

Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto



FEUP

**Avaliação do Impacto Resultante da Integração
em Larga Escala de Unidades de Microgeração nas
Redes de Distribuição de Média e Baixa Tensão**

Pedro Nuno Pereira Barbeiro

VERSÃO FINAL

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

Orientador: Prof. Doutor Carlos Coelho Leal Monteiro Moreira
Co-orientador: Dr. Filipe Joel Nunes Soares

Fevereiro de 2010


© Pedro Nuno Pereira Barbeiro, 2010

A Dissertação intitulada

“Avaliação do Impacto Resultante da Integração em Larga Escala de Unidades de Micro-Geração nas Redes de Distribuição de Média e Baixa Tensão”

foi aprovada em provas realizadas em 22 de Fevereiro de 2010

o júri


Presidente Professor Doutor Artur Manuel de Figueiredo Fernandes e Costa Professor
Auxiliar da Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto


Professor Doutor Jorge Manuel Correia Pereira
Professor Auxiliar da Faculdade de Economia da Universidade do Porto


Professor Doutor Carlos Coelho Leal Monteiro Moreira
Professor Auxiliar Convitado do Departamento de Engenharia Electrotécnica e de
Computadores da Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto

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


Pedro Nuno Pereira Barbeiro

Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto

Resumo

A distribuição de energia eléctrica enfrenta actualmente novos desafios, envolvendo uma forte participação dos consumidores, da Produção Dispersa (PD) e da Microgeração (μ G) na gestão técnica e comercial do sistema. Com efeito, os consumidores podem actualmente intervir activamente em novos serviços, constituindo-se como agentes de produção de energia eléctrica por recurso a diversas tecnologias de PD, tanto ao nível da média como da baixa tensão. A nível nacional, o decreto-lei nº 363/2007 veio criar definitivamente as bases necessárias para impulsionar o crescimento da μ G nas redes de distribuição de baixa tensão.

Os níveis crescentes de μ G nas redes de baixa tensão podem trazer um conjunto de benefícios ao nível da redução das perdas, melhoramento dos perfis de tensão e contribuição para o descongestionamento dos ramos da rede (com consequências directas ao nível do diferimento de investimentos). Tendo consciência dos benefícios provenientes da μ G, importa desenvolver metodologias que os permitam quantificar, quer a nível local, quer a nível regional/nacional. A base de desenvolvimento da referida metodologia assenta num conjunto de redes de distribuição de média e baixa tensão, consideradas representativas do sistema de distribuição nacional, juntamente com os respectivos diagramas de carga e diagramas de produção típicos. A quantificação dos referidos benefícios é feita num período estendido até 2030, mediante a definição de cenários futuros relativamente ao crescimento de carga nas redes, bem como em relação ao crescimento da potência de μ G a instalar a nível nacional.

A metodologia proposta consiste na utilização diagramas de carga e geração (24 horas) representativos de dois períodos do ano bem definidos (Verão e Inverno), assumindo que, em média, cada dia dos referidos períodos pode ser representado através do respectivo diagrama. Essa metodologia visa explorar os impactos, quer ao nível da própria rede de baixa tensão onde é feita a integração da μ G, quer ao nível dos impactos que são propagados para a rede de média tensão a montante. Com base nos resultados obtidos, é possível quantificar ganhos percentuais em termos de redução de perdas, emissões de CO₂ evitadas, diferimentos de investimento devido as descongestionamento das linhas ou melhorias nos perfis de tensão.

Palavras-chave: Microgeração, Redes de Distribuição, Produção Distribuída, Baixa Tensão

Abstract

Nowadays the electrical energy distribution task is facing new challenges, regarding the technical and commercial management of the system, which are being provoked by the strong influence of consumers' behaviour in energy demand, by Distributed Generation (DG) and Microgeneration (uG). As a matter of fact, consumers can actually actively intervene in new services or even becoming electrical energy producers, using various PD technologies, both at the high/medium voltage level and at the low voltage level, through the use of uG systems. Nationally, the decree-law number n° 363/2007 came to definitely create the necessary basis to boost the uG growth in the low voltage distribution networks.

The growing levels of the uG integration in the low voltage distribution networks might have as a consequence several benefits for the grid, related with the losses reduction, with the improvement of the voltage profiles and, eventually, with the congestion level reduction in some of the most loaded branches of the network (with a direct consequences in the investment deferral in the network infrastructure, to face the growing energy consumption). Bearing in mind the benefits of the large scale integration of uG units in the low voltage networks, it is important to develop adequate and efficient methodologies to quantify them, either locally or at regional/national level. The development of the referred methodologies is based on a group of distribution networks, of medium and low voltage, considered representative of the general characteristics of the national distribution system, together with the respective load diagrams and typical generation profiles. The quantification of the mentioned benefits is done in a time interval ranging from 2008 to 2030, upon the definition of future scenarios related to the charge growth in the network and to the growth of the uG power to be installed nationally.

The proposed methodology is based on the usage of load and generation diagrams (24 hours), representative of two well defined year periods (Summer and Winter), with the assumption that, in average, each day of these periods can be represented through the respective diagram. The methodology aims to explore the impact at the low voltage network, where the uG is effectively connected to the grid, and the propagated effects in the upstream medium voltage network. Based on the obtained results, it is possible to quantify percentage gains related to the reduction of energy losses as a result of uG integration in the low voltage distribution networks, avoided CO₂ emissions and investment deferrals due to branches' congestion levels reduction or voltage profile improvements.

Keywords: Micro-generation, Distribution Networks, Distributed generation, Low Voltage

Agradecimentos

Em primeiro lugar, quero agradecer ao meu orientador, o Professor Doutor Carlos Coelho Leal Monteiro Moreia, pelo apoio, dedicação e conselhos prestados ao longo do desenvolvimento deste trabalho.

Agradeço também, a todas as pessoas da Unidade de Sistemas de Energia do INESC Porto pela forma simpática e acolhedora com que me trataram. Em especial agradeço ao meu co-orientador e colega Joel, por todo o apoio e esclarecimentos prestados que desde o primeiro momento contribuíram de forma decisiva para o sucesso deste trabalho.

Quero enviar um forte abraço e uma palavra de agradecimento a todos os meus amigos, sem exceção, por toda a amizade, apoio e pelos momentos de diversão e alegria que vivemos.

À minha paixão e namorada Ana um muito obrigado! Estiveste sempre presente nos momentos bons e menos bons. A tua solidariedade, carinho, apoio e companhia fizeram com que nunca desistisse... Sim! Contigo os momentos difíceis tornaram-se bem mais fáceis.

E como os últimos são os primeiros, quero agradecer a toda a minha família, especialmente aos meus pais e irmã por toda a confiança que em mim depositaram, pelo carinho e apoio que nunca me negaram ao longo deste percurso académico e em toda a minha vida. Mãe, Pai é com grande satisfação que vos dedico esta dissertação.

Índice

Resumo	iii
Abstract.....	v
Agradecimentos	vii
Índice.....	ix
Lista de figuras	xii
Lista de tabelas	xviii
Abreviaturas e Símbolos	xxiii
Capítulo 1	1
Introdução.....	1
1.1 - Enquadramento	1
1.2 - Motivação	5
1.3 - Objectivos.....	6
1.4 - Estrutura da Dissertação.....	6
Capítulo 2	9
Integração de Unidades de Microgeração nas Redes de Distribuição	9
2.1 - A Mudança de Paradigma no Sector Eléctrico e a Emergência do Conceito Consumidor/Produtor	9
2.2 - Definição de μ G	14
2.3 - Tecnologias de μ G: Fotovoltaica e Micro-Eólica.....	16
2.3.1 - Painéis Fotovoltaicos.....	17
2.3.2 - Pequenas e Micro Turbinas Eólicas	22
2.4 - Impactos da Produção Dispersa nas Redes de Distribuição.....	24
2.4.1 - Principais Benefícios Técnicos.....	25
2.4.2 - Questões Ambientais	26
2.4.3 - Questões Económicas e Comerciais.....	27
2.4.4 - Questões Nacionais/Reguladoras.....	30
2.5 - Situação em Portugal	31
2.5.1 - Enquadramento da μ G no Sistema Eléctrico Nacional.....	31
2.5.2 - Potencial das FER e Potência Instalada	34
2.5.3 - Remuneração das Unidades de μ G.....	38
2.6 - Sistemas Avançados para Integração de μ G.....	41
2.6.1 - Micro-Redes.....	41
2.6.2 - Projecto InovGrid	42

Capítulo 3	47
Caracterização dos Elementos Usados na Simulação	47
3.1 - Caracterização de Redes Típicas.....	48
3.1.1 - Redes de MT	49
3.1.2 - Redes de BT.....	52
3.2 - Taxa Anual de Crescimento de Consumo	53
3.3 - Diagramas de Carga	56
3.3.1 - Redes de BT.....	59
3.3.2 - Redes de MT	64
3.4 - Cenários para Integração de PRE e μ G nas Redes de Distribuição	71
3.4.1 - Potência Instalada em PRE nas Redes de MT	71
3.4.2 - Evolução da Potência Instalada de μ G	75
3.5 - Diagramas de Produção.....	78
Capítulo 4	83
Metodologia de Estudo do Impacto da Microgeração	83
4.1 - Descrição Global da Metodologia Proposta.....	83
4.2 - Utilização do <i>Software</i> PSS/E	85
4.3 - Automatização do Processo	86
4.4 - Redes de BT.....	87
4.4.1 - Algoritmo de Simulação do Impacto da μ G.....	87
4.5 - Redes de MT	90
4.5.1 - Algoritmo de simulação do impacto da μ G	90
4.6 - Tratamento dos Resultados	92
4.6.1 - Perfis de Tensão	92
4.6.2 - Percentagem de Carga nas Linhas	92
4.6.3 - Energia de Perdas.....	92
4.6.4 - Diagramas de Carga no PT	97
4.6.5 - Emissões de CO ₂ Evitadas.....	97
4.6.6 - Influência da Taxa de Crescimento de Carga	97
4.6.7 - Influência do Tipo de Tecnologia de μ G	98
Capítulo 5	99
Apresentação e Análise dos Resultados.....	99
5.1 - Impacto da Microgeração nas Redes de BT.....	100
5.1.1 - Perfis de Tensão	100
5.1.2 - Percentagem de Carga nas Linhas	103
5.1.3 - Energia de Perdas.....	106
5.1.4 - Diagramas de Carga no PT	111
5.2 - Impacto da Microgeração nas Redes de MT	116
5.2.1 - Perfis de Tensão	116
5.2.2 - Percentagem de Carga nas Linhas	119
5.2.3 - Energia de Perdas.....	122
5.2.4 - Diagramas de Carga na Subestação.....	128
5.3 - Impacto da μ G na Energia de Perdas da Rede Nacional de Distribuição	132
5.3.1 - Rede de BT Nacional	132
5.3.2 - Rede de MT Nacional.....	134
5.3.3 - Valor Agregado das Perdas nas Redes Nacionais de BT e de MT.....	137
5.3.4 - Emissões de CO ₂ Evitadas.....	139
5.3.5 - Influência da Taxa de Crescimento de Carga	139
5.3.6 - Influência do Tipo de Tecnologia de μ G	140
Capítulo 6	145
Conclusões	145
6.1 - Trabalhos Futuros.....	149
Referências	151

Apêndice A: Resultados Obtidos nas Simulações Efectuadas	159
A.1 - Redes de BT	159
A.1.1 - Perfis de Tensão	159
A.1.2 - Percentagem de Carga nas Linhas	164
A.1.3 - Energia de Perdas.....	169
A.1.4 - Diagramas de Carga no PT	174
A.1.5 - Energia de Perdas na Rede BT Nacional	179
A.2 - Redes de MT	180
A.2.1 - Perfis de Tensão	180
A.2.2 - Percentagem de Carga nas Linhas	186
A.2.3 - Energia de Perdas.....	192
A.2.4 - Diagramas de Carga na Subestação.....	198
A.2.5 - Energia de Perdas na Rede BT Nacional	204
A.3 - Resultados Agregados para as Redes Nacionais de BT e MT.....	205
A.3.1 - Valor Agregado de Perdas.....	205
A.3.2 - Emissões de CO ₂ Evitadas	206

Lista de figuras

Figura 1.1 - Distribuição da produção de energia eléctrica mundial por tipo de recurso primário [4].	2
Figura 1.2 - Evolução da produção de energia eléctrica, em Portugal, a partir de FER (TWh) [12].	3
Figura 2.1 - Rede tradicional de energia - a energia flui através de uma estrutura verticalizada dos centros produtores até aos consumidores finais [20]	10
Figura 2.2 - Novo paradigma de exploração do SEE - uma rede eléctrica menos hierarquizada que combina centrais eléctricas convencionais com PD ligada às redes de BT e MT [24].....	13
Figura 2.3 - Ilustração do efeito FV, a energia do fotão é convertida em energia eléctrica, em que a corrente eléctrica I circula pela carga RL [38].	18
Figura 2.4 - Componentes de um gerador FV [38].	20
Figura 2.5 - Esquema típico de sistema FV ligado à rede eléctrica pública [42].	21
Figura 2.6 - Cadeia de valor representativa da organização do SEM [68].....	32
Figura 2.7 - Distribuição global da irradiação média anual na Europa (kW/m^2) [74]	35
Figura 2.8 - Atlas português do vento (ano de referencia de 1999, velocidade média horizontal a 60m de altitude, resolução espacial 9×9 km) [75].....	36
Figura 2.9 - Arquitectura de uma MR [24].....	42
Figura 2.10 - Arquitectura do projecto InovGrid [84]	44
Figura 3.1 - Evolução do consumo de energia em Portugal entre 1998 e 2007 [86]	54
Figura 3.2 - Variação do consumo de energia em Portugal entre 1998 e 2007 (valores em GWh, % e % com correcção de temperatura e dias úteis) [86]	54
Figura 3.3 - Evolução do consumo energético na rede de distribuição Nacional entre 2008 - 2030 (taxa de crescimento anual de 2%).....	56
Figura 3.4 - Diagramas de consumo residencial, comercial e industrial para um dia típico de Inverno	57

Figura 3.5 - Diagramas de consumo residencial, comercial e industrial para um dia típico de Verão	57
Figura 3.6 - Diagramas de consumo residencial+ comercial para um dia típico de Inverno (RTBT1)	59
Figura 3.7 - Diagramas de consumo residencial+ comercial para um dia típico de Verão (RTBT1)	60
Figura 3.8 - Diagramas de consumo residencial+ comercial para um dia típico de Inverno (RTBT2)	60
Figura 3.9 - Diagramas de consumo residencial+ comercial para um dia típico de Verão (RTBT2)	61
Figura 3.10 - Diagramas de consumo residencial+ comercial para um dia típico de Inverno (RTBT3)	61
Figura 3.11 - Diagramas de consumo residencial+ comercial para um dia típico de Verão (RTBT3)	62
Figura 3.12 - Diagramas de consumo residencial+ comercial para um dia típico de Inverno (RTBT4)	62
Figura 3.13 - Diagramas de consumo residencial+ comercial para um dia típico de Verão (RTBT4)	63
Figura 3.14 - Diagramas de consumo residencial+ comercial para um dia típico de Inverno (RTBT5)	63
Figura 3.15 - Diagramas de consumo residencial+ comercial para um dia típico de Verão (RTBT5)	64
Figura 3.16 - Diagramas de consumo residencial+ comercial e industrial para um dia típico de Inverno (RTMT1)	65
Figura 3.17 - Diagramas de consumo residencial+ comercial e industrial para um dia típico de Verão (RTMT1)	65
Figura 3.18 - Diagramas de consumo residencial+ comercial e industrial para um dia típico de Inverno (RTMT2)	66
Figura 3.19 - Diagramas de consumo residencial+ comercial e industrial para um dia típico de Verão (RTMT2)	66
Figura 3.20 - Diagramas de consumo residencial+ comercial e industrial para um dia típico de Inverno (RTMT3)	67
Figura 3.21 - Diagramas de consumo residencial+ comercial e industrial para um dia típico de Verão (RTMT3)	67
Figura 3.22 - Diagramas de consumo residencial+ comercial e industrial para um dia típico de Inverno (RTMT5)	68
Figura 3.23 - Diagramas de consumo residencial+ comercial e industrial para um dia típico de Verão (RTMT5)	68
Figura 3.24 - Diagramas de consumo residencial+ comercial e industrial para um dia típico de Inverno (RTMT8)	69

Figura 3.25 - Diagramas de consumo residencial+ comercial e industrial para um dia típico de Verão (RTMT8).....	69
Figura 3.26 - Diagramas de consumo residencial+ comercial e industrial para um dia típico de Inverno (RTMT15).....	70
Figura 3.27 - Diagramas de consumo residencial+ comercial e industrial para um dia típico de Verão (RTMT15).....	70
Figura 3.28 - Evolução da Potência Instalada da PRE, no Território Nacional, entre 2008 - 2030	72
Figura 3.29 - Potência Instalada da PRE no Território Nacional em 2008	72
Figura 3.30 - Número de instalações de PRE localizadas nas imediações de subestações em cada rede MT.....	74
Figura 3.31 - Potência instalada de PRE localizada nas imediações de subestações em cada rede MT	74
Figura 3.32 - Número de instalações de PRE dispersas em cada rede MT	75
Figura 3.33 - Potência instalada de PRE dispersa em cada rede MT.....	75
Figura 3.34 - Cenários de evolução da potência instalada de μG , entre 2008 - 2030, no território nacional	77
Figura 3.35 - Produção anual nacional de PRE para o ano de 2006 (GWh)	79
Figura 3.36 - Diagramas de produção das unidades mini-hídricas	80
Figura 3.37 - Diagramas de produção das unidades de biogás/biomassa/resíduos	80
Figura 3.38 - Diagramas de produção das unidades de co-geração.....	81
Figura 3.39 - Diagramas de produção das unidades eólicas.....	81
Figura 3.40 - Diagramas de produção das unidades fotovoltaica.....	82
Figura 4.1 - Fluxograma representativo da metodologia global utilizada	85
Figura 4.2 - Fluxograma representativo das etapas para obtenção da energia anual de perdas em cada rede	93
Figura 4.3 - Fluxograma representativo das etapas para obtenção da energia de perdas no total Nacional de redes BT e MT	96
Figura 5.1 - Evolução da tensão no barramento com menor tensão da rede RTBT1 (hora de ponta do dia de Inverno).....	101
Figura 5.2 - Evolução da tensão no barramento com menor tensão da rede RTBT1 (hora de ponta do dia de Verão).....	101
Figura 5.3 - Evolução da tensão no barramento com menor tensão da rede RTBT4 (hora de ponta do dia de Inverno).....	102
Figura 5.4 - Evolução da tensão no barramento com menor tensão da rede RTBT4 (hora de ponta do dia de Verão).....	102

Figura 5.5 - Evolução da carga na linha mais congestionada da rede RTBT1 (hora de ponta do dia de Inverno).....	104
Figura 5.6 - Evolução da carga na linha mais congestionada da rede RTBT1 (hora de ponta do dia de Verão).....	104
Figura 5.7 - Evolução da carga na linha mais congestionada da rede RTBT4 (hora de ponta do dia de Inverno).....	105
Figura 5.8 - Evolução da carga na linha mais congestionada da rede RTBT4 (hora de ponta do dia de Verão).....	105
Figura 5.9 - Evolução do valor anual de energia de perdas na rede RTBT1	107
Figura 5.10 - Evolução da percentagem do valor anual de energia de perdas na rede RTBT1 (referida ao consumo da rede).....	108
Figura 5.11 - Evolução do ganho em energia de perdas na rede RTBT1 (referido ao cenário base).....	108
Figura 5.12 - Evolução do valor anual de energia de perdas na rede RTBT4.....	109
Figura 5.13 - Evolução da percentagem do valor anual de energia de perdas na rede RTBT4 (referida ao consumo da rede).....	109
Figura 5.14 - Evolução do ganho em energia de perdas na rede RTBT4 (referido ao cenário base).....	110
Figura 5.15 - Diagrama de carga no PT de RTBT1 (dia de Inverno)	112
Figura 5.16 - Diagrama de carga no PT de RTBT1 (dia de Verão)	113
Figura 5.17 - Diagrama de carga no PT de RTBT4 (dia de Inverno)	113
Figura 5.18 - Diagrama de carga no PT de RTBT4 (dia de Verão)	114
Figura 5.19 - Evolução da tensão no barramento com menor tensão da rede RTMT3 (hora de ponta do dia de Inverno).....	117
Figura 5.20 - Evolução da tensão no barramento com menor tensão da rede RTMT3 (hora de ponta do dia de Verão).....	117
Figura 5.21 - Evolução da tensão no barramento com menor tensão da rede RTMT15 (hora de ponta do dia de Inverno).....	118
Figura 5.22 - Evolução da tensão no barramento com menor tensão da rede RTMT15 (hora de ponta do dia de Verão).....	118
Figura 5.23 - Evolução da carga na linha mais congestionada da rede RTMT3 (hora de ponta do dia de Inverno).....	120
Figura 5.24 - Evolução da carga na linha mais congestionada da rede RTMT3 (hora de ponta do dia de Verão).....	121
Figura 5.25 - Evolução da carga na linha mais congestionada da rede RTMT15 (hora de ponta do dia de Inverno).....	121
Figura 5.26 - Evolução da carga na linha mais congestionada da rede RTMT15 (hora de ponta do dia de Verão).....	122

Figura 5.27 - Evolução do valor anual de energia de perdas na rede RTMT3	123
Figura 5.28 - Evolução da percentagem do valor anual de energia de perdas na rede RTMT3 (referida ao consumo da rede)	124
Figura 5.29 - Evolução do ganho em energia de perdas na rede RTMT3 (referido ao cenário base).....	124
Figura 5.30 - Evolução do valor anual de energia de perdas na rede RTMT15	125
Figura 5.31 - Evolução da percentagem do valor anual de energia de perdas na rede RTMT15 (referida ao consumo da rede).....	125
Figura 5.32 - Evolução do ganho em energia de perdas na rede RTMT15 (referido ao cenário base).....	126
Figura 5.33 - Diagrama de carga no PT de RTMT3 (dia de Inverno).....	129
Figura 5.34 - Diagrama de carga no PT de RTMT3 (dia de Verão).....	129
Figura 5.35- Diagrama de carga no PT de RTMT15 (dia de Inverno)	130
Figura 5.36 - Diagrama de carga no PT de RTMT15 (dia de Verão)	130
Figura 5.37 - Evolução do valor anual de energia de perdas na rede de BT Nacional	133
Figura 5.38 - Evolução da percentagem do valor anual de energia de perdas na rede de BT Nacional (referida ao consumo)	133
Figura 5.39 - Evolução do ganho em energia de perdas na rede de BT Nacional (referido ao cenário base).....	134
Figura 5.40 - Evolução do valor anual de energia de perdas na rede de MT nacional abrangida neste estudo	135
Figura 5.41 - Evolução da percentagem do valor anual de energia de perdas na rede de MT nacional abrangida neste estudo (referida ao consumo).....	135
Figura 5.42 - Evolução do ganho em energia de perdas na rede de MT nacional abrangida neste estudo (referido ao cenário base)	136
Figura 5.43 - Evolução do valor anual de energia de perdas na rede de MT nacional	137
Figura 5.44 - Evolução do valor anual de energia de perdas em todas as redes de BT e MT nacionais.....	137
Figura 5.45 - Evolução da percentagem do valor anual de energia de perdas em todas as redes de BT e MT nacionais (referida ao consumo)	138
Figura 5.46 - Evolução do ganho em energia de perdas em todas as redes de BT e MT nacionais (referido ao cenário base)	138
Figura 5.47 - Emissões de CO ₂ evitadas em todas as redes de BT e MT nacionais (em relação ao cenário base).....	139
Figura 5.48 - Evolução do ganho em energia de perdas na rede BT Nacional para as taxas de crescimento de carga de 1, 2 e 3% (referido ao cenário base).....	140
Figura 5.49 - Evolução do valor anual de energia de perdas na rede de BT Nacional	141

Figura 5.50 - Evolução da percentagem do valor anual de energia de perdas na rede de BT Nacional (referida ao consumo)	142
Figura 5.51 - Evolução do ganho em energia de perdas na rede de BT Nacional (referido ao cenário base).....	142

Lista de tabelas

Tabela 2.1 – Evolução da potência instalada em FER em Portugal Continental (MW)	37
Tabela 3.1 – Classificação de densidade de carga	49
Tabela 3.2 – Classificação de tipo de rede (subterrânea, aérea ou mista).....	50
Tabela 3.3 – Classificação em função do nível de tensão predominante	50
Tabela 3.4 – Classificação em função da energia que é entregue em MT	50
Tabela 3.5 – Caracterização geral das 16 RTs de MT	51
Tabela 3.6 – Escalões de potência de transformação adoptados.....	52
Tabela 3.7 – Potência de transformação MT/BT instalada, por tipo de rede BT e MT (%).....	53
Tabela 3.8 – Quantidade de rede BT por tipo de rede MT.....	53
Tabela 3.9 – Previsões da emissão para a rede pública em Portugal continental para 2007 a 2011	55
Tabela 3.10 – Consumos energéticos anuais das redes de BT.....	58
Tabela 3.11 – Consumos energéticos anuais das redes de MT	58
Tabela 3.12 – Horas de ponta das redes de MT.....	58
Tabela 3.13 – Percentagem de consumo de energia eléctrica por tipo de cliente.....	64
Tabela 3.14 – Número de instalações e potência instalada de PRE em cada RT de MT	73
Tabela 3.15 – Produção anual (GWh) e potência instalada (MW) de PRE a nível nacional para os anos de 2006 e 2008	79
Tabela 4.1 – Perdas no ferro por tipo de PT	94
Tabela 4.2 – Total nacional de redes de BT por tipo de rede.....	94
Tabela 4.3 – Número redes de MT estudado por tipo de rede e respectivo consumo anual de energia	95

Tabela 5.1 – Resultados de perfis de tensão das redes de BT	103
Tabela 5.2 – Resultados da variação de carga nas linhas mais congestionadas das redes de BT	106
Tabela 5.3 – Resultados do valor de energia de perdas anual nas redes de BT.....	110
Tabela 5.4 – Resultados da percentagem de energia anual de perdas (referida ao consumo da rede) nas redes de BT.....	111
Tabela 5.5 – Resultados do ganho em energia de perdas relativamente ao cenário base nas redes de BT.....	111
Tabela 5.6 – Potência no PT por tipo de rede de BT na hora de maior benefício de μG (dia típico de Inverno)	114
Tabela 5.7 – Potência no PT por tipo de rede de BT na hora de ponta (dia típico de Inverno).....	115
Tabela 5.8 – Potência no PT por tipo de rede de BT na hora de maior benefício de μG (dia típico de Verão)	115
Tabela 5.9 – Potência no PT por tipo de rede de BT na hora de ponta (dia típico de Verão).....	115
Tabela 5.10 – Resultados de perfis de tensão das redes de MT.....	119
Tabela 5.11 – Resultados da variação de carga nas linhas mais congestionadas das redes de MT.....	122
Tabela 5.12 – Resultados do valor de energia de perdas anual nas redes de MT.....	127
Tabela 5.13 – Resultados da percentagem de energia anual de perdas (referida ao consumo da rede) nas redes de MT	127
Tabela 5.14 – Resultados do ganho em energia de perdas relativamente ao cenário base nas redes de MT	128
Tabela 5.15 – Potência no PT por tipo de rede de MT na hora de maior benefício de μG (dia típico de Inverno).....	131
Tabela 5.16 – Potência no PT por tipo de rede de MT na hora de ponta (dia típico de Inverno).....	131
Tabela 5.17 – Potência no PT por tipo de rede de MT na hora de maior benefício de μG (dia típico de Verão).....	132
Tabela 5.18 – Potência no PT por tipo de rede de MT na hora de ponta (dia típico de Verão).....	132
Tabela A.1 – Evolução da tensão no barramento com menor tensão da rede RTBT1 para os diferentes cenários de integração de μG (valores em p.u. para a hora de ponta)	159
Tabela A.2 – Evolução da tensão no barramento com menor tensão da rede RTBT2 para os diferentes cenários de integração de μG (valores em p.u. para a hora de ponta)	160
Tabela A.3 – Evolução da tensão no barramento com menor tensão da rede RTBT3 para os diferentes cenários de integração de μG (valores em p.u. para a hora de ponta)	161

Tabela A.4 – Evolução da tensão no barramento com menor tensão da rede RTBT4 para os diferentes cenários de integração de μG (valores em p.u. para a hora de ponta)	162
Tabela A.5 – Evolução da tensão no barramento com menor tensão da rede RTBT5 para os diferentes cenários de integração de μG (valores em p.u. para a hora de ponta)	163
Tabela A.6 – Evolução da carga na linha mais congestionada da rede RTBT1 para os diferentes cenários de integração de μG (valores em % para a hora de ponta)	164
Tabela A.7 – Evolução da carga na linha mais congestionada da rede RTBT2 para os diferentes cenários de integração de μG (valores em % para a hora de ponta)	165
Tabela A.8 – Evolução da carga na linha mais congestionada da rede RTBT3 para os diferentes cenários de integração de μG (valores em % para a hora de ponta)	166
Tabela A.9 – Evolução da carga na linha mais congestionada da rede RTBT4 para os diferentes cenários de integração de μG (valores em % para a hora de ponta)	167
Tabela A.10 – Evolução da carga na linha mais congestionada da rede RTBT5 para os diferentes cenários de integração de μG (valores em % para a hora de ponta)	168
Tabela A.11 – Evolução do valor anual da energia de perdas na rede RTBT1 para os diferentes cenários de integração de μG (MWh).....	169
Tabela A.12 – Evolução do valor anual da energia de perdas na rede RTBT2 para os diferentes cenários de integração de μG (MWh).....	170
Tabela A.13 – Evolução do valor anual da energia de perdas na rede RTBT3 para os diferentes cenários de integração de μG (MWh).....	171
Tabela A.14 – Evolução do valor anual da energia de perdas na rede RTBT4 para os diferentes cenários de integração de μG (MWh).....	172
Tabela A.15 – Evolução do valor anual da energia de perdas na rede RTBT5 para os diferentes cenários de integração de μG (MWh).....	173
Tabela A.16 – Diagramas de carga no PT da rede RTBT1 para os diferentes cenários de integração de μG (kW)	174
Tabela A.17 – Diagramas de carga no PT da rede RTBT2 para os diferentes cenários de integração de μG (kW)	175
Tabela A.18 – Diagramas de carga no PT da rede RTBT3 para os diferentes cenários de integração de μG (kW)	176
Tabela A.19 – Diagramas de carga no PT da rede RTBT4 para os diferentes cenários de integração de μG (kW)	177
Tabela A.20 – Diagramas de carga no PT da rede RTBT5 para os diferentes cenários de integração de μG (kW)	178
Tabela A.21 – Evolução do valor anual da energia de perdas na totalidade da rede BT nacional para os diferentes cenários de integração de μG (GWh).....	179
Tabela A.22 – Evolução da tensão no barramento com menor tensão da rede RTMT1 para os diferentes cenários de integração de μG (valores em p.u. para a hora de ponta)....	180
Tabela A.23 – Evolução da tensão no barramento com menor tensão da rede RTMT2 para os diferentes cenários de integração de μG (valores em p.u. para a hora de ponta)....	181

Tabela A.24 – Evolução da tensão no barramento com menor tensão da rede RTMT3 para os diferentes cenários de integração de μG (valores em p.u. para a hora de ponta)....	182
Tabela A.25 – Evolução da tensão no barramento com menor tensão da rede RTMT5 para os diferentes cenários de integração de μG (valores em p.u. para a hora de ponta)....	183
Tabela A.26 – Evolução da tensão no barramento com menor tensão da rede RTMT8 para os diferentes cenários de integração de μG (valores em p.u. para a hora de ponta)....	184
Tabela A.27 – Evolução da tensão no barramento com menor tensão da rede RTMT15 para os diferentes cenários de integração de μG (valores em p.u. para a hora de ponta)....	185
Tabela A.28 – Evolução da carga na linha mais congestionada da rede RTMT1 para os diferentes cenários de integração de μG (valores em % para a hora de ponta).....	186
Tabela A.29 – Evolução da carga na linha mais congestionada da rede RTMT2 para os diferentes cenários de integração de μG (valores em % para a hora de ponta).....	187
Tabela A.30 – Evolução da carga na linha mais congestionada da rede RTMT3 para os diferentes cenários de integração de μG (valores em % para a hora de ponta).....	188
Tabela A.31 – Evolução da carga na linha mais congestionada da rede RTMT5 para os diferentes cenários de integração de μG (valores em % para a hora de ponta).....	189
Tabela A.32 – Evolução da carga na linha mais congestionada da rede RTMT8 para os diferentes cenários de integração de μG (valores em % para a hora de ponta).....	190
Tabela A.33 – Evolução da carga na linha mais congestionada da rede RTMT15 para os diferentes cenários de integração de μG (valores em % para a hora de ponta).....	191
Tabela A.34 – Evolução do valor anual da energia de perdas na rede RTMT1 para os diferentes cenários de integração de μG (MWh).....	192
Tabela A.35 – Evolução do valor anual da energia de perdas na rede RTMT2 para os diferentes cenários de integração de μG (MWh).....	193
Tabela A.36 – Evolução do valor anual da energia de perdas na rede RTMT3 para os diferentes cenários de integração de μG (MWh).....	194
Tabela A.37 – Evolução do valor anual da energia de perdas na rede RTMT5 para os diferentes cenários de integração de μG (MWh).....	195
Tabela A.38 – Evolução do valor anual da energia de perdas na rede RTMT8 para os diferentes cenários de integração de μG (MWh).....	196
Tabela A.39 – Evolução do valor anual da energia de perdas na rede RTMT15 para os diferentes cenários de integração de μG (MWh).....	197
Tabela A.40 – Diagramas de carga na subestação da rede RTMT1 para os diferentes cenários de integração de μG (kW)	198
Tabela A.41 – Diagramas de carga na subestação da rede RTMT2 para os diferentes cenários de integração de μG (kW)	199
Tabela A.42 – Diagramas de carga na subestação da rede RTMT3 para os diferentes cenários de integração de μG (kW)	200
Tabela A.43 – Diagramas de carga na subestação da rede RTMT5 para os diferentes cenários de integração de μG (kW)	201

Tabela A.44 – Diagramas de carga na subestação da rede RTMT8 para os diferentes cenários de integração de μG (kW)	202
Tabela A.45 – Diagramas de carga na subestação da rede RTMT15 para os diferentes cenários de integração de μG (kW)	203
Tabela A.46 – Evolução do valor anual da energia de perdas na totalidade da rede MT nacional para os diferentes cenários de integração de μG (GWh).....	204
Tabela A.47 – Evolução do valor anual da energia de perdas em todas as redes BT e MT nacionais para os diferentes cenários de integração de μG (GWh)	205
Tabela A.48 – Emissões de CO_2 evitadas em todas as redes BT e MT nacionais, em relação ao cenário base, para os diferentes cenários de integração de μG (kton).....	206

Abreviaturas e Símbolos

Lista de abreviaturas (ordenadas por ordem alfabética)

AIE	Agência Internacional de Energia
AT	Alta Tensão
BT	Baixa Tensão
CA	Corrente Alternada
CC	Corrente Contínua
CIREN	<i>International Conference and Exhibition on Electricity Distribution</i>
CELE	Comércio Europeu de Licenças de Emissão
DGEG	Direcção Geral da Energia e Geologia
DMS	<i>Distribution Management Systems</i>
DSO	Operador da Rede de Distribuição
DTC	<i>Distribution Transformer Controlers</i>
EB	<i>EnergyBox</i>
EDPD	EDP Distribuição
ERSE	Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos
EUA	Estados Unidos da América
FER	Fontes de Energia Renovável
FV	Fotovoltaica
GD	Geração Distribuída
GEE	Gases de Efeito de Estufa
I&D	Investigação e Desenvolvimento
INESC	INstituto de Engenharia de Sistemas e Computadores
LC	LoadController
MC	Microgenerator Controller
MAT	Muito Alta Tensão
MGCC	<i>MicroGrid Central Controller</i>
MT	Média Tensão
PCH	Pequenas Centrais Hídricas
PD	Produção Distribuída

PNAC	Programa Nacional para as Alterações Climáticas
PNALE	Programa Nacional de Atribuição de Licenças de Emissão
PRE	Produção em Regime Especial
PSS/E	<i>Power System Simulator for Engineering</i>
PT	Posto de Transformação
REN	Redes Energéticas Nacionais
RT	Rede Típica
RTBT	Rede Típica de Baixa Tensão
RTMT	Rede Típica de Média Tensão
RTs	Redes Típicas
SI	Sistemas de Informação
SEE	Sistema Eléctrico de Energia
μ EO	Micro-Éolica
μ G	Microgeração

Lista de símbolos

%	Percentagem
€	Euros
Btu	Unidades Térmicas Britânicas
CO ₂	Dióxido de Carbono
GWh	Gigawatt-hora
km	Quilometro
m	Metro
mA	miliAmpere
kW	Kilowatt
MW	Megawatt
MWh	Megawatt-hora
$\text{tg}\phi$	Factor de Potência

Capítulo 1

Introdução

1.1 - Enquadramento

A energia eléctrica é actualmente um factor fundamental no desenvolvimento tecnológico, económico e social na maioria dos países. Ao longo dos anos o consumo mundial de energia tem vindo a aumentar de forma vertiginosa. Segundo estatísticas oficiais da Agência Internacional de Energia (AIE), considerando um cenário em que a actual legislação e políticas permaneçam inalteradas, prevê-se que o consumo mundial de energia aumente 44% no período de 2006 a 2030. Esta percentagem traduz-se num aumento de 472 quatrilhões de Unidades Térmicas Britânicas (Btu) em 2006 para 678 quatrilhões Btu em 2030. Em relação à energia eléctrica, igualmente para o mesmo período e considerando o mesmo cenário, prevê-se um crescimento de 77% na sua produção, o que corresponde ao aumento de 18.0 triliões de kWh em 2006 para 31.8 triliões de kWh em 2030 [1]. Relativamente à União Europeia (UE), a procura de energia continuará a crescer, prevendo-se um aumento na sua dependência externa em combustíveis de 50% para 70% nos próximos 25 anos ou até mesmo antes [2].

Durante mais de cinco décadas, a produção de energia eléctrica, baseada na sua maioria em combustíveis fósseis (petróleo, carvão, gás natural, entre outros), assentou numa filosofia de geração centralizada em larga escala, em que a energia é transportada ao longo de grandes distâncias até ser entregue ao consumidor final. Mesmo com a subida do preço do petróleo nos mercados internacionais, bem como a crescente utilização de Fontes de Energias Renováveis (FER), os combustíveis fósseis, são nos dias de hoje e serão a curto e médio prazo, a principal fonte de geração de energia eléctrica. Em 2007, estes foram usados para a produção de 85% da energia eléctrica mundial (figura 1.1). Não é por isso de estranhar, que a produção de energia eléctrica seja responsável por cerca de 40% das emissões de dióxido de carbono (CO₂) mundiais [3].

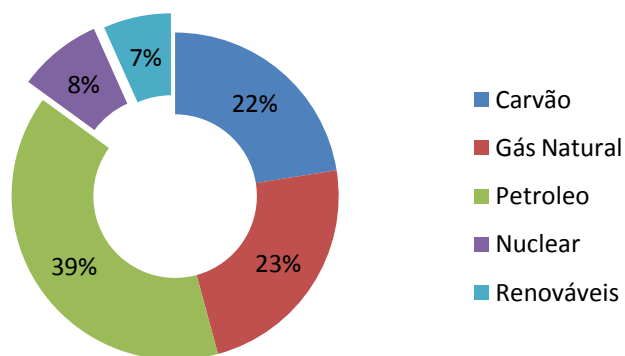


Figura 1.1 - Distribuição da produção de energia eléctrica mundial por tipo de recurso primário [4].

A utilização massiva destes combustíveis foi mesmo identificada como sendo a causa primeira do aumento dos Gases de Efeito de Estuda (GEE), dos quais o CO₂ tem o papel de maior destaque. Os GEE são responsáveis pelo aumento do aquecimento global e pelas consequências negativas (daí resultantes em termos de alterações climáticas). O degelo dos glaciares e consequente subida no nível do mar, a intensificação de fenómenos extremos (secas, furacões e tempestades tropicais), a desertificação, o agravamento da incidência de doenças transmissíveis por mosquitos e outros animais e perda de biodiversidade são alguns dos exemplos dessas consequências [5].

O aumento da dependência de combustíveis fósseis, a instabilidade da política internacional que afecta os preços dos recursos primários energia e segurança no seu abastecimento e, especialmente as alterações climáticas, levaram os líderes mundiais a reflectir sobre o actual paradigma energético.

O primeiro passo em direcção à mudança foi dado 1999 com os princípios estabelecidos no protocolo de Quioto [6]. Este protocolo, proposto a nível mundial, tinha como objectivo principal diminuir o aumento de emissões de CO₂ para os países aderentes. Devido a aspectos económicos, muitos países optaram por não o ratificar. Entre eles, os Estados Unidos da América (EUA) um dos maiores emissores de CO₂. Portugal, como um dos países aderentes, assumiu o compromisso de limitar em 27% o aumento das emissões de GEE no período de 2008 a 2012, relativamente ao valor de 1990 [7]. No entanto, desde 1990, Portugal afastou-se dessa trajectória, sobretudo devido ao crescimento do consumo de energia verificado nos sectores dos transportes e dos serviços [8]. Para fazer face a esse afastamento, foram aprovados três instrumentos fundamentais [9]:

- O Programa Nacional para as Alterações Climáticas (PNAC), aprovado pela Resolução do Conselho de Ministros n.º 104/2006, de 23 de Agosto e alterado pela Resolução do Conselho de Ministros n.º 1/2008 [10], de 4 de Janeiro, que integra um conjunto de políticas e medidas internas que visam a redução de emissões de GEE por parte dos diversos sectores de actividade;

- O Plano Nacional de Atribuição de Licenças de Emissão (PNALE), que é aplicável a um conjunto de instalações fortemente emissoras de GEE, e como tal incluídas no Comércio Europeu de Licenças de Emissão (CELE);
- O Fundo Português de Carbono, que tem por objectivo o desenvolvimento de actividades para a obtenção de créditos de emissão de GEE;

Paralelamente ao protocolo de Quioto, a nível Europeu foram estabelecidas metas e políticas energéticas ambiciosas. A Comunidade Europeia, através da directiva 2001/77/CE [11], definiu objectivos específicos a atingir por cada país, relativamente à produção de energia com origem em fontes renováveis. Neste quadro, Portugal propôs-se a atingir em 2010, o valor de 39% para a energia total fornecida aos consumidores proveniente de fontes de carácter renovável. Mais tarde esse objectivo foi aumentado para 45% [10]. Embora esses objectivos aparentassem ser demasiado ambiciosos, eles não ficaram aquém das expectativas (figura 1.2). Em 2007, Portugal, já era o terceiro país da UE com maior incorporação de FER. Em 2008, para efeitos da directiva 2001/77/CE, a incorporação de FER no consumo bruto de energia eléctrica foi de 43% [12].

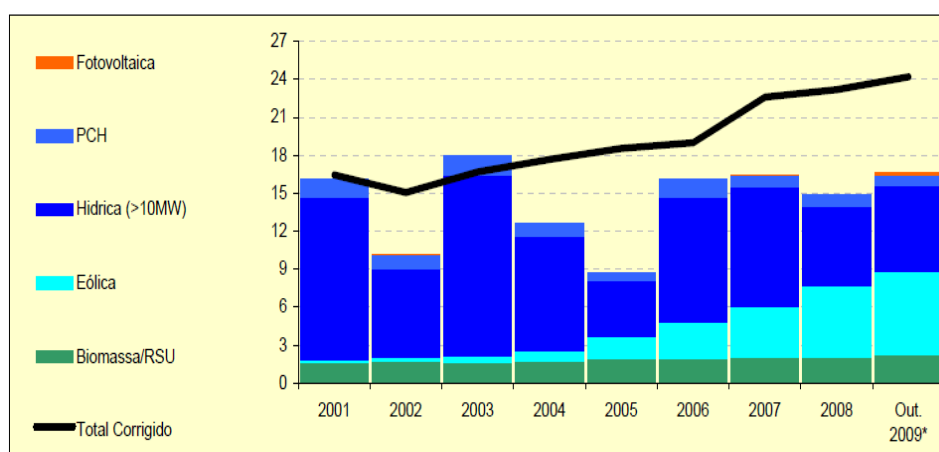


Figura 1.2 - Evolução da produção de energia eléctrica, em Portugal, a partir de FER (TWh) [12].

Nesse mesmo ano (2008), a UE lançou um novo pacote climático e energético [13]:

- Reduzir até 2020 as emissões de GEE em pelo menos 20% comparativamente aos níveis de 1990 (30% se existir acordo entre os países industrializados);
- Melhorar a eficiência energética em 20% até 2020;
- Aumentar a quota de energias renováveis no consumo de energia para uma média de 20% até 2020.

Tendo por objectivo atingir essas metas, o desenvolvimento da Produção Distribuída (PD) ou Geração Distribuída (GD), sendo sua maioria baseada em FER, tem vindo a mostrar-se essencial. A PD aliada a FER cobre uma vasta gama de tecnologias: geradores eólicos, painéis fotovoltaicos, pilhas de combustível e micro-turbinas, entre outras. Tais tecnologias são

adequadas para a produção eléctrica perto de locais de consumo. Contudo, para se conseguirem atingir metas ambiciosas, com grande número de unidades de PD, é necessário que as redes eléctricas estejam devidamente preparadas. A integração em larga escala de PD transformará o actual sistema de produção de energia, dominado pela geração centralizada, num novo conceito em que as tecnologias não poluentes serão largamente adoptadas. Atendendo a este novo paradigma, a correcta exploração das fontes de PD pode trazer diversas vantagens adicionais no que diz respeito à exploração das próprias redes de distribuição [14]:

- Diferimentos de investimento nos sistemas de transporte e distribuição;
- Redução das perdas nos sistemas de distribuição;
- Prestação de serviços de apoio às redes ou serviços auxiliares.

Nos últimos anos, assistiu-se a um aumento considerável da potência instalada em PD, sobretudo nas redes de Média Tensão (MT) e Alta Tensão (AT), especialmente devido ao aparecimento de sistema de co-geração industrial ou em resultado da exploração de FER, através da construção de parques eólicos e mini-hídricas. Desenvolvimentos tecnológicos recentes possibilitaram a criação de soluções de PD com características particulares, permitindo a sua ligação à rede de distribuição de Baixa Tensão (BT). Estas soluções de PD consistem em pequenas unidades modulares, normalmente designadas por unidades de Microgeração (μ G), micro-geradores ou micro-fontes apresentando geralmente potências eléctricas inferiores a 100 kW. A maioria das tecnologias de μ G actualmente disponíveis permite a exploração local de FER, ou, em alternativa, a utilização de combustíveis fósseis em aplicações de elevada eficiência energética, por exemplo para a produção combinada de calor e electricidade em pequena escala - micro-co-geração. Actualmente, os tipos de unidades de μ G susceptíveis de ser usados são: micro-turbinas, pilhas de combustível, pequenas e micro turbinas eólicas e painéis fotovoltaicos.

Em Portugal, a integração de unidades de μ G nas redes de distribuição já é uma realidade. O PNAC 2006 [10], onde se definiram ambiciosas metas para a integração de μ G, nomeadamente o objectivo de instalar cinquenta mil unidades até 2010, constituiu o primeiro passo para a integração massiva de unidades μ G. Contudo, faltava legislação que estabelecesse uma remuneração justa e simplifica-se todo o processo burocrático inerente ao licenciamento da instalação destas unidades. O contributo decisivo foi dado pelo governo, com a publicação do Decreto-Lei Nº 363/2007 [15]. Este veio regular o regime de venda de energia eléctrica produzida através da μ G, estabelecendo um regime simplificado que facilita decisivamente o processo de licenciamento de uma instalação de μ G.

De acordo com o referido Decreto-Lei, foi estabelecido um regime bonificado para unidades de μ G com potência até 3.68 kW que utilizem FER (a potência de ligação está limitada a 50% da potência estabelecida no contrato de compra e venda de electricidade), com uma tarifa de referência elevada (650 €/MWh) e aplicável aos primeiros 10 MW de

potência de ligação registado a nível nacional. Os 10 MW de potência máxima de ligação dizem respeito ao ano de 2008, nos anos seguintes este limite é incrementado em 20% ao ano. Além do regime bonificado, existe o regime geral aplicável aos restantes micro-produtores com potência máxima de ligação até 5.75 kW e também limitada a 50% da potência estabelecida no contrato de compra e venda de electricidade. Neste regime, o preço de venda de electricidade é igual ao de compra. Tanto para o regime geral como para o bonificado, o registo das unidades de μG é bastante simples e pode ser feito *online*, podendo qualquer consumidor (cidadãos e empresas) ser também produtor de energia.

1.2 - Motivação

Criadas as condições políticas para integração em larga escalas de μG na rede de distribuição nacional, juntamente com o interesse renovado na exploração de FER, torna-se urgente proceder à avaliação e quantificação dos seus impactos nas redes de distribuição. As várias razões enunciadas no enquadramento são por si só, um forte factor que justificaria o tema em estudo. Pelo facto da μG ser uma das prioridades contempladas pelas políticas energéticas nacionais, esta temática apresenta-se como uma das áreas de investigação e progresso científicos

A μG , como uma forma de produção de energia que se estabelece junto aos consumidores finais, tem um forte impacto nas infra-estruturas das redes perto do local onde se encontra inserida. Vários estudos [16-18] já comprovaram o benefício que a μG tem nas redes de distribuição, principalmente na redução de perdas, mas também, no adiamento de investimentos em infra-estruturas das redes, conseguido à custa de uma melhoria dos perfis de tensão e da redução da percentagem de carga nas linhas.

O que despertou o interesse pela realização desta dissertação reside no facto de até ao momento, em Portugal, a maioria dos estudos existentes, terem sido realizados recorrendo a simulações em pequena escala, com um conjunto de dados muito limitado e que, por isso, não permitem quantificar os benefícios numa rede real e ainda menos, avaliar o impacto da μG na totalidade das redes que fazem a distribuição da energia no território continental. Um estudo com um conjunto de redes de distribuição mais representativo do panorama nacional, mas que ainda assim, não tão representativo como o conjunto de redes utilizado nesta dissertação, pode ser encontrado em [19]. Deste modo, essencialmente, a motivação é realizar um trabalho que a um nível geral não sendo pioneiro, ou seja, em termos de avaliar quais os impactos da μG nas redes, apresenta-se como um estudo inovador, na medida em que considera vários cenários credíveis para a integração de μG e particularmente por ter como base um conjunto de redes reais de distribuição altamente representativo do panorama nacional. Esta situação permitirá obter resultados aproximadamente realistas e que podem retratar verdadeiramente o futuro impacto da μG nas redes eléctricas de distribuição

portuguesas. A avaliação desse impacto é também um dos objectivos do projecto InovGrid (descrito em detalhe no capítulo 2 da presente dissertação), o permite que a presente dissertação se possa integrar claramente nesse projecto.

1.3 - Objectivos

De acordo com o referido na motivação, esta dissertação está enquadrada no âmbito do projecto InovGrid, já iniciado em 2007. No âmbito desse projecto, pretende-se desenvolver uma metodologia de análise de impacto da integração da μ G nas redes, bem como a quantificação de alguns desses impactos, nomeadamente perdas. Portanto, os objectivos principais desta dissertação são:

- Com base em dados já disponíveis e caracterizados no capítulo 3, desenvolver uma metodologia de análise de impacto da μ G nas redes: Implementação de uma aplicação computacional que permita efectuar a validação do impacto da μ G em termos de:
 - Energia de perdas;
 - Perfis de Tensão;
 - Níveis de congestionamento nos ramos;
- Quantificação dos impactos e extrapolação para o caso nacional, especialmente no que se refere às perdas de energia evitadas, e CO₂ evitado.

1.4 - Estrutura da Dissertação

A presente dissertação encontra-se dividida em seis Capítulos e um Apêndice.

No primeiro capítulo faz-se uma contextualização sobre o tema em estudo, referem-se as motivações que levaram à sua escolha e apresentam-se os objectivos principais que esta dissertação se propõe atingir.

O Capítulo 2 é dedicado aos conceitos associados à μ G e aos benefícios que resultam da sua integração nas redes eléctricas. Faz-se uma introdução ao novo paradigma de exploração do sistema eléctrico de energia, nomeadamente destacando-se o conceito de consumidor/produtor. A definição de μ G, os tipos de tecnologias, os impactos associados à μ G e a sua actual situação no contexto nacional são também discutidos e apresentados. Este capítulo contempla ainda uma breve descrição sobre sistemas avançados para a integração da μ G, nomeadamente micro-redes.

No Capítulo 3 caracterizam-se os elementos que permitiram realizar o estudo do impacto da μ G nas redes de distribuição. A finalidade é apresentar uma descrição detalhada desses elementos e justificar a forma como realizada a escolha dos mesmos, nomeadamente ao nível

de redes típicas de BT e MT, taxa de crescimento de carga, diagramas de cargas e de produção das tecnologias de μ G usadas, e cenários para a integração de μ G.

A metodologia que está na base de tudo o estudo efectuado é apresentada no Capítulo 4. Neste capítulo apresenta-se ainda o *software* utilizado, os algoritmos implementados com base na metodologia proposta e a forma como é realizada a sua automatização. Por fim, descreve-se como foi realizado o tratamento dos resultados obtidos.

O Capítulo 5 é destinado à apresentação e análise dos resultados obtidos, através de simulações computacionais que implementaram a metodologia apresentada no capítulo 4.

Por fim no último Capítulo, o Capítulo 6, apresentam-se as principais conclusões desta dissertação e indicam-se algumas perspectivas para trabalhos futuros.

No Apêndice A são apresentados em forma de tabela todos os resultados principais, que obtidos através das simulações efectuadas.

Capítulo 2

Integração de Unidades de Microgeração nas Redes de Distribuição

2.1 - A Mudança de Paradigma no Sector Eléctrico e a Emergência do Conceito Consumidor/Produtor

Nas últimas décadas, o desenvolvimento, projecto e operação do Sistema Eléctrico de Energia (SEE) seguiu um arranjo hierárquico (figura 2.1). Dentro deste paradigma, a energia flui sempre de um nível hierárquico superior para um nível inferior. A energia é produzida em grandes centrais eléctricas com um nível de tensão relativamente baixo. Nas imediações de cada central eléctrica existe uma subestação, onde a tensão é elevada para níveis mais altos e que são adequados ao transporte de energia, tendo por objectivo reduzir as perdas associadas ao transporte de energia. De seguida a energia é transmitida por um sistema de redes de transporte interligado e que cobrem um espaço geográfico alargado (por exemplo um país). Nestas redes a energia é transportada através de linhas de muito alta tensão até subestações localizadas próximas dos centros de consumo. Nas subestações a energia passa através de transformadores de distribuição, onde a tensão é reduzida para níveis mais baixos e enviada para as redes de distribuição. Estas redes constituídas por linhas de alta tensão distribuem a energia até subestações de alta tensão localizadas nas imediações dos centros de consumo. Nestas subestações, a tensão é transformada em níveis de MT, sendo a energia eléctrica distribuída para áreas urbanas e rurais através de linhas ou cabos de MT. Finalmente, nos postos de transformação de distribuição, a tensão é reduzida para o nível de BT, sendo então a energia distribuída até aos consumidores finais.

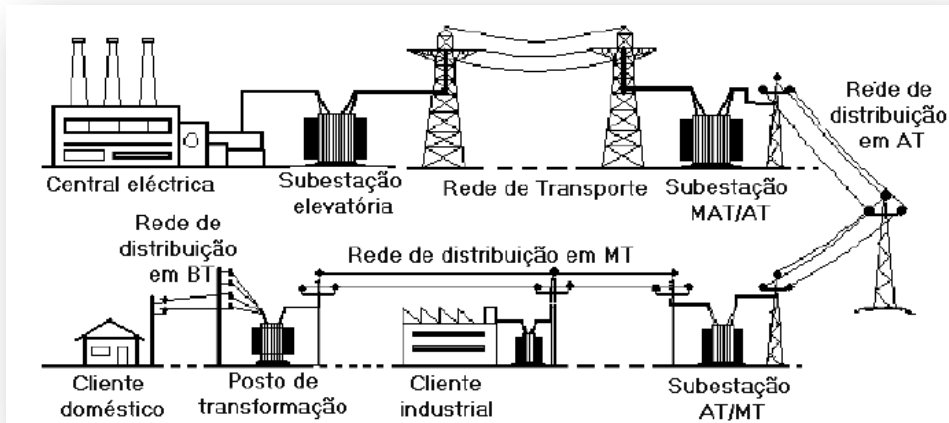


Figura 2.1 - Rede tradicional de energia - a energia flui através de uma estrutura verticalizada dos centros produtores até aos consumidores finais [20]

Os vários níveis de tensão a que a energia é transportada e distribuída variam de país para país. No entanto, como se depreende pela descrição efectuada no parágrafo anterior, as redes eléctricas podem ser classificadas em função da sua tensão nominal (ou de serviço) em [21]:

- **Muito Alta Tensão (MAT):** acima de 110 kV. Este nível de tensão é usado nas redes de transporte, sendo usados em Portugal 150, 220 e 400 kV (os dois últimos níveis são correntes em toda a Europa). Nos EUA usam-se 230, 345, 500 e 765 kV.
- **Alta Tensão (AT):** entre 45 e 110 kV. Em Portugal usa-se a tensão de 60 kV a este nível.
- **Média Tensão (MT):** entre 1 e 45 kV. Nas redes de distribuição urbana usam-se, em Portugal, 10, 15 e 30 kV. Em redes industriais é comum a tensão de 6 kV.
- **Baixa Tensão (BT):** abaixo de 1000 V. Na Europa, incluindo Portugal os valores típicos são de 400/230¹ V (trifásica, fase-fase e fase-neutro, respectivamente). Nos EUA usa-se a tensão de 240/120 V (monofásica).

O SEE foi durante largos anos explorado apenas de acordo com o paradigma descrito, de tal forma que lhe conferia as seguintes vantagens [22]:

- **Eficiência das grandes centrais eléctricas:** a eficiência eléctrica do processo de conversão de energia pende sempre para o lado das grandes centrais de energia eléctrica. Contudo, muitas das actuais unidades de produção em larga escala têm mais de 20 anos e eficiências que variam entre os 28% e os 35%. Em contraste,

¹ Em bom rigor, seria 400/231

com as eficiências das recentes unidades de produção em pequena escala, que possuem rendimentos entre os 40% e os 55%. No entanto, esta comparação não é razoável pois o nível tecnológico em cada caso é substancialmente diferente. Se fosse possível uma comparação entre as unidades produtoras de pequena escala e as grandes centrais convencionais com níveis tecnológicos semelhantes, as centrais convencionais de maior potência sairiam favorecidas [23].

- **Gestão e operação:** o sistema de transporte interligado permite a transmissão de grandes quantidades de energia a grandes distâncias com perdas reduzidas. Além disso, as práticas de interligação que se verificam nos grandes sistemas de transporte reduzem as exigências de capacidade de reserva e garantem o despacho da unidade com menor custo de produção a qualquer momento. Acresce o facto, de as grandes centrais convencionais e o alargado sistema interligado de redes de transporte contribuírem para o aumento da estabilidade do SEE.
- **Simplicidade de operação ao nível da distribuição:** os fluxos de potência unidireccionais provenientes das subestações com tensão mais elevada até às subestações de BT e MT simplificam o projecto e operação das redes de distribuição.

Apesar das vantagens referidas, o paradigma de exploração convencional do SEE apresenta também algumas desvantagens, sendo possível apontar as seguintes [22]:

- **Distância entre os centros de produção e consumo:** no paradigma convencional de organização do SEE, normalmente existem grandes distâncias a separar os centros produtores e consumidores, exigindo a construção de redes de transporte com vários quilómetros que são por isso bastante dispendiosas. Também o crescente aumento das distâncias de transporte tem vindo a aumentar o volume de perdas nestas redes.
- **Impactos ambientais:** as unidades de produção convencional, geralmente, têm um impacto ambiental muito significativo, devido ao uso massivo de combustíveis fósseis e nucleares. Contudo, estas tecnologias têm vindo progressivamente a ser substituídas por outras com menos impacto ambiental, como as centrais de ciclo combinado com turbinas a gás.
- **Segurança no abastecimento:** num sistema verticalmente integrado, a existência de problemas de regulação, económicos, e de natureza estrutural, pode criar dificuldades relativamente à decisão de serem realizados investimentos na construção de novas centrais ou na rede de transporte. Esta situação tem um forte impacto para a globalidade do SEE, pois qualquer problema ou modificação

num nível hierárquico superior pode afectar um grande número de elementos de níveis hierárquicos inferiores.

As desvantagens enunciadas são a causa principal dos vários desafios que o paradigma convencional do SEE tem vindo a enfrentar, especialmente desde o início dos anos 90. Um dos desafios mais interessantes, resulta do crescente interesse pela instalação de pequenas unidades de produção ligadas às redes de distribuição, habitualmente designadas por unidades de Produção Distribuída (PD). A PD está a captar a atenção dos operadores e planeadores do SEE, dos potenciais promotores e dos decisores políticos. A contribuição fundamental para o recente interesse pelas aplicações de PD tem sido promovido pelo poder político, através de programas para o sector eléctrico, a fim de alcançar metas ambiciosas na redução do CO₂ e alcançar um *mix* energético que permita diminuir a dependência externa relativamente às fontes de energia.

A actual reestruturação da indústria eléctrica que se faz sentir a nível mundial, leva à separação funcional dos componentes que fazem parte da estrutura verticalmente integrada do SEE. Separando-os em produção, actividades de transporte e distribuição de energia, favorecendo-se o livre acesso às redes e contribuindo-se para a criação de um mercado de energia liberalizado e competitivo, onde os consumidores podem procurar o serviço de electricidade mais conveniente.

Estes acontecimentos têm levado a que a exploração convencional do SEE, apresentada anteriormente na figura 2.1, seja progressivamente modificada em direcção a um novo conceito de exploração de modo a integrar as unidades de PD (figura 2.2). Neste novo paradigma, o conceito de PD compreendia numa fase inicial, apenas as formas de produção de energia eléctrica a partir de recursos renováveis ou de sistemas de co-geração. Recentemente, a integração de PD nas redes de AT/MT está a ser estendida às redes de BT, onde os sistemas de μ G, vocacionados para a produção de energia eléctrica em pequena escala nas próprias instalações dos consumidores, conduziram ao aparecimento de um novo conceito - o conceito de consumidor/produtor. Assim, o consumidor deixa de ser um elemento meramente passivo, que se limitava a fazer uso da energia eléctrica apenas para seu próprio benefício, para passar a desempenhar um papel mais activo na gestão técnica e comercial das redes de energia eléctrica, quer por intermédio da própria μ G, quer pela possibilidade de participação em diversos serviços inovadores relacionados com a gestão da procura.

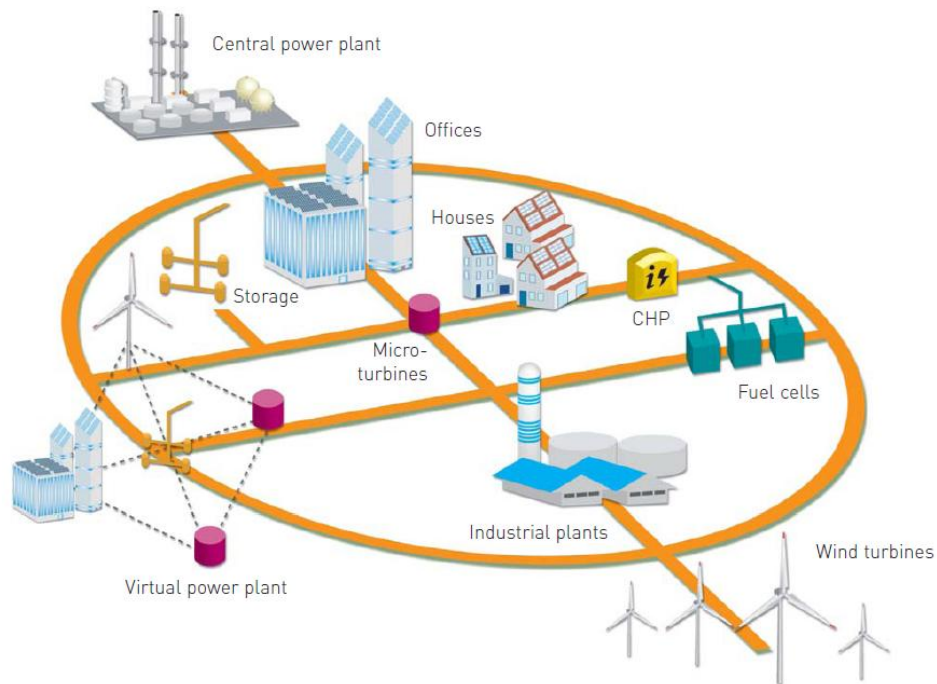


Figura 2.2 - Novo paradigma de exploração do SEE - uma rede eléctrica menos hierarquizada que combina centrais eléctricas convencionais com PD ligada às redes de BT e MT [24]

O novo paradigma de exploração do SEE, assente numa forte integração de unidades de PD sobre a rede de distribuição, conduz a impactos significativos no que respeita ao próprio funcionamento do sistema. O principal desses impactos prende-se com o aparecimento de unidades de geração em locais que não foram planeados para aceitar injeções de potência. Na verdade, as redes de distribuição actuais não foram, na fase inicial do seu projecto, projectadas para receber unidades de produção. Com já se referiu, elas eram operadas com base em princípios bem definidos, segundo os quais a energia flui sempre em apenas uma direcção, ou seja, a partir da subestação para os locais de consumo. Com o advento da PD, tal situação pode sofrer mudanças significativas, em resultado de alterações da magnitude e direcção dos fluxos energéticos usualmente verificados sobre as redes de distribuição. Assim sendo, e no sentido de mitigar tais situações, bem como na tentativa de explorar o potencial da PD integrada sobre as redes de distribuição para apoio à sua exploração, estas redes passam de meramente passivas a redes activas, exigindo novas filosofias de gestão hierarquizada das redes, cargas e produção distribuída. Tais filosofias permitirão obter reais benefícios técnicos e económicos neste novo cenário [2, 20, 24]. Desta forma surge o conceito de micro-rede (discutido convenientemente na secção 2.5.1 do presente capítulo) como soluções técnicas para gestão e operação de redes de distribuição com elevados níveis de integração de PD.

2.2 - Definição de μG

A definição de Microgeração (μG), como se compreenderá nesta secção, integra-se num conceito mais alargado - o conceito de produção distribuída (também conhecida por produção embebida ou produção dispersa). Actualmente, ainda não existe acordo universal nem uma definição formal para o conceito de Produção Distribuída (PD). Um questionário elaborado pelo *International Conference and Exhibition on Electricity Distribution (CIRED)* datado de 1999 [25] ilustra precisamente a inexistência de um consenso geral sobre a definição de PD. De acordo com esse questionário, alguns países definem PD com base no nível de tensão, outros, estabelecem que a PD compreende as fontes de energia ligadas a circuitos eléctricos a partir dos quais as cargas (consumidores) são alimentadas. Existem ainda países, que definem a PD tendo em conta determinadas características, como a produção eléctrica a partir de Fontes de Energia Renováveis (FER), co-geração ou o facto de sua produção ser ou não despachada ou planificada. Uma pesquisa pela literatura especializada nesta área, permite ilustrar a diferentes definições:

- Dondi et al. [26] define PD como uma instalação de produção de energia em pequena escala ou um dispositivo de armazenamento de energia com potências típicas que podem ser inferiores ao kW ou ir até dezenas de MW e que se localiza perto das cargas eléctricas, não fazendo parte da geração centralizada. O autor explicita ainda, o tipo de dispositivos integrados no seu conceito de PD: geradores a biomassa, turbinas a gás, concentradores solares e sistemas fotovoltaicos (FV), pilhas de combustível, microturbinas, conjunto de motores/geradores, pequenas centrais hídricas e tecnologias de armazenamento. É também assumido pelos autores que os geradores podem ser operados de forma interligada com a rede ou em modo autónomo (isolados da rede).
- Ackerman et al. [27] propõem uma definição de PD baseada em vários tópicos que, na perspectiva dos autores, devem ser considerados de forma a estabelecer uma explicação mais precisa do conceito de PD. Os tópicos propostos e que identificam a definição de PD são: fim a que se destina, localização, gama de potência, zona onde a energia é distribuída, tecnologia, impacto ambiental, modo de operação, a propriedade e nível de penetração. Contudo, os autores afirmam que apenas os dois primeiros aspectos são de extrema importância para a definição de PD. Neste sentido, os autores apresentam como finalidade da PD, o fornecimento de energia activa, sem necessidade do fornecimento de energia reactiva. Tendo em conta a localização da PD, os autores consideram a PD como

unidades de produção de energia eléctrica directamente ligadas à rede de distribuição ou ligadas ao contador da instalação consumidora, sendo que a definição de “rede de distribuição” deve estar de acordo com o definido pelas entidades competentes de cada país. A gama de potências, não é considerada como um parâmetro relevante para a definição de PD, já que a gama máxima de potência das unidades de PD, que podem ser ligadas ao sistema de distribuição, depende das características do sistema eléctrico de energia (SEE). Apesar disso, é proposta uma classificação simples baseada na gama de potência nominal (S_n) da PD:

- Micro PD: $1 \text{ W} < S_n < 5 \text{ kW}$;
 - Pequena PD: $5 \text{ kW} < S_n < 5 \text{ MW}$;
 - Média PD: $5 \text{ MW} < S_n < 50 \text{ MW}$;
 - Grande PD: $50 \text{ MW} < S_n < 300 \text{ MW}$.
-
- Willis e Scott [23], definem PD como pequenos geradores tipicamente com potências situadas entre os 15 kW e os 10 MW, que se encontram espalhados pelo SEE. Seguindo a definição de PD apresentada por Dondi et al. [26], estes autores consideram que os geradores podem ser ligados ao SEE (localizados no sistema de distribuição e em instalações de consumidores) ou operar isoladamente da rede eléctrica. Além disso, os autores usam o conceito de produção dispersa quando se referem a geradores muito pequenos, usados em aplicações residenciais ou comerciais, com potência que variam de 10 kW a 250 kW.

 - Jenkins et al. [14] propõem uma definição de PD que não se foca no tamanho dos geradores eléctricos, nos níveis de tensão no ponto de ligação ou no tipo de tecnologia de PD. Em vez disso, os autores definem algumas características generalistas que devem ser respeitadas para se classificar uma fonte de energia como uma unidade de PD, tais características são:
 - Não planeada centralmente pelo operador de rede;
 - Não despachados centralmente;
 - Geralmente menores que 50 - 100 MW;
 - Normalmente ligados ao sistema de distribuição.

 - A Agência Internacional de Energia (AIE) [28] define PD como uma central de produção de energia ligada à rede eléctrica ao nível da distribuição, que serve consumidores locais ou fornece suporte a uma rede de distribuição. Adicionalmente, esta definição especifica o tipo de unidades de PD, tal como em [26].

- Em Portugal, as unidades de PD e μ G encontram-se inseridas na Produção em Regime Especial (PRE). O decreto-lei nº 68/2002 [29] define o conceito de μ G como “produção de energia eléctrica em baixa tensão destinada predominantemente a consumo próprio, sem prejuízo de poder entregar a produção excedente a terceiros ou à rede pública”. Faz ainda referência à potência deste tipo de unidades: “a potência a entregar à rede pública (...) não poderá ser superior a 150 kW”. O decreto-lei 363/2007 [15] refere-se a μ G como: “o produtor de pequena escala tem o direito de fornecer energia à rede desde que pertença às unidades de grupo I”, ou seja, desde que a sua instalação de produção de electricidade monofásica em baixa tensão tenha uma “potência de ligação até 5,75 kW”.

A partir do levantamento bibliográfico sobre a definição de PD, observa-se que as maiores divergências estão relacionadas com o tamanho, isto é, com a gama de potências das unidades de PD. Assim, a grande variedade de definições permite associar ao conceito de PD tecnologia de geração com uma vasta gama de potência. Algumas definições incluem na PD, os grandes parques eólicos ligados à rede de transporte; em contrapartida, outras definições focam-se na unidade de produção em pequena escala ligadas às redes de distribuição. A produção de energia nas instalações dos consumidores é geralmente considerada produção distribuída, tratando-se de um critério mais amplo da definição que permite que os geradores de grande potência de propriedade dos consumidores e ligados à rede de transporte também possam ser considerados PD.

No âmbito desta dissertação, o conceito de PD refere-se à actividade de produção de energia eléctrica ao nível das redes de MT e BT. Esta definição é bastante ampla em termos das tecnologias que podem ser ligadas à rede, bem como na gama de potências, esta pode variar desde poucas unidades de kW até alguns MW. O conceito de μ G utilizado está em conformidade com o estipulado pela legislação portuguesa nomeadamente através do decreto-lei nº 363/2007. De acordo as definições para os conceitos de PD e μ G a usar nesta dissertação, observa-se que o conceito de μ G está incluído no conceito de PD e que ambos se incluem no conceito de PRE, em consonância com o definido pelo governo português. Resta ainda dizer que o termo micro-produtor é usado para identificar um produtor de energia que faz uso tecnologias de μ G.

2.3 - Tecnologias de μ G: Fotovoltaica e Micro-Eólica

Actualmente existem uma gama alargada de tecnologia de μ G, entre as quais se destacam:

- Painéis fotovoltaicos;

- Micro-turbinas-éólicas;
- Pilhas de combustível;
- Microturbinas.

Nesta dissertação apenas serão abordados dois tipos de tecnologias de μG : painéis fotovoltaicos e as micro-turbinas-éólicas. Optou-se por uma descrição apenas destes tipos de tecnologias, pois prevê-se que venham a ser o tipo de tecnologias com maior adesão por parte dos consumidores. Os painéis fotovoltaicos e as micro-turbinas-éólicas, foram o único tipo de tecnologias usado no âmbito desta dissertação, para simular as unidades de μG na redes de distribuição, tal como se poderá constatar posteriormente no capítulo 3.

Mais informação sobre pilhas de combustível e microturbinas, relativas à sua constituição e princípio de funcionamento, poderá ser encontrada em [30-34].

2.3.1 - Painéis Fotovoltaicos

A tecnologia solar fotovoltaica (FV) tem vindo a ser explorada com grande sucesso desde o século passado, tendo registado um grande crescimento principalmente nas décadas mais recentes. Os painéis fotovoltaicos foram utilizados inicialmente no âmbito do programa espacial dos EUA devido à sua óptima relação de energia produzida por unidade de peso. Desde então, a tecnologia FV tornou-se a principal forma de fornecer energia a satélites. Nos dias que correm, é usada nas mais variadas aplicações terrestres, tendo especial importância em locais remotos onde não existe a possibilidade de aceder à rede eléctrica, mas também na alimentação de várias tecnologias existentes em locais de serviço público: serviços de saúde, centros comunitários, sistemas de entrega e tratamento de água, entre outros. Nos países industrializados, os sistemas FV ligados à rede são frequentemente utilizados em grande número de aplicações residenciais, comerciais e em certos casos na prestação de suporte às redes eléctricas [35].

2.3.1.1 - Princípio de Funcionamento

Os painéis fotovoltaicos são constituídos por células fotovoltaicas, também designadas por células solares. Estas são responsáveis pela transformação directa da radiação solar em energia eléctrica (efeito fotovoltaico). A mais comum é a célula de silício cristalina, constituída por camadas de um material semiconductor com diferentes propriedades electrónicas. Numa célula típica deste tipo, o material semiconductor é o silício, dopado com uma certa quantidade de impurezas. Através do processo de dopagem são criadas duas camadas na célula: a camada do tipo p e a camada do tipo n. Para se obter a camada do tipo p é adicionado ao silício uma pequena quantidade de boro, ficando esta camada com excesso de cargas positivas. A camada do tipo n é dopada com fósforo, ficando com excesso de cargas negativas. Na região onde as duas camadas se encontram, designada por junção p-

n, cria-se um campo eléctrico. As partículas de luz (fotões) ao atingir a célula solar, transmitem a sua energia aos electrões de valência do material semiconductor, quebrando a ligação que os mantinha agarrados ao átomo. Por cada ligação quebrada, existe um electrão que se pode movimentar livremente dentro do material. No espaço livre deixado pelo electrão, forma-se uma lacuna que se comporta como uma carga positiva, que tal como os electrões, podem circular livremente ocupando os espaços que resultam da quebra de ligações noutros átomos. Os electrões são acelerados para um terminal negativo, enquanto as lacunas se deslocam para um terminal positivo. A difusão de electrões e lacunas em direcções opostas cria uma corrente eléctrica no ceio do semiconductor. Nestas condições, ligando os terminais a um circuito que se fecha exteriormente através de uma carga (representada na figura 2.3 por RL), a corrente eléctrica circulará, permitindo a alimentação da carga. Importa referir, que o campo eléctrico criado na junção p-n é usado para separar as lacunas dos electrões, evitando que ambos retornem ao espaço que ocupavam antes da quebra das suas ligações e obrigando a que lacunas e electrões circulem em direcções opostas podendo criar a corrente eléctrica que flui na direcção do campo eléctrico [35-37]. Na figura 2.3 ilustra-se este processo.

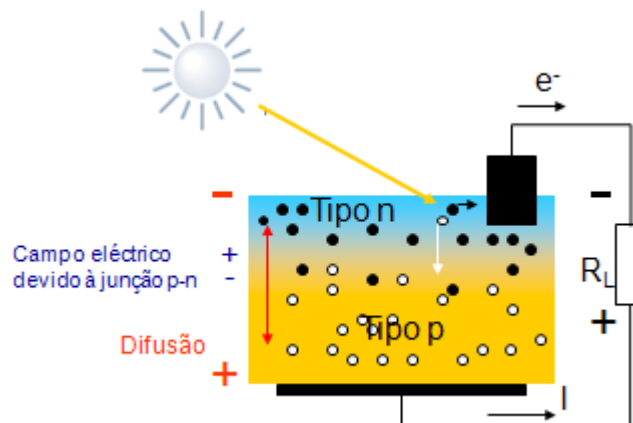


Figura 2.3 - Ilustração do efeito FV, a energia do fotão é convertida em energia eléctrica, em que a corrente eléctrica I circula pela carga R_L [38].

2.3.1.2 - Tipos de Células Solares

As células solares ou FV diferem na sua classificação consoante o tipo material e processo de fabrico usados na sua produção. Os materiais semicondutores normalmente utilizados são o Silício (Si), o Arsenieto de Gálio (GaAs), Telurieto de Cádmiio (CdTe) ou Disselenieto de Cobre e Índio (CIS), sendo que o Silício é sem dúvida o mais usado. Cerca de 95% de todas as células solares no mundo são fabricadas a partir deste material. A justificação é simples: o silício apresenta uma disponibilidade quase ilimitada, numa posição próxima do oxigénio, sendo o segundo elemento químico mais frequentemente utilizado na terra. No entanto, o

Silício não existe na natureza na sua forma elementar, existe apenas na forma de Óxido de Silício (SiO_2) ou mais comumente designado por areia de sílica (SiO_2). A obtenção de Silício puro (o material usado nas células solares deve ser da maior pureza possível) pode ser conseguida através de etapas sucessivas na produção química [39].

De acordo com o exposto no parágrafo anterior, é usual classificar as células solares em três gerações distintas [39]:

- **Primeira Geração:** Células de Silício cristalino (s-Si). Este tipo de células representa cerca de 90% do mercado actual, com um custo de produção por módulo na ordem dos 3.5 Euros por Watt-pico (Wp). Podem ser células de Silício mono ou policristalinas. Dependendo do processo de fabrico utilizado o rendimento (eficiência) típico varia entre 12 a 18% para as células monocristalinas e entre 9.5 a 15% para as policristalinas;
- **Segunda Geração:** Tecnologias de películas finas sobre substratos rígidos (vidro ou cerâmica). Satisfazem aproximadamente 10% do mercado actual. Esta tecnologia devido a ter menores consumos de materiais, de energia e de permitir elevada capacidade de automatização para produção em larga escala, quando comparada com a tecnologia de produção do silício cristalino, tem um custo de produção significativamente mais baixo, sensivelmente de 1 Euro/Wp para a generalidade dos materiais (com excepção do GaAS). O Silício amorfo (a-Si), o Disselenieto de Cobre e Índio (CIS ou CuInSe_2), o Disselenieto de Cobre Índio e Gálio (CIGS), o Telurieto de Cádmio (CdTe) e o Arsenieto de gálio (GaAs) são os materiais semicondutores mais usados. Dependendo do tipo de semiconductor usado e processo de fabrico as eficiências típicas para esta geração variam bastante: entre 5 a 8% para o silício amorfo; cerca de 8% para o CdTe (16% em laboratório); 7.5 a 9.5% para o CIS; 17% para o CIGS; 30% para o GaAS. As células de GaAS, embora tenham eficiências bastante altas, têm uma utilização normalmente restringida a aplicações espaciais, devido ao Gálio ser um material raro, o que torna o custo de produção destas células muito elevado;
- **Terceira Geração:** Nanotecnologias para formação de películas finas sobre substratos flexíveis (células orgânicas, células multi-junção, células termofotovoltaicas). Uma das tecnologias utilizadas mais promissoras com utilização nesta geração são as células orgânicas, ou seja, células FV formadas a partir de composto orgânicos semicondutores como por exemplo o Dióxido de Titânio (TiO_2). O objectivo é “copiar” o processo de fotossíntese que ocorre nas plantas. Podem ser formadas sobre plásticos e películas flexíveis e ser parcialmente transparentes e com cores distintas, tornando-as muito

interessantes para aplicações em edifícios. Encontrando-se ainda em fase inicial de desenvolvimento, esta tecnologia, é uma das mais promissoras pelo potencial baixo custo de produção (inferior a 0.5€/Wp). Rendimentos de 5% já foram obtidos mas prevê-se que atinjam valores entre 10 a 15%.

Mais informações acerca destas e outras tecnologias de células solares, nomeadamente sobre os seus processos de fabrico, podem ser obtidas em [40].

2.3.1.3 - Células, Módulos e Geradores FV

Como já foi anteriormente referido, o componente básico de um sistema FV é a célula solar. Quando atingida pela luz solar, produz uma tensão em circuito aberto que varia entre 0.5 e 1V e uma corrente de curto-circuito de algumas dezenas de miliamperes (mA) por centímetro quadrado (cm²). Por exemplo, uma célula típica de 100 cm² pode produzir cerca de 1.7 W (0.6 V de tensão em circuito aberto e 3.5 A de corrente curto-circuito). Estas características de tensão/corrente não são suficientes para a maioria das aplicações. Assim, as células solares são ligadas electricamente, normalmente em série (um painel solar típico possui entre 30 a 36 células em série), mas também em paralelo e encapsuladas num módulo, permitindo desta forma que se obtenham valores de tensão e corrente de magnitude significativa. Por sua vez, os módulos podem ser ligados em série e/ou paralelo com vista a obter maiores níveis de tensão e corrente, necessários em outro tipo de aplicações. Esta combinação de módulos é normalmente designada por gerador FV ou *array* FV [35, 38]. Na figura 2.4 podem ser visualizados os vários componentes de um gerador FV.

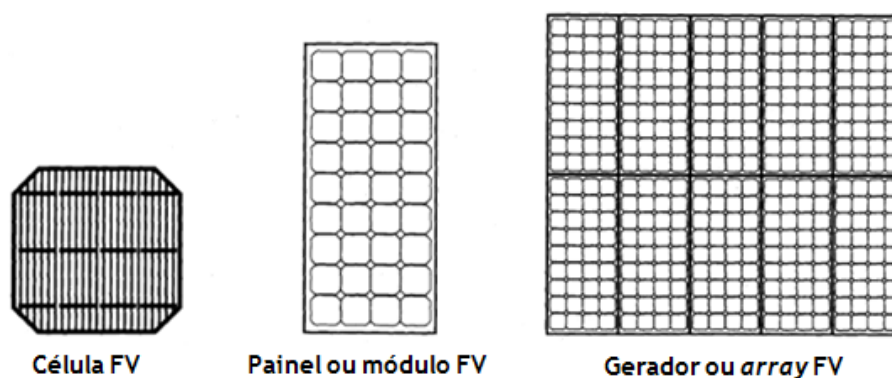


Figura 2.4 - Componentes de um gerador FV [38].

2.3.1.4 - Arquitectura dos Sistemas Ligados à Rede

A energia que se obtém à saída de um gerador FV é produzida em corrente contínua, não podendo assim ser fornecida à maior parte dos aparelhos domésticos ou mesmo à rede eléctrica pública. Assim, além dos módulos FV, são necessários outros componentes

adicionais responsáveis por conduzir, controlar, converter, distribuir e eventualmente armazenar (por exemplo, em sistemas isolados, ou em situações onde o controlo da potência injectada é fundamental) a energia produzida. A quantidade e tipo de componentes dependem dos requisitos funcionais e operacionais de cada sistema e podem incluir: inversores de corrente contínua para alternada (CC-CA), bancos de baterias, controladores para o gerador FV e baterias, geradores auxiliares e, por vezes, cargas eléctricas específicas.

De acordo com os requerimentos funcionais e operacionais, as suas configurações e a forma como é feita a ligação a outras fontes de energia e cargas eléctricas, os sistemas FV classificam-se em duas categorias: sistemas ligados à rede e sistemas isolados [41]. Nesta dissertação serão apenas abordados os sistemas ligados à rede, uma vez que os sistemas isolados, tal como o nome indica, são projectados para satisfazer as necessidades energéticas de um conjunto de cargas eléctricas CC ou CA específicas e operar de forma independente da rede eléctrica.

Os sistemas ligados à rede são projectados para operar interligados com a rede eléctrica de serviço público (figura 2.5). A interface (ligação) com rede pode ser bi-direccional, podendo ser efectuada ligando o inversor ao quadro da instalação produtora ou directamente à rede. Quando a ligação é efectuada de forma directa, a electricidade produzida é injectada directamente na rede eléctrica. Com o acoplamento à instalação da unidade produtora, a energia gerada é em primeiro lugar consumida na instalação, sendo a excedente fornecida à rede pública [40-41].

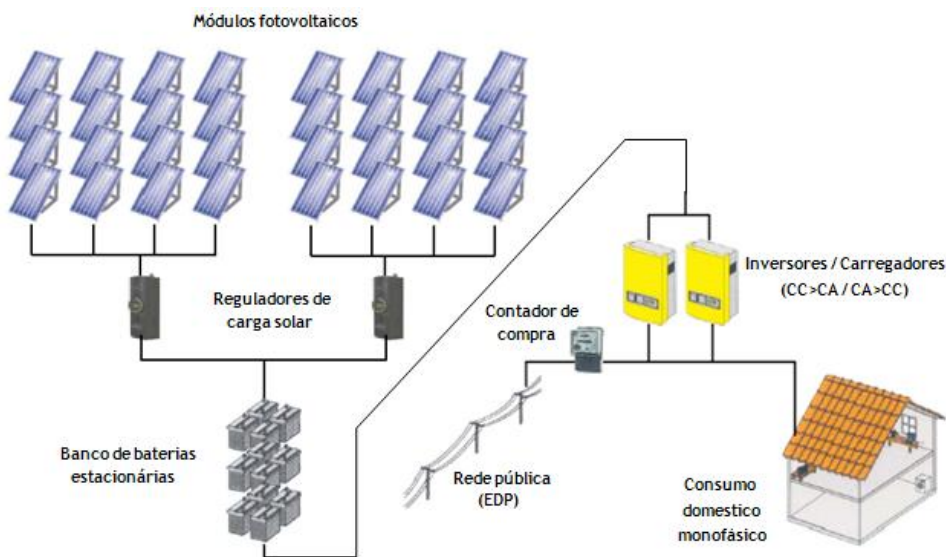


Figura 2.5 - Esquema típico de sistema FV ligado à rede eléctrica pública [42].

Nos casos em que existem dispositivos de armazenamento como baterias, o sistema FV funciona em modo normal enquanto não existirem falhas na rede de distribuição pública; no caso de existir uma interrupção de serviço nesta, o sistema pode continuar a fornecer energia a cargas que se considerem críticas. Ou seja, em circunstâncias normais, o sistema opera em

interface com a rede pública, alimentando as cargas da instalação e enviando o excesso de produção para a rede eléctrica, enquanto mantém as baterias totalmente carregadas. Quando ocorre falha da rede, o circuito de controlo existente no inversor interrompe a ligação com esta, através de um mecanismo de transferência de barramento e opera o inversor através da bateria para fornecer energia apenas ao conjunto das cargas essenciais da instalação. Nesta configuração, a alimentação das cargas críticas deve ser realizada a partir de um sub-painel dedicado a este efeito [41].

2.3.2 - Pequenas e Micro Turbinas Eólicas

O desenvolvimento das primeiras aplicações da era moderna para utilização do vento como fonte de energia iniciou-se em meados dos anos 70, em grande parte devido ao choque petrolífero de 1973 que desencadeou a necessidade de muitos países encetarem programas de investigação e desenvolvimento nesta área. Um contributo essencial foi dado pelo programa de energia eólica dos EUA iniciado nesse mesmo ano, e cujo primeiro resultado visível foi a instalação em 1975, perto de Cleveland, Ohio, da Mod 0 - a primeira turbina eólica (ou aerogerador eólico) da era moderna constituída por um rotor de duas pás com 38 metros de diâmetro e 100 kW de potência. Seguiram-se vários desenvolvimentos que permitiram verificar a viabilidade deste tipo de turbinas. No início dos anos 80, tanto na Europa (principalmente na Holanda e Dinamarca) como nos EUA, (em particular na Califórnia) começaram a ser instaladas as primeiras turbinas eólicas comerciais, tendo tipicamente 10 a 20 metros de diâmetro e potência de 50 a 100 kW [43].

Desde então, os equipamentos para produção de energia eólica evoluíram rapidamente e ganharam grande notoriedade com a instalação massiva de grandes parques eólicos, onde aerogeradores com potências que variam desde poucas centenas de kW até 5 MW têm sido frequentemente instalados. Informação adicional sobre este tipo de geradores eólicos, mais propriamente acerca das técnicas utilizadas no seu controlo, pode ser encontrada em [44]. Paralelamente, a tecnologia de pequenas turbinas eólicas (potência menor que 100 kW) e micro turbinas eólicas (potência inferior a 5 kW) foi igualmente desenvolvida e aperfeiçoada, sendo a sua principal contribuição no fornecimento de energia em zonas isoladas (sem ligação à rede), mas também muito utilizadas, na produção de energia em locais com acesso à rede eléctrica [45]. Assim, juntamente com os sistemas FV, os pequenos e micro aerogeradores apresentam-se como alternativas para clientes que queiram dar a sua contribuição para o problema das alterações climáticas ajudando, ao mesmo tempo, na redução da dependência nacional de combustíveis fósseis e energia nuclear. Normalmente, a escolha das turbinas é feita de modo a satisfazer as exigências energéticas e ao mesmo tempo tendo em conta os recursos eólicos disponíveis: turbinas com potência nominal entre 1kW e 25 kW são uma opção comum para se instalar numa habitação residencial ou numa exploração agrícola.

Muitas das micro-turbinas eólicas, são projectadas para serem montadas no topo dos edifícios, necessitando de características específicas para satisfazer as expectativas particulares dos clientes. Algumas questões chave devem ser tidas em consideração: níveis de ruído, fiabilidade na operação, impacto visual mínimo e respeito pelas normas de segurança (estruturais e eléctricas). A montagem destas turbinas nos pontos mais altos dos edifícios pode proporcionar uma excelente vantagem para produção de electricidade localmente, uma vez que a velocidade do vento aumenta com a distância ao solo. No entanto, os ambientes urbanos geralmente introduzem níveis de turbulência elevados no fluxo de vento relativamente a espaços abertos. Esta turbulência traz impactos negativos para as micro-turbinas eólicas, o que exige um projecto cuidadoso e um adequado planeamento das instalações. De acordo com estes princípios gerais, diferentes projectos tem vindo a ser testados e avaliados a fim de desenvolver uma tecnologia que possa ser amplamente aceite. As tecnologias actualmente existentes para micro-turbinas eólicas podem ser divididas em três categorias [46]:

- **Turbinas eólicas de eixo horizontal:** neste caso, as pás da turbina giram em torno de um eixo horizontal. Actualmente esta é a tecnologia mais usada;
- **Turbinas eólicas de eixo vertical:** neste tipo de projecto, a turbina é desenhada de forma a roda em torno de um eixo vertical. Existem alguns resultados, que sugerem que este tipo de tecnologia, é mais adequado para ambientes habitacionais que as turbinas de eixo horizontal, devido à sua melhor performance em ambientes onde existe turbulência no fluxo de vento;
- **Turbinas eólicas integradas em edifícios:** Este tipo de tecnologia, é especialmente adaptado com a finalidade de usar os edifícios como concentradores de vento, permitindo o direccionamento do fluxo de ar sobre a própria turbina.

2.2.3.1 - Micro Turbinas de Eixo Horizontal

Nesta dissertação, apenas são abordadas as pequenas e micro turbinas com eixo horizontal, visto esta ser a tecnologia actualmente mais utilizada. Na sua generalidade, este tipo de micro-turbinas eólicas são constituídas por um rotor ao qual a turbina se encontra solidamente fixa, um gerador eléctrico, a estrutura de suporte e a cauda ou leme. Relativamente à turbina propriamente dita, é normalmente constituída por duas ou três pás. O configuração de três pás é ligeiramente mais eficiente e permite obter uma característica de funcionamento mais harmoniosa do que uma estrutura de duas pás [45, 47]. As pás são usualmente feitas em fibra de vidro com a resistência apropriada.

O gerador eléctrico é especificamente projectado para as turbinas eólicas. Geradores de ímãs permanentes são os mais populares, uma vez que não necessitam de escovas, como as

utilizadas nos geradores de corrente contínua e em alguns dos convencionais geradores síncronos com sistemas de excitação separados. Na maioria das pequenas e micro-turbinas eólicas, o rotor é ligado directamente ao eixo do gerador de ímanes permanentes, criando assim, em função da velocidade do vento, uma tensão em corrente alternada (CA) com uma frequência variável. Esta tensão, é depois rectificadada para corrente continua (CC) e usada para carregar baterias ou alimentar um inversor síncrono, que permite que a energia seja injectada na rede eléctrica. Nas aplicações com acoplamento directo entre a turbina e o gerador, consegue-se um baixo custo e uma fiabilidade elevada, devido a este tipo de projecto eliminar a necessidade de uma manutenção adicional com engrenagens (existentes na caixa de velocidades) que possuem baixa fiabilidade. Em sistemas com uma gama de potências mais elevada (em geral maior que 20 kW), são utilizadas caixas de velocidades, necessárias para aumentar velocidade do gerador relativamente à baixa velocidade de rotação do rotor. Ainda assim, existem algumas marcas, que comercializam pequenos e micro aerogeradores com caixa de velocidades, utilizadas pelo mesmo motivo que nas turbinas de maior potência.

As pás da turbina devem estar orientadas perpendicularmente à direcção do vento, a fim de extrair a maior quantidade de energia nele existente. Um outro componente importante, são as pequenas esferas de rolamento, que permitem que a turbina acompanhe as mudanças de direcção do vento [47]. O mecanismo consiste basicamente numa cauda ou leme que posiciona o rotor na direcção do vento. Existem também, sistemas de controlo que limitam a velocidade de rotação do gerador e da turbina de forma a protege-los de ventos demasiado fortes. Um mecanismo de paragem é igualmente necessário e bastante útil, permitindo parar a turbina em situações como tempestades violentas ou durante acções regulares de manutenção.

2.4 - Impactos da Produção Dispersa nas Redes de Distribuição

A definição de μG adoptada no contexto desta dissertação, de acordo com o apresentado na secção 2.2 deste capítulo, integra-se no conceito de PD, mas diferencia-se desta pela utilização de tecnologias com características muito específicas e caracterizadas por níveis de potência bastante reduzidos, que permitem a sua ligação às redes de distribuição de baixa tensão. As vantagens da μG e da PD de maior potência apresentam, no seu contexto geral, a mesma natureza. Assim, ao serem referidos os potenciais benefícios que resultam da integração de PD, pode-se igualmente aludir aos potenciais benefícios da μG . Está claro que em termos quantitativos, os impactos da PD devido à sua maior potência, serão superiores. No entanto, importa não esquecer que a μG é instalada ao nível das redes de BT, enquanto a PD de maior potência normalmente é instalada em redes de MT e AT. Ambas utilizam FER ou

processos de conversão de elevada eficiência energética utilizando combustíveis fósseis, como por exemplo em processos de co-geração.

Nesta dissertação é dado especial enfoque a um conjunto específico de impactos técnicos, que resultam da integração de μG nas redes de distribuição. Contudo, estes impactos incluem-se em questões mais abrangentes e que têm potenciado o crescimento da PD e da μG . De acordo com um inquérito realizado em 1999, pela *International Conference and Exhibition on Electricity Distribution (CIRED)* aos seus países membros [25], a integração PD está a ser impulsionada por diversas razões, as quais incluem: factores comerciais, políticas que promovem a concorrência, e iniciativas governamentais que encorajam a utilização de FER levando a uma crescente consciência ambiental. Na mesma pesquisa, conclui-se ainda que o actual e crescente interesse pelo desenvolvimento de aplicações de PD não está directamente relacionado com qualquer tipo de necessidade ou interesse por parte das companhias de distribuição de energia/operadores da rede de distribuição. No entanto, a adopção de uma verdadeira política alternativa para as redes de distribuição encoraja as partes interessadas pelo sector eléctrico (planeadores e operadores do sistema eléctrico de energia, decisores políticos e reguladores, fabricantes de PD e clientes) à exploração dos potenciais impactos que a PD pode ter em diversos campos. Os mais relevantes a nível técnico, ambiental, social, económico e de âmbito nacional/regulador são discutidos nas secções seguintes [48].

2.4.1 - Principais Benefícios Técnicos

A integração da PD nas redes de distribuição acarreta, em geral, um conjunto de benefícios que têm contribuído para o aumento do interesse neste tipo de unidades. No entanto, em alguns casos, o crescimento dos níveis de integração de unidades de PD na rede poderá trazer alguns problemas, podendo estes problemas constituir factores de limitação para a integração de PD. Os principais impactos, a este nível, para as redes são os seguintes:

- **Melhoria nos perfis de tensão;**
- **Redução das perdas de energia;**
- **Descongestionamentos nos ramos das redes.**

De acordo com P.Chiradeja e R.Ramakumar [17], o aumento da PD nas redes eléctricas traduz-se em geral numa redução das perdas activas nas redes e um melhoramento do perfil das tensões nos barramentos. No entanto, em determinadas condições de operação da PD, os autores concluem que a mesma poderá provocar problemas nos perfis de tensão. Os mesmos autores concluíram ainda que em termos percentuais os benefícios na redução de perdas são muito superiores relativamente ao melhoramento nos perfis de tensão. Também para S.M. Silva et al. [16] as perdas activas e reactivas nas redes de distribuição diminuem com o

aumento de μG . Já os valores de tensão aumentam de forma aproximadamente linear com o crescimento da μG , confirmando um vez mais o seu benefício para os perfis de tensão. Num estudo de J. et al. 2005 [18] tiram-se conclusões positivas acerca do benefício da μG para o trânsito de energia nas linhas, mostrando que a percentagem de carga nos ramos pode ser reduzida significativamente se for considerada uma elevada taxa de penetração μG na rede. Estes autores verificam também que as perdas activas e reactivas diminuem com o aumento da μG .

Não obstante dos benefícios técnicos e comprovados da μG , existem alguns estudos [49-50] em que se conclui que quando o nível de penetração de μG nas redes se torna demasiado elevado ocorrem problemas para as redes de média e baixa tensão (aumento da magnitude da tensão, aumento da potência de curto-circuito, flutuações na tensão, sobrecarga das redes).

Outro dos factores a ter em conta é a localização das unidades PD. Vários estudos apontam este elemento como uma condição que faz variar quantitativamente os benefícios da PD nas redes. Em P. Chiradeja et al. 2003 [51], os autores mostram que os perfis de tensão dependem do local onde se concentra a PD, concluindo que os perfis de tensão apresentam uma melhoria, nos casos em que a PD está instalada perto da carga. T. Tran-Quoc et al. 2003 [52] verificaram que nas redes de BT, quando a PD é mais distribuída pela rede os benefícios, tanto para os perfis de tensão como para o congestionamento nos ramos, são menores do que quando a PD é concentrada num pequeno número de barramentos.

Alguns estudos [53] demonstram que existem localizações ideais e quantidades óptimas de unidades de μG que maximizam os potenciais benefícios da μG nas redes. Uma das possíveis abordagens a este problema e que tem vindo a ser implementada com frequência consiste na utilização de técnicas de inteligência artificial, como por exemplo algoritmos genéticos.

O problema de determinação da localização óptima de instalação das unidades de geração dispersa e do número óptimo de unidades que se devem considerar deve ter em conta a minimização das perdas e percentagem de carga nos ramos, assim como, a maximização da tensão nos barramentos.

2.4.2 - Questões Ambientais

Nos dias de hoje, a sociedade tem cada vez mais consciência dos impactos ambientais resultantes de actividades industriais, nomeadamente as relativas ao sector eléctrico de energia. Na sequência do protocolo de Quioto [6], os governos tornaram-se mais receptivos à adopção de políticas amigas do ambiente a fim de contribuir para a redução das emissões de Gases de Efeito de Estufa (GEE). Portanto, a procura de soluções não poluentes e economicamente eficientes para o uso de energia tem sido um factor importante na definição de novas políticas energéticas [17]. A instalação massiva de PD nos sistemas eléctricos de energia reduz a capacidade necessária em centrais convencionais de energia, uma vez que

aumentado a produção a partir de unidades de PD as exigências de produção nos geradores convencionais são menores. Adicionalmente a redução de perdas, promovida pelas unidades de PD, também contribui para a redução de produção de energia dos geradores convencionais. Estes dois factores, aliados à adopção de tecnologias de PD com as menores emissões poluentes por MWh (em comparação aos geradores convencionais), ajudam nas reduções globais de CO₂ devidas ao sector eléctrico. Torna-se assim imperativo adoptar tecnologias com menos impacto ambiental, como as que produzem energia a partir de FER (vento, sol, biomassa, resíduos sólidos urbanos, mini-hídricas etc.) ou tecnologias com elevada eficiência energética como aplicações para a produção combinada de calor e electricidade (co-geração). A PD pode também ser um elemento chave para o sector industrial onde, além de necessidades eléctricas, a energia térmica é uma componente essencial ao funcionamento da maioria dos sistemas com aplicação no sector. Se compararmos a eficiência de uma central termoeléctrica convencional que utiliza combustíveis fósseis, com o uso destes mesmo combustíveis fósseis, numa aplicação industrial baseada em processos de co-geração (com o propósito de satisfazer as suas exigências térmicas), observa-se que a primeira opção é muito menos eficiente que a segunda [28].

2.4.3 - Questões Económicas e Comerciais

Nos últimos anos, o sector eléctrico tem vindo a assistir a uma tendência generalizada de passar de uma estrutura verticalmente integrada para um ambiente fortemente regulado, com condições de livre acesso à rede de distribuição, o que deverá favorecer o desenvolvimento e integração de PD [14].

Como é de esperar, num mercado actualmente competitivo, os clientes procuram um serviço de entrega de energia que mais se adequa às suas necessidades. Ao mesmo tempo, o desenvolvimento tecnológico registado nos últimos anos, permitiu a comercialização de tecnologias de produção de energia eléctrica que até então estavam apenas numa fase de desenvolvimento, como por exemplo as pilhas de combustível e as micro-turbinas. Devido às suas características, este tipo de tecnologias é adequado para aplicações de PD, contribuindo para ampliar o espectro de opções disponíveis que melhor satisfazem as necessidades específicas de cada cliente.

Assim, a PD pode ser vista pelos intervenientes no mercado, como uma ferramenta com enorme potencial a explorar, adaptada às características de um mercado altamente mutável, em que se procura um equilíbrio entre risco e oportunidades promissoras. De facto, existem vários factores que permitem às aplicações de PD terem um alta flexibilidade na adaptação às novas condições de mercado, como são exemplo: o tempo de construção reduzido e a redução do risco financeiro quando comparado com as centrais convencionais [28, 48, 54]. A avaliação de tais condições de mercado, que compreende os benefícios resultantes da integração de PD no sistema eléctrico de energia, é de extrema importância para as empresas

distribuidoras, consumidores e reguladores. Num ambiente aberto de mercado, os incentivos à PD devem ser baseados no valor real induzido pela ligação de determinada unidade de PD e não pelos incentivos ou subsídios decretados pelos governos [55]. Alguns exemplos dos potenciais aspectos a serem explorados num mercado aberto, que podem conduzir a uma integração e implementação eficaz das unidades de PD são:

- **Melhoria na fiabilidade:** o número de consumidores que exigem segurança e fiabilidade no abastecimento de energia eléctrica está a crescer a um ritmo elevado, especialmente em classes que dependem da mais alta tecnologia, onde interrupções no fornecimento podem levar a elevadas perdas financeiras. Além disso, situações como os apagões que ocorreram na Califórnia nos anos de 2000 e 2001, assim como outras complicações no sector eléctrico têm contribuído para realçar o valor da PD como um meio de aumentar a fiabilidade no abastecimento de energia eléctrica [22]. Os benefícios da PD poderão vir da redução do tempo de interrupção e da energia não fornecida, especialmente nos casos em que a PD pode operar autonomamente em caso de falha na rede [56-57]. A possibilidade oferecida pela PD de operar em rede isolada nas redes traz benefícios para os consumidores, para os proprietários das unidades de PD e para o operador da rede de distribuição. Para os consumidores, os principais benefícios residem na continuidade de serviço, podendo continuar a receber energia eléctrica após a falha da alimentação principal. Os proprietários das unidades de PD tiram partido das receitas adicionais recebidas pela energia adicional que vendem na fase em que a rede se encontra em ilha. Por último, os operadores da rede de distribuição têm benefícios decorrentes da melhoria dos índices de fiabilidade do sistema global e a consequente redução nas sanções monetárias que são devidas aos consumidores quando os padrões regulamentados nos índices de qualidade de serviço não são cumpridos.
- **Capacidade de suporte nas horas de ponta:** os geradores de emergência instalados em muitos edifícios não são, em condições normais, operados em paralelo com a rede principal. No entanto, se esta situação for permitida, especialmente durante as horas de ponta de consumo, a injeção de energia na rede principal representará uma percentagem significativa da ponta do diagrama de cargas nesse período [58-59]. A existência deste tipo de fontes de alimentação tem ganho especial importância nos EUA, onde o crescimento do consumo a ritmo elevado tem conduzido a margens apertadas na capacidade, tornando o sistema susceptível a falhas no fornecimento de energia. Um opção possível de ser prevista consiste na exploração da flexibilidade de muitas tecnologias de PD, a fim de reagir contra subidas rápidas nos preços durante as horas de ponta e favorecendo a gestão do congestionamento nas redes de

distribuição [60]. Embora as unidades de PD possam não ser tão eficientes e económicas com as unidades de produção centralizadas, elas encontram-se próximas dos consumidores. Esta posição estratégica tem a vantagem de evitar o custo pela utilização das redes de transporte e distribuição, que são uma parte significativa do preço total da electricidade. Então, pode dizer-se que evitando os custos associados ao transporte e distribuição e melhorando a fiabilidade no fornecimento de energia, a PD pode proporcionar uma melhor qualidade de serviço a um custo inferior [23].

- **Diferimento de investimento em infra-estruturas eléctricas:** em vez de se investir no reforço ou expansão de novas linhas de transmissão, construção de novas subestações ou centrais eléctricas, a PD dispersa pode ser usada para acomodar o crescimento de carga e, eventualmente, suportar o alívio de componentes sobrecarregados [55, 61-62]. O actual paradigma da PD solicita requer a adopção de metodologias integradas onde, para além das opções convencionais para expansão da capacidade da rede, uma nova alternativa deve ser considerada - a exploração dos recursos de PD. Um exemplo que ilustra esta situação pode ser encontrado em [55], onde os autores apresentam uma metodologia para quantificar os diferimentos de investimento devidos à PD. Os benefícios obtidos pela concessionária das redes são quantificados em termos monetários, concluindo-se que os diferimentos maiores são conseguidos quando a PD se encontra localizada perto das cargas ligadas nas proximidades de ramos de alimentação longos.
- **Fornecimento de serviços de sistema:** a operação segura e fiável do SEE como um todo exige a prestação de serviços de sistema, que tradicionalmente têm sido assegurados pelas grandes centrais ligadas à rede de transmissão. Com a integração da PD nas redes de distribuição, torna-se indispensável desenvolver mecanismos que permitam incluir a sua participação no fornecimento de serviços de sistema. Caso se continue a adoptar uma metodologia em que a energia produzida pela PD não apresenta qualquer possibilidade de controlo, entrar-se-á numa situação de aumento do custo de operação global do SEE. A participação da PD no fornecimento de serviços de sistema contribuirá também para a melhoria na viabilidade económica de alguns projectos de unidades de PD. Resta dizer que a participação da PD nestes serviços, pode incluir suporte nos seguintes aspectos: potência reactiva e controlo de tensão, capacidade de produção de energia a pedido do operador da rede, participação na regulação de frequência e contribuições para a melhoria na qualidade da energia (oscilações da tensão, filtragem activa e compensação em situações de cavas de tensão) [48, 60, 63].

- **Redução de perdas de energia nas redes de distribuição:** As entidades reguladoras têm vindo a implementar políticas que incentivam as companhias de distribuição a serem economicamente mais eficientes, através da redução das suas perdas de energia. Normalmente, estes incentivos traduzem-se num valor monetário calculado com base na diferença de custos entre as perdas reais e perdas típicas definidas pelas entidades reguladoras através de modelos de referência. Se as perdas reais forem inferiores às perdas típicas, o distribuidor obtém lucros [62, 64]. Por exemplo, em Espanha, as companhias de distribuição compram as perdas de energia no mercado grossista. As perdas de energia são calculadas pela diferença entre a energia injectada nas redes e a energia vendida aos consumidores. Por sua vez, os consumidores pagam às empresas distribuidoras, a energia que consomem afectada por um coeficiente típico de perdas, definido pela entidade reguladora. Portanto, as companhias de distribuição compram as perdas no mercado grossista, mas recebem apenas uma quantia relativa às perdas típicas definidas. Como a PD traz reduções nas perdas das redes de distribuição, a consequência directa traduz-se em lucros para as empresas distribuidoras [64]. Por essas razões, nos modelos adoptados para os clientes de PD, existem derivações nas metodologias usadas para alocação de perdas. Em [65-66] os autores propõem uma metodologia que promove a implementação de incentivos aos proprietários de PD através da avaliação das diferentes unidades de PD de acordo com o impacto que essas têm nas perdas das redes de distribuição.

2.4.4 - Questões Nacionais/Reguladoras

A protecção do ambiente, as questões sociais e a prosperidade económica são os componentes básicos para um desenvolvimento sustentável. Para se atingirem tais objectivos, um sistema de energia com elevada fiabilidade no fornecimento é da maior importância. Garantir a sustentabilidade energética e a sua segurança, exigirá um conjunto de acções coordenadas baseadas no apoio da opinião pública, a fim de explorar caminhos para aumentar a eficiência energética e implementar novas fontes de energia. As crises petrolíferas ocorridas nas últimas décadas e o expectável fim desse recurso, têm levado os governos mundiais a adoptar políticas que visam a redução da dependência de recursos externos. As políticas previstas buscam a diversificação das fontes de energia primárias, criando acções reguladoras que promovam as FER, tentando assim alcançar uma combinação energética sustentável e mais segura. A PD pode ser o componente que faltava para alcançar tal objectivo, devido às especificidades seguintes [48]:

- **A natureza intrínseca da PD é estar dispersa pela rede:** como as fontes de PD se encontram localizadas perto dos consumidores, contribuem para o aumento global da fiabilidade e segurança do SEE. Basta observar que a falha numa unidade de pequena potência, tem um impacto pouco significativo no SEE quando

comparada com a falha de um grande central convencional, além de que existe uma maior facilidade na transmissão de energia utilizando unidades de PD.

- **Diversas tecnologias e fontes de energia primárias:** Actualmente, o grosso das reservas de combustíveis fósseis está localizado em regiões com uma instabilidade política elevada, o que torna o controlo desses combustíveis imprevisível. Consequentemente, acarreta um risco elevado para os investidores que intervêm no mercado eléctrico. O uso de FER contribui para a redução da dependência externa dos países em combustíveis fósseis e possibilita um maior controlo do sector energético em cada país [60].

2.5 - Situação em Portugal

2.5.1 - Enquadramento da μ G no Sistema Eléctrico Nacional

De acordo com o apresentado na secção 2.1 deste capítulo, o conceito tradicional de exploração do SEE consiste numa estrutura hierarquizada, em que a energia flui desde grandes centrais afastadas dos centros de consumo até aos consumidores finais. Neste paradigma tradicional, tanto em Portugal como no resto de mundo, o financiamento, construção e exploração do SEE, esteve durante largos anos a cargo de empresas concessionárias monopolistas, públicas ou privadas. No entanto, depois da comprovação de que um ambiente concorrencial é a chave da obtenção de ganhos de eficiência e, por consequência, do aumento do bem-estar do consumidor, o modelo organizacional tradicional começou a ser posto em causa. Assim, com o objectivo de criar um mercado mais competitivo, o sector eléctrico tem vindo a sofrer, desde o início dos anos 70, uma profunda reestruturação à escala global.

Em Portugal, a abertura do sector eléctrico foi iniciada em 1988 com a publicação do Decreto-Lei n.º 189/88, que permitiu a produção independente usando FER ou co-geração. Contudo, a primeira grande reestruturação do sector eléctrico ocorreu em 1995 quando foi estabelecido, no quadro do Sistema Eléctrico Nacional (SEN), a coexistência de um sistema eléctrico de serviço público e de um sistema eléctrico independente, sendo este último organizado segundo os princípios orientadores de uma lógica de mercado. Mais recentemente, a Resolução do Conselho de Ministros n.º 169/2005 aprovou a estratégia nacional para a energia, onde se estabelece o aprofundamento da liberalização iniciada em 1995 e a promoção da concorrência nos mercados energéticos. Assim, no quadro legal, ficaram transpostos para legislação nacional, os princípios da Directiva n.º 2003/54/CE, do Parlamento Europeu e do Conselho, que tinha por finalidade a criação de um mercado livre e concorrencial na área da energia. Toda esta estratégia, foi definitivamente concretizada com

o Decreto-Lei n.º 29/2006 e legislação posterior, designadamente, o Decreto-Lei n.º 172/2006 e Decreto-Lei n.º 264/2007, onde se estabeleceram os princípios de organização e funcionamento do SEN, bem como as regras gerais aplicáveis ao exercício das actividades de produção, transporte, distribuição e comercialização, e, ainda, a organização dos mercados de electricidade [21, 67]. Estas cinco actividades, que em regra são desenvolvidas de forma independente, constituem a cadeia de valor do actual modelo organizacional do SEN apresentada na figura seguinte.



Figura 2.6 - Cadeia de valor representativa da organização do SEN [68].

Com o novo quadro estabeleceu-se, então, um sistema eléctrico nacional integrado, em que as actividades de produção e comercialização são exercidas em regime de livre concorrência, mediante a atribuição de licença, e as actividades de transporte e distribuição são exercidas mediante a atribuição de concessões de serviço público.

A produção de energia eléctrica, como se pode observar na figura 2.6, encontra-se dividida em Produção em Regime Ordinário (PRO) e Produção em Regime Especial (PRE). A PRO é relativa à produção de electricidade com base em fontes tradicionais não renováveis (carvão, gás, fuel, gasóleo, entre outros) e em grandes centros electroprodutores hídricos (em Portugal, os principais produtores no regime ordinário são a EDP Produção, a Turbogás e a Tejo Energia). A PRE é relativa à co-geração e à produção eléctrica a partir da utilização de FER [67-68]. Neste sentido, e de acordo com a definição de μG apresentada no início do presente capítulo, a μG enquadra-se na PRE, quer através da produção com recurso a FER,

quer através da micro-co-geração em que são normalmente usados combustíveis fósseis (produz-se calor e electricidade num processo de alta eficiência energética, por exemplo, recorrendo-se a micro-turbinas a gás).

Importa ainda salientar, que no processo de produção de energia está subjacente a garantia do abastecimento, no âmbito do funcionamento de um mercado liberalizado. O acesso à actividade é livre, cabendo aos interessados a respectiva iniciativa. Assim, os PRO podem vender a electricidade produzida através da celebração de contratos bilaterais com clientes finais e com comercializadores de electricidade ou através da participação nos mercados organizados, designadamente o Mercado Ibérico de Electricidade (MIBEL). Os produtores de electricidade em regime especial, nomeadamente o micro-produtores, gozam do direito de vender a electricidade que produzem ao comercializador de último recurso. Tanto uns como outros podem igualmente fornecer serviços de sistema, através da celebração de contratos com o operador de sistema, ou através da participação em mercados organizados para este efeito [67].

A actividade de transporte de electricidade é efectuada através da Rede Nacional de Transporte (RNT), mediante uma concessão atribuída pelo Estado Português, em regime de serviço público e de exclusividade à Redes Energéticas Nacionais (REN). Assim, no âmbito do respectivo contrato de concessão, a REN é a única entidade de transporte de electricidade em Portugal continental. A exploração da RNT integra a função de operador de sistema, ou seja, cabe à REN realizar a gestão técnica global do sistema, assegurando a coordenação sistémica das instalações de produção e de distribuição, tendo em vista a continuidade e a segurança do abastecimento e o funcionamento integrado e eficiente do sistema. Desta forma, a concessionária da RNT (REN) relaciona-se comercialmente com os utilizadores das respectivas redes, tendo direito a receber, pela utilização destas e pela prestação dos serviços inerentes, uma retribuição por aplicação de tarifas [67-69].

A distribuição de electricidade processa-se através da exploração da rede nacional de distribuição (RND) constituída por infra-estruturas ao nível da alta e média tensão, assim como da exploração das redes de distribuição de baixa tensão. A rede nacional de distribuição é operada através de uma concessão exclusiva atribuída pelo Estado Português. Actualmente, a concessão exclusiva para a actividade de distribuição de electricidade em alta e média tensão pertence à EDP Distribuição (EDPD). As principais competências da EDPD na RND consistem em assegurar a sua exploração e manutenção em condições de segurança, fiabilidade e qualidade de serviço, bem como gerir os fluxos de electricidade na rede, assegurando a sua interoperacionalidade com as redes a que esteja ligada e com as instalações dos clientes, no quadro da gestão técnica global do sistema (função operador da rede de distribuição). Também a concessionária da RND se relaciona comercialmente com os utilizadores das respectivas redes, tendo direito a receber uma retribuição por aplicação de

tarifas reguladas. O operador de rede de distribuição não pode adquirir electricidade para comercialização.

O exercício da actividade de comercialização de electricidade consiste na compra e venda de electricidade para comercialização a clientes finais ou outros agentes, através da celebração de contratos bilaterais ou da participação em outros mercados. No actual modelo do SEN, a comercialização de electricidade encontra-se inteiramente aberta à concorrência, contudo, sujeita a atribuição de licença onde se define o elenco dos direitos e dos deveres na perspectiva de um exercício transparente da actividade. Os comercializadores podem, então, comprar e vender electricidade livremente e têm o direito de aceder às redes de transporte e de distribuição mediante o pagamento de tarifas de acesso estabelecidas pela Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE). Os consumidores podem escolher o seu comercializador e trocar de comercializador sem quaisquer encargos adicionais. A EDP Serviço Universal, que actua como Comercializador de Último Recurso do SEN, é actualmente o maior comercializador em Portugal. Adicionalmente, as principais empresas de comercialização em Portugal são a EDP Comercial, a Endesa, a Iberdrola e a Union Fenosa. As empresas de comercialização de electricidade são ainda responsáveis pela gestão das relações com os consumidores finais, incluindo a facturação e o serviço ao cliente [67-68].

Ao nível dos mercados organizados de electricidade, estes operam num regime livre e estão sujeitos a autorizações concedidas conjuntamente pelo ministro das Finanças e pelo ministro responsável pelo sector energético. Os produtores PRO e os comercializadores, entre outros, podem tornar-se membros do mercado. A operação do mercado de electricidade deve ser integrada no âmbito do funcionamento de quaisquer mercados organizados de electricidade estabelecidos entre o Estado Português e outros Estados-membros da UE [69].

2.5.2 - Potencial das FER e Potência Instalada

Portugal não tem recursos conhecidos de petróleo ou de gás natural e os recursos disponíveis de carvão estão praticamente extintos. Esta escassez de recursos conduziu Portugal a uma elevada dependência energética do exterior (82.9%, em 2007), sobretudo ao nível de combustíveis fósseis [70].

Nestas condições, Portugal viu-se confrontado com a necessidade de desenvolver formas alternativas de produção de energia, nomeadamente, promovendo e incentivando a utilização de tecnologias de PD e μ G baseadas em recursos energéticos endógenos. Se atendermos ao elevado potencial existente em recursos naturais no território nacional, conclui-se facilmente que a aposta em FER faz todo o sentido, ora vejamos: Portugal tem a melhor exposição solar da Europa, recursos hídricos abundantes, um potencial eólico que possibilita o conveniente

aproveitamento deste recurso e, ainda, uma costa extensa que poderá permitir o aproveitamento da energia das ondas e das marés.

A nível solar, Portugal, dispõe de um número médio anual de horas de sol, que varia entre as 2200 e 3000 no continente, e entre 1700 e 2200 nos arquipélagos dos Açores e da Madeira, tendo como se referiu a melhor exposição solar da Europa (figura 2.7). Apesar disso, era dos países que menos investia neste tipo de energia, comparando por exemplo com países como a Alemanha que lideram destacadamente, mesmo sem possuir tanta potencialidade (1200 a 1700 horas de exposição solar medias anuais) [71]. Esta situação tem vindo a ser alterada nos últimos anos, registando-se um aumento considerável na potência instalada de energia FV (ver tabela 2.1). A título de curiosidade, em 2008, foram ligados à rede os primeiros 2.6 MW da maior central fotovoltaica do mundo, localizada em Moura (distrito de Beja). Ainda em fase de finalização, prevê-se que até final do presente ano, esta central esteja a funcionar na sua capacidade máxima que ronda os 62 MW, correspondendo a uma produção anual de energia eléctrica superior a 18 GWh [72-73].

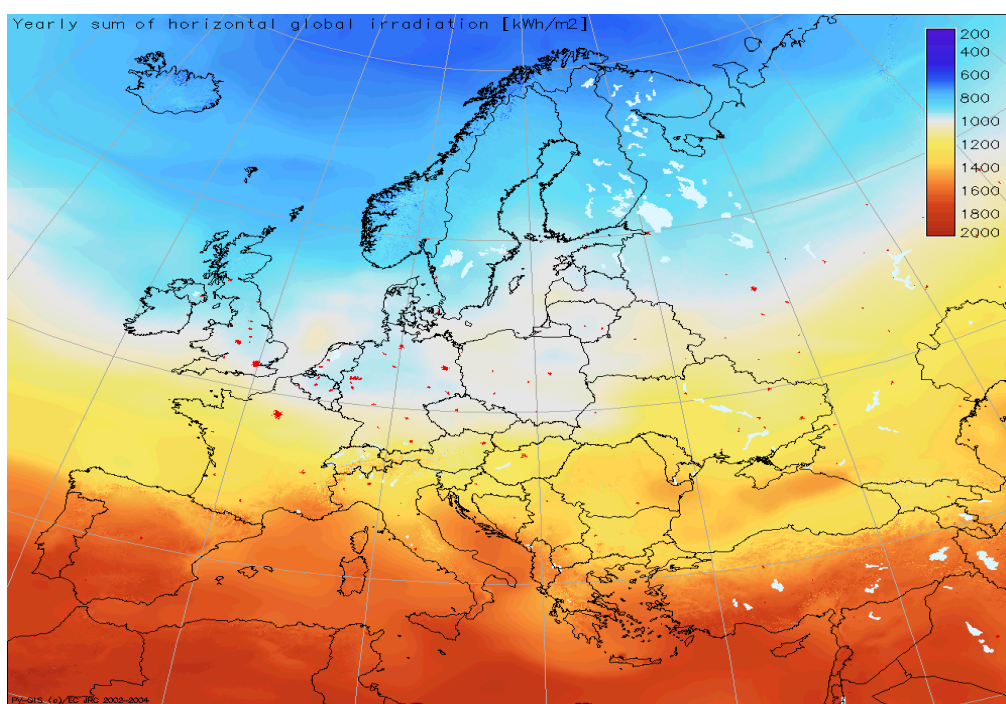


Figura 2.7 - Distribuição global da irradiação média anual na Europa (kWh/m^2) [74]

Relativamente à energia eólica, Portugal, apresenta nas zonas costeiras e em determinadas zonas de maior altitude, um potencial bastante satisfatório para a produção de energia a partir do vento. Como se observa pela figura 2.8, as maiores velocidades médias anuais do vento (6 a 6,5 m/s, a 60 m de altura) no espaço terrestre (*onshore*), encontram-se junto ao litoral oeste, nomeadamente na zona centro, e em certas regiões do interior norte. O recurso eólico no mar (*offshore*) apresenta valores intermédios, caracterizando-se a costa

portuguesa por velocidades médias do vento, a 100 m de altura, da ordem de 8 m/s, portanto valores superiores às velocidades do vento registadas em terra.

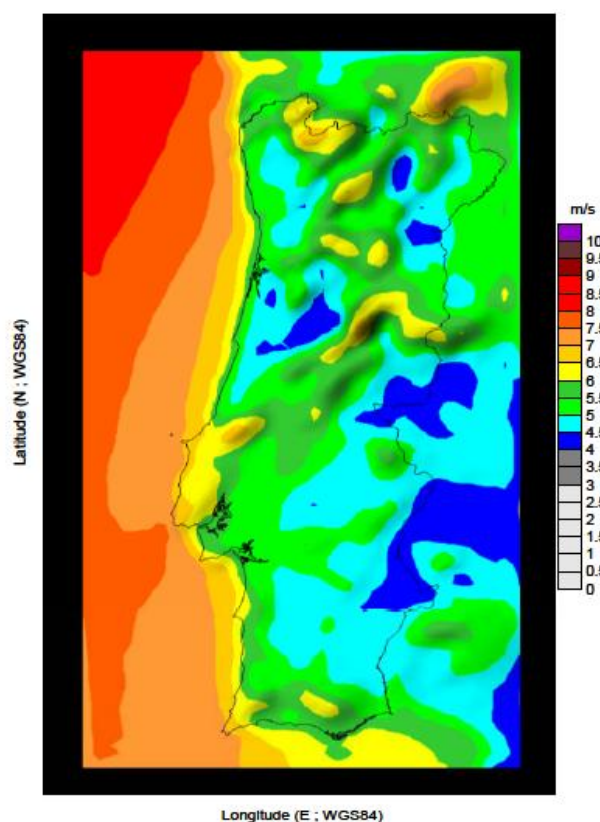


Figura 2.8 - Atlas português do vento (ano de referência de 1999, velocidade média horizontal a 60m de altitude, resolução espacial 9x9 km) [75].

Quanto ao aproveitamento deste tipo de recurso renovável, a situação em Portugal, é bem diferente do que se regista para a energia solar fotovoltaica, assistindo-se a um dinamismo que tinha sido inédito até ao momento. Em 2008, a potência total instalada em aproveitamentos eólicos em Portugal era de cerca de 3.000 MW, registando-se actualmente um número de pedidos de licenciamento de novas instalações que excede largamente o potencial técnico do recurso eólico *onshore*. No que diz respeito à potência eólica *offshore* como se referiu, o potencial do vento (velocidade) para a sua exploração é maior do que em terra, no entanto, as difíceis condições naturais inerentes ao oceano tornam tecnicamente difícil a instalação de turbinas eólicas. Mesmo assim, espera-se que seja uma das áreas onde se registarão maiores avanços, registando-se uma tendência para o aumento da potência untaria, já que actualmente existe um maior conhecimento da tecnologia das fundações das turbinas no mar e das condições de vento nesse local [43].

No que diz respeito à energia hídrica, Portugal, é um dos países da União Europeia com maior potencial hídrico por explorar. O lado negativo da questão, é que é também dos países

que menos cresceu em capacidade hídrica nos últimos 30 anos, tendo hoje, ainda cerca de 54% do potencial por aproveitar. Portugal tem como objectivo para 2020, alcançar os 7000 MW de potência instalada, o que corresponderá a cerca de 70% do potencial hídrico nacional [73].

Tendo em conta o potencial português ao nível de FRE, a situação a nível geral que se regista actualmente em Portugal, é mais tranquilizadora. Segundo dados da DGEG [12], em Outubro de 2009, a percentagem real do total da energia eléctrica produzida a partir de FER era de 31.5%. De acordo com a mesma fonte, até Outubro de 2009 tinham sido já licenciados aproximadamente 10221 MW de instalações electroprodutoras usando FER (mais 15% relativamente à potência instalada actualmente). Na tabela 2.1, mostra-se a evolução da potência instalada de FER em Portugal continental desde 2001 até Outubro de 2009. Como se observa, no ano de 2009 a maior parte da potência instalada em FER, encontra-se ao nível da energia eólica (total de 3455 MW) e da energia hídrica (total de 4825 MW). Se tivermos em conta a taxa de crescimento média anual (TCMA) observa-se que o tipo de FER que mais cresceu foi a fotovoltaica, registando um crescimento entre 2002 e 2008 de 72.3%, seguida da energia eólica com um crescimento de 57.7%. Relativamente à energia eólica, 38% da potência instalada situa-se em grandes parques eólicos com potência igual ou inferior a 25 MW.

Tabela 2.1 – Evolução da potência instalada em FER em Portugal Continental (MW)

Tipo de FER	Ano									TCMA
	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	Out.2009	
Hídrica Total	4263	4288	4292	4561	4752	4802	4805	4810	4825	1,7%
Grande Hídrica (> 30 MW)	3783	3783	3783	4043	4234	4234	4234	4234	4234	1,6%
PCH ² (> 10 e <= 30 MW)	240	251	251	251	232	281	281	281	281	2,3%
PCH (<= 10 MW)	240	254	258	267	286	287	290	295	310	3,0%
Eólica	114	175	253	537	1047	1681	2108	2770	3455	57,7%
Biomassa (c/ co-geração)	344	372	352	357	357	357	357	357	359	0,5%
Biomassa (s/ co-geração)	8	8	8	12	12	24	24	24	76	17%
Resíduos Sólidos Urbanos	88	88	88	88	88	88	88	88	88	0,0%
Biogás	1,0	1,0	1,0	7,0	8,2	8,2	12,4	12,4	17,3	43,3%
Fotovoltaica ³	1,3	1,5	2,1	2,7	2,9	3,4	14,5	58,5	84,3	72,3%
Ondas / Marés								4,2	4,2	
Total	4819	4934	4996	5565	6267	6964	7409	8124	8908	8,7%

² PCH - Pequenas Centrais Hídricas

³ A potência instalada Fotovoltaica já inclui a Microgeração

O enorme crescimento da energia fotovoltaica, que observa a partir de 2006, deve-se em grande parte à instalação de grandes centrais FV, como por exemplo a central FV de Serpa, que entrou em funcionamento em Janeiro de 2007 e possui uma potência instalada de 11 MW [73]. Além das centrais de FV de potência mais levada, também a μ G tem desempenhado um papel importante nos últimos dois anos para o incremento da capacidade FV instalada.

Após a entrada em vigor (ano de 2008) do Decreto-Lei n.º 363/2007, a potência instalada em energia FV aumentou de 58.5 MW em 2008 para 84.3 MW em 2009 (tabela 2.1). Segundo estatísticas do portal “Renováveis na Hora” [76] a potencia instalada de μ G no regime bonificado desde 2 de Abril de 2008 a 9 de Dezembro de 2009 era de cerca de 17 MW (instalações com registo pago e pedido de inspecção efectuado). Tendo em conta que, segundo dados da DGED [12], a tecnologia FV representa cerca de 96% do total da μ G, facilmente se observa a grande contribuição da μ G para o crescimento da energia FV.

Embora a nível da tecnologia eólica, 38% da potência instalada se situe em grandes parques eólicos, com potência igual ou inferior a 25 MW [12], novos desenvolvimentos na tecnologia de micro-turbionas eólicas podem levar a um interesse pela futura adopção deste tipo de tecnologia, quer em ambiente urbano para sistemas ligados à rede, quer em ambiente rural para sistemas isolados. Em Portugal, foi desenvolvida pelo Instituto Nacional de Engenharia, Tecnologia e Inovação (INETI) a TURBAN - uma micro-turbina eólica projectada para operar em ambiente urbano com uma potência de 2,5 kW [43]. No final de 2008, a potencial instalada em micro-turbinas-eólicas representava de 4% do total da potência de μ G instalada [77]. Espera-se que com a comercialização em larga escala das novas micro-turbinas eólicas, o valor de 4% possa ser aumentado e que este tipo de tecnologias possa dar um contributo importante para atingir as metas ambiciosas estabelecidas para a política energética portuguesa ao nível da μ G, tal como já acontece com a tecnologia de painéis FV.

2.5.3 - Remuneração das Unidades de μ G

Até ao ano de 2008, a actividade de μ G era regulamentada pelo Decreto-Lei 68/2002 [78] que regulava o exercício da actividade de produção de energia eléctrica em BT, e onde se definiu pela primeira vez o conceito de “produtor/consumidor” ou produtor em autoconsumo. Segundo este Decreto-Lei o produtor/consumidor era obrigado a consumir 50% da energia produzida (para consumo próprio ou de terceiros para fins domésticos, comerciais, industriais ou de prestação de serviços), podendo a restante ser injectada na rede eléctrica desde que a potência entregue à rede não ultrapasse-se os 150 kW.

A remuneração dos consumidores inerentes ao Decreto-Lei 68/2002 era regulamentada pela Portaria n.º 764/2002 [79], onde se previa no cálculo da tarifa de Baixa Tensão Especial (BTE) uma parcela de incentivo às tecnologias de μ G.

No ano de 2007, a publicação do Decreto-Lei n.º 225/2007 [80] veio actualizar o tarifário existente na Portaria n.º 764/2002 através do alargamento do período remuneratório e melhorando o tarifário aplicado à compra de electricidade proveniente de painéis FV. No entanto, mesmo com um regime mais compensatório criado por esse Decreto-Lei, não se verificava um crescimento significativo de unidades de μ G, em grande parte devido ao complicado processo burocrático inerente ao licenciamento destas unidades.

Tendo em vista objectivos mais ambiciosos para a μ G, o governo publicou a 2 de Novembro de 2007 o Decreto-Lei n.º 363/2007 [15] que estabeleceu um novo regime jurídico aplicável às unidades de μ G. Estes Decreto-Lei que entrou em vigor no início do ano de 2008, além de simplificar todo o processo de licenciamento de unidades de μ G, estabeleceu um novo regime remuneratório aplicável a estas unidades (um regime geral para unidades com potência até 3.75 kW e um regime bonificado para unidades com potência até 3.68 kW).

De acordo com o artigo 4.º do Decreto-Lei n.º 363/2007 referente ao acesso à actividade de produção, pode ler-se, entre outras coisas, que:

- 1- “Podem ser produtores de electricidade por intermédio de unidades de microprodução todas as entidades que disponham de um contrato de compra de electricidade em baixa tensão.”
- 2- “A unidade de micro produção deve ser integrada no local da instalação eléctrica de utilização.”
- 3- “Os produtores de electricidade nos termos do presente decreto-lei não podem injectar na RESP, no âmbito desta actividade, uma potência superior a 50 % da potência contratada para a instalação eléctrica de utilização.”
- 4- “O limite estabelecido no número anterior não é aplicável às instalações eléctricas de utilização em nome de condomínios.”

Relativamente aos regimes remuneratório pode ler-se no artigo n.º9 do mesmo Decreto-Lei que:

- 1- “Os produtores têm acesso a dois regimes remuneratórios:
 - a) Regime geral, aplicável a todos os que tenham acesso à actividade, nos termos do artigo 4.º;
 - b) Regime bonificado, para unidades de micro produção com potência de ligação até 3,68 kW que utilizem as fontes de energia previstas no n.º 5 do artigo 11.º.”

O regime geral é regulamentado através do artigo n.º10 em que regulamenta que:

- 1- “Todos os produtores que não obtenham acesso ao regime bonificado são considerados no regime geral.”
- 2- “A tarifa de venda de electricidade é igual ao custo da energia do tarifário aplicável pelo comercializador de último recurso do fornecimento à instalação de consumo.”

Em relação ao regime bonificado diz-se no artigo n.º11 do mesmo Decreto-Lei que:

- 1- “Para cada produtor no regime bonificado é definida uma tarifa única de referência aplicável à energia produzida no ano da instalação e nos cinco anos civis seguintes.”
- 2- “A tarifa única de referência aplicável a cada produtor nos termos do número anterior é a seguinte:
 - a) Aos primeiros 10 MW de potência de ligação registados a nível nacional, a tarifa de referência é de € 650/MWh;
 - b) Por cada 10 MW adicionais de potência de ligação registada a nível nacional, a tarifa única aplicável é sucessivamente reduzida de 5 %.”
- 3- “Após o período de 5 anos previsto no n.º 1 e durante o período adicional de 10 anos, aplica -se à instalação de micro produção, anualmente, a tarifa única correspondente à que seja aplicável, no dia 1 de Janeiro desse ano, às novas instalações que sejam equivalentes.”
- 4- “Após o período previsto no número anterior, aplica-se à instalação de micro produção o regime geral previsto no artigo anterior.”
- 5- “O tarifário de referência previsto no n.º 2 depende do tipo de energia renovável utilizada, mediante a aplicação das seguintes percentagens à tarifa de referência:
 - a) Solar – 100 %;
 - b) Eólica – 70 %;
 - c) Hídrica – 30 %;
 - d) Cogeração a biomassa – 30 %;
 - e) Pilhas de combustível com base em hidrogénio proveniente de microprodução renovável – percentagem prevista nas alíneas anteriores aplicável ao tipo de energia renovável utilizado para a produção do hidrogénio;
 - f) Combinação das fontes de energia previstas nas alíneas anteriores na mesma unidade – a média ponderada das percentagens individuais aplicáveis utilizando como factor de ponderação os limites máximos de energia aplicáveis nos termos previstos no n.º 6.”

- 6- “A electricidade vendida nos termos do número anterior é limitada a 2,4 MWh/ano, no caso da alínea a) do número anterior, e a 4 MWh/ano, no caso das restantes alíneas do mesmo número, por cada quilowatt instalado.”
- 7- “A potência de ligação registada no regime bonificado é sujeita a um limite anual.”
- 8- “O limite previsto no número anterior é de 10 MW no ano de entrada em vigor do presente decreto-lei, sendo aumentado, anual e sucessivamente, em 20 %.”

2.6 - Sistemas Avançados para Integração de μ G

2.6.1 - Micro-Redes

Num cenário caracterizado por uma integração massiva de PD nas redes de distribuição, várias questões técnicas devem ser consideradas, nomeadamente no que diz respeito ao controlo de perfis de tensão, avaliação de níveis de congestionamento em condições de estabilidade, avaliação de correntes de curto-circuito e regimes de protecção das redes, avaliação dos problemas de estabilidade das redes e a possibilidade de operação em situações de ilha [14]. Para enfrentar estes desafios e perceber os potenciais benefícios de uma implementação em grande escala de PD, é imperativo desenvolver uma estratégia coordenada para o funcionamento e controlo das fontes de PD, cargas eléctricas e dispositivos de armazenamento. Uma abordagem possível para enfrentar este desafio pode consistir no desenvolvimento do conceito de Micro-Rede (MR).

O conceito de MR consiste numa rede de distribuição de baixa tensão na qual são integradas pequenas unidades de produção de energia eléctrica (unidades de μ G), juntamente com dispositivos de armazenamento de energia e cargas controláveis, e onde são igualmente implementados sistemas avançados de gestão e controlo suportados por uma infra-estrutura de comunicações. Uma das características distintivas das MR é a capacidade de poderem operar interligadas com a rede de distribuição de média tensão local, ou de forma isolada, isto é, desligadas da rede de média tensão [54, 81-83]. Na figura seguinte apresenta-se a arquitectura básica de uma MR.

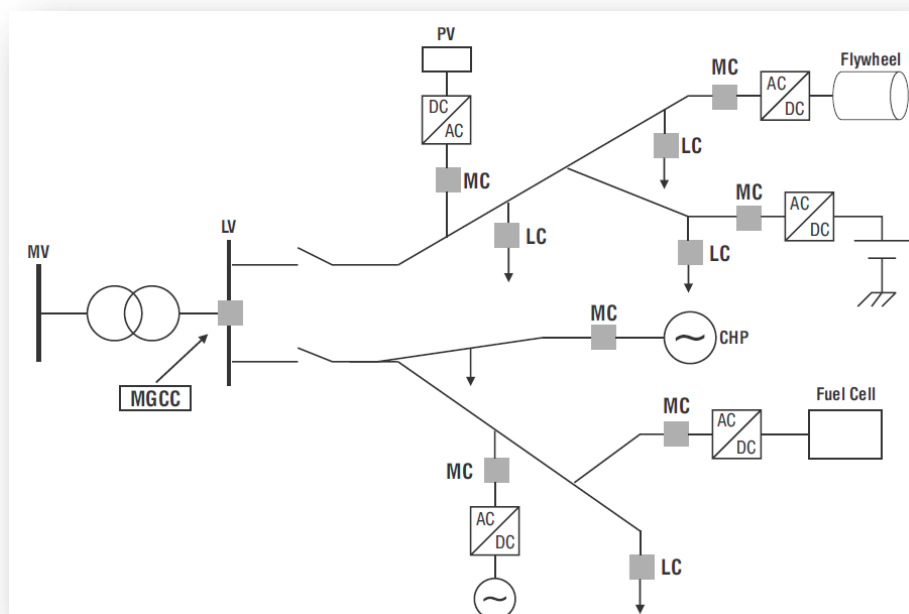


Figura 2.9 - Arquitectura de uma MR [24]

Como se observa pela figura 2.9, uma MR inclui um sistema de controlo hierárquico suportado por um sistema de comunicações a instalar para o efeito. A gestão técnica e económica da MR é efectuada de forma centralizada, por uma unidade designada na literatura anglo-saxónica de MGCC - *MicroGrid Central Controller*, a instalar no posto de transformação de onde deriva a MR. Para esse efeito, o MGCC pode incluir diversas funcionalidades destinadas à optimização da operação combinada da μ G e do controlo activo de cargas locais. Admitindo o funcionamento em rede isolada para esta rede, o MGCC assume ainda as funções dum sistema de controlo secundário de frequência, semelhante ao de um Controlo Automático de Geração das redes convencionais. O MGCC é ainda responsável pela gestão da estratégia de reposição de serviço (*black-start*), o que constitui uma vantagem decisiva para a MR, tendo em consideração o interesse na redução dos tempos de reposição de serviço aos consumidores. Num nível hierárquico inferior, cada carga (ou grupo de cargas) e unidade de μ G dispõem de um controlador local, *LoadController* (LC) e de um Microgenerator Controller (MC). Com base em informação recebida a partir do MGCC, estes sistemas controlam as cargas (utilizando o conceito de interruptibilidade das cargas) e as unidades de μ G (controlo local de potência activa e de tensão) [84].

2.6.2 - Projecto InovGrid

Paralelamente aos conceitos relativos às micro-redes, em Portugal, a visão de futuro das redes inteligentes está a ganhar forma através do projecto InovGrid, promovido pela EDP Distribuição, em conjunto com o INESC Porto (que actua como um centro de conhecimento

nos domínios dos mercados de electricidade, da μ G e da gestão e optimização da exploração de redes eléctricas), Efacec (com competências nas áreas de automação e gestão de redes de energia), pela Janz (concepção e fabrico de equipamentos e sistemas na área da contagem e gestão de energia) e pela Edinfor (para a concepção, desenvolvimento, implementação e gestão operacional de sistemas de informação). O projecto InovGrid, anunciado em Outubro de 2007, tem como objectivo atender às grandes mudanças que se perspectivam no sector eléctrico e que ainda hoje se mantêm.

A EDP Distribuição estabeleceu como objectivos principais do projecto InovGrid, os seguintes aspectos [77]:

- Aumento das oportunidades de mercado para o consumidor, implementando condições para a criação de novos serviços, sistema de tarifas inovador (melhores planos de preços adoptados às necessidades individuais);
- Melhorar as condições do mercado de electricidade liberalizado, facilitando o aparecimento de mais empresas de comercialização e desenvolvendo novos produtos e serviços;
- Implementar estratégias de *Distribution Management Systems* (DMS);
- O Operador da Rede de Distribuição (DSO) irá melhorar a sua eficiência operacional, a fiabilidade da rede e otimizar decisões de investimento, reduzindo os custos operacionais e as perdas de energia. Actividades de operação e planeamento beneficiarão de melhores informações atendendo às condições operacionais, melhorando a estimação de perdas técnicas e não técnicas e a rapidez na detecção e localização de falhas;
- Obter benefícios para a economia portuguesa através de maiores eficiências energéticas, como resultado de maiores incentivos na economia de energia e desenvolvimento de soluções de produção endógenas. A economia portuguesa retirará ainda benefícios do esforço de Investigação e Desenvolvimento (I&D) do projecto InovGrid.

Os objectivos anteriores estão na base dos três pilares em que o projecto InovGrid assenta: (1) redes inteligentes; (2) μ G e PD; (3) telecontagem e gestão energética. No domínio das redes inteligentes, o projecto pretende promover o aumento da eficiência e qualidade de serviço, através da supervisão, automação e controlo da rede eléctrica em toda a sua extensão, incluindo não só as redes AT e MT, mas também a rede BT. No domínio da produção distribuída, o projecto permitirá lidar com as suas dificuldades de integração (abordadas na secção anterior), através de uma gestão activa dos equipamentos e da própria rede. Finalmente, no domínio da telecontagem e gestão energética, o projecto promove uma

abordagem centrada no consumidor, constituindo-se como uma alavanca para a prestação de novos serviços, a promoção da eficiência energética e da concorrência na comercialização de electricidade.

Na actual fase de desenvolvimento, o projecto tem como base uma arquitectura técnica composta pelos seguintes elementos: equipamentos de contagem, monitorização e gestão de energia designados por *EnergyBox* (EB), que são instalados junto dos clientes BT; equipamentos de automação e monitorização designados *Distribution Transformer Controllers* (DTC), que são instalados nos postos de transformação; sistemas de informação (SI) que integram e processam a informação recolhida; (4) uma rede de telecomunicações que suporta a integração da infra-estrutura e se estende desde a casa dos clientes até aos centros de controlo e gestão onde estão instalados os SI. Na figura 2.10 ilustra-se a arquitectura do projecto InovGrid.

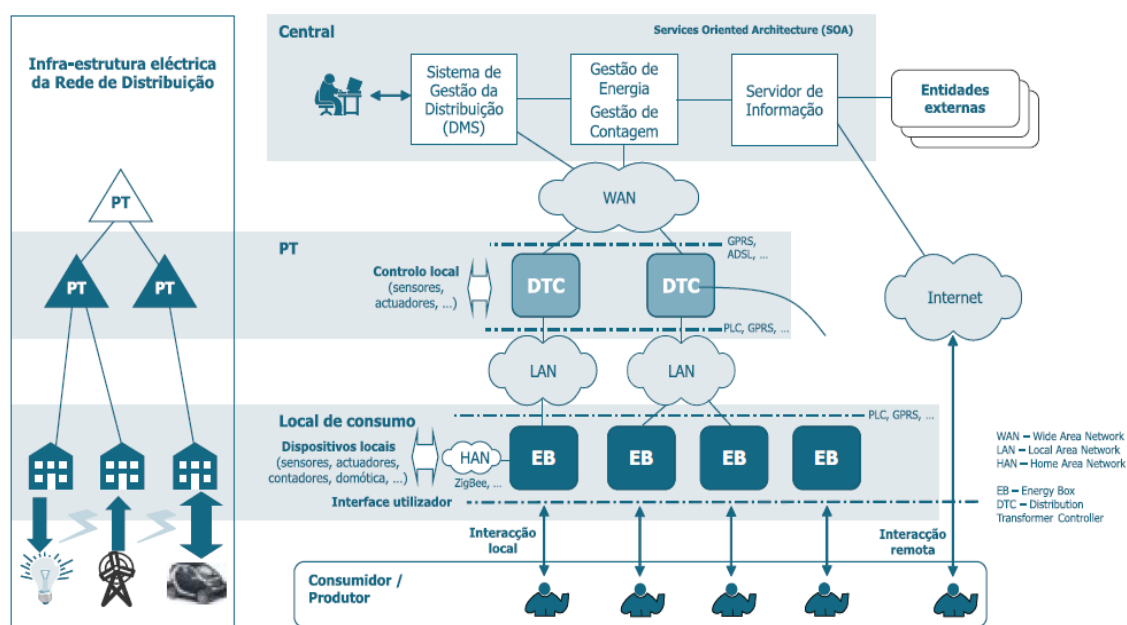


Figura 2.10 - Arquitectura do projecto InovGrid [84]

As EB integram diversas funcionalidades inovadoras no domínio da telecontagem e telegestão de energia, incluindo a possibilidade de oferecer planos tarifários inovadores e de executar ordens de serviço remotamente. Funcionam também como sensores locais que monitorizam o estado da rede em cada ponto de entrega, permitindo diagnosticar e resolver os problemas muito mais rapidamente. As EB funcionam ainda como uma interface local de comunicação com o cliente e com equipamentos domésticos, permitindo a implementação de serviços de gestão da procura inovadores. Podem igualmente funcionar como interface com os inversores ligados à rede, gerindo o funcionamento da μG , de fontes de armazenamento e de veículos eléctricos com funcionalidades *vehicle-to-grid*.

Fazendo o paralelo com o conceito de MR anteriormente apresentado, as EB desempenharão as funções de *Load Controller* e *Microgenerator Controller*, descritas na secção anterior para as MR. Os DTC funcionam, antes de mais, como nós locais da rede de comunicações InovGrid, integrando e gerindo o funcionamento das EB ligadas na rede BT do posto de transformação em que estão instalados e fazendo o interface com os SI. Estes equipamentos desempenham ainda outras funções, tais como o controlo da iluminação pública, a monitorização de tensões e correntes no transformador e a interface com sensores e órgãos telecomandados locais.

No contexto de operação de uma MR, o DTC funcionará como *MicroGrid Central Controller*. Os SI desempenham o papel fulcral de integrar e processar toda a informação recolhida pela infra-estrutura InovGrid, comandando e supervisionando os seus diversos elementos. A informação e as possibilidades de actuação adicionais permitem implementar um vasto conjunto de novas funcionalidades a nível dos SI, não só no domínio da gestão comercial, mas também a nível dos sistemas técnicos (SCADA/DMS, gestão de interrupções, planeamento, gestão de activos, etc.). O projecto InovGrid contempla a implementação de uma rede inteligente suportada numa infra-estrutura de telecomunicações que se estende a todos os locais de consumo, chegando a casa dos clientes. A comunicação entre SI e DTC será efectuada através da rede de comunicações móveis (actualmente GPRS) e, nalguns casos, utilizando tecnologias fixas. A comunicação das EB com o DTC será efectuada predominantemente através de PLC, utilizando a própria rede eléctrica de BT como meio físico, e, em alguns casos, por GPRS. Finalmente, está previsto uma interface entre a EB e equipamentos domésticos e de domótica (*ZigBee* ou *Bluetooth*). Face ao papel crítico que a rede de comunicações desempenhará no funcionamento da rede eléctrica, estão previstos mecanismos sólidos de ciber-segurança. [77, 84-85]

Analisando o conceito de MR apresentado e os objectivos principais do projecto InovGrid, nomeadamente no que diz respeito a objectivos mais técnicos para as redes como: o DSO pretender melhorar os custos operacionais, as perdas de energia e sua estimacão, otimizar decisesões de investimento, melhorar a rapidez na detecção de falhas etc., conclui-se facilmente que para o cumprimento de tais objectivos é essencial avaliar os impactos da penetração da μG nas redes de distribuição. Desta forma, esta dissertação, tendo como objectivo principal estudar esses impactos, poderá ter um papel relevante no cumprimento de alguns dos principais objectivos do projecto InovGrid.

Capítulo 3

Caracterização dos Elementos Usados na Simulação

Neste capítulo faz-se uma apresentação e descrição exaustiva, de todos os elementos necessários para alcançar os objectivos a que este trabalho de dissertação se propõe. Todos esses elementos foram fornecidos pelo INESC Porto, no âmbito do projecto InovGrid, iniciado em 2007. Assim, existe já um grande volume de informação que está descrita neste capítulo e que foi utilizada directamente no desenvolvimento desta dissertação. Esta opção é justificada pelo facto, de uma das questões importantes para o cumprimento dos objectivos desse projecto, tal apresentado na secção 2.5.2 do capítulo 2, residir na necessidade de perceber o impacto da Microgeração (μG) nas redes de distribuição, fazendo desta dissertação um estudo útil ao desenvolvimento desse projecto.

Na primeira secção do presente capítulo, procede-se à definição e caracterização de redes típicas de Baixa tensão (BT) e Média Tensão (MT) representativas da realidade portuguesa. Estas redes, seleccionadas com base num conjunto de critérios específicos, devidamente detalhados na secção 3.1, constituem um elemento chave no contexto desta dissertação, uma vez que todas as simulações efectuadas (descritas no próximo capítulo) são realizadas sobre elas.

O consumo de energia tem vindo a aumentar a uma taxa variável ao longo dos anos, essa taxa é de difícil previsão, devido a depender de vários factores (ambientais, económicos, sociais etc.). A taxa de crescimento de consumo, devidamente caracterizada e justificada na secção 3.2., é proposta para um horizonte temporal de 23 anos (2008-2030).

A caracterização dos diagramas de carga é realizada na secção 3.3. Este é um elemento importante, pois permite caracterizar o consumo horário médio das cargas existentes em cada rede, num dia típico do ano. Nestes diagramas, além da separação por tipo de

consumidor, existiu a necessidade de dividir os dias típicos do ano em dois períodos (Inverno e Verão).

Para um estudo realista sobre o impacto da μG nas redes, é necessária a existência de um conjunto de cenários credíveis que permitam prever de forma assertiva a quantidade de potência de μG , que poderá vir a ser instalada nas redes de distribuição nacionais. Estes cenários são definidos na secção 3.5, considerando diferentes cenários de penetração para μG e Produção em Regime Especial (PRE). Os cenários para a integração de PRE foram utilizados apenas para as redes de MT, tal como será descrito e justificado nessa secção.

Por fim, e não menos importante, é a caracterização da produção ao longo de um dia das unidades de μG e PRE, detalhada na secção 3.4. Tal como no caso dos diagramas de carga, também aqui foi necessário dividir as curvas de produção em dias típicos de Inverno e Verão. Mais uma vez, as curvas de produção da PRE foram utilizadas apenas no estudo efectuado para a rede de MT.

Importa ainda salientar, que a divisão dos dias típicos do ano nos períodos de Inverno e Verão realizadas para os diagramas de carga e de produção, assim como o horizonte temporal (2008-2030) utilizado na definição da taxa de crescimento de consumo, são factores indispensáveis à metodologia seguida neste estudo e que será apresentada no capítulo 4. Resumidamente, a metodologia consiste na definição de um horizonte temporal (2008-2030) e recorrendo a todos os elementos caracterizados neste capítulo, faz-se um estudo de dois dias característicos em cada ano (Inverno e Verão), através de um trânsito de potências de 24 horas, daí a importância dos factores referidos.

3.1 - Caracterização de Redes Típicas

Um trabalho de caracterização do impacto resultante da integração em larga escala de unidades de μG nas redes de distribuição, requereria, em última análise, o conhecimento global dessa mesma rede. De notar que, sendo a μG ligada sobre as redes de distribuição de baixa tensão, um dos primeiros impactos resultantes da sua integração diz respeito às próprias redes de BT. A consequência do estabelecimento de produção junto dos consumidores da rede de BT, resulta directamente num efeito de redução de carga que o posto de transformação da correspondente rede de BT solicita à rede de MT a montante. Em resultado desse comportamento, há naturalmente um efeito de propagação do impacto da ligação de unidades de μG para a própria rede MT, e assim sucessivamente, até à rede de transporte.

Desta análise fica bem patente a dimensão do problema a ser tratado, pelo que é então proposta uma metodologia de análise de impacto baseada no conhecimento de um conjunto limitado de redes BT e MT (como é descrito e detalhado no Capítulo 4), limitando-se o estudo a essas mesmas redes. No âmbito do projecto InovGrid, a EDP Distribuição desenvolveu um

extenso trabalho de identificação e caracterização de um conjunto limitado de redes de distribuição de média e baixa tensão (redes típicas), utilizadas neste estudo e que se apresentam nesta secção. Um estudo semelhante ao realizado nesta dissertação, mas utilizando um conjunto mais limitado de redes, pode ser encontrado em [19].

As redes típicas, identificadas com base num conjunto de pressupostos que seguidamente são apresentados, reflectem as características essenciais das redes de distribuição das redes BT e MT e destinam-se a ser utilizadas em estudos e simulações que visam identificar o impacto da μG em determinados parâmetros de exploração, tais como perdas, perfis de tensão e congestionamentos. Em última análise, o impacto sobre estes parâmetros depende de factores específicos de cada rede, tais como a topologia, a distribuição de cargas e a impedância dos diferentes ramos. No entanto, estes factores são difíceis de descrever e categorizar a um nível agregado - por exemplo, um concelho. Assim, as redes usadas possuem um conjunto de características observáveis a nível agregado, que exibem uma forte correlação com os factores “micro” que determinam o comportamento das mesmas.

Nas secções que se seguem descrevem-se as características principais e critérios utilizados na definição das redes-tipo de BT e MT. Como já mencionado, as redes adoptadas basearam-se em elementos fornecidos pela EDP Distribuição, em 2008, no âmbito do projecto InovGrid, desenvolvido em parceria com o INESC Porto, uma das várias entidades que participam no projecto.

Excepcionalmente neste capítulo, para facilitar a compreensão de como as redes se encontram caracterizadas, optou-se por apresentar a descrição das redes de MT antes das de BT.

3.1.1 - Redes de MT

Atendendo à informação disponível, para as Redes-Típicas (RTs) de MT, escolheu-se o concelho como unidade mínima de agregação da rede. Tendo em conta a necessidade de limitar a quantidade de RTs a analisar, os 278 concelhos do continente foram agregados em função das quatro características seguintes:

- Densidade de carga rede MT = $\frac{\text{consumo anual do concelho em MT+ BT}}{\text{extensão da rede MT do concelho}} \left(\frac{\text{MWh}}{\text{km}} \right)$

Tabela 3.1 – Classificação de densidade de carga

Densidade de carga (MWh/km)		Classificação	Número de concelhos	Percentagem do consumo nacional (MT + BT)	Percentagem da extensão da rede MT nacional que representa
>=	<				
1000	-	Elevada	35	49%	20%
300	1000	Média	103	39%	38%
-	300	Reduzida	140	12%	42%
			278	100%	100%

- Tipo de rede (classificado em subterrânea, aérea ou mista):

Tabela 3.2 – Classificação de tipo de rede (subterrânea, aérea ou mista)

Proporção de rede aérea		Classificação	Número de concelhos	Percentagem do consumo nacional (MT + BT)	Percentagem da extensão da rede MT nacional que representa
> =	<				
-	20%	Subterrânea	8	20%	8%
20%	80%	Mista	40	35%	19%
80%	-	Aérea	230	45%	73%
			278	100%	100%

- Nível de tensão predominante (classificado em 10kV, 15kV ou 30 kV)

Tabela 3.3 – Classificação em função do nível de tensão predominante

Nível de tensão predominante (kV)	Número de concelhos	Percentagem do consumo nacional (MT + BT)	Percentagem da extensão da rede MT nacional que representa
10	10	19%	10%
15	173	68%	60%
30	95	13%	30%
		278	100%

- Fracção da energia que é entregue em MT = $\frac{\text{consumo do concelho em MT}}{\text{consumo do concelho em MT+BT}}$

Tabela 3.4 – Classificação em função da energia que é entregue em MT

Fracção da energia entregue em MT		Classificação	Número de concelhos	Percentagem do consumo nacional (MT + BT)	Percentagem da extensão da rede MT nacional que representa
>	= <				
-	1/3	Reduzida	183	43%	59%
1/3	-	Elevada	95	57%	41%
			278	100%	100%

A densidade de carga, o tipo de rede e o nível de tensão são características importantes porque estão fortemente correlacionadas com a topologia, a distribuição de cargas e o tipo de materiais e equipamentos empregues nas redes. Isto reflecte o facto de, tanto as estratégias de planeamento de rede como as opções de projecto serem, em larga medida, condicionadas por essas três características.

A fracção de energia entregue em MT é uma característica importante, uma vez que traduz uma relação entre o consumo de energia de BT e o que ocorre directamente em MT (consumidores industriais). Mais uma vez, é importante salientar que o estudo que se pretende realizar diz respeito à integração de unidades de μG nas redes de BT. Por exemplo, num hipotético concelho com 90% do consumo em MT, teria pouco impacto a introdução de

μ G na BT, dado que a generalidade das redes alimentadas por esta rede MT é do tipo “consumidor industrial”.

A aplicação dos critérios supracitados conduziu, inicialmente, à definição de 16 RTs, correspondentes a 16 concelhos-tipo diferentes, que melhor caracterizavam a totalidade das redes MT existentes em Portugal. Posteriormente, e dado o elevado o volume de dados envolvido, foram definidas no âmbito do projecto InovGrid apenas 6 RTs com maior representatividade a nível nacional, para serem efectuados os estudos na rede de distribuição MT. As 6 RTs seleccionadas compreendem, no total, aproximadamente 60% dos consumos totais da EDP Distribuição (EDPD), embora apenas representem cerca de 50% da extensão total MT.

Dada a grande quantidade de informação de cada RT (número de nós, ramos e cargas), apresentam-se de seguida as principais características das redes utilizadas no estudo. A Tabela 3.5 apresenta as características gerais das 16 RTs de MT inicialmente seleccionadas. As 6 RTMT escolhidas para se efectuarem as simulações previstas encontram-se a negrito. De salientar que os parâmetros caracterizadores destas redes foram fornecidos directamente pela EDPD, sendo posteriormente convertidos para o modelo de dados do PSSTME, onde foi desenvolvido todo o estudo.

Tabela 3.5 – Caracterização geral das 16 RTs de MT

Rede tipo	Densidade de carga	Fracção do consumo alimentado em MT	Tipo de rede	Nível de tensão predominante	Número de concelhos	Percentagem do consumo nacional (MT + BT)	Percentagem da extensão da rede MT nacional que representa	Densidade de carga (em MWh/km)	Fracção do consumo alimentado em MT	Proporção de rede aérea
RTMT1	Alta	Elevada	Subterrânea	10kV	3	12%	5%	1398	40%	2%
RTMT2	Alta	Elevada	Mista	15kV	9	11%	4%	1420	48%	57%
RTMT3	Alta	Elevada	Aérea	15kV	8	9%	4%	1328	58%	89%
RTMT4	Alta	Reduzida	Subterrânea	15kV	5	8%	3%	1464	26%	10%
RTMT5	Alta	Reduzida	Mista	15kV	10	9%	4%	1162	27%	55%
RTMT6	Média	Elevada	Mista	10kV	2	3%	2%	782	46%	57%
RTMT7	Média	Elevada	Mista	15kV	6	3%	2%	726	40%	76%
RTMT8	Média	Elevada	Aérea	15kV	34	13%	13%	566	47%	90%
RTMT9	Média	Elevada	Aérea	30kV	16	5%	6%	469	50%	95%
RTMT10	Média	Reduzida	Mista	10kV	2	3%	2%	820	29%	47%
RTMT11	Média	Reduzida	Mista	15kV	11	5%	4%	668	21%	63%
RTMT12	Média	Reduzida	Aérea	15kV	21	5%	6%	472	26%	91%
RTMT13	Média	Reduzida	Aérea	30kV	11	2%	3%	434	28%	92%
RTMT14	Baixa	Elevada	Aérea	15kV	17	2%	6%	183	40%	97%
RTMT15	Baixa	Reduzida	Aérea	15kV	64	5%	19%	158	19%	96%
RTMT16	Baixa	Reduzida	Aérea	30kV	59	5%	18%	145	20%	97%
REDE MT NACIONAL:					278	100%	100%	553	37%	80%

3.1.2 - Redes de BT

A informação disponível sobre redes de BT é muito mais limitada do que aquela que existe sobre redes de MT. Esta limitação reflectiu-se na necessidade de adoptar uma metodologia alternativa na selecção de RTs de BT. As redes de BT foram classificadas em função da potência do respectivo transformador MT/BT que, na ausência de outro tipo de informação, constitui uma aproximação satisfatória da densidade de carga.

Adicionalmente, tendo em conta a necessidade de limitar a quantidade de RTs a analisar, foram considerados apenas os escalões de potência de transformação, que segundo a EDP Distribuição, são os mais representativos - 50kVA, 100kVA, 250kVA, 400kVA e 630kVA. As redes de BT com valores de potência de transformação diferentes destes, foram agregados na categoria mais próxima, de acordo com a tabela seguinte.

Tabela 3.6 – Escalões de potência de transformação adoptados

Designação da Rede	Escalão de Potência	Potência de transformação	
		de	até
RTBT1	50 kVA	-	75 kVA
RTBT2	100 kVA	76 kVA	175 kVA
RTBT3	250 kVA	176 kVA	325 kVA
RTBT4	400 kVA	326 kVA	515 kVA
RTBT5	630 kVA	516 kVA	-

Para cada uma das cinco categorias de potência anteriormente apresentadas a EDPD identificou uma rede de BT real (com elevado grau de representatividade), sendo esta considerada como Rede-Típica (RT).

No sentido de se efectuar alguma ligação entre as características das RT de MT e de BT, foi ainda obtida informação relativamente à composição de cada rede tipo de MT em termos de redes tipo BT (relativamente à parte do consumo não alimentado directamente em MT). As tabelas seguintes descrevem então, a composição dos diferentes tipos de rede de MT em função dos diversos tipos de rede de BT, e segundo diferentes perspectivas.

Tabela 3.7 – Potência de transformação MT/BT instalada, por tipo de rede BT e MT (%)

RT de MT	RT de BT					TOTAL
	50 kVA	100 kVA	250 kVA	400 kVA	630 kVA	
RTMT1	0.0%	1.0%	3.1%	12.9%	83.0%	100.0%
RTMT2	0.1%	3.9%	12.9%	25.2%	57.8%	100.0%
RTMT3	0.2%	12.2%	29.0%	23.6%	34.9%	100.0%
RTMT4	0.0%	0.3%	5.8%	22.4%	71.5%	100.0%
RTMT5	0.1%	3.1%	9.7%	23.1%	64.0%	100.0%
RTMT6	0.5%	7.1%	16.5%	21.3%	54.5%	100.0%
RTMT7	0.9%	11.4%	31.1%	23.1%	33.4%	100.0%
RTMT8	2.2%	22.0%	22.0%	19.4%	34.3%	100.0%
RTMT9	3.6%	26.3%	21.1%	17.2%	31.8%	100.0%
RTMT10	0.0%	5.8%	13.5%	16.7%	63.9%	100.0%
RTMT11	0.8%	9.2%	19.1%	22.8%	48.1%	100.0%
RTMT12	1.9%	25.8%	27.0%	18.4%	27.0%	100.0%
RTMT13	2.2%	23.2%	18.6%	19.7%	36.2%	100.0%
RTMT14	9.9%	33.9%	18.0%	15.1%	22.8%	100.0%
RTMT15	12.6%	29.8%	17.9%	15.5%	24.2%	100.0%
RTMT16	11.4%	26.4%	18.1%	17.2%	26.9%	100.0%
TOTAL	2.6%	12.8%	15.6%	19.8%	49.2%	100.0%

Tabela 3.8 – Quantidade de rede BT por tipo de rede MT

RT de MT	RT de BT					TOTAL
	50 kVA	100 kVA	250 kVA	400 kVA	630 kVA	
RTMT1	4	135	225	556	1725	2645
RTMT2	40	557	890	1069	1422	3978
RTMT3	44	851	1046	519	451	2911
RTMT4	0	36	372	876	1467	2751
RTMT5	39	488	786	1175	1804	4292
RTMT6	42	253	284	224	315	1118
RTMT7	84	422	531	244	191	1472
RTMT8	868	3499	1653	899	934	7853
RTMT9	505	1644	607	304	340	3400
RTMT10	7	268	324	238	531	1368
RTMT11	203	860	815	595	750	3223
RTMT12	343	1981	966	407	340	4037
RTMT13	202	913	339	220	245	1919
RTMT14	779	1152	269	136	124	2460
RTMT15	3528	3581	944	500	482	9035
RTMT16	2715	2736	819	476	456	7202
TOTAL	9403	19376	10870	8438	11577	59664

3.2 - Taxa Anual de Crescimento de Consumo

Em Portugal, o consumo de energia eléctrica tem aumentado de forma progressiva nos últimos anos, com uma taxa de crescimento que tem apresentado algumas variações anuais. Segundo dados da Redes Energéticas Nacionais (REN) [86], o consumo total anual (referido à emissão) aumentou aproximadamente de 34 TWh em 1998 para 50.1 TWh em 2007.

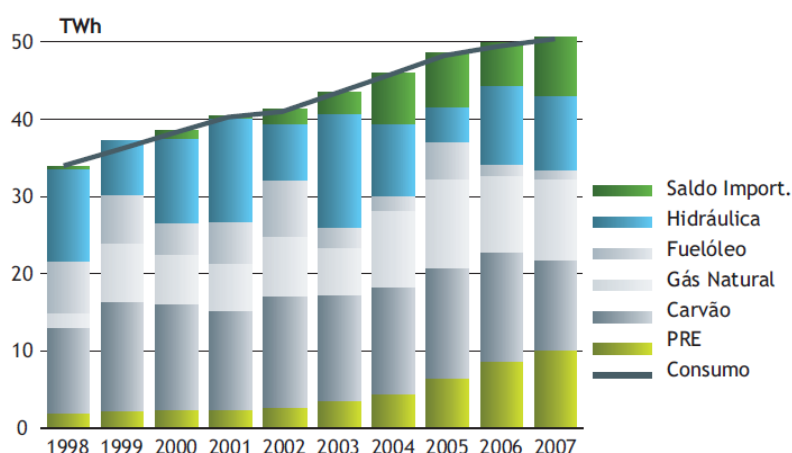


Figura 3.1 - Evolução do consumo de energia em Portugal entre 1998 e 2007 [86]

O consumo de energia depende de factores específicos de cada país, nomeadamente: a estrutura sócio-económica, as condições climáticas e o desenvolvimento tecnológico. As condições climáticas (temperatura e precipitação) sendo bastante aleatórias encontram-se fortemente relacionadas com consumo, tornando difícil a sua previsão. Este facto, ajuda a justificar o aspecto não linear que se observa na taxa de crescimento de consumo anual em percentagem, ilustrado na figura 3.2. Esta taxa varia numa gama de valores entre 5.9 % e 1.8% de 1998 a 2007 e, embora, apresente alguns picos de crescimento (por exemplo no ano de 2002 para 2003), observa-se uma tendência para a sua diminuição.

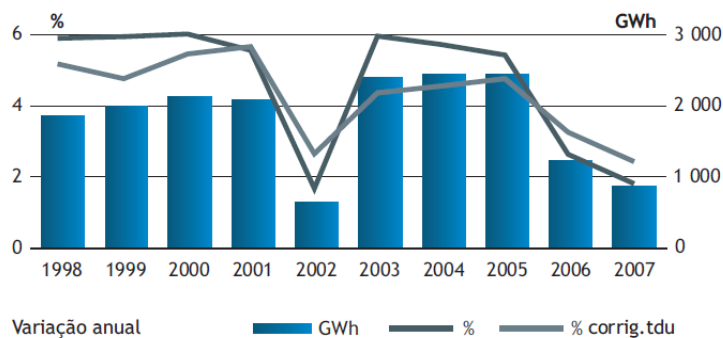


Figura 3.2 - Variação do consumo de energia em Portugal entre 1998 e 2007 (valores em GWh, % e % com correcção de temperatura e dias úteis) [86]

Na tabela 3.9, retirada de um relatório recentemente publicado pela Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE) [87], apresentam-se valores do consumo e taxa de crescimento anual de energia eléctrica em Portugal continental, para o período de 2007 a 2011.

Tabela 3.9 – Previsões da emissão para a rede pública em Portugal continental para 2007 a 2011

Consumo (GWh)	2007 (GWh)	2008 (GWh)	2008/2007 (%)	2009 (GWh)	2009/2008 (%)	2010 (GWh)	2010/2009 (%)	2011 (GWh)	2011/2010 (%)
Real	50054	50591	1,1						
Previsão REN		51099	2,1	52600	2,9	54199	3,0	55799	3,0
Previsão EDPD		50916	1,7	52513	3,1	53911	2,7	55425	2,8
Previsão ERSE		50708	1,3	52440	3,4	53751	2,5	55095	2,5

Tendo em conta a evolução do consumo de electricidade nos últimos anos e as previsões para os próximos, considerou-se neste estudo, para o horizonte temporal 2008-2030, um crescimento do consumo à taxa de 2% ao ano, como se pode observar na figura 3.3.

Para a avaliar a influência da variação da taxa de crescimento de carga no impacto da μG , repetiram-se os estudos para as redes de BT com taxas de crescimento de consumo de 1 e 3%. Para as redes de MT, não se considerou necessário realizar estudo semelhante, já que as unidades de μG se encontram localizadas nas redes de BT, sendo obviamente nestas que o seu impacto da μG é mais notório. Uma vez que os benefícios da μG em ambas as redes (BT e MT) são semelhantes (na devida proporção), as conclusões relativas à influência da taxa de crescimento de consumo nas redes de BT poderão ser alargadas às redes de MT. Este aspecto será abordado com maior detalhe no capítulo 4.

Numa primeira análise, o valor de 2% que se considerou para a taxa de crescimento de consumo poderá julgar-se excessivo uma vez que, atendendo à crise económica e financeira que se estendeu ao sector industrial, comercial e residencial e a uma crescente consciencialização social sobre os problemas ambientais relacionados com a utilização da energia, esperar-se-ia uma redução nos consumos. Contudo, é de esperar que a retoma da economia conduza a um natural crescimento do consumo de electricidade. Os valores dos estudos apresentados na tabela 3.9 parecem demonstrar tal facto, já que as taxas previstas para o crescimento de consumo em 2009 relativamente a 2008, variam entre 2.9 e 3.4% (previsões da REN e ERSE respectivamente), continuando as previsões para os anos seguintes, nessa ordem de grandeza.

Por outro lado, a previsível chegada da mobilidade eléctrica a Portugal nos próximos anos irá provocar um aumento do consumo de electricidade que, embora preferencialmente venha a ocorrer nas horas de vazio, poderá ainda assim fazer-se sentir nas restantes horas. Ainda que o impacto dos veículos eléctricos no consumo de energia eléctrica seja difícil de determinar com rigor, existem actualmente estudos desenvolvidos para Portugal de onde se podem retirar algumas conclusões importantes [88-89].

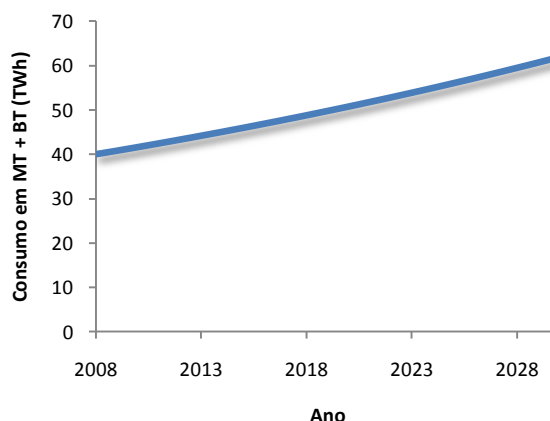


Figura 3.3 - Evolução do consumo energético na rede de distribuição Nacional entre 2008 - 2030 (taxa de crescimento anual de 2%)

3.3 - Diagramas de Carga

Os diagramas de carga (ou consumo) utilizados neste estudo, tanto para as redes de BT como para as de MT, foram adoptados do projecto “CCR - Caracterização de Consumidores e de Redes”, desenvolvido pelo INESC Porto em parceria com o INESC Coimbra, com a EDP Distribuição e com a ERSE. Estes diagramas podem ser consultados em [90].

Como será descrito em detalhe no capítulo 4, a metodologia proposta para os estudos de impacto resultante da integração de μG nas redes de BT e MT, assenta no pressuposto de que existem apenas dois períodos no ano em que, em termos efectivos, existe uma diferença considerável ao nível do consumo energético.

Assim, definiram-se dois períodos distintos os quais se designaram por período de Inverno e de Verão. Os diagramas de consumo referentes ao período de Inverno foram determinados com base em valores médios dos perfis de consumo referentes aos meses de Outubro a Março. Os diagramas de Verão foram determinados com base em valores referentes aos restantes meses do ano. Ao nível agregado das redes MT, foi ainda considerado ser possível distinguir 3 classes de consumidores: residencial, comercial (ambos ao nível agregado de um posto de transformação de distribuição) e industrial (cliente industrial, alimentado em MT).

Nas figuras 3.4 3.5 apresentam-se os diagramas típicos de Inverno e Verão, respectivamente, em percentagem da ponta de consumo anual, para clientes do tipo residencial, comercial e industrial.

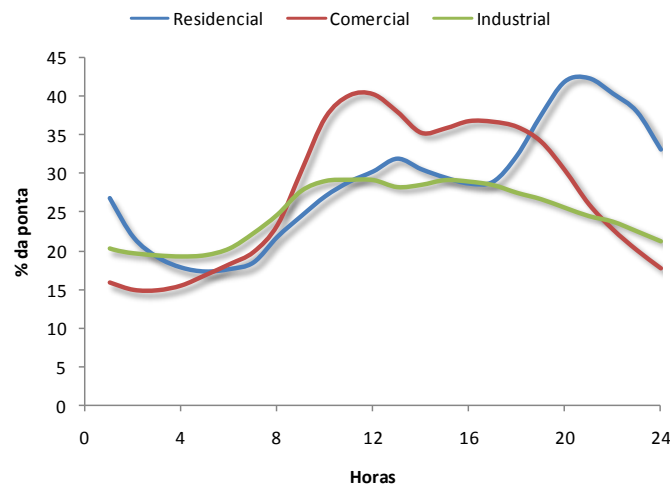


Figura 3.4 - Diagramas de consumo residencial, comercial e industrial para um dia típico de Inverno

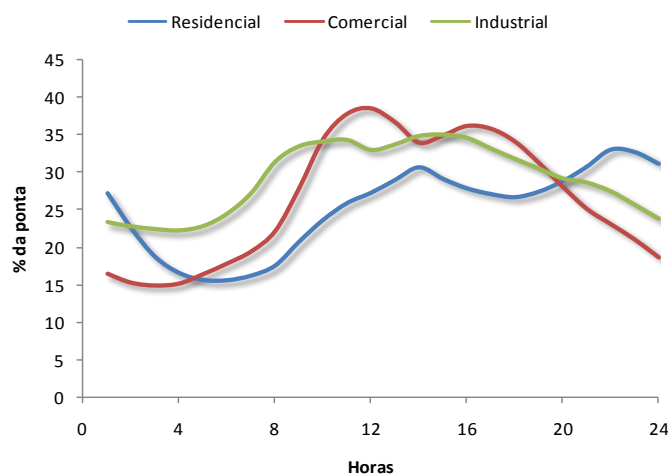


Figura 3.5 - Diagramas de consumo residencial, comercial e industrial para um dia típico de Verão

Os diagramas anteriores foram posteriormente adaptados à realidade do estudo a efectuar, tendo em conta as características individuais de cada rede. O critério que se tomou como base para estabelecer os diagramas finais para cada rede foi o consumo energético anual de cada rede típica, tanto de MT como de BT (Tabelas 3.10 e 3.11), bem como a proporção de energia consumida por clientes industriais e residenciais/comerciais.

O consumo total anual em cada rede de BT e MT foi obtido multiplicando o diagrama de consumo diário de cada rede (apresentados na secção 3.3.1) pela potência total de carga existente na respectiva rede, obtendo-se assim o consumo de energia em cada hora, separadamente para os períodos de Inverno e Verão. De seguida efectuou-se a soma dos resultados em cada hora, obtendo-se o consumo diário em cada rede para um dia típico de

Inverno e Verão. Por fim, o consumo anual obteve-se multiplicando o consumo num dia típico de cada período por metade dos dias do ano ($365/2$) e efectuando-se a soma dos resultados em cada período de Inverno e Verão. Este consumo anual diz respeito ao ano de referência (2008). Este processo repetiu-se para os restantes anos, tendo em consideração a taxa anual de crescimento de carga.

Tabela 3.10 – Consumos energéticos anuais das redes de BT

RT de BT	Consumo anual por rede (MWh)	Nr. redes existentes a nível nacional	Consumo anual total (GWh)
RTBT1	111	9403	1041
RTBT2	212	19376	4104
RTBT3	479	10870	5201
RTBT4	498	8438	4202
RTBT5	1078	11577	12482

Tabela 3.11 – Consumos energéticos anuais das redes de MT

RT de MT	Consumo anual por rede (GWh)	Nr. redes existentes a nível nacional	Consumo anual total (GWh)
RTMT1	415	11	4604
RTMT2	619	7	4448
RTMT3	849	4	3405
RTMT5	1127	3	3700
RTMT8	136	38	5154
RTMT15	24	91	2190

Com base na informação contida nas tabelas anteriores, os diagramas de base de cada rede foram adaptados de forma a reflectirem os consumos anuais dessas mesmas redes, tal como se demonstrará nas secções seguintes.

As características distintas de cada rede deram origem a diagramas de consumo diversificados com horas de ponta relativamente diferentes, nomeadamente no caso das redes de MT, como se pode comprovar na Tabela 3.12. No caso das redes de BT, as horas de ponta coincidiram em todas as redes: 21h no Inverno e 22h no Verão.

Tabela 3.12 – Horas de ponta das redes de MT

RT de MT	Inverno	Verão
RTMT1	12h	15h
RTMT2	20h	15h
RTMT3	16h	15h
RTMT5	20h	14h
RTMT8	15h	15h
RTMT15	20h	14h

3.3.1 - Redes de BT

Nas redes de BT devido à inexistência de dados concretos relativamente à caracterização de clientes residenciais e comerciais, torna-se impraticável a aplicação de diagramas de carga específicos a cada tipo de cliente. Para contornar este problema, os diagramas de consumo referentes a clientes do tipo residencial e comercial foram combinados tendo em consideração as respectivas proporções apresentadas por cada uma das redes de BT.

Nestas redes consideraram-se apenas clientes do tipo residencial e comercial, uma vez que o número de clientes do tipo industrial não apresenta relevância significativa para os tipos de estudo a desenvolver.

Os valores de potência apresentados na caracterização das redes são referentes a potência activa. Para determinação do valor de potência reactiva foi usado um factor de potência ($\text{tg}\phi$) de 0.5

3.3.1.1 - RTBT1

Em média, as redes de BT com potência de transformação de 50 kVA, apresentam uma ponta de consumo anual de 26.4 kW. A totalidade dos clientes deste tipo de rede, em média, tem um consumo anual de 110.7 MWh.

Nas figuras 3.6 e 3.7 apresentam-se os diagramas finais adoptados para a RTBT1, desenvolvidos de acordo com os diagramas base e com todas as restrições inerentes às características de consumo desta rede.

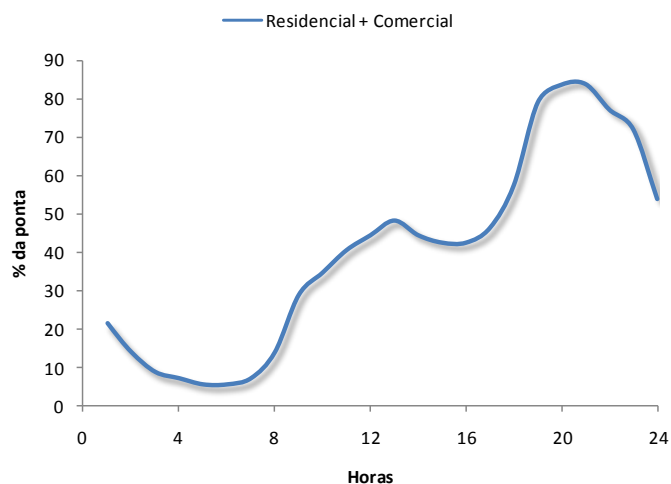


Figura 3.6 - Diagramas de consumo residencial+ comercial para um dia típico de Inverno (RTBT1)

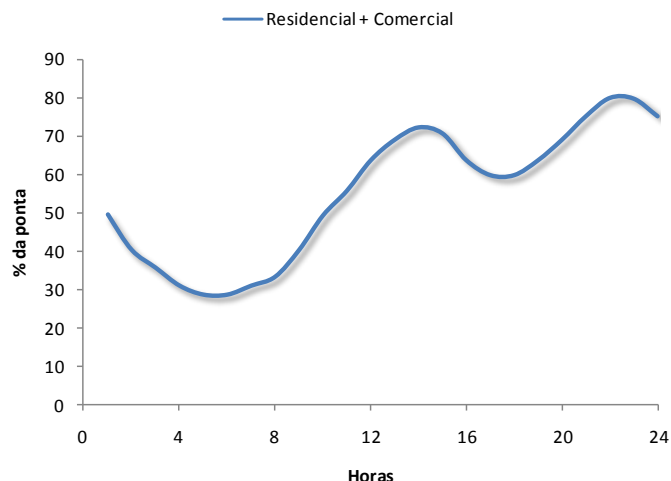


Figura 3.7 - Diagramas de consumo residencial+ comercial para um dia típico de Verão (RTBT1)

3.3.1.2 - RTBT2

Em média, as redes de BT com potência de transformação de 100 kVA apresentam uma ponta de consumo anual de 92.8 kW. A totalidade dos clientes deste tipo de rede, em média, tem um consumo anual de 211.8 MWh.

Nas figuras 3.8 e 3.9 apresentam-se os diagramas finais adoptados para a RTBT2, desenvolvidos de acordo com os diagramas base e com todas as restrições inerentes às características de consumo desta rede.

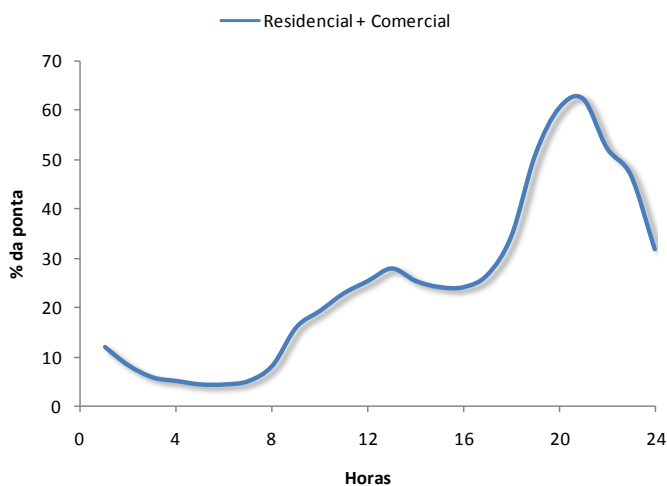


Figura 3.8 - Diagramas de consumo residencial+ comercial para um dia típico de Inverno (RTBT2)

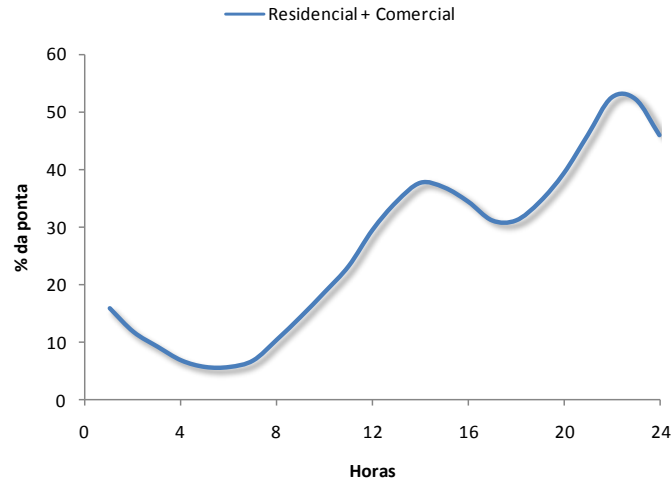


Figura 3.9 - Diagramas de consumo residencial+ comercial para um dia típico de Verão (RTBT2)

3.3.1.3 - RTBT3

Em média, as redes de BT com potência de transformação de 250 kVA apresentam uma ponta de consumo anual de 147.6 kW. A totalidade dos clientes deste tipo de rede, em média, tem um consumo anual de 478.5 MWh.

Nas figuras 3.10 e 3.11 apresentam-se os diagramas finais adoptados para a rede RTBT3, desenvolvidos de acordo com os diagramas base e com todas as restrições inerentes às características de consumo desta rede.

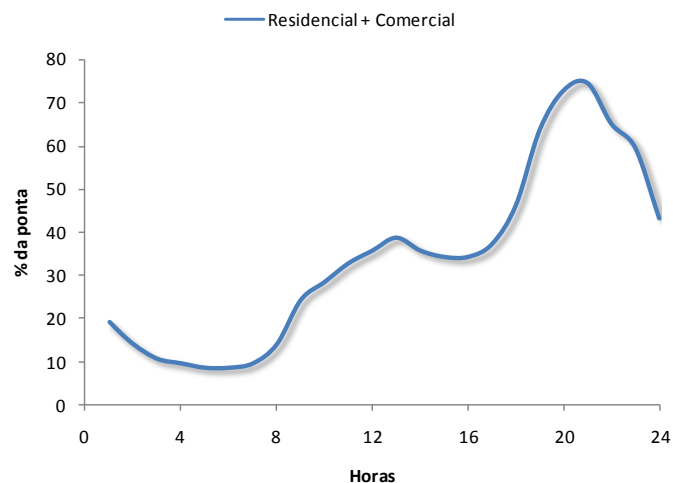


Figura 3.10 - Diagramas de consumo residencial+ comercial para um dia típico de Inverno (RTBT3)

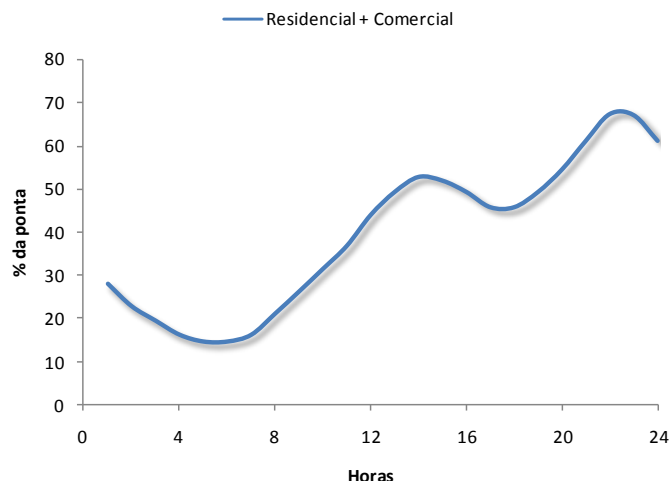


Figura 3.11 - Diagramas de consumo residencial+ comercial para um dia típico de Verão (RTBT3)

3.3.1.4 - RTBT4

As redes de BT com potência de transformação de 400 kVA apresentam, em média, uma ponta de consumo anual de 187.1 kW. A totalidade dos clientes deste tipo de rede, em média, tem um consumo anual de 498.0 MWh.

Nas figuras 3.12 e 3.13 apresentam-se os diagramas finais adoptados para a rede RTBT4, desenvolvidos de acordo com os diagramas base e com todas as restrições inerentes às características de consumo desta rede.

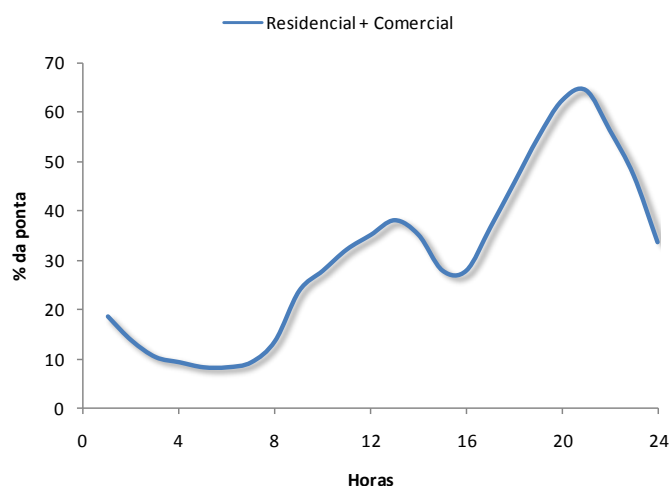


Figura 3.12 - Diagramas de consumo residencial+ comercial para um dia típico de Inverno (RTBT4)

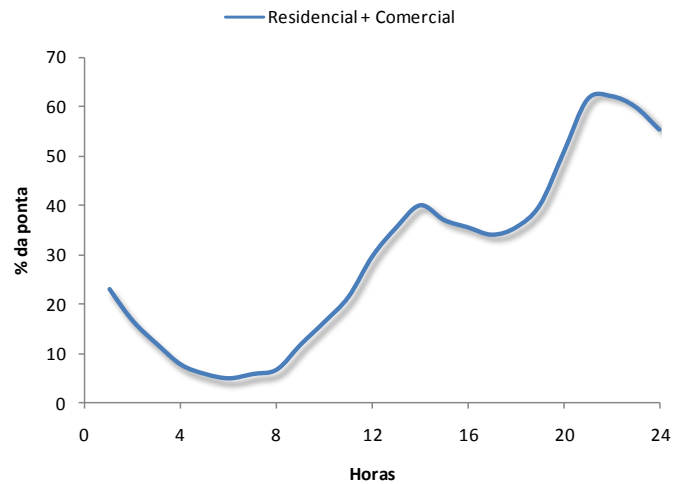


Figura 3.13 - Diagramas de consumo residencial+ comercial para um dia típico de Verão (RTBT4)

3.3.1.5 - RTBT5

Em média, as redes de BT com potência de transformação de 630 kVA apresentam uma ponta de consumo anual de 350.0 kW. A totalidade dos clientes deste tipo de rede, em média, regista um consumo anual de 1078.2 MWh.

Nas figuras 3.14 e 3.15 apresentam-se os diagramas finais adoptados para a rede RTBT5, desenvolvidos de acordo com os diagramas base e com todas as restrições inerentes às características de consumo desta rede.

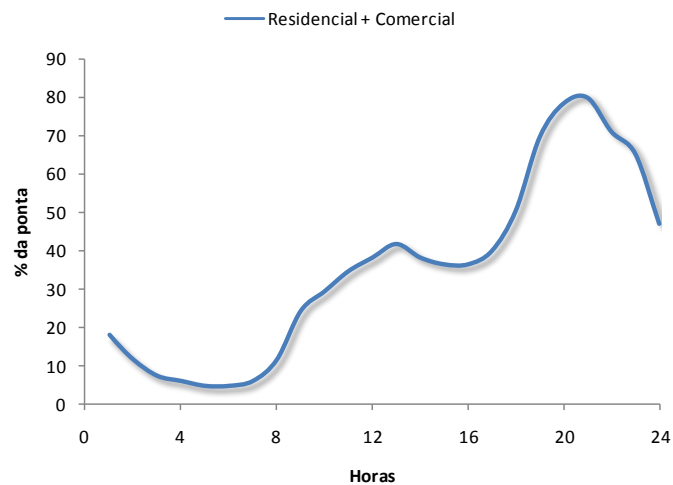


Figura 3.14 - Diagramas de consumo residencial+ comercial para um dia típico de Inverno (RTBT5)

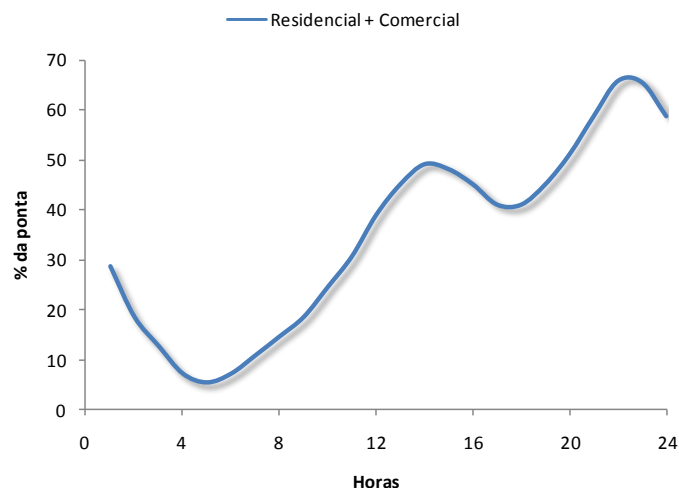


Figura 3.15 - Diagramas de consumo residencial+ comercial para um dia típico de Verão (RTBT5)

3.3.2 - Redes de MT

Os diagramas típicos de consumo foram determinados, para cada uma das redes de MT, de acordo com as proporções de consumo de energia por tipo de cliente (tabela 3.13). Estes valores foram fornecidos pela EDPD, no âmbito do projecto InovGrid.

Tal como o efectuado para as redes de BT e, pelo mesmo motivo, os diagramas de consumo referentes a clientes do tipo residencial e comercial foram posteriormente combinados para cada uma das redes de MT, tendo em consideração as proporções apresentadas na seguinte.

Tabela 3.13 – Percentagem de consumo de energia eléctrica por tipo de cliente

RT de MT	Tipo de consumidor			TOTAL
	Residencial	Comercial	Industrial	
RTMT1	30%	40%	30%	100.0%
RTMT2	31%	48%	21%	100.0%
RTMT3	29%	58%	13%	100.0%
RTMT5	44%	27%	29%	100.0%
RTMT8	42%	47%	11%	100.0%
RTMT15	69%	19%	12%	100.0%

Todos os valores de potência apresentados na caracterização das redes são referentes a potência activa. Para determinação do valor de potência reactiva foi usado o valor de $\text{tg}\phi=0.4$, para cada RT, de acordo com o fornecido pela EDPD.

3.3.2.1 - RTMT1

A RTMT1 apresenta uma ponta de consumo anual nos sectores residencial + comercial de 91.0 MW e no sector industrial de 46.9 MW. A totalidade dos clientes desta rede consome,

anualmente, um total de 405 GWh de energia eléctrica, dos quais 40% são devidos ao sector industrial.

Nas figuras 3.16 e 3.17 apresentam-se os diagramas finais adoptados para a RTMT1, desenvolvidos de acordo com os diagramas base e com todas as restrições inerentes às características de consumo específicas desta rede.

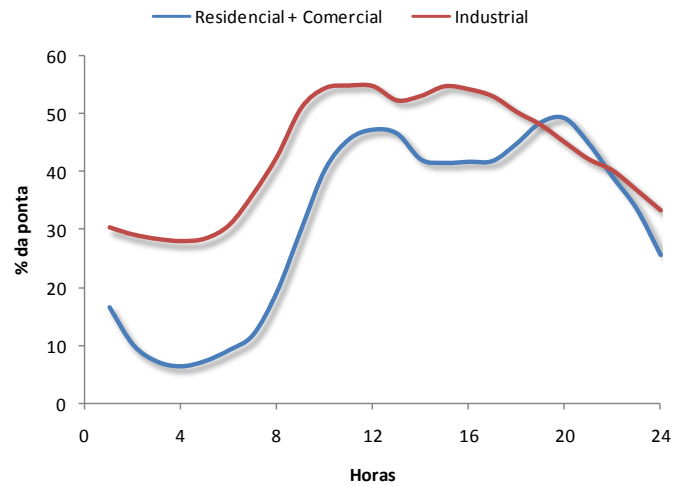


Figura 3.16 - Diagramas de consumo residencial+ comercial e industrial para um dia típico de Inverno (RTMT1)

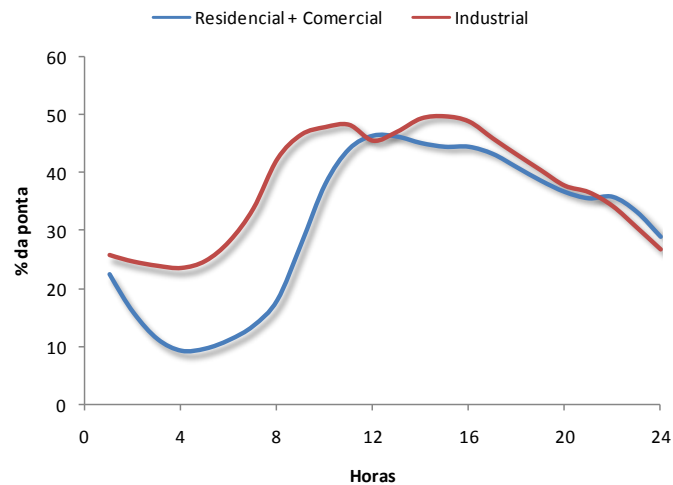


Figura 3.17 - Diagramas de consumo residencial+ comercial e industrial para um dia típico de Verão (RTMT1)

3.3.2.2 - RTMT2

A RTMT2 apresenta uma ponta de consumo anual nos sectores residencial + comercial de 94.3 MW e no sector industrial de 49.4 MW. A totalidade dos clientes desta rede consome, anualmente, um total de 609 GWh de energia eléctrica, dos quais 48% são devidos ao sector industrial.

Nas figuras 3.18 e 3.19 apresentam-se os diagramas finais adoptados para a RTMT2, desenvolvidos de acordo com os diagramas base e com todas as restrições inerentes às características de consumo específicas desta rede.

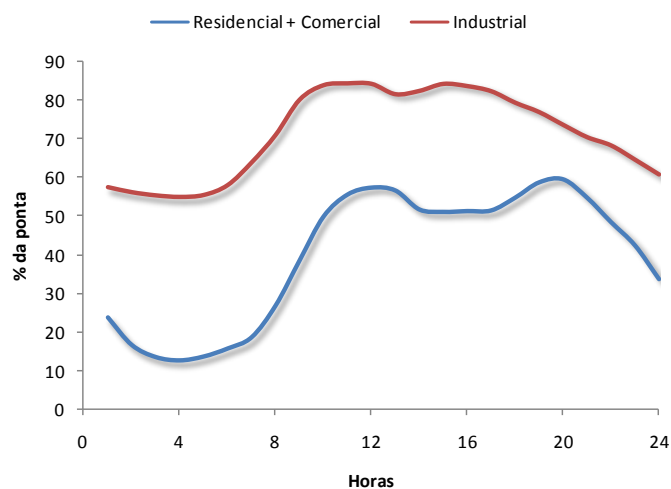


Figura 3.18 - Diagramas de consumo residencial+ comercial e industrial para um dia típico de Inverno (RTMT2)

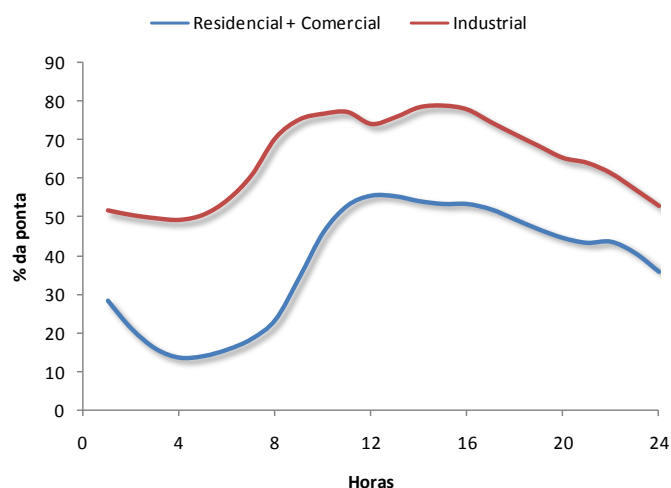


Figura 3.19 - Diagramas de consumo residencial+ comercial e industrial para um dia típico de Verão (RTMT2)

3.3.2.3 - RTMT3

A RTMT3 apresenta uma ponta de consumo anual nos sectores residencial + comercial de 71.7 MW e no sector industrial de 83.9 MW. A totalidade dos clientes desta rede consome, anualmente, um total de 849 GWh de energia eléctrica, dos quais 58% são devidos ao sector industrial.

Nas figuras 3.20 e 3.21 apresentam-se os diagramas finais adoptados para a RTMT3, desenvolvidos de acordo com os diagramas base e com todas as restrições inerentes às características de consumo específicas desta rede.

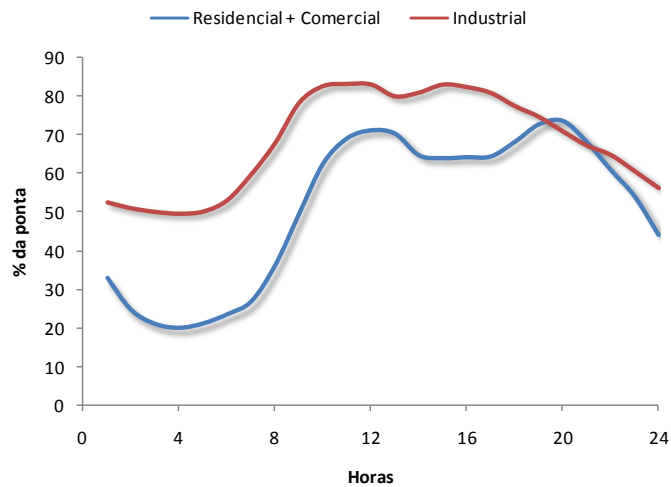


Figura 3.20 - Diagramas de consumo residencial+ comercial e industrial para um dia típico de Inverno (RTMT3)

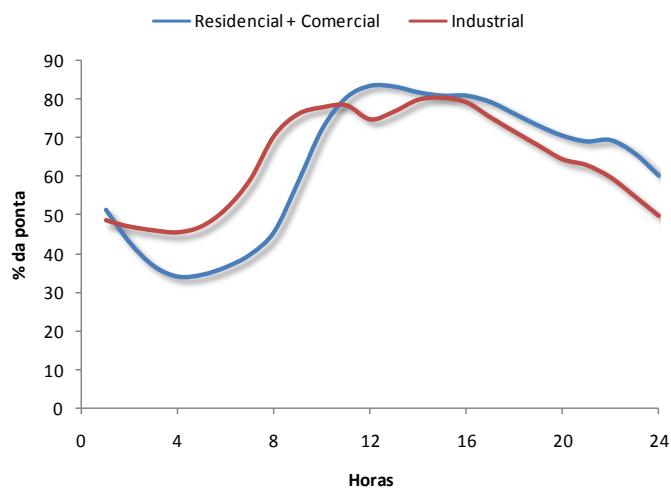


Figura 3.21 - Diagramas de consumo residencial+ comercial e industrial para um dia típico de Verão (RTMT3)

3.3.2.4 - RTMT5

A RTMT5 apresenta uma ponta de consumo anual nos sectores residencial + comercial de 186.3 MW e no sector industrial de 69.5 MW. A totalidade dos clientes desta rede consome, anualmente, um total de 1127 GWh de energia eléctrica, dos quais 27% são devidos ao sector industrial.

Nas figuras 3.22 e 3.23 apresentam-se os diagramas finais adoptados para a RTMT5, desenvolvidos de acordo com os diagramas base e com todas as restrições inerentes às características de consumo específicas desta rede.

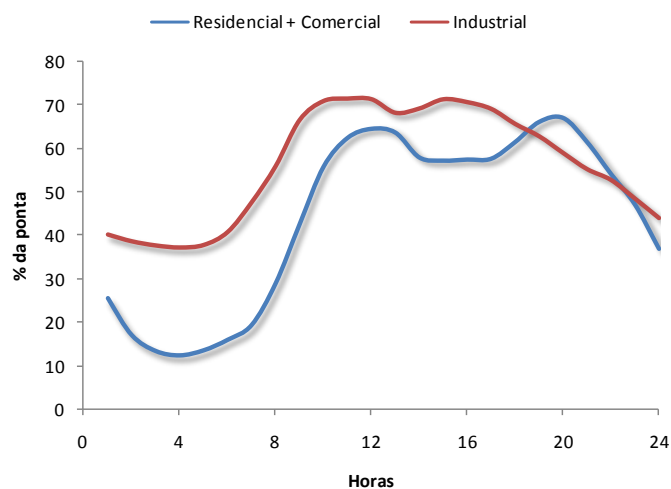


Figura 3.22 - Diagramas de consumo residencial+ comercial e industrial para um dia típico de Inverno (RTMT5)

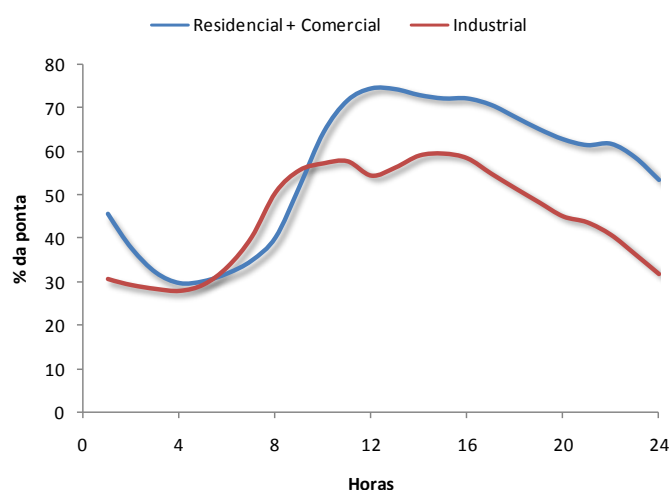


Figura 3.23 - Diagramas de consumo residencial+ comercial e industrial para um dia típico de Verão (RTMT5)

3.3.2.5 - RTMT8

A RTMT8 apresenta uma ponta de consumo anual nos sectores residencial + comercial de 11.0 MW e no sector industrial de 13.8 MW. A totalidade dos clientes desta rede consome, anualmente, um total de 136 GWh de energia eléctrica, dos quais 47% são devidos ao sector industrial.

Nas figuras 3.24 e 3.25 apresentam-se os diagramas finais adoptados para a RTMT8, desenvolvidos de acordo com os diagramas base e com todas as restrições inerentes às características de consumo específicas desta rede.

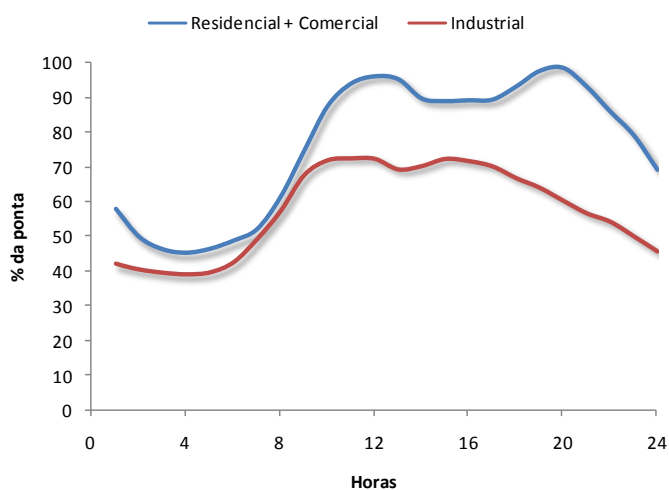


Figura 3.24 - Diagramas de consumo residencial+ comercial e industrial para um dia típico de Inverno (RTMT8)

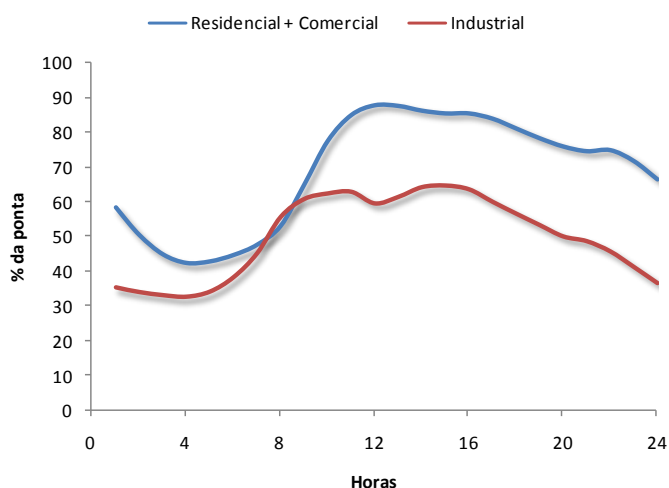


Figura 3.25 - Diagramas de consumo residencial+ comercial e industrial para um dia típico de Verão (RTMT8)

3.3.2.6 - RTMT15

A RTMT15 apresenta uma ponta de consumo anual nos sectores residencial + comercial de 4.2 MW e no sector industrial de 1.4 MW. A totalidade dos clientes desta rede consome, anualmente, um total de 24 GWh de energia eléctrica, dos quais 19% são devidos ao sector industrial.

Nas figuras 3.26 e 3.27 apresentam-se os diagramas finais adoptados para a RTMT15, desenvolvidos de acordo com os diagramas base e com todas as restrições inerentes às características de consumo específicas desta rede.

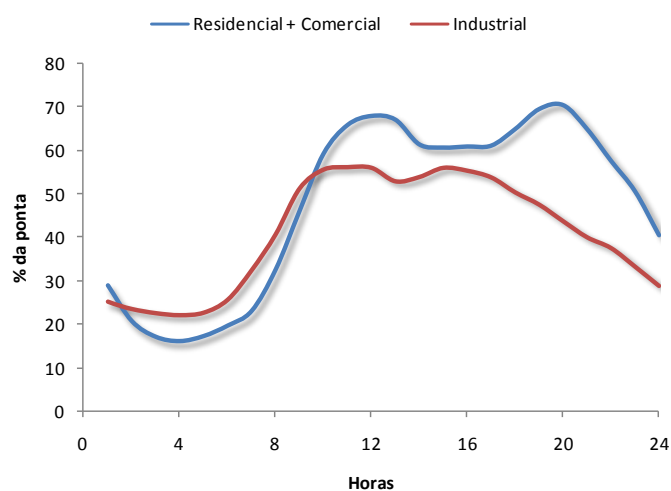


Figura 3.26 - Diagramas de consumo residencial+ comercial e industrial para um dia típico de Inverno (RTMT15)

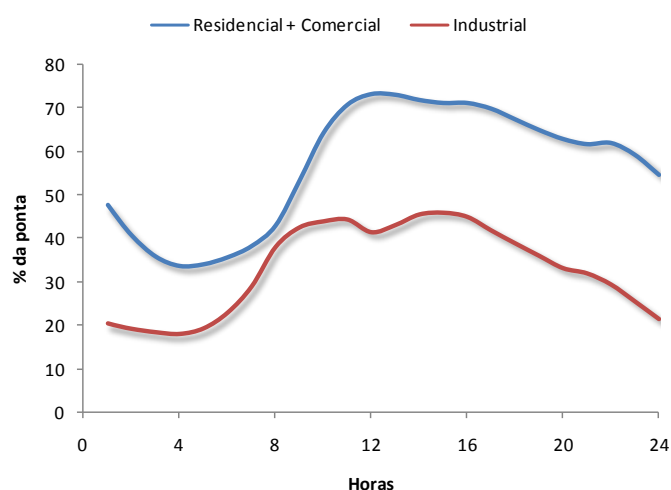


Figura 3.27 - Diagramas de consumo residencial+ comercial e industrial para um dia típico de Verão (RTMT15)

3.4 - Cenários para Integração de PRE e μ G nas Redes de Distribuição

3.4.1 - Potência Instalada em PRE nas Redes de MT

Face às evidências crescentes do fenómeno global das alterações climáticas, a União Europeia (UE) ratificou o Protocolo de Quioto em 1997 onde se comprometeu a reduzir as emissões de CO₂ em 8% face às emissões do ano base (1990). Esta redução foi posteriormente repartida por todos os Estados membros, onde Portugal ficou com a responsabilidade de limitar o aumento das suas emissões de Gases com Efeito de Estufa (GEE) a 27% no período de 2008-2012, relativamente aos valores do ano base.

Para cumprir os objectivos nacionais em matéria de alterações climáticas, foi desenvolvido pelo Governo Português um Programa Nacional para as Alterações Climáticas (PNAC), onde se especificam um conjunto de políticas e medidas internas que visam a redução de emissões de GEE por parte dos diversos sectores de actividade [10].

De acordo com o previsto no PNAC, a evolução da potência instalada de PRE no território nacional terá o comportamento apresentado na figura 3.28.

Numa fase inicial, pensou-se em efectuar um conjunto de simulações onde se considerava simultaneamente a evolução da potência instalada de PRE e de μ G conforme apresentado no PNAC. Os resultados obtidos permitiriam avaliar simultaneamente os impactos da PRE e da μ G na operação e gestão das redes em estudo.

Contudo, o objectivo primordial desta dissertação consiste na avaliação os impactos resultantes da integração em larga escala de unidades μ G. Na impossibilidade de discriminar os efeitos da PRE e da μ G com a estratégia anterior, adoptou-se uma nova metodologia onde se manteve constante a potência instalada de PRE nas redes em estudo (com o valor de potência instalada no ano de referência), evoluindo apenas a potência instalada de μ G do tipo Fotovoltaica (FV) e Micro-Éolica (μ EO). Com base neste pressuposto, torna-se possível estudar apenas o impacto da μ G na operação e gestão das redes de distribuição.

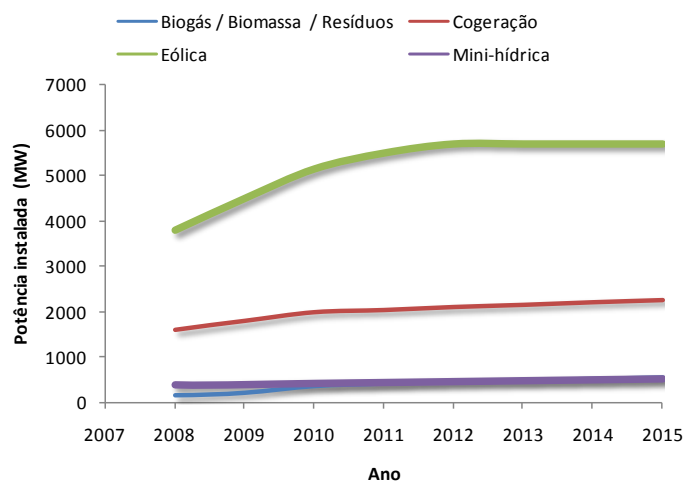


Figura 3.28 - Evolução da Potência Instalada da PRE, no Território Nacional, entre 2008 - 2030

Na figura 3.29 mostra-se a potência instalada de PRE utilizada neste estudo, e que se considerou ser a existente a nível nacional no ano de 2008 [10].

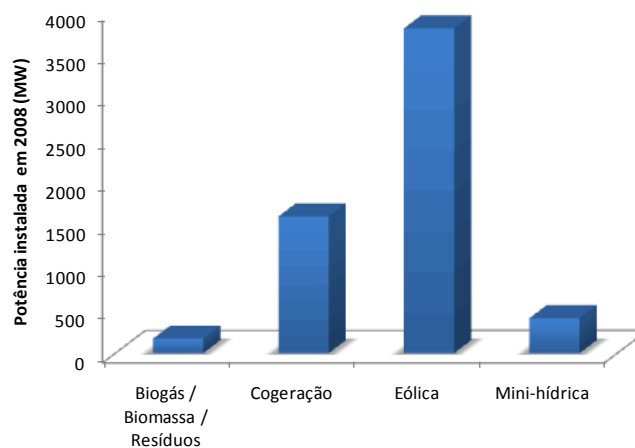


Figura 3.29 - Potência Instalada da PRE no Território Nacional em 2008

Após se identificar a PRE existente a nível nacional procedeu-se à sua distribuição pelas RTs de MT a estudar. Esta divisão foi efectuada de acordo com os dados fornecidos pela EDPD, apresentados na Tabela 3.14, acerca do número de instalações e da potência instalada de PRE em cada RT de MT.

Tabela 3.14 – Número de instalações e potência instalada de PRE em cada RT de MT

RT de MT	Nr. de redes	Instalações de PRE (MVA)							
		Biogás/Biomassa/Resíduos		Co-geração		Eólica		Hídrica	
		Nr.	P. Inst.	Nr.	P. Inst.	Nr.	P. Inst.	Nr.	P. Inst.
RTMT1	11	-	-	6	22.3	-	-	-	-
RTMT2	7	2	1.8	13	100.4	4	2.6	2	5.0
RTMT3	4	-	-	41	185.4	-	-	10	12.5
RTMT5	3	3	3.2	2	7.5	-	-	2	0.5
RTMT8	38	4	1.3	24	86.5	8	37.5	14	31.0
RTMT15	91	-	-			27	118.7	24	53.3
TOTAL	155	9	6.3	86	402.2	39	158.8	52	102.2

Para tornar os cenários a estudar mais realistas, considerou-se ainda relevante fazer um levantamento da localização das instalações de PRE existentes no terreno. O intuito deste levantamento prende-se com o facto da localização deste tipo de instalações influenciar significativamente as perdas energéticas por efeito Joule. Assim, e de acordo com os dados da EDP Distribuição, separaram-se a totalidade das instalações de PRE existentes em dois grupos distintos: a que está localizada nas imediações de subestações AT/MT e a que está efectivamente dispersa pelas redes de distribuição MT.

Finalmente, o número total de instalações PRE e as respectivas potências, tanto as localizadas nas imediações de subestações como as dispersas pela rede, foram equitativamente distribuídas pelo conjunto de redes existentes de cada tipo (2ª coluna da tabela 3.14).

Os resultados obtidos para a PRE localizada na vizinhança de subestações estão representados nas figuras 3.30 e 3.31. As figuras 3.32 e 3.33 apresentam os resultados para a PRE dispersa pela rede. Na operação das unidades de PRE considerou-se $\text{tg}\phi=0.4$ capacitivo nas horas de cheias (no Verão das 9:00 às 23:00 e no Inverno das 8:00 às 22:00) e $\text{tg}\phi=0$ nas horas de vazio (restante período).

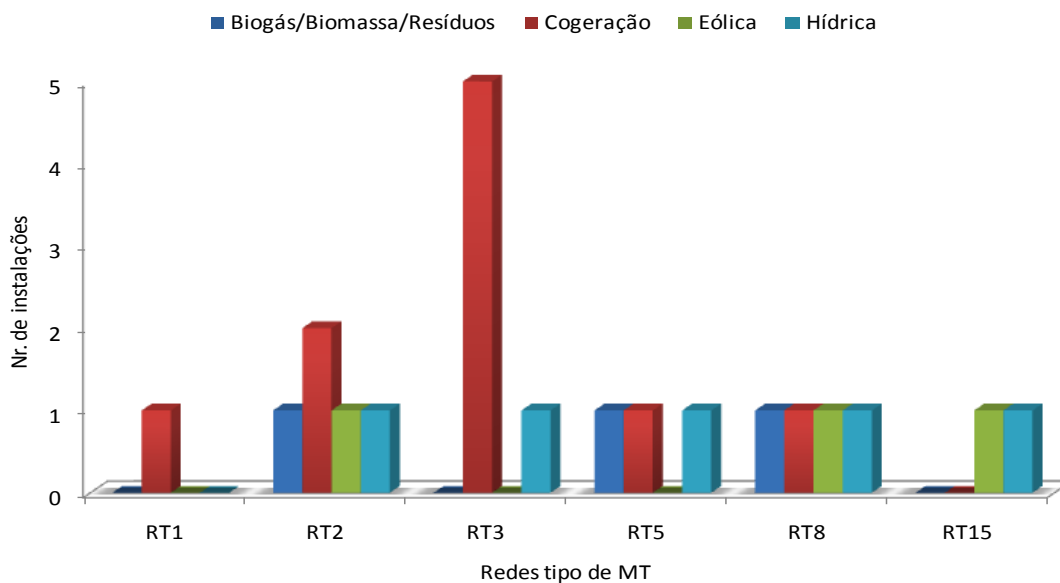


Figura 3.30 - Número de instalações de PRE localizadas nas imediações de subestações em cada rede MT

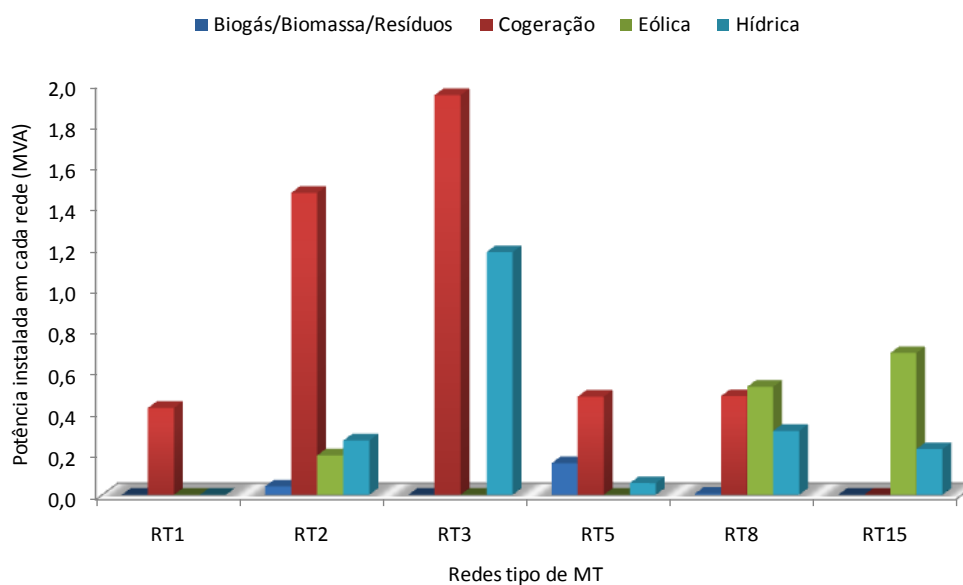


Figura 3.31 - Potência instalada de PRE localizada nas imediações de subestações em cada rede MT

Evolução da Potência Instalada de μ G 75

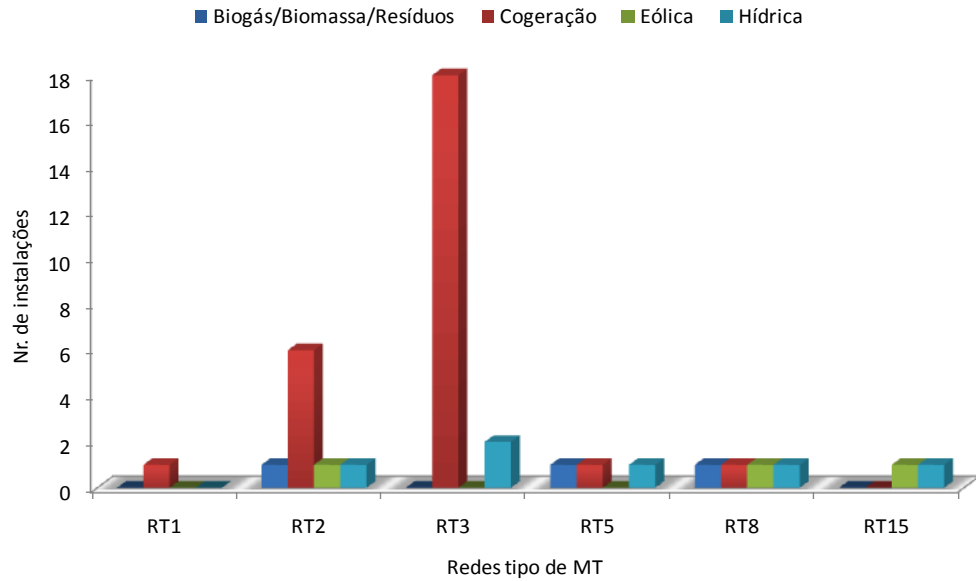


Figura 3.32 - Número de instalações de PRE dispersas em cada rede MT

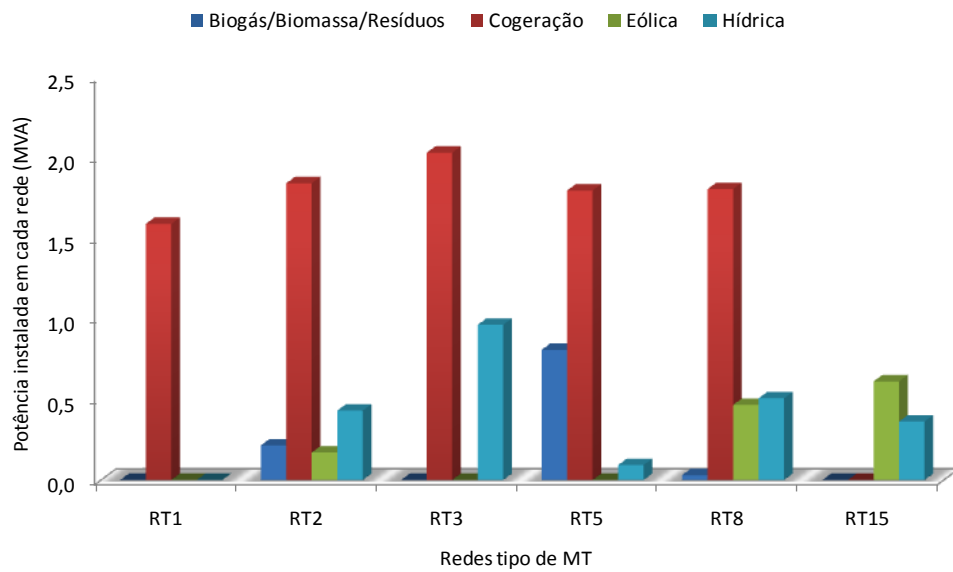


Figura 3.33 - Potência instalada de PRE dispersa em cada rede MT

3.4.2 - Evolução da Potência Instalada de μ G

O Decreto-Lei n.º 363/2007 de 2 de Novembro [15], que estabelece o regime jurídico aplicável à produção de electricidade por intermédio de unidades de μ G, refere no parágrafo 8 do Artigo 11.º que o limite máximo de potência a ligar no ano em vigor do Decreto-Lei (2008), no regime bonificado, é de 10 MW. Esse valor é aumentado, anual e sucessivamente,

em 20%. No caso de a procura satisfazer os valores máximos permitidos pelo Decreto-Lei, o crescimento da μG a nível nacional seguirá uma curva exponencial. Esta situação afigura-se como bastante provável dado que a adesão dos consumidores a estas novas tecnologias tem superado as expectativas, esgotando num período muito curto de tempo os 10 MW disponíveis no regime bonificado. Adicionalmente, a evolução das tecnologias e a previsível redução dos seus custos serão também factores que contribuirão para aumentar a adesão dos consumidores a este novo paradigma.

Dada esta conjuntura, definiram-se 5 cenários de evolução de μG onde, em três deles, se consideram taxas de integração bastante acima do disposto no Decreto-Lei n.º 363/2007 de 2 de Novembro. Resta referir que se assumiu a existência de 10 MW instalados a nível nacional no ano inicial (2008).

- **Cenário 0** (cenário base) - potência de μG instalada a nível nacional é mantida constante nos 10 MW até 2030;
- **Cenário 1** - potência de μG instalada a nível nacional cresce à taxa de 20% até 2015 (cenário referente ao constante do parágrafo 8 do Artigo 11.º do Decreto-Lei n.º 363/2007) e à taxa de 3% desde 2016 até 2030 atingindo-se, no último ano, uma potência instalada de 250 MW;
- **Cenário 2** - potência de μG instalada a nível nacional cresce à taxa de 34% até 2015 e à taxa de 4% desde 2016 até 2030 atingindo-se, no último ano, uma potência instalada de 500 MW;
- **Cenário 3** - potência de μG instalada a nível nacional cresce à taxa de 49% até 2015 e à taxa de 5% desde 2016 até 2030 atingindo-se, no último ano, uma potência instalada de 1000 MW;
- **Cenário 4** - potência de μG instalada a nível nacional cresce à taxa de 65% até 2015 e à taxa de 6% desde 2016 até 2030 atingindo-se, no último ano, uma potência instalada de 2000 MW.

Na figura 3.34 é representada a evolução da potência instalada de μG a nível nacional nos 5 cenários que foram considerados nos estudos efectuados.

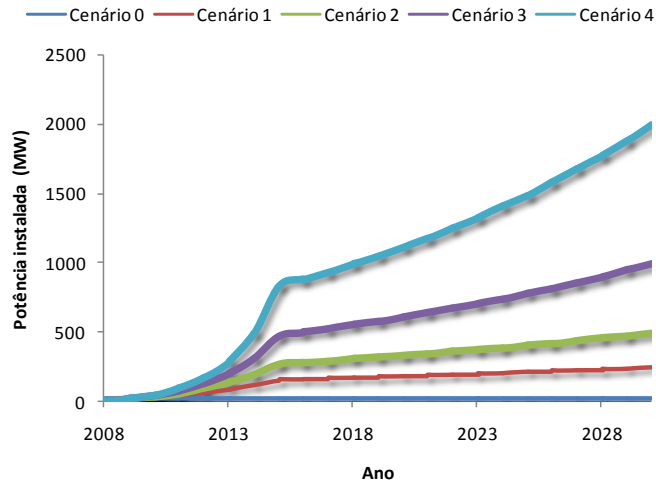


Figura 3.34 - Cenários de evolução da potência instalada de μ G, entre 2008 - 2030, no território nacional

A μ G foi distribuída de forma homotética apenas pelos clientes do tipo residencial, uma vez que este tipo de produção estará localizado essencialmente neste tipo de consumidores. A distribuição proporcional da μ G não deverá ser, contudo, o cenário verificado. No entanto, considerou-se razoável optar por esta metodologia em detrimento de outras, como por exemplo o sorteio de unidades de μ G de maior potência por apenas alguns clientes. Esta situação poderia originar cenários em que determinadas redes ficariam sobrecarregadas com μ G, enquanto outras ficariam praticamente sem este tipo de fontes de energia.

Nas redes de BT, a μ G foi distribuída pelos barramentos de forma proporcional à potência de cada carga (consumidor), ou seja, as cargas com maior potência recebem uma percentagem de μ G superior, já que podem instalar unidades de μ G com maior potência. Nas redes de MT como não existem consumidores residenciais e comerciais de MT, a μ G que existe está associada aos consumidores das redes de BT. Assim, a μ G nas redes de MT foi distribuída considerando que esta se encontrava agregada ao nível do PT de cada rede de BT. A forma como a μ G é distribuída nas redes de BT e MT será abordada com maior detalhe no capítulo 4.

Na avaliação do impacto destas fontes de energia nas redes de MT assumiu-se que toda a μ G estaria ligada directamente nas redes de BT. Nos estudos efectuados, foi considerado que as unidades de μ G são operadas com $\text{tg}\phi=0$.

A análise dos recursos endógenos existentes no território português e do custo e disponibilidade das tecnologias de μ G existentes no mercado, permitiu concluir que a tecnologia de μ G que terá maior aceitação entre os consumidores será a FV. Actualmente, e de acordo com estatísticas da DGEG [12], este tipo de tecnologia representa 96% da potência total de μ G existente a nível nacional. Um estudo elaborado por representantes do IN+/IST, INETI e EDP, no ano de 2006 [91], refere que os sistemas fotovoltaicos de pequena e média escala integrados nos edifícios são os que apresentam um maior potencial de expansão a

longo prazo. Assim, considerou-se que 80% de toda a μG existente seria do tipo FV. Os restantes 20% foram atribuídos às tecnologias do tipo μEO .

Com o intuito de avaliar o impacto que o tipo de tecnologia de μG tem nas redes de distribuição, repetiram-se os estudos para as redes de BT considerando valores de 60% e 40%, respectivamente para as tecnologias FV e μEO . Por motivos análogos ao referido na secção 3.2 deste capítulo, relativamente à avaliação da influência da taxa de crescimento de consumo, para as redes de MT não se considerou necessário realizar estudo semelhante. A avaliação da influência do tipo de tecnologia no impacto da μG nas redes de BT será descrita com maior detalhe no capítulo 4.

3.5 - Diagramas de Produção

Os diagramas de produção médios para dias típicos das diversas tecnologias de PRE utilizados neste estudo foram elaborados a partir de perfis médios sazonais de produção (um para o Inverno e outro para o Verão) fornecidos pela EDPD.

Os perfis médios sazonais foram ajustados para que, quando multiplicados pela potência instalada a nível nacional de cada tecnologia de PRE, originassem uma produção energética anual que reflectisse as produções conhecidas para o ano de referência.

Os dados constantes neste estudo, como referido anteriormente, são relativos ao projecto InovGrid iniciado em 2007. Dado o histórico do projecto, os valores nele utilizados para a potência instalada de PRE e sua produção anual foram os mais actuais disponíveis até então (2007): ou seja, nessa data apenas existiam dados referentes ao ano de 2006 (figura 3.35).

Devido ao tempo relativamente limitado para efectuar o estudo presente nesta dissertação e depois de se verificar que a opção de adoptar valores reais de 2008 não afectaria de forma relevante os resultados e conclusões deste estudo, decidiu-se por utilizar valores para o ano de 2008 calculados com base nos registados em 2006 [92].

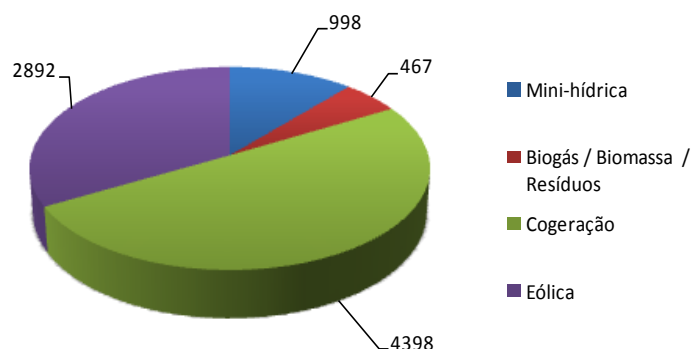


Figura 3.35 - Produção anual nacional de PRE para o ano de 2006 (GWh)

Assim, a partir dos dados de 2006, extrapolou-se para 2008 a produção energética nacional dos PREs tendo como base de proporcionalidade as potências instaladas nos dois anos em análise. Os valores assumidos para as potências instaladas de PRE no ano de 2008 são os constantes da Resolução do Conselho de Ministros n.º 1/2008 [10]. Na Tabela 3.15 apresentam-se os valores tomados como base, referentes a 2006, e os obtidos para 2008. Como se pode verificar, através de dados provisórios da REN para o ano de 2008 [93], os valores extrapolados não são muito diferentes dos reais registados nesse ano.

Tabela 3.15 – Produção anual (GWh) e potência instalada (MW) de PRE a nível nacional para os anos de 2006 e 2008

	2006		2008	
	Produção (GWh)	P. Instalada (MW)	Produção (GWh)	P. Instalada (MW)
Mini-hídrica	998	365	1121	410
Biogás / Biomassa / Resíduos	467	124	639	170
Co-geração	4398	1171	6011	1600
Eólica	2892	1515	7254	3800
TOTAL PRE	8755	3175	15024	5980

No que toca às unidades mini-hídricas é importante salientar que, com base nos dados fornecidos pela EDPD, a sua produção ocorre em grande parte nos meses de Inverno e, em termos médios, de forma que pode ser considerada praticamente uniforme. Estes factos levaram à adopção dos diagramas de produção apresentados na figura 3.36, onde nos períodos de Verão se considerou uma produção energética praticamente nula para estas unidades de PRE.

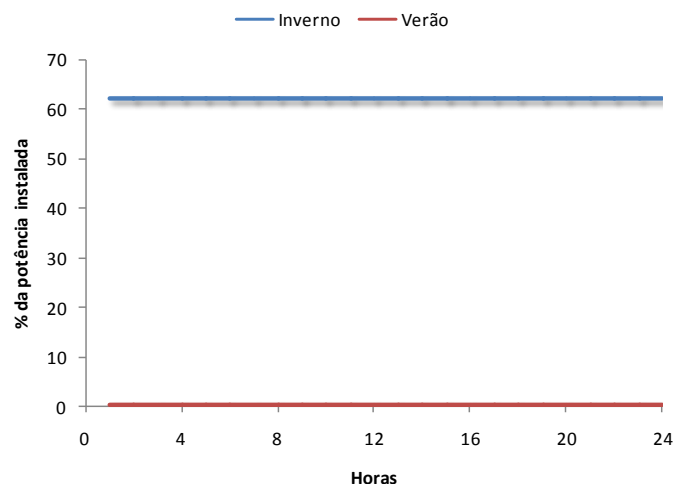


Figura 3.36 - Diagramas de produção das unidades mini-hídricas

As unidades de biogás/biomassa/resíduos caracterizam-se por terem diagramas de produção praticamente constantes ao longo do tempo, estando apenas dependentes dos recursos primários que, em regra, estão disponíveis ao longo de quase todo o ano (figura 3.37).

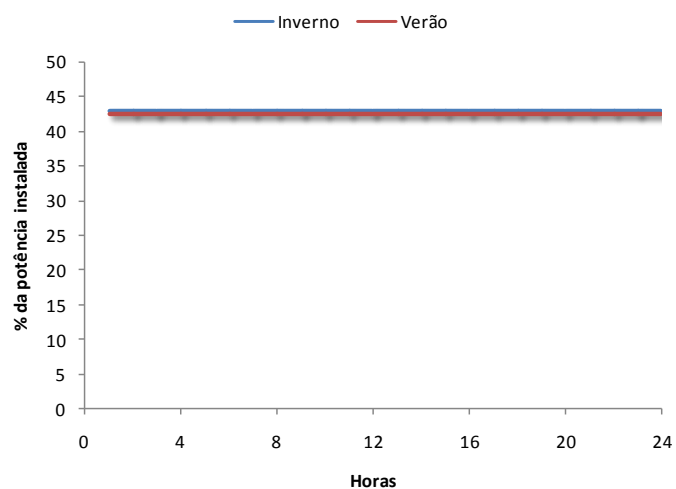


Figura 3.37 - Diagramas de produção das unidades de biogás/biomassa/resíduos

De forma semelhante ao que acontece nas unidades de biogás/biomassa/resíduos, as unidades de co-geração também apresentam, em termos médios, diagramas de produção bastante semelhantes ao longo de todo o ano, não apresentam padrões muito distintos de sazonalidade. No entanto, de acordo com os dados fornecidos pela EDPD, a produção destas unidades varia consideravelmente ao longo do dia, tal como se pode apurar a partir da figura 3.38.

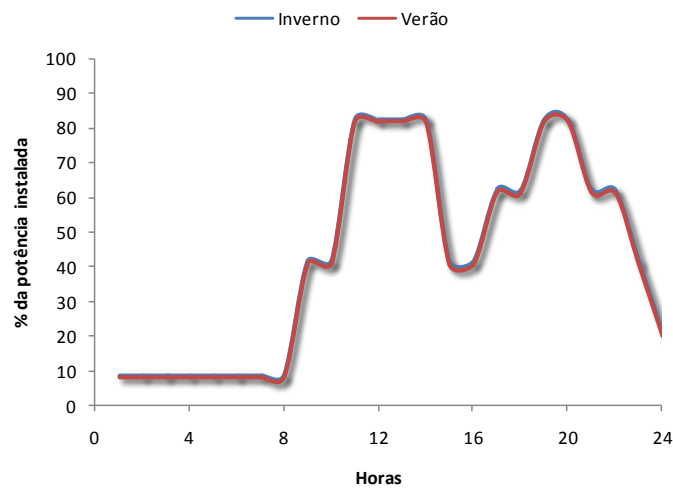


Figura 3.38 - Diagramas de produção das unidades de co-geração

O vento, como recurso primário, é caracterizado por ter um elevado grau de intermitência podendo sofrer variações bruscas na sua velocidade em intervalos de tempo muito curtos. Contudo, o valor médio diário da velocidade do vento a nível nacional sofre pequenas alterações, quer para o período de Inverno quer para o de Verão, tal como se pode observar na figura 3.39.

É importante salientar que os diagramas de produção eólica, apresentados na figura 3.39, foram utilizados neste estudo não só para as unidades de PRE mas também para as unidades de μG , dado que as produções de ambas as tecnologias dependem de forma semelhante da velocidade do vento.

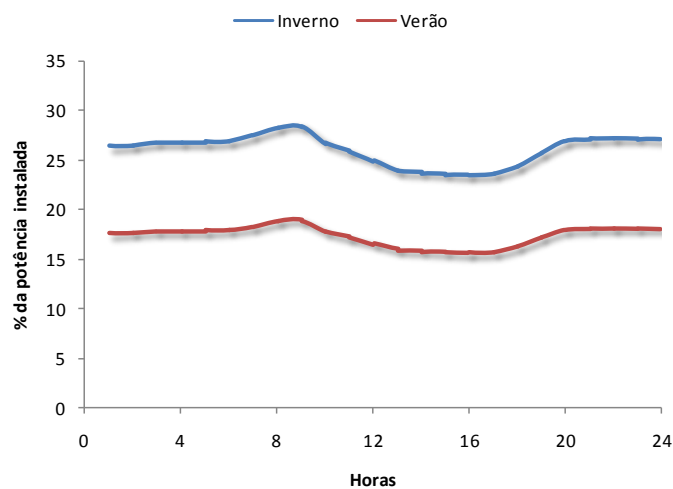


Figura 3.39 - Diagramas de produção das unidades eólicas

A potência instalada em unidades fotovoltaicas a nível nacional está, quase na sua totalidade, associada a instalações de μG . Dada a quase inexistência de unidades de PRE

fotovoltaicas, os diagramas de produção médios apresentados para os períodos de Inverno e Verão, apresentados na figura 3.40, foram exclusivamente aplicados às unidades de μG deste tipo existentes a nível nacional.

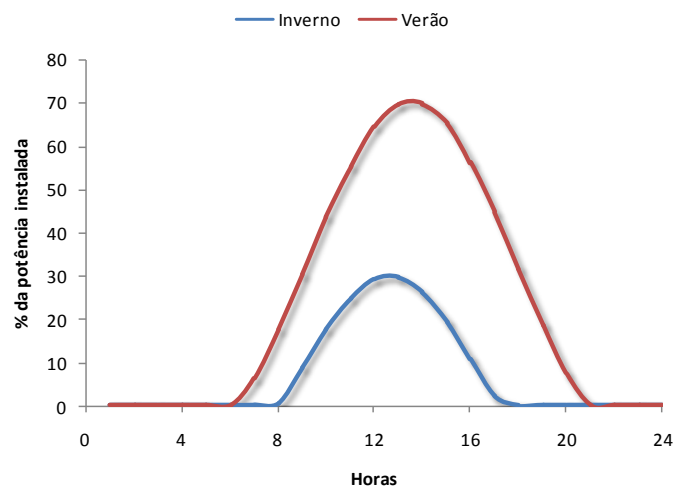


Figura 3.40 - Diagramas de produção das unidades fotovoltaica

Capítulo 4

Metodologia de Estudo do Impacto da Microgeração

No capítulo anterior foi apresentado o conjunto de dados obtido junto da EDP Distribuição desde o início do projecto InovGrid. Esse conjunto de dados serve de suporte à metodologia desenvolvida nesta dissertação, cujo objectivo se centra na análise de impacto resultante da integração em larga escala de unidades de Microgeração (μG) sobre as redes de Baixa Tensão (BT) e Média Tensão (MT).

O objectivo deste capítulo consiste na apresentação de uma descrição geral e detalhada da metodologia proposta para a avaliação dos referidos impactos. Inicialmente é apresentada uma visão global dessa metodologia. De seguida, nas várias secções deste capítulo detalham-se todas as fases da mesma. Para além da apresentação conceptual da metodologia proposta, apresenta-se ainda a forma da sua implementação, bem como uma descrição do software utilizado. Finalmente, é ainda apresentada a forma de tratamento dos resultados obtidos.

4.1 - Descrição Global da Metodologia Proposta

Como já foi referido anteriormente, a metodologia que seguidamente se apresenta para análise do impacto resultante da ligação em larga escala da integração de unidades de μG nas redes de BT assenta na exploração do conjunto de informação que foi descrita no Capítulo 3: redes tipo MT e BT, diagramas de carga para cada uma das redes tipo, cenários de integração de μG e Produtores em Regime Especial (PRE) e respectivos diagramas de produção para cada tipo de tecnologia.

Antes de continuar a descrição global da metodologia, é importante focar desde já os pressupostos essenciais em que essa metodologia assenta e que serviram de base aos algoritmos usados nas simulações computacionais efectuadas:

- I. Análise de redes do tipo BT e MT separadamente, dada a dimensão do problema;
- II. Divisão do ano em dois dias característicos: Inverno e Verão
- III. Simulação de um trânsito de potências (TP) de 24 horas para cada um desses dias característicos com base na informação do capítulo 3;
- IV. Com base no TP de 24 horas, obtêm-se informação sobre o comportamento das redes hora a hora.

Todas estas acções são realizadas num horizonte temporal de 2008-2030, atendendo aos cenários de crescimento de carga e de μG definidos.

O problema da avaliação do impacto da μG nas redes de distribuição de BT e MT requereu um conjunto adicional de etapas. Assim partindo dos pressupostos descritos anteriormente, foi possível criar uma metodologia global para abordar o problema. Essa metodologia é representada no fluxograma da figura 4.1 e descreve-se de seguida.

O primeiro passo consistiu na selecção das redes a simular. Como se sabe dispunha-se de um conjunto de redes de BT (RTBT1, RTBT2, RTBT3, RTBT4 e RTBT5) e outro de MT (RTMT1, RTMT2, RTMT3, RTMT5, RTMT8, RTMT15), devidamente caracterizadas no capítulo 3.

Assim, começou-se por seleccionar cada uma das redes de BT, carregando-as no software PSS/E. De seguida, em ambiente PSS/E executou-se o algoritmo para as redes de BT. Para as redes de MT procedeu-se de forma análoga mas utilizando o algoritmo apropriado para este tipo de redes. Os algoritmos usados, e que tem na sua base os pressupostos definidos no início da presente secção, encontram-se descritos pormenorizadamente na secção 4.4.1 e 4.5.1 respectivamente para as redes de BT e MT.

A etapa de carregamento das redes, assim como a execução dos algoritmos, foi realizada de forma automática recorrendo a dois scripts, um para as redes de BT e outro para as de MT. Portanto, no script de BT definia-se a rede de BT que se pretendia analisar, de seguida executava-se o script, em ambiente PSS/E, e este carregava automaticamente a rede definida e executava as funções do algoritmo criado para as redes de BT. Caso a rede a analisar fosse de MT, executava-se o script de MT, sendo o processo análogo ao descrito para as redes de BT. Esta situação é descrita com maior detalhe na secção 4.3.

Depois de executada a etapa anterior, procedeu-se ao tratamento dos resultados que nela foram produzidos. Nomeadamente, resultados de perfis de tensão, percentagem de carga nas linhas, energia de perdas e diagramas de carga globais. O processo de tratamento de resultados encontra-se detalhado na secção 4.6 deste capítulo.

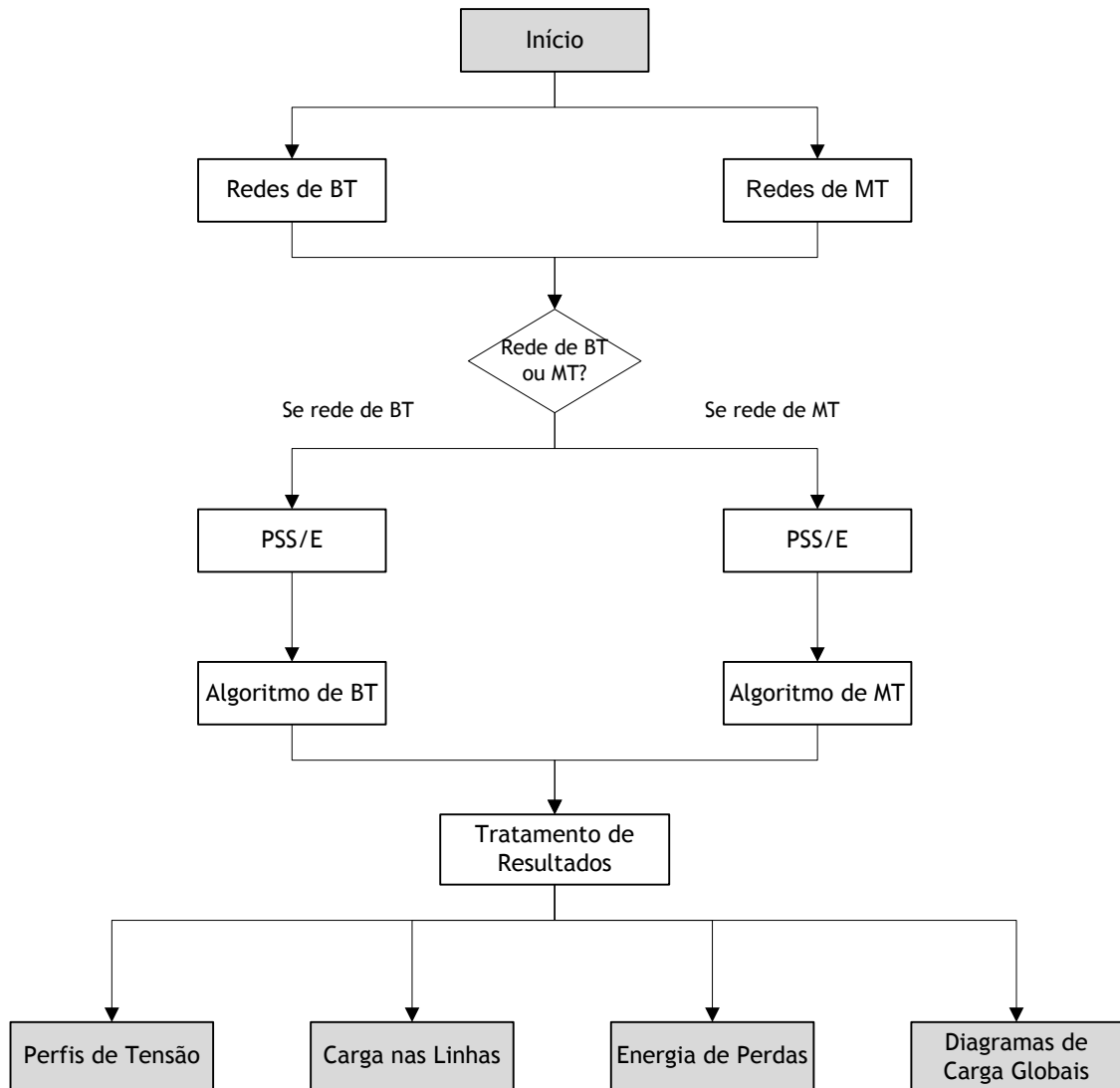


Figura 4.1 - Fluxograma representativo da metodologia global utilizada

4.2 - Utilização do Software PSS/E

O *Power System Simulator for Engineering* (PSS/E) é um software que permite efectuar análises em regime estacionário e em regime dinâmico, do desempenho de redes de energia eléctrica. Entre outras funcionalidades, este software, permite fazer estudos de TP e criar rotinas de automatização através de funções específicas internas ao programa [94].

O processo fundamental na obtenção de resultados para o estudo pretendido é a resolução de um trânsito de potências (TP). As redes de BT e MT estudadas, foram individualmente definidas em ficheiros criados no PSS/E. Cada ficheiro tem informações relativas a dados técnicos das redes, nomeadamente, dados sobre os barramentos, geradores, transformadores, linhas e cargas.

Através do PSS/E, e recorrendo a scripts de automatização (descritos na secção 4.3), simularam-se TP em todas as redes para os cenários e períodos temporais considerados.

O método de TP utilizado foi o Newton-Raphson. Este método é a referência na solução do trânsito de energia. Em particular nas redes de BT, onde a resistência predomina sobre a reactância, só mesmo este método é aplicável. A principal vantagem deste método iterativo reside na sua rápida convergência comparativamente a outros métodos do género. Independentemente do número de barramentos da rede e desde que não haja infracção de limites de potência reactiva que obrigue à alteração do tipo de nó, este método necessita de um número bastante reduzido de iterações (usualmente menos que 5) para atingir os critérios de convergência estabelecidos [21]. Mais informação sobre este e outros métodos utilizados na simulação de trânsitos de potência pode ser consultada em [95-96]

4.3 - Automatização do Processo

Com o objectivo de reduzir o tempo de trabalho, todo o processo de simulação foi optimizado através de dois *scripts* programados *Python*, um para as redes de BT, designado por μ G_BT_script e outro para as redes de MT, designado por μ G_MT_script. O horizonte temporal de 30 anos, os vários cenários de penetração de μ G, a divisão do diagrama de cargas no período de Inverno e Verão, e o elevado número de redes, que implicariam manualmente um número enormíssimo de simulações, foram factores preponderantes nesta escolha.

O μ G_BT_script e o μ G_MT_script têm na sua base os algoritmos descritos nas secções 4.4.1 e 4.5.1, respectivamente para as redes de BT e de MT. Através de qualquer um destes *scripts*, dependendo da rede de distribuição a analisar, pode-se em cada um deles alterar os seguintes parâmetros:

- Tipo de rede de BT ou de MT, respectivamente para μ G_BTscript e μ G_MTscript;
- Cenário de penetração da μ G (cenário 0,1,2,3 ou 4);
- Época do ano (período de Inverno ou Verão).

Tanto as redes de BT como as de MT são devidamente caracterizadas por dados de entrada organizados num ficheiro Excel. O script foi realizado de forma a garantir que após a introdução dos parâmetros anteriormente descritos, e sua posterior execução, os dados fossem correctamente importados e guardados em variáveis internas do script. Estes dados foram caracterizados no capítulo 3 e diferem na sua maioria de rede para rede. Para cada rede de BT, os dados de entrada são relativos a:

- Diagramas diários de carga por tipo de consumidor;
- Diagramas diários de produção da μ G;
- Potência de carga instalada e respectivos barramentos de carga;
- Percentagem do total da carga instalada em cada barramento;
- Potência instalada de μ G para cada cenário;

- Percentagem de penetração de cada tecnologia de μ G (fotovoltaica e micro-
éolica),
- Taxa de crescimento de carga;
- Factor de potência para cada uma das redes típicas, para a PRE e para a μ G;

Para as redes de MT, além destes, existem dados relativos a:

- Diagramas de produção da PRE (éolica, co-geração, mini-hídrica, biogás /
biomassa / resíduos);
- Potência instalada de PRE e respectivos barramentos.

Após a selecção dos parâmetros a analisar, é apenas necessário executar os scripts desenvolvidos para obter os resultados da simulação. O processo decorre automaticamente, sendo os resultados escritos de forma ordenada em ficheiros de texto. Estes ficheiros são utilizados para posterior tratamento e análise em ambiente Excel.

Importa referir que, para a taxa de crescimento de carga, efectuou-se um estudo aprofundado para o valor de 2%, tal como definido na secção 3.2 do capítulo 3, em que foram analisados todos os parâmetros que eram objectivo do presente trabalho (perfis de tensão, energia de perdas, percentagem de carga nas linhas, diagramas de carga e emissões de CO_2 evitadas). Para as taxas de crescimento de carga de 1% e 3% obtiveram-se resultados também para todos aqueles parâmetros, contudo, foram apenas analisados resultados a nível da energia de perdas, como se justifica na secção 4.6.6 deste capítulo.

Também para a percentagem de penetração de cada tecnologia de μ G, procedeu-se de forma semelhante. Ou seja, para uma percentagem de 80% de μ G FV e 20% μ EO (caso base - de acordo com o definido na secção 3.4.2 do capítulo 3) foram analisados todos os parâmetros referidos anteriormente. Para uma percentagem de penetração de μ G FV de 60% e de μ EO de 20% foram analisados resultados ao nível da energia de perdas. Este aspecto é justificado na secção 4.6.7 deste capítulo.

4.4 - Redes de BT

4.4.1 - Algoritmo de Simulação do Impacto da μ G

Na base deste algoritmo está a obtenção de resultados relacionados com a energia de perdas, perfis de tensão, congestionamentos nos ramos e diagramas de carga ao nível do posto de transformação da rede respectiva.

Para cada rede de BT, cenário de μ G pretendido e período do ano (Inverno ou Verão), executa-se repetidamente, desde 2008 a 2030 e para cada uma das 24 horas de um dia, as seguintes acções:

- i. Distribuir a μG pelos barramentos de carga;
- ii. Actualizar os valores de Potência Activa (P) e Potência Reactiva (Q), já com a μG distribuída;
- iii. Correr o trânsito de potências;
- iv. Ler e guardar os valores de tensão e percentagem de carga nos ramos, para a hora de ponta do período considerado;
- v. Ler e guardar os valores de P no barramento de referência para o ano 2008 e 2030 (para obter o diagrama de carga ao nível do posto de transformação da rede correspondente);
- vi. Ler e guardar os valores das perdas em todos os ramos e efectuar a sua soma (obter perdas activas globais da rede);
- vii. Colocar todos os valores guardados em ficheiros de texto.

A distribuição da potência de μG pelos barramentos de carga (ponto i) foi feita de acordo com a percentagem de carga em cada barramento da rede em análise. Para isso utilizou-se a seguinte expressão:

$$P\mu G_{dist}^i = \mu G_{cen} \times pP_{Load} \times (DP_{EO} \times EO + DP_{PV} \times PV), \quad (1.1)$$

Onde:

- $P\mu G_{dist}^i$ é a potência de μG a colocar no barramento i [MW];
- μG_{cen} é potência total de μG que se pretende distribuir num dado ano e cenário [MW];
- pP_{Load} é a percentagem de carga que existe no barramento i em relação ao total da rede considerada [%];
- DP_{EO} é o valor do diagrama de produção de μG Micro-Éolica (μEO) para a hora considerada [%];
- DP_{PV} é o valor do diagrama de produção de μG Fotovoltaica (FV) para a hora considerada [%];
- EO é a percentagem de tecnologia do tipo μEO [%];
- PV é a percentagem de tecnologia do tipo FV [%].

Ao contrário dos geradores tradicionais, considerou-se que a μG não consome nem produz energia reactiva. A potência activa produzida num dado nó é subtraída à carga no mesmo, deste modo, a μG funciona como um elemento de redução de carga em cada nó. Assim, os valores de P e Q (ponto II) a colocar em cada barramento, são calculados respectivamente pelas expressões:

$$P^i = \left[PC \times P_{Load}^i \times (1 + LGRate)^j \right] - P\mu G_{dist}^i \quad (1.2)$$

$$Q^i = P^i \times tg\phi \quad (1.3)$$

Onde:

- $P_{\mu G_{dist}}^i$ é a potência de μG a colocar no barramento i [MW], calculada na pela expressão (1.1);
- DC é o valor do diagrama de carga para a hora considerada [%];
- P_{Load}^i é a potência de carga no barramento i [MW];
- $(1+LGRate)^j$ é um factor que modela a taxa de crescimento de carga (LGRate [%]) em cada ano j , em que a variável j varia de 0 a 22 (2008-2030);
- $tg\phi$ é o factor potência considerado para a rede ($tg\phi=0.5$ para todas as redes de BT).

De seguida simula-se um trânsito de potência utilizando o método de Newton-Raphson (ponto iii).

Importa referir, que relativamente à taxa de crescimento de carga (ou consumo), de acordo com o definido na secção 3.2 do capítulo 3, usou-se o valor de 2% para o estudo principal, no âmbito dos objectivos desta dissertação. No entanto, para avaliar a influência que a variação desta taxa teria no impacto da μG , repetiram-se os estudos para as redes de BT utilizando taxas de crescimento de carga de 1% e 3%. Relativamente aos resultados analisaram-se apenas os que se consideraram pertinentes, nomeadamente a nível de perdas para o total nacional das redes de BT. Esta situação descreve-se mais pormenorizadamente na secção 4.6.6 deste capítulo.

A próxima etapa do algoritmo (ponto iv) consiste em verificar, para cada iteração, se a hora que está em análise corresponde à hora de ponta para o período considerado. Caso isso aconteça, realiza-se a leitura dos valores de tensão em todos os barramentos e dos valores percentuais de carga em todas as linhas. Seguidamente guardam-se estes valores de forma a serem exportados mais tarde.

No ponto v realiza-se uma acção para testar se o ano da iteração é 2008 ou de 2030. Quando tal acontece, são lidos os valores de potência activa transitada no Posto de Transformação (PT) em cada um desses anos. Essa acção é executada através da leitura da potência no barramento de referência. Estes valores são guardados de seguida, com o objectivo de possibilitar uma posterior construção de diagramas de cargas ao nível do posto de transformação da rede correspondente.

No penúltimo ponto do algoritmo (vi), procede-se à leitura do valor das perdas activas (MW) e efectua-se de seguida a sua soma, de forma a obter as perdas totais da rede em análise. Esta acção é executada em todas as iterações, isto é, em todas as horas, anos e cenários considerados.

No último ponto deste algoritmo (vii) efectua-se a escrita de todos os valores guardados em ficheiro de texto. Estes ficheiros permitem o posterior tratamento dos resultados em ambiente Excel.

4.5 - Redes de MT

4.5.1 - Algoritmo de simulação do impacto da μG

O algoritmo utilizado para as simulações da rede de MT é semelhante ao da rede de BT. A principal diferença é devida à existência, nestas redes, de PRE. Outra diferença, que será devidamente explicada, está relacionada com a forma como a distribuição da μG é modelizada e distribuída pelos diferentes barramentos da rede. Existem ainda pequenas diferenças na actualização das cargas P e Q nos barramentos, já que nestas redes existem além de consumidores residenciais e comerciais, consumidores industriais.

Para cada rede de MT, cenário de μG pretendido e período (Inverno ou Verão), executa-se repetidamente, desde 2008 a 2030 e para cada uma das 24 horas de um dia, as seguintes acções:

- i. Distribuir as unidades de PRE pelos respectivos barramentos;
- ii. Distribuir a μG pelos barramentos de carga que contêm carga residencial/comercial;
- iii. Actualizar os valores de P e Q na carga, já com a μG distribuída;
- iv. Correr o trânsito de potências;
- v. Ler e guardar os valores de tensão e percentagem de carga nas linhas, para a hora de ponta do período considerado;
- vi. Ler e guardar os valores de P no barramento de referência para o ano 2008 e 2030 (para obter o diagrama de carga ao nível da subestação da rede correspondente);
- vii. Ler e guardar os valores das perdas em todas as linhas e efectuar a sua soma;
- viii. Colocar todos os valores guardados em ficheiros de texto.

Os PRE referem-se às unidades de co-geração, biomassa, biogás ou resíduos e parques eólicos ligados directamente à rede de MT. A distribuição destes produtores (ponto i) é realizada de acordo com os barramentos onde estão ligados. De acordo com o exposto na secção 3.4.1 do capítulo 3, a potência instalada de qualquer um destes produtores foi considerada constante ao longo do período em análise (2008-2030).

Na distribuição da potência de μG pelos barramentos de carga residencial/comercial (ponto ii), considera-se que a μG existente nas várias redes de BT ligadas à rede de MT está concentrada, para cada rede de BT, num único barramento de MT:

$$P\mu G_{dist_RC}^i = \mu G_{cen} \times pP_{Load}^i \times (DP_{EO} \times EO + DP_{PV} \times PV), \quad (1.4)$$

Onde:

- $P\mu G_{dist_RC}^i$ é a potência de μG com consumidores residenciais e comerciais a colocar no barramento i [MW];

- μG_{cen} é potência total de μG que se pretende distribuir num dado ano e cenário [MW];
- pP_{Load}^i é a percentagem de carga que existe no barramento i em relação ao total da rede considerada [%];
- DP_{EO} é o valor do diagrama de produção de μG do tipo μEO para a hora considerada [%];
- DP_{PV} é o valor do diagrama de produção μG do tipo FV para a hora considerada [%];
- EO é a percentagem de tecnologia do tipo μEO [%];
- PV é a percentagem de tecnologia do tipo FV [%].

Relativamente ao ponto iii, a potência activa P e reactiva Q das cargas RC são calculadas da mesma forma que no algoritmo da rede de BT, contudo, é necessário também calcular as potências activas e reactivas dos barramentos industriais. Para isso utilizaram-se as expressões seguintes:

$$P_{RC}^i = \left[DC \times P_{Load}^i \times (1 + LGRate)^j \right] P\mu G_{dist_RC}^i \quad (1.5)$$

$$Q_{RC}^i = P_{RC}^i \times tg\phi \quad (1.6)$$

$$P_{ind}^k = \left[DC \times P_{Load}^k \times (1 + LGRate)^j \right] \quad (1.7)$$

$$Q_{ind}^k = P_{ind}^k \times tg\phi \quad (1.8)$$

Onde:

- $P\mu G_{dist_RC}^i$ é a potência de μG com consumidores residenciais e comerciais a colocar no barramento i [MW], calcula através da expressão (1.4);
- P_{RC}^i é a potência activa a colocar no barramento residencial/comercial i;
- Q_{RC}^i é a potência reactiva a colocar no barramento residencial/comercial i;
- P_{ind}^k é a potência activa a colocar no barramento industrial k;
- Q_{ind}^k é a potência reactiva a colocar no barramento industrial k;
- DC é o valor do diagrama de carga para a hora considerada [%];
- P_{Load}^i é a potência de carga no barramento residencial/comercial i [MW];
- P_{Load}^k é a potência de carga no barramento industrial k [MW];
- $(1+LGRate)^j$ é um factor que modela a taxa de crescimento de carga (LGRate [%]) em cada ano j, em que a variavel j varia de 0 a 22 (2008-2030). A taxa de crescimento de carga usada para as redes de MT foi de 2%;
- $tg\phi$ é o factor potência da rede considerada ($tg\phi=0.4$ para todas as redes de MT).

As restantes etapas do algoritmo são efectuadas de modo análogo ao descrito para o algoritmo utilizado na rede de BT (secção 4.3.1 deste capítulo).

4.6 - Tratamento dos Resultados

Nesta secção, é descrita a forma como é realizada a análise e tratamento de resultados que derivaram da simulação dos algoritmos para as redes de BT e MT. A descrição é realizada conjuntamente para os dois tipos de redes de distribuição.

Ao nível dos resultados de tensões nos nós, carga nas linhas e diagrama de cargas não existe qualquer distinção no processo de tratamento dos resultados obtidos para as redes de BT e MT. As únicas discrepâncias, ainda que pequenas, residem no tratamento dos valores obtidos para a energia de perdas, tal como será devidamente destacado na secção 4.6.3.

4.6.1 - Perfis de Tensão

Das simulações efectuadas, para as redes de BT e MT, obtiveram-se valores das tensões em todos os barramentos para a hora de ponta de Inverno e Verão. Para cada rede, foi seleccionado o barramento que registou valores de tensão mais baixos (caso mais problemático). Tal escolha deveu-se à enorme dimensão dos resultados, justificada pelo grande número de barramentos e ramos existentes em algumas redes, que tornaria a apresentação de todos resultados morosa, repetitiva e, em alguns casos, até mesmo impossível. Com base nos valores seleccionados foram construídos gráficos da evolução da tensão dos barramentos que se revelaram mais problemáticos nas diversas redes estudadas.

4.6.2 - Percentagem de Carga nas Linhas

Para a percentagem de carga ou de trânsito de energia nas linhas (níveis de congestionamento), e tal como para os perfis de tensão, os dados foram filtrados de modo a ilustrar apenas os valores para o pior caso, ou seja, o ramo mais congestionado de cada tipo de rede de BT e MT. Também nesta situação, os resultados são apresentados em formato gráfico para melhor se ilustrarem os impactos da μ G no congestionamento dos ramos ao longo dos anos.

4.6.3 - Energia de Perdas

Comparativamente às restantes, esta é a tarefa mais trabalhosa da fase de tratamento de resultados. Para uma melhor percepção da metodologia usada no tratamento dos resultados de energia de perdas, apresentam-se ao longo desta secção vários fluxogramas demonstrando as várias etapas do processo.

Os resultados das simulações efectuadas no PSS/E, resultam em valores de potência para as perdas activas, isto é, são as perdas em cada hora de um dia, expressas em unidades de

potência (MW). Existiu assim, a necessidade de executar todo um procedimento que conduzisse a valores em energia para todos os casos que se pretendiam estudar.

Numa primeira fase procedeu-se ao cálculo da energia diária de perdas, realizada de forma igual para redes de BT e MT. Para tal, multiplicou-se o valor da potência activa de perdas em cada hora por uma hora, obtendo-se a energia de perdas em cada hora, expressa em MWh. A energia de perdas diária resultou da soma das energias de perdas para cada hora. Para calcular a energia de perdas anual em cada rede, efectuou-se o produto da energia de perdas de um dia de Inverno pela metade dos dias do ano ($365/2$), procedendo-se de igual forma para o período de Verão. A soma destas duas parcelas, resultou na energia anual de perdas, expressa em MWh. O fluxograma apresentado na figura 4.2 ilustra as etapas deste processo.

Salienta-se ainda que todos os valores referentes a energia de perdas, são calculados as energias de perdas para todos os anos e cenários considerados neste estudo.

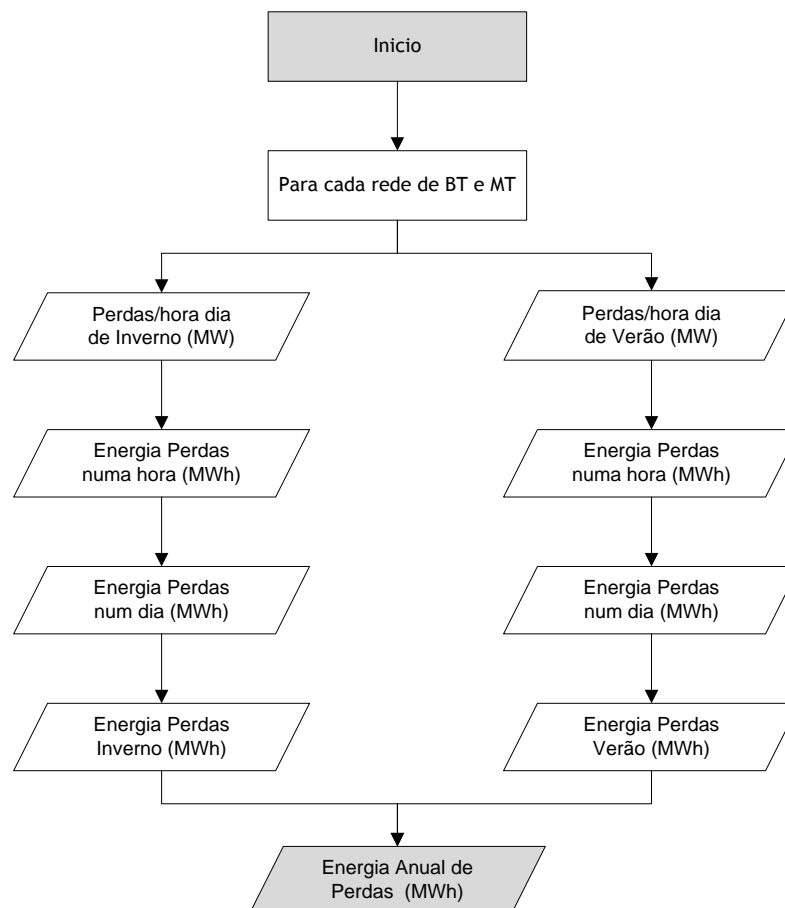


Figura 4.2 - Fluxograma representativo das etapas para obtenção da energia anual de perdas em cada rede

Para a continuação da descrição da metodologia seguida nesta secção, importa referir neste momento, que quanto à sua origem, as perdas de energia podem ser classificadas em perdas técnicas e não técnicas. As perdas técnicas resultam da energia dissipada por efeito

Joule durante o seu transporte, distribuição e transformação, sendo caracterizadas por ocorrerem antes dos pontos de entrega. As perdas não técnicas designam a energia efectivamente entregue ao consumidor mas que por algum motivo não é considerada nas vendas (por exemplo: furto de energia). O objectivo deste estudo prende-se apenas com a determinação de perdas técnicas. Um estudo de perdas não técnicas é impossível de determinar através de métodos de simulação directos.

Redes de BT

Em relação às perdas nos transformadores, nas redes de BT, os resultados das simulações realizadas apenas contemplam as perdas no cobre (que são dependentes do nível de carga do respectivo transformador), modelizadas pela correspondente resistência dos enrolamentos. De forma a obter um resultado mais realista para o total anual de energia de perdas nos transformadores, foram efectuados cálculos adicionais para contabilizar também as perdas no ferro. As perdas no ferro são determinadas pelo fluxo estabelecido no circuito magnético e são praticamente constantes (independentes do regime de carga) para cada transformador. A tabela 4.1 fornece uma indicação sobre a energia anual de perdas no ferro, discriminada por tipo de PT. Através da soma dos valores de energia de perdas fixas constantes nesse quadro, com os valores de energia anual de perdas obtidas das simulações, é possível quantificar o valor final para a energia anual de perdas técnicas em cada tipo de rede de BT.

Tabela 4.1 – Perdas no ferro por tipo de PT

Rede	Potência nominal do PT (kVA)	Perdas nominais no ferro (W)	Energia de perdas no ferro (MWh/ano)
RTBT1	50	115	1,01
RTBT2	100	195	1,71
RTBT3	250	400	3,5
RTBT4	400	585	5,12
RTBT5	630	825	7,23

A nível nacional, a determinação da energia de perdas para as redes de BT consistiu em multiplicar a energia de total de perdas técnicas, calculada para cada tipo de rede, pelo número total de redes do mesmo tipo existentes em território nacional. Para isso, recorreu-se à tabela 4.2.

Tabela 4.2 – Total nacional de redes de BT por tipo de rede

Rede	Número de redes
RTBT1	9403
RTBT2	19376
RTBT3	10870
RTBT4	8438
RTBT5	11577
Total	59664

Conseguiu-se assim obter uma avaliação do impacto para o total nacional por tipo de rede de BT e também para o total nacional de toda a rede de BT.

Redes de MT

Relativamente às redes MT, não foi possível efectuar a quantificação de perdas nos transformadores de AT/MT não é possível. Esta impossibilidade deveu-se ao facto, de não existir a esta data uma caracterização fidedigna dos diversos transformadores instalados nas subestações de distribuição.

As redes de MT analisadas neste estudo representam aproximadamente metade do consumo de energia nacional, registado ao nível da distribuição de MT. Assim, utilizando a tabela 4.3, estudou-se o impacto da μG na energia de perdas para o total destas redes.

Tabela 4.3 – Número redes de MT estudado por tipo de rede e respectivo consumo anual de energia

Rede	Número de redes	Consumo por rede (GWh)	Consumo total (GWh)
RTMT1	11	415	4604
RTMT2	7	619	4448
RTMT3	4	849	3405
RTMT5	3	1127	3700
RTMT8	38	136	5154
RTMT15	91	24	2190
Total	155	3170	23501

Como se pretendia também uma avaliação a nível nacional da rede de distribuição de MT, fez-se uma extrapolação do valor obtido na extensão de redes estudadas para o total nacional, utilizando como base proporcional a relação entre a energia consumida nestas redes e o consumo total nacional nas redes de distribuição (MT + BT) no ano de 2008. Ou seja, dividiu-se o consumo nacional nas redes de distribuição de BT + MT no ano de 2008 (42992.38 GWh por ano) pelo consumo total de todas as redes de MT estudadas (23501 GWh por ano), obtendo-se um factor com o valor de 1.83 unidades. Uma vez que as perdas são proporcionais ao consumo, multiplicou-se aquele factor pelas perdas totais de energia das redes de MT estudadas, obtendo-se o resultado para o total nacional das redes de MT.

Total Nacional de BT e MT

Para obter o resultado para o total agregado relativamente às perdas registadas sobre as redes de BT e MT, efectuou-se a soma do valor de energia de perdas anuais obtido para o

total nacional de redes BT com o correspondente valor para o total nacional de redes MT obtido por extrapolação.

O processo descrito desde a obtenção do valor anual de energia de perdas para uma rede até a obtenção dos resultados para o valor agregado de energia anual de perdas das redes BT e MT nacional é ilustrado no fluxograma da figura seguinte.

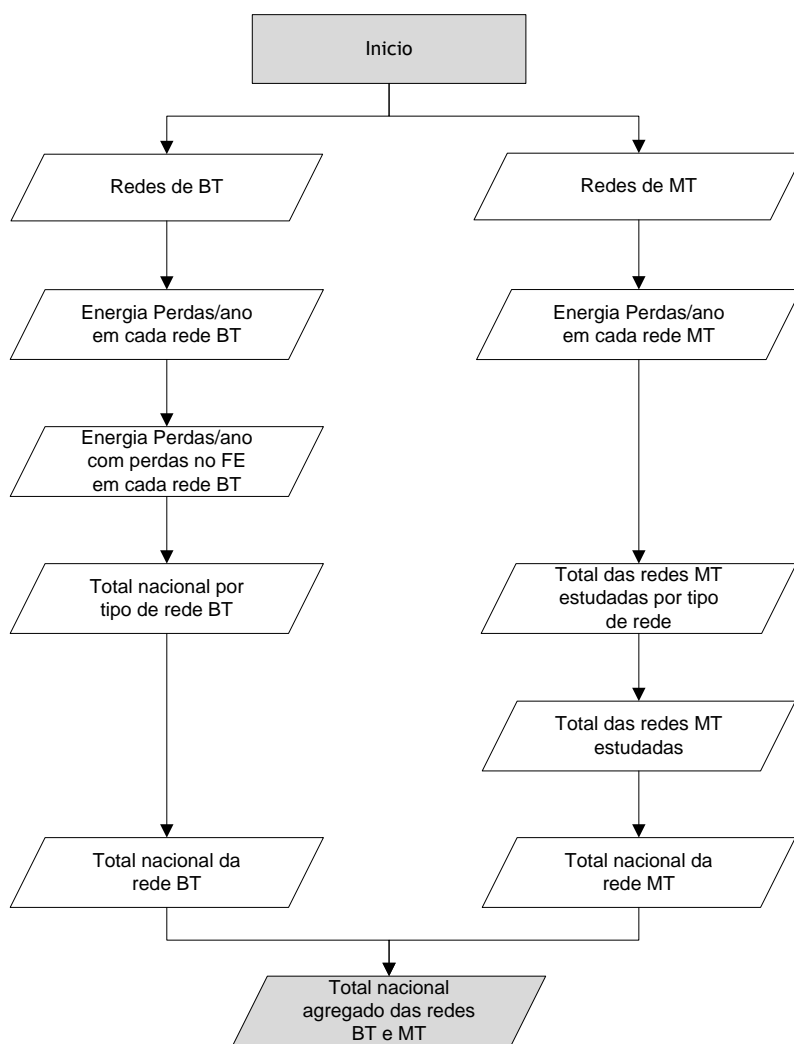


Figura 4.3 - Fluxograma representativo das etapas para obtenção da energia de perdas no total Nacional de redes BT e MT

Por fim, para ilustrar de forma clara o impacto da μ G, tanto nas redes de BT como de MT, todos os resultados obtidos foram compilados em gráficos que serão apresentados no próximo capítulo. Assim, foram construídos gráficos para os valores de energia de perdas em MWh, para o valor que essas perdas representam no consumo e para o ganho que se obtém com a introdução da μ G relativamente ao cenário base.

4.6.4 - Diagramas de Carga no PT

Os diagramas de carga globais são instrumentos muito úteis, pois facilitam o estudo do impacto da μG ao longo de um dia. As análises realizadas até então, nomeadamente a nível de perdas, apenas permitem uma análise em termos de energia para um determinado período temporal. Através de diagramas diários de carga, consegue-se obter dados relativos à potência em cada instante e, por integração, chegar à energia consumida em qualquer intervalo de tempo. Entenda-se, neste caso, que se considera que cada instante representa a potência média num intervalo de uma hora.

Para os valores de potência, medidos no PT da rede de BT e nos postos de transformação da subestação da rede de MT, foram construídos, por tipo de rede, diagramas de carga diários. No mesmo diagrama é possível visualizar o perfil para 2008 e os perfis para os vários cenários de penetração de μG , para o ano 2030. Os diagramas de 2008 pretendem ilustrar a potência requerida à rede no ano inicial, antes da introdução de μG . Com os diagramas para 2030, pretende-se fazer a comparação em relação à potência do diagrama inicial e comparar o benefício da μG para os diversos cenários.

4.6.5 - Emissões de CO₂ Evitadas

Neste estudo, todos os cálculos relativos a emissões atmosféricas de CO₂ foram efectuados com base num valor médio de CO₂ emitido por kWh de energia produzida.

Este valor resulta da média ponderada das emissões específicas de cada tecnologia utilizada na produção de energia eléctrica, publicados pela Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE).

O valor médio publicado pela ERSE para 2008 foi 355 gCO₂/kWh [20]. Este valor foi aplicado nos cálculos de emissões de CO₂ em todo o horizonte temporal contemplado neste trabalho.

Contudo dever-se-á ter em conta que para os anos posteriores a 2008, este valor tem um significado meramente indicativo.

4.6.6 - Influência da Taxa de Crescimento de Carga

As perdas activas nos ramos da rede são directamente proporcionais ao quadrado da corrente eléctrica que neles flui. Por sua vez, a corrente está directamente relacionada com o consumo de energia já que se o consumo nas cargas aumenta, estas absorvem uma corrente maior necessária à satisfação desse consumo. Assim, a taxa de crescimento de carga (consumo) é factor que tem impacto directo ao nível de perdas de energia. Por outro lado, a μG encontra-se localizada junto aos consumidores de BT, desta forma é de esperar que tenha

um impacto maior nas redes de BT do que nas de MT. É ainda expectável, embora o impacto da μ G nas redes de MT seja menos notório, que ele se traduza em benefícios semelhantes (em termos qualitativos) aos registados nas redes de BT.

Tendo em conta estas considerações decidiu-se efectuar, para as taxas de crescimento de carga de 1% e 3%, apenas uma análise de resultados de energia de perdas e para as redes de BT, mais especificamente para o total nacional das redes de BT.

4.6.7 - Influência do Tipo de Tecnologia de μ G

A percentagem de penetração do tipo de tecnologia de μ G relaciona-se directamente com o tipo de diagramas de produção de cada uma das tecnologias. Como se pode observar na secção 3.5 do capítulo 3, esses diagramas variam ao longo de um dia e diferem consoante o tipo de tecnologia. O que significa que, por exemplo, ao diminuir-se a taxa de penetração da tecnologia μ G FV, está-se a considerar em cada hora simulada uma maior potência de μ EO, e consequentemente, o diagrama de produção de μ EO terá uma maior influencia nos resultados nas horas em que a produção deste tipo de tecnologia é maior. Como é previsível que o maior impacto da μ G se faça sentir a nível de energia de perdas e principalmente nas redes de BT, optou-se por avaliar a influência do tipo de tecnologia de μ G apenas para esses casos. Mais propriamente, os resultados foram analisados para a rede BT nacional.

Capítulo 5

Apresentação e Análise dos Resultados

Este capítulo contempla a apresentação e análise dos resultados obtidos nas diversas simulações, efectuadas para as redes caracterizadas no capítulo 3, seguindo a metodologia proposta no capítulo 4. Deste modo, pretende-se identificar e demonstrar os efeitos que a μG tem nas perdas, perfis de tensão, congestionamento nos ramos e diagrama de carga globais das redes de distribuição consideradas neste estudo.

Inicialmente, faz-se a exposição e análise para as redes de distribuição de BT sobre os resultados obtidos nos aspectos referidos no parágrafo anterior. De seguida, faz-se uma análise similar para a rede de MT. De forma a estudar os efeitos individuais e globais da μG , os resultados são apresentados não só para cada tipo de rede, mas também, para o conjunto nacional das redes de BT e de MT. Posteriormente é analisado o benefício a nível nacional nas redes de distribuição em termos de redução da energia de perdas. Por fim, efectua-se uma valorização da energia de perdas que contempla a quantificação das emissões de CO_2 evitadas. Está claro que tal redução é devida aos vários cenários de introdução de μG .

Tendo como objectivo a análise do impacto da μG em função da sua penetração nas redes, apresentam-se todos os resultados em formato gráfico, onde em cada figura é possível, de imediato, fazer a comparação dos diferentes cenários de penetração de μG para um horizonte temporal que varia de 2008 a 2030.

Devido às semelhanças gráficas dos resultados estudados e ao elevado número de figuras a apresentar referentes a todos os parâmetros estudados, optou-se por apresentar os resultados em cada secção, apenas para duas redes de BT (RTBT1 e RTBT4) e duas de MT (RTMT3 e RTMT15), apresentando-se no final um quadro resumo dos resultados de todas as redes. No anexo I são apresentados os resultados em forma de tabela, tanto para as redes omitidas neste capítulo, como para as restantes redes que se estudaram.

Relativamente aos resultados das simulações efectuadas, importa destacar que todos os resultados apresentados nas secções seguintes são para uma taxa de crescimento de carga de 2% ao ano. Como descrito no capítulo 3 e 4, para as redes de BT, foram realizadas simulações

para outras taxas de crescimento de carga menos expectáveis de se verificarem (contudo realistas), nomeadamente de 1 e 3%. Estes resultados foram analisados em termos de energia de perdas, sendo os mais relevantes são apresentados na secção 5.3.5.

5.1 - Impacto da Microgeração nas Redes de BT

5.1.1 - Perfis de Tensão

Nesta secção, apresentam-se graficamente os resultados da evolução da tensão no pior barramento, para os dias típicos de Inverno e Verão, das redes RTBT1 e RTBT5. Na secção 5.1.1.3 é apresentado um quadro resumo com os resultados relevantes de todas as redes.

Analisando globalmente todos os gráficos referentes às redes de BT, observa-se que independentemente do tipo de rede, o aspecto geral da curva de tensão nos barramentos tem a mesma forma. Isto é, a tensão diminui ao longo dos anos devido ao aumento do consumo anual de energia.

O impacto da μG nos perfis de tensão é pouco notório. Contudo, observa-se que os perfis de tensão melhoram progressivamente à medida que se introduzem maiores quantidades de μG nas redes. Este benefício é visível através duma elevação global nos perfis de tensão dos barramentos das redes, com especial destaque para os barramentos onde se encontram instaladas as unidades de μG .

Em todas as redes de BT estudadas, verifica-se que os perfis de tensão para o período de Inverno são ligeiramente inferiores aos de Verão. Esta situação é devida ao facto das pontas do diagrama de carga de Inverno assumirem valores superiores aos das pontas do diagrama de carga de Verão.

Considerando o valor de 0.900 p.u. como limite inferior para o valor de tensão num barramento de BT, verifica-se em todas as redes que, a partir de determinado ano, a tensão no barramento desce abaixo desse valor, tornando-se necessário um investimento ao nível das infra-estruturas das redes. O benefício da μG neste aspecto fica aquém das expectativas, visto que só geralmente nos cenários mais optimistas e, apenas para algumas redes, se consegue adiar no prazo máximo de um ano esse investimento.

5.1.1.1 - RTBT1

Do conjunto das redes de BT estudadas, esta rede é a que apresenta pior comportamento ao nível dos perfis de tensão. Considerando um dia típico de Inverno (pior cenário), o barramento com menor tensão apresenta problemas no ano de 2017, pois atinge um valor menor que 0.900 p.u. A tensão neste barramento continua a decrescer atingindo o valor de 0.852 p.u. no ano de 2030 no cenário 0 (figura 5.1).

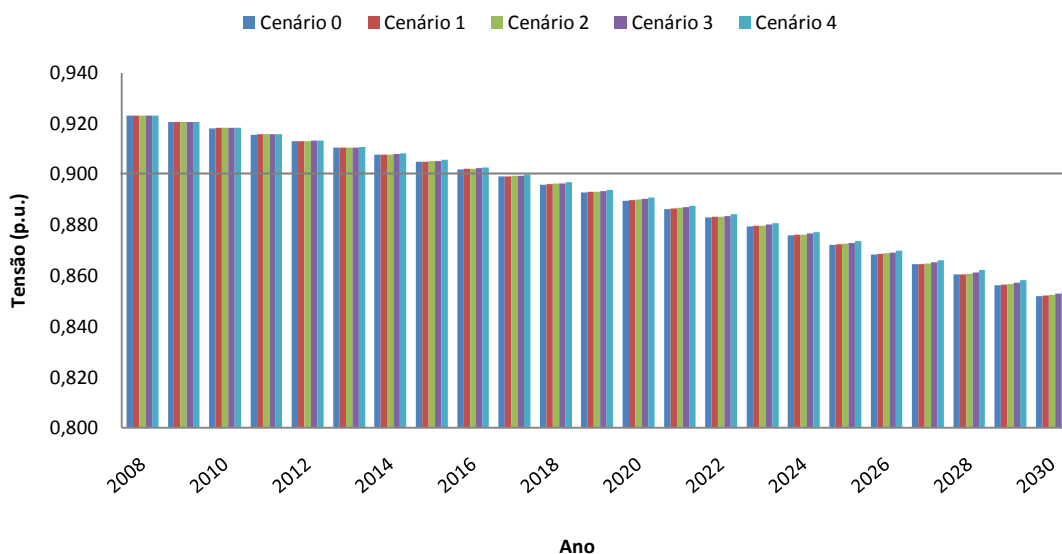


Figura 5.1 - Evolução da tensão no barramento com menor tensão da rede RTBT1 (hora de ponta do dia de Inverno)

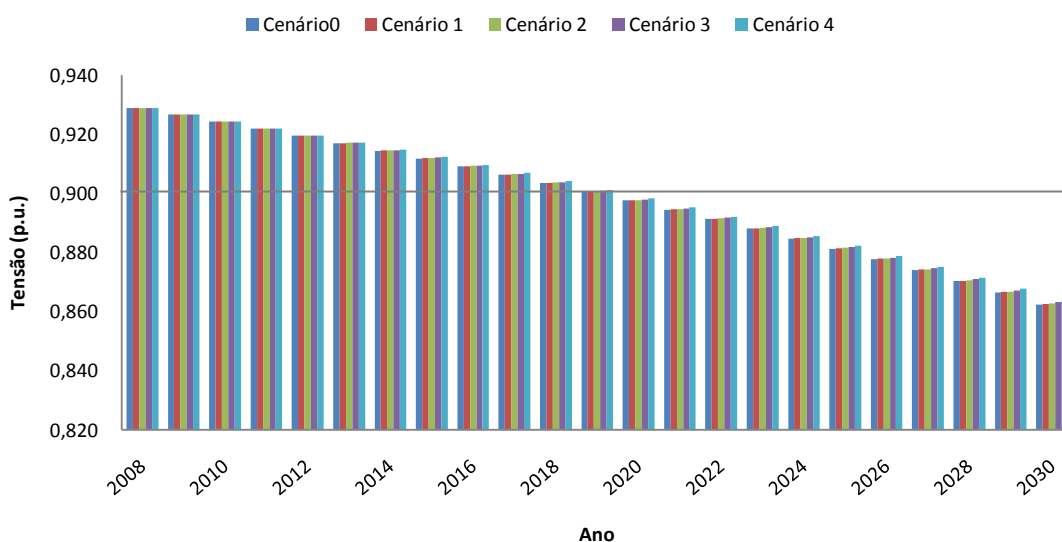


Figura 5.2 - Evolução da tensão no barramento com menor tensão da rede RTBT1 (hora de ponta do dia de Verão)

5.1.1.2 - RTBT4

As características desta rede a nível de consumos e produções fazem com que não se registem problemas com o valor das tensões até 2030. O valor mais baixo no barramento com menor tensão, ocorre para um dia típico de Inverno (pior cenário) no ano de 2030, e é de 0.905 p.u., valor ligeiramente acima do limite de 0.900 p.u. (figura 5.3).

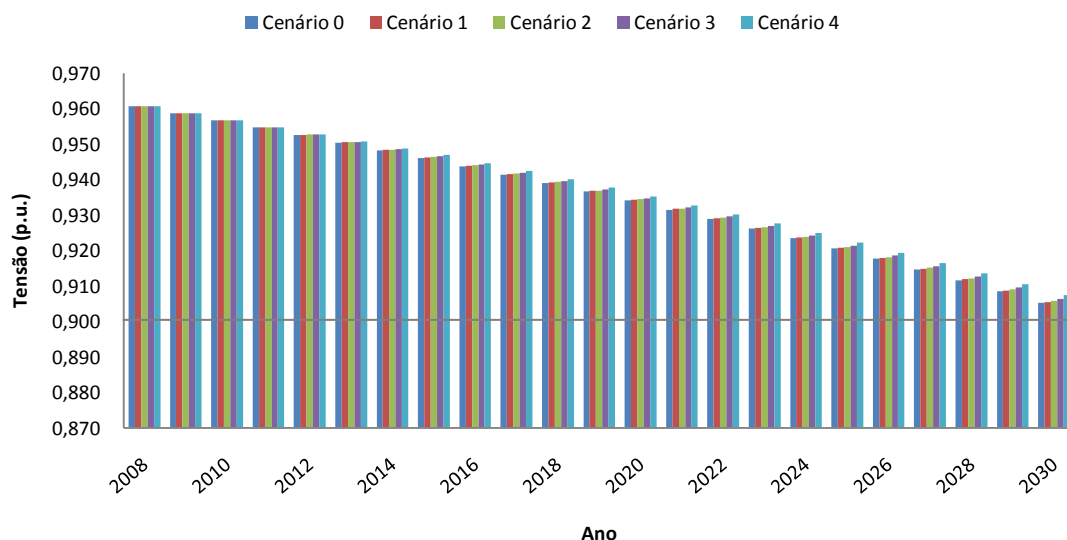


Figura 5.3 - Evolução da tensão no barramento com menor tensão da rede RTBT4 (hora de ponta do dia de Inverno)

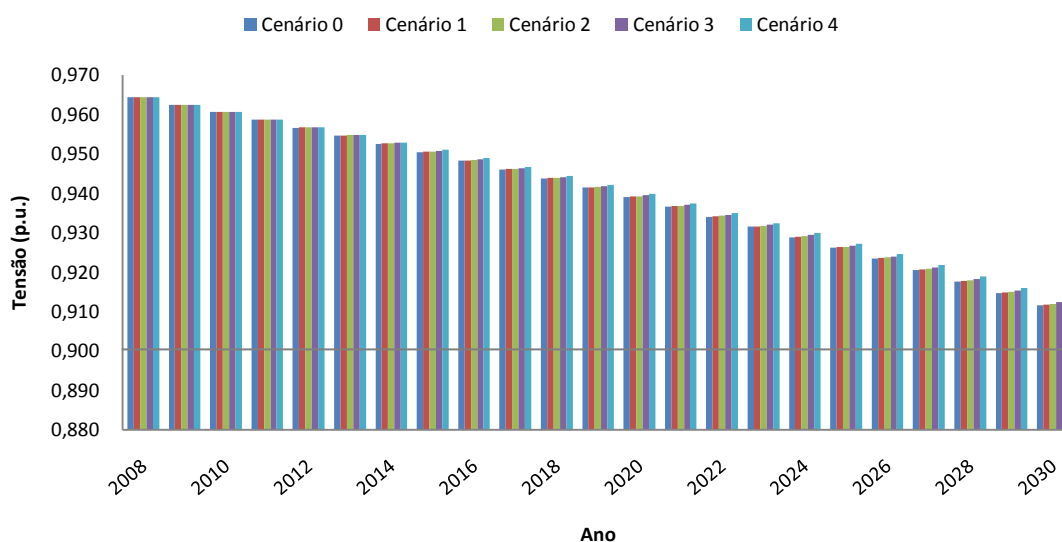


Figura 5.4 - Evolução da tensão no barramento com menor tensão da rede RTBT4 (hora de ponta do dia de Verão)

5.1.1.3 - Resumo dos Resultados

Na tabela 5.1 apresenta-se um resumo dos resultados obtidos para os perfis de tensão de cada rede típica de BT. A linha formatada a negrito corresponde à rede com maiores problemas no valor das tensões.

Como se pode observar, as redes RTBT 2 e RTBT4 não apresentam qualquer problema ao nível do valor da tensão nos seus barramentos. As restantes redes apresentam problemas nos anos indicados na coluna 3. A integração de μG nestas redes possibilita um adiamento na

necessidade de investir no reforço de infra-estruturas nas redes RTBT3 e RTBT4, pelo período de 1 ano. O mesmo é conseguido através dos cenários 2,3 e 4 de integração de μG na rede RTBT5 e com o cenário mais optimista (cenário 4) na rede RTBT3.

Tabela 5.1 – Resultados de perfis de tensão das redes de BT

Rede	Limite do valor da tensão (p.u.)	Ano em que tensão desce abaixo do limite	Valor da tensão em 2030 (cenário base)	Pior caso (Inverno ou Verão)	Cenários que possibilitam adiar o reforço na rede	Tempo máximo de adiamento (anos)
RTBT1	0.900	2017	0.852 p.u.	Inverno	Nenhum	0
RTBT2	0.900	-	0.916 p.u.	Inverno	-	-
RTBT3	0.900	2026	0.884 p.u.	Inverno	4	1
RTBT4	0.900	-	0.905 p.u.	Inverno	-	-
RTBT5	0.900	2026	0.887 p.u.	Inverno	2, 3 e 4	1

5.1.2 - Percentagem de Carga nas Linhas

As redes estudadas não possuem, a curto prazo, problemas de maior a nível de congestionamento nas suas linhas. No ano de 2008, as linhas com maior carga encontram-se ligeiramente abaixo de 67% e pertencem à rede RTBT1.

Até 2030, as redes RTBT1, RTBT4 e RTBT5 ultrapassam em algumas das suas linhas o limite de capacidade. As redes RTBT2 e RTBT4 nunca atingem o seu limite de capacidade no horizonte temporal considerado neste estudo.

À semelhança do que aconteceu nos perfis de tensão, o impacto da μG na carga das linhas é pouco notório. No entanto, pode verificar-se que existem benefícios decorrentes da integração da μG , já que é observável uma redução global no nível de carga das linhas. Esse efeito surge com maior intensidade nos barramentos localizados nas proximidades das unidades de μG . Tal como era esperado, os benefícios resultantes da integração de μG aumentam à medida que o nível de integração de μG aumenta.

As diferenças entre os períodos de Inverno e Verão são relativamente pequenas. As redes apresentam para o período de Inverno uma percentagem de carga nas linhas ligeiramente superior ao período de Verão. Esta diferença, nunca superior a 10%, justifica-se pelo facto do consumo nas horas de ponta de Inverno ser superior ao das horas de Verão.

Apresentam-se de seguida, para as redes RTBT1 e RTBT4, os resultados da variação de percentagem de carga nas linhas.

5.1.2.1 - RTBT1

Esta rede é a que apresenta maiores problemas ao nível do congestionamento das linhas. Considerando um dia típico de Inverno (pior cenário), a linha mais carregada apresenta problemas no ano de 2027, pois ultrapassa o limite máximo da sua capacidade em 0.81%. Este valor continua a aumentar até 2030, estando neste ano 7.79% acima da sua capacidade

máxima. O cenário 4 de integração de μG permite adiar a necessidade de reforçar a rede, devido a linhas congestionadas pelo período de 1 ano.

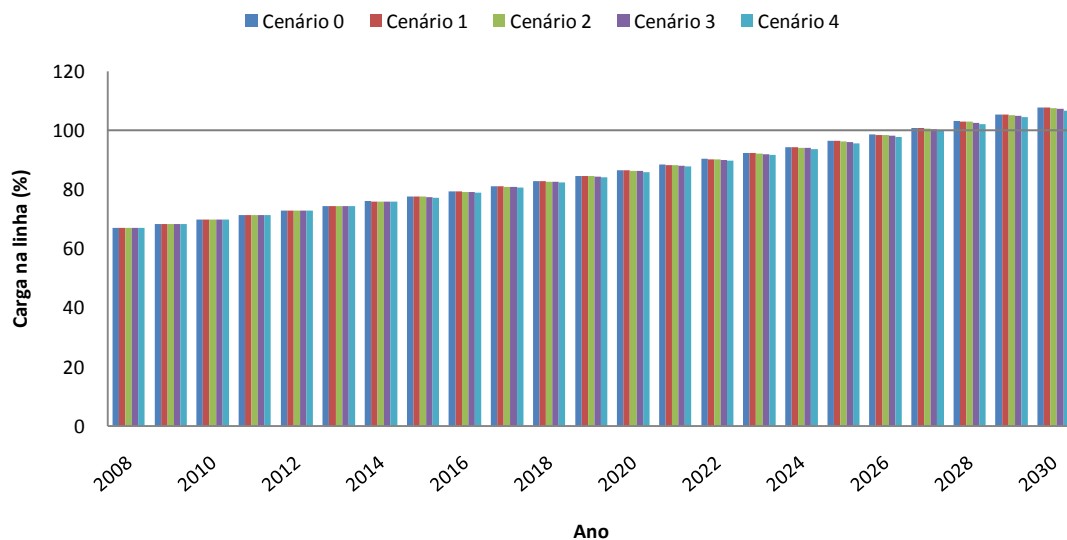


Figura 5.5 - Evolução da carga na linha mais congestionada da rede RTBT1 (hora de ponta do dia de Inverno)

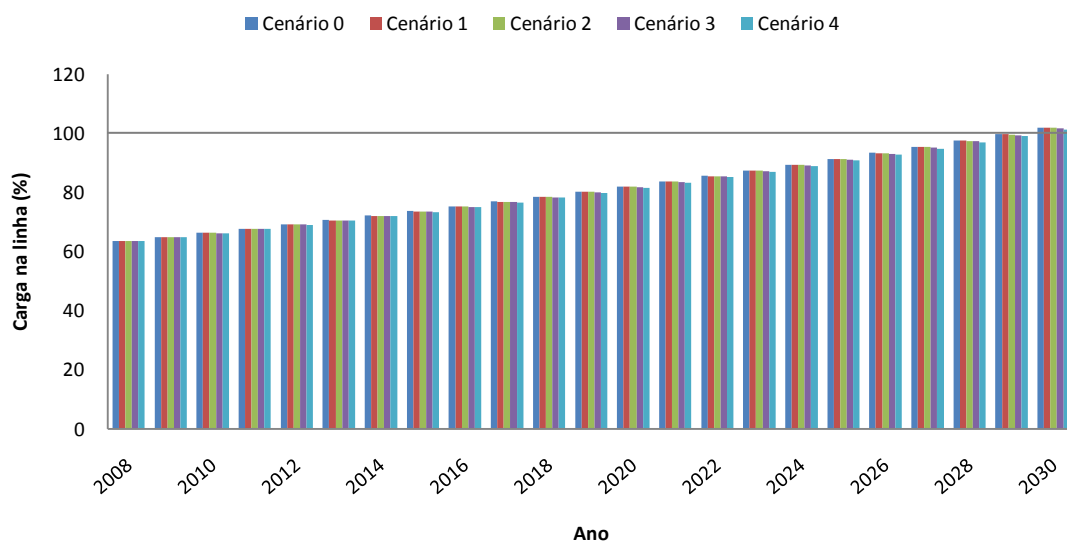


Figura 5.6 - Evolução da carga na linha mais congestionada da rede RTBT1 (hora de ponta do dia de Verão)

5.1.2.2 - RTBT4

Nesta rede, ao contrário do que acontece nas redes de RTBT2 e RTBT3, ocorrem problemas na linha mais congestionada para um dia típico de Inverno (pior cenário). Essa situação verifica-se somente no ano de 2030, onde a capacidade máxima da linha é ultrapassada em 0.66%.

Também para um dia típico de Inverno, verifica-se que os cenários 3 e 4 de integração de μG permitem adiar a necessidade de reforçar a rede devido a congestionamentos nas linhas por um período de 1 ano (figura 5.7).

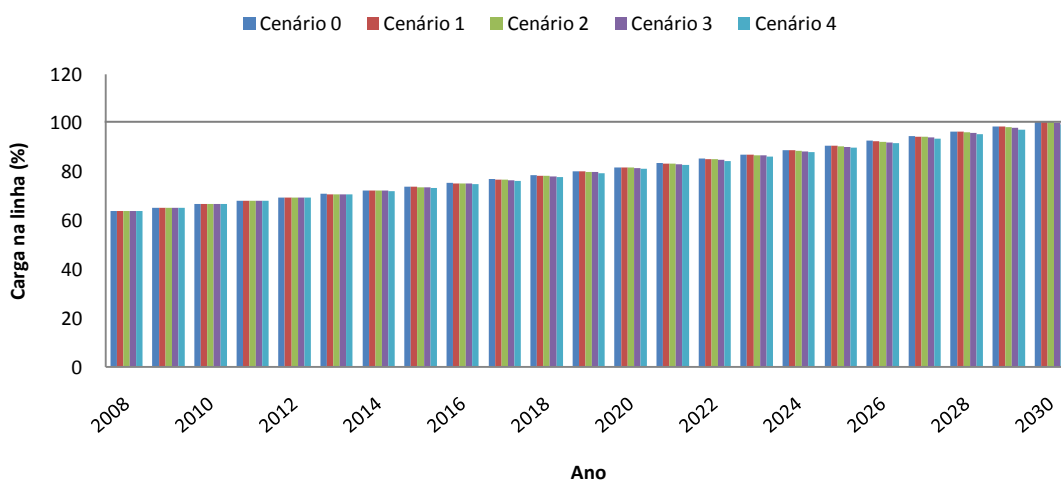


Figura 5.7 - Evolução da carga na linha mais congestionada da rede RTBT4 (hora de ponta do dia de Inverno)

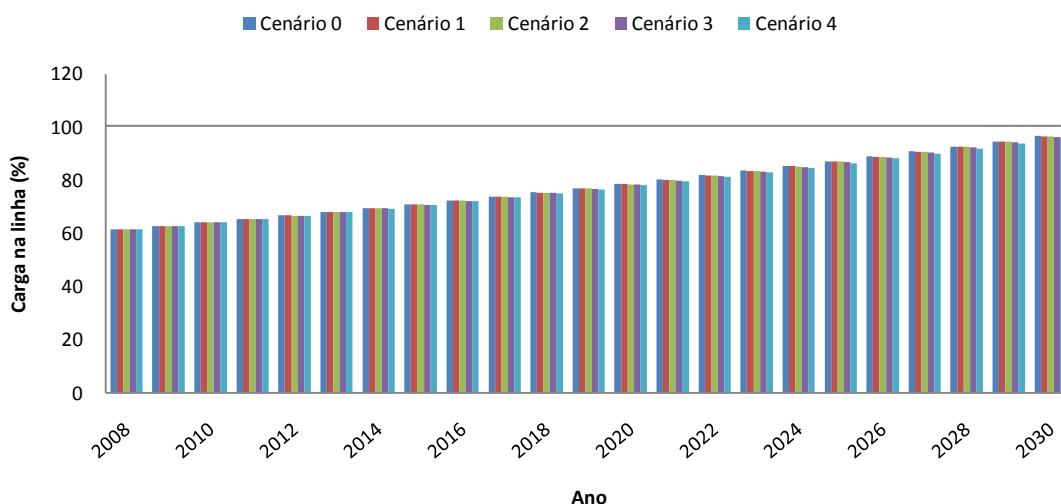


Figura 5.8 - Evolução da carga na linha mais congestionada da rede RTBT4 (hora de ponta do dia de Verão)

5.1.2.3 - Resumo dos Resultados

Como se observa na tabela 5.2, as redes RTBT2 e RTBT3 não apresentam qualquer problema ao nível de congestionamentos nas suas linhas até 2030. A RTBT1 (evidenciada a negrito) é a rede que apresenta problemas mais cedo. A integração de μG nestas redes possibilita um adiamento no reforço das linhas das redes RTBT1 e RTBT4 pelo período de 1 ano. Tal é conseguido através dos cenários de integração μG 3 e 4 na rede RTBT4 e com o cenário 4 na rede RTBT3.

Tabela 5.2 – Resultados da variação de carga nas linhas mais congestionadas das redes de BT

Rede	Ano em que a linha atinge a capacidade máxima	% Carga na linha em 2030 (cenário base)	Pior caso (Inverno ou Verão)	Cenários que possibilitam adiar investimento	Tempo máximo de adiamento (anos)
RTBT1	2027	117.79 %	Inverno	4	1
RTBT2	-	64.00 %	Inverno	-	-
RTBT3	-	97.00 %	Inverno	-	-
RTBT4	2030	100.66 %	Inverno	3 e 4	1
RTBT5	2028	106.03 %	Inverno	Nenhum	-

5.1.3 - Energia de Perdas

Os resultados obtidos nesta secção evidenciam um dos principais benefícios das μG nas redes de BT: a redução de perdas de energia activa. Nas subsecções seguintes apresentam-se para as redes RTBT1 e RTBT4 3 gráficos distintos. No primeiro gráfico mostra-se a evolução da energia de perdas anual em MWh. O segundo gráfico demonstra a percentagem que essas perdas representam no consumo de energia da própria rede. Finalmente, no terceiro gráfico apresenta-se o ganho em energia de perdas de cada cenário de crescimento de μG face ao cenário base, onde se considera que a potência instalada de μG é constante até 2030.

Todos os gráficos revelam claramente uma redução significativa ao nível da energia de perdas. Essa situação está claramente patente na rede RTBT4 onde, para o ano de 2030, no cenário 4, se consegue uma redução próxima de 10% nas perdas comparativamente ao cenário base (figura 5.14). Esta redução significa que, se consegue satisfazer o consumo anual nesta rede, produzindo menos cerca de 4,24 GWh de energia por ano (figura 5.12). Para as restantes redes, os resultados são também bastante animadores, obtendo-se percentagens significativas na redução das perdas de energia para os vários cenários.

Em termos da percentagem que as perdas representam no consumo da rede, destaca-se das outras redes a RTBT1, cujo valor em 2008 é da ordem dos 7%. Nas restantes redes de BT este valor ronda os 4% para o mesmo ano.

Uma característica interessante, que se observa nos gráficos do ganho em energia de perdas, é que a suas curvas têm o mesmo comportamento que a curva de evolução de

potência instalada de μG . Tal facto não é surpreendente e comprova que a introdução da μG reduz as perdas de forma proporcional.

A instalação de unidades de μG próximo dos locais de consumo provoca uma diminuição da corrente que flui nos ramos da rede. A redução do trânsito de corrente na rede provoca uma diminuição significativa das perdas de energia activa por efeito Joule, dado que estas são proporcionais ao quadrado da corrente eléctrica.

5.1.3.1 - RTBT1

O valor anual da energia de perdas nesta rede, em 2008, é 7.37 MWh. Devido ao crescimento da carga, em 2030, a energia de perdas atinge o valor de 17.75 MWh para o cenário base de integração de μG (cenário 0), 17.56 MWh no cenário 1, 17.36 MWh no cenário 2, 16.98 MWh no cenário 3 e 16.24 MWh no cenário 4.

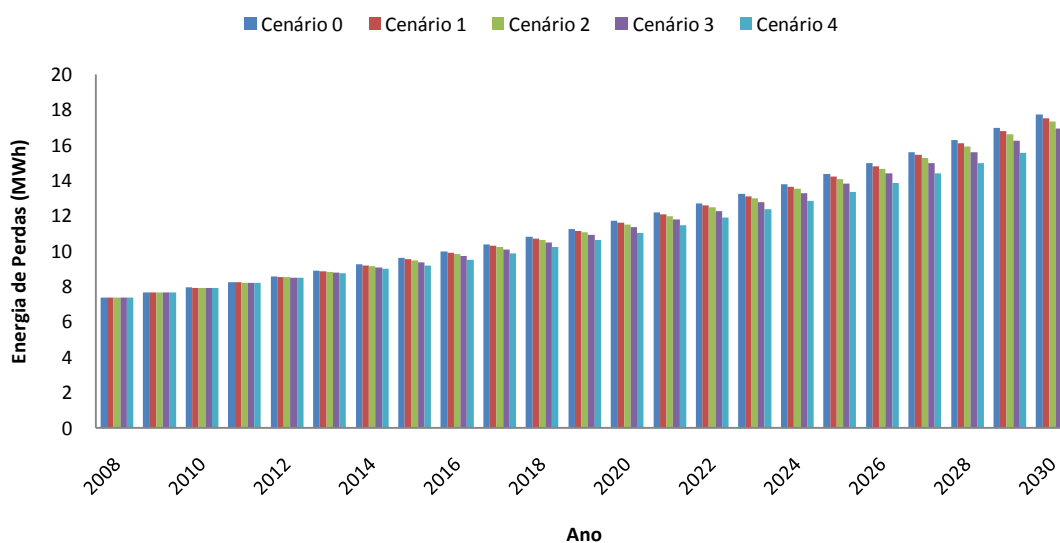


Figura 5.9 - Evolução do valor anual de energia de perdas na rede RTBT1

Analisando a percentagem do valor anual da energia de perdas referida ao consumo da própria rede, verifica-se que esta evolui de 6.7% em 2008 para cerca de 10.4% em 2030 no cenário 0 de integração de μG , 10.3% no cenário 1, 10.1% no cenário 2, 9.9% no cenário 3 e 9.5% no cenário 4.

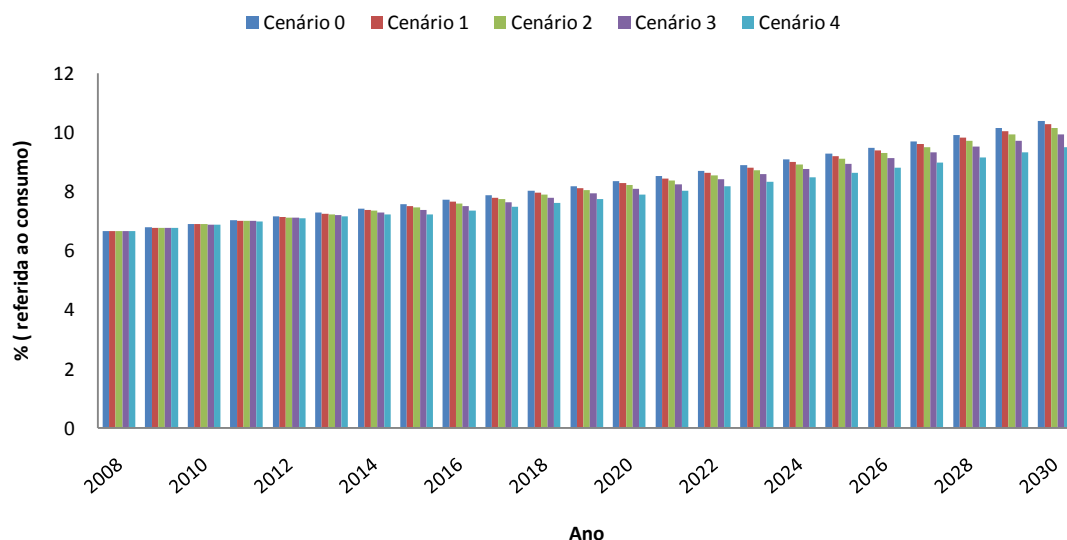


Figura 5.10 - Evolução da percentagem do valor anual de energia de perdas na rede RTBT1 (referida ao consumo da rede)

O ganho em energia de perdas na rede RTBT1, em 2030, é de 1.08% para o cenário 1 de integração de μ G, 2.20% para o cenário 2, 4.36% para o cenário 3 e 8.48% para o cenário 4.

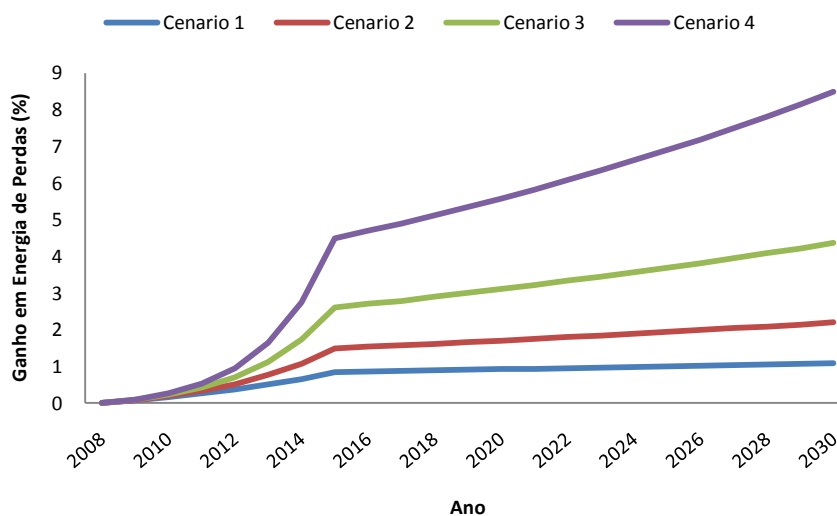


Figura 5.11 - Evolução do ganho em energia de perdas na rede RTBT1 (referido ao cenário base)

5.1.3.2 - RTBT4

O valor anual da energia de perdas nesta rede, em 2008, é 20.58 MWh. Devido ao crescimento da carga, em 2030, a energia de perdas atinge o valor de 44.16 MWh para o cenário base de integração de μ G (cenário 0), 43.60 MWh no cenário 1, 43.02 MWh no cenário 2, 41.93 MWh no cenário 3 e 39.92 MWh no cenário 4.

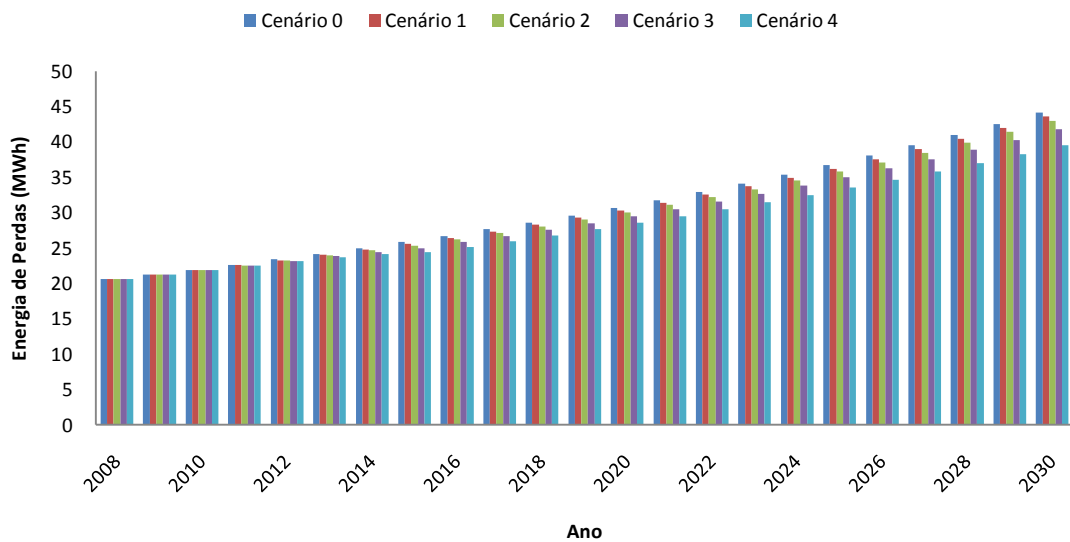


Figura 5.12 - Evolução do valor anual de energia de perdas na rede RTBT4

Analisando a percentagem do valor anual da energia de perdas referida ao consumo da própria rede, verifica-se que esta evolui de 4.1% em 2008 para cerca de 5.7% em 2030 nos cenários 0 e 1 de integração de μ G, 5.6% no cenário 2, 5.4% no cenário 3 e 5.2% no cenário 4.

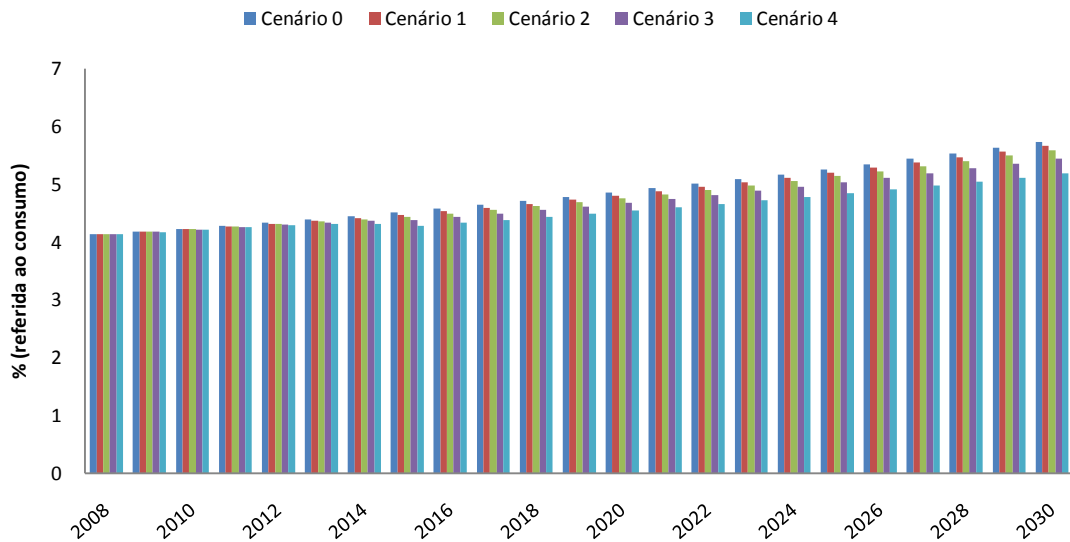


Figura 5.13 - Evolução da percentagem do valor anual de energia de perdas na rede RTBT4 (referida ao consumo da rede)

O ganho em energia de perdas, em 2030, é de 1.27% para o cenário 1 de integração de μ G, 2.57% para o cenário 2, 5.05% para o cenário 3 e 9.60% para o cenário 4.

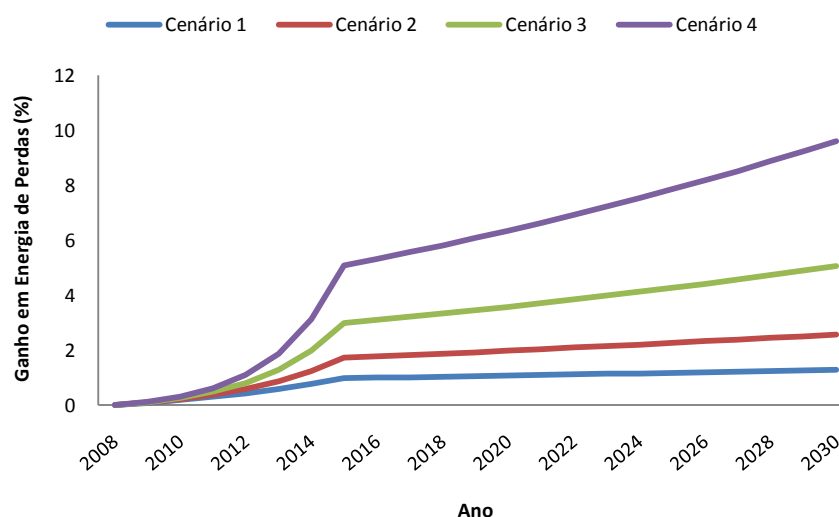


Figura 5.14 - Evolução do ganho em energia de perdas na rede RTBT4 (referido ao cenário base)

5.1.3.3 - Resumo dos Resultados

Analisando a tabela 5.3, que diz respeito ao valor anual de energia de perdas em cada rede de BT, verifica-se que a RTBT5 (formatada a negrito) comparativamente às restantes redes, é a que apresenta um maior valor anual de energia de perdas. Tal deve-se ao facto de ser a rede com maior potência de transformação (630 kVA), registando também um maior consumo de energia: 1078 MWh anuais (ver tabela 3.10 do capítulo 3). Por este motivo, a RTBT5 é a rede onde o impacto da μ G mais se faz sentir (se considerarmos o valor absoluto da energia de perdas), conseguindo-se em 2030 uma diminuição de 7,45 GWh por ano quando comparados o cenário 4 de integração de μ G em com o cenário 0.

Tabela 5.3 – Resultados do valor de energia de perdas anual nas redes de BT

Rede	Energia de Perdas em 2008 (MWh)	Energia de Perdas em 2030 (MWh)				
		Cenário 0	Cenário 1	Cenário 2	Cenário 3	Cenário 4
RTBT1	7.37	17.75	17.56	17.36	16.98	16.24
RTBT2	8.42	18.66	18.52	18.37	18.07	17.51
RTBT3	20.31	46.42	45.95	45.47	44.52	42.73
RTBT4	20.58	44.16	43.60	43.02	41.93	39.92
RTBT5	42.21	95.37	94.43	93.43	91.54	87.92

Na tabela 5.4 mostra-se para cada tipo de rede BT, um resumo dos resultados obtidos para o valor que a energia anual de perdas representa no consumo da própria rede (%).

A RTBT1, destacada a negrito, é claramente a rede onde este valor é mais elevado (6,7% em 2008), comparativamente a todas as outras redes. Para as restantes redes este valor

encontra-se na ordem dos 4%, também para o ano de 2008. Os resultados obtidos mostram que a RTBT1 é a rede com piores condições técnicas a nível dos seus componentes (linhas, transformadores). Em 2030, se não existir aumento de potência de μG (cenário 0), a percentagem de energia de perdas referida ao consumo sobe para 10.4%. Este valor desce para 9.5% se considerarmos o cenário 4 de integração de μG .

Tabela 5.4 – Resultados da percentagem de energia anual de perdas (referida ao consumo da rede) nas redes de BT

Rede	% de Energia de Perdas em 2008 (referida ao consumo)	% de Energia de Perdas em 2030 (referida ao consumo)				
		Cenário 0	Cenário 1	Cenário 2	Cenário 3	Cenário 4
RTBT1	6.7%	10.4%	10.3%	10.1%	9.9%	9.5%
RTBT2	4.0%	5.7%	5.6%	5.6%	5.5%	5.3%
RTBT3	4.2%	6.3%	6.2%	6.1%	6.0%	5.8%
RTBT4	4.1%	5.7%	5.7%	5.6%	5.4%	5.2%
RTBT5	3.9%	5.7%	5.7%	5.6%	5.5%	5.3%

O resumo do ganho em energia de perdas relativamente ao cenário 0 (base), para cada rede de BT, é apresentado na tabela 5.4. Destacou-se a negrito a rede RTBT4, pois é a rede que apresenta maiores ganhos. Em 2030, o ganho em energia de perdas relativamente ao cenário base nesta rede é de, 1.25%, 2.57%, 5.05% e 9.60%, respectivamente para os cenários 1,2,3 e 4 de integração de μG . Como se observa para as outras redes os valores são ligeiramente inferiores mas também satisfatórios, evidenciando o benefício que a integração de μG acarreta na redução do valor das perdas de energia nas redes.

Tabela 5.5 – Resultados do ganho em energia de perdas relativamente ao cenário base nas redes de BT

Rede	Ganho em Energia de Perdas Relativamente ao Cenário Base (ano de 2030)			
	Cenário 1	Cenário 2	Cenário 3	Cenário 4
RTBT1	1.08%	2.20%	4.36%	8.48%
RTBT2	0.78%	1.58%	3.15%	6.15%
RTBT3	1.02%	2.06%	4.10%	7.96%
RTBT4	1.27%	2.57%	5.05%	9.60%
RTBT5	0.99%	2.03%	4.02%	7.82%

5.1.4 - Diagramas de Carga no PT

Os diagramas de carga diários apresentados nesta secção para as redes RTBT1 e RTBT4, permitem visualizar qual o impacto da μG ao longo de um dia típico. Os gráficos apresentados fornecem informação relativa à potência consumida em cada instante para o ano de 2008 e para o ano de 2030 (para todos os cenários de integração de μG estudados). Note-se que os

resultados apresentados foram obtidos através de trânsitos de potência realizados com valores médios horários das potências consumidas e produzidas em cada rede.

A comparação directa do diagrama inicial (2008) com os finais (2030) permite concluir que existe um aumento significativo da potência activa consumida nas diversas redes estudadas que se deve ao aumento de carga previsto para 2030. Os maiores benefícios observam-se essencialmente nos dias típicos de Verão, durante as horas em que o Sol se encontra a maior altitude. A estes resultados não é alheio o facto de se ter considerado neste estudo que a tecnologia solar FV representa 80% do total da μG considerada, tendo-se atribuído os restantes 20% a tecnologias do tipo μEO .

Uma observação atenta dos diagramas mostra também que a integração de μG contribui para a redução, ainda que ligeira, do valor da potência activa consumida nas horas de ponta em todas as redes. A ponta do diagrama de cargas é às 21 e 22 horas, respectivamente para os períodos de Inverno e Verão. Nestas horas, a produção da μG FV é praticamente nula e a energia produzida pela μEO não é suficiente para provocar um impacto significativo.

As reduções de potência que se verificam no diagrama de carga resultam em vantagens para o distribuidor, sobretudo alguns custos evitados na exploração das redes e eventuais adiamentos de investimento em reforço da capacidade dos equipamentos de rede.

5.1.4.1 - RTBT1

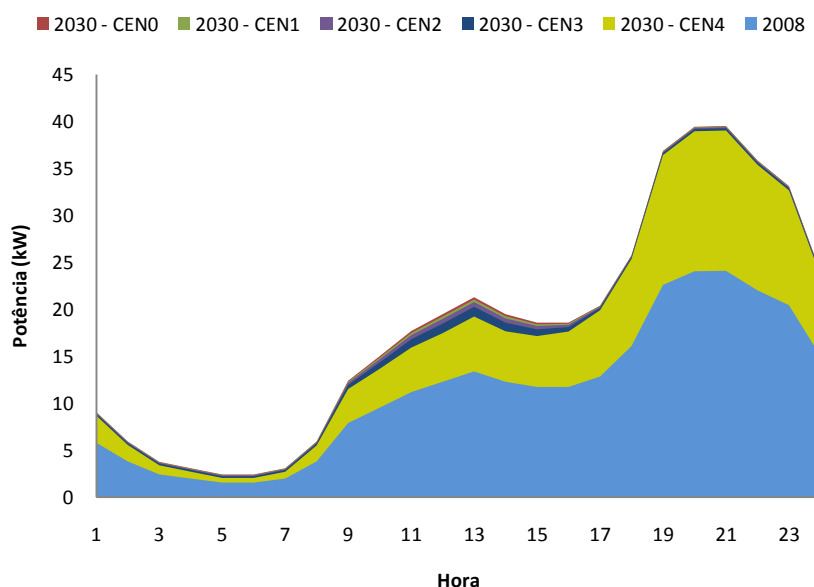


Figura 5.15 - Diagrama de carga no PT de RTBT1 (dia de Inverno)

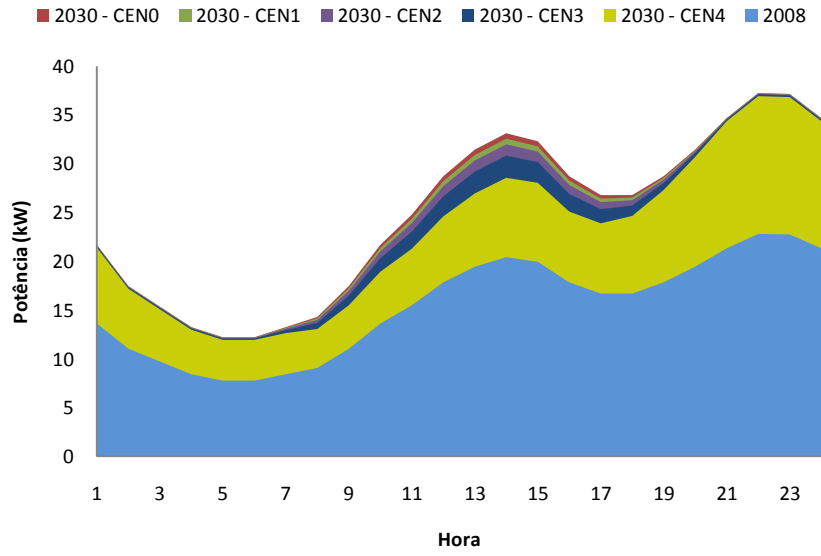


Figura 5.16 - Diagrama de carga no PT de RTBT1 (dia de Verão)

5.1.4.2 - RTBT4

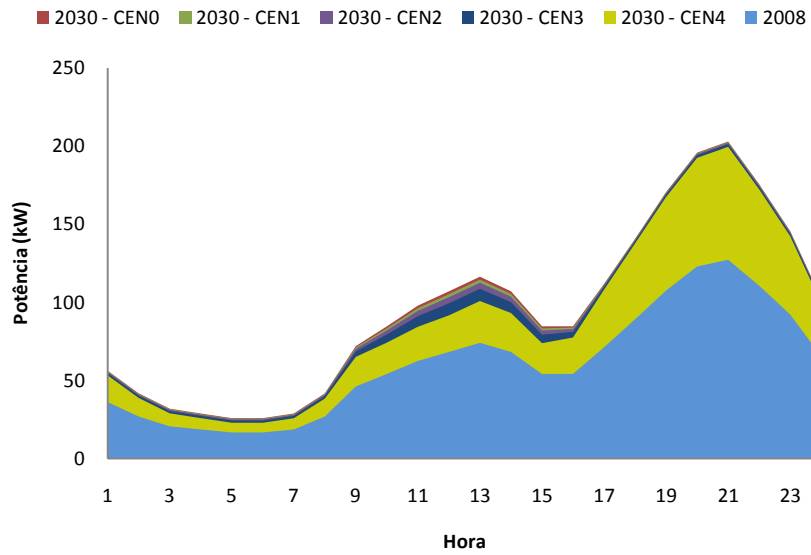


Figura 5.17 - Diagrama de carga no PT de RTBT4 (dia de Inverno)

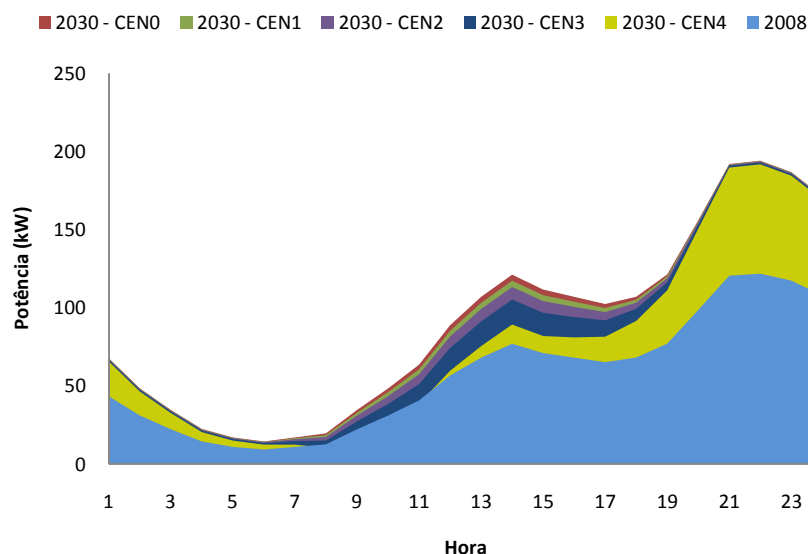


Figura 5.18 - Diagrama de carga no PT de RTBT4 (dia de Verão)

5.1.4.3 - Resumo dos Resultados

Nas tabelas 5.6 a 5.9 apresentam-se, respectivamente para a hora de maior benefício de μG e hora de ponta, a potência que transita no PT de cada rede de BT, tanto para dias típicos de Inverno como de Verão.

Num dia típico de Inverno, observa-se que a μG tem um benefício considerável na redução da potência requisitada ao PT nas horas em que o sol se encontra a maior altitude (13 horas). Por exemplo para a rede RTBT5, consegue-se em 2030 com o cenário 4, uma redução de 24.47 kW nesta potência quando comparado com o cenário 0. Já na hora de ponta (21 horas) o benefício é bastante inferior, pelas razões já referidas no início da secção 5.1.4. Nesta hora e para a mesma rede, consegue-se em 2030, uma redução de 5.39 kW na ponta do diagrama de carga do PT com o cenário 4 de integração de μG , relativamente ao cenário 0.

Tabela 5.6 – Potência no PT por tipo de rede de BT na hora de maior benefício de μG (dia típico de Inverno)

Rede	Hora de maior benefício da μG	Potência em 2008 (kW)	Potência em 2030 na hora de maior benefício da μG (kW)				
			Cenário 0	Cenário 1	Cenário 2	Cenário 3	Cenário 4
RTBT1	13h	13.39	21.28	21.03	20.77	20.26	19.23
RTBT2	13h	26.82	42.05	41.59	41.10	40.13	38.20
RTBT3	13h	58.06	91.33	90.17	88.97	86.56	81.76
RTBT4	13h	73.86	116.17	114.29	112.32	108.41	100.60
RTBT5	13h	150.66	236.72	233.75	230.68	224.52	212.25

Tabela 5.7 – Potência no PT por tipo de rede de BT na hora de ponta (dia típico de Inverno)

Rede	Hora de ponta	Potência em 2008 (kW)	Potência em 2030 na hora de ponta (kW)				
			Cenário 0	Cenário 1	Cenário 2	Cenário 3	Cenário 4
RTBT1	21h	24.09	39.51	39.45	39.39	30.27	39.02
RTBT2	21h	61.22	98.04	97.94	97.83	97.62	97.19
RTBT3	21h	114.48	183.90	183.64	183.37	182.84	181.76
RTBT4	21h	126.99	202.62	202.22	201.79	200.94	199.24
RTBT5	21h	295.51	472.62	472.01	471.31	469.97	467.23

Contudo, é nos dias típicos de Verão que o impacto da μG se nota com maior intensidade. Na hora de maior exposição solar (de acordo com os diagramas de produção definidos na secção 3.2 para a tecnologia de μG FV no Verão, esta hora ocorre às 14 horas), a RTBT5 apresenta uma variação no ano de 2030 de 50.72 kW na potência total consumida pela carga desta rede, quando comparando os cenários 0 com o 4. Na hora de ponta de Verão (22 horas), as variações em termos percentuais de potência total consumida na rede são bastante reduzidas. O mesmo acontece na hora de ponta de um dia de Inverno. Esta situação deve-se ao facto de não existir radiação solar nas horas de ponta, tanto de Verão como de Inverno.

Tabela 5.8 – Potência no PT por tipo de rede de BT na hora de maior benefício de μG (dia típico de Verão)

Rede	Hora de maior benefício da μG	Potência em 2008 (kW)	Potência em 2030 na hora de maior benefício da μG (kW)				
			Cenário 0	Cenário 1	Cenário 2	Cenário 3	Cenário 4
RTBT1	14h	20.44	33.14	32.58	32.00	30.85	28.58
RTBT2	14h	36.23	57.12	56.14	55.13	53.09	49.05
RTBT3	14h	79.60	126.18	123.72	121.17	116.08	105.97
RTBT4	14h	76.97	121.20	117.32	113.28	105.24	89.29
RTBT5	14h	177.26	279.44	273.27	266.87	254.10	228.71

Tabela 5.9 – Potência no PT por tipo de rede de BT na hora de ponta (dia típico de Verão)

Rede	Hora de ponta	Potência em 2008 (kW)	Potência em 2030 na hora de ponta (kW)				
			Cenário 0	Cenário 1	Cenário 2	Cenário 3	Cenário 4
RTBT1	22h	22.83	37.27	37.23	37.19	37.11	36.94
RTBT2	22h	51.13	81.34	81.27	81.20	81.05	80.76
RTBT3	22h	102.87	164.45	164.27	164.10	163.73	163.00
RTBT4	22h	121.84	194.10	193.82	193.53	192.94	191.78
RTBT5	22h	240.48	381.83	381.41	380.96	380.05	378.26

5.2 - Impacto da Microgeração nas Redes de MT

5.2.1 - Perfis de Tensão

Os gráficos incluídos nesta secção apresentam, para os dias típicos de Inverno e de Verão, os resultados da evolução da tensão no pior barramento para as redes RTMT3 e RTMT15.

Tal como para as redes de BT, verifica-se que independentemente do tipo de rede, o aspecto geral da curva de tensão nos barramentos tem a mesma forma, ou seja, devido ao aumento de consumo existe uma diminuição no valor da tensão ao longo dos anos.

De forma semelhante ao que ocorreu nas redes BT, o impacto da μG nas redes de MT é benéfico para os perfis de tensão. Embora o seu benefício seja relativamente pequeno, este traduz-se numa elevação global nos perfis de tensão dos barramentos das redes, com especial destaque para os barramentos onde se encontram instaladas as unidades de μG . Os resultados apresentados nesta secção mostram que as vantagens da μG aumentam à medida que se consideram cenários de integração cada vez mais optimistas.

Para a RTMT1, RTMT3, RTMT5 e RTMT15, verifica-se que os perfis de tensão para o período de Inverno são ligeiramente inferiores aos de Verão, situação que se deve ao facto das pontas do diagrama de carga de Inverno assumirem valores superiores aos das pontas do diagrama de carga de Verão. Na RTMT2 e RTMT8, pelos mesmos motivos apresentados anteriormente, acontece o oposto: os perfis de tensão para o período de Verão são ligeiramente inferiores aos de Inverno.

Para as redes de MT, considerou-se como limite inferior para o valor de tensão num barramento, o valor de 0.950 p.u.

5.2.1.1 - RTMT3

Na RTMT3, para o dia típico de Inverno (pior cenário), o barramento com menor tensão apresenta problemas no decurso do ano de 2026 no cenário 0. Nesse ano, a tensão atinge um valor abaixo dos 0.950 p.u. e continua a decrescer até que, em 2030, atinge o valor de 0.938 p.u.. Também para o dia típico de Inverno, verifica-se que os cenários 3 e 4 de integração de μG permitem adiar a necessidade de reforçar a rede devido a tensões baixas pelo período de um ano (figura 5.19).

As características particulares desta rede, tanto ao nível dos consumos como das produções, fazem com que não existam quaisquer problemas com as tensões durante o período de Verão, como se pode verificar na figura 5.20.

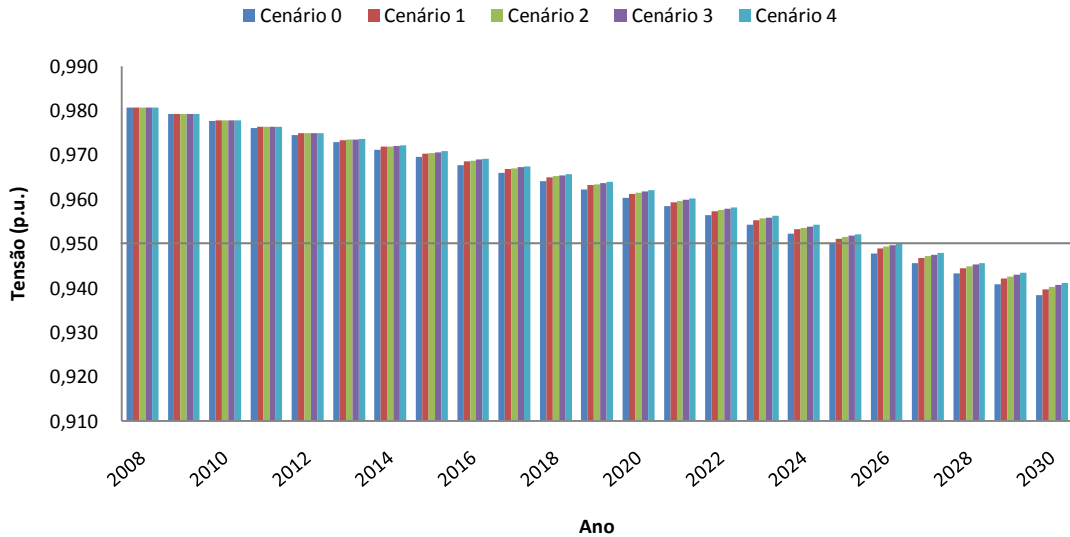


Figura 5.19 - Evolução da tensão no barramento com menor tensão da rede RTMT3 (hora de ponta do dia de Inverno)

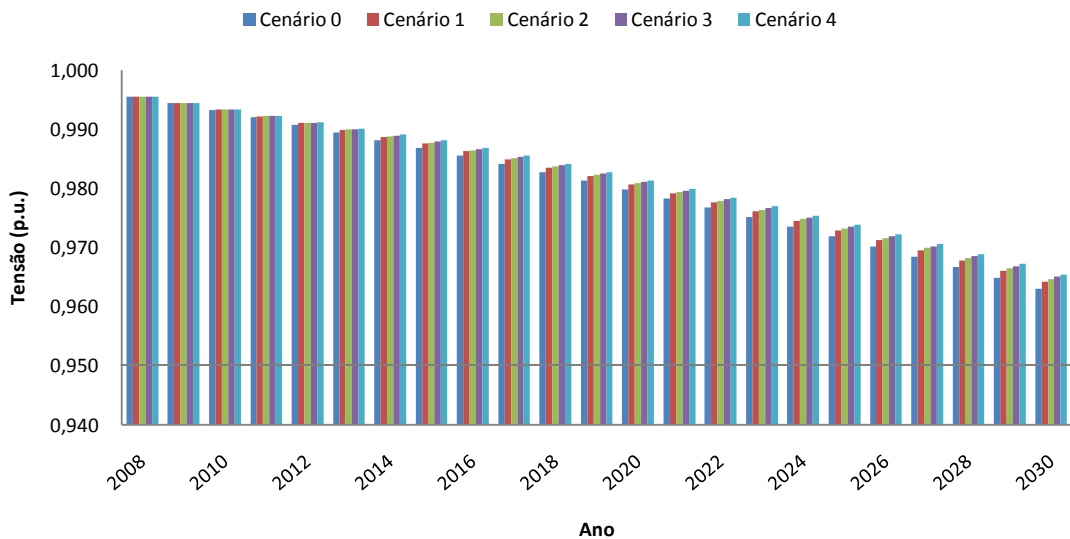


Figura 5.20 - Evolução da tensão no barramento com menor tensão da rede RTMT3 (hora de ponta do dia de Verão)

5.2.1.2 - RTMT15

A RTMT15, no dia típico de Inverno (pior cenário), é a rede que apresenta pior comportamento ao nível dos perfis de tensão. O barramento desta rede com menor tensão apresenta problemas no decurso do ano de 2015 no cenário 0. Nesse ano, a tensão atinge um valor abaixo dos 0.950 p.u. e continua a decrescer até que, em 2030, atinge o valor proibitivo de 0.903 p.u.. Nesta rede, nenhum dos cenários de integração de μG permite adiar a necessidade de reforçar a rede devido a tensões baixas (figura 5.21).

A enorme discrepância que existe entre os consumos no período de Verão e de Inverno, nesta rede, faz com que não existam quaisquer problemas com as tensões durante o período de Verão, contrariamente ao que acontece no Inverno, onde as tensões têm em geral valores consideravelmente mais baixos.

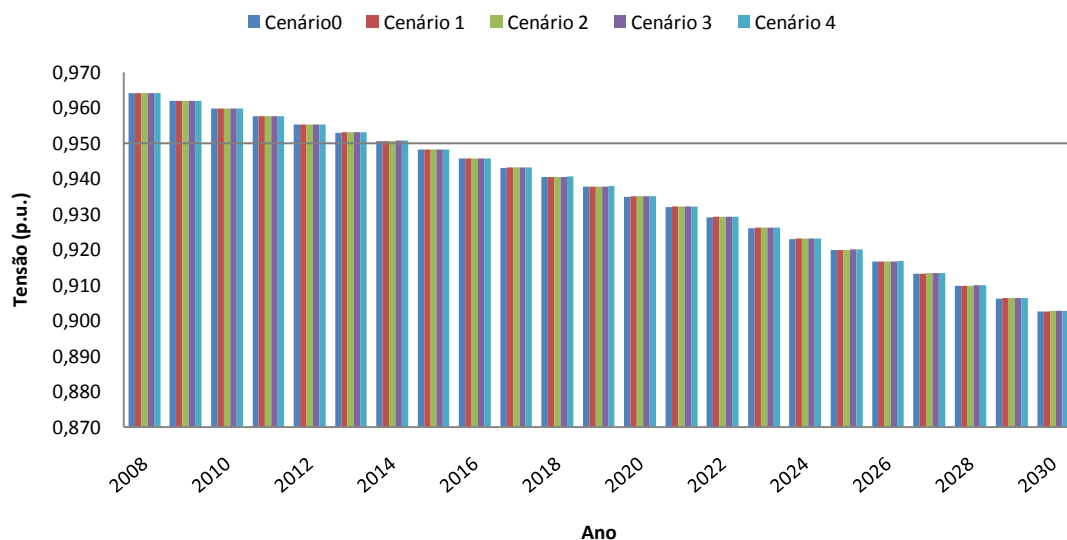


Figura 5.21 - Evolução da tensão no barramento com menor tensão da rede RTMT15 (hora de ponta do dia de Inverno)

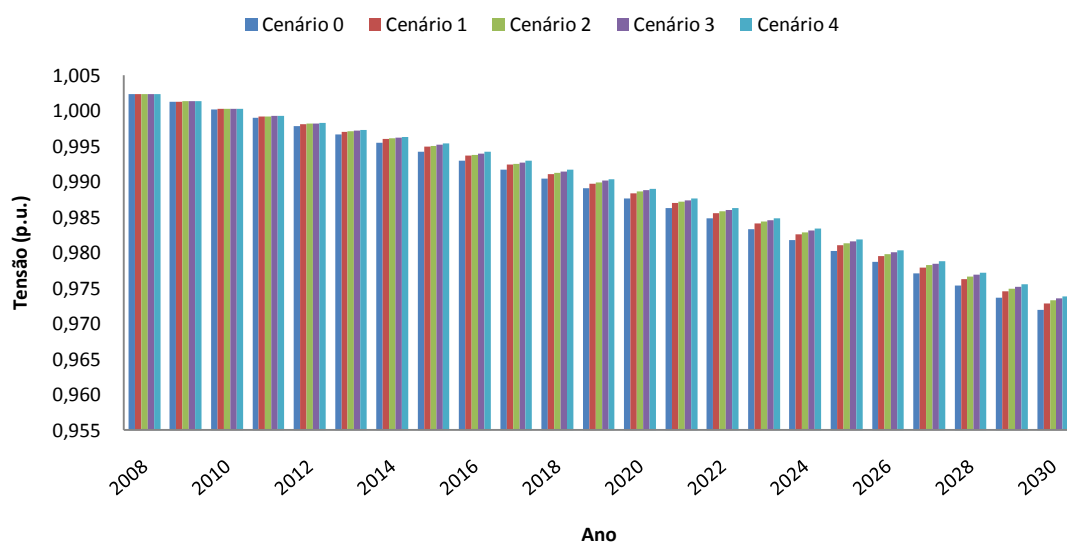


Figura 5.22 - Evolução da tensão no barramento com menor tensão da rede RTMT15 (hora de ponta do dia de Verão)

5.2.1.3 - Resumo dos Resultados

Na tabela 5.10 apresenta-se um resumo dos resultados obtidos para os perfis de tensão por cada tipo de rede de MT. A linha formatada a negrito corresponde à rede com maiores problemas no valor das tensões.

Apenas a rede RTMT1 não apresenta qualquer problema ao nível do valor da tensão nos seus barramentos. A rede que apresenta problemas mais cedo é a RTMT15, evidenciada na tabela 5.10 a negrito. A integração de μG possibilita um adiamento na necessidade de reforçar as redes RTMT2, RTMT3, RTMT5 e RTMT8. Nas três primeiras consegue-se um adiamento de um ano enquanto na RTMT8 se consegue um adiamento de dois anos com o cenário 4 de penetração de μG e de um ano com os restantes cenários. Como se tratam de redes de MT, onde os custos de material e manutenção são mais elevados do que em BT, esse adiamento pode ser financeiramente mais vantajoso.

Tabela 5.10 – Resultados de perfis de tensão das redes de MT

Rede	Limite do valor da tensão (p.u.)	Ano em que tensão desce abaixo do limite	Valor da tensão em 2030 (cenário base)	Pior caso (Inverno ou Verão)	Cenários que possibilitam adiar reforço na rede	Tempo máximo de adiamento (anos)
RTMT1	0.950	-	0.984 p.u.	Inverno	-	-
RTMT2	0.950	2019	0.921 p.u.	Verão	1, 2, 3, 4	1
RTMT3	0.950	2026	0.938 p.u.	Inverno	3, 4	1
RTMT5	0.950	2021	0.927 p.u.	Inverno	1, 2, 3, 4	1
RTMT8	0.950	2025	0.938 p.u.	Verão	1, 2, 3, 4	1 ano (cenários 1, 2, 3) 2 anos (cenário 4)
RTMT15	0.950	2015	0.903 p.u.	Inverno	Nenhum	-

5.2.2 - Percentagem de Carga nas Linhas

Em relação à percentagem de carga nas linhas, à semelhança do que sucedeu para as redes de BT, as redes MT estudadas não apresentam a curto prazo problemas ao nível do congestionamento das linhas. No ano de 2008, as linhas com maior carga pertencem à RTMT3 e encontram-se ligeiramente abaixo de 80% da sua capacidade máxima.

Até 2030 só a RTMT2, a RTMT3 e a RTMT5 ultrapassam em algumas das suas linhas o limite de capacidade. A RTMT1, RTMT8 e RTMT15 nunca atingem o seu limite de capacidade no horizonte temporal considerado neste estudo.

O impacto da μG na carga das linhas é pouco notório. No entanto, pode verificar-se que existem benefícios decorrentes da integração da μG nas redes de distribuição, já que é observável uma redução global no nível de carga das linhas.

O efeito benéfico da μG nota-se com maior intensidade nas linhas localizadas nas proximidades das unidades de μG . Tal como era esperado, os benefícios aumentam à medida que o nível de integração de μG aumenta.

Para a RTMT1, RTMT3, RTMT5, RTMT8 e RTM15 verifica-se que os níveis de carga das linhas para o período de Inverno são ligeiramente superiores aos de Verão, situação que se deve ao facto das pontas do diagrama de carga de Inverno serem superiores aos das pontas do diagrama de carga de Verão.

Na RTMT2, os níveis de carga das linhas para o período de Verão são ligeiramente superiores aos de Inverno, pois nesta rede, o valor da ponta do diagrama de carga de Inverno é superior ao de Verão.

5.2.2.1 - RTMT3

Na RTMT3, para o dia típico de Inverno (pior cenário), o ramo mais congestionado apresenta problemas no decurso do ano de 2021 no cenário 0. Nesse ano, o nível de carga na linha atinge um valor acima dos 100% e continua a aumentar até que, em 2030, atinge o valor de 121%.

Também para o dia típico de Inverno, verifica-se que os cenários 1, 2, 3 e 4 de integração de μG permitem adiar a necessidade de reforçar a rede devido aos níveis de carga das linhas pelo período de 1 ano.

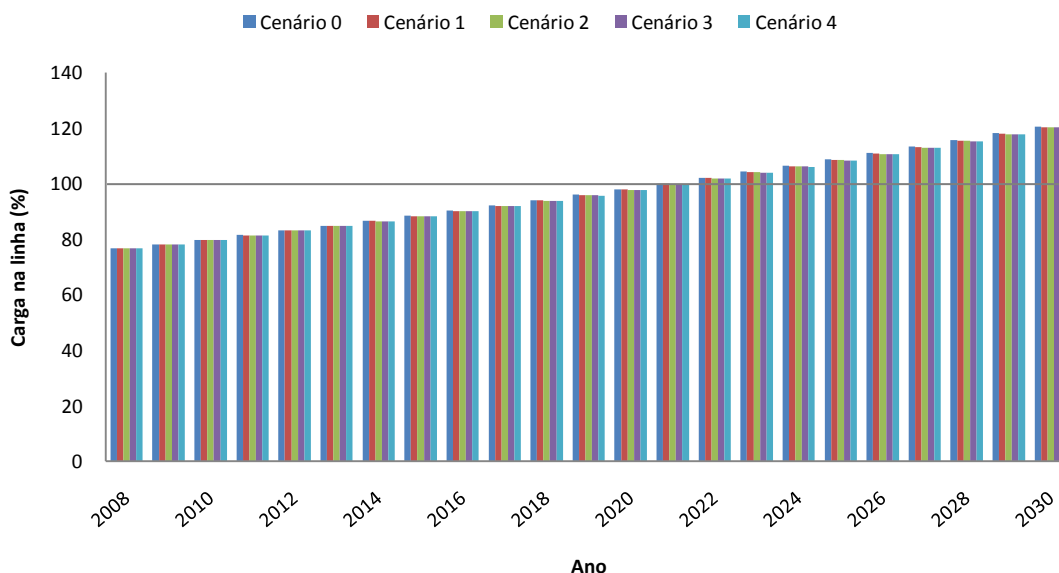


Figura 5.23 - Evolução da carga na linha mais congestionada da rede RTMT3 (hora de ponta do dia de Inverno)

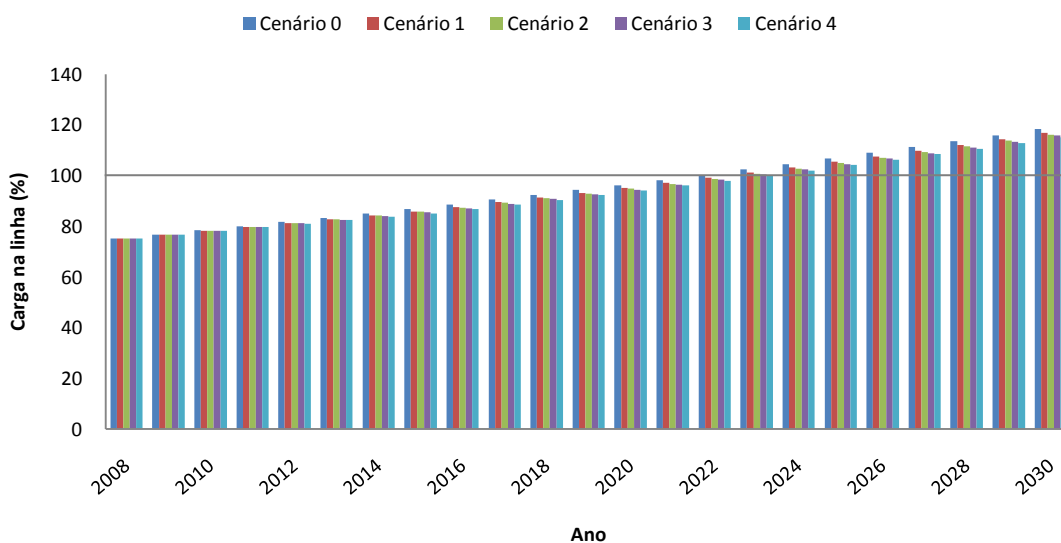


Figura 5.24 - Evolução da carga na linha mais congestionada da rede RTMT3 (hora de ponta do dia de Verão)

5.2.2.2 - RTMT15

Nesta rede não existem quaisquer problemas relacionados com congestionamentos nos ramos no horizonte temporal considerado neste estudo. Como se observa no gráfico seguinte, obtido para um dia típico de Inverno (pior cenário) com uma taxa de crescimento de carga de 2% ao ano, o nível de carga atinge apenas o valor de 66% em 2030 no cenário 0. Note-se que o gráfico apresentado diz respeito à linha mais congestionada da RTMT15.

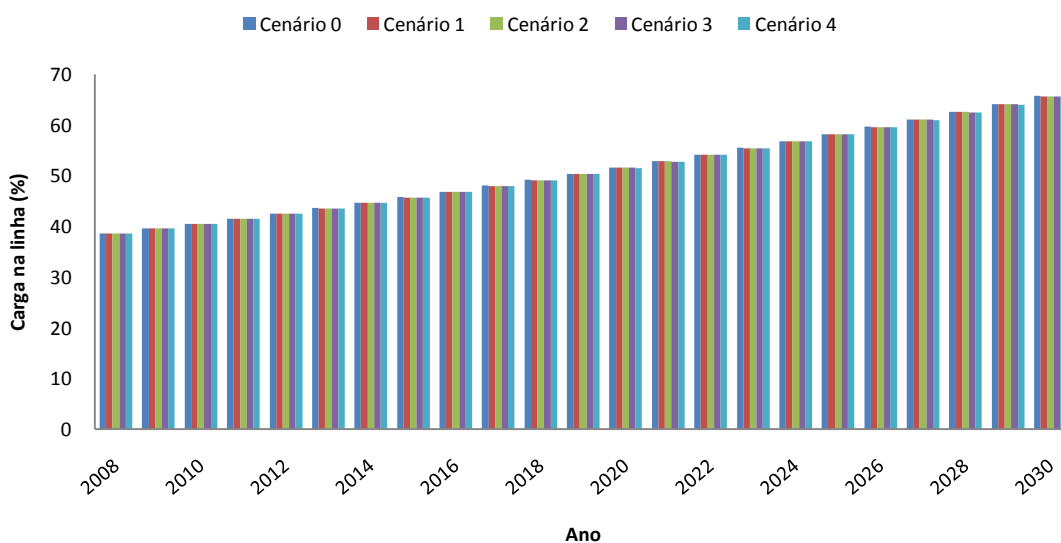


Figura 5.25 - Evolução da carga na linha mais congestionada da rede RTMT15 (hora de ponta do dia de Inverno)

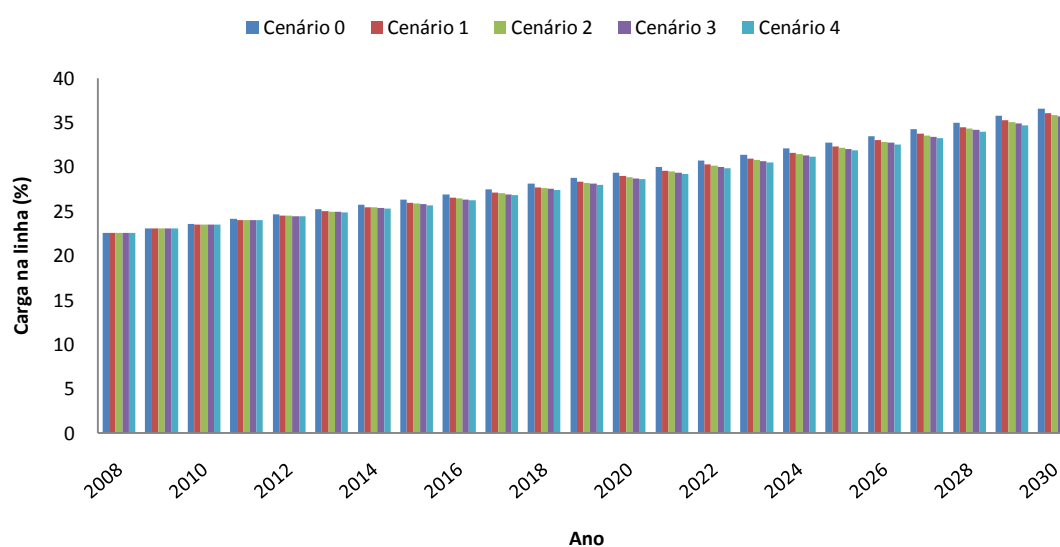


Figura 5.26 - Evolução da carga na linha mais congestionada da rede RTMT15 (hora de ponta do dia de Verão)

5.2.2.3 - Resumo dos Resultados

A análise da tabela 5.11 permite concluir que só as redes RTMT2, RTMT3 e RTMT5 apresentam problemas ao nível de congestionamentos nas suas linhas até 2030. Nas restantes redes não se vislumbram quaisquer problemas devido a excesso de carga nas suas linhas. A RTMT3 (evidenciada a negrito) é a rede que apresenta problemas num horizonte temporal mais curto (ano de 2021). A integração de μG possibilita um adiamento no reforço da rede, pelo período de um ano na rede RTMT1. Este adiamento é possível, se considerarmos qualquer cenário de integração de μG que não o cenário base.

Tabela 5.11 – Resultados da variação de carga nas linhas mais congestionadas das redes de MT

Rede	Ano em que a linha atinge a capacidade máxima	% Carga na linha em 2030 (cenário base)	Pior caso (Inverno ou Verão)	Cenários que possibilitam adiar investimento	Tempo máximo de adiamento (anos)
RTMT1	-	61.46 %	Inverno	-	-
RTMT2	2030	102.03 %	Verão	Nenhum	-
RTMT3	2021	120.52%	Inverno	1, 2, 3, 4	1
RTMT5	2023	116.55%	Inverno	Nenhum	-
RTMT8	-	67.10%	Inverno	-	-
RTMT15	-	65.68%	Inverno	-	-

5.2.3 - Energia de Perdas

De modo análogo ao efectuado para as redes de BT, nesta secção, apresentam-se 3 gráficos distintos para caracterizar o impacto da μG na energia de perdas nas redes de MT. Os

gráficos mostrados são relativos a duas redes seleccionadas (RTMT3 e RTMT15), e têm o mesmo significado que o descrito secção 5.13 relativa à energia de perdas na redes de BT.

Todos os gráficos revelam claramente que existe uma redução da energia activa de perdas à medida que a potência instalada de μ G aumenta.

Como se pode constatar pelas figuras 5.27 a 5.32 e comparando com as redes de BT, o impacto da μ G nas redes de MT é menos significativo. O ganho percentual em energia de perdas (relativamente ao cenário base) mais optimista obtém-se para a rede RTMT3 e é de 2.05%, valor que se verifica para o cenário 4 no ano de 2030 (muito inferior aos 10% relativos ao ganho obtido nas mesma condições para a rede RTBT3).

Esta situação deve-se ao facto da μ G estar localizada próxima dos consumidores de BT, afectando com menos intensidade as redes de MT.

Tal como nas redes de BT e por iguais motivos, observa-se que os gráficos do ganho em energia de perdas têm o mesmo comportamento que a curva de evolução de potência instalada de μ G.

Também a justificação para a diminuição das perdas se deve, em traços gerais, aos mesmos motivos que os referidos na secção 5.1.3 deste capítulo relativos às redes de BT.

5.2.3.1 - RTMT3

O valor anual da energia de perdas na RTMT3, em 2008, é 13.84 GWh. Devido ao crescimento da carga, em 2030 para o cenário base de integração de μ G (μ G constante ao longo dos anos), a energia de perdas atinge o valor de 34.97 GWh no cenário 0, 34.62 GWh no cenário 1, 34.48 GWh no cenário 2, 34.38 GWh no cenário 3 e 34.26 GWh no cenário 4.

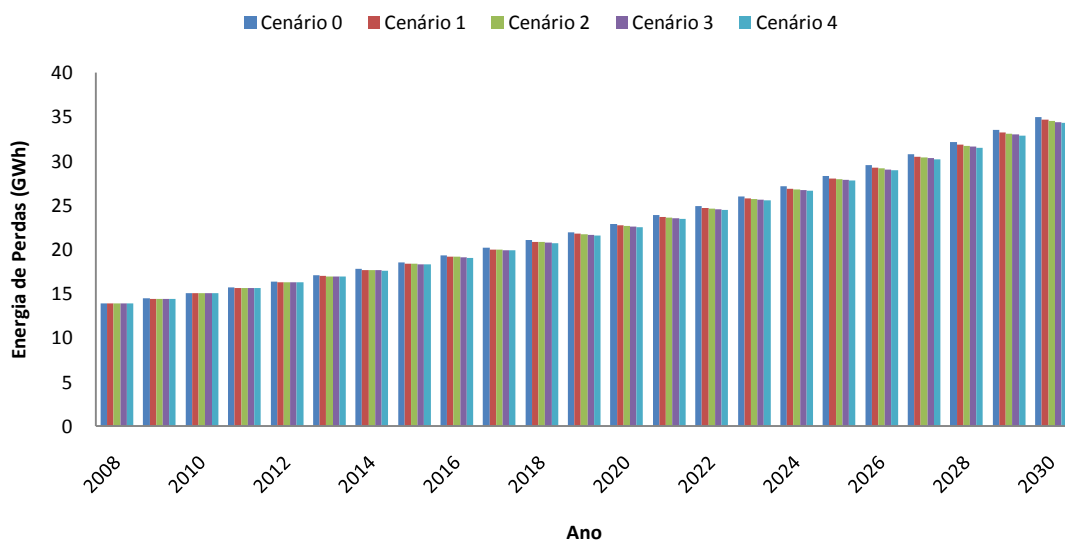


Figura 5.27 - Evolução do valor anual de energia de perdas na rede RTMT3

Analisando a percentagem do valor anual da energia de perdas referida ao consumo da própria rede, verifica-se que esta evolui de 1.6% em 2008 para 2.7% em 2030 no cenário 0 de integração de μ G e para cerca de 2.6% nos restantes cenários.

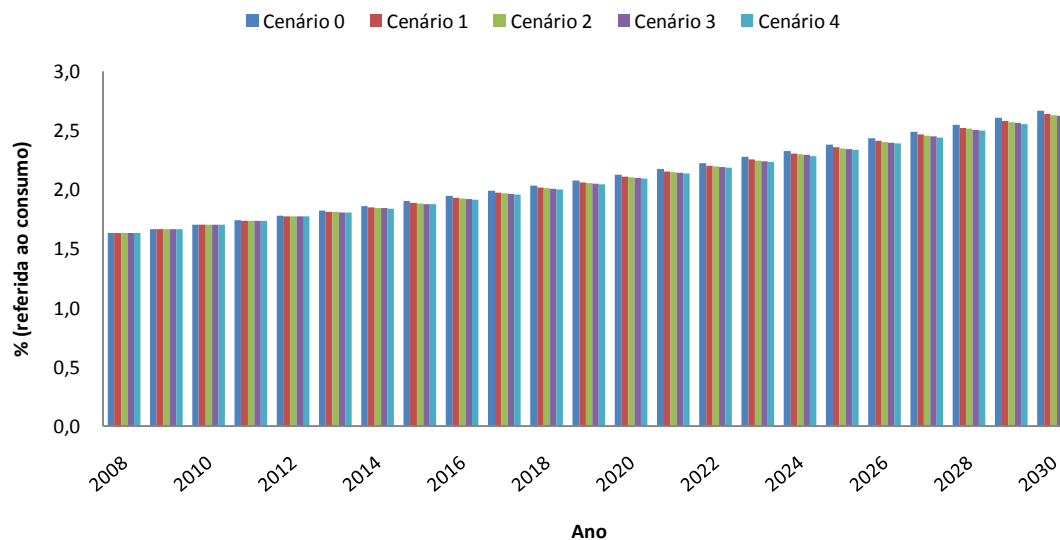


Figura 5.28 - Evolução da percentagem do valor anual de energia de perdas na rede RTMT3 (referida ao consumo da rede)

O ganho em energia de perdas comparativamente ao cenário base (cenário 0) na RTMT3, em 2030, é de 1.01% para o cenário 1 integração de μ G, 1.41% para o cenário 2, 1.70% para o cenário 3 e 2.05% para o cenário 4.

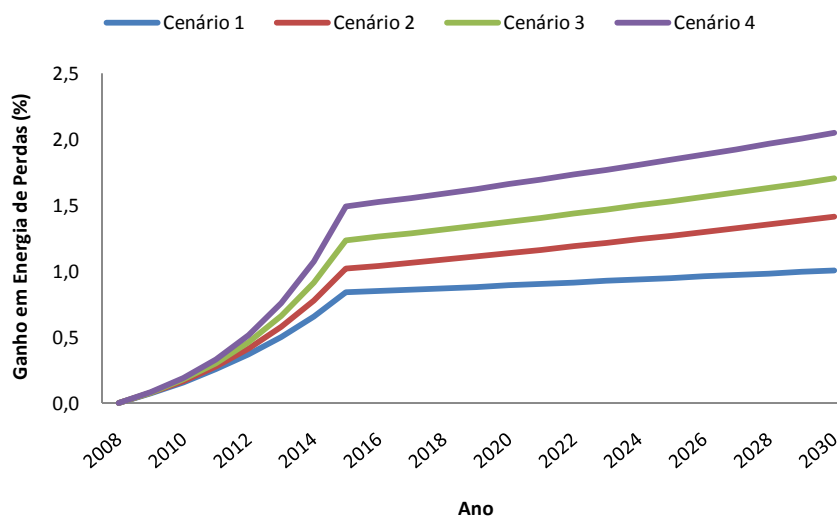


Figura 5.29 - Evolução do ganho em energia de perdas na rede RTMT3 (referido ao cenário base)

5.2.3.2 - RTMT15

O valor anual da energia de perdas na RTMT15, em 2008, é 0.673 GWh. Devido ao crescimento da carga, em 2030 para o cenário base de integração de μG (μG constante ao longo dos anos), a energia de perdas atinge o valor de 1.843 GWh no cenário 0, 1.830 GWh no cenário 1, 1.824 GWh no cenário 2, 1.821 GWh no cenário 3 e 1.816 GWh no cenário 4.

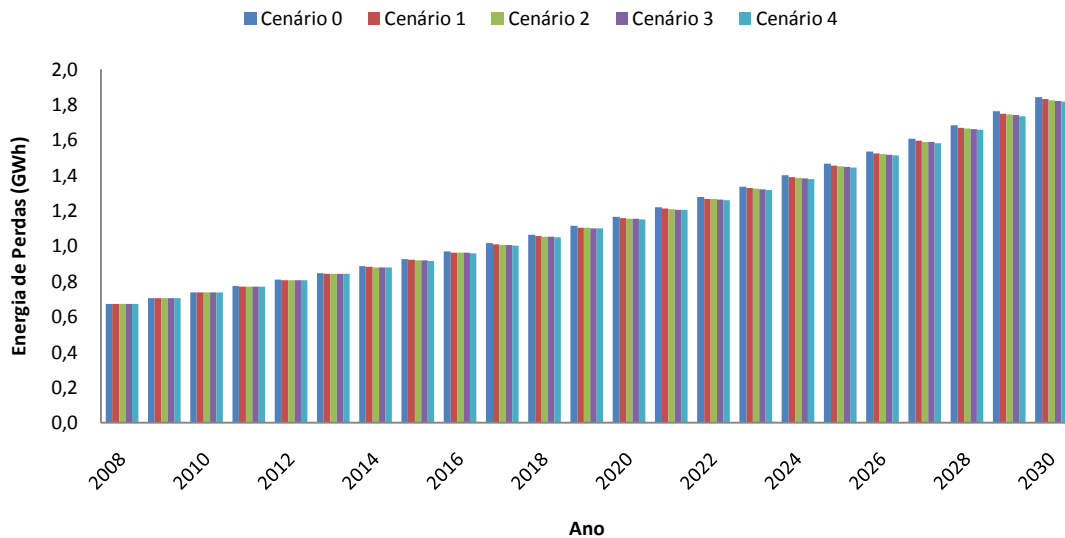


Figura 5.30 - Evolução do valor anual de energia de perdas na rede RTMT15

A percentagem do valor anual da energia de perdas referida ao consumo da própria rede evolui de 1.5% em 2008 para 2.6% em 2030, no cenário 0 de integração de μG , e para cerca de 2.5% nos restantes cenários.

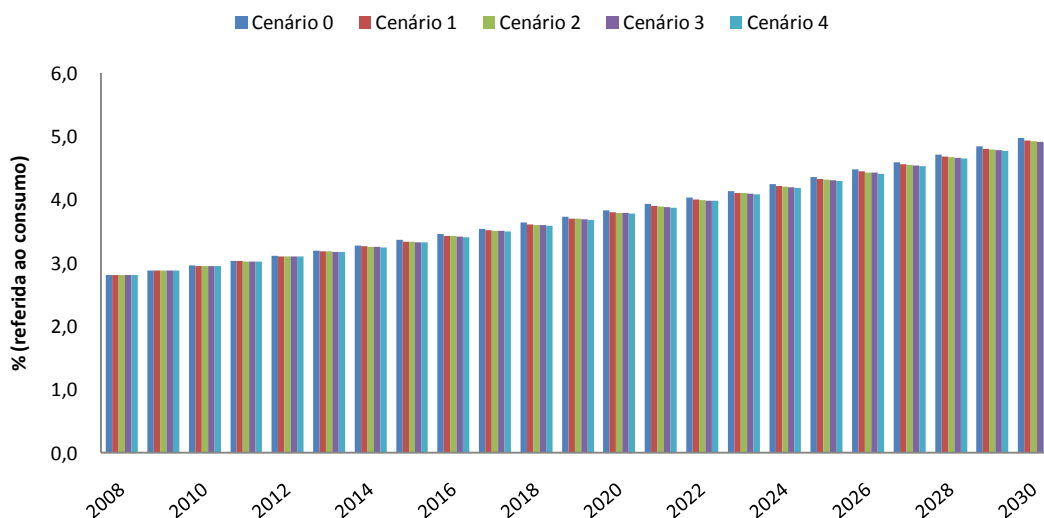


Figura 5.31 - Evolução da percentagem do valor anual de energia de perdas na rede RTMT15 (referida ao consumo da rede)

O ganho em energia de perdas na RTMT15, em 2030, é de 0.71% para o cenário 1 integração de μ G, 1.01% para o cenário 2, 1.21% para o cenário 3 e 1.46% para o cenário 4.

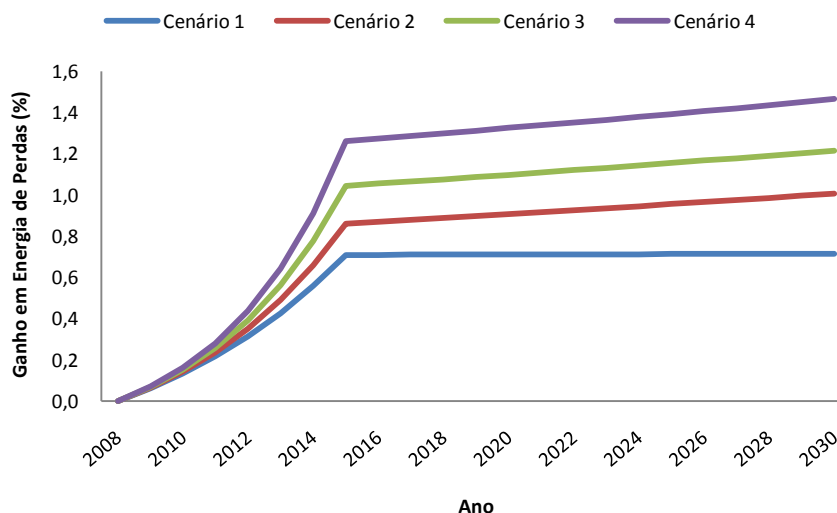


Figura 5.32 - Evolução do ganho em energia de perdas na rede RTMT15 (referido ao cenário base)

5.2.3.3 - Resumo dos Resultados

A tabela 5.12 diz respeito ao valor anual de energia de perdas em cada rede de MT. Observa-se que a RTMT5 (formatada a negrito) comparativamente às restantes redes, é a que apresenta um maior valor anual de energia de perdas. Situação explicável por ser a rede com maior consumo (consumo total anual de 1127 GWh, ver tabela 3.11 do capítulo 3). É também um dos motivos pelo qual, é a segunda rede cujo impacto da μ G mais se faz sentir (considerando o valor absoluto da energia de perdas), conseguindo-se em 2030, uma diminuição de 600 MWh por ano (comparando o cenário 4 de integração de μ G com o cenário 0). Na RTMT3, considerando também o valor absoluto das perdas, o benefício da μ G é ligeiramente superior, com uma variação de 710 MWh por ano comparando os mesmos cenários.

Esta rede é a segunda rede de MT com consumo total mais elevado (849 GWh anuais). Além disso, tem uma maior potência de μ G ligada aos seus barramentos, o que por si só pode ser justificativo destes valores.

Tabela 5.12 – Resultados do valor de energia de perdas anual nas redes de MT

Rede	Energia de Perdas em 2008 (GWh)	Energia de Perdas em 2030 (GWh)				
		Cenário 0	Cenário 1	Cenário 2	Cenário 3	Cenário 4
RTMT1	4.06	10.01	9.98	9.97	9.96	9.95
RTMT2	6.60	16.79	16.67	16.63	16.59	16.55
RTMT3	13.84	34.97	34.62	34.48	34.38	34.26
RTMT5	14.38	35.80	35.51	35.39	35.31	35.20
RTMT8	2.84	7.13	7.06	7.04	7.02	7.00
RTMT15	0.673	1.843	1.830	1.824	1.821	1.816

Na tabela 5.13 mostra-se para cada tipo de rede MT, um resumo dos resultados obtidos para o valor que a energia anual de perdas representa no consumo da própria rede (%).

A RTMT8, destacada a negrito, é a rede onde este valor é mais elevado (2,1% em 2008), comparativamente com todas as outras redes. Nestas, este valor varia entre 1.0 e 1.6 %, também para o ano de 2008.

Em 2030, se não existir aumento de potência de μG (cenário 0), a percentagem de energia de perdas referida ao consumo na rede RTMT8 sobe para 3.4%. Este valor fica-se pelos 3.3% se considerarmos o cenário 4 de integração de μG .

Tabela 5.13 – Resultados da percentagem de energia anual de perdas (referida ao consumo da rede) nas redes de MT

Rede	% de Energia de Perdas em 2008 (referida ao consumo)	% de Energia de Perdas em 2030 (referida ao consumo)				
		Cenário 0	Cenário 1	Cenário 2	Cenário 3	Cenário 4
RTMT1	1.0	1.6	1.6	1.6	1.6	1.6
RTMT2	1.1	1.8	1.7	1.7	1.7	1.7
RTMT3	1.6	2.7	2.6	2.6	2.6	2.6
RTMT5	1.3	2.1	2.0	2.0	2.0	2.0
RTMT8	2.1	3.4	3.4	3.3	3.3	3.3
RTMT15	1.5	2.6	2.5	2.5	2.5	2.5

O resumo do ganho em energia de perdas relativamente ao cenário 0 (base), para cada rede de MT, é apresentado na tabela 5.14. Destacou-se a negrito a rede RTMT3, pois é a rede que apresenta valores mais satisfatórios a este nível. Em 2030, o ganho em energia de perdas relativamente ao cenário base nesta rede é de, 1.01%, 1.41%, 1.70% e 2.05%, respectivamente para os cenários 1,2,3 e 4 de integração de μG . Como se observa na tabela, para as outras redes, os valores são inferiores mas ainda assim satisfatórios.

Desta forma pode concluir-se, que embora a μG tenha algum benefício na redução do valor das perdas de energia em MT, o seu valor percentual é bastante menor que em BT.

Tabela 5.14 – Resultados do ganho em energia de perdas relativamente ao cenário base nas redes de MT

Rede	Ganho em Energia de Perdas Relativamente ao Cenário Base (ano de 2030)			
	Cenário 1	Cenário 2	Cenário 3	Cenário 4
RTMT1	0.25	0.35	0.43	0.51
RTMT2	0.68	0.95	1.15	1.38
RTMT3	1.01	1.41	1.70	2.05
RTMT4	0.82	1.15	1.39	1.68
RTMT5	0.87	1.22	1.48	1.78
RTMT15	0.71	1.01	1.21	1.46

5.2.4 - Diagramas de Carga na Subestação

Os resultados apresentados para os diagramas de carga, tal como no caso das redes de BT, foram obtidos através de trânsitos de potência realizados com valores médios horários das potências consumidas e produzidas em cada rede. Os gráficos apresentados fornecem informação relativa à potência consumida em cada instante para o ano de 2008 e para o ano de 2030 na subestação AT/MT (para todos os cenários de integração de μG estudados).

A comparação directa do diagrama inicial (2008) com os finais (2030), permite concluir que existe um aumento significativo da potência activa requisitada nas diversas redes estudadas, e que se deve ao aumento de carga previsto para 2030. Diferente do que acontece nas redes de BT e devido à presença de consumidores industriais, em muitas das redes de MT a hora de ponta é à tarde, coincidindo com horas de grande exposição solar. Assim, embora o benefício que a μG tem na redução da potência do diagrama de cargas seja menor que nas redes de BT, este incidirá muitas vezes nas pontas do diagrama, como se poderá verificar nas próximas secções.

Não obstante desta situação e tal como nas rede de BT, os maiores benefícios observam-se essencialmente nos dias típicos de Verão durante as horas em que o Sol se encontra a maior altitude. Mais uma vez, a explicação reside no facto de se ter considerado neste estudo que a tecnologia solar FV representa 80% do total da μG considerada.

Os menores benefícios registam-se nos dias de Inverno da RTMT2, RTMT5, RTMT8 e RTMT15 devido ao facto das horas de ponta ocorrerem em períodos nocturnos onde a produção de energia por parte das unidades de μG do tipo solar FV é praticamente nula.

5.2.4.1 - RTMT3

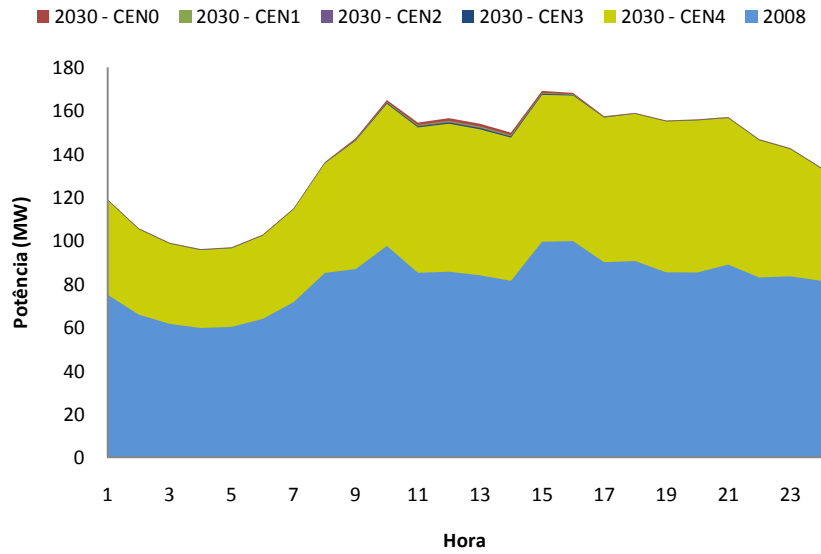


Figura 5.33 - Diagrama de carga no PT de RTMT3 (dia de Inverno)

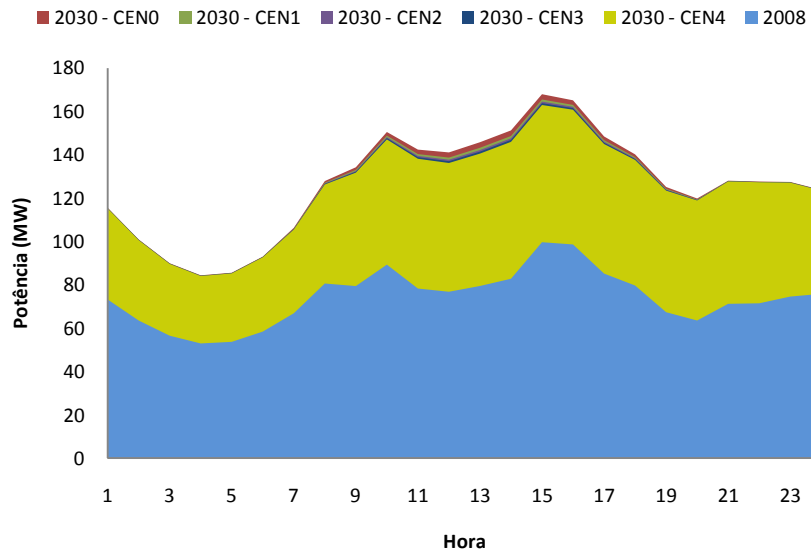


Figura 5.34 - Diagrama de carga no PT de RTMT3 (dia de Verão)

5.2.4.1 - RTMT15

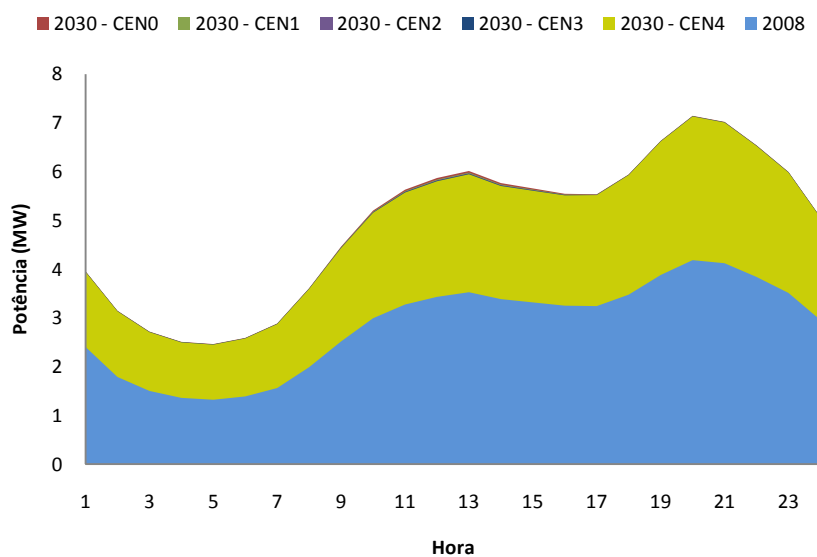


Figura 5.35- Diagrama de carga no PT de RTMT15 (dia de Inverno)

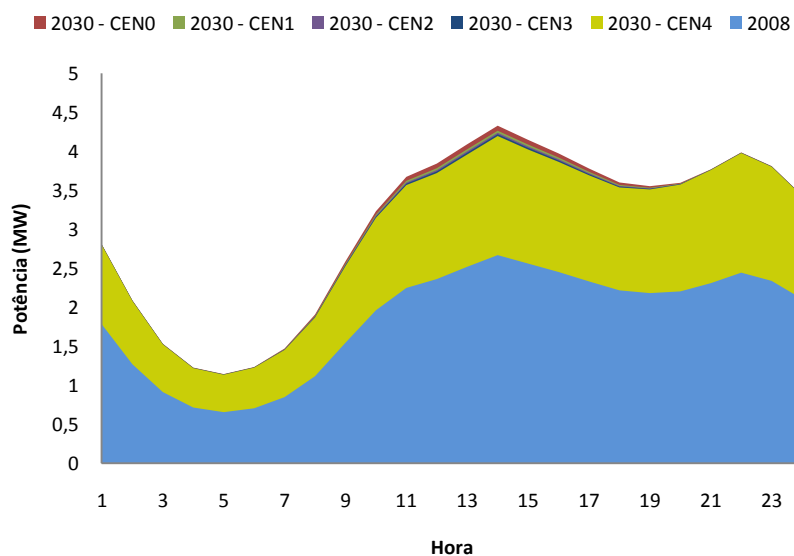


Figura 5.36 - Diagrama de carga no PT de RTMT15 (dia de Verão)

5.2.4.3 - Resumo dos Resultados

Nas tabelas 5.15 a 5.18 apresentam-se, respectivamente para a hora de maior benefício de μG e para a hora de ponta, a potência que transita na subestação AT/MT de cada rede de MT, tanto para dias típicos de Inverno como de Verão.

Num dia típico de Inverno, observa-se que para a rede RTMT1, RTMT3 e RTMT8 a hora de ponta é próxima da hora de maior benefício da μG . Assim, nestas redes, embora o benefício seja pequeno, ocorre sensivelmente na hora em que é mais útil para a rede eléctrica. Por exemplo, em 2030, na RTMT8 consegue-se uma redução de 0.29 MW na ponta, comparando o cenário 4 com o 0. Se considerarmos uma das horas de maior altitude do sol (13 horas) a rede RTMT3 é aquela que apresenta os melhores resultados tendo em conta o peso relativo das potências em jogo em cada rede. Nesta rede, consegue-se em 2030 com o cenário 4, uma redução de 2,58 MW de potência quando comparado com o cenário 0, o que equivale a uma redução de 1.67%.

Tabela 5.15 – Potência no PT por tipo de rede de MT na hora de maior benefício de μG (dia típico de Inverno)

Rede	Hora de maior benefício da μG	Potência em 2008 (MW)	Potência em 2030 na hora de maior benefício da μG (MW)				
			Cenário 0	Cenário 1	Cenário 2	Cenário 3	Cenário 4
RTMT1	13h	67.93	106.70	106.52	106.44	106.38	106.32
RTMT2	13h	70.25	130.29	129.38	129.03	128.77	128.47
RTMT3	13h	84.14	154.01	152.75	152.24	151.87	151.43
RTMT5	13h	191.38	300.31	298.68	298.02	297.55	296.98
RTMT8	13h	16.81	27.88	27.68	27.59	27.53	27.46
RTMT15	13h	3.53	6.01	5.98	5.97	5.96	5.94

Tabela 5.16 – Potência no PT por tipo de rede de MT na hora de ponta (dia típico de Inverno)

Rede	Hora de ponta	Potência em 2008 (MW)	Potência em 2030 na hora de ponta (MW)				
			Cenário 0	Cenário 1	Cenário 2	Cenário 3	Cenário 4
RTMT1	12h	69.74	109.55	109.36	109.29	109.23	109.17
RTMT2	20h	81.83	134.28	134.07	134.01	133.96	133.90
RTMT3	16h	99.89	168.24	167.64	167.40	167.22	167.01
RTMT5	20h	200.19	314.21	313.90	313.78	313.69	313.58
RTMT8	15h	17.47	28.41	28.26	28.20	28.16	28.11
RTMT15	20h	4.18	7.14	7.14	7.13	7.13	7.13

Contudo, é nos dias típicos de Verão que o impacto da μG é mais notório. Nesta época, as horas de ponta das redes RTMT5 e RTMT15 coincidem exactamente com a hora de maior exposição solar (de acordo com os diagramas de produção definidos na secção 3.2 para a tecnologia de μG FV no Verão, esta hora ocorre às 14 horas).

Para as outras redes os resultados são também positivos, pois em todas elas a hora de ponta é às 15 horas, hora em que a altitude do sol é ainda muito elevada. Assim tem-se para a RTMT5 uma redução na ponta do diagrama no ano de 2030 de 6.75 MW (comparando os cenários 0 e 4). Mesmo assim, tendo em conta os ganhos relativos em percentagem, é na RTMT15 que se verificam os melhores resultados. Aqui reduz-se a ponta em 3.05% (0.13 MW) contra os 2.94% (6.75 MW) da RTMT5, isto para o ano 2030, comparando o cenário 4 com o cenário 0.

Tabela 5.17 – Potência no PT por tipo de rede de MT na hora de maior benefício de μG (dia típico de Verão)

Rede	Hora de maior benefício da μG	Potência em 2008 (MW)	Potência em 2030 na hora de maior benefício da μG (MW)				
			Cenário 0	Cenário 1	Cenário 2	Cenário 3	Cenário 4
RTMT1	14h	61.73	97.00	96.61	96.46	96.35	96.21
RTMT2	14h	80.96	132.70	130.92	130.19	129.67	129.05
RTMT3	14h	82.75	151.15	148.56	147.51	146.76	145.85
RTMT5	14h	146.58	229.71	226.41	225.07	224.11	222.95
RTMT8	14h	17.27	28.28	27.87	27.70	27.57	27.43
RTMT15	14h	2.67	4.33	4.26	4.23	4.22	4.20

Tabela 5.18 – Potência no PT por tipo de rede de MT na hora de ponta (dia típico de Verão)

Rede	Hora de ponta	Potência em 2008 (MW)	Potência em 2030 na hora de ponta (MW)				
			Cenário 0	Cenário 1	Cenário 2	Cenário 3	Cenário 4
RTMT1	15h	62.14	97.18	96.82	96.68	96.57	96.45
RTMT2	15h	85.55	136.75	135.07	134.39	133.90	133.32
RTMT3	15h	99.60	167.83	165.40	164.41	163.70	162.85
RTMT5	14h	146.58	229.71	226.41	225.07	224.11	222.95
RTMT8	15h	17.94	28.81	28.42	28.26	28.14	28.01
RTMT15	14h	2.67	4.33	4.26	4.23	4.22	4.20

5.3 - Impacto da μG na Energia de Perdas da Rede Nacional de Distribuição

O impacto global da μG nas redes de BT e MT nacionais e no total nacional agregado (BT + MT) foram determinados de acordo com a metodologia exposta no ponto 4.3.1.1. Essa metodologia foi também seguida no cálculo das emissões de CO_2 evitadas devido à redução nas perdas motivada pela integração de μG nas redes de distribuição.

Nas subsecções seguintes apresentam-se devidamente comentados todos os resultados.

5.3.1 - Rede de BT Nacional

O valor anual da energia de perdas na rede de BT nacional, em 2008, é 1115.72 GWh. Devido ao crescimento da carga, em 2030, a energia de perdas atinge o valor de 2509.88 GWh para o cenário base de integração de μG (cenário 0), 2484.43 GWh no cenário 1, 2458.05 GWh no cenário 2, 2407.35 GWh no cenário 3 e 2311.25 GWh no cenário 4.

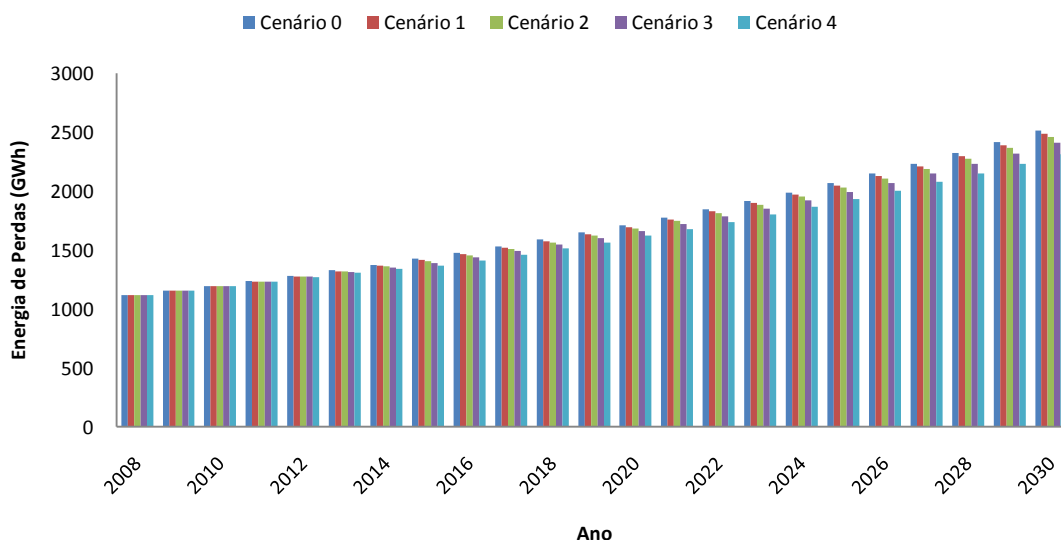


Figura 5.37 - Evolução do valor anual de energia de perdas na rede de BT Nacional

A percentagem que as perdas anuais obtidas representam no consumo de energia em toda a rede BT nacional é de 4.13% em 2008. Em 2030, este valor sobe para 6.01% no cenário 0, 5.94% no cenário 1, 5.88% no cenário 2, 5.76% no cenário 3 e 5.53% no cenário 4 (figura 5.38).

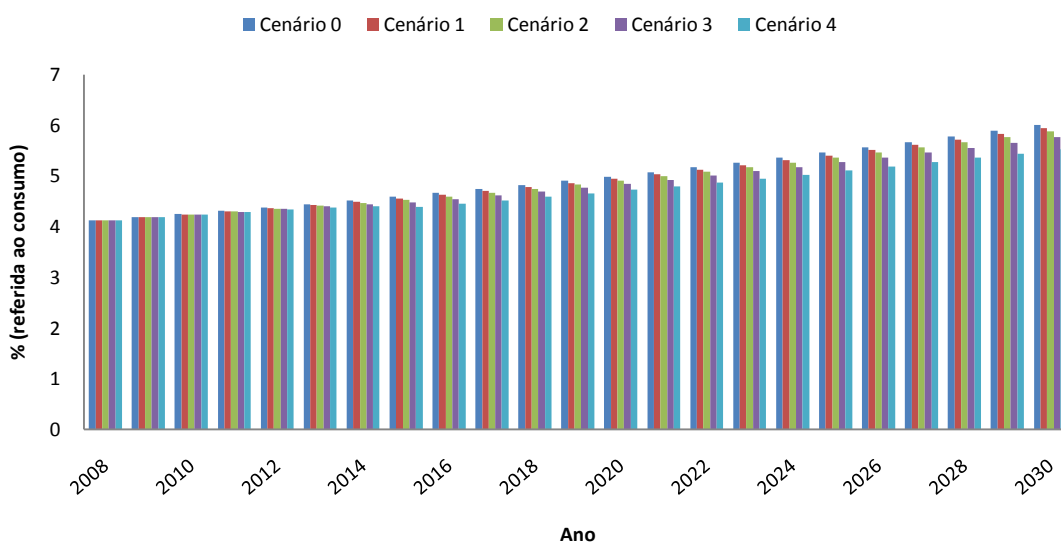


Figura 5.38 - Evolução da percentagem do valor anual de energia de perdas na rede de BT Nacional (referida ao consumo)

Em 2030, o ganho em energia de perdas na rede nacional de BT é para o cenário 1 de 1.01%, para o cenário 2 de 2.06%, 4.08% para o cenário 3 e 7.9% para o cenário 4 (figura 5.39).

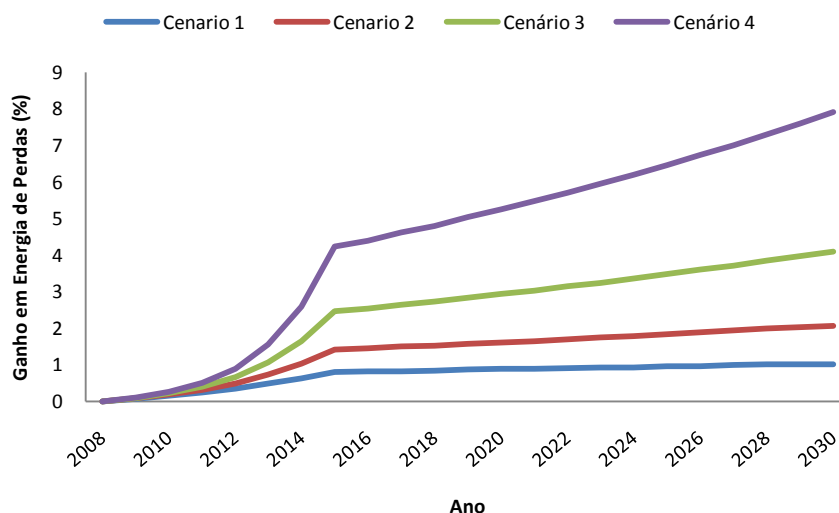


Figura 5.39 - Evolução do ganho em energia de perdas na rede de BT Nacional (referido ao cenário base)

5.3.2 - Rede de MT Nacional

Contrariamente ao estudo efectuado para as redes BT, como descrito na secção 4.6.3 do capítulo 4, as redes MT estudadas não são representativas da rede de MT nacional. Recordase, que após se calcular o valor das perdas para a extensão da rede MT estudada, efectuou-se uma extrapolação para o total de MT nacional. Os resultados obtidos para as duas situações são apresentados a seguir.

O valor anual da energia de perdas no total das redes de MT estudadas, em 2008 é de 364.21 GWh. Devido ao crescimento anual do consumo, em 2030, a energia de perdas atinge o valor de 927.66 GWh para o cenário base de integração de μ G (cenário 0), 920.62 GWh no cenário 1, 917.78 GWh no cenário 2, 915.75 GWh no cenário 3 e 913.32 GWh no cenário 4.

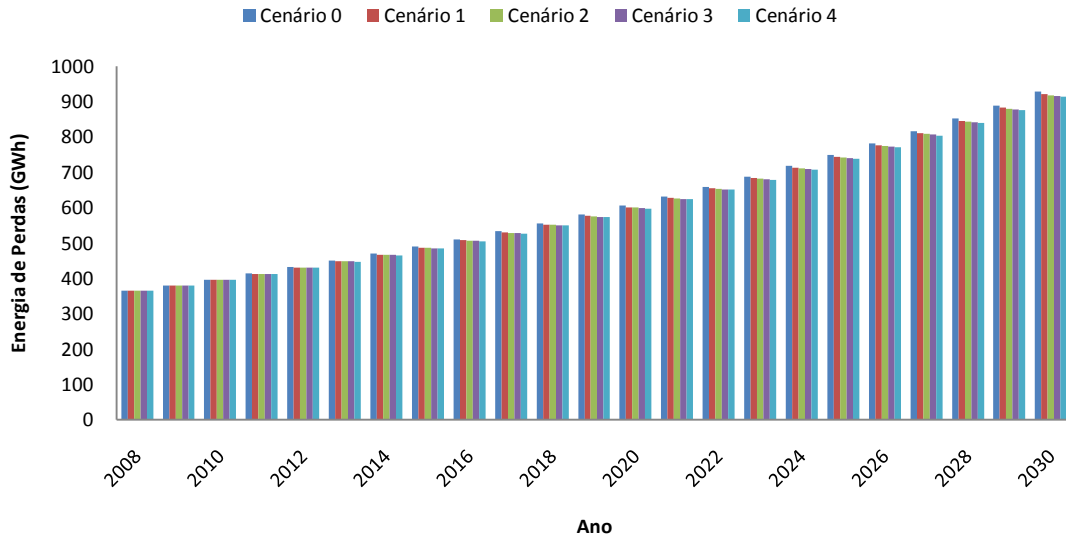


Figura 5.40 - Evolução do valor anual de energia de perdas na rede de MT nacional abrangida neste estudo

O gráfico da figura 5.41 demonstra a percentagem que as perdas anuais obtidas representam no consumo de energia na extensão da rede MT nacional abrangida neste estudo. Como se observa esta é de 1.55% em 2008. Em 2030, este valor sobe para 2.55% no cenário 0, 2.53% no cenário 1 e 2, 2.52% no cenário 3 e 2.51% no cenário 4.

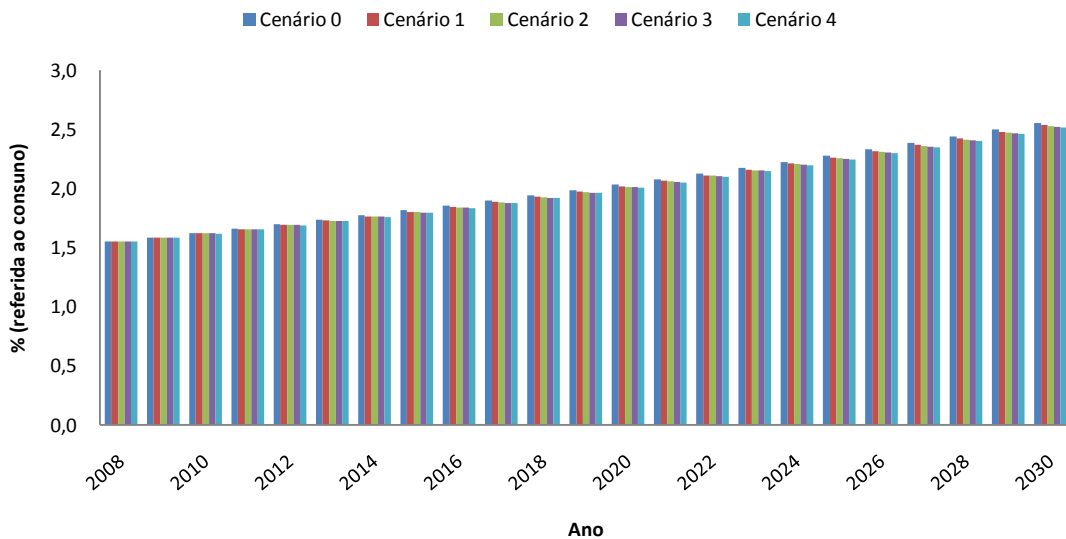


Figura 5.41 - Evolução da percentagem do valor anual de energia de perdas na rede de MT nacional abrangida neste estudo (referida ao consumo)

Quanto ao ganho em energia de perdas relativo ao cenário base, este é de 0.76% para o cenário 1, 1.06% para o cenário 2, 1.28% para o cenário 3 e 1.55% para o cenário 4 (figura 5.42).

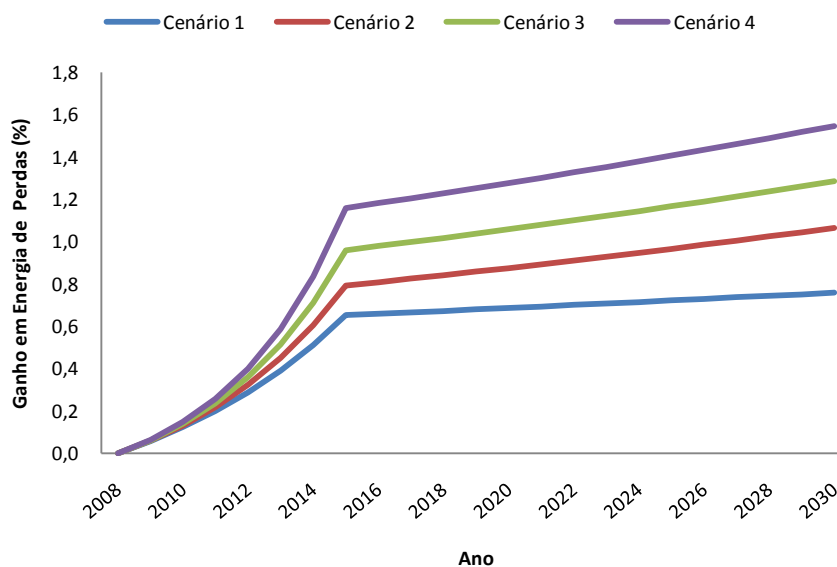


Figura 5.42 - Evolução do ganho em energia de perdas na rede de MT nacional abrangida neste estudo (referido ao cenário base)

O resultado para a energia de perdas da rede nacional de MT obtido por extrapolação é mostrado na figura 5.43. Como se observa esse valor é de 666.28 GWh em 2008. Devido ao crescimento da carga, em 2030, a energia de perdas atinge o valor de 1697.04 GWh para o cenário base de integração de μ G (cenário 0), 1684.17 GWh no cenário 1, 1678.98 GWh no cenário 2, 1675.26 GWh no cenário 3 e 1670.81 GWh no cenário 4.

Como era esperado, os resultados para a percentagem que a energia de perdas representa no consumo da rede MT nacional e para o ganho em percentagem de energia de perdas relativamente ao cenário base, são iguais aos obtidos para a extensão das redes de MT estudadas (figuras 5.41 e 5.42).

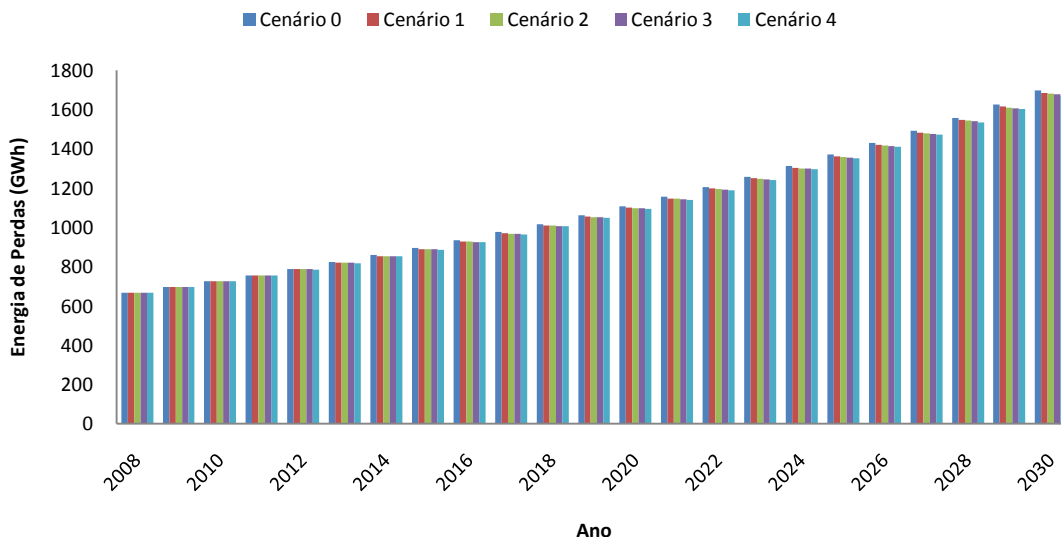


Figura 5.43 - Evolução do valor anual de energia de perdas na rede de MT nacional

5.3.3 - Valor Agregado das Perdas nas Redes Nacionais de BT e de MT

Os resultados apresentados nesta secção dizem respeito ao valor agregado das perdas nas redes nacionais de BT e de MT.

No gráfico da figura 5.44 mostra-se os resultados obtidos para as perdas anuais de energia em todas as redes BT e MT nacionais.

O valor anual da energia de perdas nestas redes, em 2008 é de 1782.00 GWh. Em 2030, a energia de perdas atinge o valor de 4206.92 GWh no cenário 0, 4168.60 GWh no cenário 1, 4137.03 GWh no cenário 2, 4082.60 GWh no cenário 3 e 3982.06 GWh no cenário 4.

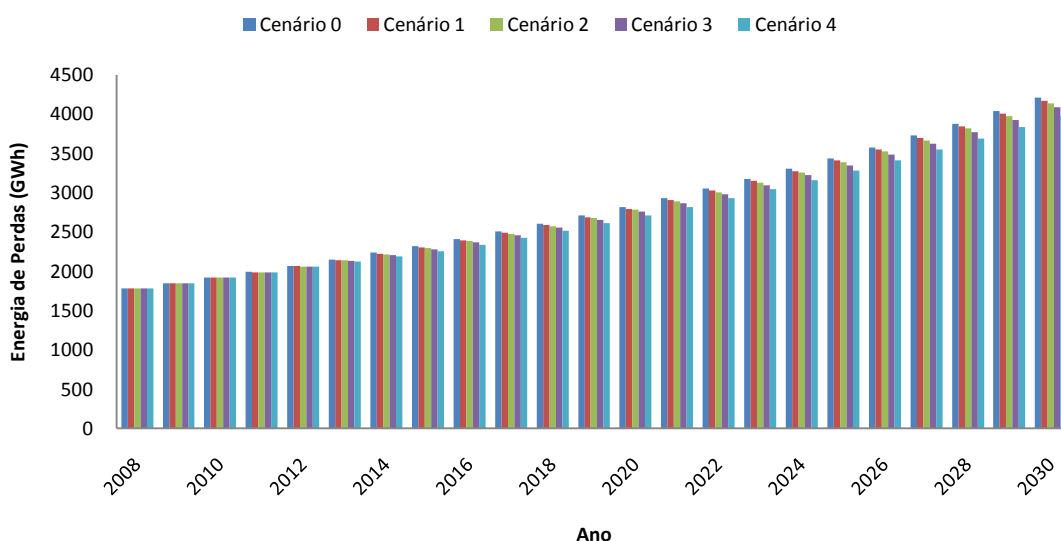


Figura 5.44 - Evolução do valor anual de energia de perdas em todas as redes de BT e MT nacionais

A figura 5.45 mostra a percentagem que as perdas anuais obtidas representam no consumo de energia de todas as redes BT e MT nacionais. Em 2008, esta percentagem tem o valor de 4.14%. Em 2030, este valor sobe para 6.33% no cenário 0, 6.27% no cenário 1, 6.22% no cenário 2, 6.14% no cenário 3 e 5.99% no cenário 4.

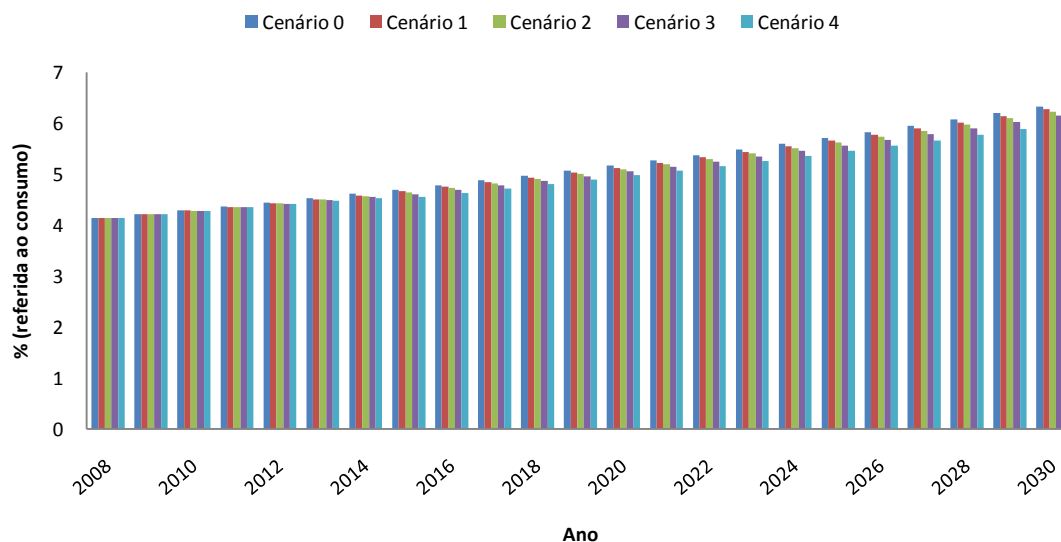


Figura 5.45 - Evolução da percentagem do valor anual de energia de perdas em todas as redes de BT e MT nacionais (referida ao consumo)

O ganho em energia de perdas relativo ao cenário base na rede nacional de distribuição (total as redes de BT e MT nacionais), em 2030, é de 0.91% para o cenário 1, 1.66% para o cenário 2, 2.96% para o cenário 3 e 5.34% para o cenário 4 (figura 5.46).

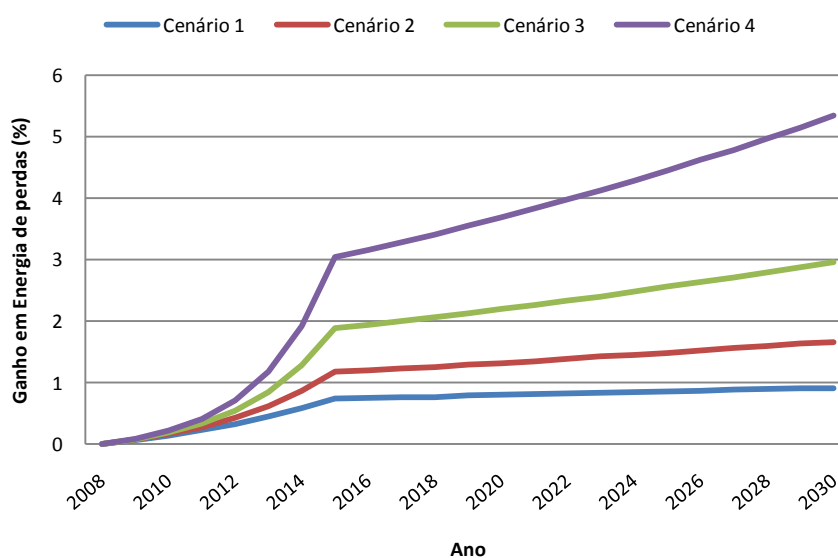


Figura 5.46 - Evolução do ganho em energia de perdas em todas as redes de BT e MT nacionais (referido ao cenário base)

5.3.4 - Emissões de CO₂ Evitadas

Os resultados relativos a emissões atmosféricas de CO₂ encontram-se na figura 5.47. Como se pode verificar, a evolução das emissões evitadas de CO₂ é bastante semelhante à evolução do ganho em energia de perdas. Como era já esperado, as emissões evitadas de CO₂ crescem à medida que a integração de μ G aumenta.

Para o ano de 2030, a redução em emissões de CO₂ no cenário 1 face ao cenário base atinge as 13.6 kton. Este valor aumenta para 24.8 kton no cenário 2, 44.1 kton no cenário 3 e 79.8 kton no cenário 4.

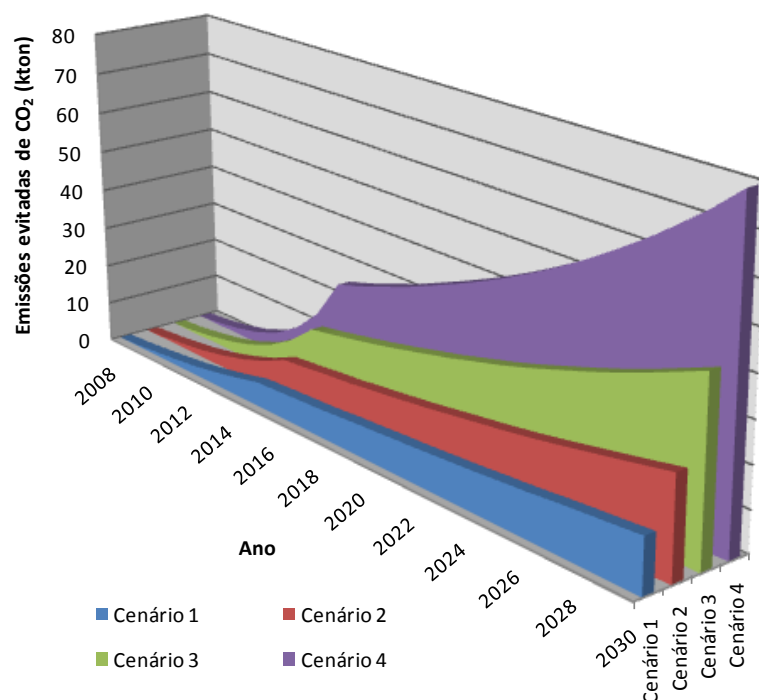


Figura 5.47 - Emissões de CO₂ evitadas em todas as redes de BT e MT nacionais (em relação ao cenário base)

5.3.5 - Influência da Taxa de Crescimento de Carga

Como referido na secção 4.6.6, os impactos da μ G para as taxas de crescimento de carga de 1% e 3%, foram analisadas apenas em termos de energia de perdas e exclusivamente para a rede nacional de BT.

Os valores obtidos para a energia de perdas anual (GWh) para a taxa de 1%, como seria de esperar, são inferiores aos registados para taxa de 2% em todas as redes. Pelo contrário, para a taxa de 3%, os valores obtidos para a energia de perdas anual são obviamente superiores em todas as redes. Os resultados obtidos em termos do valor anual de energia de perdas para as

taxas de 1 e 3% não serão apresentados pois, à excepção da ordem de grandeza, têm comportamentos em tudo semelhantes aos obtidos para a taxa de crescimento de 2%.

Uma conclusão interessante a que estes resultados permitem chegar, é que o ganho em energia de perdas diminui à medida que a taxa de crescimento de carga aumenta. Na figura 5.48, é apresentado o ganho em energia de perdas relativamente ao cenário base, para o total nacional da rede de BT e, para cada uma das taxas de crescimento de carga analisadas. Como se pode observar, para a taxa de 1%, o ganho em energia de perdas é maior comparativamente às taxas de 2 e 3%, em todo o horizonte temporal (2008-2030). Esta situação tem uma explicação relativamente simples e deve-se ao facto do valor absoluto da μG se manter constante, quando se faz variar a taxa de crescimento de carga. Nestas circunstâncias, o aumento de carga vai-se sobrepondo progressivamente ao valor da μG instalada, fazendo com que o ganho em energia de perdas diminua.

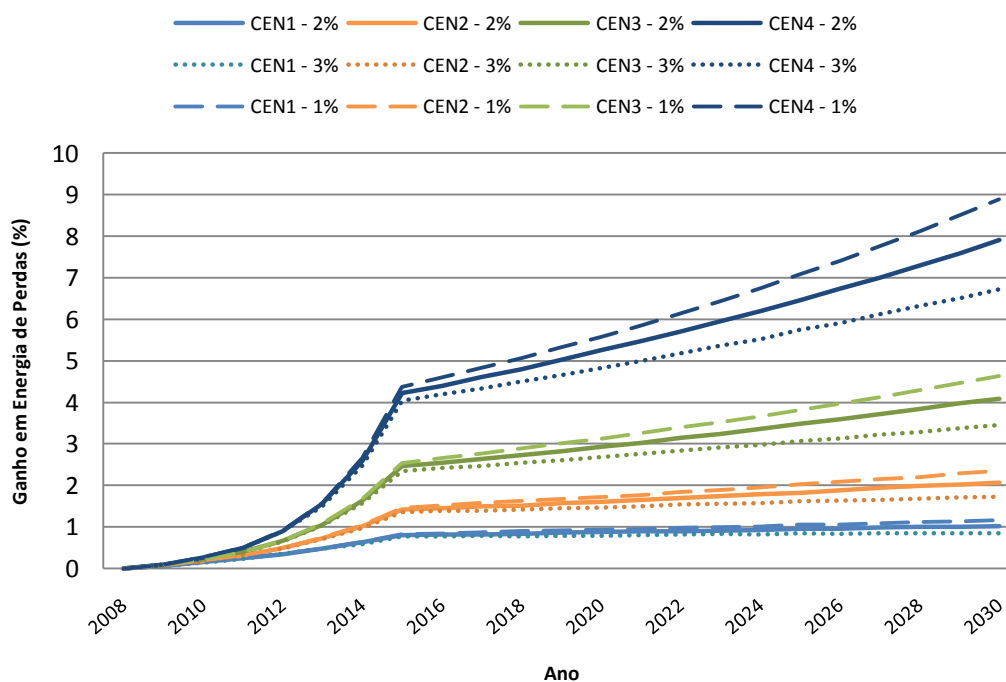


Figura 5.48 - Evolução do ganho em energia de perdas na rede BT Nacional para as taxas de crescimento de carga de 1, 2 e 3% (referido ao cenário base)

5.3.6 - Influência do Tipo de Tecnologia de μG

Os resultados obtidos para a rede de BT nacional, considerando uma percentagem de penetração de μG FV de 60% e de μEO de 40%, são apresentados nas figuras 5.49 a 5.51.

O valor anual da energia de perdas na rede de BT nacional, em 2008, é 1115.63 GWh. Devido ao crescimento da carga, em 2030, a energia de perdas atinge o valor de 2509.68 GWh

para o cenário base de integração de μ G (cenário 0), 2482.67 GWh no cenário 1, 2454.53 GWh no cenário 2, 2400.34 GWh no cenário 3 e 2297.42 GWh no cenário 4.

Comparando estes valores, com os obtidos para o caso base de percentagem de penetração de tipo de tecnologia de μ G para a rede de BT nacional (figura 5.37), verifica-se uma diminuição no valor anual da energia de perdas, embora pouco significativa. Em 2030, para o cenário 4 de integração de μ G consegue-se uma diminuição de 13.83 GWh por ano.

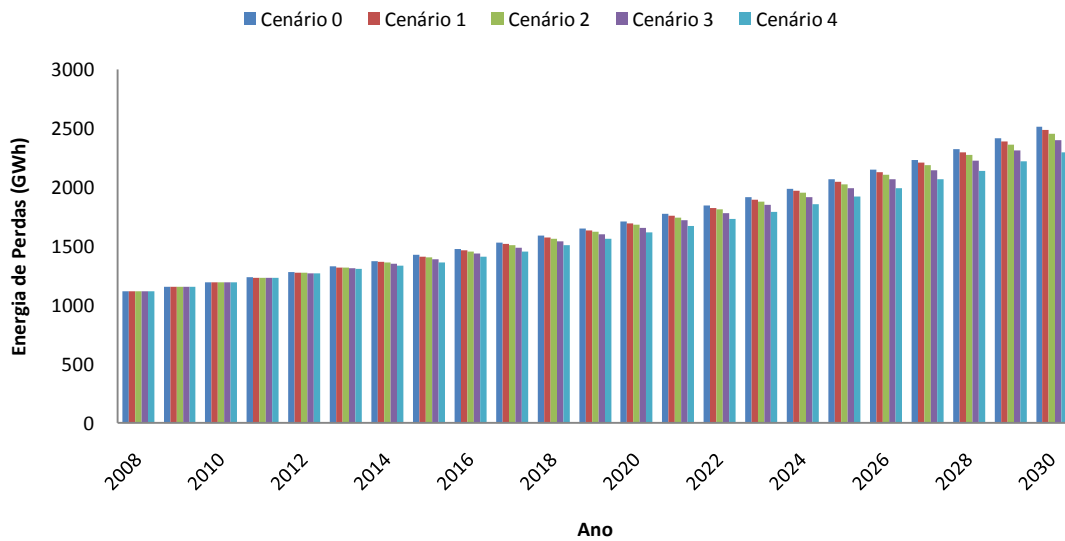


Figura 5.49 - Evolução do valor anual de energia de perdas na rede de BT Nacional

A percentagem que as perdas anuais obtidas representam no consumo de energia em toda a rede BT nacional é de 4.13% em 2008. Em 2030, este valor sobe para 6.00% no cenário 0, 5.94% no cenário 1, 5.87% no cenário 2, 5.74% no cenário 3 e 5.50% no cenário 4 (figura 5.50).

Comparando estes valores com os obtidos para o caso base de percentagem de tipo de tecnologia de μ G na rede BT nacional (figura 5.38), observa-se uma ligeira diminuição em todos os valores percentuais, principalmente no ano de 2030 para o cenário 4 de integração de μ G. Esta diminuição era logicamente expectável, uma vez que o valor anual de energia de perdas diminuiu para esta percentagem de tipo de tecnologia de μ G.

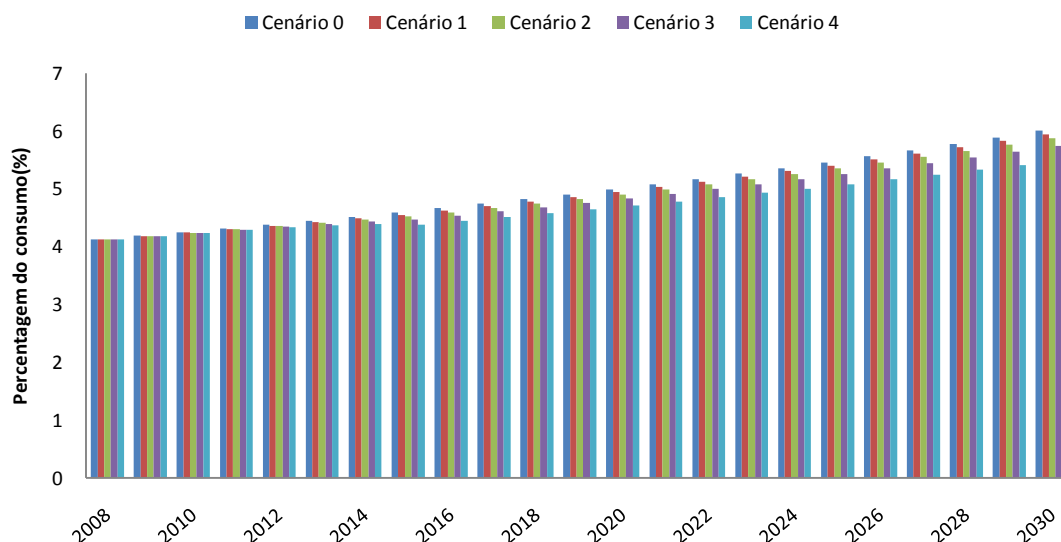


Figura 5.50 - Evolução da percentagem do valor anual de energia de perdas na rede de BT Nacional (referida ao consumo)

Em 2030, o ganho em energia de perdas na rede nacional de BT é para o cenário 1 de 1.08%, para o cenário 2 de 2.20%, 4.36% para o cenário 3 e 8.46% para o cenário 4 (figura 5.39).

Comparando estes valores com os obtidos para o caso base de percentagem de tipo de tecnologia de μG na rede BT nacional (figura 5.39), observa-se que o ganho aumenta em todos os valores. No ano de 2030, considerando o cenário 4 de penetração de μG , e comparativamente ao caso base, o ganho aumenta em 0.56%.

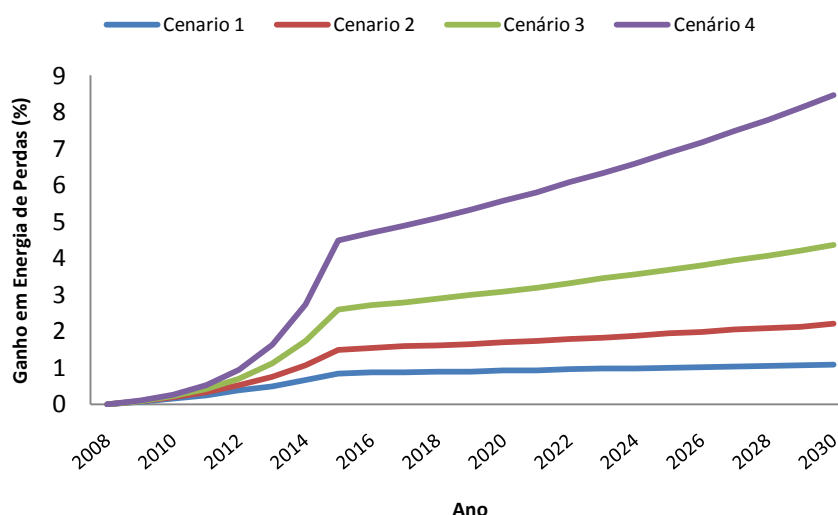


Figura 5.51 - Evolução do ganho em energia de perdas na rede de BT Nacional (referido ao cenário base)

Atendo aos resultados obtidos, pode então afirmar-se, que a introdução de uma maior percentagem de μ G do tipo μ EO traz maiores vantagens ao nível da redução de perdas nas redes, sobretudo nas horas de ponta. Esta situação, justifica-se pelo facto da μ EO apresentar uma produção relativamente constante ao longo de todo o dia comparativamente à tecnologia do tipo FV, que apenas se encontra activa nas horas de sol (durante o dia).

Capítulo 6

Conclusões

As novas políticas para o sector da energia vieram fazer face às actuais obrigações ambientais, tendo por objectivo a redução da dependência relativamente a fontes de energia externas. Nesse sentido, o governo português aprovou medidas concretas para promover o uso de tecnologias que usem fontes de energia renováveis. Uma dessas medidas, foi o Decreto-Lei nº 363/2007 que veio simplificar significativamente o regime de licenciamento de pequenas unidades de produção de energia eléctrica a ligar directamente sobre as redes de distribuição, em especial a rede de baixa tensão. No seguimento dos aumentos significativos de unidades de produção dispersa sobre as redes AT e MT, e mais recentemente com o advento da Microgeração sobre as redes BT, o sistema eléctrico de energia passou então a enfrentar um novo paradigma, onde a participação activa dos consumidores, da PD e da Microgeração na gestão do mesmo terá de ser encarada como uma realidade

Relativamente à integração de unidades de Microgeração nas redes de distribuição, prevê-se em Portugal um crescente e rápido aumento na potência instalada destas unidades para as próximas décadas. A Microgeração pode mesmo revelar-se como uma forma importante de fazer frente ao ritmo elevado de consumo de energia expectável ao longo desse horizonte temporal.

Como qualquer outra forma de produção de energia, as unidades de μG têm impactos nas redes eléctricas em que se integram. O estudo efectuado nesta dissertação permitiu avaliar tais impactos. Mais especificamente, foram quantificados os impactos nas redes de distribuição de média e baixa tensão, tanto a nível individual como a um nível agregado/nacional, mediante a extrapolação de resultados obtidos para cada uma das redes em estudo. Este nível global supôs-se ser representativo da totalidade das redes de distribuição de Portugal continental. Os impactos avaliados incidiram em três aspectos particulares: perfis tensão, percentagem de carga nas linhas e energia de perdas.

A avaliação dos impactos referidos necessitou de uma metodologia específica, baseada em simulações de trânsitos de potências e aplicada a um conjunto de redes devidamente caracterizadas. O método de trânsito de potência utilizado foi o método de Newton-Raphson, que além da sua rápida convergência, é o único método aplicável às redes de BT (onde a resistência predomina sobre a reactância). As simulações foram realizadas para um horizonte temporal de 2008 a 2030, executando-se trânsitos de potências horários e considerando vários cenários de penetração de μG . Verificou-se que a utilização de *scripts* específicos, criados com a função de executar as várias etapas definidas nos algoritmos, foi essencial para a optimização de todo o processo de estudo e simulação.

Para aplicação da metodologia seguida, foi indispensável a caracterização de vários elementos: redes típicas de Baixa e Média Tensão (BT e MT), diagramas de produção de unidades de μG e de Produção em Regime Especial (PRE), taxa de crescimento de carga e cenários para a integração de μG e PRE nas redes de distribuição. Relativamente aos PRE, estes elementos foram utilizados apenas nas simulações realizadas sobre as redes de MT.

Os cenários de integração de μG nas redes variaram entre projecções mais realistas a projecções mais optimistas, pelo que o estudo efectuado permitiu analisar um vasto leque de possibilidades de crescimento da μG nas redes de distribuição.

Após o estudo efectuado nas redes utilizadas, é possível concluir que o impacto da μG é globalmente positivo em todos os aspectos analisados, tanto para as redes de distribuição de BT como para as de MT. O mesmo se pode dizer para os resultados globais das redes de BT, MT e também nacionais, já que estes resultaram dos somatórios dos vários resultados individuais. O maior benefício registou-se ao nível da redução de perdas, especialmente nas redes de BT, pois é nestas que se encontram ligadas as unidades de μG .

Concretamente, o estudo efectuado ao nível dos perfis de tensão nas redes permitiu concluir que:

- A maioria das redes de BT e MT não apresenta qualquer problema ao nível da tensão nos seus barramentos a curto prazo, mantendo-se os valores de tensão acima do seu limite mínimo nesse período. Comparando as redes de BT e MT, as redes de MT apresentam problemas num maior número de redes e mais cedo (horizonte temporal menor), devido ao impacto da μG nestas redes ser menor.
- Tanto nas redes de BT como nas de MT, verificam-se melhorias técnicas nos perfis de tensão médios em todos os barramentos e que aumentam à medida que se consideram cenários de integração de μG cada vez mais optimistas. Em ambas as redes, regista-se um maior benefício nos barramentos mais próximos às unidades de μG .
- Em certas redes de BT e MT e em geral para cenários de penetração mais optimistas, a produção de energia por parte da μG permite adiar investimentos nas mesmas devido a tensões baixas, pelo período de 1 ano. Numa das redes de

MT é possível conseguir-se um adiamento no reforço desta rede por um período de 2 anos, caso se considere o cenário 4 de penetração de μG . Desta forma, melhora-se a qualidade de serviço e garante-se que as redes se enquadram nos seus limites funcionais durante mais tempo.

No que se refere ao estudo acerca da percentagem de carga nas linhas, verificou-se que:

- Tanto as redes de BT como as de MT não apresentam problemas de congestionamento nas suas linhas a curto prazo. A pior situação verifica-se numa das redes de MT que, ainda assim, só apresenta problemas em 2021.
- A μG tem um impacto semelhante nas redes de BT e MT, que se traduz num benefício no descongestionamento dos ramos destas redes. Este benefício é maior nos ramos situados próximos às unidades de μG e aumenta à medida que se consideram cenários de integração mais optimistas.
- Em determinadas redes, consegue-se um adiamento de investimento no reforço de infra-estruturas, devido a descongestionamentos provocados pela integração de μG . O período de adiamento máximo pode ir até um ano, tanto para as redes de BT como para as de MT.

O estudo realizado relativamente às perdas de energia permitiu concluir que:

- Existe uma redução significativa da energia de perdas, tanto ao nível das redes de BT onde os efeitos são claramente mais notórios, como ao nível das redes de MT (com efeitos menos notórios, mas ainda assim relevantes). A nível nacional das redes de distribuição de BT e MT, a redução de energia de perdas pode variar de 0.5 % até 1.5 % nas redes de MT no ano de 2030. No que se refere ao total nacional das redes de BT, os benefícios em termos de redução de perdas são bastante maiores, podendo variar de cerca de 1% para o cenário de integração de μG mais conservador até 8% de redução no cenário de integração mais optimista (para o ano de 2030).
- Em 2008, a percentagem que as perdas anuais representam no consumo de energia em toda a rede BT nacional é de 4% para a rede de BT nacional e de 1.6% para a rede MT nacional conduzindo a um valor agregado de 4% para o total das redes de distribuição nacional (BT+MT). Estes valores permitem validar todo o estudo efectuado uma vez que segundo dados da ERSE, em 2008, a percentagem de perdas referidas à emissão é de 7% [20]. Tendo em consideração que neste estudo não se consideraram as perdas não técnicas (perdas comerciais) que segundo a EDP Distribuição rondam os 2.5% nas redes de BT nem as perdas nos transformadores de AT/MT, somando estes dois tipos de perdas com o valor

obtido neste estudo (4%) atinge-se um valor na ordem de 7% (valor real registado para o ano de 2008).

- As perdas de energia aumentam de forma proporcional à taxa de crescimento de consumo. No entanto, o ganho de energia de perdas diminui à medida que a taxa de crescimento de consumo aumenta.
- A percentagem de tipo de tecnologia de μ G tem influência pouco significativa na redução de perdas de energia. Contudo, conclui-se que a μ G do tipo micro-eólica apresenta um maior benefício na redução das perdas nas redes de BT comparativamente à μ G do tipo fotovoltaico, diminuindo o valor anual das perdas de energia e aumentando o ganho em perdas de energia a curto, médio e longo prazo. Neste contexto, seria desejável a criação de medidas concretas e acções de campanha que promovessem a instalação de μ G do tipo micro-éolica.
- A nível ambiental, a redução de energia de perdas está directamente ligada a emissões de CO₂ evitadas. No ano de 2030, com o cenário mais optimista de integração de μ G consegue-se evitar a emissão de 79.8 kton deste gás. Estas emissões poderiam ainda ser valorizadas de um ponto de vista financeiro, na medida em que, se forem consideradas como excedentes da quota de CO₂ que Portugal tem direito, podem ser vendidas a países que dela necessitem.

Os resultados obtidos ao nível dos diagramas de carga dos postos de transformação das redes de BT e das subestações das redes de MT permitiram concluir que:

- Existe um benefício considerável da μ G nas redes de BT, que se traduz numa diminuição da potência ao nível posto de transformação. Esta diminuição significa uma redução na potência requisitada aos geradores convencionais. Nas redes de MT existem igualmente benefícios a esse nível mas são menos notórios.
- Tanto nas redes de BT como nas de MT o maior benefício observa-se nas horas de cheias de Verão, particularmente nas horas em que o sol se encontra a maior altitude. Esta situação deve-se ao facto de se ter considerado que 80% da tecnologia de unidades de μ G era do tipo fotovoltaica. No Inverno, nas horas de maior exposição solar, os benefícios da μ G na redução de potência registada ao nível do posto de transformação é igualmente significativa nas redes de BT.
- Nas horas de ponta o benefício é pequeno nas redes de BT. Em muitas das redes de MT, devido à hora de maior benefício da μ G coincidir com a hora de ponta destas redes, regista-se um benefício elevado comparativamente a outras horas (sendo ainda um benefício reduzido).

As reduções de potência verificadas ao nível do diagrama de cargas, significam a um nível global, que poderão ser adiados investimentos em centrais eléctricas que de outra forma

seriam necessários para satisfazer esse consumo adicional. Essa redução de potência, obviamente, implica uma redução nas perdas de energia nas linhas, como se verificou. Em termos económicos a redução dessas perdas reflecte-se em capital que se poderá poupar na sua alimentação. Uma vez que o grosso da energia produzida provém de grandes centrais distanciadas dos centros de consumo, a redução de perdas poderá trazer grandes benefícios ao operador das redes de distribuição, na medida em que evita custos adicionais relacionados com as tarifas que lhe são devidas pelo uso que faz da rede de transporte.

Os vários benefícios técnicos que resultam da integração de μG nas redes podem ainda potenciar desafios e oportunidades de negócio para os intervenientes do sector eléctrico, uma vez que para se extrair todo o partido dos mesmos, é necessário desenvolver um conjunto de novas funcionalidades. Tais funcionalidades poderão passar pela instalação de novas infra-estruturas de comunicação, sistemas de tele-contagem que permitirão um controlo preciso de todas as trocas de energia com a rede e por outras ferramentas fundamentais para a exploração técnica e comercial das redes eléctricas de distribuição do futuro.

6.1 - Trabalhos Futuros

Com base no estudo realizado nesta dissertação propõem-se as seguintes ideias para o desenvolvimento de projectos futuros:

- Validação destes estudos com base em testes sobre instalações piloto ao nível do projecto Inovgrid;
- Explorar o potencial de outras medidas, como o Demand Side Management, para a exploração das redes, em especial para o deferimento de investimentos ou até mesmo quantificar que benefícios podem ter em termos de redução de perdas nas horas de ponta;
- Quantificação dos limites máximos de integração de μG nas redes;
- Análise económica ao nível de diferimentos de investimentos nas redes, provocados pela integração de μG .

Referências

- [1] EIA - Energy Information Administration, "International Energy Outlook 2009". Disponível em <http://www.eia.doe.gov/oiaf/ieo/index.html>. Acesso em Novembro 2009.
- [2] European Commission - Community Research, "New ERA for electricity in Europe". Disponível em <http://www.smartgrids.eu/documents/New-ERA-for-Electricity-in-Europe.pdf>.
- [3] World Energy Council, "Energy and Climate Change", Junho de 2007. Disponível em http://www.worldenergy.org/documents/wec_study_energy_climate_change_online.pdf.
- [4] EIA - Energy Information Administration, "*The Role of Renewable Energy Consumption in the Nation's Energy Supply*", 2007. Disponível em <http://www.eia.doe.gov/cneaf/solar.renewables/page/trends/highlight1.html>. Acesso em Novembro 2009.
- [5] IPCC - Intergovernmental Panel on Climate Change. Change, "Fourth Assessment Report (AR4) - *Climate Change 2007*". Disponível em <http://www.ipcc.ch>.
- [6] United Nations, "Kyoto Protocol to the United Nations Framework Convention on Climate Change", 1998.
- [7] European Commission, "*Metas de Quioto na UE (a alcançar até 2012)*". Disponível em http://ec.europa.eu/environment/climat/campaign/actions/euinitiatives_pt.htm. Acesso Novembro 2009.
- [8] Ministério da Economia e Inovação, "Energia e Alterações Climáticas", 2007. Disponível em http://www.min-economia.pt/document/Energia_Alteracoes.pdf.
- [9] Associação Portuguesa do Ambiente, "Alterações Climáticas". Disponível em <http://www.apambiente.pt/politicasambiente/AlteracoesClimaticas/Paginas/default.aspx>. Acesso Novembro 2009
- [10] "Resolução de Conselho de Ministros n.º 1/2008": Diário da República – I série – N.º 3 – 4 de Janeiro de 2008.
- [11] Jornal Oficial das Comunidades Europeias, "Directiva 2001/77/CE do Parlamento Europeu e do Conselho", 27 de Setembro de 2001.

- [12] Direcção Geral da Energia e Geologia, "Renováveis: Estatísticas Rápidas", Setembro/Outubro 2009. Disponível em <http://www.dgge.pt/>. Acesso em Novembro 2009
- [13] Comissão Europeia, "O que tem feito a União Europeia". Disponível em http://ec.europa.eu/environment/climat/campaign/actions/whatiseudoing_pt.htm
- [14] N. Jenkins, R.Allan, P. Crossley, D.Kirschen, and G.Strbac, "Embedded generation". The Institution of Electrical Engineers Power Engineering Series 31, London, 2000, ISBN 0-85296-774-8.
- [15] "Decreto-Lei n.º 363/2007": Diário da República – 1.ª série – N.º 211 – 2 de Novembro de 2007.
- [16] S. M. Silva, J. N. Fidalgo, J. A. Peças Lopes, "Analysis of Micro Generation Impacts in Distribution Networks," in *Actas 9CHLIE 2005 - 9º Congresso Hispano-Luso de Ingeniería Eléctrica 2005*, Marbella, Espanha, Julho 2005.
- [17] P. Chiradeja and R. Ramakumar, "An approach to quantify the technical benefits of distributed generation." *IEEE Transactions on Energy Conversion*, vol. 19, pp. 764-773, 2004.
- [18] J. Oyarzabal, N. Hatziaargyriou, J. A. Peças Lopes, "Large Scale Integration of Micro-Generation to Low Voltage Grids", *Deliverable D13: Report on socio-economic evaluation of MicroGrids*, EU Contract No. ENK-CT-2002-00610, 2005
- [19] P. M. Rocha Almeida, "Impacto de níveis elevados de penetração de Microgeração no Sistema Eléctrico Português", in *FEUP - Departamento de Engenharia Electrotécnica e Computadores: Universidade do Porto*, 2007.
- [20] Jorge Esteves, "Regulação: Há necessidade de novas formas de regulação?", in 4.º encontro ELECPOR, Lisboa, 26 de Junho de 2009.
- [21] J. P. S. Paiva, "Redes de energia eléctrica uma análise sistémica", IST Press, Lisboa, 2005, ISBN 972-8469-34-9.
- [22] V. H. M. Quezada, "Generación distribuida: aspectos técnicos y su tratamiento regulatorio," in *Universidad Pontificia Comillas de Madrid*, Madrid, 2005.
- [23] H. L. Willis and W. G. Scott, "Distributed power generation planning and evaluation." Marcel Dekker, New York, 2000, ISBN 0-8247-0336-7.
- [24] European Commission - Community Research, "European SmartGrids Technology Platform - Vision and Strategy for Europe's Electricity Networks of the Future", 2006, Disponível em http://ec.europa.eu/research/energy/pdf/smartgrids_en.pdf.
- [25] CIRED Working Group No. 4 on Dispersed Generation, Preliminary Report for Discussion at CIRED, Nice, 2 de junho de 1999.
- [26] P. Dondi, D. Bayoumi, C. Haederli, D. Julian, M. Suter, "Network integration of distributed power generation," *Journal of Power Sources*, vol. 106, pp. 1-9, 2002.
- [27] T. Ackermann, G. Andersson, L. Söder, "Distributed generation: a definition," *Electric Power Systems Research*, vol. 57, pp. 195-204, 2001.

- [28] EIA - Energy Information Administration, "Distributed generation in liberalized electricity markets", 2002. Disponível em: <http://www.iea.org/textbase/nppdf/free/2000/distributed2002.pdf>
- [29] Decreto-Lei nº 68/2002: DIÁRIO DA REPÚBLICA – I SÉRIE-A – N.º 71 – 25 de Março de 2002.
- [30] U. S. Department of Energy - Office of Fossil Energy, "Fuel cell handbook - 7th edition." Disponível em: <http://www.netl.doe.gov/technologies/coalpower/fuelcells/seca/pubs/FCHandbook7.pdf>.
- [31] M. W. Ellis, M. Spakovsky, and D. J. Nelson, "Fuel cell systems: efficient, energy conversion for the 21st century." *Proceedings of the IEEE*, vol.89, no.12, pp. 1808-1818, December 2001.
- [32] NREL - National Renewable Energy Laboratory, "Gas-fired distributed energy resource technology characterizations." Disponível em http://www.eea-inc.com/dgchp_reports/TechCharNREL.pdf
- [33] S. R. Guda, C. Wang, and M. H. Nehrir, "Modeling of microturbine power generation systems." *Electric Power Components and Systems*, vol. 34, no. 9, pp. 1027-1041, September 2006.
- [34] Oak Ridge National Laboratory, "Guide to combined heat and power systems for boilers owners and operators", Disponível em <http://cibo.org/pubs/ornl-tm-2004-144.pdf>.
- [35] M. R. Patel, "Wind and solar power systems design, analysis, and operation". Taylor & Francis, 2006, ISBN 9780849315701.
- [36] J. A. Duffie and W. A. Beckman, "Solar engineering of thermal processes." John Wiley & Sons, New York, 1991.
- [37] R. M. G. Castro, "Energias Renováveis e Produção Descentralizada - Introdução à Energia Fotovoltaica." IST, Novembro de 2002, Disponível em http://enerp4.ist.utl.pt/ruicastro/download/Fotovoltaico_ed3.pdf
- [38] C. Monteiro, "Energia Solar Fotovoltaica: A célula FV", FEUP, Porto, 2008.
- [39] C. Monteiro, "Energia Solar Fotovoltaica - Tecnologia FV", FEUP, Porto, 2008.
- [40] GREENPRO, "Energia Fotovoltaica - Manual sobre Tecnologias, Projecto e Instalação," 2004.
- [41] Florida Solar Energy Centre, "Installing photovoltaic systems: a question and answer guide for solar electric systems", Disponível em <http://www.fsec.ucf.edu/en/research/photovoltaics/vieo/resources/documents/PVPrimer.pdf>.
- [42] C. Monteiro, "Características e Dimensionamento de Sistemas FV," FEUP, Porto, 2008.
- [43] R. M. G. Castro, "Energias Renováveis e Produção Descentralizada - Introdução à Energia Eólica", IST, Lisboa, 2009.
- [44] R. G. Almeida, "Contributions for the evaluation of the Double Fed Wind Generators capability to provide ancillary services", in *Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto*, Porto, 2006.

- [45] "Small wind turbines: the unsung heroes of the wind industry." *REFOCUS*, vol 3, no. 2, March/April 2002.
- [46] "Wind energy in buildings: power generation from wind in the urban environment - where it is needed most." *REFOCUS*, vol. 7, no. 2, March/April 2006.
- [47] M. Sagrillo and I. Woofenden, "Wind turbine buyer's guide." Disponível em http://homepower.com/view/?file=HP119_pg34_Sagrillo
- [48] J. A. P. Lopes, N. Hatziaargyriou, J. Mutale, P. Djapic, 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, 2007.
- [49] R. Caire, N. Retiere, S. Martino, C. Andrieu, N. Hadjsaid, "Impact assessment of LV distributed generation on MV distribution network," in *IEEE 2002 Power Engineering Society Summer Meeting*, vol. 3, pp. 1423-1428, 2002.
- [50] J. A. P. Lopes, "Management of mGrids," in *International Electrical Equipment Conference*, Bilbao, October 2003.
- [51] P. Chiradeja and R. Ramakumar, "Voltage profile improvement with distributed wind turbine generation-a case study," in *IEEE 2003 Power Engineering Society General Meeting*, vol. 4, p. 2336, 2003.
- [52] T. Tran-Quoc, C. Andrieu, N. Hadjsaid, "Technical impacts of small distributed generation units on LV networks," in *IEEE 2003 Power Engineering Society General Meeting*, vol. 4, p. 2464, 2003.
- [53] T. Griffin, K. Tomsovic, D. Secret, A. Law, "Placement of dispersed generation systems for reduced losses," in *Proceedings of the 33rd Annual Hawaii International Conference on System Sciences*, p.9, 2000.
- [54] C. L. Smallwood, "Distributed generation in autonomous and nonautonomous micro grids," in *IEEE 2002 Rural Electric Power Conference*, pp. D1-D1_6, 2002.
- [55] H. A. Gil and G. Joos, "On the Quantification of the Network Capacity Deferral Value of Distributed Generation," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 21, pp. 1592-1599, 2006.
- [56] R. N. Allan, P. Djapic, G. Strbac, "Assessing the Contribution of Distributed Generation to System Security," in *International Conference Probabilistic Methods Applied to Power Systems*, pp. 1-6, 2006.
- [57] Y. Sun, M. H. J. Bollen, G. W. Ault, "Probabilistic Reliability Evaluation for Distribution Systems with DER and Microgrids," in *International Conference on Probabilistic Methods Applied to Power Systems*, pp. 1-8, 2006.
- [58] J. M. Daley and R. L. Siciliano, "Application of emergency and standby generation for distributed generation. I. Concepts and hypotheses," *IEEE Transactions on Industry Applications*, vol. 39, pp. 1214-1225, 2003.
- [59] H. A. Gil and G. Joos, "Customer-Owned Back-Up Generators for Energy Management by Distribution Utilities," *IEEE Transactions Power Systems*, vol. 22, pp. 1044-1050, 2007.

- [60] G. Pepermans, J. Driesen, D. Haeseldonckx, R. Belmans, W. D'Haeseleer, "Distributed generation: definition, benefits and issues," *Energy Policy*, vol. 33, pp. 787-798, April 2005.
- [61] R. E. Brown, Pan Jiuping, Feng Xiaorning, K. Koutlev, "Siting distributed generation to defer T&D expansion," in *Proceedings 2001 IEEE/PES Transmission and Distribution Conference and Exposition*, vol. 2, pp. 622-627, 2001.
- [62] G. P. Harrison, A. Piccolo, P. Siano, A. R. Wallace, "Exploring the Tradeoffs Between Incentives for Distributed Generation Developers and DNOs," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 22, pp. 821-828, 2007.
- [63] G. Joos, B. T. Ooi, D. McGillis, F. D. Galiana, R. Marceau, "The potential of distributed generation to provide ancillary services," in *IEEE 2000 Power Engineering Society Summer Meeting*, vol. 3, pp. 1762-1767 vol. 3, 2000.
- [64] V. H. M. Quezada, J. R. Abad, T. G. S. Roman, "Assessment of energy distribution losses for increasing penetration of distributed generation," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 21, pp. 533-540, 2006.
- [65] P. M. Costa and M. A. Matos, "Loss allocation in distribution networks with embedded generation," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 19, pp. 384-389, 2004.
- [66] J. Mutale, G. Strbac, S. Curcic, N. Jenkins, "Allocation of losses in distribution systems with embedded generation," *IEE Proceedings - Generation, Transmission and Distribution*, vol. 147, pp. 7-14, 2000.
- [67] R. M. G. Castro, "Energias Renováveis e Produção Descentralizada - BREVE CARACTERIZAÇÃO DO SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL." IST, Fevereiro de 2009. Disponível em http://enerp4.ist.utl.pt/ruicastro/download/Caracterizacao_SEN_ed0.pdf
- [68] REN - Redes Energéticas Nacionais, "Cadeia de Valor." Disponível em http://www.ren.pt/vPT/Electricidade/CadeiaDeValor/Pages/electricidade_cadeia-valor.aspx. Acesso em Janeiro de 2010.
- [69] REN - Redes Energéticas Nacionais, "Sistema Eléctrico Nacional." Disponível em http://www.ren.pt/vPT/Electricidade/SistemaElectricoNacional/Pages/electricidade_sistema-electrico-nacional.aspx. Acesso em Janeiro de 2010.
- [70] Direcção Geral da Energia e Geologia, "Caracterização Energética Nacional" Disponível em <http://www.dgge.pt/>. Acesso em Janeiro de 2010.
- [71] Direcção Geral da Energia e Geologia, "Energia Solar". Disponível em <http://www.dgge.pt/>. Acesso em Janeiro de 2010.
- [72] A. E. d. Freitas e T. Correia, "Central Fotovoltaica de Amareleja: Já começou a produzir". in "*Rádio Voz da Planície*". Disponível em http://www.portaldemoura.com/index.php?option=com_content&task=view&id=471&Itemid=1. Acesso em Janeiro de 2010.
- [73] Direcção Geral da Energia e Geologia, "Energias Renováveis em Portugal", Publicações DGEG, 2007. Disponível em <http://www.dgge.pt/>.
- [74] H. T. A. Šúri M., Dunlop E.D. Ossenbrink H.A., "Potential of solar electricity generation in the European Union member states and candidate countries." in *Solar Energy*. Disponível em <http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/>.

- [75] P. M. P. Costa, A. Estanqueiro, "Development and Validation of the Portuguese Wind Atlas," in *Proceedings of the European Wind Energy Conference 2006*, paper 841.
- [76] Portal Renováveis na Hora, "Estatísticas - Dados estatísticos Microprodução - 2009-12-09." Disponível em <http://www.renovaveisnahaora.pt/30>. Acesso em Janeiro de 2010.
- [77] N. MELO, R. Prata, R. Goncalves, F. Mira, "MICROGENERATION IN PORTUGAL - EDP EXPERIENCE AND FUTURE PERSPECTIVES," in *20th International Conference on Electricity Distribution*, Prague, 8-11 June 2009.
- [78] Decreto-Lei n.º 68/2002: DIÁRIO DA REPÚBLICA – I SÉRIE-A – N.º 71 – 25 de Março de 2002.
- [79] Portaria n.º 764/2002: DIÁRIO DA REPÚBLICA – I SÉRIE-B – N.º 149 – 1 de Julho de 2002.
- [80] Decreto-Lei n.º 225/2007: DIÁRIO DA REPÚBLICA – 1ª série – N.º 105 – 31 de Maio de 2007.
- [81] European Research and Development project MICROGRIDS, Disponível em <http://microgrids.power.ece.ntua.gr/micro/default.php>. Acesso em Janeiro 2010.
- [82] F. Katiraei and M. Iravani, "Power management strategies for a microgrid with multiple distributed generation units," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 21, no.4, pp. 1821-1831, November 2006.
- [83] R. Lasseter, "Microgrids," in *Proceedings of 2002 IEEE Power Engineering Society Winter Meeting, 2002*.
- [84] J. A. P. Lopes, A. M. A. Messias, R. M. P. Gonçalves, "Redes de energia inteligentes como contributo da engenharia portuguesa para o desenvolvimento sustentável" Disponível em <http://www.ordemengenheiros.pt/oe/ingenium/casoestudo/ing112-casoestudo.pdf>.
- [85] "InovGrid Project - Distribution network evolution as a decisive answer to new electrical sector challenges," in *CIREC Seminar 2008: SmartGrids for Distribution*, pp. 1-2, 2008.
- [86] REN - Redes Energéticas Nacionais, "Dados Técnicos da REN 2007". Disponível em <http://www.centrodeinformacao.ren.pt/>. Último acesso em Janeiro de 2010.
- [87] ERSE - Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos, "CARACTERIZAÇÃO DA PROCURA DE ENERGIA ELÉCTRICA EM 2010," Dezembro 2009.
- [88] J. A. Peças Lopes, F. J. Soares, P. M. R. Almeida, "Identifying Management Procedures to Deal with Connection of Electric Vehicles in the Grid," in *PowerTech 2009*, Bucharest, Romania, June/July 2009.
- [89] J. A. Peças Lopes, F. J. Soares, P. M. R. Almeida, "Smart Charging Strategies for Electric Vehicles: Enhancing Grid Performance and Maximizing the Use of Variable Renewable Energy Resources," in *EVS24*, Stavanger, Norway, 2009.
- [90] M. Matos, N. Fidalgo, L. Ribeiro, "Building and Using Load Profiles in Energy Market Operation," in *MedPower2008 - 6th Mediterranean Conference and Exhibition on Power Generation*, Salónica, Grécia, Dezembro de 2008.
- [91] M. J. Rodrigues, "National Position Paper and Action Plan Photovoltaics in Portugal," December 2006.

- [92] REN - Redes Energéticas Nacionais, "Dados Técnicos da REN 2006". Disponível em <http://www.centrodeinformacao.ren.pt/>. Último acesso em Janeiro de 2010.
- [93] REN - Redes Energéticas Nacionais, "Dados Técnicos da REN 2008". Disponível em <http://www.centrodeinformacao.ren.pt/>. Último Acesso em Janeiro 2010.
- [94] PSS/E-30.2, "Online Documentation," November 2005.
- [95] H. Saadat, "Power system analysis". WCB McGraw-Hill, Boston, 1999, ISBN 0-07-116758-7.
- [96] P. Kundur, "Power system stability and control". McGraw Hill, New York, 1993, ISBN 0-07-035958-X.

Apêndice A: Resultados Obtidos nas Simulações Efectuadas

A.1 - Redes de BT

A.1.1 - Perfis de Tensão

Tabela A.1 – Evolução da tensão no barramento com menor tensão da rede RTBT1 para os diferentes cenários de integração de μG (valores em p.u. para a hora de ponta)

	RTBT1									
	Inverno					Verão				
	Cenário 0	Cenário 1	Cenário 2	Cenário 3	Cenário 4	Cenário 0	Cenário 1	Cenário 2	Cenário 3	Cenário 4
2008	0,9230	0,9230	0,9230	0,9230	0,9230	0,9288	0,9288	0,9288	0,9288	0,9288
2009	0,9206	0,9207	0,9207	0,9207	0,9207	0,9265	0,9265	0,9265	0,9265	0,9265
2010	0,9182	0,9182	0,9182	0,9182	0,9182	0,9242	0,9242	0,9242	0,9242	0,9242
2011	0,9156	0,9157	0,9157	0,9157	0,9157	0,9218	0,9219	0,9219	0,9219	0,9219
2012	0,9131	0,9131	0,9131	0,9132	0,9132	0,9194	0,9194	0,9195	0,9195	0,9195
2013	0,9104	0,9105	0,9105	0,9106	0,9107	0,9169	0,9170	0,9170	0,9170	0,9171
2014	0,9077	0,9078	0,9078	0,9079	0,9081	0,9143	0,9144	0,9145	0,9145	0,9146
2015	0,9049	0,9050	0,9051	0,9053	0,9056	0,9117	0,9118	0,9119	0,9120	0,9122
2016	0,9020	0,9021	0,9022	0,9024	0,9028	0,9090	0,9091	0,9092	0,9093	0,9096
2017	0,8990	0,8992	0,8993	0,8995	0,8999	0,9063	0,9064	0,9064	0,9066	0,9068
2018	0,8960	0,8961	0,8963	0,8965	0,8969	0,9034	0,9035	0,9036	0,9038	0,9040
2019	0,8929	0,8930	0,8932	0,8934	0,8938	0,9005	0,9006	0,9007	0,9009	0,9012
2020	0,8896	0,8898	0,8900	0,8902	0,8907	0,8975	0,8976	0,8977	0,8979	0,8982
2021	0,8863	0,8865	0,8867	0,8870	0,8875	0,8944	0,8945	0,8946	0,8948	0,8952
2022	0,8830	0,8831	0,8833	0,8836	0,8841	0,8912	0,8914	0,8915	0,8917	0,8921
2023	0,8795	0,8797	0,8798	0,8801	0,8807	0,8880	0,8881	0,8882	0,8885	0,8889
2024	0,8759	0,8761	0,8763	0,8766	0,8772	0,8846	0,8848	0,8849	0,8851	0,8856
2025	0,8722	0,8724	0,8726	0,8729	0,8736	0,8812	0,8813	0,8815	0,8817	0,8822
2026	0,8684	0,8686	0,8688	0,8692	0,8699	0,8777	0,8778	0,8779	0,8782	0,8787
2027	0,8645	0,8647	0,8649	0,8653	0,8661	0,8740	0,8742	0,8743	0,8746	0,8752
2028	0,8604	0,8606	0,8609	0,8613	0,8622	0,8703	0,8704	0,8706	0,8709	0,8715
2029	0,8562	0,8565	0,8567	0,8572	0,8582	0,8664	0,8666	0,8667	0,8671	0,8677
2030	0,8519	0,8522	0,8525	0,8530	0,8540	0,8624	0,8626	0,8628	0,8631	0,8638

Tabela A.2 – Evolução da tensão no barramento com menor tensão da rede RTBT2 para os diferentes cenários de integração de μG (valores em p.u. para a hora de ponta)

	RTBT2									
	Inverno					Verão				
	Cenário 0	Cenário 1	Cenário 2	Cenário 3	Cenário 4	Cenário 0	Cenário 1	Cenário 2	Cenário 3	Cenário 4
2008	0,9524	0,9524	0,9524	0,9524	0,9524	0,9654	0,9654	0,9654	0,9654	0,9654
2009	0,9507	0,9507	0,9507	0,9507	0,9507	0,9640	0,9640	0,9640	0,9640	0,9640
2010	0,9490	0,9490	0,9490	0,9490	0,9490	0,9626	0,9626	0,9626	0,9626	0,9626
2011	0,9472	0,9472	0,9472	0,9472	0,9473	0,9612	0,9612	0,9612	0,9612	0,9612
2012	0,9454	0,9454	0,9454	0,9455	0,9455	0,9597	0,9597	0,9597	0,9597	0,9597
2013	0,9435	0,9436	0,9436	0,9436	0,9437	0,9582	0,9582	0,9582	0,9582	0,9583
2014	0,9416	0,9417	0,9417	0,9418	0,9419	0,9566	0,9567	0,9567	0,9567	0,9568
2015	0,9397	0,9398	0,9398	0,9399	0,9400	0,9550	0,9551	0,9551	0,9552	0,9553
2016	0,9377	0,9378	0,9378	0,9379	0,9381	0,9534	0,9535	0,9535	0,9536	0,9537
2017	0,9357	0,9357	0,9358	0,9359	0,9361	0,9518	0,9518	0,9518	0,9519	0,9520
2018	0,9336	0,9336	0,9337	0,9338	0,9340	0,9501	0,9501	0,9501	0,9502	0,9503
2019	0,9314	0,9315	0,9316	0,9317	0,9319	0,9483	0,9484	0,9484	0,9485	0,9486
2020	0,9292	0,9293	0,9294	0,9295	0,9297	0,9465	0,9466	0,9466	0,9467	0,9468
2021	0,9270	0,9271	0,9271	0,9272	0,9275	0,9447	0,9447	0,9448	0,9449	0,9450
2022	0,9247	0,9247	0,9248	0,9250	0,9252	0,9428	0,9429	0,9429	0,9430	0,9432
2023	0,9223	0,9224	0,9225	0,9226	0,9229	0,9409	0,9410	0,9410	0,9411	0,9413
2024	0,9199	0,9200	0,9200	0,9202	0,9205	0,9389	0,9390	0,9391	0,9392	0,9393
2025	0,9174	0,9175	0,9176	0,9177	0,9180	0,9369	0,9370	0,9370	0,9372	0,9374
2026	0,9148	0,9149	0,9150	0,9152	0,9155	0,9349	0,9349	0,9350	0,9351	0,9353
2027	0,9122	0,9123	0,9124	0,9126	0,9129	0,9328	0,9328	0,9329	0,9330	0,9332
2028	0,9095	0,9096	0,9097	0,9099	0,9103	0,9306	0,9307	0,9307	0,9309	0,9311
2029	0,9067	0,9068	0,9070	0,9072	0,9076	0,9284	0,9284	0,9285	0,9286	0,9289
2030	0,9039	0,9040	0,9041	0,9044	0,9048	0,9261	0,9262	0,9262	0,9264	0,9267

Tabela A.3 – Evolução da tensão no barramento com menor tensão da rede RTBT3 para os diferentes cenários de integração de μG (valores em p.u. para a hora de ponta)

	RTBT3									
	Inverno					Verão				
	Cenário 0	Cenário 1	Cenário 2	Cenário 3	Cenário 4	Cenário 0	Cenário 1	Cenário 2	Cenário 3	Cenário 4
2008	0,9486	0,9486	0,9486	0,9486	0,9486	0,9592	0,9592	0,9592	0,9592	0,9592
2009	0,9464	0,9464	0,9464	0,9464	0,9464	0,9572	0,9572	0,9572	0,9572	0,9572
2010	0,9441	0,9441	0,9441	0,9441	0,9441	0,9552	0,9552	0,9552	0,9552	0,9552
2011	0,9418	0,9418	0,9418	0,9418	0,9418	0,9531	0,9531	0,9531	0,9531	0,9531
2012	0,9394	0,9394	0,9394	0,9395	0,9395	0,9510	0,9510	0,9510	0,9510	0,9511
2013	0,9369	0,9370	0,9370	0,9371	0,9371	0,9488	0,9488	0,9489	0,9489	0,9489
2014	0,9344	0,9345	0,9345	0,9346	0,9348	0,9466	0,9466	0,9467	0,9467	0,9468
2015	0,9318	0,9319	0,9320	0,9322	0,9324	0,9443	0,9444	0,9444	0,9445	0,9447
2016	0,9292	0,9293	0,9294	0,9296	0,9298	0,9420	0,9421	0,9421	0,9422	0,9424
2017	0,9265	0,9266	0,9267	0,9269	0,9272	0,9396	0,9397	0,9397	0,9399	0,9401
2018	0,9237	0,9238	0,9239	0,9241	0,9245	0,9371	0,9372	0,9373	0,9374	0,9377
2019	0,9209	0,9210	0,9211	0,9213	0,9217	0,9346	0,9347	0,9348	0,9349	0,9352
2020	0,9179	0,9181	0,9182	0,9184	0,9188	0,9321	0,9322	0,9322	0,9324	0,9326
2021	0,9149	0,9151	0,9152	0,9154	0,9159	0,9294	0,9295	0,9296	0,9298	0,9300
2022	0,9119	0,9120	0,9121	0,9124	0,9128	0,9267	0,9268	0,9269	0,9271	0,9274
2023	0,9087	0,9089	0,9090	0,9093	0,9098	0,9240	0,9241	0,9242	0,9243	0,9247
2024	0,9055	0,9056	0,9058	0,9061	0,9066	0,9211	0,9212	0,9213	0,9215	0,9219
2025	0,9022	0,9023	0,9025	0,9028	0,9033	0,9182	0,9183	0,9184	0,9186	0,9190
2026	0,8987	0,8989	0,8991	0,8994	0,9000	0,9152	0,9153	0,9154	0,9157	0,9161
2027	0,8952	0,8954	0,8956	0,8959	0,8966	0,9122	0,9123	0,9124	0,9126	0,9131
2028	0,8916	0,8918	0,8920	0,8924	0,8931	0,9090	0,9091	0,9093	0,9095	0,9100
2029	0,8879	0,8881	0,8883	0,8887	0,8895	0,9058	0,9059	0,9060	0,9063	0,9068
2030	0,8841	0,8843	0,8846	0,8850	0,8858	0,9025	0,9026	0,9027	0,9030	0,9036

Tabela A.4 – Evolução da tensão no barramento com menor tensão da rede RTBT4 para os diferentes cenários de integração de μG (valores em p.u. para a hora de ponta)

	RTBT4									
	Inverno					Verão				
	Cenário 0	Cenário 1	Cenário 2	Cenário 3	Cenário 4	Cenário 0	Cenário 1	Cenário 2	Cenário 3	Cenário 4
2008	0,9606	0,9606	0,9606	0,9606	0,9606	0,9643	0,9643	0,9643	0,9643	0,9643
2009	0,9586	0,9586	0,9586	0,9586	0,9586	0,9624	0,9624	0,9624	0,9624	0,9624
2010	0,9566	0,9567	0,9567	0,9567	0,9567	0,9605	0,9606	0,9606	0,9606	0,9606
2011	0,9546	0,9547	0,9547	0,9547	0,9547	0,9586	0,9586	0,9586	0,9586	0,9587
2012	0,9526	0,9526	0,9526	0,9527	0,9527	0,9566	0,9567	0,9567	0,9567	0,9567
2013	0,9504	0,9505	0,9506	0,9506	0,9507	0,9546	0,9547	0,9547	0,9547	0,9548
2014	0,9483	0,9484	0,9484	0,9486	0,9488	0,9525	0,9526	0,9527	0,9527	0,9529
2015	0,9460	0,9462	0,9463	0,9465	0,9469	0,9504	0,9505	0,9506	0,9507	0,9510
2016	0,9438	0,9439	0,9440	0,9443	0,9447	0,9482	0,9483	0,9484	0,9486	0,9488
2017	0,9414	0,9416	0,9417	0,9420	0,9424	0,9460	0,9461	0,9462	0,9464	0,9467
2018	0,9390	0,9392	0,9393	0,9396	0,9401	0,9437	0,9438	0,9439	0,9441	0,9444
2019	0,9366	0,9368	0,9369	0,9372	0,9377	0,9414	0,9415	0,9416	0,9418	0,9421
2020	0,9341	0,9343	0,9344	0,9347	0,9352	0,9390	0,9391	0,9392	0,9394	0,9398
2021	0,9315	0,9317	0,9319	0,9322	0,9327	0,9365	0,9367	0,9368	0,9370	0,9374
2022	0,9289	0,9291	0,9292	0,9296	0,9302	0,9340	0,9342	0,9343	0,9345	0,9349
2023	0,9262	0,9264	0,9266	0,9269	0,9276	0,9315	0,9316	0,9317	0,9320	0,9324
2024	0,9234	0,9236	0,9238	0,9242	0,9249	0,9288	0,9290	0,9291	0,9294	0,9299
2025	0,9206	0,9208	0,9210	0,9214	0,9222	0,9261	0,9263	0,9264	0,9267	0,9272
2026	0,9177	0,9179	0,9181	0,9185	0,9194	0,9234	0,9235	0,9237	0,9240	0,9245
2027	0,9147	0,9149	0,9151	0,9156	0,9165	0,9205	0,9207	0,9208	0,9212	0,9218
2028	0,9116	0,9119	0,9121	0,9126	0,9135	0,9176	0,9178	0,9180	0,9183	0,9189
2029	0,9085	0,9087	0,9090	0,9095	0,9105	0,9146	0,9148	0,9150	0,9153	0,9160
2030	0,9053	0,9055	0,9058	0,9063	0,9074	0,9116	0,9118	0,9119	0,9123	0,9131

Tabela A.5 – Evolução da tensão no barramento com menor tensão da rede RTBT5 para os diferentes cenários de integração de μG (valores em p.u. para a hora de ponta)

RTBT5										
	Inverno					Verão				
	Cenário 0	Cenário 1	Cenário 2	Cenário 3	Cenário 4	Cenário 0	Cenário 1	Cenário 2	Cenário 3	Cenário 4
2008	0,9423	0,9423	0,9423	0,9423	0,9423	0,9590	0,9590	0,9590	0,9590	0,9590
2009	0,9404	0,9404	0,9404	0,9404	0,9404	0,9575	0,9575	0,9575	0,9574	0,9575
2010	0,9384	0,9385	0,9384	0,9385	0,9385	0,9559	0,9559	0,9559	0,9559	0,9559
2011	0,9365	0,9365	0,9365	0,9365	0,9365	0,9543	0,9543	0,9543	0,9544	0,9543
2012	0,9344	0,9344	0,9345	0,9344	0,9345	0,9527	0,9527	0,9527	0,9527	0,9528
2013	0,9323	0,9323	0,9324	0,9324	0,9325	0,9510	0,9511	0,9511	0,9511	0,9512
2014	0,9301	0,9302	0,9303	0,9304	0,9305	0,9493	0,9493	0,9494	0,9495	0,9495
2015	0,9279	0,9281	0,9282	0,9283	0,9285	0,9476	0,9476	0,9477	0,9478	0,9480
2016	0,9257	0,9258	0,9259	0,9260	0,9262	0,9458	0,9458	0,9459	0,9460	0,9461
2017	0,9233	0,9235	0,9236	0,9237	0,9240	0,9440	0,9440	0,9442	0,9442	0,9444
2018	0,9210	0,9211	0,9212	0,9214	0,9217	0,9421	0,9422	0,9422	0,9424	0,9426
2019	0,9185	0,9187	0,9188	0,9190	0,9193	0,9402	0,9402	0,9403	0,9405	0,9407
2020	0,9161	0,9162	0,9163	0,9165	0,9169	0,9383	0,9383	0,9384	0,9385	0,9388
2021	0,9135	0,9137	0,9139	0,9139	0,9143	0,9362	0,9363	0,9363	0,9365	0,9368
2022	0,9109	0,9110	0,9111	0,9114	0,9118	0,9341	0,9343	0,9343	0,9344	0,9347
2023	0,9082	0,9084	0,9085	0,9087	0,9092	0,9321	0,9322	0,9322	0,9324	0,9327
2024	0,9056	0,9056	0,9057	0,9061	0,9064	0,9299	0,9300	0,9301	0,9302	0,9306
2025	0,9027	0,9028	0,9030	0,9033	0,9037	0,9277	0,9279	0,9279	0,9280	0,9284
2026	0,8998	0,8999	0,9001	0,9004	0,9009	0,9254	0,9255	0,9256	0,9258	0,9262
2027	0,8968	0,8969	0,8972	0,8974	0,8980	0,9231	0,9232	0,9233	0,9235	0,9239
2028	0,8937	0,8939	0,8941	0,8945	0,8950	0,9207	0,9209	0,9210	0,9213	0,9216
2029	0,8906	0,8909	0,8910	0,8914	0,8920	0,9183	0,9184	0,9185	0,9188	0,9192
2030	0,8875	0,8876	0,8878	0,8881	0,8889	0,9158	0,9159	0,9160	0,9163	0,9167

A.1.2 - Percentagem de Carga nas Linhas

Tabela A.6 – Evolução da carga na linha mais congestionada da rede RTBT1 para os diferentes cenários de integração de μG (valores em % para a hora de ponta)

RTBT1										
Inverno						Verão				
	Cenário 0	Cenário 1	Cenário 2	Cenário 3	Cenário 4	Cenário 0	Cenário 1	Cenário 2	Cenário 3	Cenário 4
2008	66,94	66,94	66,94	66,94	66,94	63,52	63,52	63,52	63,52	63,52
2009	68,37	68,36	68,36	68,36	68,36	64,87	64,86	64,86	64,86	64,86
2010	69,83	69,82	69,81	69,81	69,81	66,25	66,24	66,24	66,23	66,23
2011	71,32	71,30	71,30	71,29	71,28	67,66	67,64	67,64	67,63	67,63
2012	72,85	72,82	72,81	72,79	72,77	69,10	69,08	69,07	69,06	69,04
2013	74,42	74,37	74,35	74,32	74,27	70,58	70,55	70,53	70,51	70,48
2014	76,02	75,96	75,92	75,86	75,77	72,09	72,05	72,02	71,98	71,92
2015	77,66	77,59	77,52	77,42	77,23	73,64	73,59	73,54	73,47	73,34
2016	79,34	79,26	79,20	79,08	78,88	75,22	75,17	75,12	75,05	74,91
2017	81,07	80,98	80,91	80,79	80,58	76,85	76,79	76,74	76,66	76,51
2018	82,83	82,74	82,67	82,54	82,31	78,51	78,45	78,40	78,31	78,15
2019	84,63	84,54	84,47	84,33	84,08	80,21	80,15	80,09	80,00	79,83
2020	86,48	86,39	86,31	86,16	85,89	81,95	81,89	81,83	81,73	81,54
2021	88,38	88,28	88,20	88,04	87,75	83,73	83,67	83,61	83,50	83,30
2022	90,32	90,22	90,13	89,96	89,65	85,56	85,49	85,43	85,32	85,10
2023	92,32	92,21	92,11	91,93	91,60	87,43	87,36	87,30	87,17	86,94
2024	94,36	94,25	94,15	93,96	93,59	89,35	89,28	89,21	89,08	88,83
2025	96,45	96,34	96,23	96,03	95,64	91,32	91,25	91,17	91,03	90,77
2026	98,60	98,49	98,37	98,15	97,73	93,34	93,26	93,18	93,03	92,75
2027	100,81	100,69	100,57	100,33	99,88	95,41	95,33	95,24	95,09	94,78
2028	103,08	102,95	102,82	102,57	102,08	97,53	97,45	97,36	97,19	96,86
2029	105,40	105,27	105,13	104,87	104,34	99,71	99,62	99,53	99,35	98,99
2030	107,79	107,65	107,51	107,22	106,66	101,95	101,85	101,76	101,56	101,18

Tabela A.7 – Evolução da carga na linha mais congestionada da rede RTBT2 para os diferentes cenários de integração de μ G (valores em % para a hora de ponta)

	RTBT2									
	Inverno					Verão				
	Cenário 0	Cenário 1	Cenário 2	Cenário 3	Cenário 4	Cenário 0	Cenário 1	Cenário 2	Cenário 3	Cenário 4
2008	39,86	39,86	39,86	39,86	39,86	33,24	33,24	33,24	33,24	33,24
2009	40,71	40,71	40,71	40,71	40,71	33,95	33,95	33,95	33,95	33,95
2010	41,59	41,58	41,58	41,58	41,58	34,67	34,66	34,66	34,66	34,66
2011	42,48	42,47	42,47	42,47	42,46	35,40	35,40	35,40	35,39	35,39
2012	43,40	43,38	43,38	43,37	43,36	36,16	36,15	36,14	36,14	36,13
2013	44,34	44,32	44,31	44,29	44,27	36,93	36,91	36,91	36,90	36,88
2014	45,29	45,27	45,25	45,23	45,19	37,71	37,70	37,69	37,67	37,64
2015	46,28	46,24	46,22	46,17	46,09	38,52	38,50	38,48	38,45	38,40
2016	47,28	47,25	47,22	47,17	47,09	39,34	39,32	39,30	39,27	39,21
2017	48,31	48,27	48,24	48,19	48,10	40,19	40,16	40,14	40,11	40,05
2018	49,36	49,32	49,29	49,24	49,14	41,05	41,02	41,00	40,97	40,90
2019	50,44	50,40	50,37	50,31	50,21	41,93	41,90	41,88	41,84	41,77
2020	51,54	51,50	51,47	51,41	51,29	42,83	42,81	42,78	42,74	42,67
2021	52,67	52,63	52,60	52,53	52,41	43,76	43,73	43,70	43,66	43,58
2022	53,83	53,79	53,75	53,68	53,55	44,70	44,67	44,65	44,60	44,51
2023	55,02	54,97	54,93	54,86	54,72	45,67	45,64	45,61	45,56	45,47
2024	56,23	56,19	56,14	56,06	55,91	46,66	46,63	46,60	46,55	46,45
2025	57,48	57,43	57,39	57,30	57,14	47,67	47,64	47,61	47,55	47,45
2026	58,75	58,70	58,66	58,57	58,39	48,71	48,68	48,65	48,59	48,47
2027	60,06	60,01	59,96	59,86	59,68	49,77	49,74	49,71	49,64	49,52
2028	61,40	61,35	61,30	61,19	60,99	50,86	50,83	50,79	50,72	50,59
2029	62,78	62,72	62,67	62,56	62,34	51,97	51,94	51,90	51,83	51,68
2030	64,18	64,13	64,07	63,95	63,72	53,12	53,08	53,04	52,96	52,81

Tabela A.8 – Evolução da carga na linha mais congestionada da rede RTBT3 para os diferentes cenários de integração de μG (valores em % para a hora de ponta)

RTBT3										
	Inverno					Verão				
	Cenário 0	Cenário 1	Cenário 2	Cenário 3	Cenário 4	Cenário 0	Cenário 1	Cenário 2	Cenário 3	Cenário 4
2008	62,20	62,20	62,20	62,20	62,20	56,14	56,14	56,14	56,14	56,14
2009	63,47	63,46	63,46	63,46	63,46	57,28	57,28	57,28	57,28	57,28
2010	64,76	64,75	64,75	64,74	64,74	58,45	58,44	58,44	58,44	58,44
2011	66,08	66,06	66,06	66,05	66,04	59,64	59,62	59,62	59,62	59,61
2012	67,43	67,40	67,39	67,37	67,36	60,85	60,83	60,82	60,81	60,80
2013	68,80	68,76	68,74	68,72	68,68	62,09	62,06	62,05	62,03	62,00
2014	70,20	70,15	70,12	70,07	69,99	63,35	63,32	63,29	63,26	63,21
2015	71,64	71,57	71,52	71,43	71,28	64,64	64,60	64,56	64,50	64,40
2016	73,10	73,03	72,98	72,89	72,72	65,96	65,91	65,88	65,81	65,70
2017	74,59	74,52	74,47	74,37	74,19	67,30	67,25	67,22	67,15	67,03
2018	76,12	76,05	75,99	75,88	75,69	68,67	68,62	68,58	68,51	68,38
2019	77,67	77,60	77,54	77,43	77,22	70,07	70,02	69,98	69,90	69,77
2020	79,26	79,19	79,12	79,00	78,78	71,50	71,45	71,41	71,32	71,18
2021	80,88	80,81	80,74	80,61	80,38	72,96	72,91	72,86	72,78	72,62
2022	82,54	82,46	82,39	82,25	82,00	74,45	74,40	74,35	74,26	74,08
2023	84,23	84,15	84,07	83,93	83,66	75,98	75,92	75,87	75,77	75,58
2024	85,96	85,87	85,79	85,64	85,35	77,53	77,47	77,41	77,31	77,11
2025	87,72	87,63	87,55	87,39	87,08	79,12	79,05	79,00	78,88	78,67
2026	89,52	89,43	89,34	89,17	88,84	80,73	80,67	80,61	80,49	80,27
2027	91,36	91,27	91,17	90,99	90,64	82,39	82,32	82,26	82,13	81,89
2028	93,24	93,14	93,04	92,85	92,47	84,08	84,01	83,94	83,81	83,55
2029	95,16	95,06	94,95	94,75	94,34	85,80	85,73	85,66	85,52	85,24
2030	97,12	97,01	96,90	96,68	96,25	87,56	87,49	87,41	87,26	86,96

Tabela A.9 – Evolução da carga na linha mais congestionada da rede RTBT4 para os diferentes cenários de integração de μ G (valores em % para a hora de ponta)

RTBT4										
	Inverno					Verão				
	Cenário 0	Cenário 1	Cenário 2	Cenário 3	Cenário 4	Cenário 0	Cenário 1	Cenário 2	Cenário 3	Cenário 4
2008	64,05	64,05	64,05	64,05	64,05	61,52	61,52	61,52	61,52	61,52
2009	65,37	65,36	65,36	65,36	65,36	62,78	62,78	62,78	62,77	62,77
2010	66,72	66,70	66,70	66,69	66,69	64,07	64,06	64,06	64,06	64,05
2011	68,09	68,06	68,06	68,05	68,03	65,39	65,37	65,37	65,36	65,35
2012	69,50	69,46	69,44	69,42	69,39	66,74	66,71	66,70	66,68	66,66
2013	70,93	70,87	70,84	70,80	70,74	68,11	68,07	68,05	68,02	67,98
2014	72,39	72,32	72,27	72,20	72,08	69,52	69,46	69,43	69,38	69,30
2015	73,89	73,79	73,72	73,58	73,35	70,95	70,88	70,83	70,74	70,58
2016	75,42	75,32	75,24	75,09	74,85	72,41	72,34	72,29	72,19	72,02
2017	76,98	76,88	76,79	76,64	76,37	73,91	73,84	73,78	73,68	73,49
2018	78,58	78,47	78,38	78,22	77,93	75,44	75,37	75,30	75,19	74,99
2019	80,21	80,09	80,00	79,83	79,52	77,00	76,92	76,86	76,74	76,53
2020	81,87	81,75	81,65	81,47	81,14	78,60	78,52	78,45	78,32	78,09
2021	83,57	83,45	83,35	83,15	82,80	80,23	80,14	80,07	79,94	79,69
2022	85,31	85,19	85,07	84,87	84,49	81,89	81,81	81,73	81,59	81,32
2023	87,09	86,96	86,84	86,62	86,21	83,59	83,51	83,43	83,27	82,99
2024	88,90	88,77	88,64	88,41	87,97	85,33	85,24	85,16	85,00	84,69
2025	90,76	90,62	90,49	90,24	89,77	87,11	87,02	86,93	86,75	86,43
2026	92,65	92,51	92,37	92,11	91,60	88,93	88,83	88,73	88,55	88,20
2027	94,59	94,44	94,30	94,02	93,47	90,78	90,68	90,58	90,39	90,01
2028	96,57	96,42	96,27	95,97	95,38	92,68	92,57	92,47	92,26	91,86
2029	98,59	98,44	98,28	97,96	97,33	94,61	94,51	94,40	94,18	93,75
2030	100,66	100,50	100,33	100,00	99,32	96,60	96,48	96,37	96,14	95,67

Tabela A.10 – Evolução da carga na linha mais congestionada da rede RTBT5 para os diferentes cenários de integração de μG (valores em % para a hora de ponta)

RTBT5										
Inverno						Verão				
	Cenário 0	Cenário 1	Cenário 2	Cenário 3	Cenário 4	Cenário 0	Cenário 1	Cenário 2	Cenário 3	Cenário 4
2008	66,06	66,06	66,06	66,06	66,06	53,74	53,74	53,74	53,74	53,74
2009	67,50	67,45	67,51	67,46	67,49	54,85	54,86	54,85	54,87	54,86
2010	68,89	68,93	68,92	68,90	68,87	56,01	56,02	56,01	56,00	56,01
2011	70,37	70,41	70,40	70,32	70,34	57,20	57,19	57,14	57,20	57,19
2012	71,88	71,90	71,85	71,87	71,86	58,40	58,37	58,35	58,40	58,36
2013	73,44	73,42	73,41	73,39	73,31	59,64	59,60	59,58	59,58	59,53
2014	75,05	74,95	74,93	74,89	74,81	60,91	60,85	60,83	60,79	60,77
2015	76,69	76,53	76,52	76,41	76,26	62,21	62,10	62,11	62,01	61,92
2016	78,29	78,18	78,11	77,98	77,86	63,49	63,47	63,41	63,33	63,27
2017	79,98	79,94	79,86	79,73	79,52	64,88	64,81	64,73	64,67	64,56
2018	81,69	81,67	81,53	81,40	81,29	66,23	66,16	66,16	66,03	65,84
2019	83,50	83,42	83,33	83,19	82,94	67,65	67,56	67,53	67,47	67,27
2020	85,27	85,20	85,14	85,03	84,69	69,05	69,07	68,98	68,84	68,74
2021	87,12	87,03	86,98	86,88	86,58	70,61	70,49	70,47	70,38	70,16
2022	89,09	88,92	88,83	88,76	88,41	72,10	71,99	71,92	71,83	71,63
2023	91,02	90,90	90,72	90,68	90,31	73,60	73,52	73,50	73,39	73,15
2024	92,95	92,91	92,84	92,67	92,33	75,21	75,19	75,10	74,98	74,75
2025	95,06	94,88	94,88	94,65	94,28	76,84	76,76	76,70	76,56	76,33
2026	97,08	97,02	96,91	96,76	96,34	78,41	78,44	78,37	78,19	77,97
2027	99,30	99,22	99,02	98,87	98,42	80,20	80,10	80,06	79,93	79,57
2028	101,48	101,33	101,26	101,04	100,56	81,94	81,80	81,76	81,63	81,34
2029	103,77	103,63	103,44	103,22	102,77	83,71	83,63	83,52	83,37	83,05
2030	106,03	105,98	105,76	105,49	105,06	85,51	85,46	85,32	85,20	84,80

A.1.3 - Energia de Perdas

Tabela A.11 – Evolução do valor anual da energia de perdas na rede RTBT1 para os diferentes cenários de integração de μG (MWh)

RTBT1					
	Cenário 0	Cenário 1	Cenário 2	Cenário 3	Cenário 4
2008	7,3739	7,3739	7,3739	7,3739	7,3739
2009	7,6519	7,6464	7,6459	7,6452	7,6446
2010	7,9437	7,9308	7,9287	7,9253	7,9224
2011	8,2480	8,2265	8,2208	8,2138	8,2041
2012	8,5665	8,5347	8,5228	8,5062	8,4853
2013	8,9002	8,8548	8,8324	8,8003	8,7543
2014	9,2488	9,1882	9,1502	9,0891	8,9951
2015	9,6138	9,5326	9,4706	9,3641	9,1820
2016	9,9970	9,9106	9,8432	9,7265	9,5274
2017	10,3964	10,3063	10,2335	10,1068	9,8872
2018	10,8160	10,7201	10,6414	10,5032	10,2623
2019	11,2553	11,1535	11,0682	10,9177	10,6537
2020	11,7155	11,6073	11,5159	11,3515	11,0621
2021	12,1972	12,0832	11,9836	11,8053	11,4870
2022	12,7029	12,5819	12,4751	12,2795	11,9309
2023	13,2325	13,1050	12,9893	12,7774	12,3937
2024	13,7879	13,6524	13,5281	13,2972	12,8760
2025	14,3711	14,2271	14,0927	13,8421	13,3799
2026	14,9826	14,8301	14,6848	14,4113	13,9060
2027	15,6247	15,4636	15,3062	15,0084	14,4528
2028	16,2979	16,1273	15,9577	15,6331	15,0251
2029	17,0050	16,8247	16,6414	16,2887	15,6214
2030	17,7494	17,5570	17,3594	16,9750	16,2437

Tabela A. 12 – Evolução do valor anual da energia de perdas na rede RTBT2 para os diferentes cenários de integração de μG (MWh)

RTBT2					
	Cenário 0	Cenário 1	Cenário 2	Cenário 3	Cenário 4
2008	8,4244	8,4244	8,4244	8,4244	8,4244
2009	8,7082	8,7040	8,7036	8,7034	8,7025
2010	9,0051	8,9949	8,9932	8,9914	8,9894
2011	9,3155	9,2987	9,2936	9,2874	9,2807
2012	9,6389	9,6141	9,6033	9,5911	9,5738
2013	9,9773	9,9411	9,9223	9,8964	9,8596
2014	10,3308	10,2806	10,2496	10,2016	10,1258
2015	10,6980	10,6328	10,5832	10,4965	10,3494
2016	11,0834	11,0131	10,9599	10,8659	10,7055
2017	11,4834	11,4110	11,3530	11,2519	11,0756
2018	11,9032	11,8265	11,7641	11,6532	11,4614
2019	12,3405	12,2591	12,1923	12,0722	11,8623
2020	12,7974	12,7119	12,6400	12,5087	12,2790
2021	13,2747	13,1843	13,1077	12,9653	12,7135
2022	13,7740	13,6791	13,5946	13,4408	13,1659
2023	14,2941	14,1947	14,1036	13,9372	13,6360
2024	14,8396	14,7330	14,6367	14,4556	14,1260
2025	15,4085	15,2957	15,1920	14,9966	14,6360
2026	16,0023	15,8850	15,7724	15,5600	15,1665
2027	16,6239	16,4998	16,3788	16,1483	15,7193
2028	17,2740	17,1426	17,0132	16,7630	16,2941
2029	17,9525	17,8144	17,6749	17,4043	16,8924
2030	18,6625	18,5161	18,3668	18,0743	17,5143

Tabela A.13 – Evolução do valor anual da energia de perdas na rede RTBT3 para os diferentes cenários de integração de μ G (MWh)

RTBT3					
	Cenário 0	Cenário 1	Cenário 2	Cenário 3	Cenário 4
2008	20,3121	20,3121	20,3121	20,3121	20,3121
2009	21,0311	21,0172	21,0156	21,0131	21,0114
2010	21,7828	21,7496	21,7436	21,7365	21,7285
2011	22,5670	22,5119	22,4968	22,4780	22,4548
2012	23,3856	23,3040	23,2722	23,2308	23,1749
2013	24,2411	24,1261	24,0672	23,9854	23,8664
2014	25,1350	24,9780	24,8795	24,7258	24,4844
2015	26,0685	25,8610	25,7000	25,4264	24,9634
2016	27,0439	26,8240	26,6521	26,3548	25,8460
2017	28,0636	27,8320	27,6453	27,3223	26,7645
2018	29,1286	28,8837	28,6835	28,3313	27,7207
2019	30,2419	29,9824	29,7674	29,3852	28,7164
2020	31,4064	31,1325	30,9000	30,4846	29,7517
2021	32,6221	32,3333	32,0837	31,6329	30,8305
2022	33,8943	33,5891	33,3196	32,8294	31,9519
2023	35,2251	34,9031	34,6128	34,0797	33,1199
2024	36,6155	36,2761	35,9631	35,3855	34,3350
2025	38,0708	37,7116	37,3755	36,7475	35,5995
2026	39,5932	39,2143	38,8524	38,1706	36,9148
2027	41,1862	40,7846	40,3964	39,6563	38,2830
2028	42,8536	42,4294	42,0106	41,2083	39,7076
2029	44,5990	44,1499	43,6994	42,8291	41,1895
2030	46,4247	45,9513	45,4664	44,5218	42,7304

Tabela A. 14 – Evolução do valor anual da energia de perdas na rede RTBT4 para os diferentes cenários de integração de μG (MWh)

RTBT4					
	Cenário 0	Cenário 1	Cenário 2	Cenário 3	Cenário 4
2008	20,5807	20,5807	20,5807	20,5807	20,5807
2009	21,2364	21,2185	21,2167	21,2143	21,2122
2010	21,9214	21,8805	21,8735	21,8653	21,8546
2011	22,6349	22,5683	22,5501	22,5260	22,4982
2012	23,3797	23,2806	23,2423	23,1919	23,1244
2013	24,1579	24,0166	23,9475	23,8480	23,7053
2014	24,9689	24,7788	24,6610	24,4769	24,1898
2015	25,8170	25,5661	25,3737	25,0481	24,5057
2016	26,7018	26,4368	26,2304	25,8769	25,2828
2017	27,6254	27,3463	27,1237	26,7401	26,0906
2018	28,5912	28,2955	28,0565	27,6400	26,9301
2019	29,5982	29,2878	29,0294	28,5773	27,8013
2020	30,6512	30,3227	30,0453	29,5553	28,7076
2021	31,7504	31,4046	31,1053	30,5733	29,6482
2022	32,8993	32,5332	32,2120	31,6351	30,6257
2023	34,0992	33,7119	33,3674	32,7425	31,6404
2024	35,3523	34,9449	34,5744	33,8961	32,6940
2025	36,6632	36,2326	35,8342	35,0991	33,7890
2026	38,0321	37,5780	37,1499	36,3535	34,9252
2027	39,4634	38,9846	38,5241	37,6611	36,1051
2028	40,9596	40,4542	39,9606	39,0256	37,3296
2029	42,5238	41,9909	41,4591	40,4473	38,6008
2030	44,1595	43,5967	43,0247	41,9303	39,9206

Tabela A.15 – Evolução do valor anual da energia de perdas na rede RTBT5 para os diferentes cenários de integração de μ G (MWh)

RTBT5					
	Cenário 0	Cenário 1	Cenário 2	Cenário 3	Cenário 4
2008	42,2132	42,2132	42,2132	42,2132	42,2132
2009	43,6956	43,6706	43,6584	43,6671	43,6471
2010	45,2465	45,1813	45,1562	45,1445	45,1237
2011	46,8532	46,7375	46,7125	46,6665	46,6235
2012	48,5326	48,3740	48,2904	48,2132	48,1010
2013	50,2957	50,0532	49,9307	49,7674	49,5163
2014	52,1333	51,8026	51,5990	51,2743	50,7896
2015	54,0393	53,6125	53,2750	52,7097	51,7607
2016	56,0313	55,5851	55,2280	54,6215	53,5951
2017	58,1210	57,6466	57,2513	56,5949	55,4596
2018	60,2871	59,8049	59,3992	58,6588	57,4267
2019	62,5743	62,0303	61,6012	60,8190	59,4450
2020	64,9470	64,3765	63,9193	63,0521	61,5582
2021	67,4259	66,8215	66,3307	65,4080	63,7660
2022	70,0194	69,3985	68,8383	67,8369	66,0639
2023	72,7106	72,0550	71,4469	70,3901	68,4320
2024	75,5338	74,8504	74,1990	73,0316	70,9013
2025	78,4918	77,7530	77,0772	75,7753	73,4853
2026	81,5853	80,8114	80,0655	78,6790	76,1419
2027	84,8094	83,9653	83,1702	81,6976	78,9468
2028	88,1858	87,2992	86,4426	84,8364	81,8294
2029	91,6820	90,7717	89,8406	88,0823	84,8265
2030	95,3718	94,4301	93,4338	91,5405	87,9174

A.1.4 - Diagramas de Carga no PT

Tabela A.16 – Diagramas de carga no PT da rede RTBT1 para os diferentes cenários de integração de μG (kW)

	RTBT1											
	Inverno						Verão					
	2008	2030 CEN0	2030 CEN1	2031 CEN2	2031 CEN3	2031 CEN4	2008	2030 CEN0	2030 CEN1	2031 CEN2	2031 CEN3	2031 CEN4
1	5,80	9,06	9,01	8,97	8,87	8,68	13,65	21,71	21,68	21,64	21,57	21,43
2	3,81	5,93	5,89	5,84	5,75	5,56	11,07	17,49	17,46	17,43	17,36	17,22
3	2,43	3,77	3,72	3,68	3,58	3,40	9,76	15,38	15,35	15,31	15,24	15,11
4	1,99	3,08	3,04	2,99	2,90	2,71	8,45	13,28	13,25	13,22	13,15	13,01
5	1,56	2,42	2,37	2,33	2,24	2,05	7,80	12,24	12,21	12,18	12,11	11,97
6	1,56	2,42	2,37	2,33	2,24	2,05	7,80	12,24	12,21	12,18	12,11	11,97
7	1,99	3,08	3,04	2,99	2,89	2,70	8,45	13,28	13,21	13,13	12,97	12,67
8	3,81	5,93	5,88	5,83	5,72	5,51	9,10	14,32	14,17	14,02	13,71	13,09
9	7,90	12,40	12,29	12,18	11,96	11,51	11,06	17,49	17,25	17,00	16,50	15,51
10	9,53	15,01	14,85	14,67	14,33	13,66	13,64	21,70	21,37	21,02	20,32	18,95
11	11,18	17,68	17,46	17,24	16,80	15,91	15,51	24,80	24,37	23,93	23,05	21,31
12	12,28	19,48	19,23	18,98	18,47	17,46	17,86	28,73	28,23	27,71	26,67	24,61
13	13,39	21,28	21,03	20,77	20,26	19,23	19,47	31,46	30,91	30,34	29,21	26,97
14	12,28	19,48	19,26	19,03	18,57	17,65	20,44	33,14	32,58	32,00	30,85	28,58
15	11,73	18,58	18,41	18,23	17,87	17,15	19,97	32,32	31,80	31,26	30,18	28,06
16	11,74	18,58	18,47	18,35	18,11	17,63	17,86	28,73	28,29	27,83	26,92	25,11
17	12,84	20,39	20,33	20,27	20,15	19,90	16,71	26,80	26,45	26,09	25,36	23,91
18	16,09	25,75	25,70	25,65	25,55	25,36	16,72	26,81	26,55	26,28	25,74	24,67
19	22,59	36,86	36,80	36,75	36,63	36,41	17,87	28,75	28,58	28,40	28,04	27,34
20	24,05	39,42	39,37	39,30	39,18	38,94	19,48	31,48	31,39	31,30	31,11	30,73
21	24,09	39,51	39,45	39,39	39,27	39,02	21,35	34,70	34,66	34,62	34,54	34,38
22	22,02	35,85	35,79	35,73	35,62	35,38	22,83	37,27	37,23	37,19	37,11	36,94
23	20,44	33,11	33,06	33,00	32,88	32,65	22,77	37,17	37,13	37,09	37,01	36,84
24	15,03	23,98	23,93	23,88	23,77	23,55	21,35	34,70	34,66	34,62	34,54	34,38

Tabela A.17 – Diagramas de carga no PT da rede RTBT2 para os diferentes cenários de integração de μG (kW)

	RTBT2											
	Inverno						Verão					
	2008	2030 CEN0	2030 CEN1	2031 CEN2	2031 CEN3	2031 CEN4	2008	2030 CEN0	2030 CEN1	2031 CEN2	2031 CEN3	2031 CEN4
1	11,53	17,92	17,84	17,74	17,56	17,19	15,07	23,47	23,41	23,34	23,21	22,96
2	8,10	12,57	12,48	12,39	12,21	11,84	11,19	17,40	17,33	17,27	17,14	16,89
3	5,87	9,10	9,01	8,92	8,73	8,36	8,78	13,64	13,58	13,51	13,39	13,13
4	5,19	8,05	7,96	7,87	7,68	7,31	6,54	10,14	10,08	10,01	9,89	9,63
5	4,55	7,06	6,97	6,88	6,69	6,32	5,48	8,49	8,43	8,36	8,24	7,98
6	4,55	7,06	6,97	6,87	6,69	6,32	5,48	8,49	8,43	8,36	8,24	7,98
7	5,19	8,05	7,96	7,86	7,67	7,30	6,53	10,14	10,00	9,85	9,56	8,98
8	8,10	12,57	12,47	12,37	12,16	11,74	9,96	15,48	15,20	14,90	14,32	13,15
9	15,42	24,02	23,82	23,60	23,17	22,32	13,72	21,37	20,93	20,47	19,54	17,70
10	18,61	29,04	28,73	28,40	27,75	26,46	17,79	27,76	27,15	26,52	25,25	22,72
11	22,00	34,41	34,00	33,58	32,74	31,06	22,12	34,59	33,83	33,03	31,44	28,27
12	24,37	38,16	37,70	37,22	36,27	34,36	28,22	44,28	43,39	42,46	40,60	36,91
13	26,82	42,05	41,59	41,10	40,13	38,20	32,98	51,90	50,94	49,93	47,92	43,92
14	24,38	38,17	37,75	37,32	36,45	34,73	36,23	57,12	56,14	55,13	53,09	49,05
15	23,18	36,27	35,95	35,61	34,93	33,57	35,42	55,81	54,90	53,94	52,04	48,26
16	23,19	36,28	36,06	35,84	35,38	34,48	32,99	51,91	51,12	50,29	48,64	45,35
17	25,60	40,11	40,00	39,88	39,65	39,20	29,80	46,80	46,17	45,51	44,18	41,54
18	33,23	52,28	52,20	52,11	51,93	51,56	29,81	46,81	46,34	45,85	44,88	42,94
19	49,61	78,84	78,74	78,64	78,44	78,05	33,01	51,93	51,63	51,31	50,67	49,39
20	59,29	94,84	94,73	94,63	94,41	93,99	37,90	59,80	59,63	59,46	59,13	58,45
21	61,22	98,04	97,94	97,83	97,62	97,19	44,52	70,51	70,45	70,38	70,23	69,95
22	51,00	81,12	81,02	80,92	80,71	80,29	51,13	81,34	81,27	81,20	81,05	80,76
23	45,44	72,02	71,92	71,82	71,61	71,20	50,84	80,86	80,79	80,72	80,58	80,29
24	30,63	48,12	48,02	47,92	47,73	47,33	44,52	70,51	70,45	70,38	70,23	69,95

Tabela A.18 – Diagramas de carga no PT da rede RTBT3 para os diferentes cenários de integração de μG (kW)

RTBT3												
	Inverno						Verão					
	2008	2030 CENO	2030 CEN1	2031 CEN2	2031 CEN3	2031 CEN4	2008	2030 CENO	2030 CEN1	2031 CEN2	2031 CEN3	2031 CEN4
1	28,40	44,26	44,04	43,81	43,35	42,44	41,53	64,97	64,81	64,65	64,33	63,69
2	21,14	32,88	32,66	32,43	31,98	31,07	33,77	52,71	52,55	52,39	52,07	51,44
3	16,19	25,15	24,93	24,70	24,25	23,33	28,78	44,85	44,70	44,54	44,22	43,58
4	14,64	22,74	22,52	22,29	21,83	20,92	23,96	37,30	37,14	36,98	36,66	36,03
5	13,15	20,41	20,20	19,97	19,51	18,60	21,63	33,64	33,49	33,33	33,01	32,38
6	13,15	20,41	20,19	19,97	19,51	18,59	21,63	33,64	33,49	33,33	33,01	32,37
7	14,64	22,74	22,51	22,28	21,81	20,88	23,96	37,29	36,94	36,58	35,85	34,41
8	21,14	32,88	32,63	32,37	31,85	30,82	31,23	48,72	48,02	47,29	45,83	42,91
9	36,29	56,69	56,18	55,65	54,58	52,46	38,87	60,78	59,67	58,52	56,21	51,61
10	42,56	66,62	65,84	65,03	63,42	60,20	46,79	73,35	71,82	70,23	67,06	60,75
11	49,07	76,97	75,97	74,92	72,82	68,65	54,91	86,31	84,39	82,39	78,41	70,48
12	53,53	84,08	82,94	81,74	79,36	74,61	65,90	103,97	101,72	99,39	94,75	85,51
13	58,06	91,33	90,17	88,97	86,56	81,76	74,15	117,31	114,88	112,36	107,32	97,32
14	53,53	84,09	83,05	81,98	79,83	75,54	79,60	126,18	123,72	121,17	116,08	105,97
15	51,30	80,52	79,71	78,86	77,17	73,80	78,25	123,98	121,68	119,29	114,52	105,05
16	51,31	80,53	79,99	79,43	78,31	76,06	74,17	117,33	115,34	113,26	109,12	100,89
17	55,82	87,73	87,46	87,17	86,60	85,47	68,69	108,44	106,85	105,18	101,86	95,26
18	69,62	109,93	109,71	109,48	109,03	108,13	68,70	108,46	107,29	106,06	103,61	98,74
19	97,07	154,83	154,59	154,35	153,85	152,86	74,22	117,38	116,61	115,81	114,21	111,01
20	111,74	179,28	179,03	178,76	178,23	177,17	82,38	130,67	130,27	129,84	128,99	127,30
21	114,48	183,90	183,64	183,37	182,84	181,76	92,93	147,98	147,81	147,63	147,28	146,57
22	99,26	158,46	158,21	157,94	157,42	156,37	102,87	164,45	164,27	164,09	163,73	163,00
23	90,38	143,78	143,53	143,28	142,76	141,73	102,45	163,75	163,57	163,39	163,03	162,30
24	64,99	102,45	102,21	101,96	101,47	100,48	92,93	147,98	147,81	147,63	147,28	146,57

Tabela A.19 – Diagramas de carga no PT da rede RTBT4 para os diferentes cenários de integração de μG (kW)

	RTBT4											
	Inverno						Verão					
	2008	2030 CEN0	2030 CEN1	2031 CEN2	2031 CEN3	2031 CEN4	2008	2030 CEN0	2030 CEN1	2031 CEN2	2031 CEN3	2031 CEN4
1	35,94	56,00	55,64	55,27	54,52	53,04	43,40	67,75	67,50	67,24	66,72	65,69
2	26,72	41,56	41,20	40,83	40,09	38,61	31,15	48,49	48,24	47,98	47,47	46,44
3	20,43	31,73	31,38	31,00	30,26	28,78	22,33	34,70	34,45	34,19	33,68	32,65
4	18,46	28,66	28,31	27,93	27,19	25,71	14,51	22,51	22,27	22,01	21,50	20,48
5	16,56	25,70	25,35	24,97	24,23	22,75	11,01	17,07	16,83	16,57	16,07	15,05
6	16,56	25,70	25,34	24,97	24,23	22,74	9,37	14,53	14,28	14,03	13,51	12,49
7	18,46	28,66	28,30	27,92	27,16	25,64	11,00	17,06	16,51	15,93	14,77	12,46
8	26,72	41,55	41,15	40,73	39,89	38,20	12,69	19,70	18,59	17,43	15,11	10,49
9	45,96	71,80	70,96	70,10	68,37	64,91	22,27	34,63	32,87	31,04	27,39	20,11
10	53,95	84,44	83,18	81,86	79,24	74,00	31,06	48,39	45,98	43,47	38,46	28,48
11	62,29	97,69	96,05	94,35	90,94	84,15	40,74	63,61	60,58	57,43	51,15	38,66
12	68,02	106,82	104,96	103,02	99,14	91,42	56,69	88,83	85,29	81,61	74,27	59,71
13	73,86	116,17	114,29	112,32	108,41	100,60	68,09	106,99	103,15	99,16	91,22	75,46
14	68,02	106,83	105,15	103,39	99,89	92,92	76,97	121,20	117,32	113,28	105,24	89,29
15	53,95	84,44	83,13	81,77	79,05	73,63	71,03	111,69	108,07	104,31	96,81	81,94
16	53,97	84,46	83,59	82,69	80,88	77,27	68,12	107,02	103,87	100,59	94,06	81,09
17	70,99	111,53	111,09	110,62	109,70	107,85	65,24	102,41	99,87	97,23	91,97	81,50
18	88,93	140,37	140,01	139,65	138,91	137,44	68,17	107,07	105,20	103,25	99,35	91,60
19	107,34	170,29	169,91	169,52	168,73	167,15	77,08	121,32	120,09	118,81	116,25	111,15
20	122,69	195,51	195,11	194,69	193,85	192,17	98,58	156,01	155,36	154,67	153,30	150,57
21	126,99	202,62	202,22	201,79	200,94	199,25	120,54	191,96	191,68	191,39	190,81	189,65
22	110,42	175,33	174,93	174,51	173,68	172,01	121,84	194,10	193,82	193,53	192,94	191,78
23	91,97	145,30	144,91	144,50	143,68	142,06	117,40	186,79	186,52	186,23	185,65	184,49
24	65,20	102,29	101,91	101,51	100,73	99,15	107,98	171,34	171,07	170,78	170,21	169,07

Tabela A.20 – Diagramas de carga no PT da rede RTBT5 para os diferentes cenários de integração de μG (kW)

RTBT5												
	Inverno						Verão					
	2008	2030 CENO	2030 CEN1	2031 CEN2	2031 CEN3	2031 CEN4	2008	2030 CENO	2030 CEN1	2031 CEN2	2031 CEN3	2031 CEN4
1	63,47	98,80	98,24	97,65	96,49	94,16	102,08	159,49	159,10	158,69	157,87	156,23
2	41,63	64,67	64,11	63,53	62,37	60,06	65,58	102,10	101,71	101,30	100,49	98,88
3	26,67	41,39	40,83	40,25	39,09	36,77	44,82	69,65	69,26	68,86	68,05	66,44
4	21,99	34,12	33,56	32,98	31,82	29,49	25,25	39,17	38,79	38,39	37,58	35,98
5	17,48	27,11	26,56	25,98	24,82	22,50	19,03	29,52	29,13	28,73	27,93	26,33
6	17,48	27,11	26,56	25,97	24,81	22,48	25,25	39,17	38,79	38,38	37,58	35,96
7	21,99	34,12	33,55	32,95	31,77	29,39	38,13	59,23	58,35	57,43	55,60	51,93
8	41,63	64,67	64,04	63,38	62,06	59,42	51,57	80,21	78,43	76,58	72,89	65,52
9	87,05	135,82	134,52	133,16	130,45	125,02	65,48	102,00	99,20	96,29	90,49	78,90
10	105,60	165,10	163,12	161,06	156,94	148,72	87,11	135,98	132,14	128,14	120,16	104,25
11	124,70	195,37	192,79	190,11	184,77	174,09	109,39	171,15	166,32	161,30	151,29	131,34
12	137,63	215,93	213,00	209,96	203,88	191,74	139,62	219,16	213,53	207,67	196,00	172,77
13	150,66	236,72	233,75	230,68	224,52	212,25	162,30	255,41	249,32	242,98	230,34	205,20
14	137,64	215,94	213,30	210,55	205,06	194,10	177,26	279,44	273,27	266,87	254,10	228,71
15	131,18	205,65	203,57	201,41	197,09	188,47	173,55	273,46	267,70	261,70	249,75	226,00
16	131,20	205,67	204,29	202,85	199,99	194,25	162,34	255,45	250,44	245,24	234,85	214,18
17	144,23	226,39	225,69	224,97	223,52	220,62	147,27	231,32	227,31	223,14	214,80	198,20
18	183,29	289,02	288,46	287,88	286,72	284,43	147,31	231,37	228,41	225,34	219,20	206,95
19	255,81	406,99	406,39	405,75	404,47	401,97	162,46	255,58	253,65	251,64	247,61	239,59
20	289,78	463,08	462,47	461,81	460,52	457,79	184,87	291,56	290,55	289,47	287,35	283,11
21	295,51	472,62	472,01	471,31	469,97	467,23	213,64	338,10	337,69	337,23	336,29	334,55
22	261,15	415,76	415,15	414,47	413,16	410,46	240,48	381,83	381,41	380,96	380,05	378,26
23	238,96	379,38	378,72	378,07	376,76	374,11	239,34	380,01	379,56	379,11	378,21	376,37
24	170,33	268,16	267,55	266,92	265,65	263,14	213,64	338,10	337,68	337,22	336,35	334,56

A.1.5 - Energia de Perdas na Rede BT Nacional

Tabela A.21 – Evolução do valor anual da energia de perdas na totalidade da rede BT nacional para os diferentes cenários de integração de μG (GWh)

Total Nacional BT					
	Cenário 0	Cenário 1	Cenário 2	Cenário 3	Cenário 4
2008	1115,7214	1115,7214	1115,7214	1115,7214	1115,7214
2009	1154,3458	1153,6216	1153,4348	1153,4781	1153,1864
2010	1194,7480	1192,9679	1192,5009	1192,1518	1191,6664
2011	1236,7707	1233,7426	1232,9819	1231,8557	1230,6492
2012	1280,6549	1276,3164	1274,3599	1272,1977	1269,1886
2013	1326,6273	1320,2506	1317,0330	1312,6107	1306,0586
2014	1374,5884	1365,9068	1360,5262	1352,0382	1339,0290
2015	1424,5043	1413,1630	1404,3394	1389,3916	1364,2335
2016	1476,7054	1464,7400	1455,3286	1439,1745	1411,7687
2017	1531,2811	1518,6664	1508,3730	1490,8748	1460,7075
2018	1588,1629	1575,0374	1564,1979	1544,8336	1511,9601
2019	1647,8450	1633,5719	1621,9909	1601,2246	1564,9498
2020	1710,0386	1695,0084	1682,5953	1659,8170	1620,2287
2021	1775,0025	1759,1262	1745,7830	1721,2773	1677,8677
2022	1842,9800	1826,4100	1811,6419	1785,0320	1737,8477
2023	1913,7841	1896,3012	1880,3457	1851,8253	1799,9822
2024	1987,9488	1969,5695	1952,4647	1921,2682	1864,6961
2025	2065,5784	2045,9501	2027,8380	1993,5925	1932,2145
2026	2146,7493	2126,1310	2106,4011	2069,5314	2002,0818
2027	2231,5491	2209,4516	2188,3165	2148,6758	2075,2338
2028	2320,3127	2297,0234	2274,2864	2231,1814	2150,9441
2029	2412,7551	2388,4658	2363,8778	2316,9641	2229,6752
2030	2509,8746	2484,4325	2458,0516	2407,3469	2311,2463

A.2 - Redes de MT

A.2.1 - Perfis de Tensão

Tabela A.22 – Evolução da tensão no barramento com menor tensão da rede RTMT1 para os diferentes cenários de integração de μG (valores em p.u. para a hora de ponta)

	RTMT1									
	Inverno					Verão				
	Cenário 0	Cenário 1	Cenário 2	Cenário 3	Cenário 4	Cenário 0	Cenário 1	Cenário 2	Cenário 3	Cenário 4
2008	1,0048	1,0048	1,0048	1,0048	1,0048	1,0092	1,0092	1,0092	1,0092	1,0092
2009	1,0041	1,0041	1,0041	1,0041	1,0041	1,0085	1,0086	1,0086	1,0086	1,0086
2010	1,0034	1,0034	1,0034	1,0034	1,0034	1,0079	1,0079	1,0079	1,0079	1,0079
2011	1,0026	1,0026	1,0026	1,0026	1,0026	1,0072	1,0073	1,0073	1,0073	1,0073
2012	1,0018	1,0019	1,0019	1,0019	1,0019	1,0065	1,0066	1,0066	1,0066	1,0066
2013	1,0010	1,0011	1,0011	1,0011	1,0011	1,0058	1,0059	1,0059	1,0060	1,0060
2014	1,0002	1,0003	1,0003	1,0003	1,0003	1,0051	1,0053	1,0053	1,0053	1,0053
2015	0,9994	0,9995	0,9995	0,9995	0,9995	1,0044	1,0046	1,0046	1,0046	1,0047
2016	0,9985	0,9986	0,9986	0,9987	0,9987	1,0037	1,0038	1,0039	1,0039	1,0039
2017	0,9977	0,9978	0,9978	0,9978	0,9978	1,0029	1,0031	1,0031	1,0031	1,0032
2018	0,9968	0,9969	0,9969	0,9969	0,9970	1,0021	1,0023	1,0023	1,0024	1,0024
2019	0,9959	0,9960	0,9960	0,9960	0,9961	1,0013	1,0015	1,0016	1,0016	1,0017
2020	0,9949	0,9950	0,9951	0,9951	0,9951	1,0005	1,0007	1,0008	1,0008	1,0009
2021	0,9940	0,9941	0,9941	0,9942	0,9942	0,9997	0,9999	0,9999	1,0000	1,0001
2022	0,9930	0,9931	0,9932	0,9932	0,9932	0,9989	0,9991	0,9991	0,9992	0,9992
2023	0,9920	0,9922	0,9922	0,9922	0,9923	0,9980	0,9982	0,9983	0,9983	0,9984
2024	0,9910	0,9912	0,9912	0,9912	0,9913	0,9971	0,9973	0,9974	0,9975	0,9975
2025	0,9900	0,9901	0,9902	0,9902	0,9902	0,9962	0,9964	0,9965	0,9966	0,9966
2026	0,9889	0,9891	0,9891	0,9892	0,9892	0,9953	0,9955	0,9956	0,9957	0,9957
2027	0,9879	0,9880	0,9880	0,9881	0,9881	0,9944	0,9946	0,9947	0,9947	0,9948
2028	0,9868	0,9869	0,9870	0,9870	0,9870	0,9934	0,9936	0,9937	0,9938	0,9939
2029	0,9856	0,9858	0,9858	0,9859	0,9859	0,9924	0,9927	0,9928	0,9928	0,9929
2030	0,9845	0,9846	0,9847	0,9847	0,9848	0,9914	0,9917	0,9918	0,9918	0,9919

Tabela A.23 – Evolução da tensão no barramento com menor tensão da rede RTMT2 para os diferentes cenários de integração de μG (valores em p.u. para a hora de ponta)

	RTMT2									
	Inverno					Verão				
	Cenário 0	Cenário 1	Cenário 2	Cenário 3	Cenário 4	Cenário 0	Cenário 1	Cenário 2	Cenário 3	Cenário 4
2008	0,9790	0,9790	0,9790	0,9790	0,9790	0,9715	0,9715	0,9715	0,9715	0,9715
2009	0,9774	0,9774	0,9774	0,9774	0,9774	0,9698	0,9698	0,9698	0,9698	0,9698
2010	0,9758	0,9758	0,9758	0,9758	0,9758	0,9680	0,9680	0,9680	0,9680	0,9680
2011	0,9742	0,9742	0,9742	0,9742	0,9742	0,9662	0,9662	0,9662	0,9662	0,9662
2012	0,9726	0,9726	0,9726	0,9726	0,9726	0,9643	0,9644	0,9644	0,9644	0,9644
2013	0,9708	0,9709	0,9709	0,9709	0,9709	0,9624	0,9625	0,9625	0,9625	0,9625
2014	0,9691	0,9691	0,9691	0,9691	0,9691	0,9605	0,9606	0,9606	0,9606	0,9606
2015	0,9673	0,9673	0,9673	0,9673	0,9673	0,9585	0,9586	0,9586	0,9586	0,9586
2016	0,9655	0,9655	0,9655	0,9655	0,9655	0,9564	0,9565	0,9565	0,9566	0,9566
2017	0,9636	0,9636	0,9636	0,9636	0,9636	0,9543	0,9544	0,9545	0,9545	0,9545
2018	0,9617	0,9617	0,9617	0,9617	0,9617	0,9522	0,9523	0,9523	0,9523	0,9524
2019	0,9597	0,9597	0,9597	0,9597	0,9597	0,9500	0,9501	0,9501	0,9501	0,9502
2020	0,9577	0,9577	0,9577	0,9577	0,9577	0,9477	0,9478	0,9478	0,9479	0,9479
2021	0,9556	0,9556	0,9556	0,9557	0,9557	0,9454	0,9455	0,9455	0,9456	0,9456
2022	0,9535	0,9535	0,9535	0,9535	0,9535	0,9430	0,9431	0,9431	0,9432	0,9432
2023	0,9513	0,9513	0,9514	0,9514	0,9514	0,9405	0,9407	0,9407	0,9407	0,9408
2024	0,9491	0,9491	0,9491	0,9491	0,9491	0,9380	0,9382	0,9382	0,9382	0,9383
2025	0,9468	0,9468	0,9468	0,9468	0,9468	0,9355	0,9356	0,9356	0,9357	0,9357
2026	0,9445	0,9445	0,9445	0,9445	0,9445	0,9328	0,9329	0,9330	0,9330	0,9331
2027	0,9421	0,9421	0,9421	0,9421	0,9421	0,9301	0,9302	0,9303	0,9303	0,9304
2028	0,9396	0,9396	0,9396	0,9396	0,9396	0,9273	0,9274	0,9275	0,9275	0,9276
2029	0,9371	0,9371	0,9371	0,9371	0,9371	0,9244	0,9246	0,9246	0,9247	0,9247
2030	0,9344	0,9345	0,9345	0,9345	0,9345	0,9215	0,9216	0,9217	0,9217	0,9218

Tabela A.24 – Evolução da tensão no barramento com menor tensão da rede RTMT3 para os diferentes cenários de integração de μG (valores em p.u. para a hora de ponta)

	RT3									
	Inverno					Verão				
	Cenário 0	Cenário 1	Cenário 2	Cenário 3	Cenário 4	Cenário 0	Cenário 1	Cenário 2	Cenário 3	Cenário 4
2008	0,9807	0,9807	0,9807	0,9807	0,9807	0,9955	0,9955	0,9955	0,9955	0,9955
2009	0,9792	0,9792	0,9792	0,9792	0,9792	0,9944	0,9944	0,9944	0,9944	0,9944
2010	0,9776	0,9778	0,9778	0,9778	0,9778	0,9932	0,9933	0,9933	0,9933	0,9933
2011	0,9761	0,9763	0,9763	0,9763	0,9764	0,9920	0,9922	0,9922	0,9922	0,9922
2012	0,9745	0,9748	0,9748	0,9749	0,9749	0,9907	0,9910	0,9910	0,9911	0,9911
2013	0,9729	0,9733	0,9734	0,9734	0,9735	0,9895	0,9899	0,9899	0,9900	0,9901
2014	0,9712	0,9718	0,9719	0,9720	0,9721	0,9882	0,9887	0,9888	0,9889	0,9890
2015	0,9695	0,9702	0,9704	0,9706	0,9708	0,9868	0,9875	0,9877	0,9879	0,9881
2016	0,9677	0,9685	0,9687	0,9689	0,9692	0,9855	0,9862	0,9864	0,9866	0,9868
2017	0,9659	0,9668	0,9670	0,9672	0,9674	0,9841	0,9849	0,9850	0,9852	0,9855
2018	0,9641	0,9650	0,9652	0,9654	0,9657	0,9827	0,9835	0,9837	0,9839	0,9841
2019	0,9622	0,9631	0,9634	0,9636	0,9639	0,9812	0,9821	0,9823	0,9825	0,9827
2020	0,9603	0,9612	0,9615	0,9617	0,9620	0,9798	0,9806	0,9808	0,9811	0,9813
2021	0,9584	0,9593	0,9596	0,9598	0,9601	0,9783	0,9791	0,9794	0,9796	0,9799
2022	0,9564	0,9573	0,9576	0,9579	0,9582	0,9767	0,9776	0,9779	0,9781	0,9784
2023	0,9543	0,9553	0,9556	0,9559	0,9562	0,9751	0,9761	0,9764	0,9766	0,9769
2024	0,9522	0,9532	0,9536	0,9539	0,9542	0,9735	0,9745	0,9748	0,9751	0,9754
2025	0,9500	0,9511	0,9515	0,9518	0,9522	0,9719	0,9729	0,9732	0,9735	0,9738
2026	0,9478	0,9489	0,9493	0,9497	0,9500	0,9702	0,9712	0,9716	0,9719	0,9722
2027	0,9456	0,9467	0,9471	0,9475	0,9479	0,9684	0,9695	0,9699	0,9702	0,9706
2028	0,9432	0,9444	0,9449	0,9453	0,9457	0,9667	0,9678	0,9682	0,9685	0,9689
2029	0,9409	0,9421	0,9426	0,9430	0,9434	0,9649	0,9660	0,9664	0,9668	0,9672
2030	0,9384	0,9397	0,9403	0,9406	0,9411	0,9630	0,9642	0,9647	0,9650	0,9654

Tabela A.25 – Evolução da tensão no barramento com menor tensão da rede RTMT5 para os diferentes cenários de integração de μG (valores em p.u. para a hora de ponta)

	RTMT5									
	Inverno					Verão				
	Cenário 0	Cenário 1	Cenário 2	Cenário 3	Cenário 4	Cenário 0	Cenário 1	Cenário 2	Cenário 3	Cenário 4
2008	0,9740	0,9740	0,9740	0,9740	0,9740	0,9955	0,9955	0,9955	0,9955	0,9955
2009	0,9724	0,9724	0,9724	0,9724	0,9724	0,9944	0,9944	0,9944	0,9944	0,9944
2010	0,9707	0,9707	0,9707	0,9707	0,9707	0,9932	0,9933	0,9933	0,9933	0,9933
2011	0,9690	0,9690	0,9690	0,9690	0,9690	0,9920	0,9922	0,9922	0,9922	0,9922
2012	0,9672	0,9673	0,9673	0,9673	0,9673	0,9907	0,9910	0,9910	0,9911	0,9911
2013	0,9654	0,9655	0,9655	0,9655	0,9655	0,9895	0,9899	0,9899	0,9900	0,9901
2014	0,9636	0,9637	0,9637	0,9637	0,9637	0,9882	0,9887	0,9888	0,9889	0,9890
2015	0,9617	0,9618	0,9618	0,9618	0,9618	0,9868	0,9875	0,9877	0,9879	0,9881
2016	0,9598	0,9599	0,9599	0,9599	0,9599	0,9855	0,9862	0,9864	0,9866	0,9868
2017	0,9578	0,9579	0,9579	0,9579	0,9580	0,9841	0,9849	0,9850	0,9852	0,9855
2018	0,9558	0,9559	0,9559	0,9559	0,9559	0,9827	0,9835	0,9837	0,9839	0,9841
2019	0,9537	0,9538	0,9538	0,9539	0,9539	0,9812	0,9821	0,9823	0,9825	0,9827
2020	0,9516	0,9517	0,9517	0,9518	0,9518	0,9798	0,9806	0,9808	0,9811	0,9813
2021	0,9495	0,9495	0,9496	0,9496	0,9496	0,9783	0,9791	0,9794	0,9796	0,9799
2022	0,9472	0,9473	0,9474	0,9474	0,9474	0,9767	0,9776	0,9779	0,9781	0,9784
2023	0,9450	0,9451	0,9451	0,9451	0,9451	0,9751	0,9761	0,9764	0,9766	0,9769
2024	0,9426	0,9427	0,9428	0,9428	0,9428	0,9735	0,9745	0,9748	0,9751	0,9754
2025	0,9402	0,9404	0,9404	0,9404	0,9405	0,9719	0,9729	0,9732	0,9735	0,9738
2026	0,9378	0,9379	0,9380	0,9380	0,9380	0,9702	0,9712	0,9716	0,9719	0,9722
2027	0,9353	0,9354	0,9355	0,9355	0,9355	0,9684	0,9695	0,9699	0,9702	0,9706
2028	0,9327	0,9329	0,9329	0,9329	0,9330	0,9667	0,9678	0,9682	0,9685	0,9689
2029	0,9301	0,9302	0,9303	0,9303	0,9304	0,9649	0,9660	0,9664	0,9668	0,9672
2030	0,9274	0,9275	0,9276	0,9276	0,9277	0,9630	0,9642	0,9647	0,9650	0,9654

Tabela A.26 – Evolução da tensão no barramento com menor tensão da rede RTMT8 para os diferentes cenários de integração de μG (valores em p.u. para a hora de ponta)

	RTMT8									
	Inverno					Verão				
	Cenário 0	Cenário 1	Cenário 2	Cenário 3	Cenário 4	Cenário 0	Cenário 1	Cenário 2	Cenário 3	Cenário 4
2008	0,9804	0,9804	0,9804	0,9804	0,9804	0,9778	0,9778	0,9778	0,9778	0,9778
2009	0,9791	0,9791	0,9791	0,9791	0,9791	0,9764	0,9765	0,9765	0,9765	0,9765
2010	0,9777	0,9777	0,9777	0,9777	0,9777	0,9750	0,9751	0,9752	0,9752	0,9752
2011	0,9763	0,9764	0,9764	0,9764	0,9764	0,9735	0,9738	0,9738	0,9738	0,9739
2012	0,9749	0,9750	0,9750	0,9750	0,9750	0,9720	0,9724	0,9725	0,9725	0,9726
2013	0,9734	0,9735	0,9736	0,9736	0,9736	0,9705	0,9710	0,9711	0,9712	0,9713
2014	0,9719	0,9721	0,9721	0,9722	0,9722	0,9689	0,9696	0,9698	0,9699	0,9701
2015	0,9704	0,9706	0,9707	0,9707	0,9708	0,9673	0,9683	0,9684	0,9687	0,9690
2016	0,9688	0,9691	0,9691	0,9692	0,9693	0,9657	0,9666	0,9669	0,9671	0,9674
2017	0,9672	0,9675	0,9675	0,9676	0,9677	0,9640	0,9650	0,9652	0,9655	0,9658
2018	0,9655	0,9658	0,9659	0,9660	0,9661	0,9623	0,9633	0,9636	0,9638	0,9642
2019	0,9639	0,9642	0,9642	0,9643	0,9644	0,9605	0,9616	0,9619	0,9622	0,9625
2020	0,9621	0,9624	0,9625	0,9626	0,9627	0,9588	0,9598	0,9601	0,9604	0,9608
2021	0,9604	0,9607	0,9608	0,9609	0,9610	0,9569	0,9580	0,9584	0,9587	0,9590
2022	0,9586	0,9589	0,9590	0,9591	0,9592	0,9550	0,9562	0,9566	0,9569	0,9573
2023	0,9567	0,9571	0,9572	0,9573	0,9574	0,9531	0,9543	0,9547	0,9550	0,9554
2024	0,9549	0,9552	0,9553	0,9554	0,9555	0,9511	0,9524	0,9528	0,9531	0,9536
2025	0,9529	0,9533	0,9534	0,9535	0,9536	0,9491	0,9504	0,9509	0,9512	0,9517
2026	0,9510	0,9513	0,9515	0,9516	0,9517	0,9471	0,9484	0,9489	0,9493	0,9497
2027	0,9489	0,9493	0,9495	0,9496	0,9497	0,9449	0,9463	0,9468	0,9472	0,9477
2028	0,9469	0,9473	0,9474	0,9475	0,9477	0,9428	0,9442	0,9448	0,9452	0,9457
2029	0,9448	0,9452	0,9453	0,9454	0,9456	0,9406	0,9421	0,9426	0,9431	0,9436
2030	0,9426	0,9430	0,9432	0,9433	0,9435	0,9383	0,9398	0,9405	0,9409	0,9414

Tabela A.27 – Evolução da tensão no barramento com menor tensão da rede RTMT15 para os diferentes cenários de integração de μG (valores em p.u. para a hora de ponta)

RT15										
Inverno						Verão				
	Cenário 0	Cenário 1	Cenário 2	Cenário 3	Cenário 4	Cenário 0	Cenário 1	Cenário 2	Cenário 3	Cenário 4
2008	0,9640	0,9640	0,9640	0,9640	0,9640	1,0023	1,0023	1,0023	1,0023	1,0023
2009	0,9619	0,9619	0,9619	0,9619	0,9619	1,0012	1,0013	1,0013	1,0013	1,0013
2010	0,9597	0,9597	0,9597	0,9598	0,9598	1,0001	1,0002	1,0002	1,0002	1,0002
2011	0,9575	0,9575	0,9575	0,9576	0,9576	0,9990	0,9992	0,9992	0,9992	0,9992
2012	0,9553	0,9553	0,9553	0,9553	0,9553	0,9978	0,9981	0,9981	0,9982	0,9982
2013	0,9529	0,9530	0,9530	0,9530	0,9530	0,9967	0,9970	0,9971	0,9971	0,9972
2014	0,9506	0,9506	0,9506	0,9506	0,9507	0,9955	0,9959	0,9960	0,9961	0,9963
2015	0,9481	0,9482	0,9482	0,9482	0,9482	0,9942	0,9949	0,9950	0,9952	0,9954
2016	0,9456	0,9457	0,9457	0,9457	0,9457	0,9930	0,9936	0,9938	0,9939	0,9941
2017	0,9430	0,9431	0,9431	0,9432	0,9432	0,9917	0,9924	0,9925	0,9927	0,9929
2018	0,9404	0,9405	0,9405	0,9405	0,9405	0,9904	0,9910	0,9912	0,9914	0,9916
2019	0,9377	0,9378	0,9378	0,9378	0,9378	0,9890	0,9897	0,9899	0,9901	0,9903
2020	0,9349	0,9350	0,9350	0,9350	0,9351	0,9876	0,9884	0,9886	0,9887	0,9890
2021	0,9321	0,9321	0,9322	0,9322	0,9322	0,9862	0,9870	0,9872	0,9874	0,9876
2022	0,9291	0,9292	0,9292	0,9293	0,9293	0,9848	0,9855	0,9858	0,9860	0,9862
2023	0,9261	0,9262	0,9262	0,9262	0,9263	0,9833	0,9841	0,9843	0,9845	0,9848
2024	0,9230	0,9231	0,9231	0,9232	0,9232	0,9818	0,9826	0,9828	0,9831	0,9833
2025	0,9198	0,9199	0,9200	0,9200	0,9200	0,9802	0,9811	0,9813	0,9816	0,9818
2026	0,9166	0,9167	0,9167	0,9167	0,9168	0,9786	0,9795	0,9798	0,9800	0,9803
2027	0,9132	0,9133	0,9133	0,9134	0,9134	0,9770	0,9779	0,9782	0,9784	0,9787
2028	0,9097	0,9098	0,9099	0,9099	0,9099	0,9754	0,9762	0,9766	0,9768	0,9771
2029	0,9062	0,9063	0,9063	0,9063	0,9064	0,9737	0,9746	0,9749	0,9752	0,9755
2030	0,9025	0,9026	0,9027	0,9027	0,9027	0,9719	0,9728	0,9732	0,9735	0,9738

A.2.2 - Percentagem de Carga nas Linhas

Tabela A.28 – Evolução da carga na linha mais congestionada da rede RTMT1 para os diferentes cenários de integração de μG (valores em % para a hora de ponta)

	RTMT1									
	Inverno					Verão				
	Cenário 0	Cenário 1	Cenário 2	Cenário 3	Cenário 4	Cenário 0	Cenário 1	Cenário 2	Cenário 3	Cenário 4
2008	39,52	39,52	39,52	39,52	39,52	36,28	36,28	36,28	36,28	36,28
2009	40,33	40,32	40,32	40,32	40,32	37,01	37,01	37,01	37,01	37,01
2010	41,14	41,14	41,14	41,14	41,14	37,76	37,76	37,76	37,76	37,75
2011	41,98	41,97	41,97	41,97	41,97	38,53	38,52	38,52	38,52	38,51
2012	42,83	42,82	42,82	42,82	42,81	39,31	39,29	39,29	39,29	39,29
2013	43,70	43,68	43,68	43,68	43,68	40,11	40,08	40,08	40,08	40,07
2014	44,58	44,56	44,56	44,56	44,55	40,92	40,89	40,88	40,88	40,87
2015	45,49	45,46	45,46	45,45	45,44	41,75	41,71	41,70	41,69	41,68
2016	46,41	46,38	46,38	46,37	46,36	42,60	42,55	42,54	42,53	42,52
2017	47,35	47,32	47,32	47,31	47,30	43,46	43,42	43,41	43,39	43,38
2018	48,31	48,28	48,27	48,27	48,26	44,34	44,30	44,28	44,27	44,26
2019	49,29	49,26	49,25	49,24	49,24	45,24	45,19	45,18	45,17	45,15
2020	50,29	50,26	50,25	50,24	50,23	46,16	46,11	46,10	46,08	46,07
2021	51,31	51,28	51,27	51,26	51,25	47,09	47,04	47,03	47,01	47,00
2022	52,35	52,32	52,31	52,30	52,29	48,05	48,00	47,98	47,97	47,95
2023	53,41	53,38	53,37	53,36	53,35	49,02	48,97	48,95	48,94	48,92
2024	54,49	54,46	54,45	54,44	54,43	50,02	49,96	49,94	49,93	49,91
2025	55,60	55,56	55,55	55,54	55,53	51,03	50,97	50,95	50,94	50,92
2026	56,72	56,69	56,67	56,66	56,65	52,07	52,01	51,98	51,97	51,95
2027	57,87	57,84	57,82	57,81	57,80	53,12	53,06	53,04	53,02	53,00
2028	59,05	59,01	58,99	58,98	58,97	54,20	54,13	54,11	54,09	54,07
2029	60,24	60,20	60,19	60,18	60,16	55,30	55,23	55,20	55,19	55,16
2030	61,46	61,42	61,41	61,40	61,38	56,42	56,35	56,32	56,30	56,28

Tabela A.29 – Evolução da carga na linha mais congestionada da rede RTMT2 para os diferentes cenários de integração de μ G (valores em % para a hora de ponta)

	RTMT2									
	Inverno					Verão				
	Cenário 0	Cenário 1	Cenário 2	Cenário 3	Cenário 4	Cenário 0	Cenário 1	Cenário 2	Cenário 3	Cenário 4
2008	57,29	57,29	57,29	57,29	57,29	62,81	62,81	62,81	62,81	62,81
2009	58,52	58,52	58,52	58,52	58,52	64,18	64,17	64,17	64,17	64,17
2010	59,79	59,78	59,78	59,78	59,78	65,57	65,55	65,55	65,55	65,55
2011	61,08	61,07	61,07	61,07	61,07	67,00	66,97	66,97	66,96	66,96
2012	62,40	62,39	62,39	62,39	62,39	68,47	68,42	68,41	68,40	68,40
2013	63,75	63,74	63,74	63,74	63,74	69,97	69,90	69,89	69,87	69,86
2014	65,14	65,13	65,12	65,12	65,12	71,50	71,41	71,39	71,37	71,35
2015	66,55	66,54	66,54	66,53	66,53	73,07	72,95	72,93	72,89	72,86
2016	68,01	67,99	67,99	67,99	67,98	74,69	74,56	74,53	74,50	74,46
2017	69,49	69,48	69,47	69,47	69,47	76,34	76,21	76,18	76,14	76,10
2018	71,02	71,00	71,00	70,99	70,99	78,03	77,89	77,86	77,82	77,78
2019	72,57	72,56	72,55	72,55	72,55	79,76	79,62	79,59	79,55	79,50
2020	74,17	74,16	74,15	74,15	74,14	81,54	81,40	81,36	81,32	81,27
2021	75,81	75,79	75,79	75,78	75,78	83,36	83,21	83,17	83,13	83,08
2022	77,48	77,47	77,46	77,46	77,45	85,23	85,08	85,03	84,99	84,94
2023	79,20	79,18	79,18	79,17	79,17	87,15	86,99	86,94	86,89	86,84
2024	80,96	80,94	80,94	80,93	80,93	89,11	88,95	88,89	88,84	88,79
2025	82,77	82,75	82,74	82,74	82,73	91,13	90,96	90,90	90,85	90,79
2026	84,62	84,60	84,59	84,58	84,58	93,20	93,02	92,95	92,90	92,84
2027	86,51	86,49	86,49	86,48	86,47	95,32	95,13	95,07	95,01	94,95
2028	88,46	88,44	88,43	88,42	88,42	97,50	97,31	97,23	97,18	97,11
2029	90,45	90,43	90,42	90,42	90,41	99,73	99,54	99,46	99,40	99,33
2030	92,50	92,48	92,47	92,46	92,46	102,03	101,83	101,74	101,68	101,61

Tabela A.30 – Evolução da carga na linha mais congestionada da rede RTMT3 para os diferentes cenários de integração de μG (valores em % para a hora de ponta)

RTMT3										
	Inverno					Verão				
	Cenário 0	Cenário 1	Cenário 2	Cenário 3	Cenário 4	Cenário 0	Cenário 1	Cenário 2	Cenário 3	Cenário 4
2008	76,59	76,59	76,59	76,59	76,59	75,22	75,22	75,22	75,22	75,22
2009	78,17	78,16	78,16	78,16	78,15	76,77	76,70	76,69	76,69	76,69
2010	79,78	79,76	79,76	79,75	79,75	78,35	78,19	78,18	78,17	78,16
2011	81,43	81,39	81,39	81,38	81,38	79,97	79,70	79,68	79,65	79,63
2012	83,11	83,06	83,05	83,04	83,03	81,63	81,23	81,18	81,13	81,07
2013	84,83	84,75	84,74	84,73	84,71	83,32	82,76	82,68	82,59	82,48
2014	86,59	86,49	86,47	86,44	86,42	85,04	84,30	84,17	84,01	83,83
2015	88,38	88,25	88,22	88,18	88,14	86,80	85,84	85,63	85,38	85,08
2016	90,22	90,08	90,05	90,01	89,96	88,61	87,61	87,38	87,12	86,81
2017	92,09	91,95	91,91	91,87	91,83	90,44	89,41	89,17	88,90	88,57
2018	94,00	93,86	93,82	93,78	93,73	92,32	91,26	90,99	90,71	90,37
2019	95,96	95,81	95,76	95,72	95,67	94,24	93,14	92,85	92,56	92,21
2020	97,96	97,80	97,75	97,71	97,66	96,21	95,07	94,76	94,45	94,08
2021	100,00	99,83	99,79	99,74	99,69	98,21	97,04	96,70	96,38	96,00
2022	102,09	101,92	101,86	101,82	101,76	100,26	99,04	98,68	98,35	97,95
2023	104,22	104,04	103,99	103,94	103,88	102,35	101,10	100,70	100,36	99,95
2024	106,40	106,22	106,16	106,10	106,04	104,49	103,19	102,77	102,41	101,98
2025	108,63	108,44	108,37	108,32	108,26	106,68	105,34	104,88	104,51	104,06
2026	110,90	110,71	110,64	110,58	110,52	108,91	107,53	107,04	106,65	106,18
2027	113,23	113,03	112,95	112,90	112,83	111,19	109,76	109,24	108,84	108,35
2028	115,61	115,40	115,32	115,26	115,19	113,53	112,05	111,49	111,07	110,56
2029	118,04	117,82	117,74	117,68	117,60	115,91	114,39	113,79	113,35	112,82
2030	120,52	120,30	120,21	120,15	120,07	118,35	116,78	116,14	115,68	115,13

Tabela A.31 – Evolução da carga na linha mais congestionada da rede RTMT5 para os diferentes cenários de integração de μ G (valores em % para a hora de ponta)

	RTMT5									
	Inverno					Verão				
	Cenário 0	Cenário 1	Cenário 2	Cenário 3	Cenário 4	Cenário 0	Cenário 1	Cenário 2	Cenário 3	Cenário 4
2008	73,63	73,63	73,63	73,63	73,63	57,69	57,69	57,69	57,69	57,69
2009	75,16	75,16	75,16	75,16	75,16	58,85	58,85	58,85	58,85	58,85
2010	76,73	76,72	76,72	76,72	76,72	60,03	60,03	60,03	60,03	60,03
2011	78,34	78,32	78,32	78,31	78,31	61,23	61,23	61,23	61,23	61,23
2012	79,98	79,95	79,94	79,94	79,93	62,46	62,46	62,46	62,46	62,46
2013	81,65	81,61	81,60	81,59	81,59	63,71	63,71	63,71	63,71	63,71
2014	83,37	83,30	83,29	83,28	83,27	64,99	64,99	64,99	64,99	64,99
2015	85,11	85,04	85,02	85,00	84,97	66,29	66,29	66,29	66,29	66,29
2016	86,90	86,82	86,80	86,78	86,75	67,62	67,62	67,62	67,62	67,62
2017	88,73	88,64	88,62	88,60	88,57	68,98	68,98	68,98	68,98	68,98
2018	90,60	90,51	90,49	90,46	90,44	70,36	70,36	70,36	70,36	70,36
2019	92,51	92,41	92,39	92,37	92,34	71,77	71,77	71,77	71,77	71,77
2020	94,46	94,36	94,34	94,31	94,28	73,21	73,21	73,21	73,21	73,21
2021	96,45	96,35	96,33	96,30	96,27	74,68	74,68	74,68	74,68	74,68
2022	98,49	98,39	98,36	98,33	98,30	76,18	76,18	76,18	76,18	76,18
2023	100,57	100,47	100,44	100,41	100,37	77,71	77,71	77,71	77,71	77,71
2024	102,71	102,60	102,56	102,53	102,50	79,26	79,26	79,26	79,26	79,26
2025	104,89	104,77	104,74	104,71	104,67	80,85	80,85	80,85	80,85	80,85
2026	107,12	107,00	106,96	106,93	106,89	82,48	82,48	82,48	82,48	82,48
2027	109,39	109,28	109,23	109,20	109,16	84,13	84,13	84,13	84,13	84,13
2028	111,73	111,60	111,56	111,52	111,48	85,82	85,82	85,82	85,82	85,82
2029	114,11	113,98	113,93	113,90	113,85	87,54	87,54	87,54	87,54	87,54
2030	116,55	116,42	116,37	116,33	116,28	89,30	89,30	89,30	89,30	89,30

Tabela A.32 – Evolução da carga na linha mais congestionada da rede RTMT8 para os diferentes cenários de integração de μG (valores em % para a hora de ponta)

	RTMT8									
	Inverno					Verão				
	Cenário 0	Cenário 1	Cenário 2	Cenário 3	Cenário 4	Cenário 0	Cenário 1	Cenário 2	Cenário 3	Cenário 4
2008	43,31	43,31	43,31	43,31	43,31	42,60	42,60	42,60	42,60	42,60
2009	44,18	44,18	44,18	44,18	44,18	43,50	43,44	43,43	43,43	43,43
2010	45,06	45,06	45,06	45,06	45,06	44,41	44,28	44,27	44,26	44,25
2011	45,97	45,97	45,97	45,97	45,97	45,34	45,13	45,11	45,09	45,06
2012	46,89	46,89	46,89	46,89	46,89	46,29	45,98	45,94	45,90	45,85
2013	47,83	47,83	47,83	47,83	47,83	47,26	46,83	46,76	46,69	46,61
2014	48,80	48,80	48,80	48,80	48,80	48,26	47,67	47,57	47,44	47,30
2015	49,78	49,78	49,78	49,78	49,78	49,27	48,51	48,35	48,15	47,91
2016	50,78	50,78	50,78	50,78	50,78	50,30	49,52	49,34	49,14	48,89
2017	51,80	51,80	51,80	51,80	51,80	51,36	50,55	50,36	50,14	49,89
2018	52,84	52,84	52,84	52,84	52,84	52,44	51,60	51,39	51,17	50,91
2019	53,90	53,90	53,90	53,90	53,90	53,54	52,68	52,45	52,22	51,94
2020	54,98	54,98	54,98	54,98	54,98	54,66	53,77	53,53	53,29	53,00
2021	56,09	56,09	56,09	56,09	56,09	55,81	54,89	54,63	54,38	54,08
2022	57,21	57,21	57,21	57,21	57,21	56,99	56,03	55,75	55,49	55,18
2023	58,36	58,36	58,36	58,36	58,36	58,18	57,20	56,89	56,62	56,30
2024	59,54	59,54	59,54	59,54	59,54	59,41	58,39	58,06	57,78	57,45
2025	60,74	60,74	60,74	60,74	60,74	60,65	59,61	59,25	58,96	58,61
2026	61,96	61,96	61,96	61,96	61,96	61,93	60,85	60,47	60,17	59,80
2027	63,20	63,20	63,20	63,20	63,20	63,23	62,12	61,71	61,39	61,02
2028	64,47	64,47	64,47	64,47	64,47	64,56	63,41	62,98	62,65	62,25
2029	65,77	65,77	65,77	65,77	65,77	65,92	64,73	64,27	63,93	63,52
2030	67,10	67,10	67,10	67,10	67,10	67,31	66,08	65,59	65,23	64,80

Tabela A.33 – Evolução da carga na linha mais congestionada da rede RTMT15 para os diferentes cenários de integração de μ G (valores em % para a hora de ponta)

RTMT15										
	Inverno					Verão				
	Cenário 0	Cenário 1	Cenário 2	Cenário 3	Cenário 4	Cenário 0	Cenário 1	Cenário 2	Cenário 3	Cenário 4
2008	38,60	38,60	38,60	38,60	38,60	22,56	22,56	22,56	22,56	22,56
2009	39,55	39,54	39,54	39,54	39,54	23,07	23,04	23,04	23,03	23,03
2010	40,52	40,51	40,51	40,51	40,51	23,58	23,52	23,51	23,51	23,50
2011	41,51	41,50	41,50	41,50	41,50	24,10	24,00	23,99	23,98	23,97
2012	42,53	42,51	42,51	42,51	42,51	24,64	24,48	24,46	24,44	24,42
2013	43,57	43,55	43,55	43,54	43,54	25,18	24,97	24,94	24,90	24,86
2014	44,64	44,61	44,60	44,60	44,59	25,74	25,46	25,40	25,34	25,27
2015	45,73	45,69	45,68	45,67	45,66	26,31	25,94	25,86	25,76	25,65
2016	46,84	46,81	46,80	46,79	46,77	26,89	26,51	26,43	26,33	26,21
2017	47,99	47,95	47,94	47,93	47,92	27,49	27,10	27,01	26,90	26,78
2018	49,16	49,12	49,11	49,10	49,08	28,10	27,70	27,60	27,49	27,37
2019	50,36	50,32	50,31	50,29	50,28	28,72	28,31	28,20	28,10	27,97
2020	51,59	51,55	51,53	51,52	51,51	29,35	28,94	28,82	28,71	28,58
2021	52,85	52,80	52,79	52,78	52,76	30,00	29,58	29,45	29,34	29,20
2022	54,14	54,09	54,08	54,06	54,05	30,67	30,23	30,10	29,98	29,84
2023	55,46	55,41	55,40	55,38	55,37	31,35	30,90	30,76	30,64	30,49
2024	56,81	56,76	56,75	56,73	56,72	32,04	31,58	31,43	31,31	31,15
2025	58,20	58,15	58,13	58,12	58,10	32,75	32,28	32,12	31,99	31,83
2026	59,62	59,57	59,55	59,54	59,52	33,47	33,00	32,83	32,69	32,53
2027	61,08	61,03	61,01	60,99	60,98	34,21	33,73	33,55	33,41	33,24
2028	62,58	62,52	62,50	62,49	62,47	34,97	34,47	34,28	34,14	33,96
2029	64,11	64,06	64,03	64,02	64,00	35,74	35,23	35,03	34,88	34,70
2030	65,68	65,63	65,61	65,59	65,57	36,54	36,01	35,80	35,65	35,46

A.2.3 - Energia de Perdas

Tabela A.34 – Evolução do valor anual da energia de perdas na rede RTMT1 para os diferentes cenários de integração de μG (MWh)

RTMT1					
	Cenário 0	Cenário 1	Cenário 2	Cenário 3	Cenário 4
2008	4,0624	4,0624	4,0624	4,0624	4,0624
2009	4,2316	4,2308	4,2308	4,2308	4,2307
2010	4,4080	4,4062	4,4061	4,4060	4,4059
2011	4,5918	4,5888	4,5885	4,5883	4,5880
2012	4,7834	4,7789	4,7783	4,7777	4,7771
2013	4,9830	4,9766	4,9756	4,9746	4,9734
2014	5,1910	5,1823	5,1807	5,1789	5,1768
2015	5,4078	5,3963	5,3938	5,3908	5,3872
2016	5,6337	5,6216	5,6188	5,6156	5,6119
2017	5,8691	5,8563	5,8533	5,8499	5,8459
2018	6,1145	6,1010	6,0976	6,0941	6,0898
2019	6,3702	6,3560	6,3523	6,3485	6,3440
2020	6,6367	6,6218	6,6176	6,6136	6,6088
2021	6,9145	6,8987	6,8942	6,8899	6,8848
2022	7,2039	7,1873	7,1823	7,1778	7,1724
2023	7,5056	7,4881	7,4826	7,4778	7,4721
2024	7,8200	7,8016	7,7956	7,7905	7,7844
2025	8,1478	8,1283	8,1218	8,1163	8,1098
2026	8,4893	8,4689	8,4617	8,4559	8,4490
2027	8,8453	8,8238	8,8159	8,8098	8,8025
2028	9,2164	9,1937	9,1851	9,1786	9,1708
2029	9,6032	9,5793	9,5699	9,5630	9,5547
2030	10,0063	9,9811	9,9709	9,9636	9,9548

Tabela A.35 – Evolução do valor anual da energia de perdas na rede RTMT2 para os diferentes cenários de integração de μ G (MWh)

RT2					
	Cenário 0	Cenário 1	Cenário 2	Cenário 3	Cenário 4
2008	6,5952	6,5952	6,5952	6,5952	6,5952
2009	6,8778	6,8744	6,8742	6,8741	6,8739
2010	7,1729	7,1651	7,1646	7,1641	7,1636
2011	7,4810	7,4678	7,4666	7,4654	7,4640
2012	7,8027	7,7829	7,7805	7,7779	7,7751
2013	8,1386	8,1105	8,1063	8,1016	8,0963
2014	8,4893	8,4510	8,4441	8,4360	8,4267
2015	8,8556	8,8046	8,7937	8,7806	8,7650
2016	9,2381	9,1843	9,1721	9,1582	9,1415
2017	9,6375	9,5807	9,5672	9,5524	9,5347
2018	10,0547	9,9948	9,9798	9,9640	9,9452
2019	10,4904	10,4272	10,4106	10,3938	10,3738
2020	10,9455	10,8788	10,8605	10,8427	10,8214
2021	11,4209	11,3506	11,3304	11,3114	11,2888
2022	11,9176	11,8434	11,8211	11,8010	11,7769
2023	12,4365	12,3582	12,3337	12,3123	12,2867
2024	12,9786	12,8960	12,8692	12,8464	12,8192
2025	13,5451	13,4580	13,4285	13,4043	13,3754
2026	14,1371	14,0452	14,0130	13,9872	13,9565
2027	14,7559	14,6588	14,6236	14,5962	14,5635
2028	15,4026	15,3002	15,2617	15,2326	15,1978
2029	16,0786	15,9706	15,9286	15,8976	15,8606
2030	16,7853	16,6714	16,6256	16,5926	16,5533

Tabela A.36 – Evolução do valor anual da energia de perdas na rede RTMT3 para os diferentes cenários de integração de μG (MWh)

RTMT3					
	Cenário 0	Cenário 1	Cenário 2	Cenário 3	Cenário 4
2008	13,8382	13,8382	13,8382	13,8382	13,8382
2009	14,4261	14,4156	14,4151	14,4147	14,4143
2010	15,0398	15,0161	15,0146	15,0130	15,0114
2011	15,6805	15,6404	15,6368	15,6330	15,6289
2012	16,3494	16,2890	16,2818	16,2740	16,2655
2013	17,0477	16,9621	16,9493	16,9351	16,9190
2014	17,7767	17,6599	17,6389	17,6144	17,5862
2015	18,5379	18,3826	18,3493	18,3094	18,2618
2016	19,3326	19,1686	19,1315	19,0891	19,0384
2017	20,1624	19,9892	19,9479	19,9028	19,8489
2018	21,0288	20,8459	20,8002	20,7521	20,6948
2019	21,9336	21,7404	21,6898	21,6386	21,5777
2020	22,8783	22,6744	22,6184	22,5640	22,4991
2021	23,8649	23,6496	23,5878	23,5299	23,4608
2022	24,8953	24,6679	24,5998	24,5382	24,4647
2023	25,9713	25,7312	25,6564	25,5908	25,5126
2024	27,0953	26,8417	26,7594	26,6896	26,6064
2025	28,2691	28,0014	27,9111	27,8368	27,7483
2026	29,4954	29,2126	29,1137	29,0346	28,9403
2027	30,7764	30,4777	30,3694	30,2852	30,1848
2028	32,1145	31,7991	31,6806	31,5910	31,4842
2029	33,5126	33,1795	33,0499	32,9545	32,8408
2030	34,9733	34,6216	34,4801	34,3785	34,2574

Tabela A.37 – Evolução do valor anual da energia de perdas na rede RTMT5 para os diferentes cenários de integração de μ G (MWh)

RTMT5					
	Cenário 0	Cenário 1	Cenário 2	Cenário 3	Cenário 4
2008	14,3758	14,3758	14,3758	14,3758	14,3758
2009	14,9822	14,9731	14,9727	14,9723	14,9719
2010	15,6143	15,5938	15,5925	15,5911	15,5897
2011	16,2733	16,2387	16,2356	16,2323	16,2287
2012	16,9603	16,9083	16,9021	16,8953	16,8880
2013	17,6765	17,6029	17,5919	17,5796	17,5658
2014	18,4233	18,3229	18,3048	18,2838	18,2594
2015	19,2018	19,0686	19,0400	19,0057	18,9647
2016	20,0136	19,8731	19,8412	19,8048	19,7613
2017	20,8600	20,7118	20,6765	20,6378	20,5916
2018	21,7425	21,5863	21,5472	21,5060	21,4569
2019	22,6628	22,4981	22,4548	22,4111	22,3589
2020	23,6224	23,4488	23,4010	23,3546	23,2992
2021	24,6231	24,4401	24,3874	24,3381	24,2792
2022	25,6667	25,4737	25,4158	25,3634	25,3008
2023	26,7550	26,5516	26,4880	26,4323	26,3658
2024	27,8901	27,6756	27,6059	27,5467	27,4761
2025	29,0740	28,8479	28,7715	28,7086	28,6335
2026	30,3088	30,0704	29,9868	29,9200	29,8402
2027	31,5968	31,3455	31,2541	31,1830	31,0982
2028	32,9404	32,6754	32,5756	32,5001	32,4099
2029	34,3419	34,0626	33,9537	33,8734	33,7776
2030	35,8040	35,5096	35,3908	35,3055	35,2037

Tabela A.38 – Evolução do valor anual da energia de perdas na rede RTMT8 para os diferentes cenários de integração de μG (MWh)

RTMT8					
	Cenário 0	Cenário 1	Cenário 2	Cenário 3	Cenário 4
2008	2,8395	2,8395	2,8395	2,8395	2,8395
2009	2,9594	2,9575	2,9575	2,9574	2,9573
2010	3,0844	3,0803	3,0800	3,0797	3,0794
2011	3,2149	3,2079	3,2073	3,2066	3,2059
2012	3,3511	3,3405	3,3392	3,3379	3,3364
2013	3,4932	3,4782	3,4759	3,4734	3,4706
2014	3,6415	3,6210	3,6173	3,6130	3,6080
2015	3,7963	3,7690	3,7631	3,7561	3,7478
2016	3,9578	3,9290	3,9224	3,9150	3,9061
2017	4,1264	4,0959	4,0887	4,0807	4,0713
2018	4,3024	4,2702	4,2621	4,2537	4,2436
2019	4,4861	4,4520	4,4431	4,4341	4,4234
2020	4,6778	4,6418	4,6319	4,6224	4,6109
2021	4,8779	4,8399	4,8290	4,8188	4,8067
2022	5,0868	5,0467	5,0347	5,0238	5,0109
2023	5,3049	5,2625	5,2493	5,2377	5,2239
2024	5,5325	5,4878	5,4733	5,4610	5,4463
2025	5,7702	5,7229	5,7070	5,6939	5,6783
2026	6,0184	5,9685	5,9510	5,9371	5,9205
2027	6,2776	6,2248	6,2057	6,1908	6,1732
2028	6,5482	6,4925	6,4715	6,4557	6,4369
2029	6,8308	6,7719	6,7490	6,7322	6,7121
2030	7,1260	7,0637	7,0387	7,0208	6,9995

Tabela A.39 – Evolução do valor anual da energia de perdas na rede RTMT15 para os diferentes cenários de integração de μG (MWh)

RTMT15					
	Cenário 0	Cenário 1	Cenário 2	Cenário 3	Cenário 4
2008	0,6734	0,6734	0,6734	0,6734	0,6734
2009	0,7048	0,7044	0,7043	0,7043	0,7043
2010	0,7377	0,7367	0,7367	0,7366	0,7365
2011	0,7722	0,7705	0,7703	0,7702	0,7700
2012	0,8082	0,8056	0,8053	0,8050	0,8047
2013	0,8459	0,8423	0,8418	0,8412	0,8405
2014	0,8854	0,8805	0,8796	0,8785	0,8773
2015	0,9267	0,9202	0,9188	0,9171	0,9150
2016	0,9700	0,9631	0,9616	0,9598	0,9577
2017	1,0153	1,0081	1,0064	1,0045	1,0023
2018	1,0627	1,0552	1,0533	1,0513	1,0489
2019	1,1124	1,1045	1,1024	1,1003	1,0978
2020	1,1644	1,1562	1,1539	1,1517	1,1490
2021	1,2189	1,2103	1,2078	1,2054	1,2026
2022	1,2760	1,2669	1,2642	1,2617	1,2588
2023	1,3358	1,3263	1,3233	1,3207	1,3176
2024	1,3984	1,3885	1,3852	1,3825	1,3792
2025	1,4641	1,4536	1,4501	1,4472	1,4437
2026	1,5329	1,5219	1,5181	1,5150	1,5113
2027	1,6050	1,5935	1,5893	1,5861	1,5822
2028	1,6806	1,6686	1,6640	1,6606	1,6565
2029	1,7598	1,7473	1,7423	1,7387	1,7343
2030	1,8429	1,8298	1,8244	1,8205	1,8160

A.2.4 - Diagramas de Carga na Subestação

Tabela A.40 – Diagramas de carga na subestação da rede RTMT1 para os diferentes cenários de integração de μG (kW)

		RTMT1										
		Inverno					Verão					
	2008	2030 CEN0	2030 CEN1	2030 CEN2	2030 CEN3	2030 CEN4	2008	2030 CEN0	2030 CEN1	2030 CEN2	2030 CEN3	2030 CEN4
1	31,1	48,3	48,3	48,3	48,3	48,3	30,8	47,8	47,8	47,8	47,8	47,8
2	24,6	38,2	38,2	38,2	38,2	38,2	24,4	38,0	37,9	37,9	37,9	37,9
3	21,6	33,6	33,6	33,6	33,6	33,6	19,9	31,0	30,9	30,9	30,9	30,9
4	20,8	32,3	32,2	32,2	32,2	32,2	17,9	27,8	27,8	27,8	27,8	27,8
5	21,8	33,9	33,9	33,9	33,8	33,8	18,8	29,2	29,2	29,2	29,2	29,2
6	24,7	38,3	38,3	38,3	38,3	38,3	21,8	33,9	33,9	33,9	33,9	33,8
7	29,6	46,1	46,1	46,0	46,0	46,0	26,7	41,5	41,4	41,4	41,4	41,4
8	39,6	61,7	61,6	61,6	61,6	61,6	34,8	54,2	54,1	54,0	54,0	54,0
9	52,7	82,5	82,4	82,4	82,4	82,3	45,1	70,5	70,4	70,3	70,2	70,2
10	64,0	100,2	100,0	100,0	99,9	99,9	55,2	86,4	86,1	86,0	86,0	85,9
11	68,2	107,2	107,0	107,0	106,9	106,9	60,2	94,7	94,4	94,2	94,1	94,0
12	69,7	109,5	109,4	109,3	109,2	109,2	61,1	96,0	95,6	95,5	95,3	95,2
13	67,9	106,7	106,5	106,4	106,4	106,3	61,7	96,9	96,5	96,4	96,3	96,1
14	64,1	100,8	100,6	100,5	100,5	100,4	61,7	97,0	96,6	96,5	96,3	96,2
15	65,2	102,0	101,9	101,8	101,8	101,8	62,1	97,2	96,8	96,7	96,6	96,4
16	65,2	101,9	101,8	101,8	101,8	101,7	61,7	96,5	96,2	96,1	96,0	95,9
17	64,3	100,8	100,8	100,7	100,7	100,7	58,8	92,1	91,8	91,7	91,7	91,6
18	65,8	103,1	103,1	103,1	103,1	103,1	55,3	86,7	86,5	86,4	86,3	86,3
19	67,7	106,3	106,3	106,3	106,3	106,2	51,5	80,9	80,8	80,7	80,7	80,6
20	66,9	105,1	105,1	105,0	105,0	105,0	48,4	76,1	76,0	76,0	76,0	76,0
21	61,9	97,0	96,9	96,9	96,9	96,9	47,2	74,0	74,0	74,0	74,0	74,0
22	55,6	87,1	87,1	87,1	87,1	87,0	46,3	72,6	72,6	72,6	72,6	72,6
23	49,3	77,0	77,0	77,0	77,0	77,0	42,6	66,6	66,6	66,6	66,6	66,5
24	40,7	63,4	63,3	63,3	63,3	63,3	37,2	58,0	58,0	58,0	58,0	58,0

Tabela A.41 – Diagramas de carga na subestação da rede RTMT2 para os diferentes cenários de integração de μG (kW)

RTMT2												
	Inverno						Verão					
	2008	2030 CEN0	2030 CEN1	2030 CEN2	2030 CEN3	2030 CEN4	2008	2030 CEN0	2030 CEN1	2030 CEN2	2030 CEN3	2030 CEN4
1	50,8	79,5	79,3	79,2	79,2	79,1	55,9	87,3	87,2	87,1	87,1	87,0
2	42,4	66,8	66,6	66,6	66,5	66,5	47,2	73,9	73,8	73,8	73,7	73,7
3	38,5	60,8	60,6	60,5	60,5	60,4	40,9	64,1	64,0	64,0	64,0	63,9
4	37,0	58,5	58,3	58,3	58,2	58,2	37,8	59,4	59,3	59,3	59,2	59,2
5	37,8	59,7	59,5	59,4	59,4	59,3	38,4	60,3	60,2	60,2	60,1	60,1
6	40,7	64,3	64,1	64,0	64,0	63,9	41,6	65,4	65,3	65,2	65,2	65,2
7	46,2	72,9	72,7	72,6	72,6	72,5	47,3	74,2	73,9	73,8	73,7	73,7
8	57,3	90,3	90,1	90,0	89,9	89,9	56,7	89,0	88,5	88,3	88,1	87,9
9	67,1	108,3	107,8	107,7	107,6	107,4	64,7	104,0	103,1	102,8	102,5	102,2
10	78,7	126,4	125,8	125,5	125,4	125,1	75,9	121,7	120,5	120,1	119,7	119,3
11	78,6	129,2	128,4	128,0	127,8	127,6	77,2	126,6	125,2	124,6	124,2	123,7
12	80,4	132,1	131,2	130,8	130,6	130,3	78,3	128,4	126,8	126,1	125,6	125,0
13	79,3	130,3	129,4	129,0	128,8	128,5	79,8	130,9	129,1	128,4	127,9	127,2
14	75,5	124,3	123,5	123,2	123,0	122,7	81,0	132,7	130,9	130,2	129,7	129,0
15	81,0	130,0	129,3	129,0	128,9	128,6	85,6	136,7	135,1	134,4	133,9	133,3
16	80,6	129,3	128,8	128,7	128,5	128,4	84,5	135,0	133,6	133,0	132,5	132,0
17	77,4	125,7	125,5	125,4	125,3	125,3	78,6	127,2	126,1	125,6	125,2	124,8
18	79,7	129,5	129,3	129,2	129,2	129,1	74,7	121,1	120,3	119,9	119,7	119,4
19	81,0	132,9	132,7	132,7	132,6	132,6	68,7	113,2	112,7	112,4	112,3	112,1
20	81,8	134,3	134,1	134,0	134,0	133,9	66,0	109,1	108,8	108,7	108,6	108,5
21	79,7	129,4	129,2	129,1	129,0	129,0	68,0	110,8	110,7	110,6	110,6	110,5
22	73,1	118,9	118,7	118,6	118,6	118,5	68,0	110,7	110,6	110,5	110,5	110,5
23	68,5	110,1	109,9	109,8	109,8	109,7	66,4	106,5	106,4	106,3	106,3	106,3
24	60,8	96,4	96,2	96,1	96,1	96,0	62,5	98,8	98,7	98,6	98,6	98,6

Tabela A.42 – Diagramas de carga na subestação da rede RTMT3 para os diferentes cenários de integração de μG (kW)

		RT3										
		Inverno					Verão					
	2008	2030 CEN0	2030 CEN1	2030 CEN2	2030 CEN3	2030 CEN4	2008	2030 CEN0	2030 CEN1	2030 CEN2	2030 CEN3	2030 CEN4
1	75,1	119,1	118,9	118,8	118,8	118,7	73,2	115,5	115,3	115,3	115,2	115,2
2	66,0	105,9	105,6	105,5	105,5	105,4	63,5	100,9	100,7	100,7	100,6	100,6
3	61,7	99,1	98,9	98,8	98,8	98,7	56,5	89,9	89,8	89,7	89,6	89,6
4	59,8	96,2	96,0	95,9	95,8	95,8	52,9	84,3	84,2	84,1	84,1	84,0
5	60,4	97,1	96,9	96,8	96,7	96,6	53,7	85,5	85,4	85,3	85,3	85,2
6	64,0	102,9	102,7	102,6	102,5	102,4	58,4	93,0	92,8	92,7	92,7	92,6
7	71,8	115,1	114,9	114,8	114,7	114,6	66,8	106,2	105,8	105,7	105,6	105,4
8	85,2	136,3	136,0	135,9	135,8	135,7	80,6	127,8	127,0	126,7	126,5	126,2
9	87,0	147,4	146,8	146,6	146,5	146,3	79,4	134,2	132,9	132,5	132,1	131,7
10	97,7	164,9	164,1	163,7	163,5	163,2	89,3	150,4	148,7	148,1	147,6	147,0
11	85,3	154,5	153,4	153,0	152,7	152,3	78,2	142,3	140,2	139,4	138,8	138,1
12	85,8	156,6	155,3	154,8	154,5	154,0	76,8	141,0	138,6	137,6	137,0	136,1
13	84,1	154,0	152,8	152,2	151,9	151,4	79,4	145,7	143,1	142,1	141,3	140,4
14	81,6	149,9	148,8	148,3	148,0	147,6	82,8	151,2	148,6	147,5	146,8	145,9
15	99,6	169,2	168,2	167,9	167,6	167,3	99,6	167,8	165,4	164,4	163,7	162,8
16	99,9	168,2	167,6	167,4	167,2	167,0	98,6	165,0	162,9	162,0	161,4	160,7
17	90,2	157,5	157,2	157,0	157,0	156,8	85,1	148,4	146,7	146,0	145,5	144,9
18	90,7	159,0	158,8	158,7	158,6	158,6	79,6	140,1	138,8	138,3	138,0	137,5
19	85,5	155,5	155,3	155,2	155,1	155,1	67,3	125,1	124,3	123,9	123,7	123,4
20	85,4	156,0	155,8	155,7	155,6	155,5	63,5	119,8	119,3	119,1	119,0	118,8
21	89,1	157,1	156,9	156,8	156,7	156,6	71,2	128,0	127,8	127,7	127,7	127,6
22	83,1	146,9	146,6	146,6	146,5	146,4	71,4	127,6	127,4	127,3	127,3	127,2
23	83,7	142,8	142,6	142,5	142,4	142,3	74,5	127,4	127,2	127,2	127,1	127,1
24	81,6	133,8	133,6	133,5	133,4	133,4	75,8	123,7	123,6	123,5	123,4	123,4

Tabela A.43 – Diagramas de carga na subestação da rede RTMT5 para os diferentes cenários de integração de μG (kW)

RTMT5												
	Inverno						Verão					
	2008	2030 CEN0	2030 CEN1	2030 CEN2	2030 CEN3	2030 CEN4	2008	2030 CEN0	2030 CEN1	2030 CEN2	2030 CEN3	2030 CEN4
1	111,9	174,2	173,9	173,8	173,7	173,6	82,4	128,2	128,0	127,9	127,9	127,8
2	93,7	146,0	145,7	145,5	145,5	145,4	65,0	101,1	100,9	100,8	100,8	100,7
3	85,2	132,6	132,4	132,2	132,2	132,0	52,2	81,2	81,0	81,0	80,9	80,8
4	82,1	127,8	127,5	127,4	127,3	127,2	46,0	71,7	71,5	71,4	71,3	71,3
5	83,6	130,3	130,0	129,8	129,8	129,6	46,8	72,9	72,7	72,6	72,5	72,5
6	89,5	139,5	139,2	139,0	139,0	138,9	52,4	81,5	81,3	81,3	81,2	81,1
7	100,1	156,0	155,7	155,5	155,5	155,3	62,2	96,8	96,3	96,1	95,9	95,7
8	123,2	192,1	191,7	191,6	191,5	191,4	78,8	122,8	121,8	121,4	121,1	120,7
9	152,5	238,5	237,8	237,5	237,3	237,0	102,8	160,5	159,0	158,3	157,9	157,3
10	177,7	278,1	277,0	276,6	276,3	275,9	125,9	196,8	194,6	193,7	193,1	192,4
11	188,8	296,2	294,8	294,2	293,8	293,3	138,9	217,7	215,0	213,9	213,1	212,2
12	193,2	303,2	301,5	300,9	300,4	299,8	142,3	222,9	219,8	218,6	217,7	216,6
13	191,4	300,3	298,7	298,0	297,5	297,0	145,0	227,2	224,0	222,6	221,7	220,5
14	182,3	285,9	284,5	283,9	283,4	282,9	146,6	229,7	226,4	225,1	224,1	223,0
15	182,5	285,8	284,6	284,2	283,8	283,4	145,1	226,8	223,7	222,5	221,6	220,5
16	181,6	284,4	283,6	283,3	283,1	282,8	143,0	223,6	220,9	219,8	219,0	218,1
17	180,6	283,0	282,6	282,5	282,4	282,2	137,0	214,4	212,2	211,3	210,7	209,9
18	187,3	293,6	293,3	293,2	293,1	293,1	130,0	203,3	201,7	201,1	200,6	200,1
19	197,0	309,2	308,9	308,8	308,7	308,6	123,7	193,8	192,7	192,3	192,0	191,6
20	200,2	314,2	313,9	313,8	313,7	313,6	119,3	186,8	186,2	186,0	185,9	185,7
21	190,3	298,2	297,9	297,8	297,7	297,6	118,7	185,6	185,4	185,3	185,3	185,2
22	175,6	275,1	274,8	274,6	274,5	274,4	119,4	186,7	186,5	186,5	186,4	186,3
23	160,3	250,7	250,4	250,2	250,1	250,0	111,7	174,4	174,2	174,1	174,0	174,0
24	137,7	215,0	214,7	214,6	214,5	214,4	99,4	154,9	154,7	154,6	154,6	154,5

Tabela A.44 – Diagramas de carga na subestação da rede RTMT8 para os diferentes cenários de integração de μG (kW)

RTMT8												
	Inverno						Verão					
	2008	2030 CEN0	2030 CEN1	2030 CEN2	2030 CEN3	2030 CEN4	2008	2030 CEN0	2030 CEN1	2030 CEN2	2030 CEN3	2030 CEN4
1	12,2	19,3	19,3	19,3	19,2	19,2	12,8	20,1	20,1	20,0	20,0	20,0
2	10,6	17,1	17,0	17,0	17,0	17,0	11,2	17,7	17,7	17,7	17,7	17,7
3	9,9	15,9	15,9	15,9	15,9	15,8	10,1	15,9	15,9	15,9	15,9	15,9
4	9,5	15,4	15,3	15,3	15,3	15,3	9,5	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0
5	9,6	15,4	15,4	15,4	15,4	15,4	9,6	15,1	15,1	15,1	15,0	15,0
6	10,1	16,3	16,3	16,3	16,2	16,2	10,2	16,1	16,1	16,1	16,1	16,1
7	11,3	18,2	18,2	18,2	18,2	18,2	11,5	18,1	18,1	18,0	18,0	18,0
8	13,4	21,6	21,6	21,5	21,5	21,5	13,5	21,3	21,2	21,1	21,1	21,1
9	15,2	24,9	24,8	24,7	24,7	24,7	14,7	23,6	23,4	23,4	23,3	23,2
10	16,9	27,5	27,3	27,3	27,2	27,2	16,1	25,9	25,6	25,5	25,4	25,3
11	16,7	27,7	27,5	27,4	27,4	27,3	16,1	26,4	26,0	25,9	25,8	25,7
12	17,0	28,2	28,0	27,9	27,8	27,8	16,0	26,3	25,9	25,7	25,6	25,5
13	16,8	27,9	27,7	27,6	27,5	27,5	16,6	27,2	26,8	26,6	26,5	26,4
14	16,5	27,4	27,2	27,1	27,0	27,0	17,3	28,3	27,9	27,7	27,6	27,4
15	17,5	28,4	28,3	28,2	28,2	28,1	17,9	28,8	28,4	28,3	28,1	28,0
16	17,3	28,1	28,0	27,9	27,9	27,9	17,6	28,2	27,8	27,7	27,6	27,5
17	16,7	27,3	27,3	27,3	27,3	27,2	16,4	26,5	26,2	26,1	26,0	25,9
18	16,9	27,7	27,7	27,7	27,7	27,7	15,6	25,4	25,2	25,1	25,0	24,9
19	17,1	28,4	28,3	28,3	28,3	28,3	14,7	24,1	24,0	23,9	23,9	23,9
20	17,4	28,8	28,7	28,7	28,7	28,7	14,3	23,6	23,5	23,5	23,5	23,5
21	17,1	28,2	28,1	28,1	28,1	28,1	14,9	24,2	24,2	24,2	24,2	24,2
22	16,2	26,6	26,5	26,5	26,5	26,5	14,9	24,3	24,3	24,3	24,3	24,3
23	15,3	24,9	24,9	24,9	24,9	24,9	14,6	23,4	23,4	23,4	23,4	23,4
24	13,9	22,4	22,4	22,3	22,3	22,3	13,8	21,9	21,9	21,9	21,9	21,9

A.2.3 - Diagramas de Carga na Subestação 203

Tabela A.45 – Diagramas de carga na subestação da rede RTMT15 para os diferentes cenários de integração de μ G (kW)

RTMT15												
	Inverno						Verão					
	2008	2030 CEN0	2030 CEN1	2030 CEN2	2030 CEN3	2030 CEN4	2008	2030 CEN0	2030 CEN1	2030 CEN2	2030 CEN3	2030 CEN4
1	2,4	4,0	4,0	3,9	3,9	3,9	1,8	2,8	2,8	2,8	2,8	2,8
2	1,8	3,1	3,1	3,1	3,1	3,1	1,3	2,1	2,1	2,1	2,1	2,1
3	1,5	2,7	2,7	2,7	2,7	2,7	0,9	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5
4	1,4	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	0,7	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2
5	1,3	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	0,7	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1
6	1,4	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6	0,7	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2
7	1,6	2,9	2,9	2,9	2,9	2,9	0,9	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5
8	2,0	3,6	3,6	3,6	3,6	3,6	1,1	1,9	1,9	1,9	1,9	1,9
9	2,5	4,5	4,4	4,4	4,4	4,4	1,5	2,6	2,6	2,6	2,5	2,5
10	3,0	5,2	5,2	5,2	5,2	5,2	2,0	3,2	3,2	3,2	3,2	3,1
11	3,3	5,6	5,6	5,6	5,6	5,6	2,3	3,7	3,6	3,6	3,6	3,6
12	3,4	5,9	5,8	5,8	5,8	5,8	2,4	3,8	3,8	3,8	3,7	3,7
13	3,5	6,0	6,0	6,0	6,0	5,9	2,5	4,1	4,0	4,0	4,0	4,0
14	3,4	5,8	5,7	5,7	5,7	5,7	2,7	4,3	4,3	4,2	4,2	4,2
15	3,3	5,7	5,6	5,6	5,6	5,6	2,6	4,1	4,1	4,1	4,0	4,0
16	3,3	5,5	5,5	5,5	5,5	5,5	2,5	4,0	3,9	3,9	3,9	3,9
17	3,2	5,5	5,5	5,5	5,5	5,5	2,3	3,8	3,7	3,7	3,7	3,7
18	3,5	5,9	5,9	5,9	5,9	5,9	2,2	3,6	3,6	3,6	3,5	3,5
19	3,9	6,6	6,6	6,6	6,6	6,6	2,2	3,6	3,5	3,5	3,5	3,5
20	4,2	7,1	7,1	7,1	7,1	7,1	2,2	3,6	3,6	3,6	3,6	3,6
21	4,1	7,0	7,0	7,0	7,0	7,0	2,3	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8
22	3,8	6,5	6,5	6,5	6,5	6,5	2,4	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0
23	3,5	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	2,3	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8
24	3,0	5,1	5,1	5,1	5,1	5,1	2,1	3,4	3,4	3,4	3,4	3,4

A.2.5 - Energia de Perdas na Rede BT Nacional

Tabela A.46 – Evolução do valor anual da energia de perdas na totalidade da rede MT nacional para os diferentes cenários de integração de μG (GWh)

Total Nacional MT					
	Cenário 0	Cenário 1	Cenário 2	Cenário 3	Cenário 4
2008	666,2794	666,2794	666,2794	666,2794	666,2794
2009	694,9439	694,5484	694,5317	694,5156	694,4991
2010	724,8652	723,9753	723,9181	723,8581	723,7967
2011	756,1002	754,5956	754,4590	754,3142	754,1608
2012	788,7076	786,4385	786,1693	785,8758	785,5561
2013	822,7491	819,5322	819,0549	818,5181	817,9152
2014	858,2884	853,8992	853,1086	852,1896	851,1274
2015	895,3932	889,5570	888,3060	886,8070	885,0176
2016	934,1345	927,9832	926,5908	924,9985	923,0981
2017	974,5853	968,1014	966,5562	964,8645	962,8465
2018	1016,8243	1009,9895	1008,2781	1006,4816	1004,3373
2019	1060,9316	1053,7276	1051,8355	1049,9268	1047,6495
2020	1106,9930	1099,3998	1097,3118	1095,2844	1092,8638
2021	1155,0973	1147,0934	1144,7932	1142,6383	1140,0675
2022	1205,3382	1196,9013	1194,3710	1192,0821	1189,3518
2023	1257,8136	1248,9199	1246,1426	1243,7091	1240,8086
2024	1312,6277	1303,2525	1300,2048	1297,6198	1294,5377
2025	1369,8862	1360,0025	1356,6653	1353,9180	1350,6427
2026	1429,7044	1419,2867	1415,6317	1412,7136	1409,2325
2027	1492,2009	1481,2175	1477,2237	1474,1208	1470,4222
2028	1557,5011	1545,9218	1541,5583	1538,2625	1534,3304
2029	1625,7349	1613,5276	1608,7651	1605,2615	1601,0832
2030	1697,0418	1684,1718	1678,9796	1675,2550	1670,8128

A.3 - Resultados Agregados para as Redes Nacionais de BT e MT

A.3.1 - Valor Agregado de Perdas

Tabela A.47 – Evolução do valor anual da energia de perdas em todas as redes BT e MT nacionais para os diferentes cenários de integração de μG (GWh)

Total Nacional (BT+MT)					
	Cenário 0	Cenário 1	Cenário 2	Cenário 3	Cenário 4
2008	1782,0008	1782,0008	1782,0008	1782,0008	1782,0008
2009	1849,2897	1848,1700	1847,9665	1847,9936	1847,6855
2010	1919,6132	1916,9433	1916,4190	1916,0099	1915,4631
2011	1992,8709	1988,3383	1987,4409	1986,1700	1984,8100
2012	2069,3624	2062,7548	2060,5292	2058,0735	2054,7447
2013	2149,3764	2139,7828	2136,0879	2131,1287	2123,9739
2014	2232,8769	2219,8060	2213,6348	2204,2278	2190,1564
2015	2319,8975	2302,7201	2292,6454	2276,1986	2249,2510
2016	2410,8399	2392,7233	2381,9194	2364,1730	2334,8668
2017	2505,8664	2486,7678	2474,9292	2455,7393	2423,5540
2018	2604,9872	2585,0270	2572,4759	2551,3152	2516,2974
2019	2708,7766	2687,2995	2673,8264	2651,1514	2612,5992
2020	2817,0316	2794,4082	2779,9071	2755,1014	2713,0926
2021	2930,0998	2906,2196	2890,5762	2863,9156	2817,9352
2022	3048,3182	3023,3113	3006,0129	2977,1141	2927,1996
2023	3171,5977	3145,2211	3126,4883	3095,5344	3040,7908
2024	3300,5765	3272,8220	3252,6695	3218,8880	3159,2338
2025	3435,4646	3405,9526	3384,5033	3347,5105	3282,8572
2026	3576,4537	3545,4177	3522,0328	3482,2449	3411,3143
2027	3723,7500	3690,6691	3665,5401	3622,7966	3545,6560
2028	3877,8138	3842,9452	3815,8447	3769,4438	3685,2745
2029	4038,4901	4001,9934	3972,6429	3922,2256	3830,7585
2030	4206,9165	4168,6043	4137,0312	4082,6020	3982,0591

A.3.2 - Emissões de CO₂ Evitadas

Tabela A.48 – Emissões de CO₂ evitadas em todas as redes BT e MT nacionais, em relação ao cenário base, para os diferentes cenários de integração de µG (kton)

Emissões evitadas de CO ₂ (kton)				
	Cenário 1	Cenário 2	Cenário 3	Cenário 4
2008	0,00	0,00	0,00	0,00
2009	0,40	0,47	0,46	0,57
2010	0,95	1,13	1,28	1,47
2011	1,61	1,93	2,38	2,86
2012	2,35	3,14	4,01	5,19
2013	3,41	4,72	6,48	9,02
2014	4,64	6,83	10,17	15,17
2015	6,10	9,67	15,51	25,08
2016	6,43	10,27	16,57	26,97
2017	6,78	10,98	17,80	29,22
2018	7,09	11,54	19,05	31,48
2019	7,62	12,41	20,46	34,14
2020	8,03	13,18	21,99	36,90
2021	8,48	14,03	23,50	39,82
2022	8,88	15,02	25,28	43,00
2023	9,36	16,01	27,00	46,44
2024	9,85	17,01	29,00	50,18
2025	10,48	18,09	31,22	54,18
2026	11,02	19,32	33,44	58,62
2027	11,74	20,66	35,84	63,22
2028	12,38	22,00	38,47	68,35
2029	12,96	23,38	41,27	73,74
2030	13,60	24,81	44,13	79,82