da reconfiguração do sistema de um modo integrado e coordenado, o sistema torna-se também mais fiável e rentável [1].

Como consequência desta estratégia de controlo coordenado e centralizado, a gestão ativa da redes apresenta várias vantagens, nomeadamente, a redução dos impactos negativos da PD, a minimização dos custos de reforço e investimento nas Redes de Transporte e Distribuição, a contribuição para o balanço energético entre Produção e Consumo e para o fornecimento de serviços auxiliares por parte da PD e a possibilidade de alguns sistemas serem capazes de controlar e monitorizar em tempo real alguns nós da rede, através da comunicação entre geradores, cargas controláveis e outros dispositivos da rede.

Uma das principais mudanças resultantes deste tipo de gestão foi o surgimento de um novo conceito, o conceito de Microrede. Segundo o projeto Europeu “*MICROGRIDS - Large Scale Integration of Microgeneration to Low Voltage Grids*”, uma Microrede é definida como sendo uma rede de Baixa Tensão, onde estão incluídas as suas cargas e microfones a ela associadas, que são responsáveis pelo fornecimento de energia e calor às cargas locais [2]. Numa Microrede também podem estar presentes outros dispositivos, designadamente, dispositivos de armazenamento e sistemas de controlo e gestão da rede.

Para facilitar a integração de PD e a gestão ativa das cargas, é necessária uma arquitetura de gestão e controlo adequada.

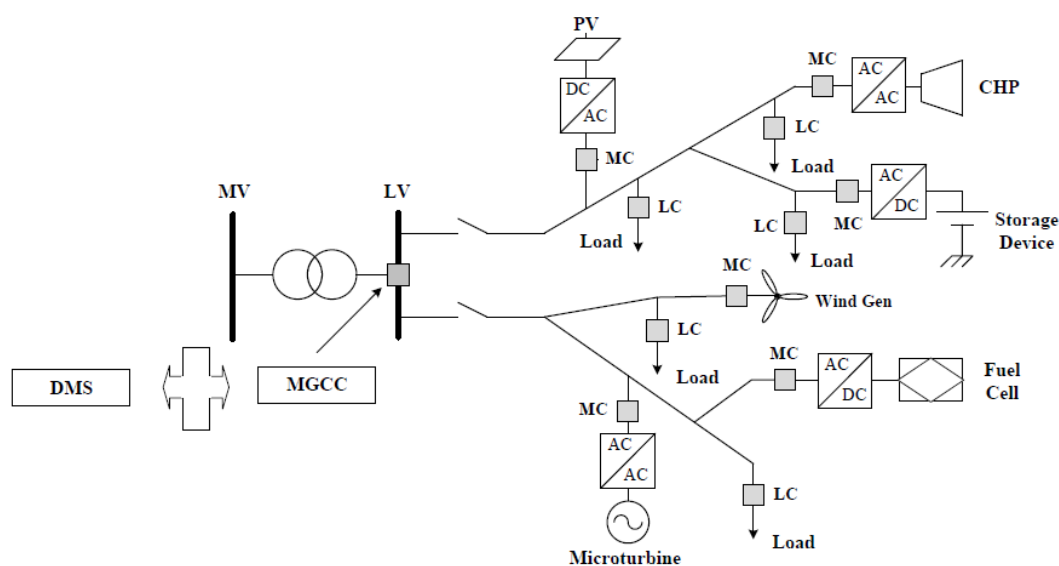


Figura 2.3 - Arquitetura de uma Microrede segundo o Projeto Europeu “MICROGRIDS” [1].

Inicialmente, a Microrede é gerida e controlada por um MGCC instalado no lado BT da subestação MT/BT, que tem como principal função servir de interface entre a Microrede e a rede de distribuição. Depois, dentro da rede de distribuição BT, as diversas microfones e os dispositivos de armazenamento são controlados por um *MicroSource Controller* (MC), enquanto as cargas são controladas localmente por um *Load Controller* (LC) [6].

Para a gestão e o controlo da rede ser efetuado de forma coordenada, é necessário que haja interações entre os diversos controladores. Assim, o controlo das cargas e da produção de potência ativa e reativa por parte das microfones deve ser feito através de interações entre os MC e os LC. Por sua vez, o MGCC deve fornecer *set-points* aos MC e LC e estabelecer comunicação com o DMS localizado no nível acima da rede de distribuição, para contribuir para uma melhoria da gestão e da operação de todo o sistema de distribuição do SEE [1].

2.4 - Conclusões

Neste capítulo apresenta-se o conceito de Produção Distribuída como sendo a produção elétrica de pequena dimensão, normalmente entre alguns kW e as dezenas de MW, orientada para alimentar diretamente os consumidores finais no seu local de consumo. Este tipo de produção teve início como resultado de programas e medidas governamentais ambiciosas com o objetivo de reduzir as emissões de CO₂ e NO_x, aumentar a eficiência energética e promover a utilização de energias renováveis.

A sua integração nas redes de distribuição implicou uma mudança de paradigma nos sistemas elétricos. No passado estes apresentavam uma estrutura hierárquica radial dividida em Produção, Transporte e Distribuição, assumindo um trânsito de potências unidirecional desde o nível de tensão mais alto até ao nível de tensão mais baixo. Após a integração de Produção Distribuída nas redes de distribuição em conjunto com cargas controláveis e dispositivos de armazenamento, os sistemas elétricos têm base num paradigma descentralizado, onde se assume um trânsito de potências bidirecional e onde a Produção Distribuída participa na gestão e operação do sistema.

Uma das principais mudanças resultantes desta mudança de paradigma foi o surgimento do conceito de Microrede. Segundo o projeto Europeu “*MICROGRIDS - Large Scale Integration of Microgeneration to Low Voltage Grids*”, uma Microrede é definida como sendo uma rede de Baixa Tensão, onde estão incluídas as suas cargas e microfontes a ela associadas, que são responsáveis pelo fornecimento de energia e calor às cargas locais. Numa Microrede também podem estar presentes outros dispositivos, designadamente, dispositivos de armazenamento e sistemas de controlo e gestão da rede.

Capítulo 3

Impactos da Integração de Produção Distribuída

3.1 - Introdução

Neste capítulo, são apresentados os fatores limitadores e os impactos do aumento de produção distribuída em *feeders* de redes de distribuição, nomeadamente, as alterações aos perfis de tensão, a contribuição para os curto-circuitos, o incumprimento dos limites térmicos das linhas e dos equipamentos, as alterações na filosofia das proteções, o surgimento dos trânsitos de potência bidirecionais, a diminuição da qualidade da energia e da estabilidade da rede e a operação em modo isolado da rede por pequenas partes das redes de distribuição.

3.2 - Os Fatores Limitadores do Aumento de Produção Distribuída em *Feeders* de Redes de Distribuição

3.2.1 - Perfis de Tensão

Como referido anteriormente, em condições normais de funcionamento, a tensão nas redes de distribuição deve ser mantida dentro de um intervalo de tensões consideradas admissíveis, para as quais não devem ocorrer perturbações na rede.

Porém, a introdução de PD nas redes de distribuição é responsável pela alteração dos seus perfis de tensão como consequência das injeções de potência nas redes por parte da PD. Esta alteração ao nível da tensão, dada por ΔV , pode ser avaliada através da seguinte expressão [2]:

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

Onde:

P é a potência ativa produzida pela instalação de PD

Q é a potência reativa produzida pela instalação de PD

R é a resistência da rede

X é a reactância da rede

V é a tensão nominal da rede

Como se pode concluir da análise à expressão anterior, quanto maior for a potência ativa P e a potência reativa Q produzidas pela instalação de PD, maior é o aumento verificado nos perfis de tensão, quando em comparação com a situação de ausência de PD nas redes de distribuição. Desta forma verifica-se que tanto a potência ativa como a potência reativa alteram as tensões das redes de distribuição, uma vez que são responsáveis pela diminuição da redução de tensão ao longo das redes de distribuição, característica dos casos em que não existe PD.

O impacto resultante dessa injeção de potência pelas instalações de PD varia consoante a instalação fornece ou absorve potência reativa. Esses impactos variam, se a instalação de PD fornece tanto potência ativa como potência reativa à rede, se a instalação de PD fornece potência ativa e absorve potência reativa da rede ou se a instalação de PD fornece potência ativa com um fator de potência unitário.

Desta forma, o aumento de tensão resultante da ligação de PD é um dos principais fatores limitadores do aumento de PD nas redes de distribuição [4]. Assim, de modo a controlar esse efeito e, consequentemente, a aumentar a capacidade máxima de ligação de instalações de PD às redes de distribuição, tem sido seguida uma estratégia de gestão ativa de redes, como forma de maximizar essa capacidade.

Como parte dessa estratégia, são sugeridas diversas alternativas, das quais se destacam as seguintes [2]:

- Redução da produção de potência ativa nos períodos de baixo consumo;
- Recurso a dispositivos de compensação de potência reativa com o objetivo de absorver potência reativa suficiente para manter a tensão dentro dos seus limites;
- Utilização de transformadores OLTC. Este tipo de transformadores é controlado de forma coordenada em conjunto com o controlo de tensão no PCC e alteram os seus *set-points* de acordo com as estimativas de estado obtidas em tempo real das tensões nos nós da rede. No caso das redes BT com uma presença substancial de microgeração, já se admite também a utilização de transformadores com regulação automática em carga, havendo já alguns fabricantes a apresentar soluções neste domínio.

Outra forma de combater o facto do efeito do aumento de tensão ser um fator limitador à integração de PD é considerar a capacidade das instalações de PD contribuírem para o controlo de tensão e de potência reativa, através do fornecimento de serviços auxiliares ao sistema.

Para tal, é necessário a existência de TIC e de um sistema de comunicação eficiente nas redes de distribuição, de forma a permitir a comunicação ao longo das redes. Para esta estratégia ser possível, é necessária a coordenação entre os transformadores OLTC das subestações AT/MT, as baterias de condensadores, as trocas de potência reativa entre a PD e as redes e o recurso a um conjunto de controladores dedicados.

3.2.2 - Curto-Circuitos

A integração de PD nas redes de distribuição pode ter como consequência um aumento do fluxo de corrente, sendo este impacto dependente da dimensão da instalação de PD e das características do ponto de ligação à rede, uma vez que cada ponto da rede de distribuição tem um nível de curto-circuito associado que representa a corrente de curto-circuito máxima esperada nesse ponto [7].

Desta forma, contrariamente ao referido no Capítulo 2, a integração de elevadas capacidades de PD pode levar à necessidade de investimentos adicionais, nomeadamente, o reforço das linhas existentes ou a construção de novas linhas, de modo a permitir a ligação de uma maior quantidade de PD.

Por outro lado, em caso de ocorrência de um curto-circuito, a presença de PD é responsável por uma contribuição adicional para o aumento da corrente de curto-circuito na rede, o que constitui um dos maiores fatores limitadores da integração de PD nas redes de distribuição existentes na atualidade [7, 8].

Assim, torna-se imprescindível o conhecimento do valor das correntes de curto-circuito para o correto dimensionamento dos vários equipamentos da rede, como, por exemplo, os cabos, as linhas, os transformadores e os sistemas de proteção. Quando estes equipamentos são dimensionados para valores muito próximos dos seus limites máximos, um pequeno aumento da quantidade de PD pode ser responsável por valores de corrente de curto-circuito não admissíveis [2]. Este limite máximo para os curto-circuitos é dado pelo intervalo de operação dos disjuntores presentes nas redes de distribuição e representa o nível de curto-circuito máximo que é permitido em cada parte da rede, como se constata na figura 3.1 [8].

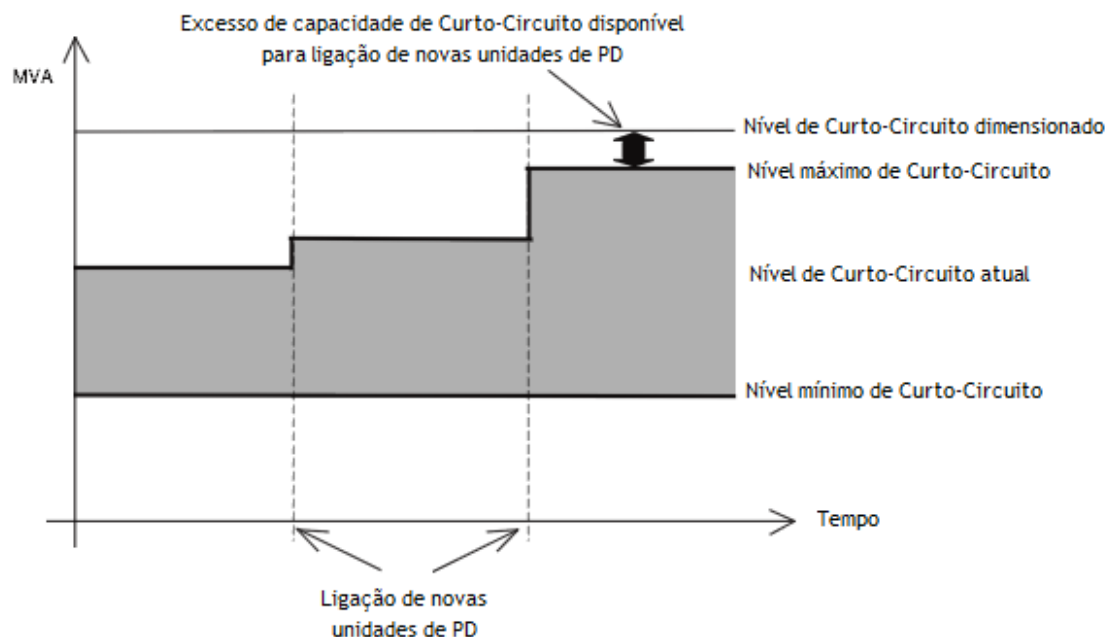


Figura 3.1 - Impacto da Produção Distribuída para os níveis de Curto-Circuito [8].

Esta contribuição para a corrente de curto-circuito por parte da PD depende de uma série de fatores, designadamente, o tipo de tecnologia em que esta se baseia, o sistema de conversão e o método de acoplamento utilizado na sua ligação à rede, a distância a que a instalação de PD se encontra do curto-circuito, a configuração da rede e a existência ou não de transformadores entre o local do defeito e a instalação de PD.

O tipo de PD influencia a sua contribuição para as correntes de curto-circuito, uma vez que os diferentes tipos de tecnologias têm contribuições distintas para essas correntes. A distância da instalação de PD ao local onde ocorre o curto-circuito é também um fator importante, uma vez que quanto maior a distância, maior a impedância dos cabos e, conseqüentemente, menores as correntes de curto-circuito. Por sua vez, a existência de transformadores entre o local do defeito e a instalação de PD deve ser tido em conta, pois devido às impedâncias de curto-circuito dos transformadores, o curto-circuito pode ser atenuado ou limitado por esses transformadores [8].

Relativamente ao método de acoplamento à rede, se for utilizado um gerador de indução, este contribui para a corrente de curto-circuito enquanto se mantiver excitado. Esta contribuição depende da tensão pré-defeito e da reatância subtransitória da máquina. Se se recorrer a um gerador síncrono, o seu contributo para a corrente de curto-circuito depende da tensão pré-defeito, das reatâncias transitórias e subtransitórias da máquina e das características do sistema de excitação da máquina. Por seu lado, a contribuição para a corrente de curto-circuito, quando se recorre à eletrônica de potência nos sistemas de conversão de PD na ligação à rede, depende dos sistemas de controlo implementados [2].

3.2.3 - Limites Térmicos

Os equipamentos, infraestruturas e dispositivos presentes nas redes de distribuição apresentam uma capacidade térmica máxima que não deve ser ultrapassada. Quando este valor máximo de capacidade é excedido durante um intervalo de tempo considerável, as características elétricas e as características físicas desses equipamentos são afetadas de forma irreversível, devido ao sobreaquecimento ocorrido graças ao incumprimento dos seus limites térmicos [8]. Este sobreaquecimento pode resultar em danos permanentes ou ser responsável pela deflagração de incêndios e pela ocorrência de explosões.

A integração de PD nas redes de distribuição é responsável pela alteração do sentido do fluxo de corrente de unidirecional para bidirecional. Esta alteração tem como consequência o aumento dos congestionamentos nas linhas, cabos e transformadores, principalmente para o cenário de produção máxima e carga mínima. Deste modo, a integração de PD resulta muitas vezes em valores excessivos de corrente em algumas partes do sistema e, consequentemente, no incumprimento dos limites térmicos dos equipamentos aí presentes, o que se traduz num fator limitador ao aumento da sua capacidade. Em termos de limites térmicos, a integração de PD nas redes de distribuição de alta tensão é menos problemática do que a integração de PD nos níveis de tensão mais baixos.

3.2.4 - Proteções

A integração de PD pode ser responsável pela alteração do normal funcionamento dos sistemas de proteção das redes de distribuição, como resultado da alteração das correntes de curto-circuito e das impedâncias equivalentes da rede [7].

Em virtude desta integração de PD implicar uma mudança de paradigma nos sistemas elétricos e, neste caso particular, nas redes de distribuição, dado que tem como consequência a consideração de trânsitos de potência bidirecionais em vez de trânsitos de potência unidirecionais, é necessário ter especial atenção ao funcionamento dos sistemas de proteção e à sua coordenação entre a instalação de PD e a rede elétrica, uma vez que a integração de PD altera as correntes de defeito, o que poderá levar à não seletividade das proteções ou a tempos maiores de localização de defeitos.

Esta situação pode ter como consequência ações prejudiciais para as redes elétricas, nomeadamente, a não deteção de algumas falhas ou defeitos e o desligar da rede, de forma errada, de algumas instalações ou *feeders* não afetados por defeitos. Desta forma, a integração de PD não deve ser responsável pelo não funcionamento ou pelo funcionamento incorreto dos equipamentos de proteção, tanto manuais como automáticos [2].

Assim, para garantir a segurança e a proteção das redes elétricas, das instalações e das pessoas, por um lado, e a qualidade do fornecimento de energia, por outro, cada instalação de PD deve apresentar o seu próprio sistema de proteção devendo este estar coordenado com os sistemas de proteção das redes de distribuição [2, 4, 7].

Estes sistemas de proteção são normalmente constituídos por relés de máximo e mínimo de tensão e por relés de máximo e mínimo de frequência e devem ser capazes de proteger a instalação de PD contra as falhas e defeitos de origem interna, bem como de evitar que estas instalações se encontrem a operar em modo isolado das redes de distribuição.

3.2.5 - Trânsitos de Potência Bidirecionais

A integração de grandes capacidades de PD nas redes de distribuição pode conduzir à inversão dos trânsitos de potência, sendo responsável pela exportação da energia produzida pelos DER dos níveis de tensão mais baixos para os níveis de tensão mais altos, por meio de transformadores.

Esta situação ocorre quando a energia total produzida pelas instalações de PD é suficiente para alimentar todas as cargas ligadas à rede de distribuição e a energia restante é enviada de volta para as subestações, de modo a ser entregue às redes presentes no nível de tensão superior.

A inversão do trânsito de potências permitida pelas redes de distribuição encontra-se limitada pela capacidade dos transformadores e das subestações, dado que existe a possibilidade de ocorrência de problemas na operação dos transformadores OLTC utilizados para controlo de tensão, nomeadamente, devido à necessidade de constantes alterações às suas tomadas resultantes da variação da potência injetada pelos DER na rede.

Outro dos fatores limitadores desta inversão do trânsito de potências é a capacidade dos sistemas automáticos de controlo e de proteção responderem corretamente às exigências inerentes aos trânsitos de potência bidirecionais, uma vez que, por exemplo, os sistemas de controlo de tensão baseados em sistemas AVC, *Automatic Voltage Control*, que utilizam entre outros compensação de quedas de tensão, podem ser alvo de problemas consequentes das variações dos fluxos de potência ativa e reativa [8].

3.2.6 -Qualidade da Energia

Como referido no subcapítulo 3.2.4, relativo às proteções, um dos impactos negativos resultantes da integração de PD é a possibilidade de não serem detetados alguns defeitos ou, por outro lado, de serem desligados da rede instalações ou *feeders* não afetados por nenhum defeito. Tal tem como consequência uma diminuição da fiabilidade do sistema e da qualidade e continuidade de serviço, uma vez que apresenta como resultado um aumento do número de interrupções de serviço desnecessárias por parte de consumidores que não foram alvo de qualquer defeito.

Esta diminuição da qualidade da energia fornecida aos consumidores finais diz respeito essencialmente às características e qualidade da forma de onda de tensão e às perturbações de que esta pode ser alvo de forma negativa.

A degradação da forma de onda de tensão depende do tipo de fonte primária e da tecnologia utilizada no sistema de conversão e pode ser responsável pela diminuição da qualidade da energia entregue ao consumidor [7].

Os principais fenómenos resultantes da degradação da forma de onda de tensão são, entre outros, as variações rápidas e lentas de tensão, o efeito *Flicker* e a injeção de correntes harmónicas e inter-harmónicas [4].

Estes fenómenos são alguns dos fatores limitadores da integração de PD em redes de distribuição, em particular, nas redes mais fracas, e têm origem na ligação ou saída de serviço das instalações de produção de energia elétrica e, especialmente, das fontes de energia primária caracterizadas por uma produção intermitente e responsáveis por causarem variações de tensão e efeito *Flicker* [2]. Por sua vez, as correntes harmónicas e inter-harmónicas são causadas pelo uso de conversores de eletrónica de potência na ligação entre as instalações de PD e as redes elétricas [7]. A magnitude destes impactos depende da potência de curto-circuito no ponto de ligação à rede.

3.2.7 - Estabilidade da Rede

Quando ocorrem perturbações na rede, nomeadamente, quedas de tensão, saídas de serviço de linhas, perdas de carga ou curto-circuitos, pode ocorrer uma perda de produção considerável por parte das instalações de produção de energia elétrica e, consequentemente, a perda do seu suporte para a rede [7]. Estas perdas representam uma alteração à estabilidade da rede e à sua capacidade de responder a perturbações, representando assim um fator limitador para a integração de PD [2].

A integração de PD e os impactos resultantes da sua ligação ou saída de serviço da rede dependem de um conjunto de fatores, de entre os quais se destacam a dimensão da instalação de PD, uma vez que quanto maior for a instalação maior o seu impacto nas redes elétricas, as características e o nível de tensão do ponto de ligação à rede, o tipo de tecnologia de PD utilizado, a configuração da rede e a quantidade de PD presente na rede, dado que o agregado das potências de várias instalações com valores de potência nominal baixos tem o mesmo impacto que uma instalação com elevada capacidade instalada [2, 7].

Outro dos impactos para a rede por parte da PD ocorre quando a PD corresponde a uma percentagem elevada do total de produção na rede e, por algum motivo, acontece uma saída de serviço de grande parte dessa PD. Esta situação tem impactos muito negativos para a estabilidade da rede, particularmente em termos de frequência do sistema e pode conduzir a um ponto de funcionamento de tal modo instável que ocorre um colapso de toda a rede de distribuição.

Como forma de combater e controlar estes impactos indesejáveis para a estabilidade da rede, atualmente é cada vez mais comum ser requerido às instalações de produção eólica, em particular, a capacidade de sobrevivência a cavas de tensão e às instalações de PD, no geral, a capacidade de operação dentro de certos intervalos de tensão e de frequência [2, 7].

3.2.8 - Operação em Modo Isolado

A integração de PD nas redes de distribuição representou o surgimento da possibilidade de operação em modo isolado de instalações ou partes dessas redes de distribuição. As condições para um funcionamento em modo isolado surgem quando uma parte da rede se torna eletricamente isolada do restante sistema elétrico, mas continua a ser energizada pelas instalações de PD nela presentes. Estas instalações de PD podem encontrar-se a operar em modo isolado de forma indesejada ou de forma intencional.

Não é desejável a operação em modo isolado de forma indesejada, uma vez que representa grandes variações de tensão e de frequência e o fornecimento de energia ocorre sob condições severas, até à ocorrência do colapso da rede, à saída de serviço das instalações de PD ou à obtenção do equilíbrio entre consumo e carga.

Neste caso, os dispositivos de proteção instalados nas instalações de PD, nomeadamente, relés de máximo e mínimo de tensão e de frequência, devem detetar de imediato essas variações e desligarem-se da rede, antes da ocorrência do ilhamento, exceto se houver equilíbrio entre a produção das instalações PD e as cargas.

Porém, a eficiência destas proteções não é totalmente fiável, uma vez que se baseiam em critérios de deteção que dependem da variação de um conjunto de grandezas elétricas, como por exemplo, a tensão e que podem resultar na saída de serviço de partes da rede que não se encontram a operar em modo isolado ou na não deteção de zonas em que a operação em modo isolado é verídica, colocando assim as pessoas e os equipamentos em risco de segurança. Isto acontece, quando as variações de tensão e de frequência não são suficientemente significativas para serem identificadas pelos dispositivos de proteção.

A operação em modo isolado é apenas aconselhável de forma intencional, após a ocorrência de *blackouts* ou colapsos da rede de longa duração, que impeçam o normal fornecimento de energia por parte dos *feeders* de distribuição aos consumidores finais. Quando ocorre este tipo de distúrbios, com consequências graves para a alimentação do sistema elétrico, uma possível solução é a saída de serviço controlada de algumas linhas de distribuição importantes, com o objetivo de separar a rede de distribuição num conjunto de pequenas ilhas, até ao sistema ser restaurado e se encontrar livre de qualquer perturbação ou distúrbio.

3.3 - Conclusões

A integração de Produção Distribuída nas redes de distribuição apresenta um conjunto de impactos e fatores limitadores dessa integração.

Um dos principais impactos é a alteração dos perfis de tensão da rede como consequência das injeções de potência por parte da PD, uma vez que essas injeções de potência são responsáveis pela diminuição da queda de tensão ao longo das redes de distribuição, característica dos casos em que não existe PD. Desta forma, a tensão nas redes de distribuição pode não ser mantida dentro do intervalo de tensões consideradas admissíveis, para as quais não devem ocorrer perturbações na rede.

Em caso de ocorrência de um curto-circuito, a presença de PD é responsável por uma contribuição adicional para o aumento da corrente de curto-circuito, o que constitui um dos maiores fatores limitados à integração de PD nas redes de distribuição, uma vez que cada ponto da rede apresenta um nível máximo de curto-circuito admissível. Esta contribuição depende do tipo de tecnologia de PD, do método de acoplamento na ligação à rede, da distância da unidade de PD ao curto-circuito e da configuração da rede.

Outro impacto da integração de PD nas redes de distribuição é a alteração do sentido do fluxo de corrente de unidirecional para bidirecional. Esta alteração tem como consequência o aumento dos congestionamentos nas linhas, cabos e transformadores. Deste modo, essa integração resulta muitas vezes em valores excessivos de corrente em algumas partes do sistema e, conseqüentemente, no incumprimento dos limites térmicos dos equipamentos aí presentes, o que se traduz num fator limitador ao aumento da sua capacidade. Esta situação tem também conseqüências ao nível das proteções, nomeadamente, a não deteção de algumas falhas ou defeitos e o desligar da rede, de forma errada, de algumas instalações ou *feeders* não afetados por defeitos.

Quando ocorrem perturbações na rede, nomeadamente, quedas de tensão, saídas de serviço de linhas, perdas de carga ou curto-circuitos, pode ocorrer uma perda de produção considerável por parte das instalações de produção de energia elétrica e, conseqüentemente, a perda do seu suporte para a rede. Estas perdas representam uma alteração à estabilidade da rede e à sua capacidade de responder a perturbações, representando assim um fator limitador para a integração de PD.

Capítulo 4

Regras Técnicas / Regulamentação

4.1 - Introdução

Neste capítulo, é feita inicialmente uma apresentação das regras técnicas constituintes do Regulamento da Rede de Distribuição de Portugal, presente na Portaria nº 596/2010 do Diário da República. Depois, é apresentado um conjunto de regras técnicas, relativas à integração de Produção Distribuída, e os respetivos regulamentos e normas seguidos por diversos países membros da União Europeia, nomeadamente, Alemanha, Bélgica, Dinamarca, Espanha, França, Grécia, Reino Unido e República Checa.

4.2 - Regras Técnicas em Portugal

Em virtude do aumento de produção de energia elétrica de origem renovável e das inerentes dificuldades na exploração da rede - como consequência do aumento do trânsito de potência reativa e, ainda, das perturbações que afetam a estabilidade da rede resultante da saída de serviço de elevados montantes de potência instalada em centros electroprodutores renováveis, em particular de energia eólica, em situações de existência de cavas de tensão na rede - tornou-se necessária a atualização dos Regulamentos das Redes de Transporte e Distribuição, nomeadamente através da portaria nº 596/2010, especialmente dedicada à produção em regime especial.

No âmbito desta Dissertação, apresentam-se de seguida algumas das principais normas presentes no Regulamento da Rede de Distribuição [9].

No que diz respeito à ligação à Rede Nacional de Distribuição de Eletricidade em Alta e Média Tensão (RND) e às Redes de Distribuição de Eletricidade em Baixa Tensão (RDBT) são apresentadas as suas características técnicas essenciais.

- As tensões nominais da RND são as seguintes:

- Redes de AT: 60 kV;
- Redes de MT: 10 kV, 15 kV e 30 kV.

- A tensão nominal das RDBT é de 230 V/400 V.

- A frequência da RND e das RDBT tem o valor nominal de 50 Hz, devendo a sua variação obedecer ao disposto no Regulamento da Qualidade de Serviço.

- O valor eficaz da corrente de curto-circuito nos barramentos das subestações da RND é o indicado no documento «Caracterização das redes de distribuição para efeitos de acesso à rede» publicado anualmente pelo ORD.

Relativamente à ligação de instalações de produção à RND, exceto instalações de produção eólica, devem ser cumpridas as seguintes condições:

- A religação da instalação de produção, após atuação das proteções responsáveis pela separação rápida e automática da RND, só pode ser feita por pedido do ORD ou quando se verificarem, simultaneamente, as seguintes condições:

- Terem decorrido três minutos após a reposição do serviço na RND;
- A tensão da RND ter atingido, pelo menos, 80% do seu valor normal.

- A queda de tensão transitória na RND devida à ligação de geradores assíncronos não deve ser superior a 5%.

- A potência de cada gerador assíncrono, na ligação à RND, não pode exceder os 5000 kVA.

- A ligação de um gerador assíncrono à RND deve ser feita:

- Depois de atingidos 90% da velocidade síncrona, no caso da potência do gerador não exceder 500 kVA;
- Depois de atingidos 95% da velocidade síncrona, no caso da potência do gerador exceder 500 kVA.

- Nas instalações de produção ligadas à RND, a ligação é obrigatoriamente feita por meio de um transformador, em que um dos enrolamentos esteja ligado em triângulo, devendo o neutro do lado da rede, se existir, ficar isolado.

Relativamente à ligação de instalações de produção eólica à RND, devem ser cumpridas todas as seguintes condições:

- As instalações de produção eólica com potência instalada superior a 6 MVA devem ser capazes de cumprir as seguintes funções:

- Receber ordens de abertura do disjuntor de interligação, por atuação de proteções da rede;
- Comutar as parametrizações das proteções de interligação através de telecomando atuado pelo ORD.

- As instalações de produção eólicas devem suportar incidentes, sem se desligarem da rede, perante desvios de frequência entre 47,5 Hz e 51,5 Hz.

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

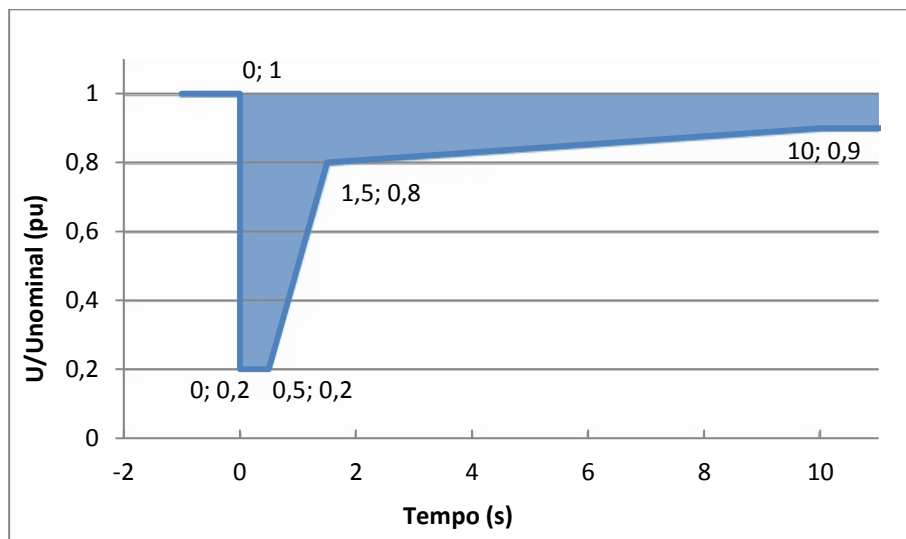


Figura 4.1 - Curva tensão-tempo da capacidade exigida às instalações de produção eólica para suportarem cavas de tensão (Portugal).

- As instalações de produção eólica com potência instalada superior a 6 MVA devem fornecer corrente reativa, durante cavas de tensão, de acordo com a figura 4.2, proporcionando desta forma suporte para a tensão na rede.

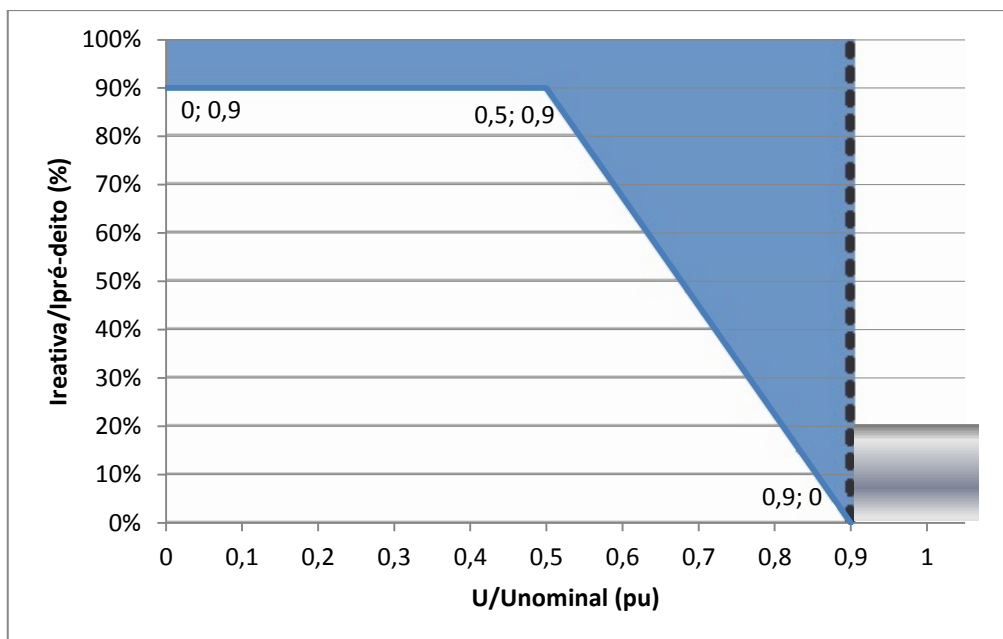


Figura 4.2 - Curva de fornecimento de reativa pelas instalações de produção eólicas durante cavas de tensão (Portugal).

Relativamente à entrega de energia reativa nas ligações à RND devem ser cumpridas as seguintes condições:

- Na produção em regime ordinário:

- Os produtores devem, nas horas CP, fazer acompanhar o fornecimento de energia ativa de uma quantidade de energia reativa correspondente, no mínimo, a 40% da energia ativa fornecida;
- Os produtores não devem, nas horas VS, fornecer energia reativa à rede.

- Na produção em regime especial:

- Todos os produtores devem, nas horas CP, fazer acompanhar o fornecimento de energia ativa de uma quantidade de energia reativa, de acordo com a seguinte tabela:

Tabela 4.1 – Energia reativa, nas horas CP, na produção em regime especial (Portugal).

Tensão Nominal no Ponto de Ligação	tg φ	
	Horas CP	Horas VS
AT	0	0
MT ($P > 6$ MW)	0	0
MT ($P \leq 6$ MW)	0,3	0
BT	0	0

- Relativamente aos valores fixados para o fornecimento de energia reativa, admite-se uma tolerância de $\pm 5\%$ da energia ativa no mesmo período.

4.3 - Regras Técnicas em países da União Europeia

4.3.1 - Alemanha

Na Alemanha, as regras técnicas relativas à integração de PD nas Redes de Distribuição seguem duas diretrizes distintas. Em primeiro lugar, o documento técnico “*Generating Plants Connected to the Medium-Voltage Network*” publicado pela BDEW [10]. Neste, encontram-se as regras técnicas para todos os geradores com capacidade superior a 100 kW ligados à Média Tensão. O segundo é o documento técnico da VDE com a referência VDE-AR-N 4105 [11], onde se regem todas as regras técnicas relativas à ligação de instalações de produção de energia elétrica à Baixa Tensão, assim como a ligação de instalações de produção de energia elétrica com potência instalada inferior a 100 kW ligadas à Média Tensão.

Seguidamente, são apresentadas as regras técnicas presentes no documento da BDEW relativas à ligação de PD com capacidade instalada superior a 100 kW à Media Tensão.

- Em condições normais de operação, na rede de distribuição MT, as variações de tensão causadas pela integração de instalações de produção na rede não devem exceder os 2%, quando feita a comparação com os valores de tensão sem a presença dessas instalações de produção, isto é, $\Delta u \leq 2\%$.

- Relativamente às variações rápidas de tensão no ponto de interligação à rede, a integração ou a saída de geradores não deve dar origem a perturbações inadmissíveis, se a variação de tensão máxima devido a operações de comutação não exceder os 2%, $\Delta u_{\text{máx}} \leq 2\%$. Estas operações de comutação não devem ocorrer com mais frequência do que uma vez de 3 em 3 minutos. No caso da saída de uma instalação ou de várias instalações em simultâneo, o limite para a variação rápida de tensão no ponto de interligação à rede passa a ser de 5%, $\Delta u_{\text{máx}} \leq 5\%$.

- Em termos de contribuição para a corrente de curto-circuito da rede, os valores típicos para a máxima corrente de curto-circuito admissível nas instalações de produção de energia elétrica encontram-se divididos em três tipos diferentes, consoante o tipo de gerador utilizado na instalação:

- Geradores Síncronos - oito vezes a corrente nominal;
- Geradores Assíncronos e Geradores Assíncronos Duplamente Alimentados - seis vezes a corrente nominal;
- Geradores com Inversores - uma vez a corrente nominal.

- Para avaliar a capacidade de ligação de uma ou mais instalações de produção, em termos de efeito *Flicker*, os valores de *Flicker* a longo prazo, P_{lt} , no ponto de interligação à rede, considerando as flutuações de tensão devido a razões operacionais, não devem exceder os 0,46, $P_{lt} \leq 0,46$.

- Relativamente à potência reativa, uma instalação de produção de energia elétrica deve poder ser operada, em qualquer ponto de operação, quando a potência reativa à saída corresponde a um fator de potência no ponto de interligação à rede de $\cos \varphi = 0,95$ indutivo a 0,95 capacitivo.

4.3.2 - Bélgica

Na Bélgica, a integração de PD nas redes de distribuição segue as diretrizes do documento “*Technical requirements for connection of dispersed generation systems operating in parallel on the distribution network*” publicado pela BFE-FPE [12]. Este documento, utilizado como norma nacional, refere-se a todas as instalações de produção de energia elétrica com capacidade instalada inferior a 15MW.

De seguida, são apresentadas as regras técnicas presentes neste documento normativo da BFE-FPE.

- De forma a manter a tensão dentro dos limites de operação, com ou sem presença de PD nas redes de distribuição, a variação de tensão resultante da integração de PD não deve ser superior a 3% do valor da sua tensão nominal, não sendo assim expectável a ocorrência de qualquer problema.

- A potência do agregado total de PD presente nas redes de distribuição MT não pode exceder a potência nominal do transformador da subestação AT/MT, quando o critério N-1 é conhecido.

- De igual modo, a potência do agregado total de PD presente nas redes de distribuição BT não pode exceder a potência nominal do transformador da subestação MT/BT.

- Relativamente à contribuição para os valores da corrente de curto-circuito da rede, a PD não deve resultar em valores de corrente de curto-circuito mais elevados do que os suportáveis pelos equipamentos da rede.

- A capacidade dos equipamentos e dispositivos da rede não pode ser excedida pelos trânsitos de potência.

- A ligação de PD às redes MT deve ser feita por meio de transformadores, para os quais a impedância de curto-circuito deve ser de pelo menos 10%, exceto se o Operador de Rede permitir exceções para transformadores com capacidades inferiores a 1,2MVA. As funções destes transformadores são as seguintes:

- Evitar que a corrente à terra se desloque da rede para os geradores, em caso de defeito à terra;
- Proteger as instalações de PD dos picos causados por uma ligação em paralelo errada;
- Reduzir a contribuição para os curto-circuitos nas redes de distribuição MT pelas diferentes instalações de produção de energia elétrica.

4.3.3 - Dinamarca

Na Dinamarca, a Energinet, Operadora da Rede de Transporte, é a responsável pela elaboração dos *Grid Codes* e dos regulamentos técnicos que estipulam os requisitos da integração de PD nas redes elétricas Dinamarquesas, enquanto os Operadores da Rede de Distribuição são responsáveis pela gestão das redes locais e pela inclusão de unidades de consumo nas suas redes.

Relativamente às diretrizes para a qualidade da energia nas redes de distribuição MT e BT, os Operadores das Redes de Distribuição seguem as seguintes diretrizes: *Recommendation 16, "Voltage quality in Low Voltage Grids"* [13] e *Recommendation 21, "Voltage quality in Medium Voltage Grids"* [14].

Por sua vez, os regulamentos técnicos elaborados pela Energinet, para avaliar a integração de PD nas redes de distribuição são "*Technical Regulation 3.2.1 for electricity-generating facilities of 16 A per phase or lower*" [15] e "*Technical Regulation 3.2.5 for wind power plants larger than 11 kW*" [16].

Apresentam-se seguidamente as regras técnicas presentes no primeiro regulamento técnico da Energinet TF 3.2.1, relativas à ligação de PD com corrente por fase igual ou inferior a 16 A.

As funções das proteções presentes neste tipo de instalações, as suas definições de operação e os respetivos tempos de atuação são apresentados na tabela 4-2.

Tabela 4.2 – Proteções, definições de operação e tempos de atuação (Dinamarca).

Função de Proteção	Definições	Tempo de Atuação
Máximo de Tensão (2 andares)	230 V + 13%	0,2 s
Máximo de Tensão (1 andar)	230 V + 10%	40 s
Mínimo de Tensão (1 andar)	230 V - 10%	10 s
Máximo de Frequência	52,0 Hz	0,2 s
Mínimo de Frequência	47,5 Hz	0,2 s

- Se as tensões ou as frequências excederem os limites apresentados na tabela 4-2, a instalação de produção elétrica tem de ser automaticamente desligada da rede de distribuição.

- Segundo as recomendações dos Operadores das Redes de Distribuição, o fator de potência de uma instalação de produção elétrica com corrente por fase igual ou inferior a 16 A deve operar entre os 0,95 indutivos e os 0,95 capacitivos, quando a produção for superior a 20% da sua potência nominal e as tensões e as frequências se encontrarem dentro dos limites.

De seguida, são apresentadas as regras técnicas presentes no segundo regulamento técnico da Energinet TF 3.2.5, relativas à ligação de instalações de produção eólica com capacidade instalada superior a 11 kW às redes de distribuição.

- Em primeiro lugar, os limites para as tensões estabelecidos para as instalações de produção eólica na Dinamarca são os apresentados na tabela 4-3.

Tabela 4.3 – Tensões máximas, mínimas e nominais (Dinamarca).

Designação	Tensão Nominal U_n [kV]	Tensão Mínima U_{min} [kV]	Tensão Máxima U_{max} [kV]
Muito Alta Tensão (MAT)	400	320	420
	220	-	245
Alta Tensão (AT)	150	135	170
	132	119	145
	60	54	72,5
	50	45	60
Média Tensão (MT)	33	30	36
	30	27	36
	20	18	24
	15	13,5	17,5
	10	9	12
Baixa Tensão (BT)	0,69	0,62	0,76
	0,4	0,36	0,44

- Em condições normais de operação, a tensão típica de operação é $U_n \pm 10\%$, enquanto a frequência se deve encontrar no intervalo 49,50 Hz a 50,20 Hz.

- Uma instalação de produção eólica com potência nominal superior a 1,5 MW deve ser capaz de suportar cavas de tensão até 20% da sua tensão nominal no ponto de ligação à rede, por um período mínimo de 0,5 s, sem se desligar da rede.

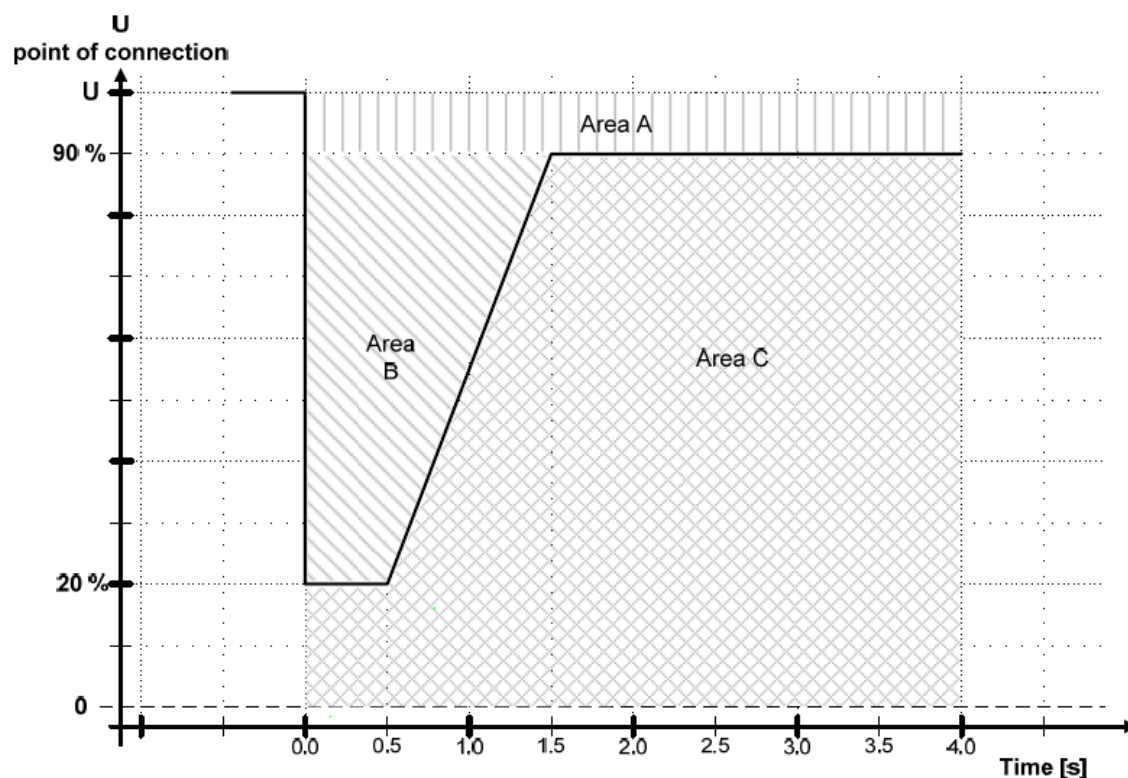


Figura 4.3 - Curva tensão-tempo da capacidade exigida às instalações de produção eólica com potência nominal superior a 1,5 MW para suportarem cavas de tensão (Dinamarca) [16].

- Os seguintes requisitos devem ser cumpridos no caso de ocorrência de curto-circuitos simétricos ou assimétricos, isto é, no caso da ocorrência de defeitos monofásicos, bifásicos ou trifásicos:

- Área A: A instalação de produção eólica deve manter a sua normal operação sem se desligar da rede;
- Área B: A instalação de produção eólica deve manter-se ligada à rede. A instalação de produção eólica deve fornecer suporte de tensão ao sistema, através do controlo de potência reativa, de forma a estabilizar a tensão;
- Área C: A instalação de produção eólica pode ser desligada da rede.

- As instalações de produção eólica com potência nominal superior a 1,5 MW devem fornecer corrente reativa durante cavas de tensão, de acordo com a figura abaixo, proporcionando desta forma suporte para a tensão na rede:

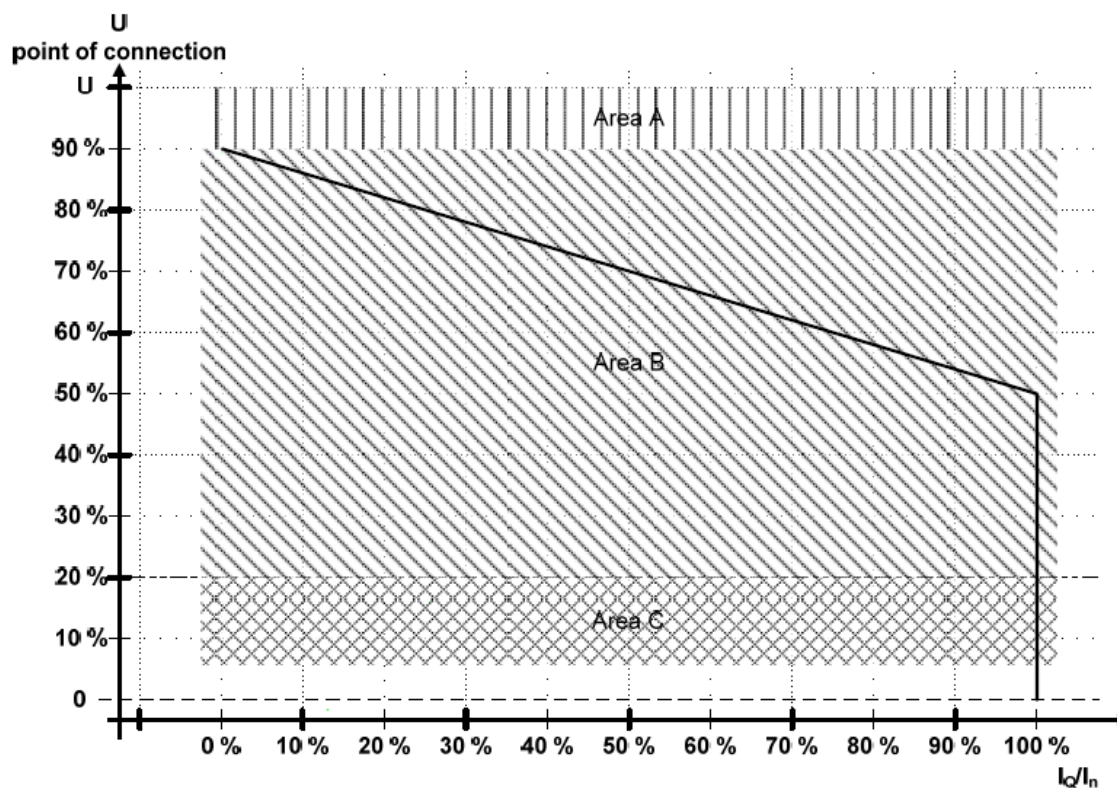


Figura 4.4 - Curva de fornecimento de reativa pelas instalações de produção eólica com potência nominal superior a 1,5 MW durante cavas de tensão (Dinamarca) [16].

- Variações rápidas de tensão:

A integração ou saída de serviço de uma instalação de produção eólica não deve originar variações rápidas de tensão que excedam os seguintes limites:

Tabela 4.4 – Limites para as variações rápidas de tensão (Dinamarca).

Nível de Tensão (AC)	d (%)
$U_n \leq 35 \text{ kV}$	4 %
$U_n > 35 \text{ kV}$	3 %

- Flicker:

Instalações de produção eólica com potência nominal entre 11 kW e 1,5 MW:

Tabela 4.5 – Limites para *Flicker* de curto prazo e *Flicker* de longo prazo (Dinamarca).

Nível de Tensão (AC)	P_{st}	P_{lt}
$U_n \leq 1 \text{ kV}$	0,35	0,25
$U_n > 1 \text{ kV}$	0,30	0,20

Instalações de produção eólica com potência nominal superior a 1,5 MW:

Tabela 4.6 – Limites para *Flicker* de curto prazo e *Flicker* de longo prazo (Dinamarca).

Nível de Tensão (AC)	P_{st}	P_{lt}
$U_n \leq 35 \text{ kV}$	-	0,50
$35 \text{ kV} < U_n \leq 100 \text{ kV}$	-	0,35
$U_n > 100 \text{ kV}$	0,30	0,20

- Harmónicos:

Instalações de produção eólica com potência nominal entre 11 kW e 25 kW:

Tabela 4.7 – Limites para a distorção total da corrente harmónica (Dinamarca).

Nível de Tensão (AC)	THD_i	$PWHD_i$
$U_n \leq 1 \text{ kV}$	6,0 %	10,5 %
$U_n > 1 \text{ kV}$	-	-

Instalações de produção eólica com potência nominal entre 25 kW e 1,5 MW:

Tabela 4.8 – Limites para a distorção total da corrente harmónica (Dinamarca).

Nível de Tensão (AC)	THD_i	$PWHD_i$
$U_n \leq 1 \text{ kV}$	4,5 %	7,9 %
$U_n > 1 \text{ kV}$	-	-

Instalações de produção eólica com potência nominal superior a 1,5 MW:

Tabela 4.9 – Limites para a distorção total da corrente harmónica (Dinamarca).

Nível de Tensão (AC)	THD_i
$U_n \leq 35 \text{ kV}$	6,5 %
$U_n > 35 \text{ kV}$	3,0 %

4.3.4 - Espanha

Em Espanha, há um conjunto de Real Decretos e documentos técnicos, responsáveis por estabelecer os requisitos técnicos inerentes à integração de PD nas redes de distribuição, nomeadamente, o Real Decreto 1663/2000 [17] relativo à integração de instalações fotovoltaicas na rede de distribuição BT, a decisão do Secretário-geral da Energia de 4 de Outubro de 2006 relativa à capacidade de sobrevivência a cavas de tensão das instalações de produção eólica e os documentos técnicos “*Condiciones Técnicas de la Installación de Autoproductores*” da Iberdrola [20] e “*Normativa de Productores en Regimen Especial Información para la solicitud de Conexion a la red de VIESGO*” da VIESGO [22].

Seguidamente, são apresentadas as regras técnicas presentes no Real Decreto 1663-2000, relativas à ligação de instalações fotovoltaicas à rede de distribuição de Baixa Tensão.

- Uma instalação fotovoltaica pode ser ligada à rede de distribuição BT, sempre que a sua potência nominal seja inferior a 100 kVA e a sua tensão seja inferior a 1 kV.

- A soma das potências das instalações em regime especial ligadas a uma rede de distribuição BT não pode exceder metade da capacidade térmica do *feeder* a que se encontra ligada, no ponto de ligação à rede.

- No caso de ser necessário o recurso a transformadores ou a subestações, a soma das potências das instalações em regime especial não devem exceder metade da capacidade desses equipamentos.

- Se a potência nominal de uma instalação fotovoltaica a ligar à rede de distribuição BT for superior a 5 kW, a ligação da instalação fotovoltaica é trifásica. Essa ligação pode ser feita mediante um ou mais inversores monofásicos ou através de um único inversor trifásico.

- A variação de tensão causada pela ligação ou saída de uma instalação fotovoltaica não deve exceder os 5% nem deve exceder os limites indicados no “*Reglamento Electrotécnico para Baja Tensión*”.

- O fator de potência utilizada para fornecer energia à rede deve ser o mais próximo possível da unidade.

- Nas redes de distribuição BT devem ser utilizadas proteções de máxima e mínima frequência responsáveis por manter as frequências no intervalo entre 49 e 51 Hz e proteções de máxima e mínima tensão responsáveis por manter as tensões no intervalo entre 0,85 e 1,1 p.u..

Na resolução de 4 de Outubro de 2006, do Secretário-geral da Energia, encontram-se os requisitos técnicos para as instalações de produção eólica em caso de ocorrência de cavas de tensão.

- A instalação de produção eólica e todos os seus componentes devem ser capazes de suportar, sem se desligar da rede, as cavas de tensão no ponto de ligação à rede causadas por um curto-circuito trifásico, bifásico ou monofásico, com o perfil de tensão e a duração indicados na figura 4.5.

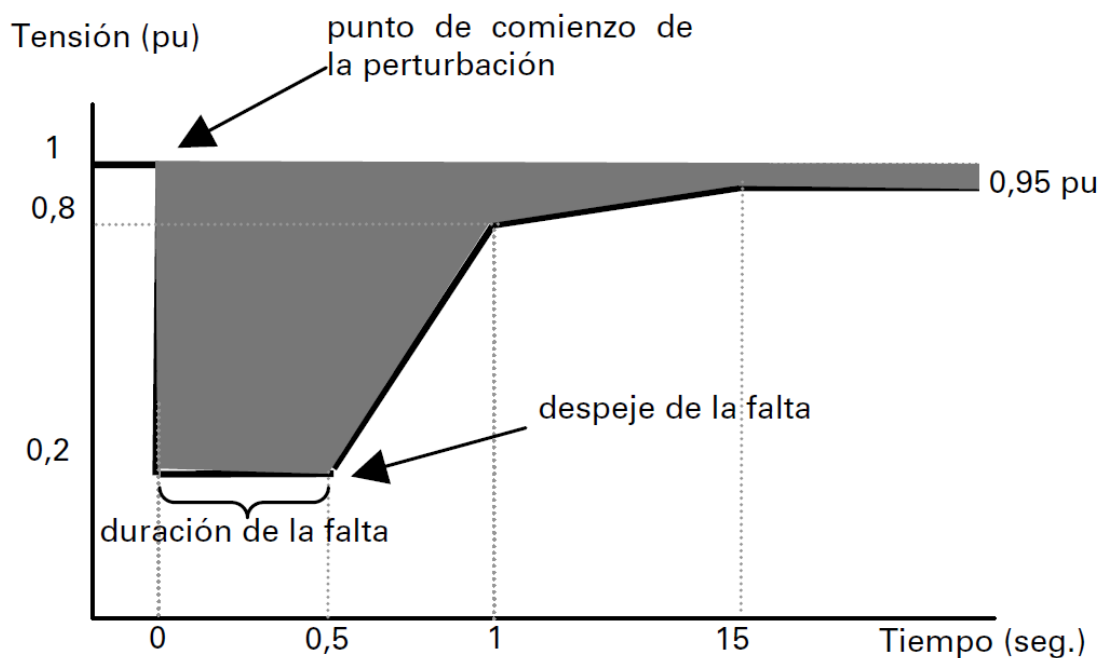


Figura 4.5 - Curva tensão-tempo da capacidade exigida às instalações de produção eólica para suportarem cavas de tensão (Espanha) [19].

- Para tensões inferiores a 0,85 p.u., no ponto de ligação à rede, a instalação deve produzir potência reativa. Enquanto as tensões se encontrarem entre 0,85 p.u. e o valor mínimo de tensão admissível para a operação normal, a instalação de produção eólica não deve consumir potência reativa.

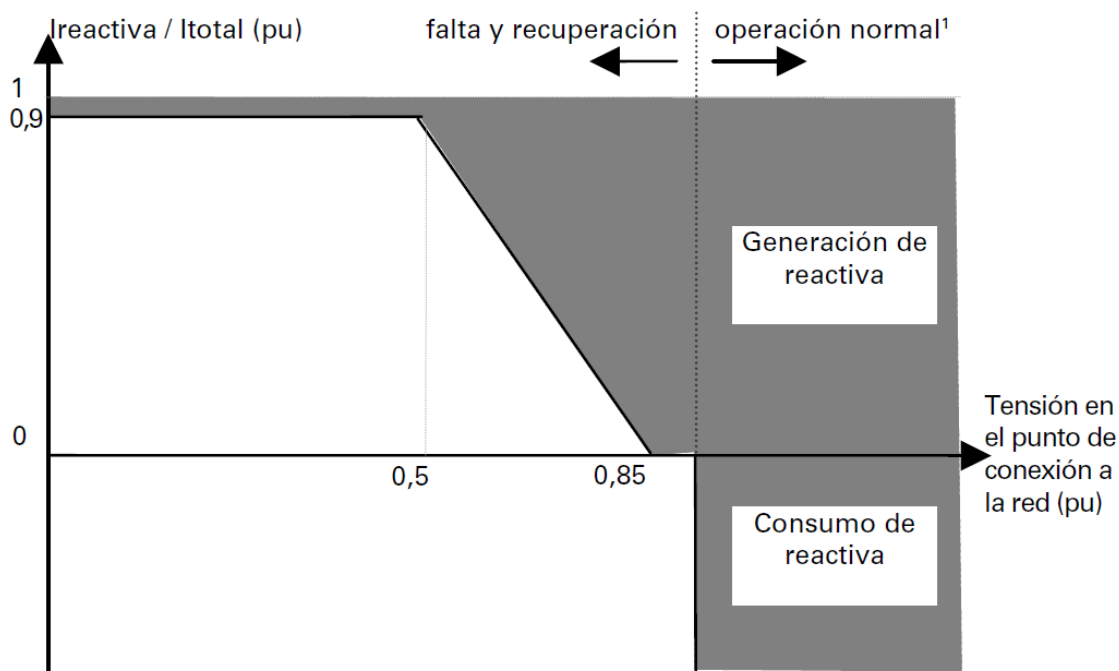


Figura 4.6 - Curva de fornecimento de reativa pelas instalações de produção eólicas durante cavas de tensão (Espanha) [19].

Relativamente aos documentos técnicos da Iberdrola e da VIESGO, estes estipulam os requisitos técnicos para ligação às redes de distribuição AT, MT e BT das quais são proprietários.

- A soma das potências nominais dos DER deve ser inferior a 100 kVA, se ligados às redes 380/220 V, ou a 60 kVA, se ligados às redes 220/127 V.

- Nas redes de distribuição AT e MT, as instalações com geradores assíncronos podem ser ligadas até um total de 5000 kVA. Por sua vez, as instalações com geradores síncronos podem ser ligadas até um máximo de 10000 kVA.

- As variações de tensão resultantes da integração de PD permitidas, em regime estacionário, não devem exceder os 2% da tensão nominal. Os limites estabelecidos na norma EN 50160 e no Real Decreto 1955-2000 são de $\pm 10\%$ e $\pm 7\%$, respetivamente. No caso particular das redes de distribuição com tensões entre os 1 kV e os 36 kV, o Real Decreto 1955-2000 limita as variações de tensão a $\pm 5,6\%$.

- A potência nominal agregada dos DER não deve ser superior a 10% da potência de curto-circuito da rede, de modo a evitar impactos indesejáveis na qualidade da energia. Para as instalações de produção eólica, este limite deve ser de 5%.

- A corrente de curto-circuito depende do nível de tensão da rede a que se encontra ligada a instalação. Para redes de distribuição, o valor típico é de aproximadamente 25 kA.

4.3.5 - França

As regras técnicas utilizadas como diretrizes para a integração de PD nas redes de distribuição de França são especificadas através do Decreto-Lei nº 2003-229, de uma Ordem Ministerial de 17 de Março de 2003 e do documento “*Distribution Technical Guide*” publicado pela ERDF.

- Em primeiro lugar, a PD deve ser ligada a diferentes níveis de tensão consoante o nível de potência máxima fornecida à rede por cada instalação através da seguinte tabela:

Tabela 4.10 — Potência máxima fornecida à rede e correspondente nível de tensão de ligação à rede (França).

Potência Máxima Fornecida à Rede	Nível de Tensão de Ligação à Rede
$P < 18 \text{ kVA}$	BT Monofásico
$P < 250 \text{ kVA}$	BT Trifásico
$250 \text{ kVA} < P < 12 \text{ MW}$	MT

- As instalações com potências superiores ao intervalo de potências entre 3 a 6 MW são normalmente ligadas diretamente à subestação AT/MT, através de um *feeder* dedicado.

- Relativamente aos limites de tensão, a integração de PD não deve ser responsável por um aumento de tensão que ultrapasse os limites estabelecidos, em particular, para valores de carga mais baixos.

- Desta forma, segundo as diretrizes, devem ser especificados intervalos de variação de tensão admissíveis por parte do Operador de Rede. Assim, para as redes de distribuição BT, a PD não deve causar uma variação de tensão superior a 10% do valor da sua tensão nominal, 230 V e 400 V. Por sua vez, para as redes de distribuição MT, a PD não deve ultrapassar uma variação de tensão superior a 5% face à sua tensão nominal, 15 kV e 20 kV.

- De modo a cumprir estas percentagens de variação de tensão e a manter esta dentro dos limites estabelecidos, é recomendado pelas diretrizes o uso de transformadores com tomadas variáveis. Na Média Tensão, estes devem ser colocados nas subestações AT/MT e apresentar um intervalo para as suas tomadas de $\pm 15\%$ em relação à sua tomada nominal. Por sua vez, na Baixa Tensão, os transformadores devem ser colocados nas subestações MT/BT, podendo ser alterados para 0%, +2,5% e +5% em relação à sua tomada nominal. Outra opção é alterar a tensão de referência do secundário do transformador das subestações AT/MT no caso das redes de distribuição MT.

- Relativamente ao planeamento das redes de distribuição, as diretrizes indicam algumas considerações a tomar para cumprimento dos limites de tensão. Em circunstâncias em que não é conhecido o valor de $\tan \varphi$ das instalações dos consumidores finais, recomenda-se o valor de 0,4. Nos casos em que não é conhecido o valor mínimo de carga nos *feeders*, considera-se este como 20% do valor de pico da carga. Nas redes de distribuição BT, segundo as diretrizes nacionais, no ponto de interligação entre as microfontes e a rede deve considerar-se 1,5% de perdas de tensão.

- No que diz respeito à potência reativa das instalações de produção de energia elétrica ligadas à Média Tensão, estas devem ser capazes de absorver potência reativa no valor de pelo menos 35% da potência ativa máxima produzida pelos geradores. Por outro lado, estas instalações devem ser também capazes de produzir potência reativa no valor de pelo menos 40% da potência ativa máxima produzida pelos geradores. Esta injeção de potência reativa deve ser utilizada para diminuição das perdas nos *feeders*.

- Para o caso específico de instalações de PD com capacidade instalada superior a 5MW, é obrigatória a capacidade de sobrevivência a cavas de tensão e a contribuição para o controlo de frequência.

4.3.6 - Grécia

Na Grécia, as diretrizes utilizadas para a integração de PD nas redes de distribuição são dois documentos normativos, designadamente, o “*Guideline for the Connection of PV to the LV Network*” e o “*Technical Requirements for the Connection of DER to Distribution Networks, Directive 129*” [23] ambos da responsabilidade da PPC S.A., antiga empresa verticalmente integrada da Grécia.

- Em primeiro lugar, segundo estas diretrizes, a PD deve apresentar esquemas de ligação diferentes consoante a sua potência nominal, tal como apresentado na seguinte tabela:

Tabela 4.11 – Potência nominal e correspondente esquema de ligação à rede (Grécia).

Potência Nominal (MW)	Esquema de Ligação à Rede
< 0,05	BT Monofásico
≤ 0,1	BT Trifásico em <i>feeder</i> dedicado ou em <i>feeder</i> já existente
< 5	MT em <i>feeder</i> já existente
< 6	MT em <i>feeder</i> dedicado com circuito simples
< 20	MT em <i>feeder</i> dedicado com circuito duplo
> 20	AT em <i>feeder</i> dedicado na subestação AT/MT

- No caso particular das redes de distribuição MT, para manter a tensão dentro dos limites, tem-se em consideração que:

- O valor médio anual de tensão em qualquer nó não deve sofrer uma variação superior a 5% da sua tensão nominal, recorrendo-se por isso a transformadores OLTC com um intervalo de tomadas de $\pm 5\%$ e um passo de 2,5%;
- A variação de tensão em torno do valor médio de tensão não deve ser superior a 3%, de forma que, após a transição do nível de tensão de MT para BT e durante a entrega de energia aos consumidores finais, a tensão se encontre sempre dentro dos limites.

Estas considerações relativas ao valor médio de tensão e à variação de tensão em torno do valor médio de tensão podem ser consultadas graficamente na figura 4.7.

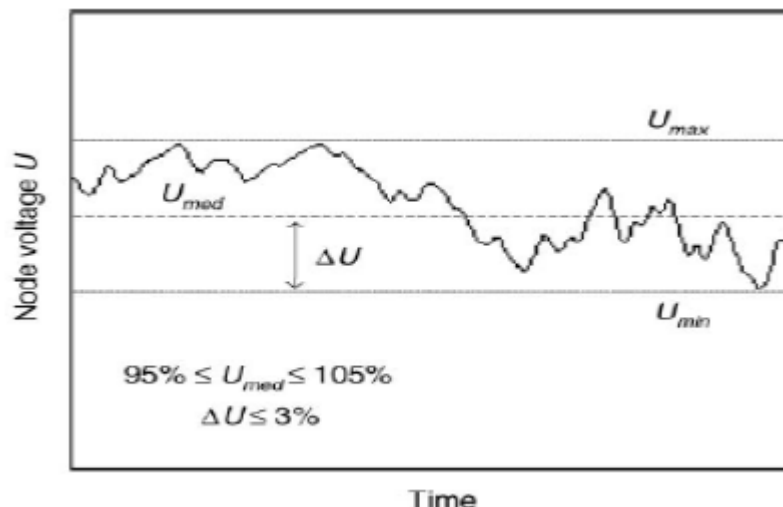


Figura 4.7 - Variação de tensão devido à integração de PD e limites de variação de tensão em regime estacionário (Grécia) [23].

- No caso específico de ligação de DER à rede através de *feeders* dedicados conectados às subestações AT/MT, é permitido um limite máximo para a variação de tensão de 8%.

- Em termos de contribuição para os curto-circuitos, na Grécia, o Operador de Rede limita o valor de potência de curto-circuito a um valor máximo de 250 MVA e o valor da corrente de curto-circuito a 7,5 kA, para as redes de distribuição MT com tensão nominal de 20 kV. Estes valores não podem nunca ser ultrapassados, devido à integração de novos DER.

- Relativamente aos valores para os fatores de potência, o *Grid Code* da Grécia impõe que as subestações AT/MT funcionem num intervalo de fatores de potência entre os 0,95 indutivos e os 0,98 capacitivos, quando a carga da subestação é superior a 50% da sua capacidade máxima.

- No caso de ligação de PD às redes de distribuição BT, esta está normalmente limitada a unidades com potência nominal máxima de 100 kW. Para unidades com valores de potência nominal próximos de 100 kW, pode recorrer-se à ligação à rede através de *feeders* dedicados, permitindo assim um aumento da capacidade máxima total de PD até 200 kW.

- Dentro das redes de distribuição BT, para manter a tensão dentro dos limites, tem-se em consideração que a variação de tensão causada pela integração de PD não deve exceder os 3%, estando este valor dependente do tipo de *feeder* e da distância do mesmo. No caso das unidades de PD ligadas às subestações MT/BT por meio de um feeder dedicado, esta variação de tensão não deve exceder os 5%.

4.3.7 - Reino Unido

No Reino Unido a integração de PD e os requisitos para o seu planeamento e operação são estabelecidos pela ENA, *Energy Networks Association*, através de regulamentos para as redes de distribuição. Como complemento a esses regulamentos, são ainda utilizados dois documentos técnicos intitulados “*Engineering Recommendation G59/2: Recommendations for the Connection of Generating Plant to the Distribution Systems of Licensed Distribution Network Operators*” [25] e “*Engineering Recommendation G83/2: Recommendations for the Connection of small-scale embedded generators (up to 16 A per phase) in parallel with public low-voltage Distribution Networks*” [26].

- As tensões nominais das redes de distribuição do Reino Unido são de 66 kV, 33 kV e 22 kV para MAT, de 11 kV e 6,6 kV para AT e de 400 V e 230 V para BT. A rede de distribuição de 132 kV é considerada como fazendo parte do sistema de distribuição na Inglaterra e em Gales, mas não na Escócia.

- Regulação de Tensão:

- O ESQCR, *Electricity Safety, Quality and Continuity Regulations* impõe que a tensão nas instalações dos consumidores finais se encontre no intervalo de 230 V + 10% a 230 V - 6%.
- Desta forma, no primário das subestações 33/11 kV, a variação de tensão típica permitida é de 1%. Porém, para evitar um excessivo desgaste resultante da constante alteração das tomadas do transformador, a máxima variação de tensão permitida no barramento de 11 kV é de 2%. As regras aplicáveis aos transformadores 400/132 kV e 132/33 kV são semelhantes às do transformador 33/11 kV;
- Os transformadores de distribuição MT/0,4 kV têm tomadas com um intervalo de $\pm 5\%$ e um passo de 2,5%;
- No Reino Unido, os feeders de Baixa Tensão são normalmente projetados para permitir uma queda de tensão máxima de 7%, desde os barramentos das subestações até aos consumidores finais.

- Curto-Circuitos:

- Os valores típicos de potência de curto-circuito admissíveis para alguns níveis de tensão considerados no Reino Unido estão representados na tabela 4.12.

Tabela 4.12 – Potências de Curto-Circuito admissíveis nas redes de distribuição para alguns níveis de tensão (Reino Unido).

Nível de Tensão (kV)	Potência de Curto-Circuito (MVA)
11	250
33	750
132	3500

- A SP Power Systems utiliza a seguinte regra para determinar o limite máximo de integração de Produção Distribuída numa rede de distribuição de 11 kV:

$$\text{Capacidade (MVA)} \leq \text{Capacidade Gerador (MVA)} \times \text{Distância à Subestação (km)}$$

Assim, um gerador com uma capacidade de 2 MVA pode estar ligado à rede a um máximo de 2 km da subestação, ou um gerador com uma capacidade de 1 MVA pode estar ligado à rede a um máximo de 4 km da subestação.

4.3.8 - República Checa

Na República Checa, a integração de PD nas redes de distribuição e os estudos dos seus impactos por parte dos Operadores de Rede segue o estabelecido no *Grid Code “Rules of the Distribution System Operation”* [31].

Essa integração tem sempre em consideração os impactos resultantes da sua interligação à rede ou da sua saída de serviço, sendo dado especial ênfase e atenção aos seguintes pontos:

- Variações lentas de tensão:

- A integração de PD e a sua operação não devem ser responsáveis por um aumento de tensão superior a 2% face ao seu valor nominal, quando comparados com os valores de tensão obtidos na ausência de PD, no caso de ligação às redes AT;
- A integração de PD e a sua operação não devem ser responsáveis por uma variação de tensão superior a 3%, quando em comparação com o caso de ausência de PD na ligação às redes BT.

- Variações rápidas de tensão:

- As variações rápidas de tensão nos pontos de ligação às redes de distribuição AT e BT, resultantes da ligação ou da saída de microfones, não podem exceder os 2% no caso das redes AT e os 3% no caso das redes BT, quando em comparação com os valores de tensão registados na ausência de PD.

- Harmónicos:

- No caso de ligação de novas unidades de PD às redes de distribuição BT, os requisitos relativos à injeção de correntes harmónicas são os estabelecidos pela norma CSN EN 61000-3-12.
- Para os restantes casos de unidades de PD já existentes, os valores das correntes de harmónicos são calculados, considerando o seguinte critério:

$$I_{vnn} = i_v \times \frac{S_{kV}}{\sin \Psi_{kV}}$$

Onde I_{vnn} é a corrente harmónica máxima permitida, i_v é a corrente de base e $\sin \Psi_{kV} = X_k / Z_k$.

Capítulo 5

Casos de Estudo e Análise de Resultados

5.1 - Introdução

Neste capítulo, são realizados um conjunto de testes e estudos de Trânsito de Potências considerando a integração de diferentes quantidades de PD em redes de distribuição MT e BT, de forma a ser possível identificar e caracterizar os fatores limitadores do aumento dessa integração em *feeders* de redes de distribuição. No fim, são apresentadas de forma genérica soluções de gestão e controlo que permitam maximizar os limites de integração de PD, como por exemplo, o recurso a dispositivos de armazenamento ou a transformadores reguladores em carga, sendo o seu desempenho avaliado recorrendo a diversas simulações computacionais.

5.2 - Rede Teste de Média Tensão

A rede teste de média tensão utilizada nesta Dissertação é adaptada de uma rede de distribuição existente, em Portugal, da concessionária EDP, Energias de Portugal, tendo os seus dados sido fornecidos pelo INESC Porto para a realização dos estudos de Trânsito de Potências.

Esta rede de distribuição é uma rede rural típica com uma estrutura radial e com duas zonas com diferentes níveis de tensão: 60 kV antes do transformador OLTC e 15 kV após o mesmo transformador. Em virtude das limitações da versão estudante do *software* PSS®E University 33, a rede é constituída por apenas 50 nós e 48 linhas. O transformador OLTC utilizado é um transformador 60 kV/15 kV e apresenta as suas tomadas no secundário do transformador.

Para avaliar o impacto da integração de Produção Distribuída nas redes de distribuição MT, nesta rede foram incluídas unidades de PD, designadamente, geradores eólicos e CHP, e microredes. Cada microrede foi representada por um gerador e por uma carga equivalentes correspondentes ao somatório da produção das microfontes e ao somatório das cargas BT.

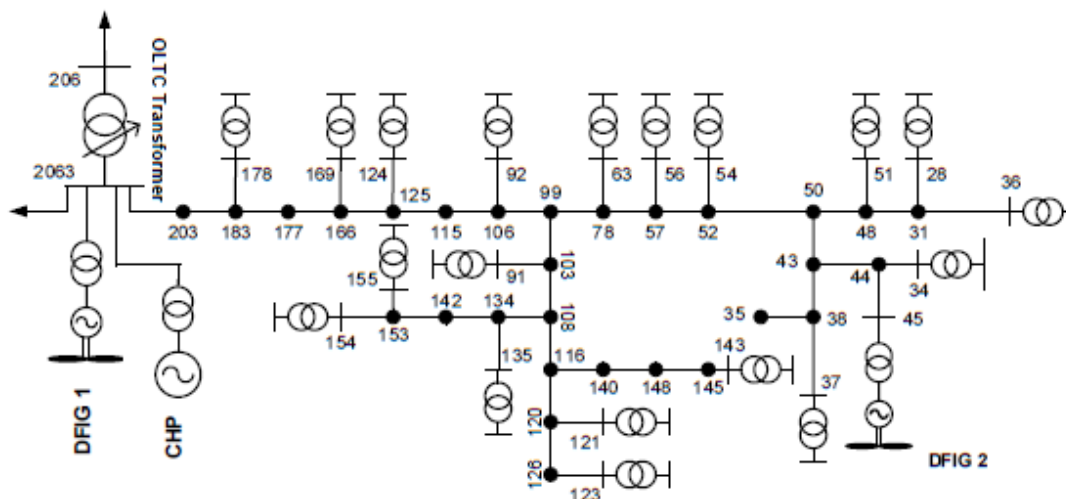


Figura 5.1 - Rede Teste de Média Tensão.

Uma descrição detalhada dos dados desta rede teste, nomeadamente, os dados relativos aos nós, às linhas e às cargas pode ser encontrada no Anexo A.

Em relação às unidades de produção de energia elétrica, como consequência das limitações da versão estudante do *software* PSS®E University 33, a sua integração ficou limitada a 15 nós da rede. Tendo em conta que o objetivo desta Dissertação é avaliar a capacidade dos *feeders* de distribuição aceitarem Produção Distribuída, optou-se pela integração de PD sob a forma de microrredes, na baixa tensão, ligadas aos 15 nós mais distantes da subestação AT/MT, de forma a ser mais fácil identificar os fatores limitadores dessa integração.

Porém, uma vez que a rede teste teve de ser adaptada em relação à rede inicialmente fornecida para o caso prático, as unidades de PD e as cargas existentes nas partes da rede excluídas no âmbito desta Dissertação foram agrupadas e introduzidas como geradores e como cargas nos nós 206 e 2063, nós primário e secundário da subestação AT/MT, respetivamente, como se pode observar na figura 5.1. Desta forma, os 15 nós selecionados para a integração de PD foram o primário e o secundário da subestação e os 13 nós mais distantes da mesma. O nó 206 foi ainda escolhido como nó de referência.

No que diz respeito ao cálculo das potências ativa e reativa produzidas pelas diversas microfuentes seguiram-se filosofias distintas para a energia eólica e CHP e para as microrredes. Estas filosofias são apresentadas de seguida de forma detalhada para ambos os casos.

No caso dos geradores eólicos e das unidades de CHP, a potência ativa produzida por estas unidades de Produção Distribuída foi calculada da seguinte forma:

$$P_{Gen} = P_{instalada} \times \% \text{ Capacidade Instalada} \quad (5.1)$$

Em que a percentagem de Capacidade Instalada é dada pelos perfis de geração típicos de cada tipo de tecnologia para as 24 horas. Esses perfis são baseados em dados reais e podem ser encontrados no Anexo B. Para a potência instalada determinaram-se os valores de 1MW para a energia eólica e de 2 MW para as unidades de CHP.

Relativamente à potência reativa produzida por estas microfontes, esta foi calculada multiplicando a potência ativa produzida pelo valor de $\tan(\varphi)$. Embora a legislação Portuguesa defina um valor nulo para $\tan(\varphi)$, nesta Dissertação utilizou-se um valor de 0,2 com o objetivo de tornar a gestão e o controlo da rede mais desfavoráveis, permitindo assim o surgimento de mais problemas e, consequentemente, de maiores impactos provenientes da integração de PD.

Por sua vez, no caso das microrredes, estas são constituídas por microgeração baseada em energia solar fotovoltaica e pelas cargas da Baixa Tensão. Para se proceder ao cálculo da potência ativa produzida por cada microrede utilizou-se a seguinte expressão:

$$P_{Gen} = P_{instalada_{\mu G}} \times \% \text{ Capacidade Instalada} - P_{Carga_{BT}} \times \% \text{ Capacidade Instalada} \quad (5.2)$$

Em que a percentagem de Capacidade Instalada é dada pelo perfil de geração típico para unidades de microgeração fotovoltaica e pelo perfil de carga residencial BT típico para as 24 horas. Esses perfis são baseados em dados reais e podem ser encontrados no Anexo B. A potência instalada da microgeração foi calculada em função de uma percentagem do valor das cargas BT instaladas em cada nó, nomeadamente, 25%, 50%, 75% e 100%.

Em relação à potência reativa produzida pelas microrredes, esta foi calculada da mesma forma utilizada para os geradores eólicos e unidades de CHP, multiplicando a potência ativa produzida pelo valor de $\tan(\varphi)$. Tendo sido utilizado também o valor de 0,2 para $\tan(\varphi)$ pelos mesmos motivos apresentados em cima.

Após a realização de todos os cálculos relativos às unidades de PD, para cada hora e para cada nó, procedeu-se à realização dos estudos dos trânsitos de potência, considerando cada percentagem distinta de integração de PD.

Desta forma, nesta rede teste MT foram introduzidos 2 MW de CHP correspondentes a uma única unidade no nó 2063, 2 MW de produção eólica correspondentes a 1 MW no nó 2063 e a 1 MW no nó 45 e 13 microrredes nos nós 28, 34, 36, 37, 51, 54, 91, 121, 123, 135, 143 e 164 com potências instaladas variáveis.

5.2.1 - Perfis de Tensão

O primeiro passo para a realização dos estudos de trânsito de potências foi a escolha da tensão de referência, de forma a perceber a sua influência para os perfis de tensão e para os impactos da integração de PD nas redes de distribuição. Para tal, foram realizados estudos com três valores comuns de tensão para o nó de referência em redes de distribuição de média tensão: 1,05 p.u., 1,06 p.u. e 1,07 p.u.. A escolha deste valores foi feita admitindo que a rede onde este sistema está integrado se encontraria com tensões elevadas de exploração como consequência de existir bastante PD na área sob análise. Os resultados apresentados correspondem a estudos onde não foi considerada a presença de PD e podem ser observados na figura 5.2.

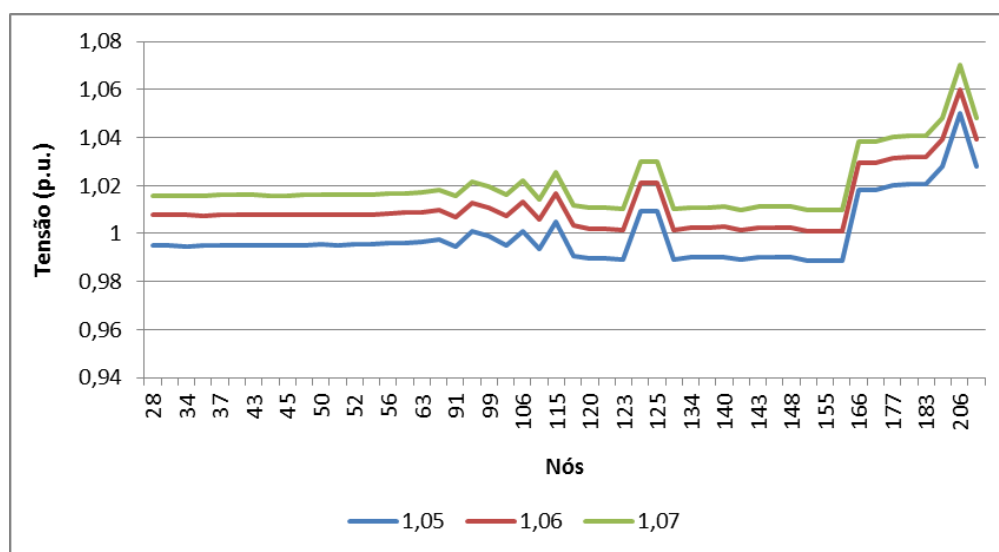


Figura 5.2 - Perfis de tensão para diferentes valores de tensão de referência sem integração de Produção Distribuída.

Como se pode concluir após análise da figura anterior, quanto maior o valor da tensão no nó de referência, maiores os valores das tensões nos restantes nós, sendo um aumento da tensão de referência responsável por isso por um aumento generalizado da tensão na rede. Isto ocorre uma vez que apesar das quedas de tensão que ocorrem ao longo da rede, o nó de referência localizado na subestação tendo um valor de referência mais alto, maiores serão os valores nos restantes nós, uma vez que mesmo após a diminuição das tensões nos nós mais distantes da subestação característica das redes de distribuição na ausência de PD, estes ainda serão mais altos do que no caso em que a tensão de referência seja inferior, pois as quedas de tensão nesse caso tornariam as tensões nos nós mais distantes ainda mais baixas.

Ora como o objetivo desta Dissertação é identificar e caracterizar os fatores limitadores da integração de PD e os limites de tensão são um dos principais impactos da integração de PD em redes de distribuição optou-se por um valor de tensão de referência de 1,07 p.u., de forma a ser mais fácil a ocorrência de problemas e o surgimento de impactos resultantes dessa integração, sendo desta forma possível identificar e apresentar soluções para esses problemas.

Definida a tensão do nó de referência procedeu-se então à integração de PD nos nós escolhidos e com as potências instaladas indicadas anteriormente. Para apresentação e comparação de resultados foram selecionados os nós 2063, 45 e 143. O nó 2063 por ser o secundário da subestação, logo encontrar-se muito próximo da mesma e por se encontrarem ligadas a este nó uma unidade de CHP e uma instalação eólica, representando assim uma considerável integração de PD. O nó 45 por ser um dos nós mais distantes da subestação e ainda por se encontrar ligado a este uma instalação eólica. O nó 143, onde se encontra ligada uma microrede, por apresentar o valor mais elevado de cargas BT e, consequentemente, de maior produção fotovoltaica e por ser também um dos nós mais distantes da subestação AT/MT. Nestes estudos de trânsito de potências, o transformador encontra-se a funcionar com tomada fixa, explorando a rede sem considerar a capacidade de controlo por parte do transformador.

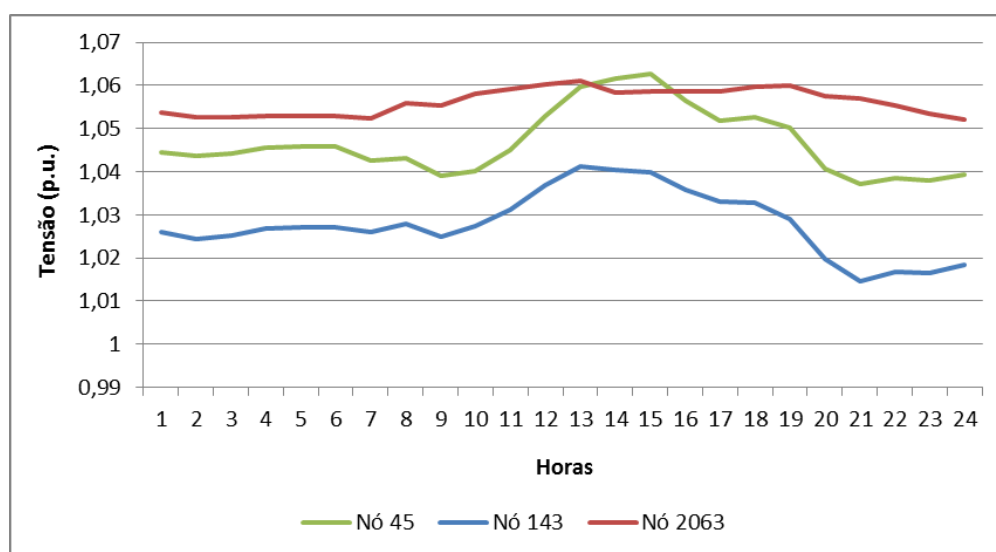


Figura 5.3 - Perfis de tensão dos nós 45, 143 e 2063 para uma integração de 25% de Produção Distribuída nas Microredes.

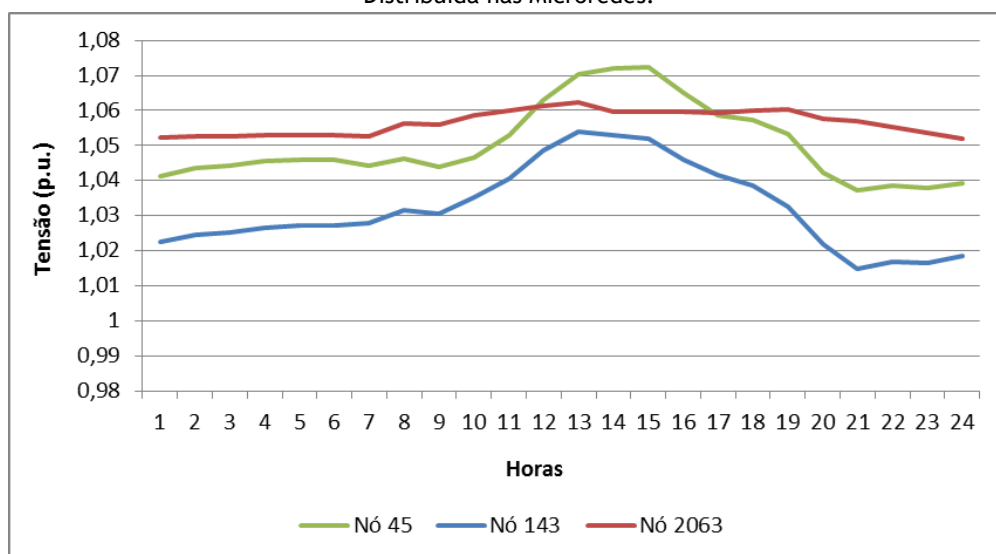


Figura 5.4 - Perfis de tensão dos nós 45, 143 e 2063 para uma integração de 50% de Produção Distribuída nas Microredes.

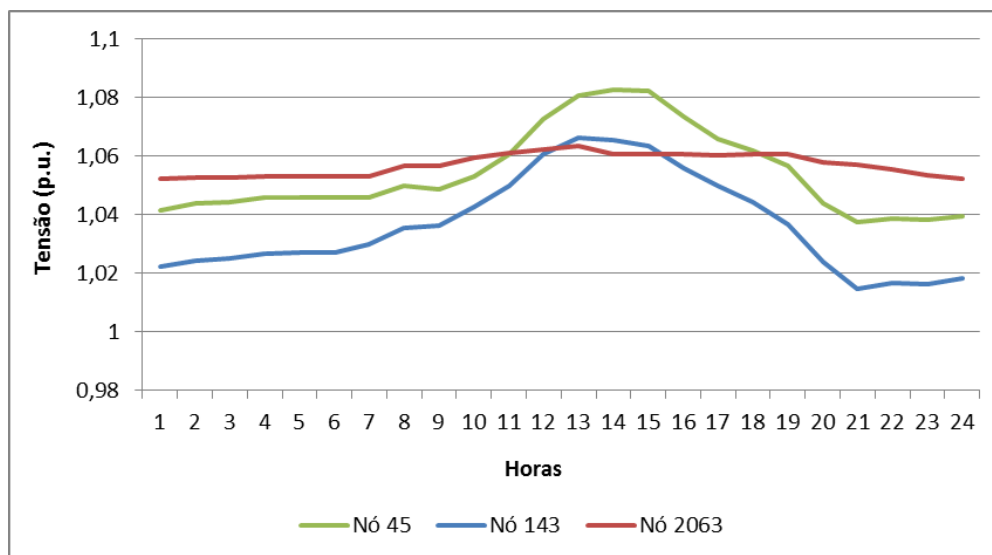


Figura 5.5 - Perfis de tensão dos nós 45, 143 e 2063 para uma integração de 75% de Produção Distribuída nas Microrredes.

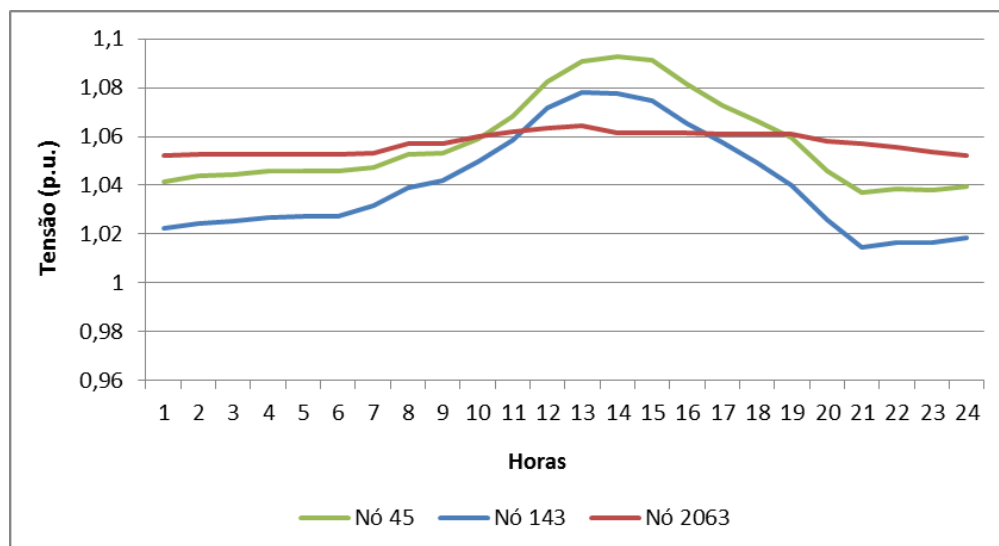


Figura 5.6 - Perfis de tensão dos nós 45, 143 e 2063 para uma integração de 100% de Produção Distribuída nas Microrredes.

Como se pode concluir após observação dos resultados obtidos nos trânsitos de potências, quanto maior a percentagem de PD nas microrredes, maiores as tensões nos nós e mais próximos se tornam os perfis de tensão dos nós mais distantes da subestação, onde estas se encontram, do perfil de produção típico da microgeração fotovoltaica, isto é, maior é a produção nas horas de almoço. O mesmo acontece para o nó 45, porém este apresenta valores mais elevados de tensão resultantes da presença de uma instalação eólica neste nó, que também apresenta o seu máximo próximo das horas de almoço, contribuindo desta forma para um aumento superior de tensão, atingindo esta valores excessivos e inaceitáveis. Por sua vez, no nó 2063 como apenas estão ligadas uma instalação eólica e uma unidade CHP com potências instaladas constantes e este se encontra afastado dos restantes nós com PD, o seu perfil de tensão é aproximadamente o mesmo para todos os estudos.

Depois de demonstrada a importância e a influência da localização dos nós com PD e da sua distância à subestação AT/MT para as alterações dos perfis de tensão de toda a rede apresentam-se de seguida os perfis de tensão para todos os nós da rede, por hora, de forma a ser possível demonstrar de que forma horas diferentes correspondem a níveis de impacto diferentes no que concerne à integração de PD. Desta forma apresentam-se resultados para as 4 horas, 8 horas, 14 horas, 20 horas e 24 horas, abrangendo assim períodos horários com características distintas.

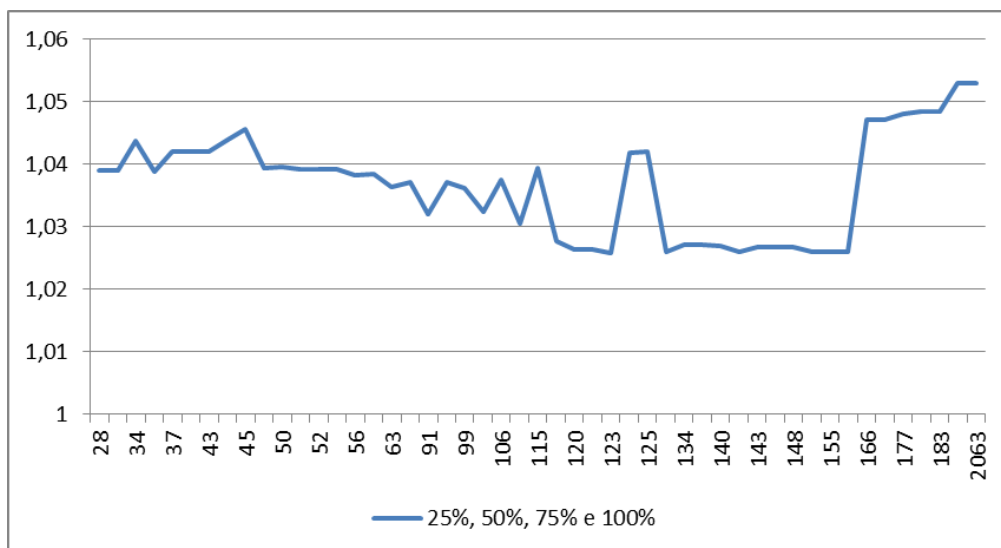


Figura 5.7 - Perfil de tensão da Rede Teste às 4 Horas considerando 25%, 50%, 75% e 100% de Microgeração Fotovoltaica.

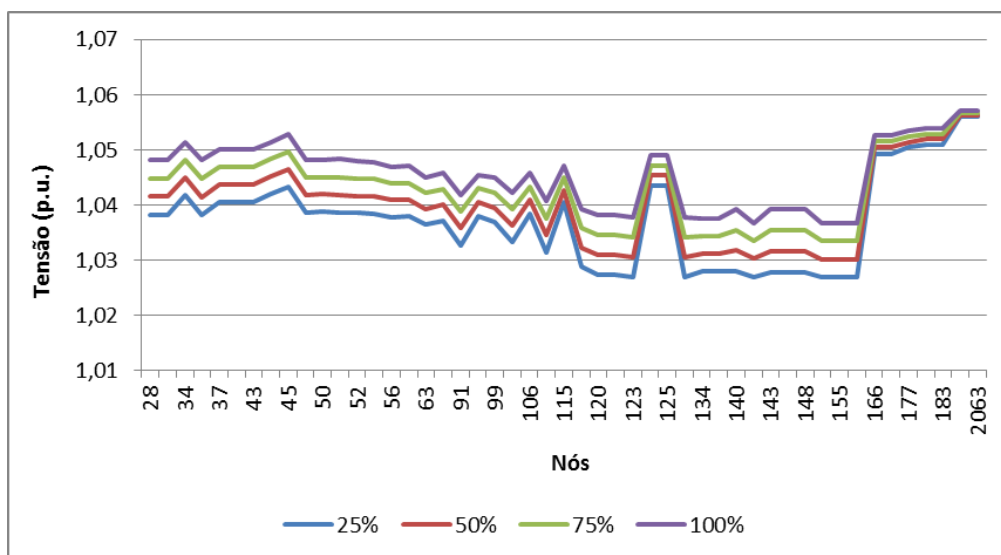


Figura 5.8 - Perfis de tensão da Rede Teste às 8 Horas considerando 25%, 50%, 75% e 100% de Microgeração Fotovoltaica.

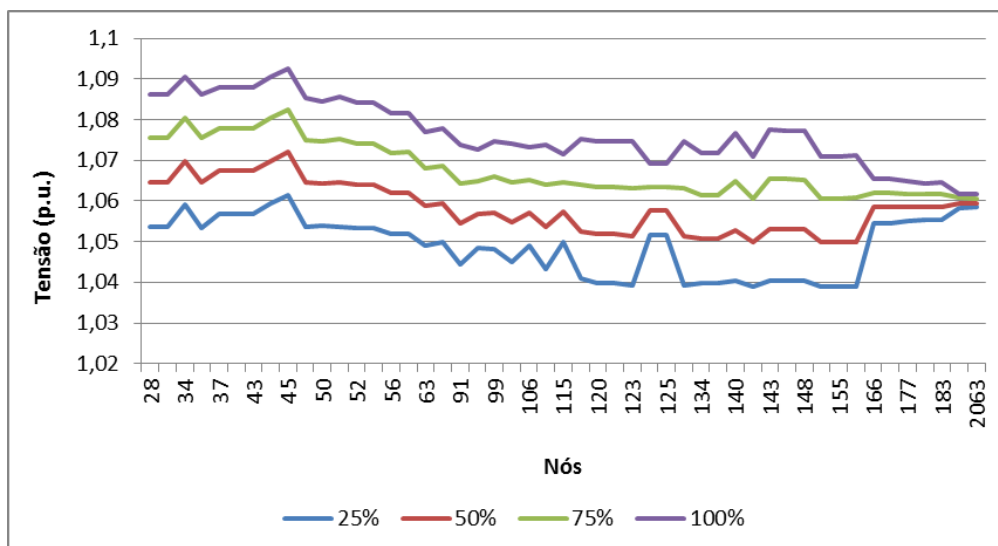


Figura 5.9 - Perfis de tensão da Rede Teste às 14 Horas considerando 25%, 50%, 75% e 100% de Microgeração Fotovoltaica.

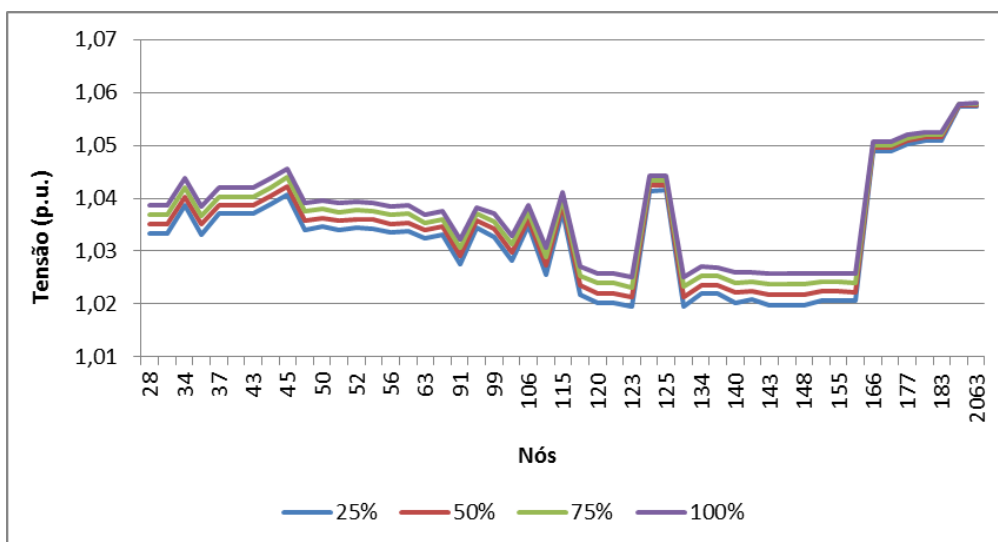


Figura 5.10 - Perfis de tensão da Rede Teste às 20 Horas considerando 25%, 50%, 75% e 100% de Microgeração Fotovoltaica.

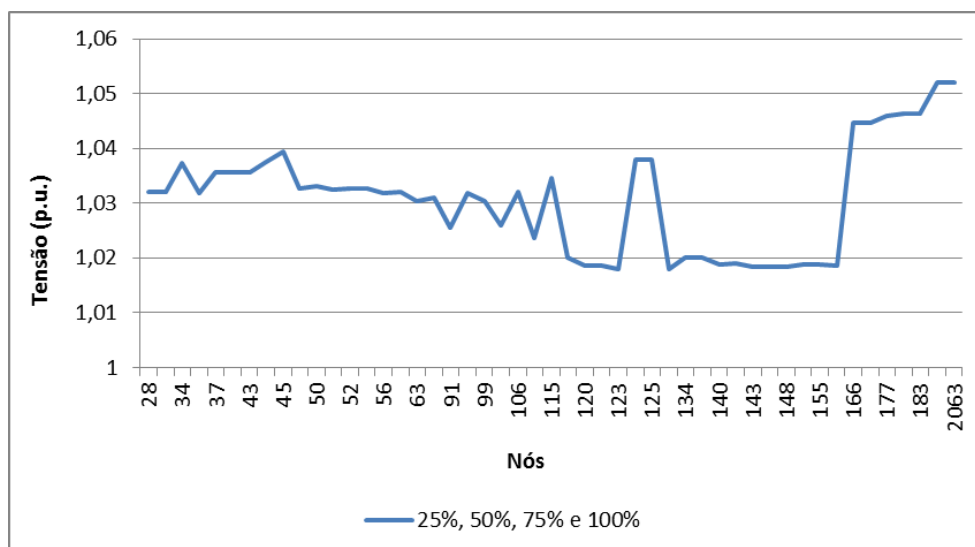


Figura 5.11 - Perfil de tensão da Rede Teste às 24 Horas considerando 25%, 50%, 75% e 100% de Microgeração Fotovoltaica.

Na análise dos resultados obtidos começando pelo perfil de tensão correspondente às 4 horas, este é igual para todas as percentagens de microgeração fotovoltaica, uma vez que neste período horário segundo os perfis de produção utilizados não há produção fotovoltaica nem de CHP. Desta forma, as únicas unidades de PD em funcionamento são os geradores eólicos que se encontram a produzir a 50% da sua capacidade instalada. Ora, como apenas existem duas unidades de 1 MW em toda a rede, nesta hora a maior parte da energia fornecida aos consumidores vem do nível de tensão superior, o que se traduz em quedas de tensão relativamente à tensão de referência nos nós mais distantes da rede com exceção do nó 45 onde está ligado um gerador eólico e dos seus nós vizinhos, 34 e 44, que também são afetados por esta presença.

Relativamente ao período correspondente às 8 horas, neste segundo os perfis de produção, a produção eólica encontra-se a 40% da sua capacidade instalada, a produção de CHP a 45% da sua capacidade instalada, a produção fotovoltaica a 20% da sua capacidade instalada e o consumo BT é de 8,5%. Ora, uma vez que a produção eólica e de CHP é igual para todos os casos, a diferença entre perfis de tensão para cada percentagem de microgeração fotovoltaica encontra-se nas diferentes capacidades instaladas, uma vez que esta é variável para cada caso. Assim, nos nós mais distantes da subestação AT/MT, quanto maior a capacidade instalada de microgeração fotovoltaica, maiores as tensões nesses nós. Por sua vez, nos nós próximos da subestação onde só estão ligadas uma unidade eólica e uma unidade de CHP, as tensões são aproximadamente iguais para todos os casos.

No que diz respeito aos resultados obtidos para as 14 horas, este período é caracterizado por ser o período de maior produção fotovoltaica encontrando-se esta a 70% da sua capacidade instalada e de grande produção eólica que corresponde a 60% da sua capacidade instalada, enquanto a produção de CHP é de 45% e o consumo BT é de apenas 15%. Deste modo, as diferenças entre cada caso associado a uma percentagem de microgeração fotovoltaica diferente são facilmente observadas pela análise dos perfis de tensão, verificando-se que as tensões sobem bastante em relação à tensão de referência já por si alta nos nós mais distantes da rede, onde estão ligadas as microrredes, atingindo para as percentagens mais altas valores inadmissíveis e fora dos limites.

Em relação aos resultados das 20 horas e das 24 horas, estes períodos apresentam perfis de tensão idênticos aos obtidos para as 8 horas e 4 horas, respetivamente. Nestes casos, as diferenças registadas devem-se aos diferentes valores de produção verificados nos perfis de produção utilizados. Por exemplo, às 20 horas a produção de CHP é bastante superior à verificada às 8 horas, porém a produção fotovoltaica é metade e o consumo BT é aproximadamente o triplo, o que se traduz em tensões mais baixas e em diferenças bastante reduzidas nos perfis de tensão para cada percentagem, sendo estes aproximadamente iguais.

Por sua vez, para as 24 horas, tal como para as 4 horas, não existe produção fotovoltaica nem produção de CHP e a diferença entre produção eólica é de apenas 5% da capacidade instalada para ambos os casos, porém uma vez que o consumo BT é o dobro às 24 horas em comparação com o verificado às 4 horas, para este período horário as tensões são mais baixas nos nós mais distantes da rede, pois as quedas de tensão relativamente à tensão de referência também são mais elevadas.

5.2.2 - Perdas

No capítulo 2 foram apresentadas as principais vantagens a nível técnico, económico e ambiental da Produção Distribuída, tendo sido referido como uma das principais a proximidade física entre as fontes e as cargas representativas dos consumidores finais que se traduz numa redução das perdas e dos custos do transporte de energia nas Redes de Transporte e Distribuição. Deste modo procedeu-se a uma análise das perdas em cada um dos estudos efetuados anteriormente relativos aos perfis de tensão.

Tabela 5.1 - Perdas na Rede Teste MT para os diversos estudos de Trânsito de Potências.

	Perdas	25%	50%	75%	100%
4 Horas	Ativas (kW)	17,99	17,99	17,99	17,99
	Reativas (kVar)	76,20	76,20	76,20	76,20
8 Horas	Ativas (kW)	18,53	15,30	12,60	10,24
	Reativas (kVar)	38,52	32,92	28,44	23,99
14 Horas	Ativas (kW)	14,39	11,40	10,12	9,34
	Reativas (kVar)	17,12	11,00	10,40	10,09
20 Horas	Ativas (kW)	30,37	27,48	24,60	21,81
	Reativas (kVar)	31,20	28,01	24,80	21,66
24 Horas	Ativas (kW)	26,16	26,16	26,16	26,16
	Reativas (kVar)	91,20	91,20	91,20	91,20

Como se pode concluir da análise da tabela 5.1, para a mesma percentagem de integração de microgeração fotovoltaica e considerando ainda as restantes unidades de PD, quanto maior a produção de PD (14 horas), menores as perdas ativas e reativas nas redes de distribuição ao contrário do que acontece para os períodos de menor produção, em virtude de menor ser a energia proveniente da rede de transporte. Esta diminuição de perdas ocorre uma vez que apesar da produção solar fotovoltaica poder ser responsável por um excesso de produção face ao consumo e, consequentemente, levar à inversão do sentido do trânsito de potências, enquanto essa inversão não ocorre a corrente nos ramos vai diminuindo, logo as perdas também têm de diminuir como demonstrado neste caso. Além disso é possível também verificar a diminuição de perdas dentro da mesma hora, mas considerando percentagens de microgeração fotovoltaica distintas, sendo estas obviamente menores para uma percentagem de 100%, para a qual há maior produção e equilíbrio entre produção e consumo. Às 4 horas e às 24 horas como não há produção fotovoltaica, as perdas são constantes para todos estudos, porque apresentam sempre o mesmo valor de produção.

5.2.3 -Congestionamentos

No que diz respeito aos congestionamentos, tal como referido no Capítulo 2, a integração de Produção Distribuída reduz os congestionamentos na rede de transporte, uma vez que a energia proveniente da rede é drasticamente reduzida com a introdução de instalações de produção de energia elétrica na Rede de Distribuição. Por outro lado, devido à integração destas mesmas instalações verifica-se um aumento dos congestionamentos nas linhas da rede de distribuição onde foram introduzidas as unidades de PD, em particular, as linhas com maior potência instalada. Na tabela 5.2 apresentam-se os resultados obtidos considerando uma percentagem de integração de 100% de microgeração fotovoltaica e as restantes unidades de PD. Como se pode constatar analisando a tabela 5.2, quanto maior é a produção, menor é o congestionamento registado na Subestação, uma vez que menor é a energia proveniente da rede de transporte. Além disso, é ainda possível observar que nos nós onde estão ligadas microrredes há um aumento do congestionamento para as horas de maior produção fotovoltaica, como por exemplo, na linha que liga os nós 143 e 145, pois é aqui que se encontra a maior capacidade instalada de microgeração. Este aumento influencia as linhas contíguas. Em contraste, nas linhas que ligam aos nós 28, 37 e 135 que apresentam uma capacidade instalada de microgeração bastante reduzida, os congestionamentos são aproximadamente nulos, uma vez que só para o período de maior produção é que apresentam o valor residual de 1%. Por outro lado, da análise dos resultados dos congestionamentos, verifica-se também a influência dos perfis de produção das unidades de CHP e das instalações eólicas nos congestionamentos, uma vez que por exemplo para o nó 45, os congestionamentos variam para cada hora, de acordo com a percentagem de produção, sendo esta inferior para as 8 horas, superior para as 14 horas e aproximadamente igual para as restantes.

Tabela 5.2 - Congestionamentos na Rede Teste MT.

Linhas		Sem PD	100% Microgeração Fotovoltaica				
			4 Horas	8 Horas	14 Horas	20 Horas	24 Horas
De	Para	Capacidade das Linhas (%)					
28	31	0	0	0	1	0	1
31	36	1	1	0	1	1	1
31	48	1	1	0	2	1	2
34	44	1	1	1	1	2	2
37	38	0	0	0	0	0	0
38	43	0	0	0	0	0	0
43	44	2	20	15	27	20	21
43	50	1	15	12	20	15	15
44	45	0	22	17	27	22	23
48	50	1	1	0	5	2	3
48	51	0	0	1	3	1	1
50	52	2	14	12	25	12	13
52	54	4	4	2	2	5	5
52	57	5	11	10	27	9	9
56	57	3	3	3	3	3	3
57	78	7	9	8	25	7	7
63	78	4	4	4	3	4	4
78	99	9	7	6	23	5	5
91	103	5	5	5	2	6	6
92	106	3	3	3	3	3	3
99	103	20	22	17	4	25	26
99	106	30	16	11	21	21	22
103	108	17	19	14	3	22	23
106	115	31	18	13	20	23	24
108	116	8	10	5	5	12	13
108	134	14	14	13	9	15	16
115	125	31	18	13	20	23	24
116	120	6	7	5	2	8	8
116	140	3	4	1	9	6	7
120	121	2	2	1	1	3	3
120	126	5	5	4	2	6	6
123	126	2	2	1	1	2	3
124	125	2	2	2	2	2	2
125	166	33	20	15	18	25	26
134	135	0	0	0	1	0	0
134	142	14	14	13	11	15	15
140	148	2	3	1	10	5	5
142	153	1	1	0	1	1	1
143	145	0	2	2	11	4	4
145	148	0	2	2	11	4	4
153	155	0	0	0	0	0	0
153	164	1	1	0	1	1	1
166	169	0	0	0	0	0	0
166	177	33	20	15	18	25	26
177	183	33	20	15	18	25	26
178	183	1	1	1	1	1	1
183	203	34	21	16	17	26	27
203	2063	14	9	6	7	11	11
Subestação		54	37	19	12	16	39

5.2.4 - Transformador com Comutação em Carga

Tendo em conta que o objetivo desta Dissertação era não só identificar e caracterizar os fatores limitadores e os problemas resultantes da integração de Produção Distribuída em *feeders* de distribuição, como também identificar e apresentar soluções de gestão e controlo que permitam maximizar os limites de integração dessa Produção Distribuída, nesta Dissertação recorreu-se então ao uso de um transformador OLTC, transformador com comutação em carga, como meio de resolver os problemas nos perfis de tensão verificados em 5.2.1. Os estudos dos trânsitos de potências realizados foram os mesmos que os realizados para o transformador com tomada fixa utilizado anteriormente. Os resultados apresentados encontram-se nas figuras seguintes e dizem respeito ao período de maior produção, 14 horas.

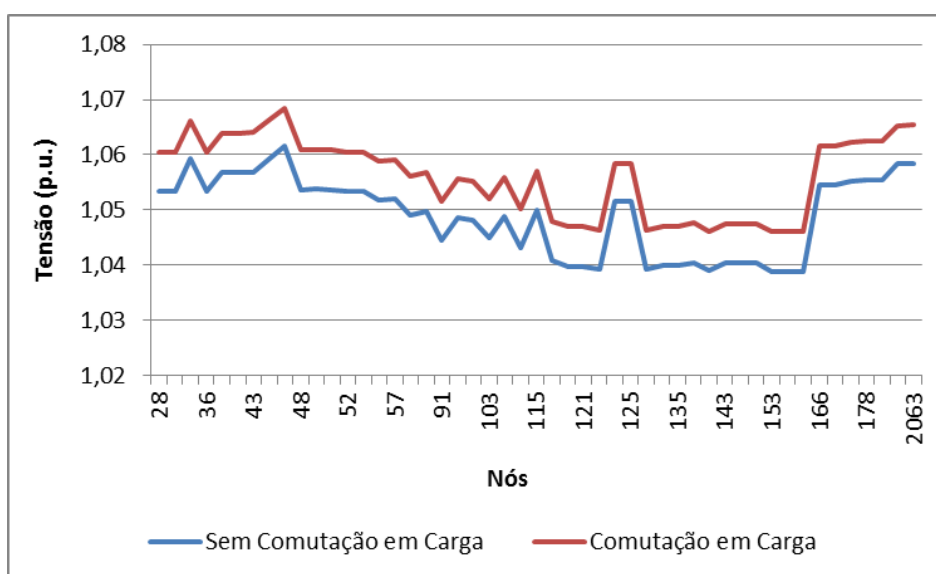


Figura 5.12 - Perfis de Tensão com e sem Transformador com Comutação em Carga às 14 Horas, para uma integração de 25% de Microgeração Fotovoltaica.

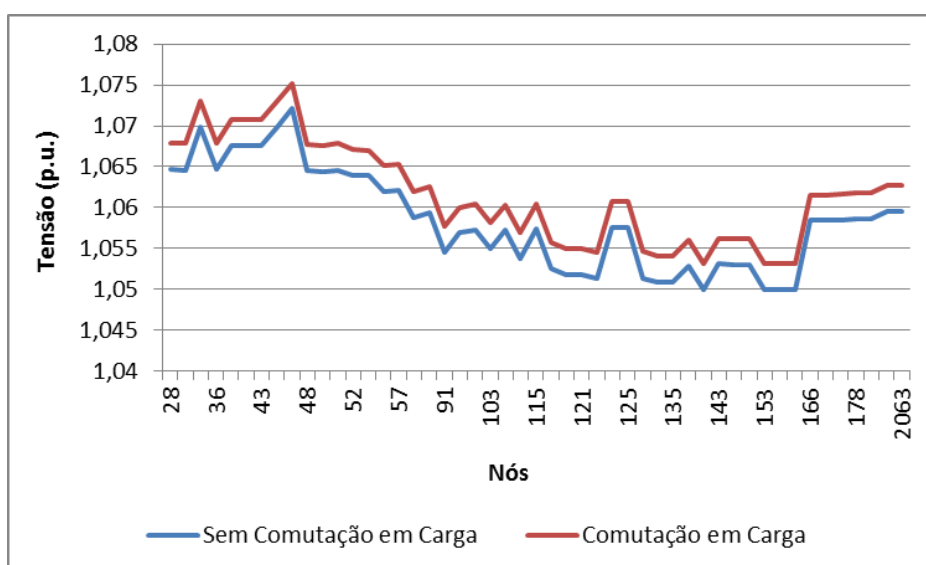


Figura 5.13 - Perfis de Tensão com e sem Transformador com Comutação em Carga às 14 Horas, para uma integração de 50% de Microgeração Fotovoltaica.

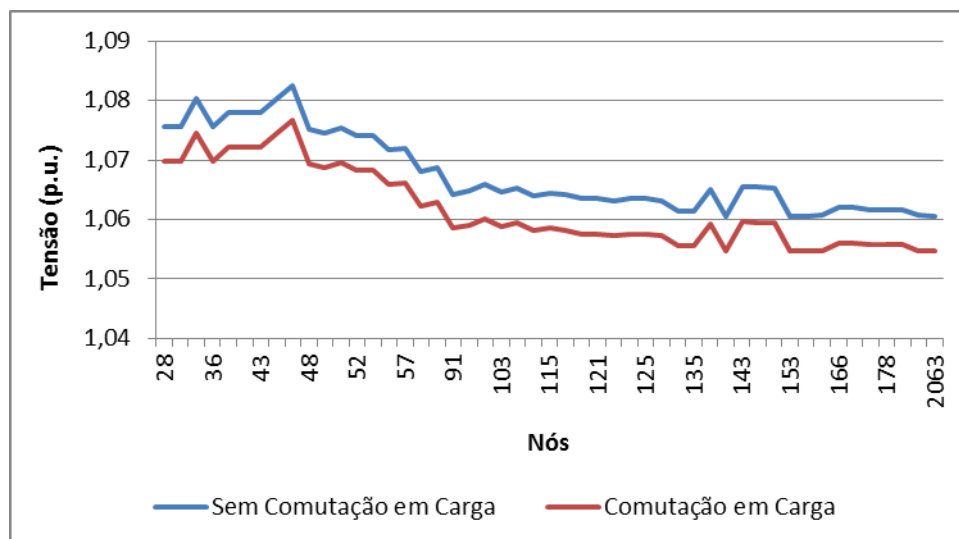


Figura 5.14 - Perfis de Tensão com e sem Transformador com Comutação em Carga às 14 Horas, para uma integração de 75% de Microgeração Fotovoltaica.

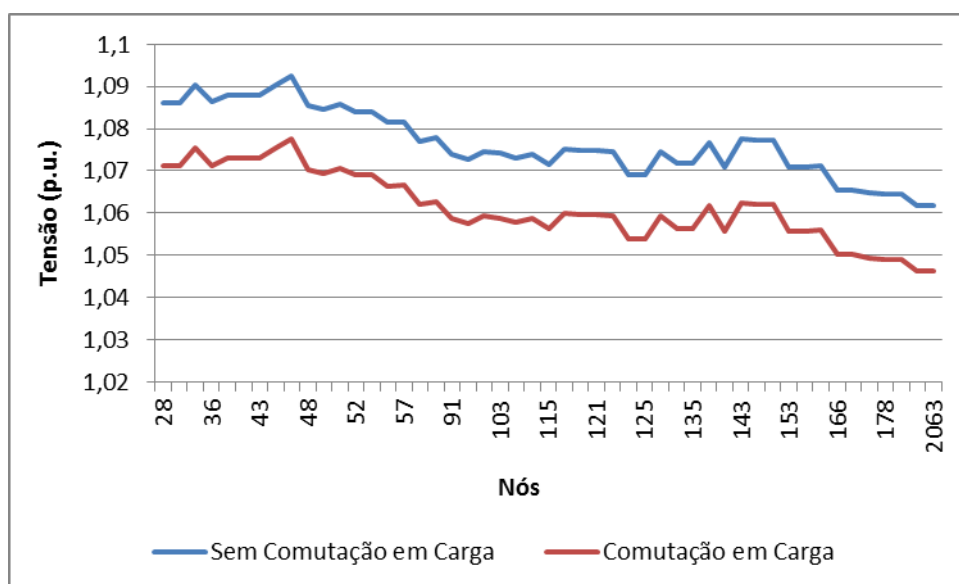


Figura 5.15 - Perfis de Tensão com e sem Transformador com Comutação em Carga às 14 Horas, para uma integração de 100% de Microgeração Fotovoltaica.

Após observação das figuras anteriores conclui-se que recorrendo ao transformador com comutação em carga, os resultados obtidos são bastante satisfatórios e melhores do que os verificados nos estudos com o transformador a funcionar com tomada fixa. Para as percentagens de 25% e 50% de microgeração fotovoltaica há uma subida das tensões para valores mais próximos da tensão de referência, 1,07 p.u., diminuindo assim as quedas de tensão características das redes de distribuição nos nós mais distantes da subestação, o que é benéfico para a estabilidade e para as perdas da rede, pois em alguns casos estas quedas de tensão atingiam valores de aproximadamente 0,03 p.u..

Por sua vez, para as percentagens de 75% e 100% de microgeração fotovoltaica ocorre o contrário, isto é, uma descida das tensões em comparação com o verificado nos estudos utilizando um transformador com tomada fixa, uma vez que estas, para os nós mais distantes da rede, onde foram introduzidas microrredes, já se encontravam acima do limite máximo de tensão, sendo este fator prejudicial para a estabilidade e segurança da rede e dos equipamentos, não só do Operador de Rede como do próprio consumidor. Esta diminuição das tensões é mais visível para o caso de integração de 100% de microgeração fotovoltaica, pois neste caso os valores de produção são bastante elevados e as tensões encontravam-se bastante elevadas. Embora mesmo assim, recorrendo ao transformador com comutação em carga, em alguns nós, as tensões se encontrassem acima do limite máximo de 1,07 p.u., todas se encontram dentro do intervalo de variação de tensão aceitável.

Para a obtenção dos resultados acima apresentados utilizando o transformador com comutação em carga é exigido ao transformador constantes alterações das tomadas, para que seja possível manter as tensões dentro dos limites. De forma a demonstrar este efeito, para uma integração de PD de 100% são apresentados os valores das tomadas para cada hora na figura 5.16.

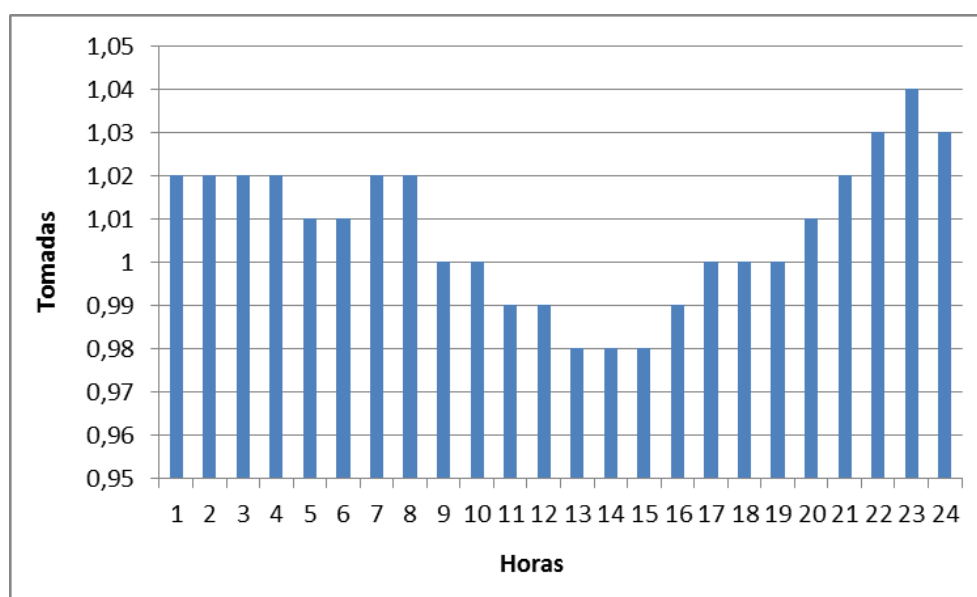


Figura 5.16 - Valores das tomadas do Transformador com Comutação em Carga, para uma integração de 100% de Produção Distribuída.

Como se trata de um transformador com as tomadas do lado secundário, os valores de tomadas superiores a 1 aumentam as tensões nos nós. Por sua vez, as horas que apresentavam tensões mais elevadas são as que apresentam valores mais baixos para as tomadas, neste caso, o intervalo entre as 13 e as 15 horas. Estes valores foram obtidos, de forma a ser possível a obtenção de valores de tensões admissíveis.

5.2.5 -Curto-Circuitos

De acordo com o apresentado no Capítulo 3, a presença de PD é responsável por uma contribuição adicional para o aumento da corrente de curto-circuito, o que constitui um dos maiores fatores limitadores à integração de PD nas redes de distribuição, uma vez que cada ponto da rede apresenta um nível máximo de curto-circuito admissível. Desta forma foi efetuada uma análise da contribuição da microgeração fotovoltaica para a corrente de curto-circuito na subestação AT/MT, considerando uma potência de curto-circuito proveniente do nível de tensão superior da rede de 500 MVA. Para proceder ao cálculo da corrente de curto-circuito máxima utilizou-se a seguinte equação:

$$I_{cc_{máx}} = \frac{1}{Z_{eq}} + \sum I_{n_{Inversor}} \times 1,2 \quad (A) \quad (5.3)$$

Assim, uma vez que é conhecido o valor da potência de curto-circuito procede-se ao cálculo do seu valor, em p.u., dividindo-o pela potência de base.

$$S_{cc_{pu}} = \frac{S_{cc}}{S_{base}} \Leftrightarrow S_{cc_{pu}} = \frac{500 \times 10^6}{100 \times 10^6} = 5 \text{ p.u.} \quad (5.4)$$

Depois de calculado o valor da potência de curto-circuito, em p.u., e sabendo que o valor da impedância equivalente da rede proveniente do nível superior de tensão, em p.u., é igual ao seu inverso procedeu-se igualmente ao seu cálculo.

$$S_{cc_{pu}} = \frac{1}{Z_{eq_{pu}}} \Leftrightarrow Z_{eq_{pu}} = \frac{1}{S_{cc_{pu}}} \Leftrightarrow Z_{eq_{pu}} = \frac{1}{5} = 0,2 \text{ p.u.} \quad (5.5)$$

Porém é preciso considerar ainda a reactância de fugas do transformador, que como pode ser consultado no Anexo A, é igual a 2 p.u.. Assim, a impedância equivalente total da rede é igual a:

$$Z_{eq} = Z_{eq_{Rede}} + jX_T \Leftrightarrow Z_{eq} = 0,2 + j2 \Leftrightarrow Z_{eq} = \sqrt{0,2^2 + 2^2} \approx 2,009975 \text{ p.u.} \quad (5.6)$$

Sendo conhecido o valor da impedância equivalente total da rede é agora necessário proceder ao cálculo do somatório das correntes nominais dos inversores utilizados em cada nó onde foram ligadas microrredes. Para isso, recorreu-se às *datasheets* de inversores da SMA de acordo com a potência instalada de geração em cada microrrede obtendo o seguinte resultado.

$$\begin{aligned} \sum I_{n_{Inversor}} &= 42 + 104 + 104 + 145 + 145 + 145 + 145 + 145 + 216 + 216 + 361 + 1444 \Leftrightarrow \\ &\sum I_{n_{Inversor}} = 3212 \quad (A) \end{aligned} \quad (5.7)$$

Obtido o valor do somatório das correntes nominais dos inversores utilizados nas microrredes, para avaliar o seu impacto na rede MT é necessário afetar este valor da razão de transformação 0,4/15 e, de seguida, multiplicar esse resultado por 1,2, como é possível observar na equação 5.8.

Assim,

$$\sum I_{n_{Inversor}} \times 1,2 \times \left(\frac{0,4}{15}\right) = 3212 \times 1,2 \times \left(\frac{0,4}{15}\right) = 102,784 \text{ (A)} \quad (5.8)$$

Ora, sendo conhecidos todas os valores e incógnitas da equação para o cálculo da corrente máxima de curto-circuito no barramento MT da subestação procedeu-se ao seu cálculo.

$$I_{cc_{m\acute{a}x}} = \frac{1}{Z_{eq}} \times I_{base} + \sum I_{n_{Inversor}} \times 1,2 \times \left(\frac{0,4}{15}\right) \Leftrightarrow$$

$$I_{cc_{m\acute{a}x}} = \frac{1}{2,009975} \times 3849,001795 + 102,784 = 2017,734 \text{ (A)} \quad (5.9)$$

Deste modo, para garantirem a estabilidade e a segurança da rede, as proteções da subestação devem garantir a proteção total da rede, em caso de defeito, para uma corrente máxima de curto-circuito de 2017,734 A.

5.3 - Estudo da Rede de Baixa Tensão

A rede teste de baixa tensão utilizada nesta Dissertação é uma rede de distribuição existente, em Portugal, da concessionária EDP, Energias de Portugal, tendo os seus dados sido fornecidos igualmente pelo INESC Porto para a realização dos estudos de Trânsito de Potências.

Esta rede de distribuição é uma rede rural típica com uma estrutura radial e com três *feeders* principais, perfazendo um total de 34 nós e 32 linhas. O transformador utilizado é um transformador de distribuição 15 kV/0,4 kV com uma potência de 200 kVA. Para o estudo desta rede de baixa tensão fez-se uma análise trifásica equilibrada, apesar das unidades de microgeração introduzidas serem monofásicas em algumas partes da rede.

Para avaliar o impacto da integração dessa Produção Distribuída nas redes de distribuição BT, nesta rede optou-se por incluir apenas unidades de microgeração baseadas em painéis fotovoltaicos, uma vez que é o tipo de tecnologia mais utilizado nas redes de distribuição BT de Portugal.

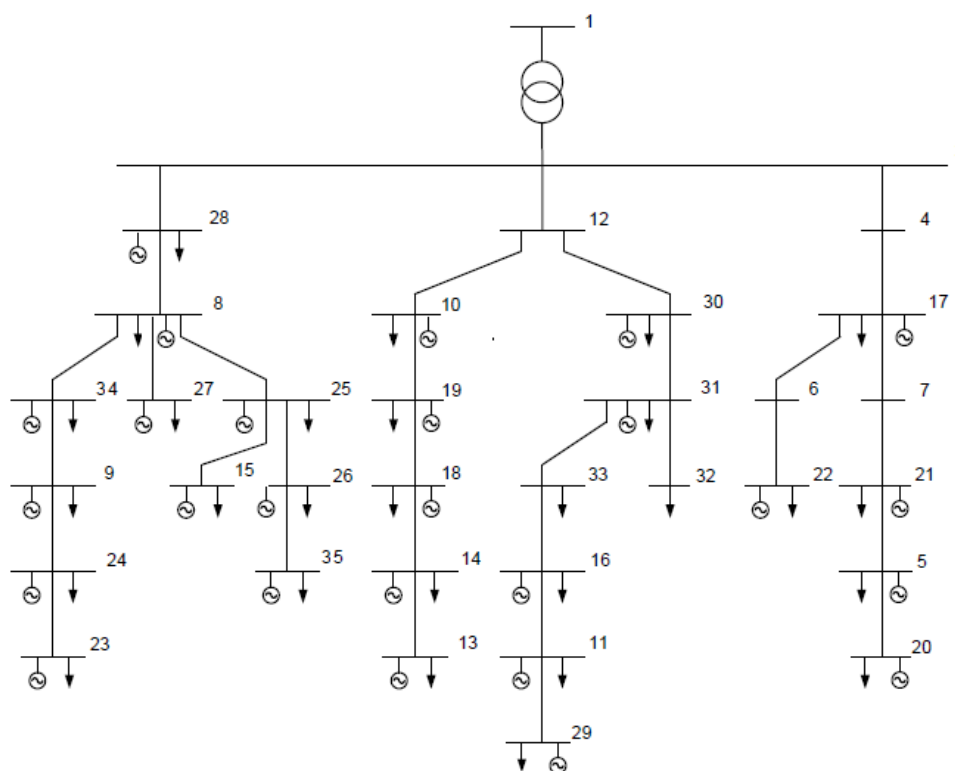


Figura 5.17 - Rede Teste de Baixa Tensão.

Uma descrição detalhada dos dados desta rede teste, nomeadamente, os dados relativos aos nós, às linhas e às cargas pode ser encontrada no Anexo A.

Relativamente às cargas, sendo conhecido o valor da potência instalada de cada carga, em cada nó, e os perfis típicos de consumo de BT para Inverno e Verão, que podem ser consultados no Anexo B, procedeu-se à sua multiplicação, obtendo, desta forma, os valores de potência ativa de cada carga, para cada hora, em ambas as estações.

De seguida, definindo um valor de 0,4 para $\tan(\varphi)$, multiplicou-se este valor pelas diversas potências ativas, obtendo assim os valores de potência reativa para todas as cargas.

No que diz respeito à produção das unidades de PD introduzidas na rede foi seguida a seguinte filosofia. Para o cálculo da sua potência ativa, esta foi associada a uma percentagem da potência ativa da carga presente no nó onde a microgeração fotovoltaica foi ligada, tendo sido efetuados estudos para as percentagens de 50%, 100%, 150% e 200%.

Por sua vez, para o cálculo da potência reativa, tendo em conta que todas as unidades de PD introduzidas na rede teste eram unidades de microgeração baseada em painéis fotovoltaicos e seguindo as indicações do Regulamento da Rede de Distribuição considerou-se um fator de potência unitário, isto é, não há produção de potência reativa por parte destas unidades.

5.3.1 -Perfis de Tensão

Nos estudos de trânsito de potências para a rede teste de baixa tensão, seguindo os resultados obtidos em 5.2, na rede teste de média tensão, determinou-se uma tensão para o nó de referência de 1,07 p.u.. Definida a tensão do nó de referência procedeu-se então à integração de PD nos nós onde existiam cargas. Para apresentação e comparação de resultados foram selecionados o nó 12 e o nó 29. O nó 12 por se encontrar próximo do transformador de distribuição e, conseqüentemente, da rede e por não apresentar carga nem geração. O nó 29 por pertencer ao mesmo *feeder* do nó 12, por ser um dos nós mais distantes da rede e por haver microgeração ligada a este nó, apresentando assim características totalmente distintas do nó 12.

Inicialmente são apresentados os resultados obtidos para os estudos de trânsito de potências realizados para o Verão, considerando percentagens distintas de integração de microgeração na rede de distribuição de baixa tensão. Neste caso foram realizados estudos para 50%, 100%, 150% e 200% de microgeração.

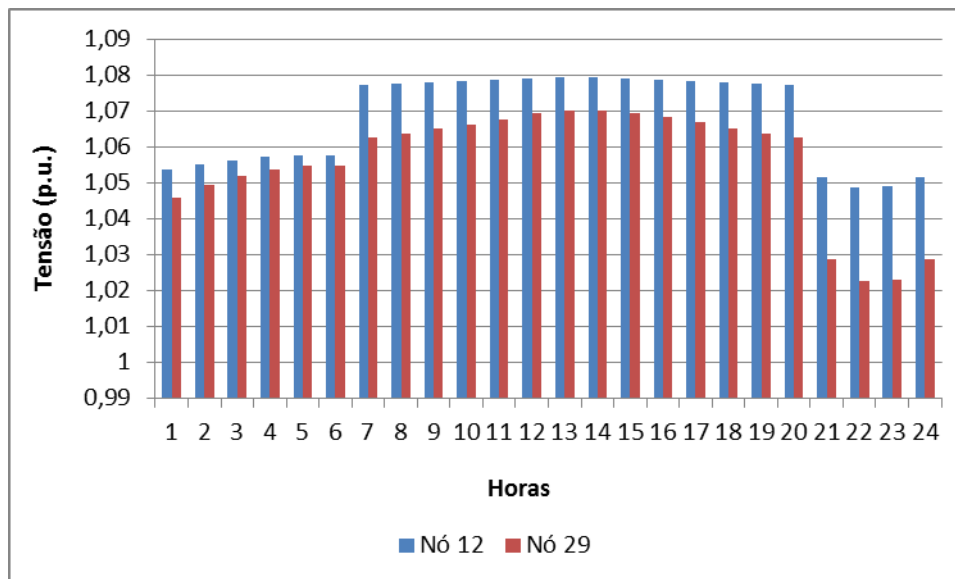


Figura 5.18 - Perfis de tensão dos nós 12 e 29 no Verão para uma integração de 50% de Microgeração Fotovoltaica na Rede Teste de Baixa Tensão.

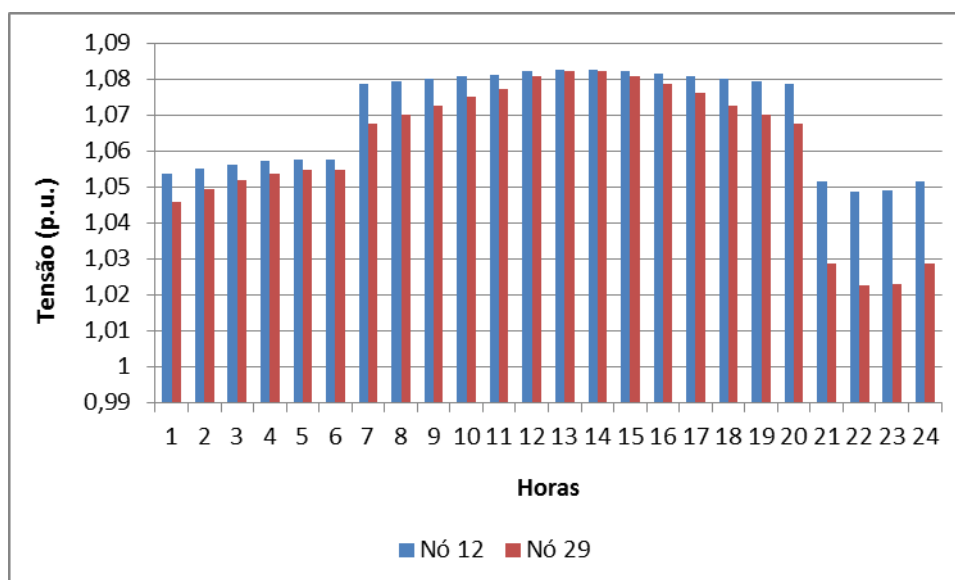


Figura 5.19 - Perfis de tensão dos nós 12 e 29 no Verão para uma integração de 100% de Microgeração Fotovoltaica na Rede Teste de Baixa Tensão.

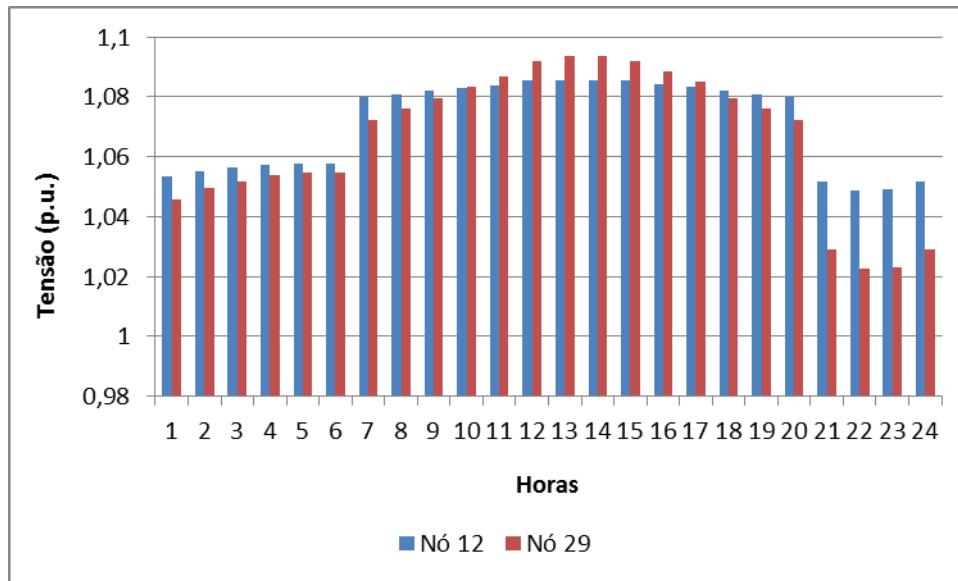


Figura 5.20 - Perfis de tensão dos nós 12 e 29 no Verão para uma integração de 150% de Microgeração Fotovoltaica na Rede Teste de Baixa Tensão.

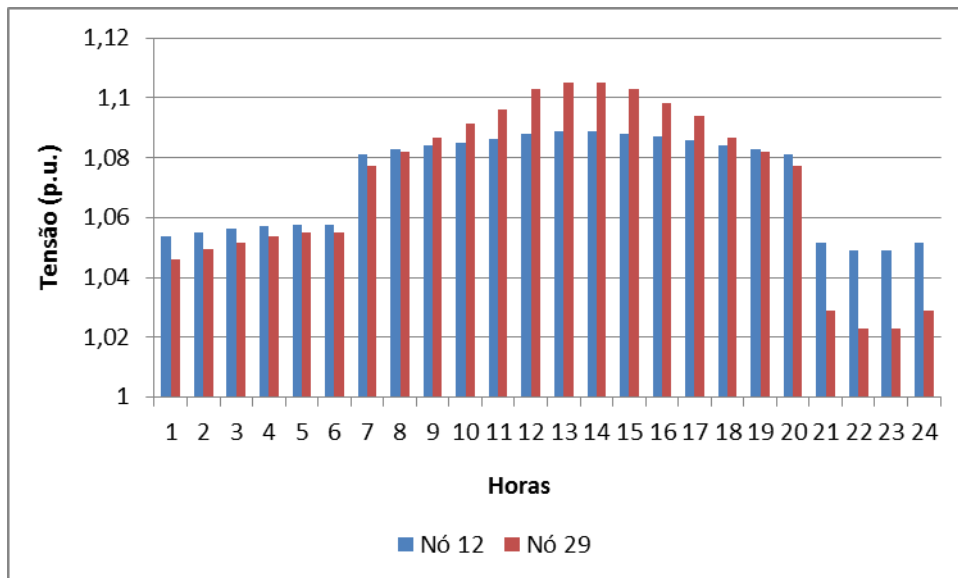


Figura 5.21 - Perfis de tensão dos nós 12 e 29 no Verão para uma integração de 200% de Microgeração Fotovoltaica na Rede Teste de Baixa Tensão.

Como se pode concluir após observação dos resultados obtidos nos trânsitos de potências, quanto maior a percentagem de microgeração fotovoltaica, maiores as tensões nos nós e mais próximos os perfis de tensão dos nós onde se encontra ligada essa microgeração se tornam do perfil de geração típico da microgeração fotovoltaica, de acordo com as curvas presentes no Anexo B. Outra das conclusões que se retira é que para as percentagens mais baixas de integração de microgeração fotovoltaica, o nó 12 apresenta tensões mais elevadas do que o nó 29. Porém, para percentagens de integração de microgeração fotovoltaica mais elevadas, uma vez que há produção ligada ao nó 29, as tensões aumentam bastante em comparação com o nó 12 e atingem valores inaceitáveis e inadmissíveis para a exploração da rede.

5.3.2 -Perdas

Para demonstrar que uma das vantagens da Produção Distribuída é a contribuição para a diminuição das perdas nas redes de distribuição procedeu-se a uma análise das perdas em cada um dos estudos efetuados anteriormente relativos aos perfis de tensão, para as horas de maior consumo tanto no Verão como no Inverno.

Tabela 5.3 - Perdas na Rede Teste BT para os estudos de Trânsito de Potências realizados às 14 horas.

	Perdas	0%	50%	100%	150%	200%
Verão	Ativas (kW)	3,64	0,63	0,24	0,60	1,64
	Reativas (kVar)	3,26	0,57	0,21	0,54	1,48

Como se pode concluir da análise das tabelas 5.3, quanto maior a integração de microgeração fotovoltaica até uma percentagem máxima de 100%, menores são as perdas ativas e reativas nas redes de distribuição em comparação com o caso em que não existe PD, em virtude de ser menor a quantidade de energia proveniente da rede. Esta diminuição de perdas ocorre uma vez que apesar da produção solar fotovoltaica poder ser responsável por um excesso de produção face ao consumo e, conseqüentemente, levar à inversão do sentido do trânsito de potências, enquanto essa inversão não ocorre a corrente nos ramos vai diminuindo, logo as perdas também têm de diminuir como demonstrado neste caso. Por outro lado, como se pode concluir observando as colunas relativas a percentagens de integração de PD de 150% e 200%, as perdas voltam novamente a aumentar em comparação com os valores obtidos para uma percentagem de 100%, uma vez que para estes casos já ocorre inversão do sentido do trânsito de potências, embora os valores em módulo das correntes continuem a ser bastante inferiores em comparação com os registados na ausência de PD, por isso as perdas para estas percentagens de integração continuam a ser inferiores às verificadas no caso em que não há integração de microgeração fotovoltaica na rede. Esta situação ocorre quando a energia total produzida pelas instalações de PD é suficiente para alimentar todas as cargas ligadas à rede de distribuição, havendo desta forma excesso de produção que é enviada para o nível de tensão superior.

5.3.3 -Congestionamentos

Tabela 5.4 - Congestionamentos na Rede Teste BT.

Linhas		Microgeração Fotovoltaica			
		50%	100%	150%	200%
De	Para	Capacidade das Linhas (%)			
3	4	4	2	4	6
3	12	8	5	8	13
3	28	16	10	15	25
4	17	4	2	4	6
5	20	6	4	6	9
5	21	7	4	7	11
6	17	6	4	6	10
6	22	12	7	11	18
7	17	3	2	3	5
7	21	3	2	3	5
8	25	11	7	11	18
8	27	0	0	0	0
8	28	12	8	12	20
8	34	10	6	10	16
9	24	12	7	12	19
9	34	9	5	8	14
10	12	5	3	5	8
10	19	10	6	10	16
11	16	6	4	6	10
11	29	4	3	4	7
12	30	5	3	5	9
13	14	3	2	3	4
14	18	3	2	3	5
15	25	10	6	9	15
16	33	7	4	6	11
18	19	3	2	3	5
23	24	10	6	10	16
25	26	5	3	5	8
26	35	10	6	10	16
30	31	5	3	5	9
31	32	6	4	6	10
31	33	8	5	7	12
PT		17	10	16	27

No que diz respeito aos congestionamentos, tal como referido no Capítulo 2, uma das vantagens da integração de Produção Distribuída é reduzir os congestionamentos na rede de transporte, uma vez que a energia proveniente da rede é drasticamente reduzida com a introdução de instalações de produção de energia elétrica na rede de distribuição. Porém, a integração de percentagens superiores a 100% desse mesmo tipo de instalações tem como consequência um aumento dos congestionamentos nas linhas da rede de distribuição onde foram introduzidas as unidades de PD, isto é, para as quais há excesso de produção em relação às cargas. Isto ocorre, uma vez que como se pode constatar pela tabela 5.5, quanto maior é a produção, maior é o congestionamento registado na Subestação, pois como consequência do excesso de produção há inversão do fluxo de potência e a energia passa a ser enviada para o nível de tensão superior, resultando assim em maiores congestionamentos. Embora, neste caso, não ocorram sobrecargas e as percentagens de utilização da capacidade das linhas não sejam muito elevados, no futuro com o aumento exponencial de integração de PD nas redes de distribuição, os transformadores podem não ter capacidade para enviar toda a energia proveniente da rede de baixa tensão, tendo como resultado a limitação da integração de mais PD.

5.3.4 -Dispositivos de Armazenamento

Como solução para os problemas relativos aos limites de tensão verificados nos perfis de tensão em 5.3.1, para as percentagens superiores de integração de microgeração fotovoltaica, nas redes de distribuição BT, uma das soluções mais adotadas é o recurso a dispositivos de armazenamento, nomeadamente, baterias. Assim, nesta Dissertação, foi testada esta solução através da implementação de baterias de armazenamento nos nós 15 e 24 do *feeder* 1, nós 11 e 13 do *feeder* 2 e nós 20 e 22 do *feeder* 3. A escolha destes nós teve como base a sua localização estratégica dentro do *feeder* e a potência instalada de microgeração ligada a este nós.

Para apresentação de resultados escolheu-se, como exemplo, o período de maior produção no Verão, 14 horas, para uma integração de 200% de microgeração fotovoltaica. Em relação às potências nominais das baterias, estas foram dimensionadas de acordo com o excesso de produção verificado nos nós aos quais foram ligadas.

Da observação da figura 5.25 é possível concluir que o recurso a baterias de armazenamento possibilita uma queda acentuada das tensões em todos os nós, permitindo assim uma maior integração de Produção Distribuída nas redes de distribuição BT, uma vez que recorrendo a esta solução, as tensões se encontram dentro dos limites e próximas da tensão do nó de referência. Por outro lado é ainda possível destacar que a maior queda de tensão num e noutro caso foi registada no nó 22, onde foi introduzida a bateria de armazenamento com maior potência, o que significa que quanto maior for a potência nominal da bateria, melhores serão os resultados obtidos para as tensões nos nós da rede.

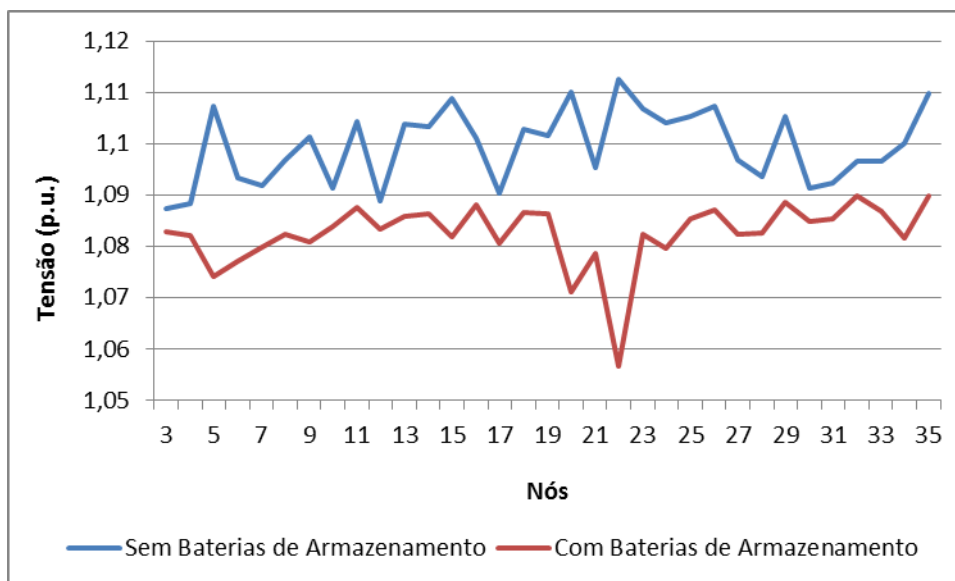


Figura 5.22 - Perfis de tensão às 14 horas, no Verão, para uma percentagem de Microgeração de 200% com e sem Baterias de Armazenamento.

5.4 - Conclusões

Neste capítulo foi feita a apresentação dos casos de estudo e a análise dos resultados dos estudos de trânsito de potências realizados para as redes de média tensão e de baixa tensão, sendo possível retirar algumas conclusões a nível prática demonstrativas dos conceitos e impactos apresentados nos capítulos 2 e 3.

Na rede teste de média tensão foram introduzidas 15 microrredes em BT, duas unidades eólicas e uma de CHP já existentes nesta rede de distribuição, utilizando perfis de geração típicos para cada tipo de tecnologia para cálculo da sua produção.

Inicialmente fizeram-se estudos utilizando um transformador com tomada fixa. Nos perfis de tensão obtidos para percentagens de 25%, 50%, 75% e 100% de produção fotovoltaica por parte das microrredes é possível constatar que quanto maior a percentagem de PD nas redes, maiores as tensões nos nós e mais próximos se tornam os perfis de tensão dos nós, onde estão inseridas essas microrredes, dos perfis de geração típicos da microgeração fotovoltaica.

Por sua vez, numa análise dos perfis de tensão obtidos para os mesmos estudos, mas considerando períodos horários diferentes é também possível concluir que nas horas de maior produção, as tensões são mais elevadas do que nos restantes períodos, sendo inclusive superiores à tensão de referência e encontrando-se fora dos limites, atingindo valores inadmissíveis.

No que diz respeito às perdas, estas são menores para o período de maior produção ao contrário do que acontece para os períodos de menor produção, uma vez que a integração de PD impede a ocorrência de sobrecargas e congestionamentos, pois quanto maior é a produção, menor é o congestionamento na subestação, porque menor é a energia proveniente da rede de transporte.

Como solução para diminuir as tensões inadmissíveis verificadas nos perfis de tensão para percentagens de microgeração fotovoltaica mais altas recorreu-se ao uso de um transformador OLTC, transformador com comutação em carga. Os resultados obtidos foram bastante melhores do que os verificados nos estudos utilizando um transformador com tomada fixa sem recorrer à capacidade de controlo do transformador, uma vez que ocorreu uma diminuição acentuada das tensões que se encontravam em valores inaceitáveis para a estabilidade da rede. Por curiosidade foram também apresentados os valores das tomadas para um dos casos, sendo assim possível demonstrar a exigência que é feita ao transformador para manter as tensões dentro dos limites com constantes alterações das suas tomadas.

Relativamente ao estudo da rede de baixa tensão fez-se uma análise equilibrada trifásica, embora as unidades de microgeração introduzidas fossem monofásicas em alguns pontos da rede. Estas unidades de microgeração são baseadas em painéis fotovoltaicas e foram introduzidas nos nós onde existiam cargas.

Nos perfis de tensão obtidos para os estudos de trânsito de potências considerando percentagens de 50%, 100%, 150% e 200% de microgeração é possível concluir que quanto maior a produção fotovoltaica, maiores as tensões nos nós e mais próximos se tornam os perfis de tensão dos nós onde se encontra ligada essa microgeração do perfil de produção típico da microgeração fotovoltaica, isto é, maior é a produção nas horas de almoço.

Em relação às perdas conclui-se que quanto maior a integração de PD até uma percentagem máxima de 100%, menores são as perdas ativas e reativas nas redes de distribuição. Para percentagens superiores a 100%, as perdas aumentam em relação ao valor obtido para essa percentagem, mas continuam a ser bastante inferiores às obtidas sem integração de PD. Esta situação ocorre quando a energia total produzida pelas instalações de PD é suficiente para alimentar todas as cargas ligadas à rede de distribuição.

Como solução para os problemas relativos aos limites de tensão verificados nos perfis de tensão para percentagens superiores de integração de microgeração fotovoltaica, nas redes de distribuição de baixa tensão, recorreu-se a baterias de armazenamento. Os resultados obtidos demonstram uma queda acentuada das tensões em todos os nós, permitindo assim uma maior integração de PD, uma vez que com esta solução, as tensões se encontram dentro dos limites e próximas da tensão do nó de referência.

Capítulo 6

Conclusões e Perspetivas Futuras

Nesta Dissertação procedeu-se a uma avaliação da capacidade dos *feeders* de distribuição aceitarem Produção Distribuída.

Para tal, inicialmente fez-se uma apresentação do conceito de Produção Distribuída, da sua evolução histórica e das suas vantagens a nível técnico, económico e ambiental, tendo esta sido definida como sendo a produção elétrica de pequena dimensão, normalmente entre alguns kW e as dezenas de MW, orientada para alimentar diretamente os consumidores finais no seu local de consumo.

Esta integração implicou uma mudança de paradigma nos sistemas elétricos. No passado, os sistemas elétricos convencionais apresentavam uma estrutura hierárquica radial dividida em Produção, Transporte e Distribuição, assumindo um trânsito de potências unidirecional desde o nível de tensão mais alto até ao nível de tensão mais baixo. Atualmente, os sistemas elétricos têm base num paradigma descentralizado, onde se assume um trânsito de potências bidirecional, considerando a Produção Distribuída em conjunto com cargas controláveis e dispositivos de armazenamento na gestão e operação do sistema.

Como consequência dessa mudança de paradigma surge o conceito de microrede, definido pelo projeto da União Europeia “*Microgrids - Large Scale Integration of Microgeneration to Low Voltage Grids*” como sendo uma rede de baixa tensão, onde estão incluídas as suas cargas e microfuentes a ela associadas, que são responsáveis pelo fornecimento de energia e calor às cargas locais. Estas cargas e microfuentes são controladas por controladores LC (*Load Controller*) e MC (*Microsource Controller*), respetivamente. Para a gestão e o controlo da rede ser efetuado de forma coordenada, é necessário que haja interações entre os diversos controladores.

Porém, a integração de Produção Distribuída nas redes de distribuição é também responsável pelo aparecimento de um conjunto de impactos e de fatores limitadores dessa integração. Nesta Dissertação são apresentados como impactos e fatores limitadores da Produção Distribuída, as alterações aos perfis de tensão, a sua contribuição para os curto-circuitos, os limites térmicos dos equipamentos, a necessidade de reparametrização das proteções, a ocorrência de trânsitos de potência bidirecionais e as suas consequências para a estabilidade da rede, as alterações da qualidade da energia e da forma de onda de tensão devido à eletrónica de potência e, por fim, as consequências para as redes quando são forçadas a sair de serviço e operar em modo isolado.

Assim, como solução para estes impactos foi também feita nesta Dissertação uma apresentação e análise das regras técnicas relativas à integração de Produção Distribuída nas redes de distribuição presentes em legislação, regulamentos, documentos técnicos e documentos normativos de Portugal e de um conjunto de países da União Europeia, nomeadamente, Alemanha, Bélgica, Dinamarca, Espanha, França, Grécia, Reino Unido e República Checa. De um modo geral, essas regras técnicas são impostas em termos de variações rápidas e lentas de tensão, curto-circuitos, emissões harmónicas e efeito de *Flicker*. Entre elas destaca-se a cada vez mais comum exigência dos diversos países em exigirem capacidade de sobrevivência a cavas de tensão, principalmente, no que diz respeito às instalações eólicas.

Em termos práticos realizaram-se casos de estudos recorrendo a duas redes de distribuição, uma de média tensão e outra de baixa tensão.

Para a média tensão, inicialmente fizeram-se estudos utilizando um transformador com tomada fixa. Da análise dos perfis de tensão obtidos para percentagens de integração de 25%, 50%, 75% e 100% de produção fotovoltaica por parte das microrredes conclui-se que quanto maior a percentagem de PD nas redes, maiores as tensões nos nós e mais próximos se tornam os perfis de tensão dos nós, onde estão inseridas essas microrredes, dos perfis de geração típicos da microgeração fotovoltaica.

Por sua vez, numa análise dos perfis de tensão obtidos para os mesmos estudos, mas considerando períodos horários diferentes é também possível concluir que nas horas de maior produção, as tensões são mais elevadas do que nos restantes períodos, sendo inclusive superiores à tensão de referência e encontrando-se fora dos limites, atingindo valores inadmissíveis.

Em relação às perdas verificadas nos estudos efetuados, estas apresentaram valores mais baixos para o período de maior produção, em contraste com o verificado para os períodos de menor produção, concluindo-se que a integração de PD impede a ocorrência de sobrecargas e congestionamentos, pois quanto maior é a produção, menor é o congestionamento na subestação, porque menor é a energia proveniente da rede de transporte.

Como solução para diminuir as tensões inadmissíveis verificadas nos perfis de tensão para percentagens de microgeração fotovoltaica mais altas realizaram-se novos estudos utilizando um transformador OLTC, transformador com comutação em carga. Os resultados obtidos foram bastante melhores do que os verificados nos estudos utilizando um transformador com tomada fixa, para o qual não se considerou a capacidade de controlo do transformador, uma vez que ocorreu uma diminuição acentuada das tensões que se encontravam em valores inaceitáveis para a estabilidade da rede. Esta solução exige ao transformador constantes alterações das suas tomadas, de modo a manter as tensões dentro dos limites.

No que diz respeito ao estudo efetuado para a rede de baixa tensão fez-se uma análise equilibrada trifásica, embora as unidades de microgeração introduzidas fossem monofásicas em alguns pontos da rede. Estas unidades de microgeração são baseadas em painéis fotovoltaicas e foram introduzidas nos nós onde existiam cargas.

Pelos perfis de tensão obtidos para os estudos de trânsito de potências considerando percentagens de 50%, 100%, 150% e 200% de microgeração conclui-se que quanto maior a produção fotovoltaica, maiores as tensões nos nós e mais próximos se tornam os perfis de tensão dos nós onde se encontra ligada essa microgeração do perfil de produção típico da microgeração fotovoltaica, isto é, maior é a produção nas horas de almoço.

Em relação às perdas tira-se como conclusão que quanto maior a integração de PD até uma percentagem máxima de 100%, menores são as perdas ativas e reativas nas redes de distribuição. Para percentagens superiores a 100%, as perdas aumentam em relação ao valor obtido para essa percentagem, mas continuam a ser bastante inferiores às obtidas sem integração de PD. Esta situação ocorre quando a energia total produzida pelas instalações de PD é suficiente para alimentar todas as cargas ligadas à rede de distribuição.

Como solução para os problemas relativos aos limites de tensão verificados nos perfis de tensão para percentagens superiores de integração de microgeração fotovoltaica, nas redes de distribuição de baixa tensão, recorreu-se a baterias de armazenamento. Os resultados obtidos demonstram uma queda acentuada das tensões em todos os nós, mas com maior destaque nos nós onde foram introduzidas baterias, permitindo assim uma maior integração de PD, uma vez que com esta solução, as tensões se encontram dentro dos limites e próximas da tensão do nó de referência.

Em termos de perspetivas futuras relativas à integração de Produção Distribuída espera-se que a utilização de transformadores com comutação em carga, transformadores OLTC, se expanda para as redes de distribuição de baixa tensão com uma presença substancial de microgeração, havendo já alguns fabricantes a apresentar soluções neste domínio. Outra solução é a utilização de subestações apenas para ligação de Produção Distribuída, embora esta solução atualmente seja economicamente pouco viável. Além disso, é ainda expectável que aumente exponencialmente o recurso a dispositivos de armazenamento tanto em MT como em BT, proporcionando assim condições para uma maior integração de Produção Distribuída nas redes de distribuição, uma vez que este tipo de dispositivos em conjunto com a Produção Distribuída, as cargas controláveis, os sistemas de controlo e gestão e as TIC contribuem para uma melhoria da gestão e da operação de todo o sistema de distribuição do SEE.

Referências

- [1] A. G. Madureira, *Coordinated and optimized voltage management of distribution networks with multi-microgrids*. Porto: [s. n.], 2010.
- [2] C. C. L. Moreira, *Identification and development of microgrids emergency control procedures*. Porto: [s. n.], 2008.
- [3] S. P. Chowdhury and P. Crossley, *Microgrids and Active Distribution Networks: The Institution of Engineering and Technology*, 2009.
- [4] J. A. P. Lopes, N. Hatziargyriou, J. Mutale, P. Djapic, and N. Jenkins, "Integrating distributed generation into electric power systems: A review of drivers, challenges and opportunities," *Electric Power Systems Research*, vol. 77, pp. 1189-1203, 7// 2007.
- [5] Conseil International des Grands Réseaux Électriques. Comité d'études C6, International Council on Large Electric Systems. Working Group C6.11, *Development and Operation of Active Distribution Networks*: CIGRÉ, 2011.
- [6] J. A. P. Lopes, N. Hatziargyriou, N. Jenkins, J. Ruela, G. Strbac, A. Amorim, *et al.*, *Microgrids - Large Scale Integration of Microgeneration to Low Voltage Grids*, CIGRÉ, 2006.
- [7] Conseil International des Grands Réseaux Électriques. Comité d'études C6, *Connection Criteria at the Distribution Network for Distributed Generation*: CIGRÉ, 2007.
- [8] Conseil International des Grands Réseaux Électriques. Comité d'études C6, International Council on Large Electric Systems. Working Group C6.24, *Capacity of Distribution Feeders for Hosting DER*: CIGRÉ, 2013.
- [9] Ministério da Economia, da Inovação e do Desenvolvimento, *Anexo II - Regulamento da Rede de Distribuição*, Portaria n.º 596/2010, Diário da República, 1.ª série — N.º 147, pp. 2940-2954, 2010.
- [10] BDEW, *Technical Guideline, "Generating Plants Connected to the Medium-Voltage Network" - Guideline for generating plants' connection to and parallel operation with the medium-voltage network*, 2008.
- [11] VDE, *VDE Anwendungsregel 4105 "VDE-AR-N 4105"*. Frankfurt: [s. n.], 2011.
- [12] BFE-FPE, *Technical requirements for connection of dispersed generation systems operating in parallel on the distribution network*.
- [13] Energinet, *Rekommandation 16, Spændingskvalitet i lavspændingsnet (Voltage quality in low voltage networks)*, 4. udgave, 2011.
- [14] Energinet, *Rekommandation 21, Spændingskvalitet i mellemspændingsnet (Voltage quality in medium voltage networks)*, 3. udgave, 2011.

- [15] Energinet, *Technical Regulation 3.2.1 for electricity generation facilities with a rated current of 16 A per phase or lower*, 2011.
- [16] Energinet, *Technical Regulation 3.2.5 for wind power plants with a power output greater than 11 kW*, 2010.
- [17] Ministerio de Economía, *Conexión de Instalaciones Fotovoltaicas a la Red de Baja Tensión*, REAL DECRETO 1663/2000, pp. 33511-33515, 2000.
- [18] Ministerio de Ciencia y Tecnología, *Reglamento Electrotécnico para Baja Tensión*, REAL DECRETO 842/2002, pp. 33084-33086, 2002.
- [19] Ministerio da Industria, Turismo y Comercio, *Requisitos de respuesta frente a huecos de tensión de las instalaciones eólicas*, Resolución de 4 de Octubre de 2006, Secretaría General de Energía, pp. 37017-37019, 2006.
- [20] IBERDROLA, *Condiciones Técnicas de la Instalación de Autoprodutores*, 2007.
- [21] IBERDROLA, *Condiciones Técnicas para la Conexión de Instalaciones Fotovoltaicas a la Red de Distribución de IBERDROLA*, 2010.
- [22] VIESGO, *Normativa de Productores en Regimen Especial Información para la solicitud de Conexión a la Red de VIESGO*.
- [23] Public Power Corporation (PPC), *Technical Requirements for the Connection of DER to Distribution Networks, Directive 129*, 2004.
- [24] Stravos A. Papathanassiou, *A technical evaluation framework for the connection of DG to the distribution network*, 2006.
- [25] Energy Networks Association, *Engineering Recommendation G59/2 "Recommendations for the Connection of Generating Plant to the Distribution Systems of Licensed Distribution Network Operators"*, 2010.
- [26] Energy Networks Association, *Engineering Recommendation G83/2 "Recommendations for the Connection of small-scale Embedded Generators (up to 16A per phase) in parallel with public Low-Voltage Distribution Networks"*, 2012.
- [27] Energy Networks Association, *Distributed Generation Connection Guide, "A Guide for Connecting Generation to the Distribution Network that falls under G59/2"*, 2013.
- [28] Energy Networks Association, *Distributed Generation Connection Guide, "A Guide for Connecting Generation to the Distribution Network in a Single Premises that falls under G83/2"*, 2013.
- [29] Energy Networks Association, *Distributed Generation Connection Guide, "A Guide for Connecting Generation to the Distribution Network in Multiple Premises that falls under G83/2"*, 2013.
- [30] Power Planning Associates, *Technical Guide to the Connection of Generation to the Distribution Network*. Department of Trade and Industry, 2004.
- [31] KEMA Limited, *The Contribution to Distribution Network Fault Levels from the Connection of Distributed Generation*, Department of Trade and Industry (DTI), 2005.
- [32] *Rules of the Distribution System Operation (Grid Code) of the Czech Republic*, 2011.

Anexo A - Dados das Redes Teste

Tabela A.1 - Dados das Linhas da Rede Teste MT.

De	Para	Comprimento [m]	Resistência [Ω]	Reactância [Ω]
28	31	594	0,192959	0,10401
31	36	1177	0,382261	0,206048
31	48	3460	1,124069	0,605902
34	44	634	0,206054	0,111068
37	38	199	0,145314	0,036212
38	43	320	0,103911	0,05601
43	44	735	0,38599	0,130381
43	50	1536	0,498973	0,268959
44	45	661	0,346914	0,117182
48	50	1798	0,584043	0,314814
48	51	758	0,246141	0,132676
50	52	204	0,06627	0,035721
52	54	272	0,142768	0,048225
52	57	879	0,285516	0,1539
56	57	481	0,252469	0,08528
57	78	1476	0,479381	0,258399
63	78	1404	1,003392	0,255412
78	99	1380	0,448296	0,241643
91	103	649	0,463819	0,118064
92	106	1058	0,555327	0,187581
99	103	1494	0,485329	0,261605
99	106	712	0,231295	0,124674
103	108	954	0,309909	0,167049
106	115	935	0,303737	0,163722
108	116	2589	0,84088	0,453256
108	134	1714	1,224939	0,311806
115	125	1261	0,409639	0,220806
116	120	1698	0,551437	0,297238
116	140	1559	0,818293	0,276407
120	121	9	0,006432	0,001637
120	126	913	0,296428	0,159782

123	126	167	0,05425	0,029242
124	125	30	0,015747	0,005319
125	166	2295	0,745536	0,401863
134	135	119	0,062461	0,021098
134	142	494	0,353045	0,089867
140	148	405	0,212578	0,071805
142	153	1009	0,327776	0,17668
143	145	63	0,03327	0,011238
145	148	61	0,031815	0,010747
153	155	245	0,128596	0,043438
153	164	699	0,227072	0,122397
166	169	38	0,019946	0,006737
166	177	453	0,147158	0,079322
177	183	195	0,063346	0,034145
178	183	64	0,033593	0,011347
183	203	1872	0,608124	0,327794
203	2063	50	0,007208	0,002254

Tabela A.2 - Dados das Cargas da Rede Teste MT.

Nó	Capacidade Instalada (kVA)
28	50
34	100
36	100
37	15
45	25
51	160
54	250
56	250
63	160
91	100
92	250
121	100
123	160
124	100
126	610
135	50
140	100
142	1500
143	500
148	50
155	0
164	100
169	50
178	50

Tabela A.3 - Dados das Linhas da Rede Teste BT.

De	Para	Comprimento [m]	Resistência [Ω]	Reactância [Ω]
3	4	55	0,036667	0,0055
3	12	40	0,019048	0,004
3	28	85	0,056667	0,0085
4	17	100	0,066667	0,01
5	20	70	0,3227	0,0105
5	21	210	0,9345	0,021
6	17	65	0,1989	0,00975
6	22	170	1,2121	0,0255
7	17	65	0,12415	0,00975
7	21	140	0,2674	0,021
8	25	105	0,21875	0,0105
8	27	35	0,10395	0,00525
8	28	65	0,030952	0,0065
8	34	70	0,046667	0,007
9	24	35	0,046667	0,0035
9	34	35	0,023333	0,0035
10	12	120	0,07692	0,018
10	19	140	0,291667	0,014
11	16	70	0,2142	0,0105
11	29	35	0,16135	0,00525
12	30	105	0,07	0,0105
13	14	40	0,053333	0,004
14	18	50	0,02381	0,005
15	25	35	0,24955	0,00525
16	33	90	0,1875	0,009
18	19	80	0,038095	0,008
23	24	40	0,1844	0,006
25	26	50	0,0955	0,0075
26	35	35	0,16135	0,00525
30	31	35	0,023333	0,0035
31	32	105	0,48405	0,01575
31	33	80	0,1528	0,012

Tabela A.4 - Dados das Cargas da Rede Teste BT.

Nó	Capacidade Instalada (MVA)
5	0,001788909
8	4,79E-05
9	0,001945079
10	1,69E-05
11	0,003733988
13	0,005679067
14	0,005679067
15	0,005679067
16	0,003890158
17	0,000146586
18	0,001945079
19	0,001945079
20	0,003733988
21	4,79E-05
22	0,006821871
23	0,006665701
24	0,018336175
25	0,002931713
26	0,001945079
27	0,00024384
28	9,73E-05
29	0,002747354
30	0,000146586
31	0,000194508
32	0,003890158
33	0,001945079
34	0,003890158
35	0,006665701

Anexo B - Perfis de Geração e Consumo

B-1- Perfil de Geração de uma unidade de CHP

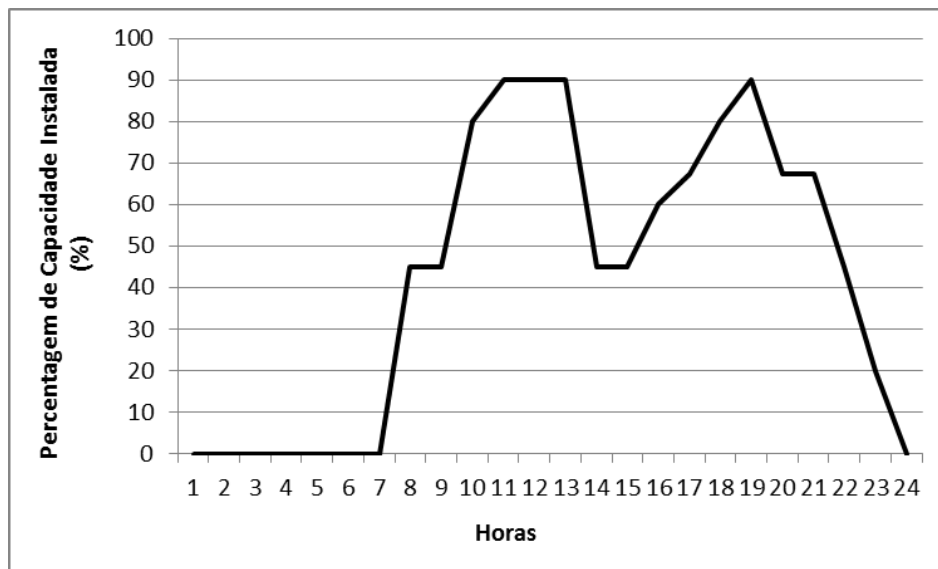


Figura B.1 - Perfil de Geração de uma unidade de CHP para 24 horas.

B-2 - Perfil de Geração de uma instalação Eólica

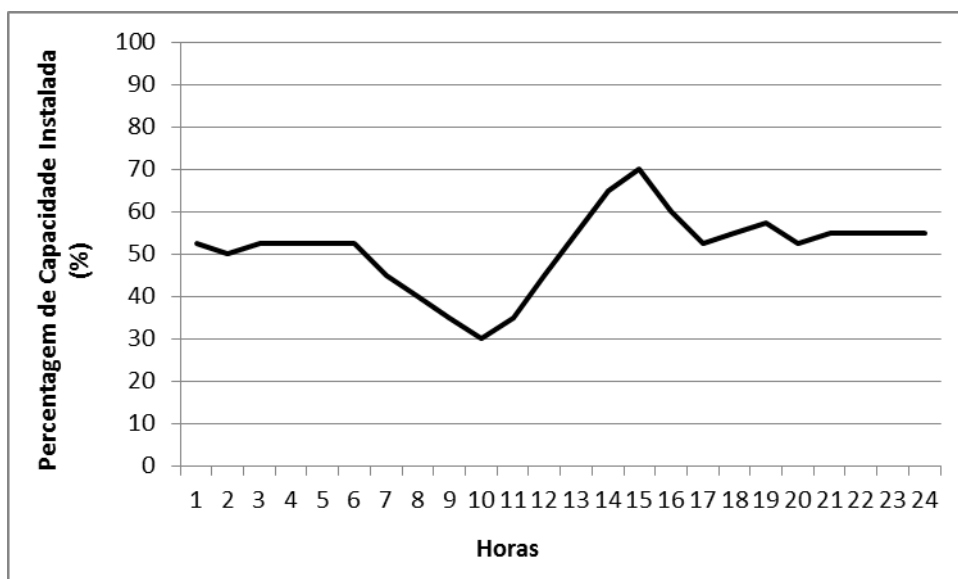


Figura B.2 - Perfil de Geração de uma instalação Eólica para 24 horas.

B-3 - Perfil de Geração de uma unidade de Microgeração Fotovoltaica

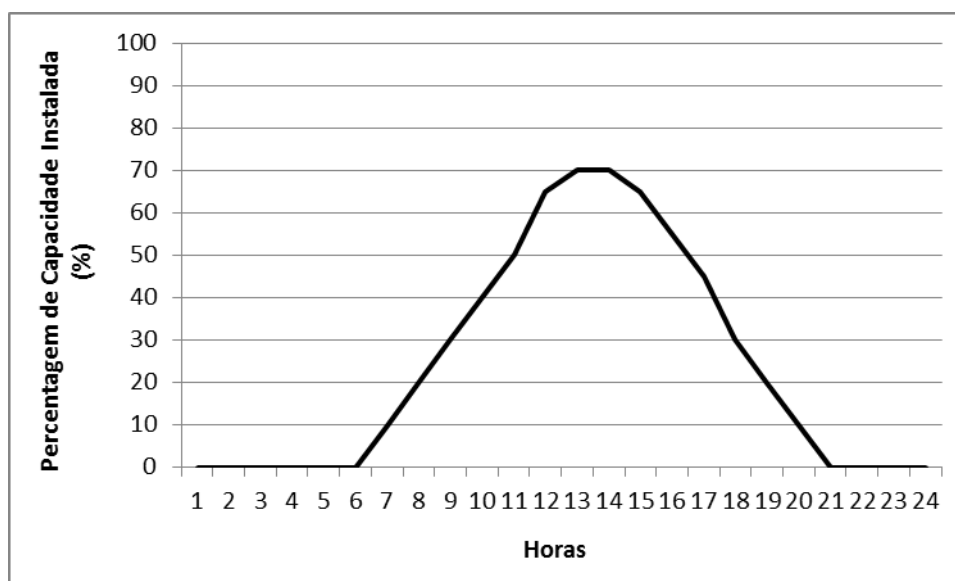


Figura B.3 - Perfil de Geração de uma unidade de Microgeração Fotovoltaica para 24 horas.

B-4 - Perfil de Consumo de uma Carga Residencial

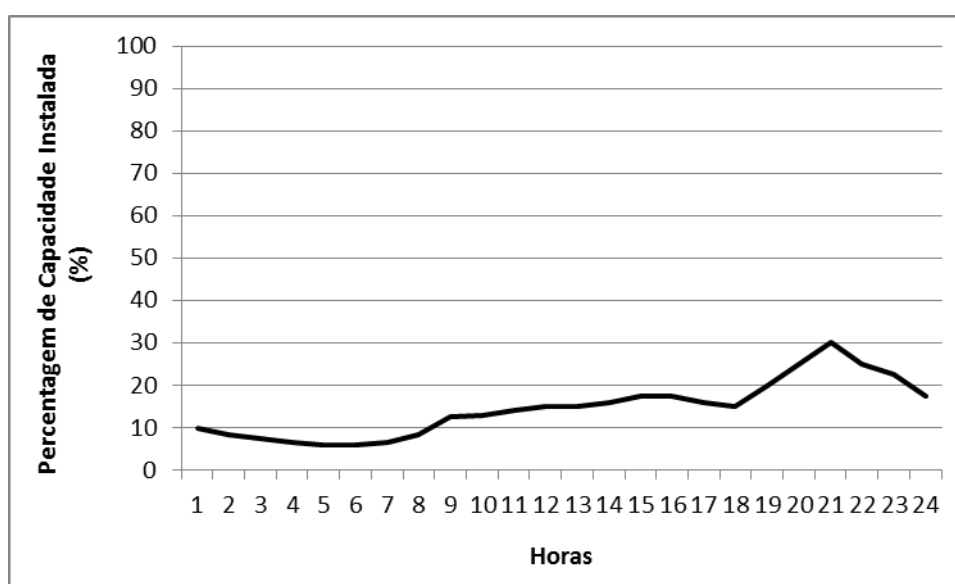


Figura B.4 - Perfil de Consumo de uma Carga Residencial para 24 horas.

B-5 - Diagrama de Carga de um dia típico de Verão

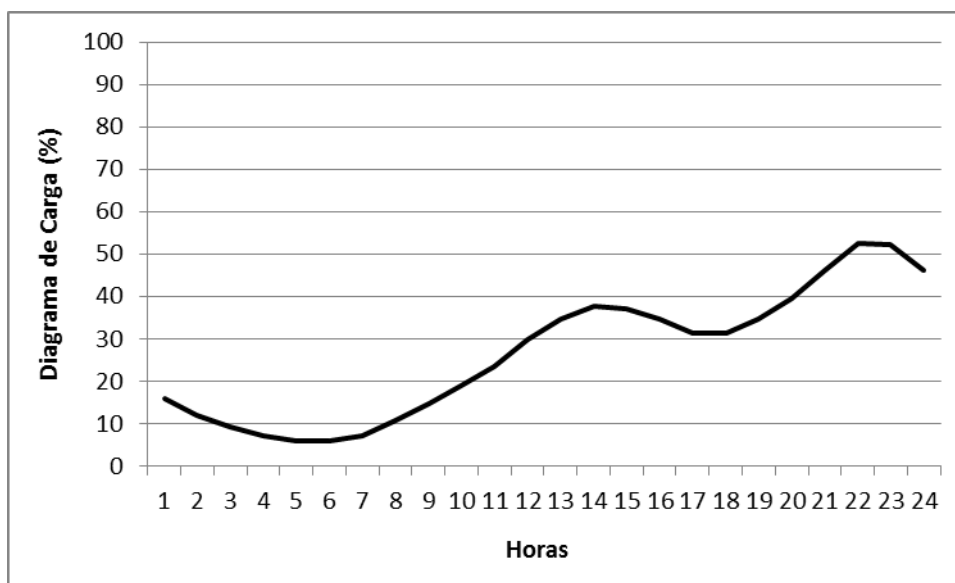


Figura B.5 - Diagrama de Carga de um dia típico de Verão.

B-6 - Diagrama de Carga de um dia típico de Inverno

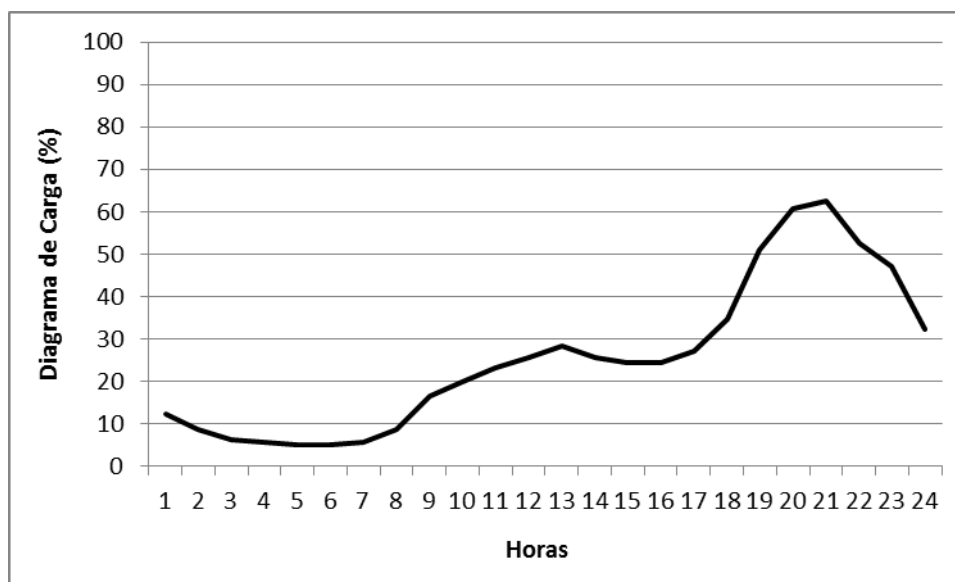


Figura B.6 - Diagrama de Carga de um dia típico de Inverno.

