

**Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto**



**FEUP**

**Caracterização das Perdas na Rede de  
Distribuição de Média Tensão**

Gonçalo Alexandre Domingues Figueiredo

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

Orientador: Prof. Dr. José Nuno Fidalgo

Janeiro de 2012

© Gonçalo Figueiredo, 2012

# Resumo

O processo de distribuição de energia provoca perdas elétricas, as quais representam uma parcela considerável nos custos dos sistemas de distribuição. Por este motivo sempre foram alvo de estudos por parte das empresas de distribuição elétrica, pois correspondem à energia que não é faturada.

O presente trabalho foi desenvolvido no âmbito da disciplina Dissertação, do Mestrado Integrado em Engenharia Eletrotécnica e de Computadores, do ramo de Energia. Os principais objetivos deste trabalho são, os seguintes: caracterizar as perdas de energia elétrica em redes de distribuição de Média Tensão (MT), desenvolver uma metodologia simples e fácil de aplicar para o cálculo das perdas neste tipo de redes e fazer um estudo do impacto que a produção em regime especial (PRE) tem nestas perdas.

Durante a elaboração deste trabalho foram simuladas e estudadas algumas redes típicas MT, uma vez que não seria possível fazer o estudo de todas as redes MT que se encontram implantadas em Portugal dado o seu elevado número, cerca de 4000. A análise de cada uma destas redes, incluindo a realização de estudos de trânsitos de potência, seria uma tarefa irrealista dado o grande dispêndio de tempo exigido. As simulações realizadas com as redes típicas foram feitas para um conjunto limitado de cenários, também por motivos de eficiência, não se pretende simular exaustivamente cada uma das 8760 horas do ano, embora se pretenda determinar as perdas anuais. Assim após terem sido determinadas as perdas nos cenários de referência, é implementado um processo de regressão que permite obter as perdas nessa rede em cenários intermédios, para assim permitir obter uma caracterização adequada das perdas para todo o período em estudo.

Uma vez que o período de estudo engloba um ano completo, foi utilizado o perfil de consumo MT regulamentado e aprovado pela Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE) de forma a caracterizar a evolução da carga elétrica ao longo do ano.

A tarefa final deste trabalho consiste num estudo do impacto da PRE nas perdas MT do sistema, estas são caracterizadas pelo seu perfil de consumo típico e pela sua percentagem de introdução nas redes de MT.

**Palavras-Chave:** Perdas de energia elétrica, estratégias de redução de perdas de energia, rede MT, Produção em Regime Especial;



# Abstract

The process of distribution of electrical energy cause losses, the losses represent a significant share in the costs of distribution systems. For this reason always been the focus of studies by the electric distribution companies, as they correspond to the energy that is not billed.

This work was developed within the discipline “Dissertation”, of the Integrated Master in Electrical and Computer Engineering, Major Energy. The main objectives of this study are: characterize the loss of electricity in the MT (Medium Voltage) distribution, and to develop a simple and easy to apply methodology for the calculation of losses in this type of networks and make a study of the impact that PRE (Special Regime for the Production of Electricity) has these losses.

During the preparation of this work were simulated and analyzed some typical MT network, since it would not be possible to study all MT networks that are deployed in Portugal due to the high number, about 4000. The analysis of each of these networks, including studies of power flow, it would be an unrealistic task given the large amount of time required. Simulations with typical networks were made to a limited set of scenarios, also for reasons of efficiency, is not intended to exhaustively simulate 8760 hours each year, although it was intended to determine annual losses. So after the losses have been determined in the baseline scenarios, was implemented a process of regression that allows to obtain the losses in that network in the intermediate scenarios, in order to permit an adequate characterization of the losses for the entire study period.

Once the period of study covers a full year, was used a regulated and approved consumption MT profile by the ERSE (Energy Services Regulatory Authority) in order to characterize the evolution of electric charge throughout the year.

The final task of this work is a study of the impact of PRE in the losses of MT networks, these are characterized by their typical consumption profile and its introduction percentage in the MT networks.

**Keywords:** Losses of electric energy, loss reduction strategies, Rede MT (Medium Voltage Network), PRE (Special Regime for the Production of Electricity)



# Agradecimentos

Em primeiro lugar queria agradecer ao Professor José Nuno Fidalgo por toda a orientação e apoio prestado ao longo deste trabalho.

Agradeço à minha Mãe, Pai e Irmã, pelo apoio incondicional ao longo de toda a minha vida, e de me proporcionarem as condições necessárias para a conclusão do meu percurso académico.

À minha namorada pelo seu constante apoio, companhia e carinho, aos meus colegas e amigos pelo companheirismo, boa disposição, paciência e apoio



# Índice

Resumo .....	iii
Abstract.....	v
Agradecimentos .....	vii
Índice.....	ix
Lista de figuras .....	xii
Lista de tabelas .....	xiv
Abreviaturas e Símbolos .....	xvi
<b>Capítulo 1 .....</b>	<b>1</b>
1.1. Enquadramento .....	2
1.1.1. A evolução do Sistema Elétrico Português .....	2
1.1.2. Perdas na Rede de Distribuição .....	5
1.2. Objetivos.....	6
1.3. Estrutura da Dissertação .....	6
1.4. <i>Software</i> de Simulação Utilizado .....	7
<b>Capítulo 2 .....</b>	<b>9</b>
2.1. Perdas no Sistema Elétrico de Energia .....	9
2.2. Classificação das Perdas .....	10
2.3. Métodos para Redução de Perdas em Redes de Distribuição .....	11
2.3.1. Redução de Perdas por Instalação de Baterias de Condensadores .....	11
2.3.2. Redução de Perdas Através de Reconfiguração de Redes .....	12
2.3.3. Redução de Perdas Devido à Introdução de Geração Dispersa .....	14
2.3.4. Redução de Perdas Devido ao Reforço das Linhas .....	14
2.3.5. Redução de Perdas nos Transformadores.....	15
<b>Capítulo 3 .....</b>	<b>16</b>
Cálculo das Perdas.....	16
3.1. Complexidade da Estimação das Perdas.....	17
3.2. Metodologias Para o Cálculo das Perdas .....	17
3.2.1. Bottom-up.....	17

3.2.2.	Top-down.....	17
3.2.3.	Hybrid Top-Down/Bottom-up .....	18
3.2.4.	Medição da Energia de Perdas .....	18
3.2.5.	Simulação de Redes .....	18
<b>Capítulo 4</b>	<b>.....</b>	<b>19</b>
Metodologia Adotada Para o Cálculo das Perdas .....		19
4.1.	Perfil de Consumo Característico MT .....	20
4.2.	Aproximação Polinomial.....	21
4.3.	Impacto da PRE .....	22
4.3.1.	Produção Eólica .....	22
4.3.2.	Cogeração .....	24
4.3.3.	Impacto da PRE na Curva de Carga .....	24
4.4.	Aproximações .....	25
<b>Capítulo 5</b>	<b>.....</b>	<b>26</b>
Resultados.....		26
5.1.	Rede MT Alto S. João Ceira .....	26
5.1.1.	Caracterização Geral .....	26
5.1.1.1.	Simulação de Cenários.....	27
5.1.1.2.	Aproximação Polinomial.....	28
5.1.1.3.	Estimação das Perdas Anuais .....	29
5.1.2.	Rede MT Arouca - Seixeira .....	31
5.1.2.1.	Simulação de Cenários.....	32
5.1.2.2.	Aproximação Polinomial.....	32
5.1.2.3.	Estimação das Perdas Anuais .....	33
5.1.3.	Rede MT Entre-os-Rios - Guilhufe .....	35
5.1.3.1.	Simulação de Cenários.....	35
5.1.3.2.	Aproximação Polinomial.....	36
5.1.3.3.	Estimação das Perdas Anuais .....	37
5.1.4.	Rede MT Fafe - Moreira de Rei .....	38
5.1.4.1.	Simulação de Cenários.....	39
5.1.4.2.	Aproximação Polinomial.....	40
5.1.4.3.	Estimação das Perdas Anuais .....	40
5.1.5.	Rede MT Rebordosa - Cete .....	42
5.1.5.1.	Simulação de Cenários.....	42
5.1.5.2.	Aproximação Polinomial.....	43
5.1.5.3.	Estimação das Perdas Anuais .....	44
5.2.	Análise do Impacto da PRE .....	45
5.2.1.	Rede MT Alto S. João - Ceira .....	46
5.2.2.	Rede MT Arouca - Seixeira .....	47
5.2.3.	Rede MT Entre-os-Rios - Guilhufe .....	48
5.2.4.	Rede MT Fafe - Moreira de Rei .....	50
5.2.5.	Rede MT Rebordosa - Cete .....	51
5.3.	Custo da Energia de Perdas Esperada nos Próximos Anos .....	53
5.4.	Análise comparativa das redes MT .....	55
<b>Capítulo 6</b>	<b>.....</b>	<b>58</b>
6.1.	Conclusões .....	58
6.2.	Trabalhos Futuros .....	59
<b>Referências</b>	<b>.....</b>	<b>61</b>

<b>Anexos .....</b>	<b>63</b>
<b>Anexo A.....</b>	<b>64</b>
<b>Anexos B.....</b>	<b>68</b>

## Lista de figuras

Figura 1.1 - Evolução da potência instalada [2] .....	3
Figura 1.2 - Evolução da produção elétrica em Portugal [2] .....	3
Figura 1.3 -Fornecimento e perdas de energia elétrica na rede de distribuição [3] .....	4
Figura 1.4 - Perdas (referidas à emissão) nas redes de transporte e distribuição Portuguesas .....	5
Figura 4.1 - Perfil de consumo MT, mês de Janeiro .....	20
Figura 4.2 - Aproximação polinomial para a estimação de perdas na rede MT Alto S. João - Ceira .....	22
Figura 4.3 - Perfil PRE eólica .....	23
Figura 4.4 - Curva de carga, mês de Janeiro .....	24
Figura 4.5 - Curva de carga, mês de Dezembro .....	25
Figura 5.1 - Aproximação polinomial para a rede MT S. João - Ceira .....	28
Figura 5.2 - Evolução temporal das perdas estimadas para os próximos anos, rede MT Alto S. João - Ceira .....	30
Figura 5.3 - Aproximação polinomial para a rede MT Arouca - Seixeira .....	33
Figura 5.4- Evolução temporal das perdas estimadas para os próximos anos, rede MT Arouca - Seixeira .....	34
Figura 5.5 - Aproximação polinomial para a rede MT Entre-os-Rios - Guilhufe .....	36
Figura 5.6 - Evolução temporal das perdas estimadas para os próximos anos, rede MT Entre-os-Rios - Guilhufe .....	38
Figura 5.7 - Aproximação polinomial para rede MT Fafe - Moreira de Rei.....	40
Figura 5.8 - Evolução temporal das perdas para os próximos anos, rede MT Fafe - Moreira de Rei.....	41
Figura 5.9 - Aproximação polinomial para a rede MT Rebordosa - Cete .....	43

Figura 5.10 - Evolução temporal das perdas estimadas para os próximos anos, rede MT Rebordosa - Cete .....	44
Figura 5.11 - Perdas mensais para o ano 2011, para a rede MT Alto S. João - Ceira tendo em consideração o impacto da PRE .....	46
Figura 5.12 - Perdas para o ano 2011, com e sem o impacto da PRE, na rede MT Alto S. João - Ceira .....	46
Figura 5.13 - Perdas mensais para o ano 2011, para a rede MT Arouca - Seixeira tendo em consideração o impacto da PRE.....	47
Figura 5.14 - Perdas para o ano 2011, com e sem o impacto da PRE, na rede MT Arouca - Seixeira .....	48
Figura 5.15 - Perdas mensais para o ano 2011, para a rede MT Entre-os-Rios - Guilhufe tendo em consideração o impacto da PRE .....	49
Figura 5.16 - Perdas para o ano 2011, com e sem o impacto da PRE, na rede MT Entre-os-Rios - Guilhufe .....	49
Figura 5.17 - Perdas mensais para o ano 2011, para a rede MT Fafe - Moreira de Rei tendo em consideração o impacto da PRE .....	50
Figura 5.18 - Perdas para o ano 2011, com e sem o impacto da PRE, na rede MT Fafe - Moreira de Rei .....	51
Figura 5.19 - Perdas mensais para o ano 2011, para a rede MT Rebordosa - Cete, tendo em consideração o impacto da PRE.....	52
Figura 5.20 - Perdas para o ano 2011, com e sem o impacto da PRE, na rede MT Rebordosa - Cete.....	52
Figura 5.21 - Análise da eficiência das redes MT, para os valores de carga previstos.....	57

## Lista de tabelas

Tabela 5.1 - Caracterização geral da rede MT Alto S. João - Ceira no cenário de ponta .....	26
Tabela 5.2 - Linhas com perdas mais elevadas no cenário de ponta da Rede MT Alto S. João - Ceira .....	27
Tabela 5.3 - Simulação da rede MT Alto S. João - Ceira, em diferentes cenários de carga ....	27
Tabela 5.4 - Perdas para cada intervalo de carga, rede MT Alto S. João - Ceira .....	29
Tabela 5.5 - Número de horas em cada intervalo de carga, ano 2011 .....	30
Tabela 5.6 - Caracterização geral da rede MT Arouca - Seixeira no cenário de ponta .....	31
Tabela 5.7 - Linhas com perdas mais elevadas no cenário de ponta da rede MT Arouca - Seixeira .....	31
Tabela 5.8 - Simulação da rede MT Arouca - Seixeira, em diferentes cenários de carga .....	32
Tabela 5.9 - Perdas para cada intervalo de carga, rede MT Arouca - Seixeira .....	34
Tabela 5.10 - Caracterização geral da rede MT Entre-os-Rios - Guilhufe no cenário de ponta .....	35
Tabela 5.11 - Linhas com perdas mais elevadas no cenário de ponta da rede MT Entre-os-Rios - Guilhufe .....	35
Tabela 5.12 - Simulação da rede MT Entre-os-Rios - Guilhufe, em diferentes cenários de carga.....	36
Tabela 5.13 - Perdas para cada intervalo de carga, rede MT Entre-os-Rios - Guilhufe .....	37
Tabela 5.14 - Caracterização geral da rede Fafe - Moreira de Rei no cenário de ponta.....	38
Tabela 5.15 - Linhas com perdas mais elevadas no cenário de ponta da Rede MT Fafe - Moreira de Rei .....	39
Tabela 5.16 - Simulação da rede MT Fafe - Moreira de Rei, em diferentes cenários de carga.....	39

Tabela 5.17 - Perdas para cada intervalo de carga, rede MT Fafe - Moreira de Rei.....	41
Tabela 5.18 - Caracterização geral da rede MT Rebordosa - Cete no cenário de ponta .....	42
Tabela 5.19 - Linhas com perdas mais elevadas no cenário de ponta da Rede MT Rebordosa - Cete .....	42
Tabela 5.20 - Simulação da rede MT Rebordosa - Cete, em diferentes cenários de carga .....	43
Tabela 5.21 - Perdas para cada intervalo de carga, rede MT Rebordosa - Cete.....	44
Tabela 5.22 - Energia entregue à rede MT e a todos os clientes que a ela estão ligados.....	45
Tabela 5.23 - Evolução dos custos da energia nas redes MT .....	54
Tabela 5.24 - Evolução dos custos da energia nas redes MT .....	54
Tabela 5.25 - Custo da Energia de perdas considerando o impacto da PRE, ano de 2011 .....	55
Tabela 5.26 - Perdas nas redes MT para valores de carga previstos .....	56
Tabela 5.27 - Perdas nas redes MT para valores de carga previstos .....	56

# Abreviaturas e Símbolos

Lista de abreviaturas e símbolos (ordenadas por ordem alfabética)

AT	Alta Tensão
BT	Baixa Tensão
BTE	Baixa Tensão Especial
BTN	Baixa Tensão Normal
ERSE	Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos
GD	Geração Distribuída
GWh	Gigawatt-hora
I	Corrente Elétrica
IP	Iluminação Pública
kV	Kilovolt
kW	Kilowatt
kWh	Kilowatt-hora
MAT	Muito Alta Tensão
MT	Média Tensão
Mvar	Megavolt-ampere reativo
MW	Megawatt
PRE	Produção em Regime Especial
R	Resistência Elétrica
SEE	Sistema Elétrico de Energia
SEN	Sistema Elétrico Nacional
SVC	<i>Static Var Controler</i>





# Capítulo 1

## Introdução

O processo de transmissão e distribuição de energia elétrica consome parte da energia produzida. Este consumo é normalmente denominado por “perdas técnicas”. As perdas técnicas, apesar de ser inerente às características físicas do processo de transmissão de energia nas linhas de transmissão e transformação de níveis de tensão que ocorrem em toda a rede elétrica podem ser substancialmente reduzidas.

A estimação das perdas de energia em redes de distribuição contínua, atualmente, um problema em aberto de considerável importância, especialmente no competitivo mercado de energia.

A estimação rigorosa das perdas permite uma maior eficiência no planeamento da operação de um sistema de energia elétrica, permitindo deste modo, uma maior qualidade, continuidade e fiabilidade da energia elétrica que são pontos fulcrais para o operador do Sistema de Energia Elétrica.

No âmbito da realização desta dissertação, foram estudadas diversas redes MT, sendo analisados diversos cenários de carga, com o objetivo de estabelecer uma metodologia para a determinação do nível de perdas numa rede MT. Foram também considerados diversos cenários de penetração da PRE nessas mesmas redes, tendo sido também estimadas as perdas nas redes MT devido ao impacto da introdução da PRE.

O objetivo deste trabalho consiste, em estabelecer uma metodologia para determinação do nível de perdas numa rede MT, bem como, a influência da introdução de PRE nas perdas das redes de MT.

Neste capítulo será feita uma introdução do sistema elétrico português, realçando a evolução das perdas nos últimos anos, bem como, a importância que a redução das mesmas é um fator importante para as empresas de distribuição de energia.

No final do capítulo são apresentados os objetivos e a estrutura da dissertação e na última secção do capítulo é descrito o *software* utilizado durante a elaboração deste trabalho.

## 1.1. Enquadramento

### 1.1.1. A evolução do Sistema Elétrico Português

No século XIX, foi inaugurada a primeira central elétrica, deu-se, assim, início à atividade de produção de energia elétrica em larga escala, bem como do seu transporte e distribuição o que viria, desde então, a dar lugar a uma das maiores indústrias a nível mundial [1].

As primeiras centrais elétricas produziam energia elétrica em corrente contínua por meio de dínamos. No entanto, com a invenção do transformador, o qual permite que o nível de tensão possa ser variado facilmente para níveis adequados ao transporte, distribuição e utilização de energia, bem como a invenção do motor de indução, que apresenta vantagens consideráveis relativamente ao motor de corrente contínua, fez com que ocorresse a generalização da corrente alternada.

Com a crescente procura de energia elétrica, a construção e desenvolvimento de centrais elétricas com potências cada vez maiores proliferou. Estas, inicialmente, situavam-se próximo dos centros de consumo e funcionavam isoladamente. Contudo, a partir dos anos 20 do século passado, iniciou-se a construção das primeiras redes de transporte que permitiram a ligação de todos os centros produtores e, conseqüentemente, também o melhor aproveitamento de recursos energéticos, situados em locais distantes dos centros de consumo, nomeadamente os recursos hídricos.

Desde os anos 60 de século XX, em Portugal, uma elevada parte da energia consumida era produzida internamente através de aproveitamentos hídricos (cerca de 95%) [2]. No entanto, devido à crescente procura por energia elétrica levou a que o setor energético procurasse novas formas de produzir energia de modo a responder ao crescimento de carga verificado. Assim, houve a necessidade de recorrer a novas tecnologias de produção, mais eficientes e menos capitais intensivas, nomeadamente a centrais térmicas. Até este período a componente hidroelétrica do sistema ocupava a base do diagrama de cargas, onde as centrais hídricas operavam todos os dias, de Inverno e de Verão. Mas, para fazer frente às crescentes necessidades energéticas e ao imprescindível recurso às centrais térmicas, o diagrama de carga de produção por tipo de central sofreu alterações elevadas. A grande necessidade de colocar rapidamente em funcionamento os sistemas hidroelétricos, levou estes a ocuparem a ponta do diagrama enquanto as grandes centrais térmicas mais dispendiosas ocupavam a base do diagrama.

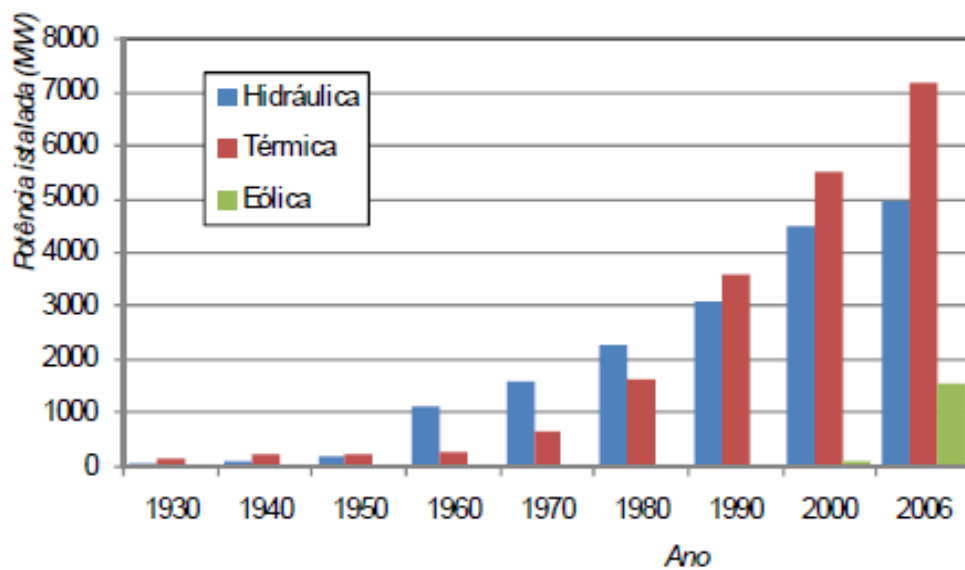


Figura 1.1 - Evolução da potência instalada [2]

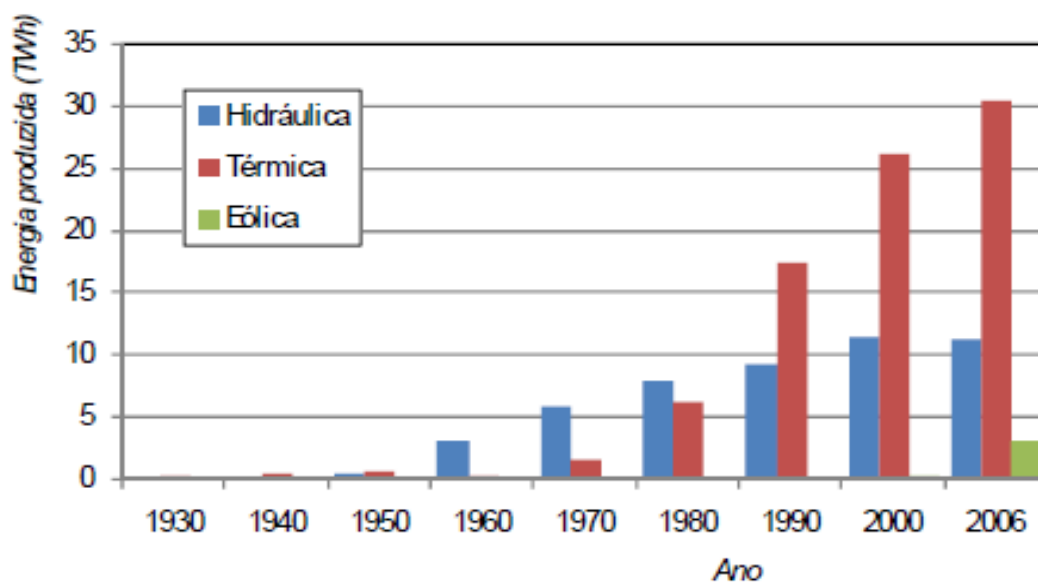


Figura 1.2 - Evolução da produção elétrica em Portugal [2]

Com a crescente produção de energia elétrica, as perdas nos sistemas elétricos representam um encargo elevado do ponto de vista financeiro na operação do sistema elétrico. Deste modo, a minimização das perdas traduz-se num benefício económico elevado.

	<b>Perdas</b> <i>Losses</i>	<b>Fornecimentos energia eléctrica (exclui MAT)</b> <i>Electricity supply (VHV excluded)</i>	<b>Taxa de perdas</b> <i>Losses rate</i>
	(GWh)	(GWh)	(%)
1997	2 570	28 032	9,2
1998	2 757	29 645	9,3
1999	2 756	31 538	8,7
2000	2 877	33 546	8,6
2001	3 191	35 248	9,1
2002	2 948	36 056	8,2
2003	3 258	37 842	8,6
2004	3 451	40 094	8,6
2005	3 439	42 495	8,1
2006	3 168	44 042	7,2
2007	3 498	44 481	7,9
2008	3 633	44 802	8,1
2009	3 277	44 608	7,3

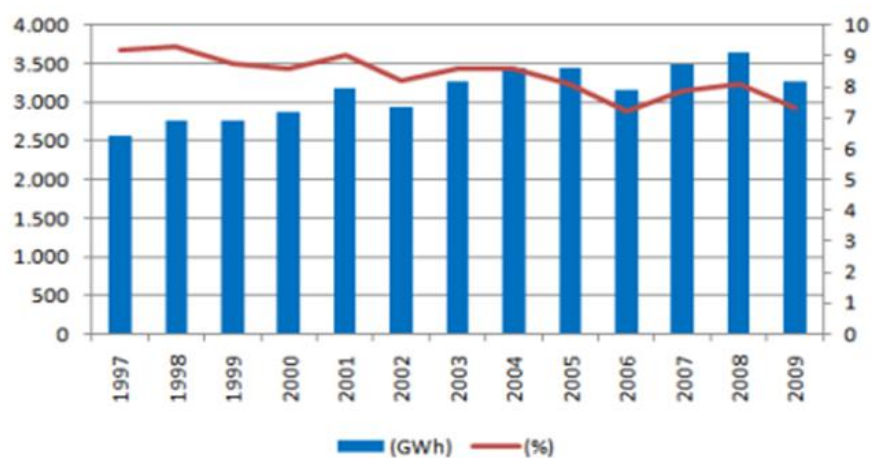


Figura 1.3 -Fornecimento e perdas de energia elétrica na rede de distribuição [3]

De acordo com o [3] da Erse, desde 1997 a 2009 o fornecimento de energia em Portugal Continental (excluindo MAT) tem vindo a aumentar a uma taxa anual próxima dos 4%. No entanto, verifica-se que existe uma diminuição das perdas em percentagem ao longo dos anos, para tal contribuíram os avanços tecnológicos que ocorreram no planeamento e operação das redes elétricas, nomeadamente a utilização de *software* mais evoluído e o uso da eletrónica de potência que permite um melhor controlo da energia elétrica desde a produção, passando pelo transporte e distribuição até ao consumo [1].

### 1.1.2. Perdas na Rede de Distribuição

As empresas de distribuição de energia sempre tiveram grande preocupação com as perdas de energia elétrica nas suas redes, uma vez que estas constituem uma parcela significativa nos custos de exploração dos sistemas de distribuição. Por este motivo a medição das perdas bem como a introdução, nas redes, de meios cada vez mais eficazes que promovem a diminuição das perdas, sempre foram alvo de grande destaque nos estudos de planeamento das empresas de energia. Tal como o observado na figura 1.4, as perdas nas redes de distribuição correspondem à maior parcela das perdas ocorridas no sistema elétrico nacional.

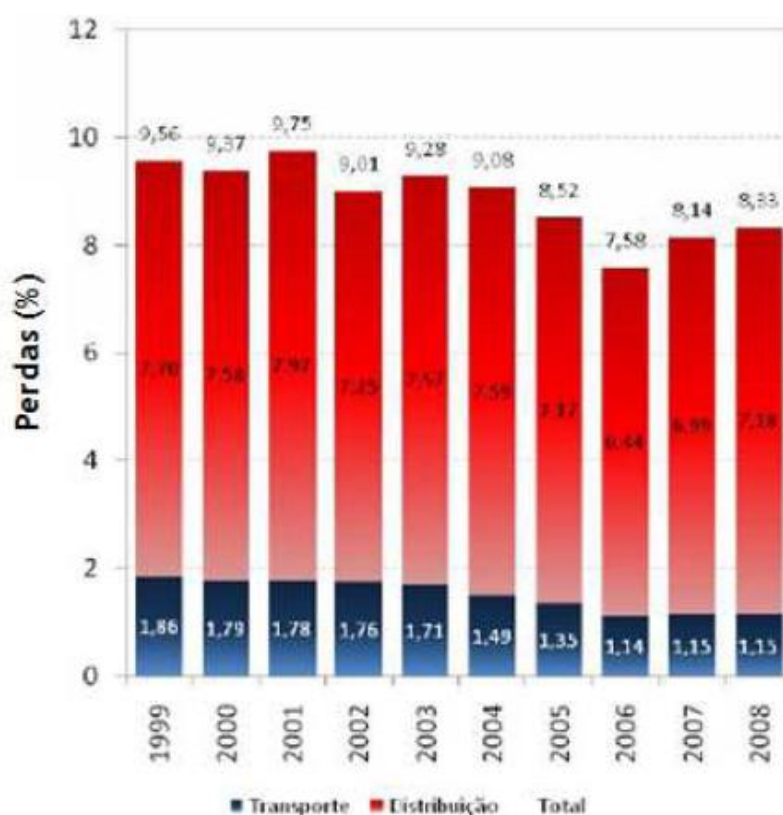


Figura 1.4 - Perdas (referidas à emissão) nas redes de transporte e distribuição Portuguesas

Com a reestruturação do sector elétrico ocorrida nos últimos anos, onde se verifica uma maior liberalização do sector, em que as empresas de distribuição de energia que outrora eram empresas controladas pelo estado transitaram para a esfera privada. Deste modo, a otimização da operação das redes, quer tecnicamente, que em termos económicos apresenta hoje uma maior importância. Estas empresas visam a maximização das suas margens de lucro, e tal só pode ser conseguido através da redução dos seus custos, com a melhoria da qualidade de energia fornecida e serviço prestado em conjunto com elevados níveis de eficiência energética nas suas redes.

Além disso, em Portugal, o Regulamento Tarifário, estabelece um mecanismo de incentivo à redução das perdas nas redes de distribuição, de modo a influenciar as decisões de

investimento do operador da rede de distribuição em Portugal continental relativamente a projetos que permitam alcançar reduções extraordinárias de perdas, ou seja, outros projetos de investimento adicionais aos previstos pela empresa para fazer face à evolução normal dos consumos.

Desta forma, este mecanismo permite ao operador da rede de distribuição, ser renumerado de forma adicional pelo seu desempenho, caso seja capaz de reduzir as perdas nas suas redes abaixo de um valor de referência determinado pela ERSE, sendo penalizado caso o valor das perdas seja superior ao valor de referência [5]. A introdução destes incentivos também trás benefícios para os consumidores, uma vez que, o valor da fatura energética a ser pago por cada um, inclui não só a energia efetivamente consumida, mas também uma parcela referente a um valor de perdas de referência.

A diminuição das perdas nas redes de distribuição, apresenta também uma grande importância do ponto de vista ambiental, isto porque, uma maior eficiência das redes de distribuição, evita que seja produzida nas centrais a energia que seria necessária para alimentar essas perdas, contribuindo desta forma para a diminuição da emissão de CO<sub>2</sub> para a atmosfera.

## 1.2. Objetivos

O presente trabalho inclui os seguintes três seguintes principais objetivos:

1. O objetivo principal deste trabalho consistiu no desenvolvimento de uma metodologia que permitisse a cálculo das perdas elétricas em redes MT, de forma simples sem a necessidade de utilizar e processar um grande volume dados, para um determinado período de tempo;
2. Analisar as perdas anuais de energia de uma rede MT e estimar a sua evolução para os próximos anos;
3. Analisar o impacto que a produção em regime especial (PRE) tem no valor das perdas de uma rede MT.

## 1.3. Estrutura da Dissertação

Este trabalho é constituído por 6 capítulos, que serão apresentados de seguida.

O capítulo 1 introduz o tema, apresentando o tema enquadramento e motivação para a elaboração desta dissertação, bem como os principais objetivos a alcançar.

O capítulo 2 aborda os conceitos mais importantes que estão associados a esta temática, são ainda discutidas alguns métodos que são utilizados para a minimização das perdas elétricas.

No capítulo 3 são abordados alguns dos métodos utilizados no cálculo das perdas.

No capítulo 4 apresenta-se a metodologia desenvolvida durante a realização desta dissertação, explicando todos os passos da metodologia implementada.

No capítulo 5 é realizada a análise e discussão dos resultados obtidos no estudo das redes MT.

Por último no capítulo 6 são apresentadas as conclusões finais e futuro desenvolvimentos deste trabalho.

#### **1.4. Software de Simulação Utilizado**

Para a elaboração do presente trabalho foi escolhido o *software PowerWorld*, dado que este permite automatizar a simulação de redes elétricas em diferentes condições de funcionamento e cenários de carga. Além disso, permite também resolver o trânsito de potência em redes de elevada dimensão (até um número máximo de 100 000 barramentos).

Todo o tratamento de dados, bem como o seu processamento, foi feito recorrendo ao *Excel do Microsoft Office*.



# Capítulo 2

## Perdas

As perdas nos sistemas elétricos são decorrentes dos processos envolvidos na produção, transporte e distribuição de energia. A otimização das perdas de energia existentes nas redes de distribuição é fundamental para as empresas concessionárias de redes elétricas, porque, quanto menor for o valor das perdas maior será o lucro obtido pela empresa, permitindo também que a qualidade de serviço prestado aos consumidores seja melhorada.

De acordo com [16], idealmente as perdas num sistema elétrico devem ser aproximadamente 3 a 6% da potência gerada, no entanto, nos países desenvolvidos as perdas rondam os 10% enquanto nos países em desenvolvimento as perdas andam à volta de 20%.

As perdas que ocorrem numa rede de distribuição podem ter origem e natureza diversas. É essencial, por isso, efetuar-se a caracterização das perdas pelos diversos equipamentos do SEE, bem como, identificarem-se os fatores que provocam as perdas do sistema.

Neste capítulo, são apresentadas as diversas origens das perdas de energia elétrica que ocorrem nas redes de distribuição de energia e é elaborado um breve resumo dos fatores que afetam as mesmas e são descritos alguns dos modelos utilizados para a alocação de perdas.

### 2.1. Perdas no Sistema Elétrico de Energia

Na exploração do sistema elétrico de energia é essencial que haja uma otimização ao nível da produção, transporte e distribuição de energia, de modo a que o valor das perdas ocorridas seja o menor possível. Assim, na rede de distribuição existem vários fatores que contribuem para o aumento das perdas no sistema, a saber:

- Exploração da rede com valores elevados de carga, isto é, valores de carga próximos dos limites técnicos dos equipamentos que constituem a rede o que provoca perdas elevadas nas linhas, uma vez que estas são dadas pelo produto da intensidade de corrente ao quadrado pela resistência do elemento condutor.
  - Valores elevados da resistência das linhas e cabos elétricos;
  - O desequilíbrio das cargas nos secundários dos transformadores;
  - Não fechar o anel dos circuitos de um mesmo transformador;

- Falta de manutenção dos elementos que constituem o sistema elétrico;
- A ocorrência de fatores de carga com valores baixos devido a diagramas de carga irregulares;
  - Aparecimento de correntes homopolares devido ao desequilíbrio de carga em cada uma das três fases. Um sistema equilibrado apresenta menor pico de carga, menor queda de tensão, logo menores perdas de energia, traduzindo-se em maior fiabilidade, qualidade de energia e preço mais reduzido.

## 2.2. Classificação das Perdas

As perdas que ocorrem nas redes de transmissão de energia podem ser classificadas quanto à sua natureza e quanto à sua origem.

Quanto à sua natureza, as perdas podem ser:

- Perdas de potência: traduzem a diferença entre a potência entregue à rede e a potência de saída ou vendida, num determinado instante  $t$ .

$$P(t) = P(t)_{entrada} - P(t)_{saída} \quad (2.1)$$

- Perdas de energia: traduzem a diferença entre a energia de entrada ou requerida e a energia de saída ou vendida, num determinado intervalo de tempo (kWh).

$$E(\Delta t) = E(\Delta t)_{entrada} - E(\Delta t)_{saída} \quad (2.2)$$

Quanto à sua origem, as perdas podem ser classificadas em:

- Perdas técnicas: traduzem as perdas resultantes das atividades de transporte, distribuição e transformação de energia elétrica que ocorrem antes da entrega de energia ao consumidor final, sejam estes de BT, MT ou AT, são produto da dissipação de energia em forma de calor nos condutores e equipamentos (efeito Joule) e perdas no núcleo dos transformadores de distribuição, fundamentalmente. Dentro das perdas técnicas temos as perdas ativas e as perdas reativas.

- Perdas Ativas: as perdas ativas são proporcionais ao quadrado da corrente elétrica que circula nos condutores, e podem ser calculadas multiplicando o valor desta corrente pelo valor da resistência elétrica do condutor ( $R \times I^2$ ). Estas perdas são denominadas por perdas por efeito de Joule e constituem normalmente a maior parte das perdas técnicas e estão presentes em todos os condutores elétricos;

- Perdas Reativas: as perdas reativas ocorrem nas reactâncias dos equipamentos. Nos sistemas de transmissão em corrente alternada as reactâncias armazenam energia em cada meio ciclo, para de seguida devolver essa mesma energia à fonte, assim, esta energia reativa não será efetivamente perdida, sendo contudo necessária para o funcionamento dos

componentes. Embora não cause perdas de forma direta, também as influencia, uma vez que contribui para o aumento da corrente nas linhas.

- Perdas não técnicas: traduzem a potência ou energia que efetivamente é entregue ao consumidor, mas não é contabilizada. São importantes dado que contribuem para o acréscimo da energia comprada pelo distribuidor que posteriormente não é faturada. Incluem-se nestas perdas:

- Furtos de energia elétrica;
- Ligações clandestinas;
- Erros de ligação;
- Ausência de medição ou erros cometidos pelos aparelhos de medição;
- Desvio antes da medição.

A redução das perdas não técnicas, principalmente aquelas que são produto de fraude e furto de energia, requerem ações na área social, educativa e também ações punitivas por parte das empresas distribuidoras de energia e autoridades. Uma parcela significativa das perdas não técnicas é produto de fraude de grandes, médios e pequenos consumidores. A detecção deste tipo de fraude exige uso de ferramentas sofisticadas de análise de dados.

No decorrer deste trabalho apenas foram consideradas as perdas técnicas.

## **2.3. Métodos para Redução de Perdas em Redes de Distribuição**

É da responsabilidade da empresa distribuidora a aplicação dos métodos nas redes de forma a torná-las mais eficientes, do ponto de vista económico, tendo em vista a diminuição das perdas.

Neste ponto são discutidas algumas das estratégias adotadas pela empresa distribuidora com o objetivo de reduzir as perdas de energia nas redes.

### **2.3.1. Redução de Perdas por Instalação de Baterias de Condensadores**

A instalação de baterias de condensadores é uma das soluções bastante utilizada para reduzir perdas, pois, além de fazerem a compensação de energia reativa reduzindo assim, os fluxos de energia reativa nos condutores da rede, conduz também a melhorias nos perfis de tensão nos circuitos de alimentação, aumento da capacidade das subestações e, conseqüentemente, a extensão da vida útil das redes e equipamentos.

A potência ativa tem de ser necessariamente gerada nas centrais, quer sejam nas centrais tradicionais de elevadas potências ou nas centrais de menor potência destinadas à microgeração de energia. No entanto a potência reativa, que permite a formação dos campos elétricos e magnéticos dos equipamentos que constituem o sistema elétrico, pode ser introduzida em qualquer ponto da rede, seja nas centrais de geração ou junto às cargas.

A forma menos dispendiosa de introduzir potência reativa na rede é através da instalação de bancos de condensadores, a introdução destes elementos apresenta os seguintes efeitos económicos:

1. Benefícios em capacidade de geração libertada;
2. Benefícios em capacidade de transporte libertada, seja em linhas seja em subestações de transformação.
3. Benefícios no sistema de distribuição, a saber:
  - a) Diminuição de perdas no cobre
  - b) Melhoria em geral da regulação de tensão
  - c) Libertação de capacidade nas linhas de distribuição
  - d) Adiamento de investimentos em capacidade nas redes
  - e) Incremento de faturação por melhoria da tensão na rede

Muitas vezes, na rede de distribuição de energia, existem vários condensadores instalados, os quais, por razões diversas, como variações no perfil de carga, incertezas sobre valores das cargas ou configuração inadequada dos seus controlos, deixam de exercer sua função corretamente.

Nestes casos, é necessário encontrar a configuração adequada do controlo de cada um dos bancos variáveis instalados para gerar o mínimo de perdas possível. O problema da utilização de bancos de condensadores para a redução de perdas pode ser definido como a procura da configuração de condensadores que irá proporcionar a maior redução de perdas na rede, durante um determinado período de estudo.

As baterias de condensadores são instaladas em locais específicos das redes, em particular em barramentos de subestações. Modernamente, existem outros processos de controlo de reativa que poderão ser usados pelos operadores da rede de distribuição em determinadas circunstâncias. Para além da utilização dos clássicos condensadores, surgem alternativas como os compensadores estáticos dos tipo SVC (*Static Var Controller*), que permitem para além da compensação de energia reativa a compensação de flutuações e oscos de tensão entre outros distúrbios dinâmicos ocorridos na rede de distribuição, devido a apresentarem um poder de reação muito rápido.

Com o crescimento da geração distribuída, quer em centrais mini-hídricas, em centrais de cogeração, geração eólica ou em auto-produtores industriais, existe agora a possibilidade de também controlar a energia reativa nas redes de distribuição por controlo de excitação dos geradores síncronos ou por atuação nas interfaces de eletrónica de potência que fazem o acoplamento de geradores com a rede (caso mais comum de geração eólica com geradores de velocidade variável) [6].

### 2.3.2. Redução de Perdas Através de Reconfiguração de Redes

A reconfiguração de redes de distribuição de energia elétrica tem como objetivo encontrar novas configurações de redes para minimizar as perdas elétricas nas linhas., A grande maioria dos sistemas de distribuição opera de forma radial, possuindo apenas um caminho energizado entre as subestações e cada um dos pontos de consumo, ou seja, as redes operam sem malhas.

Estas novas configurações de redes são obtidas fundamentalmente através da abertura e fecho das chaves de seccionamento e de manobras, com o objetivo de encontrar novos caminhos para alimentação das cargas. Uma prática usual em redes de distribuição radiais é denominar as chaves de seccionamento de “normalmente fechadas”(NF) e “normalmente abertas”(NA).

As chaves NA são projetadas para situações de emergência, com a finalidade de isolar falhas e transferir cargas temporariamente. A troca de estados entre as chaves NA e NF pode proporcionar oportunidades para redução de perdas.

Além de trazer grandes benefícios económicos às empresas distribuidoras de energia devido à diminuição das perdas de energia verificadas nas redes de distribuição, a realização de operações de abertura e fecho das chaves seccionadoras não é muito onerosa para as distribuidoras. Normalmente, os custos das operações de manobra resumem-se aos custos operacionais com a deslocação de equipas, sendo que, em alguns casos, as chaves podem ser manobradas através de comandos de forma remota.

Quando uma rede de distribuição radial é reconfigurada, os fluxos de potência são redistribuídos através de novos caminhos para atender todas as cargas.

As operações de abertura e fecho das chaves seccionadoras podem gerar comportamentos indesejados nas redes de distribuição, tais como, o aparecimento de regimes transitórios que podem levar a instabilidades que causam a quebra de serviço em partes da rede.

Uma das formas de determinar a melhor configuração da rede de forma a minimizar as perdas com recurso a um número mínimo de manobras, pode ser feita com recurso à meta-heurística *Simulated Annealing*. Em [7] pode-se encontrar um trabalho em que é abordado a redução de perdas por via da reconfiguração de redes utilizando a *metodologia Simulated Annealing*. Este método baseia-se na análise e identificação das melhores soluções vizinhas da atual configuração. É estabelecido um processo de tendência para a minimização em que as soluções com menores perdas apresentam maiores probabilidades de virem a ser seleccionadas. Este processo não conduz a uma solução ótima, uma vez, que se trata de um problema multicritério que pretende reduzir as perdas na rede juntamente com o número mínimo de manobras que seria necessário efetuar para obter essas perdas. Contudo, a fim de serem geradas soluções eficientes, o processo *Simulated Annealing* é repetido para diferentes níveis de satisfação num dos critérios, enquanto o outro critério é minimizado.

Devido às características do método *Simulated Annealing* algumas soluções dominadas podem sair desse processo, por isso várias execuções são realizadas, seguido por um processo de filtragem.

Esta metodologia permite também determinar as melhores configurações da rede possíveis aquando da reposição de serviço de uma parte da rede após a ocorrência de uma avaria, tendo em vista a diminuição da energia não fornecida num número mínimo de manobras.

As restrições do problema de otimização resolvido com recurso à metodologia *Simulated Annealing* são os limites das tensões nos barramentos, limites térmicos das linhas e a configuração da rede que terá de ser radial.

### 2.3.3. Redução de Perdas Devido à Introdução de Geração Dispersa

A geração distribuída consiste (GD) na produção de energia através de geradores elétricos situados próximos dos consumidores, no entanto a GD pode ser utilizada em locais remotos e isolados, em que esta poderá ser a única alternativa viável do ponto de vista económico.

As tecnologias mais recentes permitem que sejam construídos geradores de dimensões cada vez mais reduzidas, com grande grau de eficiência, seguros, de aquisição e operação fácil. Estes geradores produzirão potências tipicamente na ordem dos 15 kW a 10 MW, para a alimentação de cargas locais.

A geração distribuída devido às suas características pode oferecer um custo de produção mais baixo e qualidade de energia mais elevada do que um consumidor poderá obter da rede [19].

Os meios de produção de energia encontrados no âmbito da GD recorrem quer a fontes não renováveis quer a fontes renováveis, podendo ser destacados os seguintes meios:

- Microturbinas a gás
- Pilhas de células de combustível
- Grupo gerador Diesel
- Cogeração
- Mini-hídricas
- Centrais de Biomassa
- Fotovoltaicas
- Eólicas

A GD contribui para a diminuição das perdas nas redes de distribuição, porque sendo centrais geradoras de pequena dimensão, estas podem ser introduzidas próximas dos centros de consumo, reduzindo assim o fluxo de energia nas linhas, diminuindo, conseqüentemente, o valor das perdas por efeito de Joule. Esta operação permite assim que os custos de exploração sejam reduzidos, uma vez que reduz o fluxo, permitindo o adiamento de investimentos com o objetivo de reforçar a capacidade das linhas.

### 2.3.4. Redução de Perdas Devido ao Reforço das Linhas

As perdas por dissipação de calor são decorrentes das resistências elétricas nos condutores das linhas e, portanto, inerentes aos sistemas elétricos. Não obstante, uma redução considerável no valor das perdas de energia pode ser obtida mediante a substituição dos condutores, que visa readequar o diâmetro dos condutores ao valor de corrente que deverá circular pelos mesmos, evitando-se, com isto, uma maior dissipação de calor nos condutores.

Para realizar o reforço das linhas é necessário realizar um estudo de trânsito de potências, de modo a analisar quais as linhas que se encontram com uma percentagem significativa da sua capacidade de transmissão utilizadas ou que se encontram sobrecarregadas.

### 2.3.5. Redução de Perdas nos Transformadores

Os transformadores são componentes essenciais nos SEE, pois permitem ajustar os níveis de tensão às necessidades que ocorrem ao longo do transporte e distribuição de energia elétrica. Os transformadores são responsáveis por grande parte das perdas que ocorrem nas redes de energia, segundo [17], estes componentes são responsáveis por cerca de um terço das perdas totais que ocorrem na transmissão e distribuição de energia na Europa.

Nos transformadores existem dois tipos de perdas, as perdas magnéticas que ocorrem no núcleo ferromagnético e que não variam com a carga e as perdas de Joule que dependem da carga que está conectada ao secundário do transformador.

As perdas elétricas nos transformadores, podem ser diminuídas com um correto dimensionamento dos mesmos por parte das empresas responsáveis pelos projetos das redes e pela adoção de transformadores mais modernos e, portanto, com maior eficiência de transformação e conseqüentemente menores índices de perdas.

## Capítulo 3

### Cálculo das Perdas

O valor das perdas ativas relaciona-se com a impedância do material que é utilizado como meio de transmissão multiplicado pelo quadrado da intensidade da corrente que nele circula. Assim, para o cálculo da corrente que circula no elemento são resolvidos fluxos de cargas de modo a serem obtidos valores de tensão e defasamentos em todos os barramentos de uma rede. O cálculo do valor da corrente num elemento de distribuição é feito através da equação:

$$I_{ij} = Y_{ij}(V_i - V_j) \quad (3.1)$$

Em que:

$I_{ij}$  - Representa as intensidades de corrente entre os barramentos i e j;

$Y_{ij}$  - Representa a matriz de admitância entre os barramentos i e j;

$V_i, V_j$  - Representa as tensões nos barramentos;

Após serem obtidos os valores das tensões nos barramentos e das correntes entre os mesmos, é então possível calcular a potência injetada em cada um dos extremos da linha. O valor das perdas ocorridas num elemento de transmissão de energia é obtido pela soma algébrica destas potências. Uma das formas de obter as perdas globais de um sistema é através da soma das perdas ocorridas em todos os elementos que constituem o sistema, no caso das redes MT em Portugal, como foi referido anteriormente o seu número é cerca de 4000, este processo não seria viável dada a dificuldade de obter as perdas ocorridas em cada um dos elementos que as constituem. As perdas globais do sistema podem também ser obtidas através da diferença entre a energia entregue ao sistema e a energia de saída do sistema, ou seja, a energia entregue aos consumidores.

Este processo tem a desvantagem de não se conhecer num determinado instante toda a energia entregue aos consumidores. No caso dos consumidores BT, os contadores são lidos de

3 em 3 meses e não são lidos em simultâneo. Isto implica que não se consegue saber efetivamente a carga do sistema num dado instante.

### **3.1. Complexidade da Estimação das Perdas**

Neste capítulo serão apresentadas algumas das metodologias existentes para o cálculo das perdas técnicas em redes de distribuição.

O cálculo das perdas na rede de distribuição é uma tarefa complexa, a escolha do método depende principalmente do objetivo em análise, da base de dados disponível e do intervalo de tempo durante o qual se pretende calcular as perdas (um dia, uma semana ou até um ano), dos sistemas de medição existentes e do grau de precisão que se pretende na estimação das perdas. Para a determinação das perdas técnicas nos sistemas de distribuição e transmissão, verifica-se uma grande variação nos processos adotados, no caso dos sistemas de transmissão as perdas são calculadas pela diferença entre a energia entregue ao sistema e a energia de saída do sistema, isto é possível porque todas as entradas e todas as saídas do sistema são monitorizada, isto é têm contadores, enquanto nos sistemas de distribuição, existem vários métodos disponíveis para a determinação das perdas. A opção entre um processo mais elaborado e um método simplificado depende tanto dos dados disponíveis como dos objetivos propostos.

### **3.2. Metodologias Para o Cálculo das Perdas**

Os métodos para o cálculo das perdas técnicas que requerem uma base de dados detalhada do sistema tendem a obter resultados mais satisfatórios, porém, o grande problema encontrado pelas empresas distribuidoras de energia é a obtenção desses dados, e qual a sua consistência em relação à realidade. Assim, torna-se importante a busca por métodos consistentes para serem usados nas diferentes realidades. Os métodos podem ser mais detalhados e exatos em função dos dados disponíveis, assim, existem vários métodos que possibilitam o cálculo das perdas:

#### **3.2.1. Bottom-up**

A utilização destes métodos é feita quando existe o conhecimento completo e detalhado do sistema: curvas de carga de consumidores e das redes, dados de rede de média tensão, transformadores, redes de baixa tensão, ramais de ligação, medidores, etc.

A precisão dos resultados obtidos com este método pode ser melhorada através da simulação da operação ou cálculo de fluxo de potência, para os diferentes níveis de carga, partindo dos consumidores para a subestação.

#### **3.2.2. Top-down**

As metodologias Top-down, são utilizadas quando são conhecidos poucos dados do sistema, geralmente é feita uma estimaco global das perdas do sistema a partir de comparao com sistemas similares ou também calculadas em alguns segmentos da rede.

Esta abordagem consiste no clculo das perdas, em geral, pela estimaco partindo da subestao até aos consumidores.

### 3.2.3. Hybrid Top-Down/Bottom-up

Estas metodologias so aplicadas quando se tem dados detalhados de apenas uma parte da rede, e poucos dados de outras zonas.

### 3.2.4. Medicao da Energia de Perdas

Nesta metodologia o valor das perdas é obtido através da diferena entre a energia comprada e a energia vendida pela empresa distribuidora num determinado período de tempo. Esta metodologia é simples de aplicar, uma vez que a tarefa de determinar a diferena entre a energia comprada e a energia vendida  simples nas atuais redes, no entanto este método apresenta a desvantagem de que as perdas contabilizadas incluem as perdas técnicas e no técnicas.

### 3.2.5. Simulao de Redes

A estimaco das perdas em redes de distribuico com recurso a *software* de simulao de redes é feita através da diviso do período de tempo que se pretende estudar em segmentos, obtendo, deste modo, a informao da carga em cada segmento de tempo e através da simulao computacional para cada instante de tempo so obtidas as perdas no sistema em estudo.

Se for pretendido obter a energia de perdas, o valor da potência de perdas que foi obtido com recurso  simulao computacional da rede, é multiplicada pelos segmentos de tempo considerados e no fim somam-se esses valores obtendo-se assim a energia de perdas.

Para se fazer uma simulao computacional de uma rede de distribuico  necessrio muita informao, e a sua recolha pode ser difícil de se fazer ou por vezes impossível.

Deste modo, nos casos em que no existe toda a informao necessria sobre uma rede e para que a simulao seja efetuada  utilizada informao genérica. No caso de se pretender fazer o estudo de muitas redes e no ser vivel na prtica a simulao de todas, so escolhidas redes típicas para a realizao dos estudos e depois tenta-se generalizar os resultados para a generalidade das redes.

## Capítulo 4

# Metodologia Adotada Para o Cálculo das Perdas

A aplicação de uma determinada metodologia para calcular as perdas em redes de distribuição de energia depende muito da informação disponível num determinado momento, pois a ausência de determinados dados pode condicionar a abordagem desta problemática. Como o objetivo deste trabalho é fazer um estudo das perdas em redes de distribuição de MT, interessa analisar redes reais deste tipo, contribuindo assim para a credibilidade da metodologia adotada e resultados obtidos. Deste modo, foram disponibilizados para a elaboração deste trabalho, ficheiros com dados de redes MT reais que depois foram utilizados no *software* de simulação de redes, *PowerWorld*, em diferentes condições de funcionamento.

O trabalho em questão foi efetuado em várias etapas, que são apresentadas a seguir:

- Realização do trânsito de potências para cada rede em estudo, para cada um dos cenários de referência, obtidos a partir do incremento das cargas, em intervalos de 10% da carga do caso base para situações desde 10% até 150%;
- Determinação dos parâmetros da função de regressão para estimação de perdas - aproximação polinomial que permite interpolar o valor das perdas de uma rede em cenários intermédios relativamente aos cenários de referência (ver Figura 4.2);
- Com recurso ao perfil de consumo previsto para os consumidores MT no ano de 2011, determina-se a tabela de cargas classificadas, a qual permite obter a distribuição de frequências de nível de carga, neste caso em intervalos de 5% de carga. O resultado é uma tabela que indica a quantidade de horas, em que os valores do consumo se encontram em cada um desses intervalos;
- Com base no perfil de consumo MT no ano de 2011 e tendo em conta um crescimento anual de 3% de carga, foram calculados os perfis de consumo desde o ano 2012 até ao ano 2021, tendo sido depois repetido o mesmo processo, referido no ponto anterior, para a criação do histograma correspondente a cada um destes anos;

- Com base nos cenários determinados no ponto anterior, é feito cálculo dos valores das perdas anuais, para os anos 2011 a 2021, com recurso aproximação polinomial obtida anteriormente para cada rede.

No estudo das perdas em redes de distribuição MT tendo em conta o impacto da PRE só foi considerado o impacto da PRE eólica e da cogeração, uma vez que estas duas fontes de energia constituem segundo [8] mais de 80% da energia proveniente da PRE entregue à rede elétrica nacional e a metodologia utilizada foi:

- Estabelecimento dos perfis da PRE eólica e de cogeração;
- Cálculo da percentagem de energia fornecida tipicamente pela PRE eólica e de PRE cogeração;
- Afetação da PRE, realizado por consideração da diminuição da carga de acordo com os perfis em causa.

#### 4.1. Perfil de Consumo Característico MT

Para desenvolver os vários cenários de cargas ao longo de um ano, foi utilizado um perfil de consumo característico MT relativo ao ano de 2011. Este perfil de consumo corresponde a uma estimação de médio prazo da carga ao longo do ano e é baseada no comportamento típico dos consumidores e no diagrama global de consumo que foram verificados nos últimos anos.

O perfil de consumo representado na figura 4.1, corresponde a uma previsão para Janeiro de 2011, estes dados repetem-se com uma frequência semanal, o que significa que por exemplo a curva típica a azul da figura 4.1 representa qualquer dia útil do mês de Janeiro de 2011.

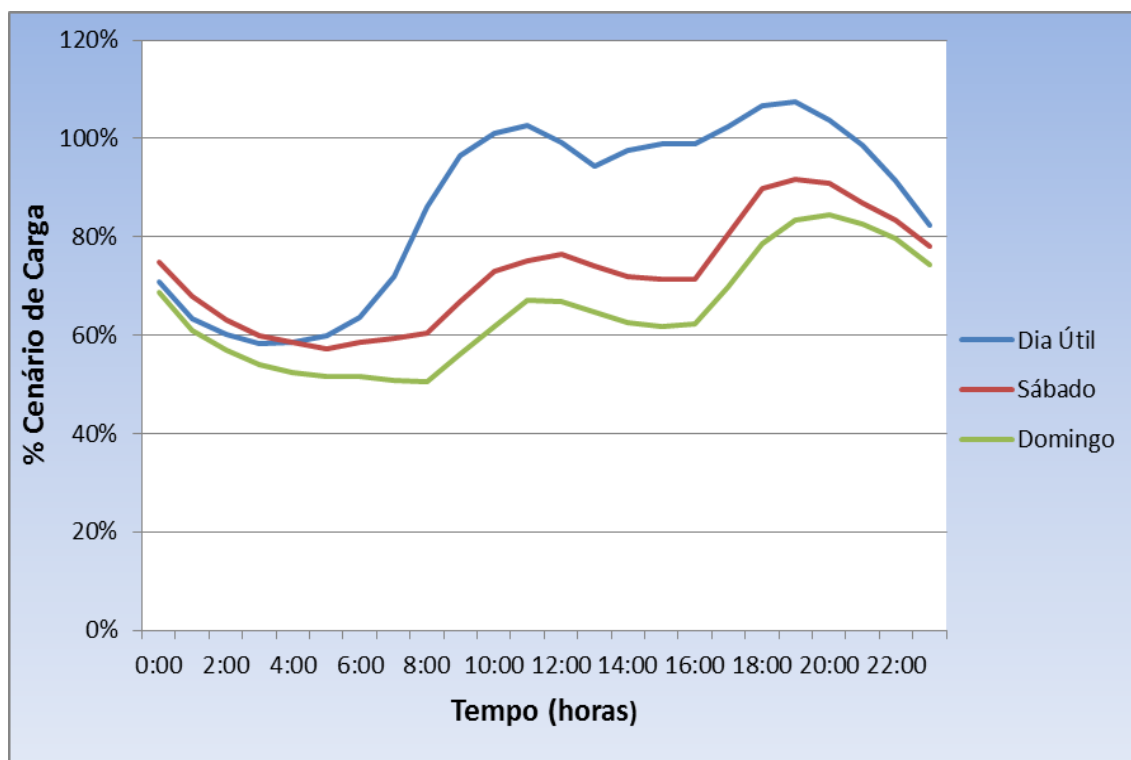


Figura 4.1 - Perfil de consumo MT, mês de Janeiro

Neste trabalho, para os cálculos das perdas mensais nas redes estudadas tendo em consideração o impacto da PRE, foram escolhidos para caracterizar o consumo, dados da segunda semana de cada mês. Esta opção está relacionada com o facto dos dias de transição entre meses (primeira e última semana) serem menos típicos do que se passa no mês, devido à média deslizante habitualmente aplicada nos perfis de consumo para suavizar a transição entre meses. O perfil de consumo para um dado mês será caracterizado então pelo típico dia útil, sábado e domingo de cada mês, calculando as perdas semanais em cada rede e multiplicando esse valor pelo número de semanas ( $n^\circ$  de dias do mês/7), obtendo-se por fim as perdas mensais.

## 4.2. Aproximação Polinomial

Na simulação das perdas para cada rede MT, foram feitas várias simulações das redes em estudo no *PowerWorld*, fazendo incremento das cargas, em intervalos de 10% da carga do caso base para situações desde 10% a 150%, para se obter uma expressão matemática para cada rede que permite interpolar o valor das perdas em cenários de carga intermédios. Este método é utilizado porque a alternativa de simular cada cenário de carga seria exaustivo e moroso, deste modo, para se obterem as perdas para o período de um ano seria necessário simular os cenários de carga em cada hora do ano (8760 horas) para todas as redes, o que daria num número bastante elevado de simulações.

Como as perdas são proporcionais ao quadrado da corrente que atravessa as linhas de transmissão, sendo que a corrente depende da carga, ou seja, existe uma relação não linear (de natureza quadrática) entre carga e perdas, assim, foi feita uma aproximação polinomial de segundo grau de modo a determinar as perdas em função da carga. Essa relação é descrita pela seguinte equação:

$$P_{Rede} = A + B \times P_c + C \times P_c^2 \quad (4.1)$$

Onde:

$P_{Rede}$  - Perdas nas redes MT;

$P_c$  - Carga;

A, B, C - Parâmetros da equação de regressão.

Os parâmetros da equação são calculados com o auxílio do *Excel* do *Office* através de métodos numéricos por um processo iterativo que determinam os valores segundo um critério de minimização do erro, que resulta da diferença entre o valor real e valor estimado das perdas. Para o cálculo dos parâmetros da equação foram representados graficamente os valores das perdas, que resultaram da simulação da redes em intervalos de 10% de carga de 10% a 150%, em função da carga e adiciona-se a expressão matemática da tendência polinomial de 2º grau.

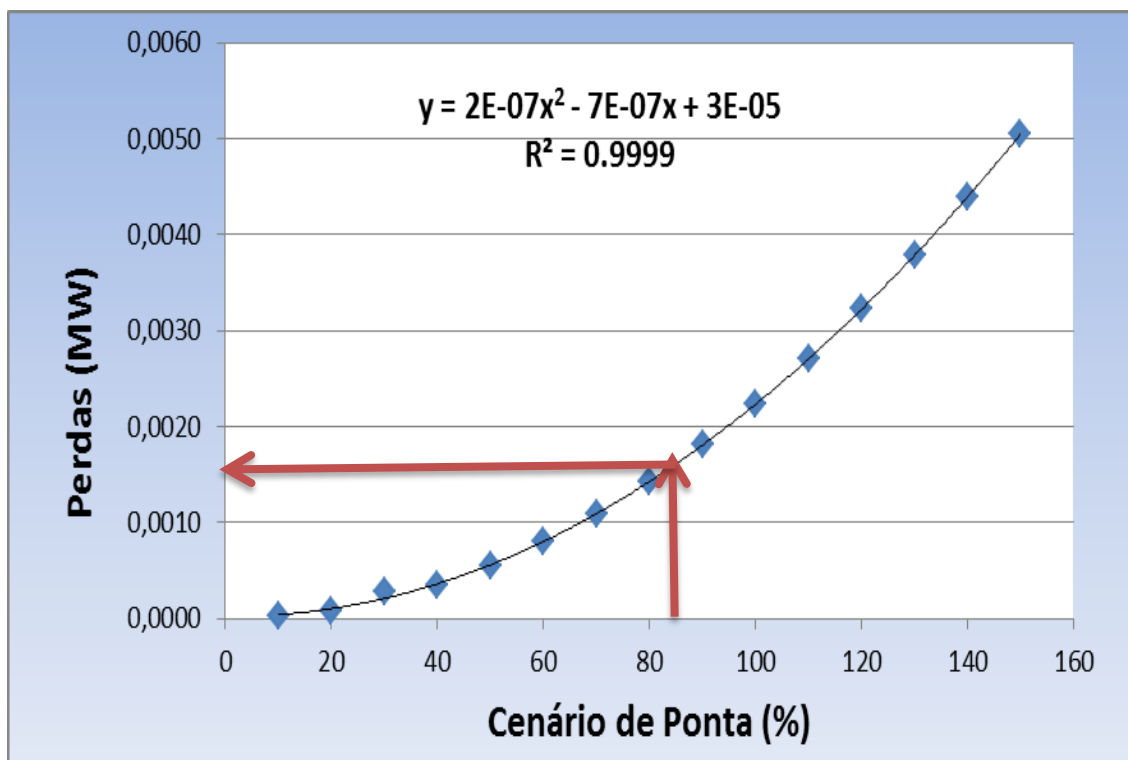


Figura 4.2 - Aproximação polinomial para a estimativa de perdas na rede MT Alto S. João - Ceira

A figura 4.2 demonstra o que foi referido anteriormente, por exemplo, para obter o valor das perdas para o cenário de 85% da carga do cenário base, seria necessário apenas fazer o seguinte cálculo:

$$Perdas(85\%) = 2 \times 10^{-7} \times 85^2 - 7 \times 10^{-7} \times 85 + 3 \times 10^{-5} = 0,001416(MW) \quad (4.2)$$

Para avaliar a qualidade da aproximação é feito o cálculo do coeficiente de determinação ( $R^2$ ), o valor do coeficiente de determinação quanto mais próximo da unidade for melhor é a aproximação, o cálculo deste coeficiente é dado pela seguinte expressão:

$$R^2 = \frac{\sum (P_{Rede}^{est} - P_{med})^2}{\sum (P_{Rede} - P_{med})^2} \quad (4.3)$$

Onde:

$R^2$  - Coeficiente de determinação;

$P_{med}$  - Valor médio das perdas;

$P_{rede}^{est}$  - Valor estimado das perdas;

$P_{rede}$  - Valor exato das perdas.

## 4.3. Impacto da PRE

### 4.3.1. Produção Eólica

Os produtores em regime especial, tanto ao nível do planeamento do desenvolvimento das redes, como ao nível da prioridade no despacho, são privilegiados nas condições de acesso à rede elétrica.

Atualmente, em Portugal, a PRE corresponde a mais de 30% da energia entregue à rede elétrica nacional, sendo que cerca de 50% é de natureza eólica [8]. A PRE eólica é a fonte de energia renovável existente que apresenta maior destaque, isto deve-se à sua elevada fiabilidade e rendimento, reduzidos impactos ambientais e reduzidos custos de instalação, condições que fizeram com que a tecnologia utilizada na produção de energia de energia eólica tenha evoluído rapidamente nos últimos anos [21].

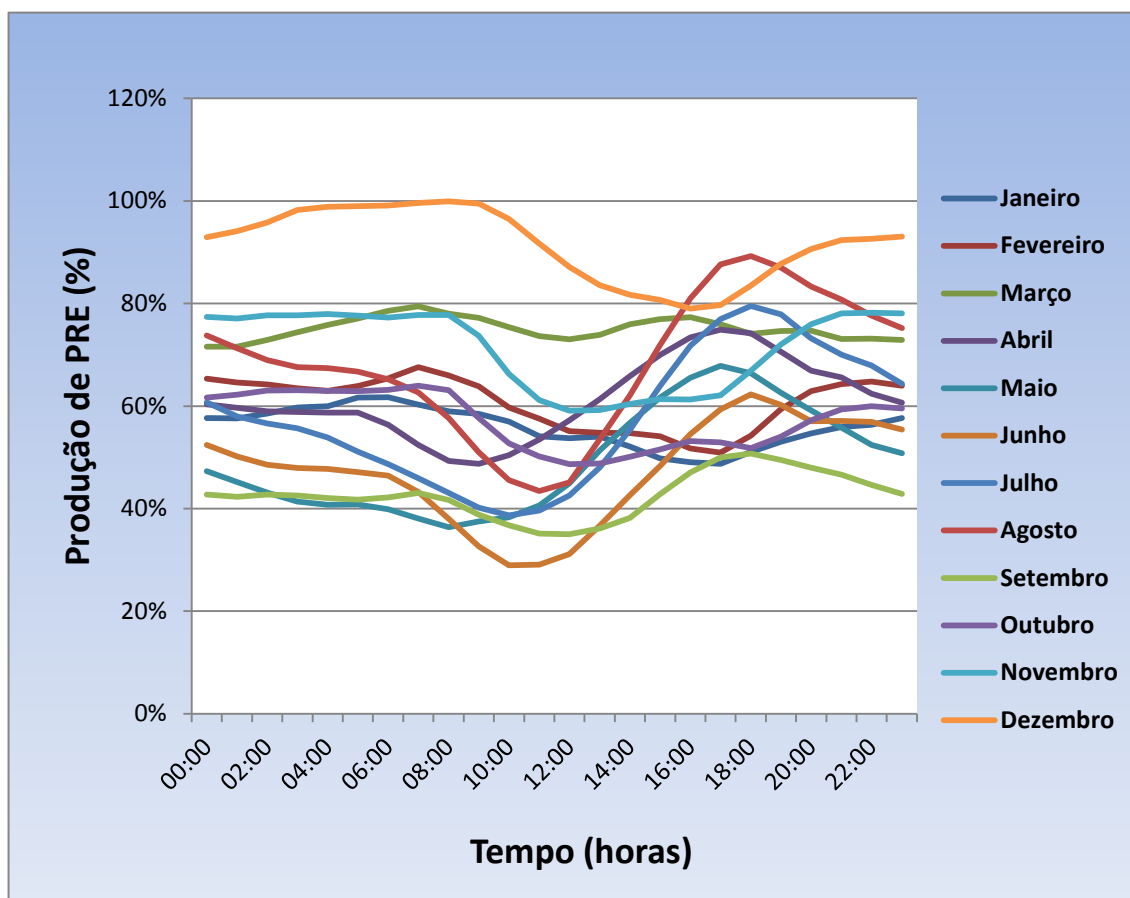


Figura 4.3 - Perfil PRE eólica

Na elaboração, do estudo das redes MT utilizadas neste trabalho, para análise do impacto desta fonte de energia é utilizada uma adaptação do perfil de referência do consumo de PRE eólica para 2010, de modo a obter-se o perfil de produção de PRE eólica que está representado na figura 4.3.

Este perfil tem um comportamento semelhante para todos os dias do mês, e foi determinado tendo por base o diagrama de produção média horária em cada mês ao longo dos últimos três anos.

### 4.3.2. Cogeração

A cogeração consiste na produção de energia térmica e elétrica num mesmo equipamento, esta energia pode ser utilizada localmente pelo produtor ou por terceiros ao ser injetada na rede elétrica. A cogeração é um processo muito eficiente de produção de energia, que possibilita, a nível local, que o seu utilizador reduza significativamente a fatura energética e a nível global reduz o consumo das reservas de combustíveis fósseis, conduzindo a uma redução significativa no impacto ambiental do uso destes combustíveis.

Atualmente a cogeração é responsável por mais de 30% da energia entregue à rede elétrica nacional [8].

Para a análise do impacto da cogeração nas perdas de energia das redes MT estudadas neste trabalho, assumiu-se que o perfil de consumo da cogeração é o mesmo de consumo característico MT para o ano 2011, referido anteriormente. Esta consideração foi feita uma vez que a energia proveniente da cogeração tende a ser mais solicitada nas horas de maior necessidade (pontas).

### 4.3.3. Impacto da PRE na Curva de Carga

Nas figuras 4.4 e 4.5 estão representadas as curvas de carga para os dias típicos do mês de Janeiro e Dezembro, com e sem a introdução da PRE.

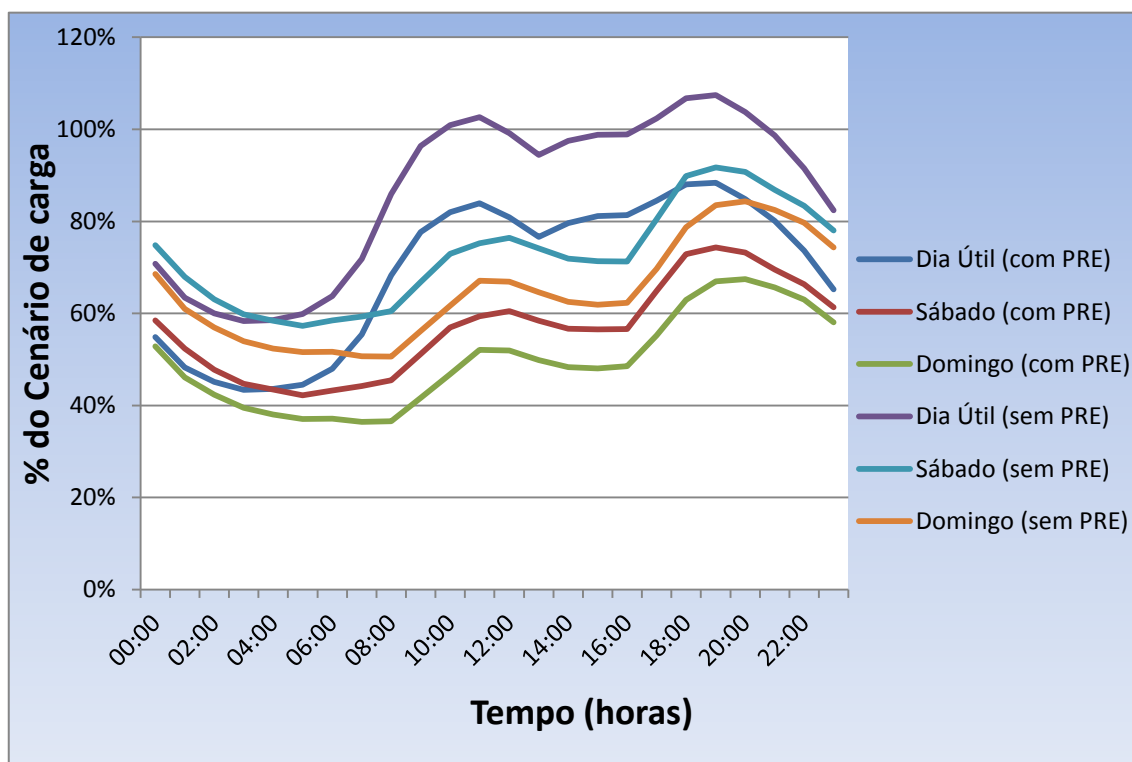


Figura 4.4 - Curva de carga, mês de Janeiro

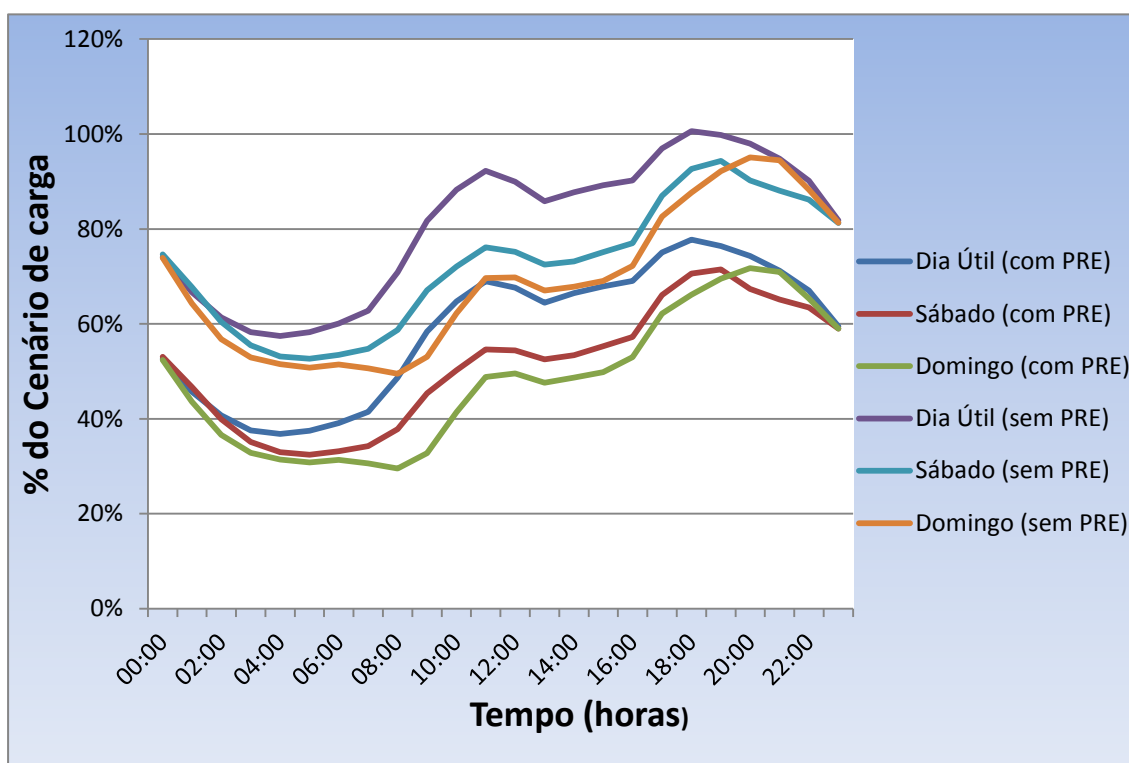


Figura 4.5 - Curva de carga, mês de Dezembro

Através da análise das figuras em cima, é possível verificar que com a introdução da PRE ocorre uma redução da carga em cada um dos dias típicos dos meses considerados. Note-se que o grau de diminuição varia tanto com a hora como com o mês, uma vez que tanto a forma com a amplitude dos perfis (de consumo e da PRE eólica) variam independentemente.

#### 4.4. Aproximações

Na realização deste trabalho foram consideradas diversas aproximações durante o processo metodológico que foi adotado para estimar a perdas em redes de MT, nomeadamente:

- A consideração de intervalos de variação da carga de 5% em 5% contribui para que o cálculo final das perdas seja aproximado;
- A aproximação polinomial que caracteriza as perdas em cada rede de MT contribui também para um cálculo aproximado das perdas;
- Durante um ano de funcionamento a topologia de uma rede de MT pode ser alterada devido a eventuais avarias ou consequência de ações de manutenção, no entanto neste trabalho considera-se para o cálculo das perdas anuais que a topologia da rede não é alterada.
- O perfil típico de consumo para os consumidores MT bem como os perfis de consumo utilizados para a análise do impacto da PRE constituem modelos aproximados.

# Capítulo 5

## Resultados

Neste capítulo são apresentados os resultados obtidos dos estudos das perdas anuais de cinco redes reais MT, bem como o impacto da PRE em cada uma delas. No final é feita a comparação dos resultados obtidos do estudo destas redes.

### 5.1. Rede MT Alto S. João Ceira

#### 5.1.1. Caracterização Geral

Na tabela 5.1 é apresentada a caracterização da rede MT Alto S. João - Ceira no cenário base (cenário de ponta).

**Tabela 5.1** - Caracterização geral da rede MT Alto S. João - Ceira no cenário de ponta

Carga Ativa (MW)	1,15
Carga Reativa (Mvar)	0,30
Perdas Ativas (MW)	0,0022
Tensão Nominal (kV)	15
Nº de Barramentos	108

A informação de maior relevo da rede MT Alto S. João - Ceira no cenário de ponta está presente na tabela 5.1, no cenário de ponta as perdas observadas correspondem em termos percentuais a 0,2% da carga ativa.

Na tabela 5.2 estão representadas as linhas com mais perdas da rede MT Alto S. João - Ceira. Estes resultados foram obtidos através da simulação desta rede no *PowerWorld* no cenário base (cenário de ponta).

Tabela 5.2 - Linhas com perdas mais elevadas no cenário de ponta da Rede MT Alto S. João - Ceira

Linha	Perdas (MW)	Perdas (% Total)
1	0,000747	33%
2	0,000623	28%
3	0,000195	9%
4	0,000093	4%
5	0,000090	4%
6	0,000073	3%
7	0,000065	3%
8	0,000057	3%
9	0,000056	3%
10	0,000046	2%

Pela análise da tabela 5.2 verifica-se que as linhas 1 e 2 apresentam a maior contribuição (superior a 50%) para as perdas totais do sistema, a linha 3, ainda que em menor escala também tem uma contribuição elevada para o valor das perdas, comparativamente ao resto das linhas.

Numa análise de possíveis intervenções nesta rede com o objetivo de diminuir as perdas, as linhas 1 e 2 teriam de ser os alvos principais do investimento.

#### 5.1.1.1. Simulação de Cenários

Na tabela seguinte, são apresentados os resultados obtidos através da simulação da rede MT Alto S. João - Ceira no *PowerWorld*, com a variação de 10% do nível de carga até 150%.

Tabela 5.3 - Simulação da rede MT Alto S. João - Ceira, em diferentes cenários de carga

Carga (% Ponta)	Carga (MW)	Carga (Mvar)	Perdas (MW)	Perdas (% Carga Ativa)
10	0,1146	0,0297	0,000021	0,0184%
20	0,2292	0,0594	0,000086	0,0377%
30	0,3438	0,0890	0,000278	0,0808%
40	0,4584	0,1187	0,000354	0,0772%
50	0,5729	0,1484	0,000550	0,0960%
60	0,1781	0,7249	0,000800	0,4491%
70	0,8021	0,2078	0,001091	0,1360%
80	0,9167	0,2374	0,001421	0,1550%
90	1,0313	0,2671	0,001810	0,1755%
100	1,1459	0,2968	0,002236	0,1951%
110	1,2605	0,3265	0,002703	0,2144%
120	1,3751	0,3562	0,003224	0,2345%
130	1,4897	0,3858	0,003782	0,2539%
140	1,6042	0,4155	0,004396	0,2740%
150	1,7188	0,4452	0,005053	0,2940%

Ao analisar a tabela 5.3, os resultados obtidos apresentam-se plausíveis, na medida em que se verifica um aumento aproximadamente quadrática das perdas no sistema com o aumento progressivo das cargas. Isto deve-se ao facto de ao aumentar o valor da carga irá aumentar também os fluxos de corrente no sistema, assim, como havia sido anteriormente, as perdas do sistema variam linearmente com a resistência, mas quadraticamente com a corrente que circula nos componentes.

Pela análise da tabela verifica-se que o valor das perdas nesta rede é muito baixo, não atingindo o valor de 1% mesmo no ensaio a 150% da carga. Este valor não corresponde a um valor típico das perdas verificadas numa rede MT de distribuição. Tal pode-se dever a uma caracterização incompleta ou incorreta das cargas desta rede, uma vez que o número de cargas bem como o seu valor é reduzido, podendo algumas ter valores desprezáveis. O fato referido anteriormente (mais de 50% das perdas estarem concentradas em apenas duas linhas) revela grande desequilíbrio de fluxos de potência, o que, por sua vez, pode ser um indicio de incorreta caracterização das cargas.

#### 5.1.1.2. Aproximação Polinomial

Em baixo apresenta-se a fórmula matemática resultante da aproximação polinomial que permitiu o cálculo das perdas elétricas nesta rede:

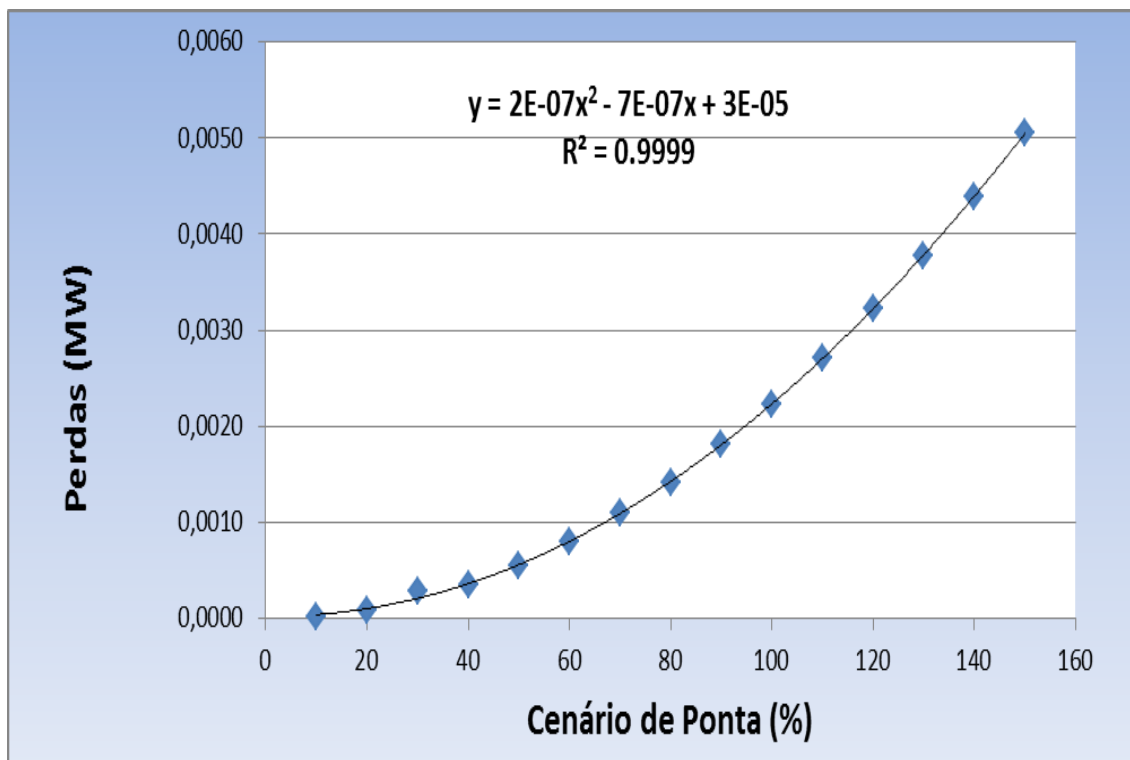


Figura 5.1 - Aproximação polinomial para a rede MT S. João - Ceira

Com base nos resultados obtidos, verifica-se que esta é uma boa aproximação porque o coeficiente de determinação  $R^2$  calculado é praticamente igual à unidade.

### 5.1.1.3. Estimação das Perdas Anuais

Através da aplicação da fórmula matemática resultante da aproximação polinomial foram calculadas as perdas para intervalos de 5% de carga de 0% a 150% da carga, e com o auxílio de uma distribuição de frequências com intervalos de também 5% de carga a partir do perfil de consumo previsto para os consumidores MT no ano de 2011, com o objetivo de verificar o número de horas em que a carga se encontra em cada intervalo, foram calculadas as perdas anuais nesta rede.

**Tabela 5.4** - Perdas para cada intervalo de carga, rede MT Alto S. João - Ceira

<b>Carga</b>	<b>Perdas (MW)</b>	<b>Carga</b>	<b>Perdas (MW)</b>
5%	0,000032	80%	0,001254
10%	0,000043	85%	0,001416
15%	0,000065	90%	0,001587
20%	0,000096	95%	0,001769
25%	0,000138	100%	0,001960
30%	0,000189	105%	0,002162
35%	0,000251	110%	0,002373
40%	0,000322	115%	0,002595
45%	0,000404	120%	0,002826
50%	0,000495	125%	0,003068
55%	0,000597	130%	0,003319
60%	0,000708	135%	0,003581
65%	0,000830	140%	0,003852
70%	0,000961	145%	0,004134
75%	0,001103	150%	0,004425

A distribuição de frequências, para verificar o número de horas em cada intervalo de carga, foram feitas para os anos 2011 a 2021, tendo em conta um crescimento anual de 3% de carga. O passo seguinte consiste em determinar o número de horas ao longo do ano em que a carga se situou em cada um dos intervalos de 5% considerados. Esta operação foi realizada para os anos de 2011 a 2021, tendo em consideração um crescimento de carga de 3% ao ano. A tabela 5.5 apresenta os resultados obtidos para o ano de 2011.

Tabela 5.5 - Número de horas em cada intervalo de carga, ano 2011

Carga (%)	Tempo (Horas)
45	84,75
50	334,5
55	1268,25
60	1229,75
65	852
70	705,75
75	548,5
80	755,5
85	683
90	934,25
95	654,75
100	448
105	161,25
110	99,75
<b>Total</b>	<b>8760</b>

Tendo em conta o crescimento anual de carga apresenta-se na figura 5.2 a evolução das perdas esperada para os próximos 10 anos

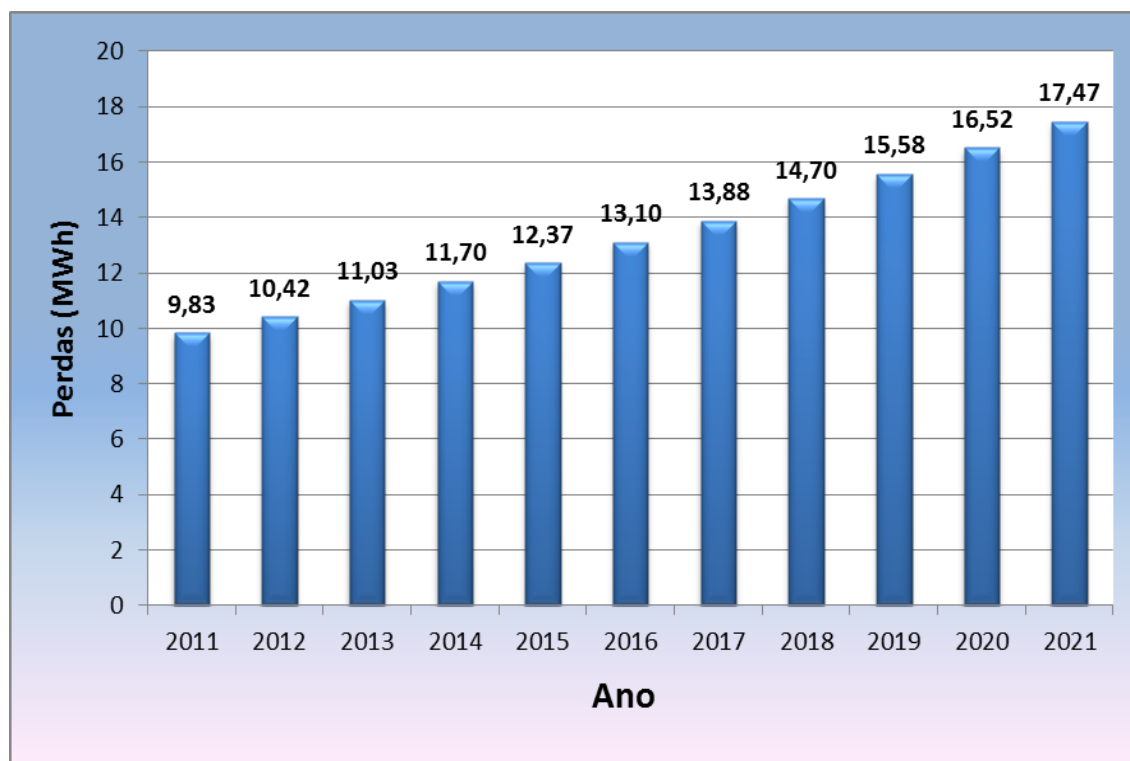


Figura 5.2 - Evolução temporal das perdas estimadas para os próximos anos, rede MT Alto S. João - Ceira

Através da análise da figura 5.2 é possível verificar que em 10 anos, e tendo em conta um crescimento anual da carga de 3%, existe um aumento significativo da energia de perdas. Ao fim de 10 anos a energia de perdas nesta rede aumentaram cerca de 78%.

### 5.1.2. Rede MT Arouca - Seixeira

Na tabela 5.6 é apresentada a caracterização da rede MT Arouca - Seixeira no cenário base (cenário de ponta).

**Tabela 5.6** - Caracterização geral da rede MT Arouca - Seixeira no cenário de ponta

Carga Ativa (MW)	3,73
Carga Reativa (Mvar)	1,50
Perdas Ativas (MW)	0,1128
Tensão Nominal (kV)	15
Nº de Barramentos	1078

A informação de maior relevo da rede MT Arouca - Seixeira no cenário de ponta está presente na tabela 5.6. No cenário de ponta as perdas observadas correspondem em termos percentuais a cerca de 3% da carga ativa.

**Tabela 5.7** - Linhas com perdas mais elevadas no cenário de ponta da rede MT Arouca - Seixeira

Linha	Perdas (MW)	Perdas (% Total)
1	0,007757	7%
2	0,004727	4%
3	0,003949	4%
4	0,003941	3%
5	0,002755	2%
6	0,002558	2%
7	0,002200	2%
8	0,002183	2%
9	0,001778	2%
10	0,001755	2%

Na tabela anterior encontram-se as linhas que têm uma maior contribuição para as perdas, no cenário de ponta, presentes nesta rede. A contribuição mais significativa encontra-se na linha 1 que é quase o dobro do da linha 2, nas restantes linhas existe um equilíbrio na repartição das perdas pelas linhas.

### 5.1.2.1. Simulação de Cenários

Na tabela seguinte estão apresentados os resultados da simulação para os diferentes cenários de carga.

**Tabela 5.8** - Simulação da rede MT Arouca - Seixeira, em diferentes cenários de carga

<b>Carga (% Ponta)</b>	<b>Carga (MW)</b>	<b>Carga (Mvar)</b>	<b>Perdas (MW)</b>	<b>Perdas (% Carga Ativa)</b>
10	0,3732	0,1498	0,001220	0,3271%
20	0,7463	0,2997	0,003836	0,5140%
30	1,1195	0,4495	0,012159	1,0862%
40	1,4926	0,5993	0,016193	1,0849%
50	1,8658	0,7492	0,026922	1,4430%
60	2,2389	0,8990	0,037693	1,6835%
70	2,6121	1,0488	0,053862	2,0621%
80	2,9852	1,1987	0,077690	2,6025%
90	3,3584	1,3485	0,088455	2,6339%
100	3,7315	1,4983	0,112803	3,0230%
110	4,1047	1,6482	0,149097	3,6324%
120	4,4778	1,7980	0,168272	3,7579%
130	4,8510	1,9478	0,198621	4,0945%
140	5,2241	2,0976	0,240946	4,6122%
150	5,5973	2,2475	0,274082	4,8967%

Através da análise da tabela 8 verifica-se que os resultados obtidos são os esperados, com o aumento progressivo das cargas verifica-se um aumento quadrático das perdas no sistema.

Ao contrário do que acontecia com a rede anterior, as perdas em percentagem de carga ativa aumentam com o aumento de carga.

### 5.1.2.2. Aproximação Polinomial

Em baixo apresenta-se a fórmula matemática resultante da aproximação polinomial que permitiu o cálculo das perdas elétricas nesta rede.

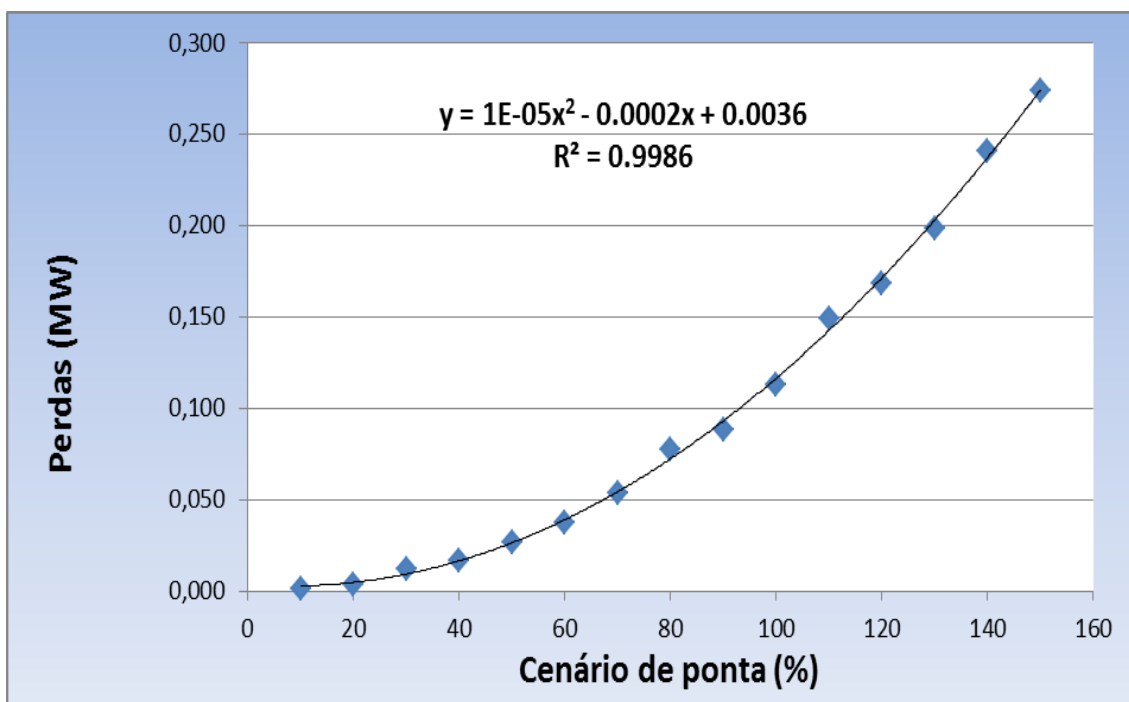


Figura 5.3 - Aproximação polinomial para a rede MT Arouca - Seixeira

Pela figura anterior conclui-se que esta é uma boa aproximação, dado que o coeficiente de determinação  $R^2$  está muito próximo da unidade.

### 5.1.2.3. Estimação das Perdas Anuais

Através da aplicação da fórmula matemática resultante da aproximação polinomial foram calculadas as perdas para intervalos de 5% de carga de 0% a 150% da carga, e com o auxílio da distribuição de frequências que mostra o número de horas em que o consumo se encontra presente em cada um desses intervalos de 5% de carga, para os anos de 2011 a 2021 foram calculadas as perdas globais do sistema.

Tabela 5.9 - Perdas para cada intervalo de carga, rede MT Arouca - Seixeira

Carga	Perdas (MW)	Carga	Perdas (MW)
5%	0,002850	80%	0,051600
10%	0,002600	85%	0,058850
15%	0,002850	90%	0,066600
20%	0,003600	95%	0,074850
25%	0,004850	100%	0,083600
30%	0,006600	105%	0,092850
35%	0,008850	110%	0,102600
40%	0,011600	115%	0,112850
45%	0,014850	120%	0,123600
50%	0,018600	125%	0,134850
55%	0,022850	130%	0,146600
60%	0,027600	135%	0,158850
65%	0,032850	140%	0,171600
70%	0,038600	145%	0,184850
75%	0,044850	150%	0,198600

Tendo em conta o crescimento anual de carga apresenta-se na figura 5 a evolução das perdas esperada para esta rede nos próximos 10 anos.

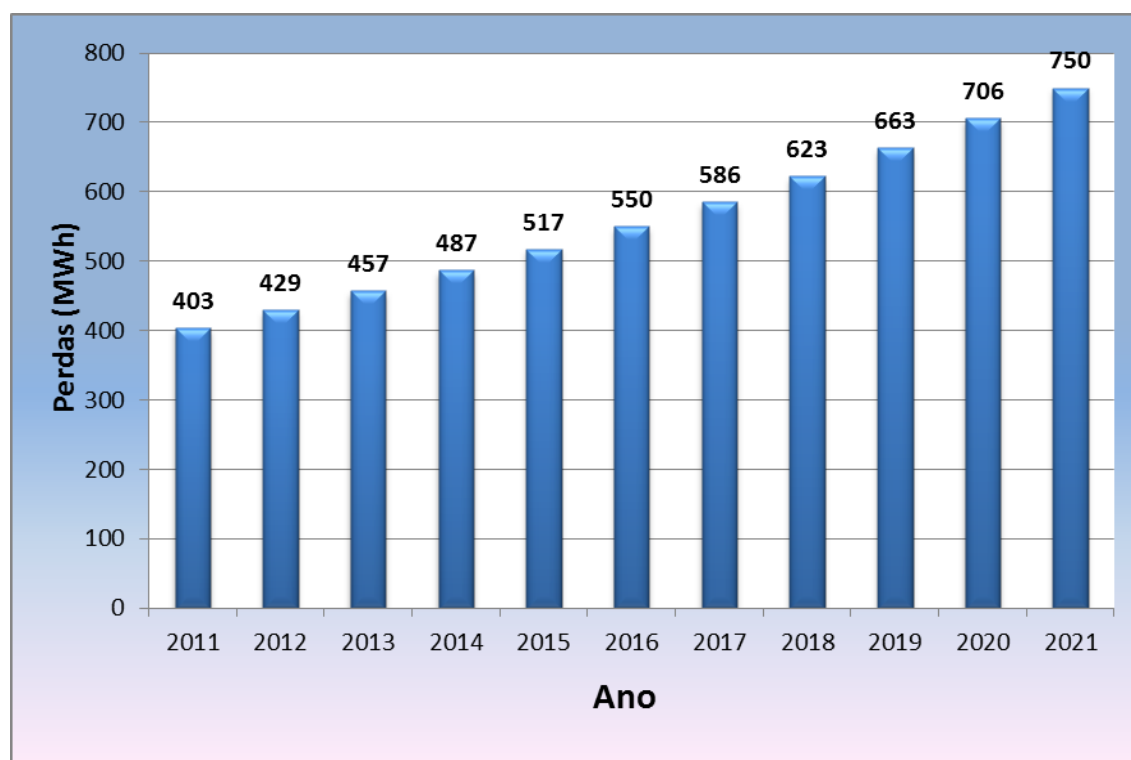


Figura 5.4- Evolução temporal das perdas estimadas para os próximos anos, rede MT Arouca - Seixeira

Comparativamente à rede anterior as perdas nesta rede são bastantes superiores, no fim de cada ano. Ao fim dos 10 anos de estudo, e tendo em conta o crescimento anual de 3% de carga em cada ano houve um aumento de cerca de 81% na energia de perdas nesta rede.

### 5.1.3. Rede MT Entre-os-Rios - Guilhufe

Na 5.10 é apresentada a caracterização da rede MT Entre-os-Rios - Guilhufe no cenário base (cenário de ponta).

**Tabela 5.10** - Caracterização geral da rede MT Entre-os-Rios - Guilhufe no cenário de ponta

Carga Ativa (MW)	6,71
Carga Reativa (Mvar)	2,65
Perdas Ativas (MW)	0,3960
Tensão Nominal (kV)	15
Nº de Barramentos	1153

A informação de maior relevo da rede MT Entre-os-Rios - Guilhufe no cenário de ponta está presente na tabela 5.10, no cenário de ponta as perdas observadas correspondem em termos percentuais a cerca de 6% da carga ativa.

**Tabela 5.11** - Linhas com perdas mais elevadas no cenário de ponta da rede MT Entre-os-Rios - Guilhufe

Linha	Perdas (MW)	Perdas (% Total)
1	0,126612	32%
2	0,044875	11%
3	0,042263	11%
4	0,035244	9%
5	0,020654	5%
6	0,011969	3%
7	0,008961	2%
8	0,008780	2%
9	0,008035	2%
10	0,006981	2%

Pela análise da tabela 5.11 verifica-se que a linha 1 apresenta uma contribuição para as perdas totais do sistema.

Numa análise de investimento nesta rede com o objetivo de diminuir as perdas no sistema as linhas 1 teria de ser o alvo principal do financiamento.

#### 5.1.3.1. Simulação de Cenários

Na tabela seguinte estão apresentados os resultados da simulação para os diferentes cenários de carga.

Tabela 5.12 - Simulação da rede MT Entre-os-Rios - Guilhufe, em diferentes cenários de carga

Carga (% Ponta)	Carga (MW)	Carga (Mvar)	Perdas (MW)	Perdas (% Carga Ativa)
10	0,6710	0,2651	0,003241	0,4830%
20	1,3420	0,5301	0,018504	1,3788%
30	2,0130	0,7952	0,030201	1,5003%
40	2,6840	1,0602	0,054835	2,0430%
50	3,3550	1,3253	0,088724	2,6445%
60	4,0260	1,5904	0,148492	3,6883%
70	4,6970	1,8554	0,222727	4,7419%
80	5,3680	2,1205	0,229509	4,2755%
90	6,0390	2,3856	0,335690	5,5587%
100	6,7100	2,6506	0,395997	5,9016%
110	7,3810	2,9157	0,461926	6,2583%
120	8,0520	3,1807	0,598927	7,4383%
130	8,7230	3,4458	0,690970	7,9213%
140	9,3940	3,7109	0,823246	8,7635%
150	10,0650	3,9759	0,986270	9,7990%

Através da análise da tabela 5.12 verifica-se, mais uma vez, que os resultados obtidos são os esperados, com o aumento progressivo das cargas verifica-se um aumento quadrático das perdas no sistema.

### 5.1.3.2. Aproximação Polinomial

Em baixo apresenta-se a fórmula matemática resultante da aproximação polinomial que permitiu o cálculo das perdas elétricas nesta rede.

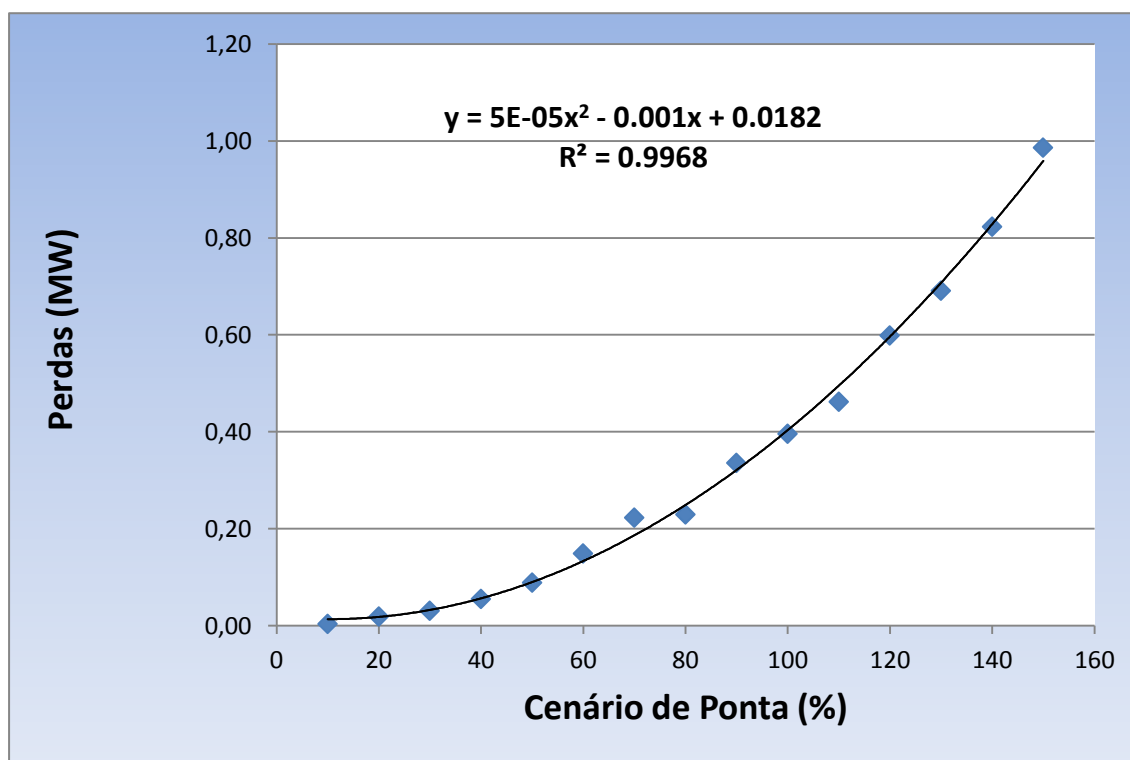


Figura 5.5 - Aproximação polinomial para a rede MT Entre-os-Rios - Guilhufe

Com base nos resultados obtidos, verifica-se que esta é uma boa aproximação porque o coeficiente de determinação  $R^2$  calculado é praticamente igual à unidade.

### 5.1.3.3. Estimação das Perdas Anuais

Aplicando a fórmula matemática resultante da aproximação polinomial foram calculadas as perdas para intervalos de 5% de carga de 0% a 150% da carga, e com o auxílio da distribuição de frequências que mostra o número de horas em que o consumo se encontra presente em cada um desses intervalos de 5% de carga, para os anos de 2011 a 2021 foram calculadas as perdas globais do sistema.

Tabela 5.13 - Perdas para cada intervalo de carga, rede MT Entre-os-Rios - Guilhufe

<b>Carga</b>	<b>Perdas (MW)</b>	<b>Carga</b>	<b>Perdas (MW)</b>
5%	0,014450	80%	0,258200
10%	0,013200	85%	0,294450
15%	0,014450	90%	0,333200
20%	0,018200	95%	0,374450
25%	0,024450	100%	0,418200
30%	0,033200	105%	0,464450
35%	0,044450	110%	0,513200
40%	0,058200	115%	0,564450
45%	0,074450	120%	0,618200
50%	0,093200	125%	0,674450
55%	0,114450	130%	0,733200
60%	0,138200	135%	0,794450
65%	0,164450	140%	0,858200
70%	0,193200	145%	0,924450
75%	0,224450	150%	0,993200

Tendo em conta o crescimento anual de carga apresenta-se na figura 5.6 a evolução das perdas esperada para esta rede nos próximos 10 anos.

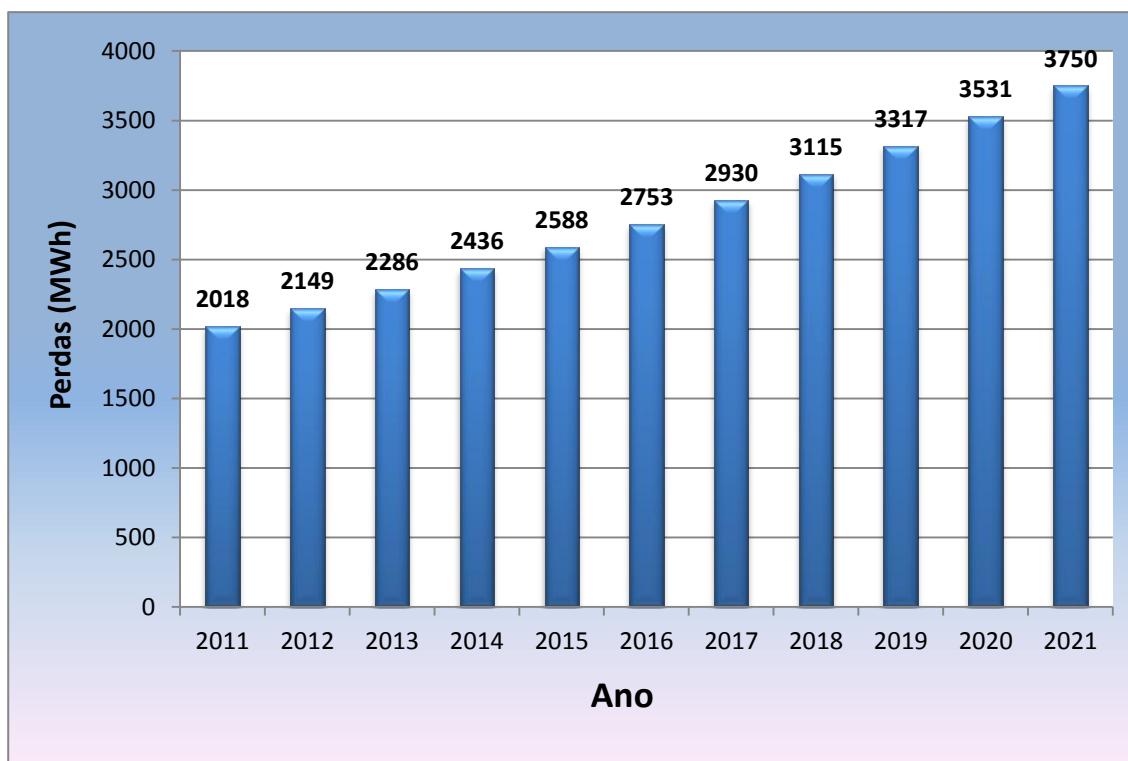


Figura 5.6 - Evolução temporal das perdas estimadas para os próximos anos, rede MT Entre-os-Rios - Guilhufe

Ao fim dos 10 anos de estudo, e tendo em conta o crescimento anual de 3% de carga em cada ano houve um aumento de cerca de 86% na energia de perdas nesta rede, relativamente ao ano de 2011.

#### 5.1.4. Rede MT Fafe - Moreira de Rei

Na tabela 5.14 é apresentada a caracterização da rede MT Fafe - Moreira de Rei no cenário base (cenário de ponta).

Tabela 5.14 - Caracterização geral da rede Fafe - Moreira de Rei no cenário de ponta

Carga Ativa (MW)	6,34
Carga Reativa (Mvar)	2,55
Perdas Ativas (MW)	0,1694
Tensão Nominal (kV)	15
Nº de Barramentos	1194

A informação de maior relevo da rede MT Fafe - Moreira de Rei no cenário de ponta está presente na tabela 5.14, no cenário de ponta as perdas observadas correspondem em termos percentuais a cerca de 3% da carga ativa.

**Tabela 5.15** - Linhas com perdas mais elevadas no cenário de ponta da Rede MT Fafe - Moreira de Rei

<b>Linha</b>	<b>Perdas (MW)</b>	<b>Perdas (% Total)</b>
1	0,018912	11%
2	0,018116	11%
3	0,010770	6%
4	0,010141	6%
5	0,008078	5%
6	0,006636	4%
7	0,006616	4%
8	0,006279	4%
9	0,006120	4%
10	0,005983	4%

Pela análise da tabela 5.15 verifica-se que as linhas 1 e 2 apresentam a maior contribuição para as perdas totais do sistema. Estas apresentam um valor mais ou menos idêntico e a sua contribuição é aproximadamente o dobro das linhas 3 e 4 que também possuem valores muito aproximados.

#### 5.1.4.1. Simulação de Cenários

Na tabela seguinte estão apresentados os resultados da simulação para os diferentes cenários de carga.

**Tabela 5.16** - Simulação da rede MT Fafe - Moreira de Rei, em diferentes cenários de carga

<b>Carga (% Ponta)</b>	<b>Carga (MW)</b>	<b>Carga (Mvar)</b>	<b>Perdas (MW)</b>	<b>Perdas (% Carga Ativa)</b>
10	0,6344	0,2547	0,003731	0,5881%
20	1,2689	0,5094	0,005611	0,4422%
30	1,9033	0,7641	0,011508	0,6046%
40	2,5377	1,0189	0,028189	1,1108%
50	3,1722	1,2736	0,046062	1,4521%
60	3,8066	1,5283	0,077810	2,0441%
70	4,4410	1,7830	0,098439	2,2166%
80	5,0755	2,0377	0,136799	2,6953%
90	5,7099	2,2924	0,169320	2,9654%
100	6,3443	2,5471	0,169400	2,6701%
110	6,9788	2,8018	0,206793	2,9632%
120	7,6132	3,0566	0,230535	3,0281%
130	8,2476	3,3113	0,306855	3,7205%
140	8,8821	3,5660	0,334672	3,7680%
150	9,5165	3,8207	0,372314	3,9123%

Através da análise da tabela 5.16 verifica-se, mais uma vez, que os resultados obtidos são os esperados, com o aumento progressivo das cargas verifica-se um aumento quadrático das perdas no sistema.

#### 5.1.4.2. Aproximação Polinomial

Em baixo apresenta-se a fórmula matemática resultante da aproximação polinomial que permitiu o cálculo das perdas elétricas nesta rede.

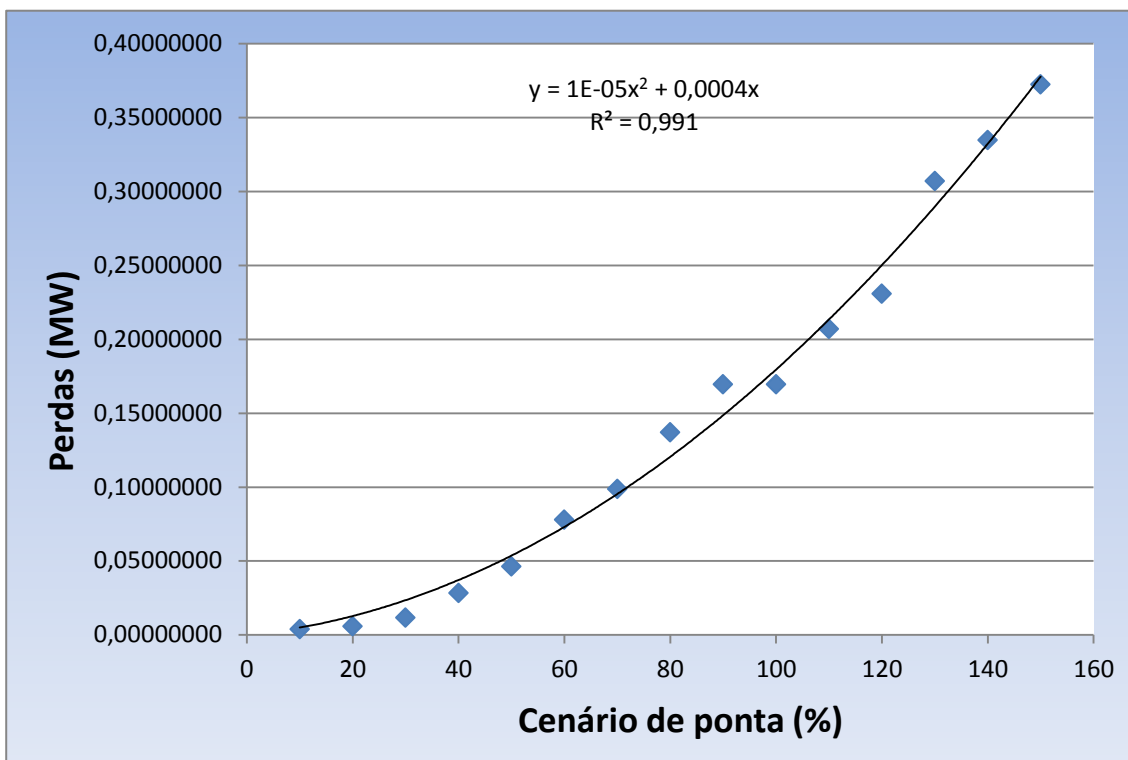


Figura 5.7 - Aproximação polinomial para rede MT Fafe - Moreira de Rei

Com base nos resultados obtidos, verifica-se que esta é uma boa aproximação porque o coeficiente de determinação  $R^2$  calculado é praticamente igual à unidade.

#### 5.1.4.3. Estimação das Perdas Anuais

Recorrendo ao mesmo processo que explicado anteriormente, aplicando a fórmula matemática resultante da aproximação e com o auxílio da distribuição, foram calculadas as perdas globais do sistema para os anos de 2011 a 2021.

Tabela 5.17 - Perdas para cada intervalo de carga, rede MT Fafe - Moreira de Rei

Carga	Perdas (MW)	Carga	Perdas (MW)
5%	0,002250	80%	0,096000
10%	0,005000	85%	0,106250
15%	0,008250	90%	0,117000
20%	0,012000	95%	0,128250
25%	0,016250	100%	0,140000
30%	0,021000	105%	0,152250
35%	0,026250	110%	0,165000
40%	0,032000	115%	0,178250
45%	0,038250	120%	0,192000
50%	0,045000	125%	0,206250
55%	0,052250	130%	0,221000
60%	0,060000	135%	0,236250
65%	0,068250	140%	0,252000
70%	0,077000	145%	0,268250
75%	0,086250	150%	0,285000

Tendo em conta o crescimento anual de carga apresenta-se na figura 5.6 a evolução das perdas esperada para esta rede nos próximos 10 anos.

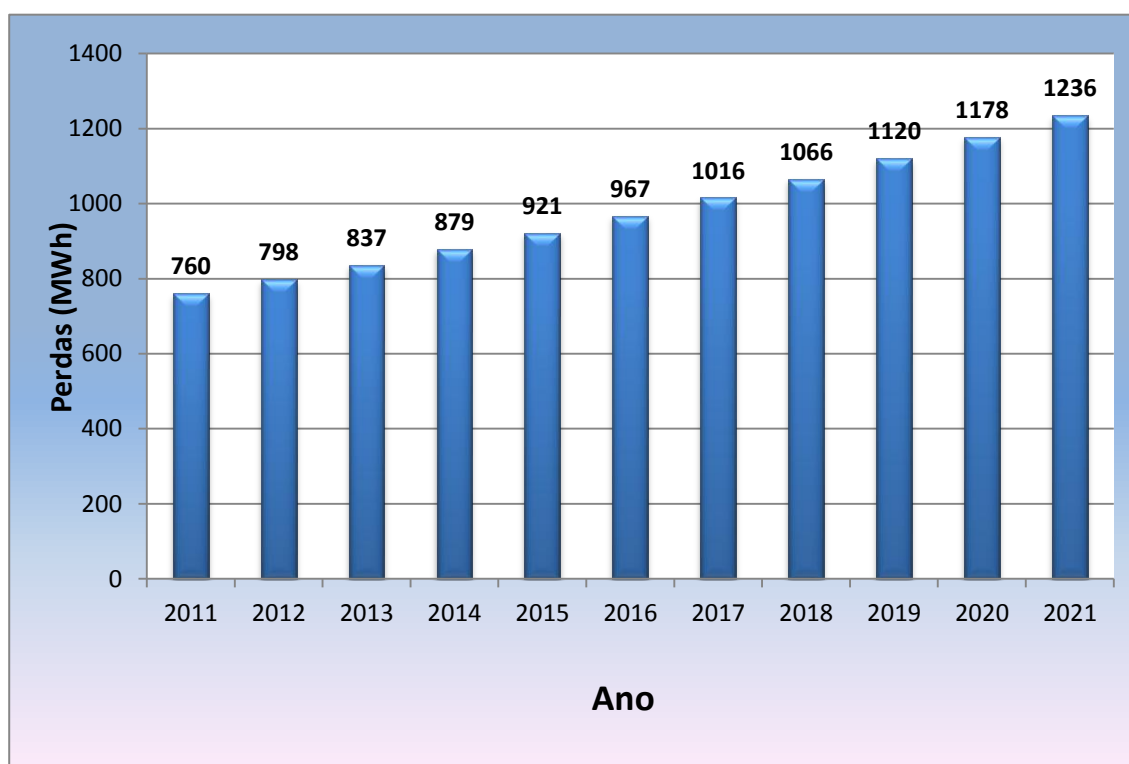


Figura 5.8 - Evolução temporal das perdas para os próximos anos, rede MT Fafe - Moreira de Rei

Ao fim dos 10 anos de estudo, e tendo em conta o crescimento anual de 3% de carga em cada ano houve um aumento de cerca de 63% na energia de perdas nesta rede, relativamente ao ano de 2011.

### 5.1.5. Rede MT Rebordosa - Cete

Na tabela 5.18 é apresentada a caracterização da rede MT Rebordosa - Cete no cenário base (cenário de ponta).

**Tabela 5.18** - Caracterização geral da rede MT Rebordosa - Cete no cenário de ponta

Carga Ativa (MW)	7,93
Carga Reativa (Mvar)	3,18
Perdas Ativas (MW)	0,2665
Tensão Nominal (kV)	15
Nº de Barramentos	1607

A informação de maior relevo da rede MT Rebordosa - Cete no cenário de ponta está presente na tabela 5.18, no cenário de ponta as perdas observadas correspondem em termos percentuais a cerca de 3% da carga ativa.

**Tabela 5.19** - Linhas com perdas mais elevadas no cenário de ponta da Rede MT Rebordosa - Cete

Linha	Perdas (MW)	Perdas (% Total)
1	0,046177	17%
2	0,042830	16%
3	0,037746	14%
4	0,024581	9%
5	0,018327	7%
6	0,011921	4%
7	0,009398	4%
8	0,006123	2%
9	0,006061	2%
10	0,004938	2%

Pela análise da tabela 5.19 verifica-se que a linha 1, 2 e 3 apresentam uma forte contribuição para as perdas totais do sistema.

Numa análise de investimento nesta rede com o objetivo de diminuir as perdas no sistema estas linhas teriam de ser os alvos principais do financiamento.

#### 5.1.5.1. Simulação de Cenários

Na tabela seguinte estão apresentados os resultados da simulação para os diferentes cenários de carga.

Tabela 5.20 - Simulação da rede MT Rebordosa - Cete, em diferentes cenários de carga

Carga (% Ponta)	Carga (MW)	Carga (Mvar)	Perdas (MW)	Perdas (% Carga Ativa)
10	0,7932	0,3184	0,002189	0,2760%
20	1,5865	0,6368	0,010278	0,6478%
30	2,3797	0,9553	0,021390	0,8988%
40	3,1730	1,2737	0,040119	1,2644%
50	3,9662	1,5921	0,061869	1,5599%
60	4,7594	1,9105	0,090516	1,9018%
70	5,5527	2,2290	0,125814	2,2658%
80	6,3459	2,5474	0,165933	2,6148%
90	7,1392	2,8658	0,212375	2,9748%
100	7,9324	3,1842	0,266526	3,3600%
110	8,7256	3,5026	0,333276	3,8195%
120	9,5189	3,8211	0,398606	4,1875%
130	10,3121	4,1395	0,478126	4,6366%
140	11,1054	4,4579	0,560308	5,0454%
150	11,8986	4,7763	0,653939	5,4959%

Através da análise da tabela 5.20 verifica-se, mais uma vez, que os resultados obtidos são os esperados, com o aumento progressivo das cargas verifica-se um aumento quadrático das perdas no sistema.

#### 5.1.5.2. Aproximação Polinomial

Em baixo apresenta-se a fórmula matemática resultante da aproximação polinomial que permitiu o cálculo das perdas elétricas nesta rede.

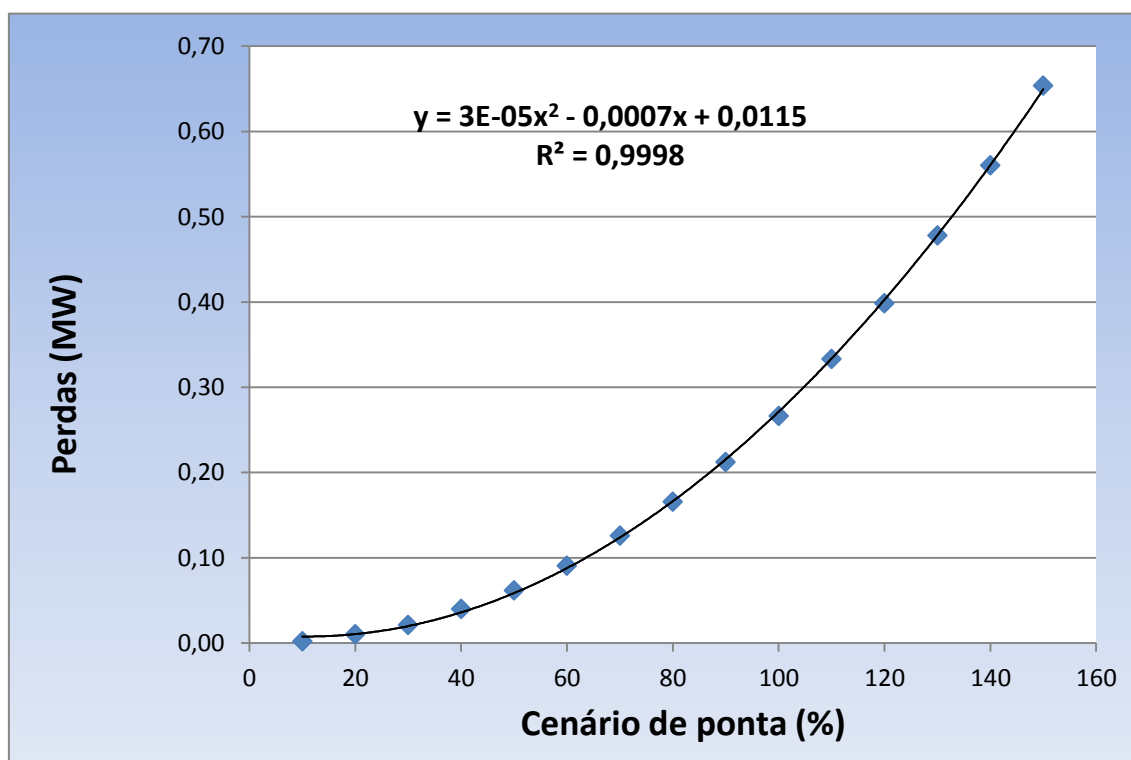


Figura 5.9 - Aproximação polinomial para a rede MT Rebordosa - Cete

Com base nos resultados obtidos, verifica-se que esta é uma boa aproximação porque o coeficiente de determinação  $R^2$  calculado é praticamente igual à unidade.

### 5.1.5.3. Estimação das Perdas Anuais

Recorrendo mais uma vez ao mesmo processo explicado anteriormente, aplicando a fórmula matemática resultante da aproximação e com o auxílio da distribuição, foram calculadas as perdas globais do sistema para os anos de 2011 a 2021.

Tabela 5.21 - Perdas para cada intervalo de carga, rede MT Rebordosa - Cete

Carga	Perdas (MW)	Carga	Perdas (MW)
5%	0,008750	80%	0,147500
10%	0,007500	85%	0,168750
15%	0,007750	90%	0,191500
20%	0,009500	95%	0,215750
25%	0,012750	100%	0,241500
30%	0,017500	105%	0,268750
35%	0,023750	110%	0,297500
40%	0,031500	115%	0,327750
45%	0,040750	120%	0,359500
50%	0,051500	125%	0,392750
55%	0,063750	130%	0,427500
60%	0,077500	135%	0,463750
65%	0,092750	140%	0,501500
70%	0,109500	145%	0,540750
75%	0,127750	150%	0,581500

Tendo em conta o crescimento anual de carga apresenta-se na figura 5.10 a evolução das perdas esperada para esta rede nos próximos 10 anos.

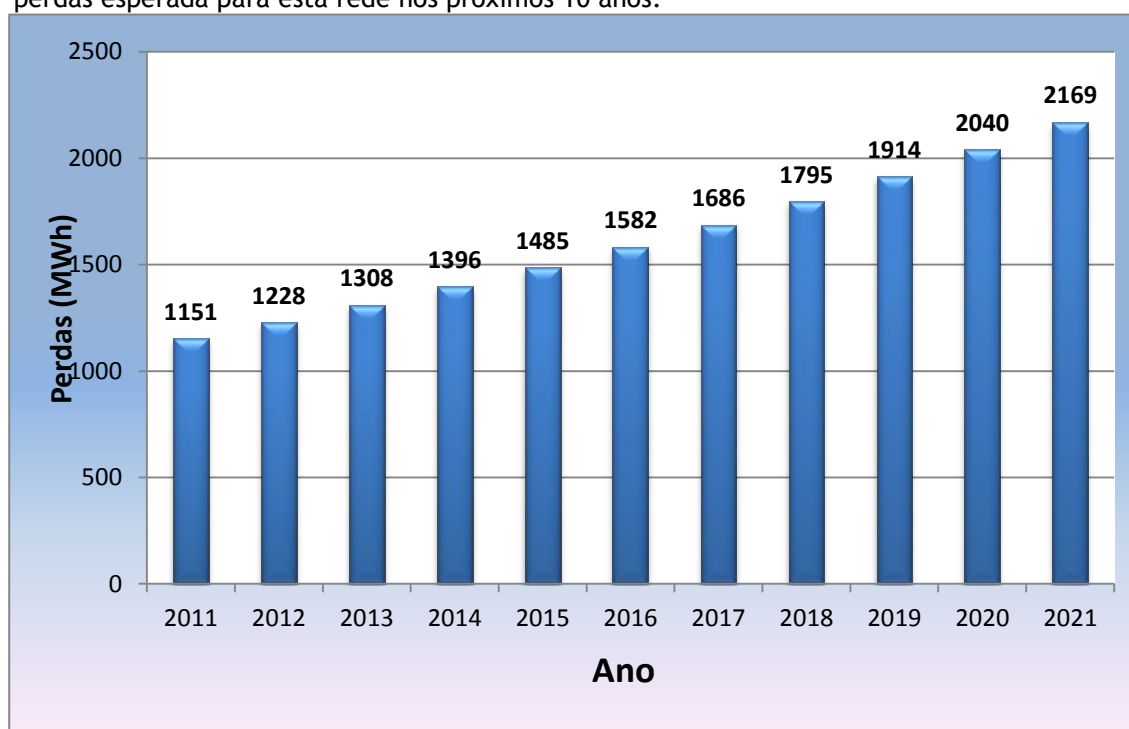


Figura 5.10 - Evolução temporal das perdas estimadas para os próximos anos, rede MT Rebordosa - Cete

Através da análise do gráfico obtido, ao fim dos 10 anos de estudo, e tendo em conta o crescimento anual de 3% de carga em cada ano, houve um aumento de cerca de 88% na energia de perdas nesta rede, relativamente ao ano de 2011.

## 5.2. Análise do Impacto da PRE

Para o cálculo do impacto da PRE nas perdas nas redes em estudo apenas foram considerados o impacto da PRE eólica e da cogeração.

Atualmente, de acordo com [9], a energia entregue à rede MT para alimentar todos os clientes que a ela estão ligados, isto é, consumidores MT, BTE, BTN e IP é de 40178 GWh. A tabela 5.22 apresenta a distribuição do consumo pelos diferentes tipos de consumidores alimentados pela rede MT:

Tabela 5.22 - Energia entregue à rede MT e a todos os clientes que a ela estão ligados

Tipo de Cliente	Energia (GWh)
MT	14298
BTE	3698
BTN	20550
IP	1632
<b>Total</b>	<b>40178</b>

De acordo com [8] a energia entregue à rede no ano de 2010 originária da PRE é de 17900 GWh e [10] 66% dessa energia é entregue à rede MT, ou seja 11814 GWh. Da energia entregue à rede MT, foi considerado que 50,5% [8] eram de origem eólica o que dá um total de 5966 GWh e 35,4% [8] tinham origem na cogeração o que dá um total de 4182 GWh. Isto significa que corresponde a 14,85% de energia entregue à rede MT é proveniente da produção eólica e 10,41% da cogeração.

Para o cálculo do impacto da PRE eólica nas perdas nas redes em estudo utilizou-se perfil de consumo de referência desta fonte renovável considerando que o seu valor máximo corresponde a 100% de carga desta fonte de energia que representa os 14,85% de energia de PRE eólica entregue à rede MT e considerando essa relação foram calculados os restantes valores do novo perfil de consumo. No caso da cogeração, para o cálculo do impacto nas perdas, considerou-se que esta fonte de energia tem o mesmo perfil de consumo característico MT e utilizando o mesmo processo descrito anteriormente, fez-se corresponder o valor máximo desse perfil a 100% de carga que representa os 10,41% de energia proveniente da cogeração entregue à rede MT e calcularam-se os restantes valores do novo perfil de consumo da cogeração.

Para o cálculo do impacto das perdas nas redes MT da PRE, após terem sido calculados os perfis de consumo referidos anteriormente, quer da PRE eólica e da cogeração que têm em consideração a percentagem que é fornecida à rede MT destas duas fontes de energia, foi feita uma diminuição de carga no perfil de consumo característico MT, e utilizando novamente a fórmula matemática resultante da aproximação polinomial para cada rede calculada anteriormente, foram calculadas as perdas nas redes em estudo para todas as horas do ano.

### 5.2.1. Rede MT Alto S. João - Ceira

Tendo em consideração o perfil de carga, para as perdas mensais considerando o impacto da PRE na rede MT Alto S. João - Ceira foram obtidos os seguintes valores.

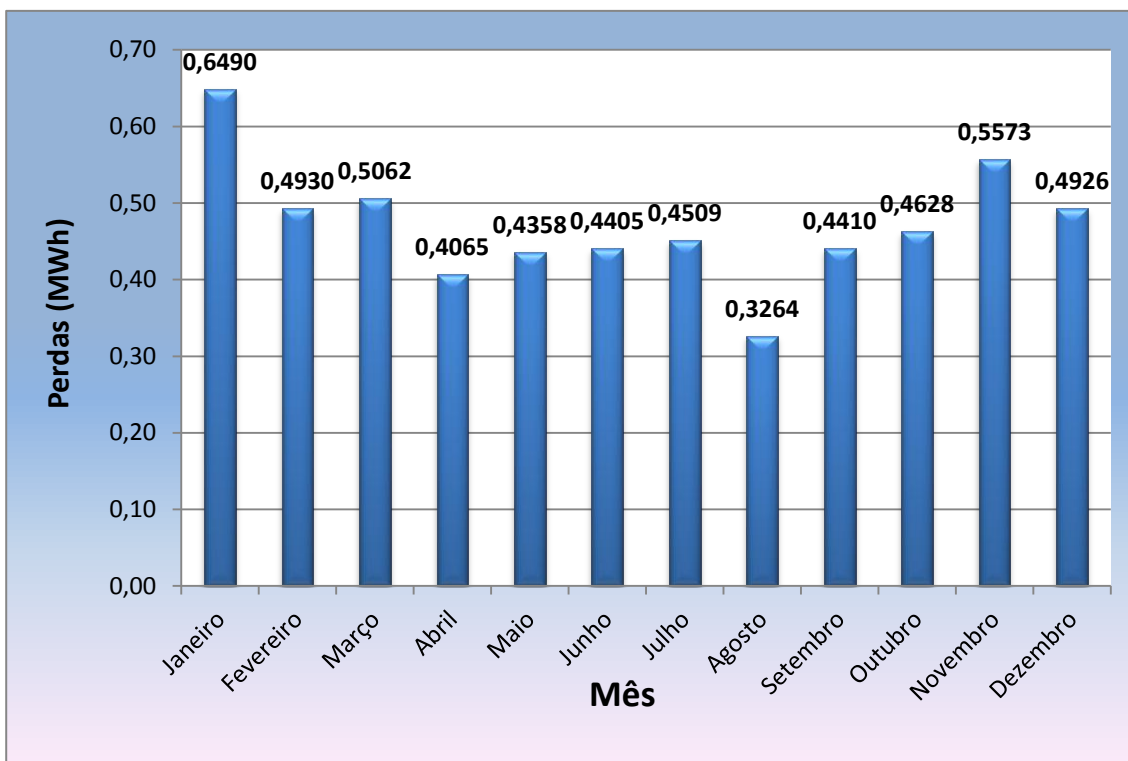


Figura 5.11 - Perdas mensais para o ano 2011, para a rede MT Alto S. João - Ceira tendo em consideração o impacto da PRE

Na figura seguinte estão representados os resultados das perdas para o ano 2011 com e sem o impacto da PRE.

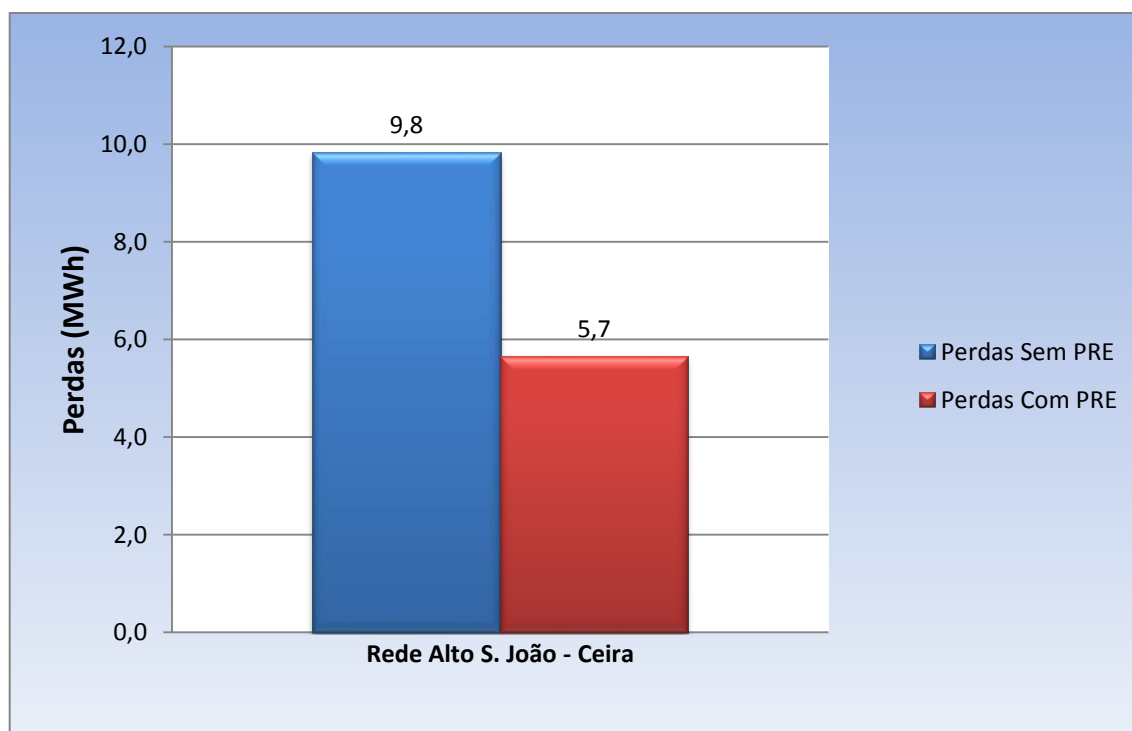


Figura 5.12 - Perdas para o ano 2011, com e sem o impacto da PRE, na rede MT Alto S. João - Ceira

Através dos resultados obtidos é possível verificar que a introdução da PRE teve um grande impacto na redução das perdas nesta rede, sendo que a redução é de cerca de 42%.

O resultado pode ser algo otimista, uma vez que a modelização da PRE é feita com base na redução da carga considerando uma distribuição homogénea. Na prática a PRE aparece distribuída por alguns (poucos) barramentos do sistema, e o seu impacto nas perdas dependerá naturalmente da relação entre a produção e a carga no barramento de ligação.

### 5.2.2. Rede MT Arouca - Seixeira

Tendo em consideração o perfil de carga, para as perdas mensais considerando o impacto da PRE na rede MT Arouca - Seixeira foram obtidos os seguintes valores.

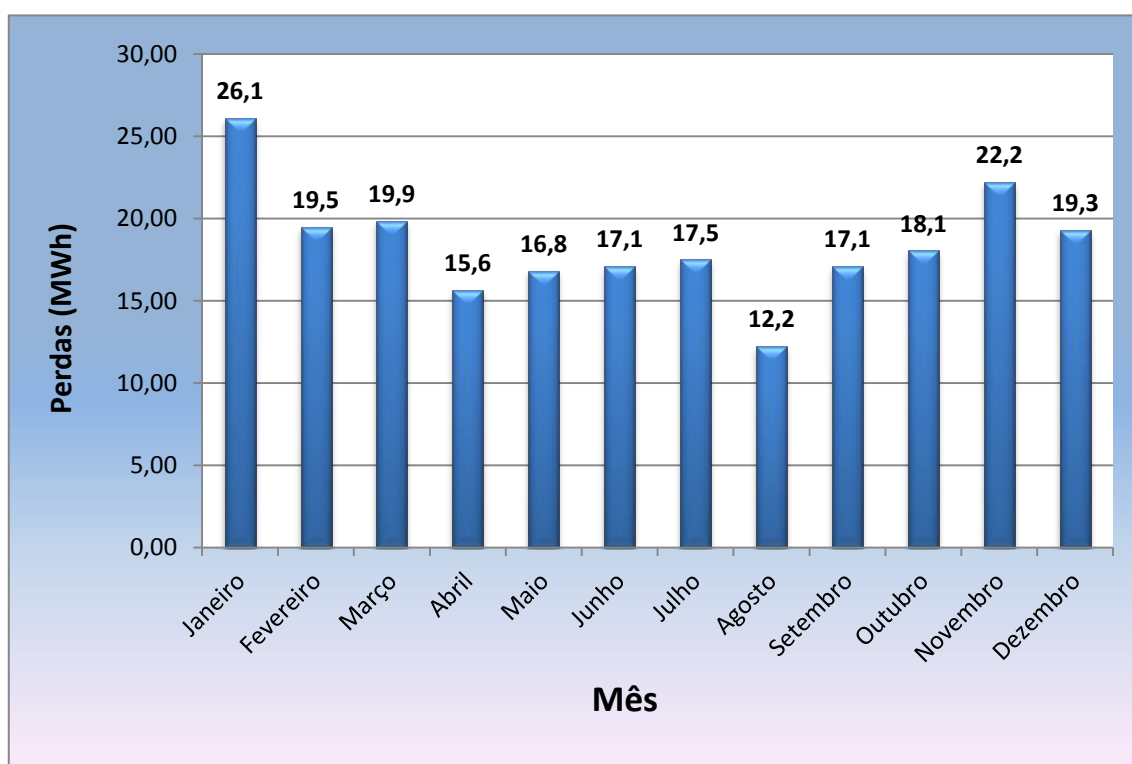


Figura 5.13 - Perdas mensais para o ano 2011, para a rede MT Arouca - Seixeira tendo em consideração o impacto da PRE

Na figura seguinte estão representados os resultados das perdas para o ano 2011 com e sem o impacto da PRE.

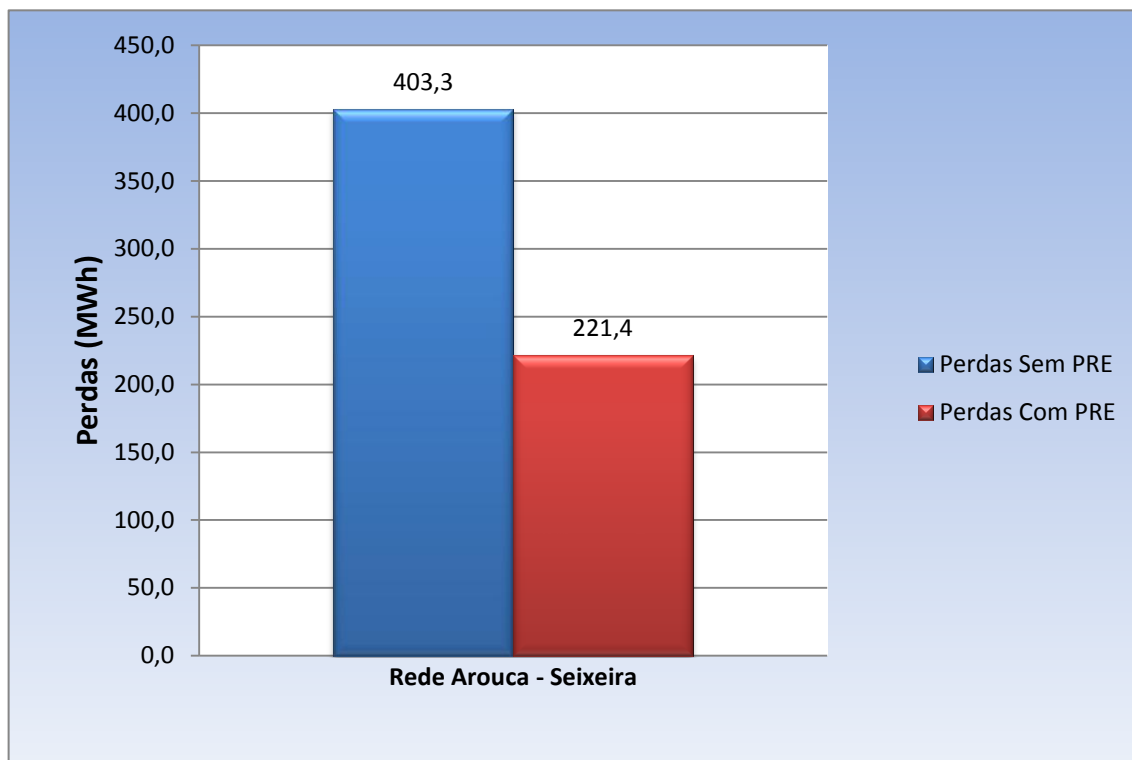


Figura 5.14 - Perdas para o ano 2011, com e sem o impacto da PRE, na rede MT Arouca - Seixeira

Através dos resultados obtidos é possível verificar que a introdução da PRE teve, como havia acontecido na rede anterior, um grande impacto na redução das perdas nesta rede, sendo que a redução é de cerca de 45%.

### 5.2.3. Rede MT Entre-os-Rios - Guilhufe

Tendo em consideração o perfil de carga, para as perdas mensais considerando o impacto da PRE na rede MT Entre-os-Rios - Guilhufe foram obtidos os seguintes valores.

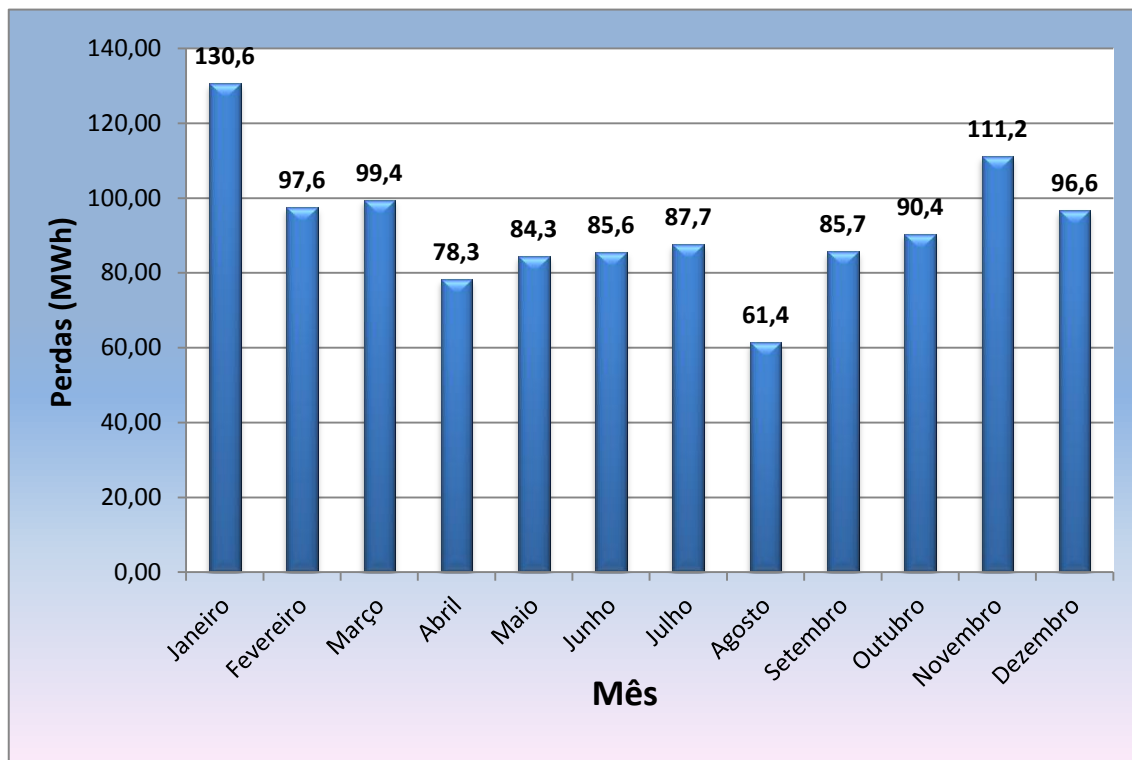


Figura 5.15 - Perdas mensais para o ano 2011, para a rede MT Entre-os-Rios - Guilhufe tendo em consideração o impacto da PRE

Na figura seguinte estão representados os resultados das perdas para o ano 2011 com e sem o impacto da PRE.

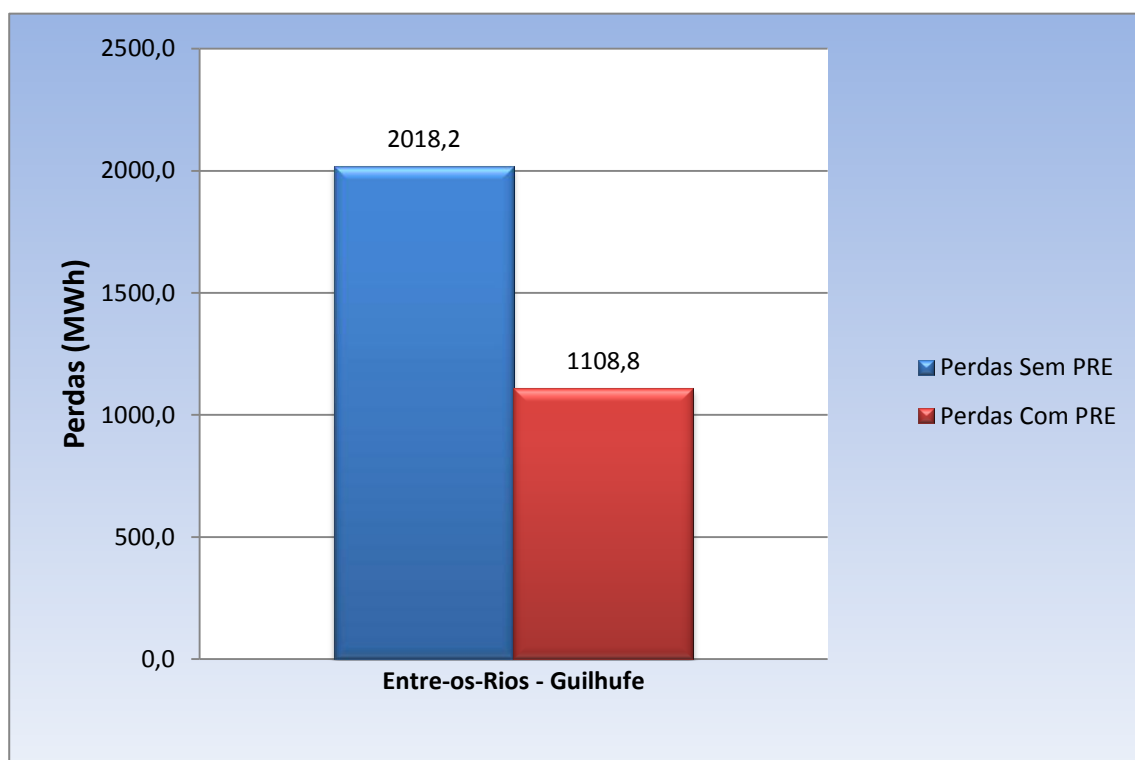


Figura 5.16 - Perdas para o ano 2011, com e sem o impacto da PRE, na rede MT Entre-os-Rios - Guilhufe

Através da análise do gráfico possível verificar que a introdução da PRE teve também um grande impacto na redução das perdas nesta rede, sendo que a redução é de cerca de 45%.

#### 5.2.4. Rede MT Fafe - Moreira de Rei

Tendo em consideração o perfil de carga, para as perdas mensais considerando o impacto da PRE na rede MT Fafe - Moreira de Rei foram obtidos os seguintes valores.

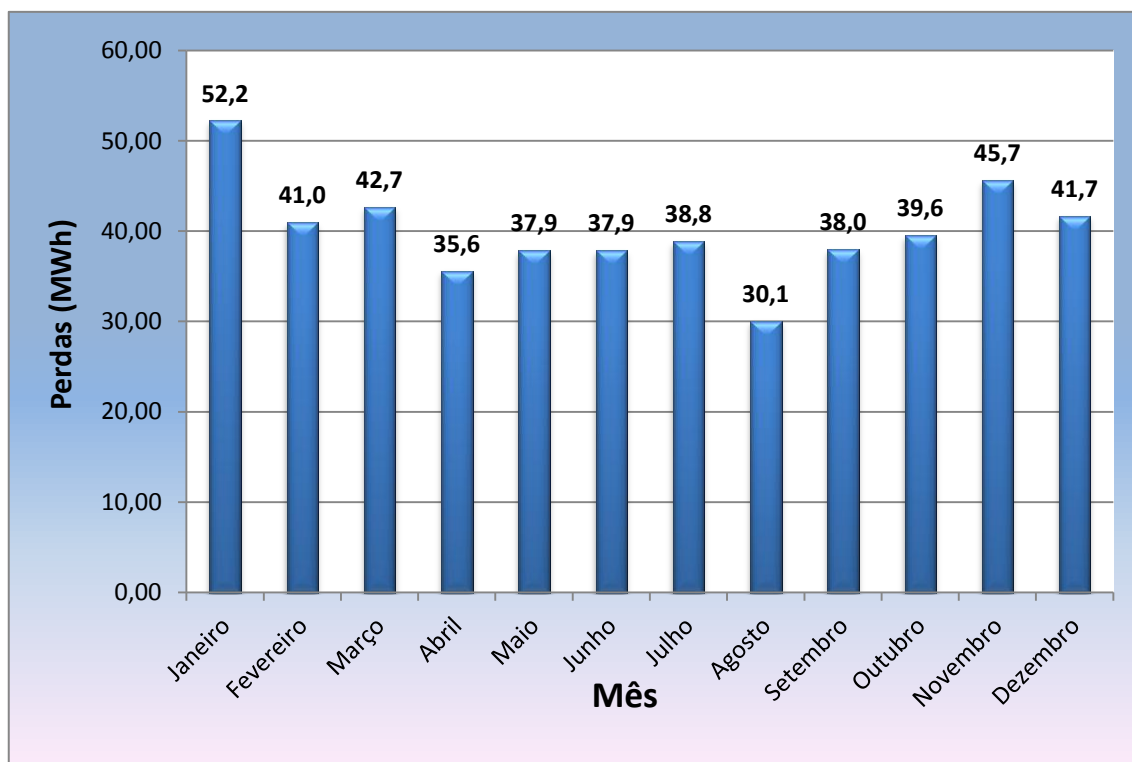
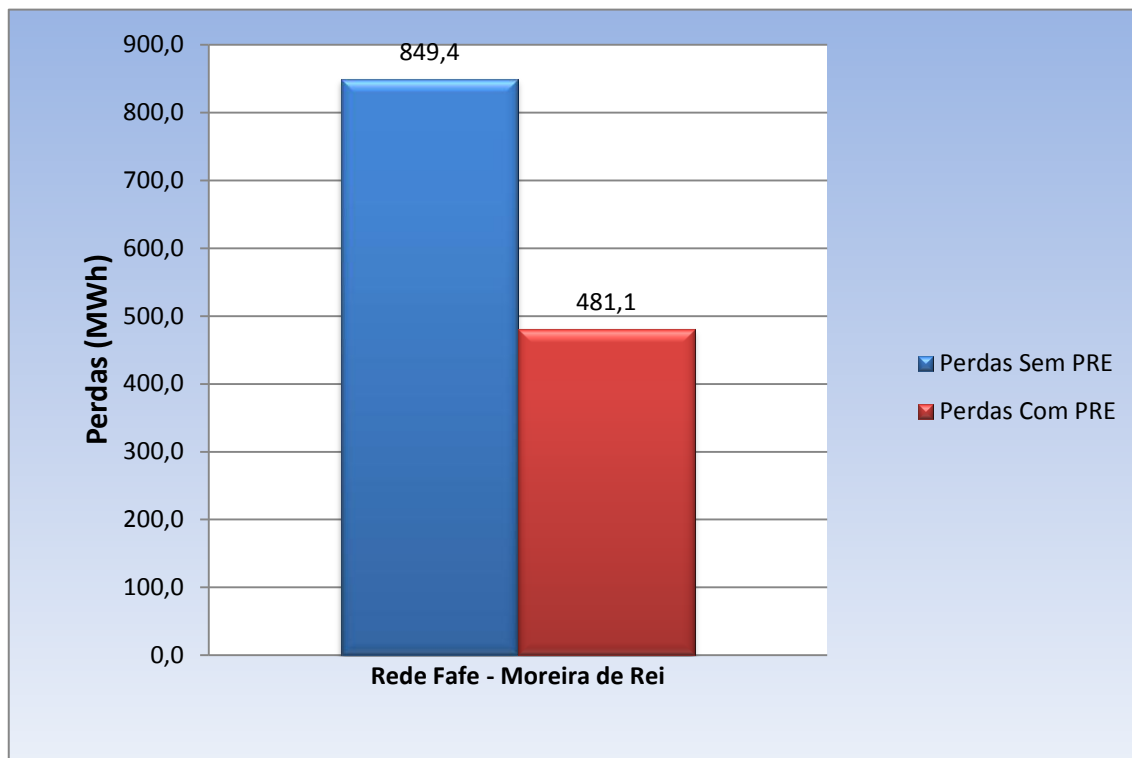


Figura 5.17 - Perdas mensais para o ano 2011, para a rede MT Fafe - Moreira de Rei tendo em consideração o impacto da PRE

Na figura seguinte estão representados os resultados das perdas para o ano 2011 com e sem o impacto da PRE.



**Figura 5.18** - Perdas para o ano 2011, com e sem o impacto da PRE, na rede MT Fafe - Moreira de Rei

A introdução da PRE teve também um grande impacto na redução das perdas nesta rede, sendo que a redução é de cerca de 43%.

#### 5.2.5. Rede MT Rebordosa - Cete

Tendo em consideração o perfil de carga, para as perdas mensais considerando o impacto da PRE na rede MT Rebordosa - Cete foram obtidos os seguintes valores.

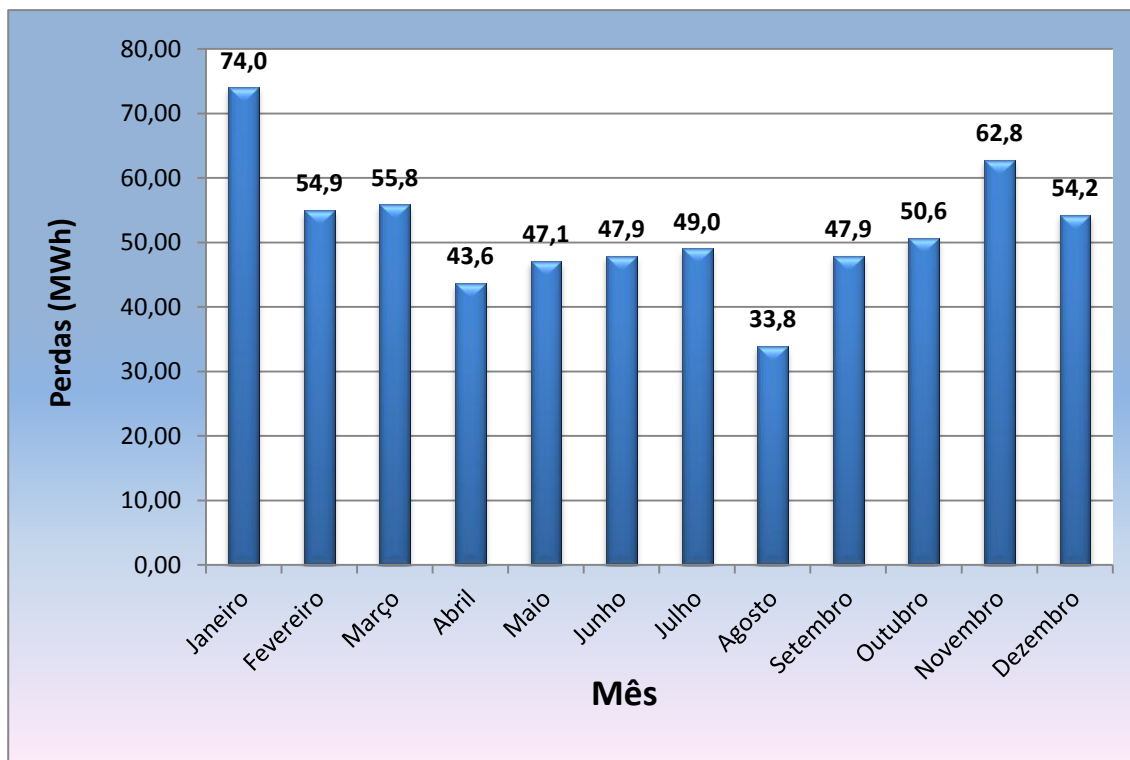


Figura 5.19 - Perdas mensais para o ano 2011, para a rede MT Rebordosa - Cete, tendo em consideração o impacto da PRE

Na figura seguinte estão representados os resultados das perdas para o ano 2011 com e sem o impacto da PRE.

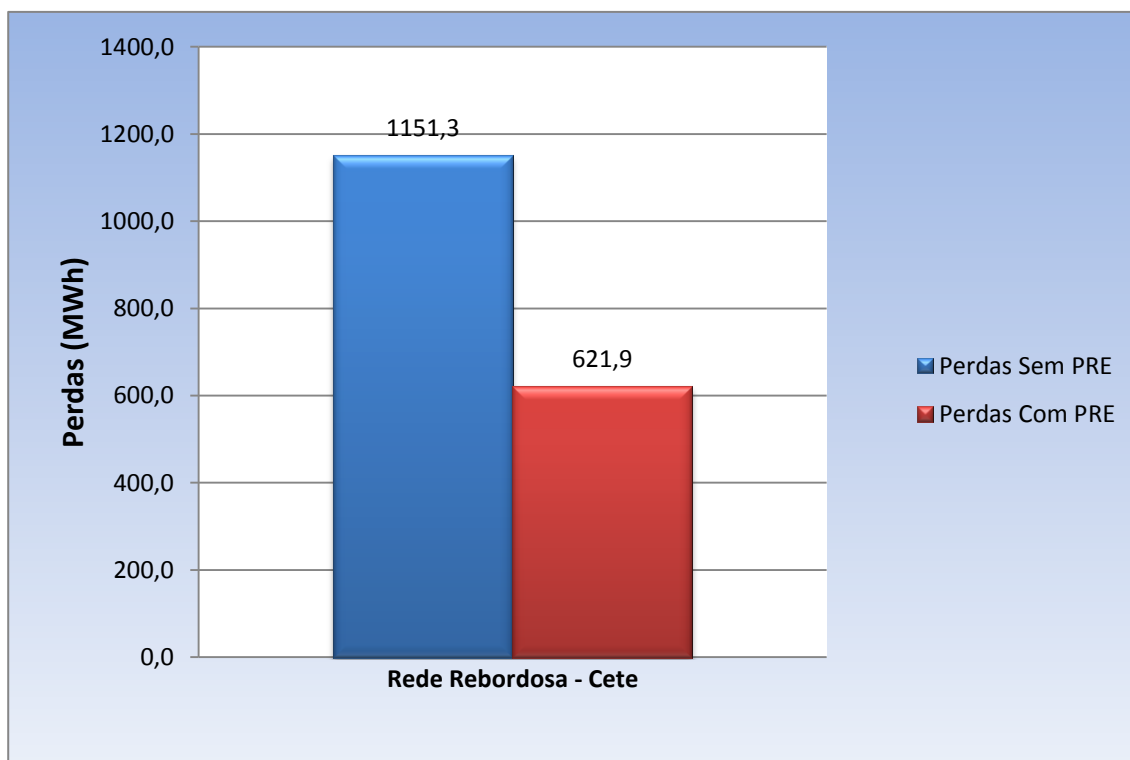


Figura 5.20 - Perdas para o ano 2011, com e sem o impacto da PRE, na rede MT Rebordosa - Cete

A introdução da PRE teve também um grande impacto na redução das perdas nesta rede, tal como havia acontecido nas restantes redes, sendo que a redução é de cerca de 46%.

### **5.3. Custo da Energia de Perdas Esperada nos Próximos Anos**

É importante atribuir à evolução temporal das perdas um custo financeiro que estas acarretam para as empresas distribuidoras de energia. Neste trabalho considerou-se para o custo da energia de perdas, a tarifa de clientes finais MT do comercializador de último recurso em Portugal Continental [11]. O custo da energia de perdas utilizado é calculado segundo a média da tarifa de clientes finais tendo em consideração todos os tipos de utilização (longas, médias e curtas) e todos os períodos horários (vazio, supervazio, cheias e ponta), o que resultou num valor de 84,6 €/MWh. Mas para se fazer um estudo da evolução temporal do custo das perdas, é necessário ter em consideração que o seu custo tende a aumentar com a inflação, e por isso este valor é atualizado anualmente, assumindo que o preço da energia aumenta segundo o mesmo ritmo. Assim segundo os dados de [12] o aumento dos preços na zona euro situou-se próximo dos 3% e por isso considerou-se, neste trabalho, que o aumento anual do custo da energia elétrica fixado nos 3%. Na prática muitos fatores influenciam o preço da energia, no entanto, estes fatores não foram tidos em consideração neste estudo

Nas tabelas 5.23 e 5.24 podem ser observados os custos da energia de perdas para todos os anos em cada uma das redes.

Tabela 5.23 - Evolução dos custos da energia nas redes MT

Ano	Rede Alto S. João - Ceira		Rede Arouca - Seixeira		Rede Entre-os-Rios - Guilhufe	
	Perdas (MWh)	Custo Perdas (€/MWh)	Perdas (MWh)	Custo Perdas (€/MWh)	Perdas (MWh)	Custo Perdas (€/MWh)
2011	9,8	831,7	403,3	34107,2	2018,2	170684,4
2012	10,4	907,5	429,4	37401,6	2148,6	187160,9
2013	11,0	989,8	456,8	40988,1	2285,9	205097,5
2014	11,7	1081,3	486,9	44998,7	2436,4	225155,6
2015	12,4	1177,8	517,3	49236,6	2588,1	246349,6
2016	13,1	1284,8	550,3	53952,9	2753,3	269936,5
2017	13,9	1401,8	585,6	59130,3	2929,5	295828,3
2018	14,7	1528,5	622,6	64757,4	3114,7	323969,1
2019	15,6	1669,2	663,0	71030,3	3316,8	355339,3
2020	16,5	1822,8	705,9	77895,4	3531,4	389670,5
2021	17,5	1985,8	749,7	85205,7	3750,2	426227,7

Tabela 5.24 - Evolução dos custos da energia nas redes MT

Ano	Rede Fafe - Moreira de Rei		Rede Rebordosa - Cete	
	Perdas (MWh)	Custo Perdas (€/MWh)	Perdas (MWh)	Custo Perdas (€/MWh)
2011	760,2	64295,0	1151,3	97364,5
2012	797,6	69479,9	1227,6	106934,9
2013	836,8	75075,3	1308,1	117361,5
2014	879,1	81240,7	1396,3	129036,8
2015	921,5	87712,5	1485,3	141380,5
2016	967,2	94825,6	1582,3	155132,6
2017	1015,5	102547,3	1685,9	170243,1
2018	1065,8	110859,9	1794,8	186679,5
2019	1120,3	120021,7	1913,7	205019,5
2020	1177,7	129953,9	2040,0	225106,5
2021	1235,7	140448,1	2168,9	246509,7

Através da análise destas tabelas é possível verificar que o custo da energia de perdas em 2021, em cada uma das redes estudadas, é superior ao dobro do verificado em 2011.

A tabela seguinte mostra os resultados obtidos para o custo da energia de perdas considerando o impacto da PRE e comparando-o com o resultado que havia sido calculado sem considerar o impacto da PRE, para o ano de 2011, tendo em consideração que o custo da energia de perdas nesse ano é de 84,6 €/MWh.

**Tabela 5.25** - Custo da Energia de perdas considerando o impacto da PRE, ano de 2011

Rede Alto S. João - Ceira	PRE	Perdas (MWh)	<b>Custo Perdas (€/MWh)</b>
	Sem PRE	9,8	831,7
	Perdas PRE	5,7	478,8
Rede Arouca - Seixeira	PRE	Perdas (MWh)	<b>Custo Perdas (€/MWh)</b>
	Sem PRE	403,3	34107,2
	Perdas PRE	221,4	18725,5
Rede Entre-os-Rios - Guilhufe	PRE	Perdas (MWh)	<b>Custo Perdas (€/MWh)</b>
	Sem PRE	2018,2	170684,4
	Perdas PRE	1108,8	93775,6
Rede Fafe - Moreira de Rei	PRE	Perdas (MWh)	<b>Custo Perdas (€/MWh)</b>
	Sem PRE	760,2	64295,0
	Perdas PRE	481,1	40684,1
Rede Rebordosa - Cete	PRE	Perdas (MWh)	<b>Custo Perdas (€/MWh)</b>
	Sem PRE	1151,3	97364,5
	Perdas PRE	621,9	52590,7

Através dos resultados obtidos é possível verificar que a introdução da PRE irá ter um forte impacto na redução do custo da energia de perdas, sendo que em cada rede estudada se verifica que essa diminuição foi sempre superior a 40% com exceção Rede MT Fafe - Moreira de Rei que se situou próxima dos 40%.

#### 5.4. Análise comparativa das redes MT

Na análise feita anteriormente de cada rede MT, os diversos resultados foram apresentados de forma individual, nesta parte do trabalho as redes estudadas são comparadas de modo a avaliar a sua eficiência energética. Para esta comparação, as redes MT em estudo serão colocadas segundo as mesmas circunstâncias e é verificado quais as redes que possuem maiores perdas.

De seguida são apresentados os resultados obtidos da percentagem de perdas tendo em conta o nível de carga comum a todas redes de 10% a 150% da respetiva ponta.

Tabela 5.26 - Perdas nas redes MT para valores de carga previstos

Carga (% de Ponta)	Rede Alto S. João - Ceira		Rede Arouca - Seixeira		Rede Entre-os-Rios - Guilhufe	
	Perdas (MW)	Perdas (% de Carga)	Perdas (MW)	Perdas (% de Carga)	Perdas (MW)	Perdas (% de Carga)
10	0,1146	0,0184%	0,3732	0,3271%	0,6710	0,4830%
20	0,2292	0,0377%	0,7463	0,5140%	1,3420	1,3788%
30	0,3438	0,0808%	1,1195	1,0862%	2,0130	1,5003%
40	0,4584	0,0772%	1,4926	1,0849%	2,6840	2,0430%
50	0,5729	0,0960%	1,8658	1,4430%	3,3550	2,6445%
60	0,6875	0,1163%	2,2389	1,6835%	4,0260	3,6883%
70	0,8021	0,1360%	2,6121	2,0621%	4,6970	4,7419%
80	0,9167	0,1550%	2,9852	2,6025%	5,3680	4,2755%
90	1,0313	0,1755%	3,3584	2,6339%	6,0390	5,5587%
100	1,1459	0,1951%	3,7315	3,0230%	6,7100	5,9016%
110	1,2605	0,2144%	4,1047	3,6324%	7,3810	6,2583%
120	1,3751	0,2345%	4,4778	3,7579%	8,0520	7,4383%
130	1,4897	0,2539%	4,8510	4,0945%	8,7230	7,9213%
140	1,6042	0,2740%	5,2241	4,6122%	9,3940	8,7635%
150	1,7188	0,2940%	5,5973	4,8967%	10,0650	9,7990%

Tabela 5.27 - Perdas nas redes MT para valores de carga previstos

Carga (% de Ponta)	Rede Fafe - Moreira de Rei		Rede Rebordosa - Cete	
	Perdas (MW)	Perdas (% de Carga)	Perdas (MW)	Perdas (% de Carga)
10	0,6344	0,5881%	0,7932	0,2760%
20	1,2689	0,4422%	1,5865	0,6478%
30	1,9033	0,6046%	2,3797	0,8988%
40	2,5377	1,1108%	3,1730	1,2644%
50	3,1722	1,4521%	3,9662	1,5599%
60	3,8066	2,0441%	4,7594	1,9018%
70	4,4410	2,2166%	5,5527	2,2658%
80	5,0755	2,6953%	6,3459	2,6148%
90	5,7099	2,9654%	7,1392	2,9748%
100	6,3443	2,6701%	7,9324	3,3600%
110	6,9788	2,9632%	8,7256	3,8195%
120	7,6132	3,0281%	9,5189	4,1875%
130	8,2476	3,7205%	10,3121	4,6366%
140	8,8821	3,7680%	11,1054	5,0454%
150	9,5165	3,9123%	11,8986	5,4959%

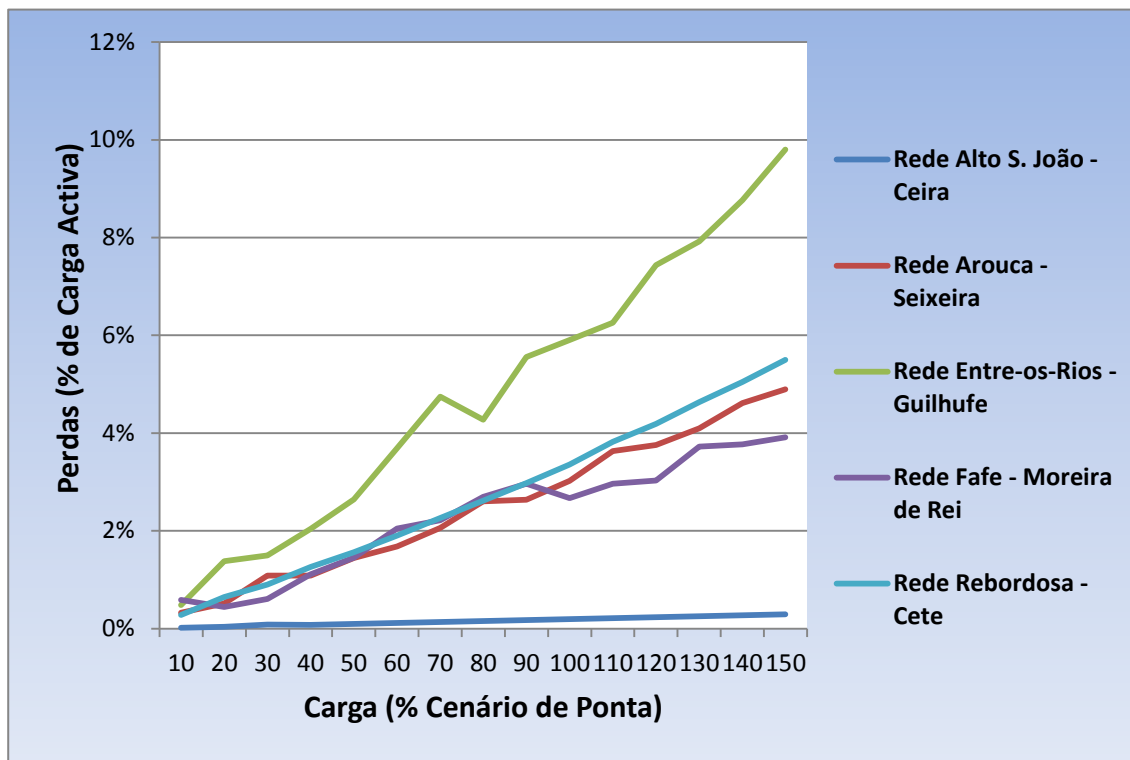


Figura 5.21 - Análise da eficiência das redes MT, para os valores de carga previstos

Pela análise das tabelas 5.26 e 5.27 e da figura 5.21, é possível observar que a rede mais eficiente é a rede MT Alto S. João - Ceira, visto que é a rede que apresenta menores perdas percentuais, no entanto há que ter em consideração o que foi referido anteriormente, existe a hipótese de esta rede estar mal caracterizada. No outro extremo, a menos eficiente é a rede MT Entre-os-Rios - Guilhufe.

# Capítulo 6

## Conclusões e Trabalhos Futuros

### 6.1. Conclusões

Devido às características do sistema elétrico, o cálculo das perdas nas redes de distribuição MT é bastante complexo. Neste trabalho é proposta uma metodologia de modo a analisar e caracterizar de forma eficiente as perdas nas redes MT, evitando o recurso à simulação (trânsito de potências) exaustiva de todos os possíveis estados do sistema. De facto a caracterização das perdas em função de níveis de carga discretos, associada a um processo de regressão bastante exato, permitiu estimar, de modo simples mas rigoroso, as perdas nas redes nos diferentes cenários considerados.

Tendo em consideração os resultados obtidos dos valores das perdas e a estimação temporal que foi feita dos custos associados a estas, foi possível verificar a importância que os custos associados às perdas têm no planeamento a médio/longo prazo, uma vez que estes vão sendo cada vez maiores relativamente ao ano de referência.

A utilização do *software* de simulação *PowerWorld* que integra o algoritmo de *Newton-Raphson* para obter a solução do trânsito de potências em cada rede, mostrou-se ser uma ferramenta bastante útil, pois permitiu simular vários cenários de carga e obter resultados de uma forma rápida e simples para os valores das perdas elétricas e também verificar quais os pontos das redes onde existe uma maior acumulação de perdas, informação importante no planeamento de eventuais intervenções numa rede, apesar da grande dimensão das redes analisadas.

Relativamente às aproximações polinomiais que foram adotadas, e tendo em consideração o critério utilizado para avaliação das mesmas, foi concluído que a estimação polinomial de segundo grau é uma forma válida de determinar os valores de perdas em cenários intermédios.

Quanto ao impacto da PRE, através dos resultados obtidos, verificou-se que esta tem um forte impacto na redução das perdas e consequentemente nos custos a estas associadas. No entanto, deve tomar em consideração que a metodologia usada apenas considerou uma distribuição uniforme da PRE, que depende muito do nível de penetração, da sua localização e distribuição (mais descentralizada ou mais centralizada) e também da carga do barramento onde se encontra ligada.

## 6.2. Trabalhos Futuros

Os resultados obtidos no presente trabalho podem ser o ponto de partida para futuros estudos. Numa primeira fase é sugerido estender este estudo a outras redes MT do SEN, uma vez que estas redes em estudo poderão não caracterizar o panorama geral das redes MT existentes. Dado o elevado número de redes MT e a variabilidade de características (que varia desde a sua dimensão física bem como número de consumidores a elas associadas) seria interessante caracterizar a sua tipicidade de modo a facilitar o processo de seleção dum conjunto de redes-modelo mais representativas do universo das redes MT.

Dado que as redes têm a sua localização geográfica diversificada e por isso possuem características de consumo e de penetração de PRE próprios, seria importante no estudo do comportamento da carga e do impacto que a PRE pode ter no comportamento das perdas, a utilização de perfis de consumo associados a cada rede bem como perfis da PRE locais associados a cada tecnologia, em vez do perfil único, quer de consumo quer de PRE, que foi utilizado neste trabalho para todas as redes.

No caso do estudo do impacto da PRE, sugere-se que, em futuros trabalhos, se faça uma melhor caracterização da PRE em termos de localização e distribuição, caracterização dos pontos de ligação, etc, de modo a construir uma modelização ainda mais ajustada.



## Referências

- [1] Paiva, José P. S., “Redes de Energia Eléctrica, uma análise sistémica”, IST Press Edições. Maio 2005.
- [2] INAG, “Programa Nacional de Barragens com Elevado Potencial Hidroeléctrico”, disponível em:  
[http://pnbeeph.inag.pt/np4/np4/?newsId=4&fileName=pnbeph\\_memoria.pdf](http://pnbeeph.inag.pt/np4/np4/?newsId=4&fileName=pnbeph_memoria.pdf) (Último acesso em 01/2012).
- [3] ERSE - Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos, “Perdas na Rede de Distribuição”, disponível em:  
<http://www.erse.pt/pt/electricidade/actividadesdosector/distribuicao/Paginas/RND-Perdas.aspx> (Último acesso em 01/2012)
- [4] J. Saraiva, J. Pereira da Silva, M. Ponce de Leão, “Mercados de Electricidade - Regulação e Tarifação de Uso das Redes”, FEUP edições, 2002.
- [5] ERSE Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos, “Ajustamentos Referentes a “2010 e 2011 a Repercutir nas Tarifas de 2012”, disponível em:  
<http://www.erse.pt/pt/electricidade/tarifaseprecos/tarifas2012/Paginas/default.aspx> (Último acesso em 01/2012)
- [6] Vladimiro Miranda, “Localização de Compensação Reactiva em Redes de Distribuição”, 2005
- [7] M. A. Matos, P. Melo, “*Multiobjective reconfiguration for loss reduction and servisse restoration using simulated annealing*”, *Electric Power Engineering, 1999. PowerTech Budapest 99. International Conference on*, vol.,no,pp.213,1999
- [8] ERSE - Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos, “Informação Sobre Produção em Regime Especial (PRE)”, dados atualizados a Outubro de 2011, disponível em:  
<http://www.erse.pt/pt/electricidade/factosenumeros/Paginas/DivulgacaoMensaldeInformacaosobrePRE.aspx> (Último acesso em 12/2011)
- [9] EDP - Energias de Portugal, “EDP - Cientes SEP”
- [10] EDP - Energias de Portugal, “Características das PRE’s nas RT’s”
- [11] ERSE - Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos, “Tarifa de Venda a Clientes Finais”, disponível em:  
<http://www.erse.pt/pt/electricidade/tarifaseprecos/tarifareguladas2011/Paginas/default.aspx>

- [12] Económico, “Eurostat revê em ligeira baixa inflação na zona euro em Dezembro”, disponível em:  
[http://economico.sapo.pt/noticias/eurostat-reve-em-ligeira-baixa-inflacao-na-zona-euro-em-dezembro\\_136057.html](http://economico.sapo.pt/noticias/eurostat-reve-em-ligeira-baixa-inflacao-na-zona-euro-em-dezembro_136057.html) (Último acesso 01/2012)
- [13] J. N. Fidalgo, Manuel Matos, Marcos Marques, “*Estimation and Allocation of Losses in Distribution Networks*”
- [14] Costa, Paulo M., “Repartição de perdas em redes eléctricas de distribuição partilhadas, com Produção em Regime Especial”, disponível em:  
<http://www.estv.ipv.pt/PaginasPessoais/paulomoises/Investiga%C3%A7%C3%A3o.htm#public> (Último acesso 12/2011)
- [15] Carlos A. Dortolina, Ramón Nadira, “*The Loss That is Unknown is No Loss At All: A top-Down/Bottom-Up Approach for Estimation Distribution Losses*”
- [16] L. Ramesh, S. P. Chowdhury, S. Chowdhury, A. A. Natarajan, C. T. Gaunt, “*Al, Minimization of Power Loss in Distribution Networks by Different Techniques*”
- [17] SEEDT, “Uso de transformadores mais eficientes na indústria”, disponível em:  
<http://seedt.ntua.gr/> (Último acesso 01/2012)
- [18] Esteves, Jorge, ERSE - Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos - “Regulação: Há necessidade de novas formas de regulação?” disponível em:  
[http://www.elecpor.pt/document/JORGE\\_ESTEVES\\_ELECPOR\\_26JUN09.pdf](http://www.elecpor.pt/document/JORGE_ESTEVES_ELECPOR_26JUN09.pdf) (Último acesso 01/2012)
- [19] António Mamede dos Santos, Miguel Mamede dos Santos, “Geração Distribuída Versus Centralizada”, disponível em:  
<http://www.ipv.pt/millennium/Millennium35/> (Último acesso 12/2011)
- [20] Manual do *Power World*, disponível em:  
<http://www.powerworld.com/Document%20Library/pw80UserGuide.pdf> (Último acesso 10/2011)
- [21] Tony Burton, David Sharpe, Nick Jenkins, Ervin Bossanyi., “*Wind Energy Handbook*”, S.l. : John Wiley & Sons, 2001

## Anexos

# Anexo A

## Perfil de Consumo - Consumidores MT

Legenda:

DU - Dia Útil

SÁB - Sábado

DOM - Domingo

NOTA: Os valores da carga estão em percentagem do cenário de ponta

Hora	Janeiro			Fevereiro			Março		
	DU	SÁB	DOM	DU	SÁB	DOM	DU	SÁB	DOM
	Dia 12	Dia 15	Dia 16	Dia 16	Dia 19	Dia 20	Dia 16	Dia 19	Dia 20
00:00	71%	75%	69%	68%	70%	68%	68%	70%	65%
01:00	63%	68%	61%	60%	64%	63%	62%	66%	55%
02:00	60%	63%	57%	57%	59%	58%	60%	62%	55%
03:00	58%	60%	54%	55%	56%	55%	58%	60%	53%
04:00	59%	58%	52%	56%	55%	54%	58%	60%	53%
05:00	60%	57%	52%	57%	55%	53%	60%	60%	53%
06:00	64%	58%	52%	60%	56%	53%	61%	58%	50%
07:00	72%	59%	51%	66%	55%	51%	65%	57%	45%
08:00	86%	61%	51%	79%	57%	51%	79%	61%	48%
09:00	96%	67%	56%	90%	62%	56%	91%	67%	53%
10:00	101%	73%	62%	95%	66%	62%	95%	71%	57%
11:00	103%	75%	67%	97%	68%	66%	97%	73%	61%
12:00	99%	76%	67%	94%	69%	67%	94%	73%	63%
13:00	94%	74%	65%	88%	66%	66%	90%	70%	61%
14:00	97%	72%	63%	92%	65%	63%	92%	69%	58%
15:00	99%	71%	62%	93%	65%	61%	94%	69%	56%
16:00	99%	71%	62%	91%	64%	60%	92%	68%	55%
17:00	102%	80%	70%	90%	66%	62%	89%	68%	55%
18:00	107%	90%	79%	96%	79%	74%	91%	75%	63%
19:00	107%	92%	83%	99%	85%	80%	97%	84%	71%
20:00	104%	91%	84%	96%	85%	81%	96%	85%	76%
21:00	99%	87%	82%	91%	80%	80%	91%	83%	76%
22:00	92%	83%	80%	85%	78%	78%	85%	81%	74%
23:00	82%	78%	74%	77%	73%	72%	77%	74%	69%

Hora	Abril			Maio			Junho		
	DU	SÁB	DOM	DU	SÁB	DOM	DU	SÁB	DOM
	Dia 13	Dia 16	Dia 17	Dia 11	Dia 14	Dia 15	Dia 15	Dia 18	Dia 19
00:00	64%	65%	60%	61%	61%	57%	63%	62%	59%
01:00	58%	60%	55%	55%	56%	52%	56%	57%	54%
02:00	55%	56%	52%	52%	52%	49%	54%	54%	50%
03:00	54%	54%	50%	50%	50%	46%	52%	52%	48%
04:00	54%	53%	49%	51%	50%	46%	52%	52%	47%
05:00	55%	53%	49%	53%	50%	45%	52%	52%	47%
06:00	56%	51%	47%	52%	47%	42%	52%	49%	43%
07:00	59%	50%	44%	58%	48%	42%	59%	50%	44%
08:00	71%	54%	45%	73%	54%	45%	72%	56%	48%
09:00	82%	61%	50%	83%	60%	50%	83%	63%	52%
10:00	86%	64%	55%	88%	65%	56%	88%	68%	55%
11:00	88%	66%	59%	89%	67%	60%	90%	71%	58%
12:00	85%	66%	59%	86%	67%	61%	88%	71%	59%
13:00	81%	63%	57%	82%	62%	58%	84%	67%	57%
14:00	84%	62%	55%	85%	61%	55%	86%	65%	55%
15:00	85%	63%	54%	87%	62%	54%	88%	65%	54%
16:00	82%	61%	51%	85%	60%	53%	87%	64%	53%
17:00	79%	60%	50%	82%	60%	52%	84%	63%	52%
18:00	76%	59%	51%	78%	60%	53%	79%	63%	53%
19:00	75%	62%	55%	76%	60%	56%	76%	64%	54%
20:00	82%	72%	65%	77%	66%	62%	76%	66%	58%
21:00	82%	74%	70%	78%	69%	67%	78%	69%	64%
22:00	78%	73%	69%	74%	67%	67%	75%	69%	65%
23:00	71%	68%	66%	68%	63%	63%	69%	65%	62%

Hora	Julho			Agosto			Setembro		
	DU	SÁB	DOM	DU	SÁB	DOM	DU	SÁB	DOM
	Dia 13	Dia 16	Dia 17	Dia 10	Dia 13	Dia 14	Dia 14	Dia 17	Dia 18
00:00	62%	62%	59%	58%	57%	57%	60%	62%	57%
01:00	57%	58%	55%	53%	52%	52%	55%	56%	52%
02:00	55%	54%	52%	51%	50%	49%	53%	53%	49%
03:00	53%	53%	49%	49%	48%	48%	52%	52%	46%
04:00	53%	52%	48%	50%	49%	48%	53%	52%	46%
05:00	55%	52%	49%	51%	50%	48%	54%	52%	47%
06:00	55%	51%	43%	51%	49%	45%	58%	52%	46%
07:00	61%	52%	44%	52%	48%	43%	59%	50%	42%
08:00	74%	56%	46%	61%	53%	45%	71%	53%	44%
09:00	85%	63%	50%	70%	59%	48%	82%	59%	48%
10:00	91%	67%	56%	77%	64%	53%	86%	63%	53%
11:00	92%	70%	60%	79%	66%	57%	88%	66%	57%
12:00	89%	70%	59%	77%	67%	57%	86%	66%	58%
13:00	85%	66%	55%	75%	64%	54%	82%	62%	54%
14:00	89%	64%	53%	76%	61%	52%	85%	61%	53%
15:00	92%	64%	52%	77%	60%	52%	87%	61%	52%
16:00	91%	65%	52%	77%	60%	50%	87%	60%	51%
17:00	87%	64%	51%	74%	59%	50%	83%	59%	50%
18:00	82%	64%	52%	71%	60%	51%	78%	60%	52%
19:00	79%	65%	54%	69%	61%	53%	79%	64%	56%
20:00	76%	66%	58%	71%	67%	59%	82%	68%	64%
21:00	78%	71%	63%	72%	69%	63%	79%	68%	64%
22:00	75%	70%	63%	68%	65%	61%	73%	64%	62%
23:00	69%	65%	61%	63%	61%	58%	67%	61%	59%

Hora	Outubro			Novembro			Dezembro		
	DU	SÁB	DOM	DU	SÁB	DOM	DU	SÁB	DOM
	Dia 12	Dia 15	Dia 16	Dia 16	Dia 19	Dia 20	Dia 14	Dia 17	Dia 18
00:00	60%	60%	55%	71%	72%	62%	74%	75%	74%
01:00	54%	55%	50%	62%	65%	55%	67%	68%	64%
02:00	52%	52%	47%	58%	61%	50%	61%	60%	57%
03:00	50%	50%	45%	57%	58%	47%	58%	55%	53%
04:00	51%	50%	45%	57%	58%	47%	57%	53%	51%
05:00	54%	52%	46%	60%	58%	48%	58%	53%	51%
06:00	58%	52%	46%	63%	58%	47%	60%	53%	51%
07:00	63%	51%	45%	68%	56%	44%	63%	55%	51%
08:00	76%	55%	45%	82%	60%	45%	71%	59%	50%
09:00	87%	61%	48%	94%	67%	50%	82%	67%	53%
10:00	91%	66%	54%	99%	72%	56%	88%	72%	62%
11:00	92%	69%	58%	100%	74%	59%	92%	76%	70%
12:00	90%	70%	61%	96%	72%	59%	90%	75%	70%
13:00	84%	66%	58%	92%	71%	58%	86%	73%	67%
14:00	87%	65%	55%	95%	70%	60%	88%	73%	68%
15:00	90%	66%	53%	97%	68%	59%	89%	75%	69%
16:00	88%	64%	51%	97%	67%	60%	90%	77%	72%
17:00	85%	62%	52%	104%	75%	69%	97%	87%	83%
18:00	85%	64%	56%	109%	83%	74%	101%	93%	88%
19:00	91%	70%	66%	109%	88%	77%	100%	94%	92%
20:00	89%	69%	70%	103%	87%	77%	98%	90%	95%
21:00	82%	67%	68%	97%	83%	77%	95%	88%	94%
22:00	74%	64%	64%	91%	78%	72%	90%	86%	88%
23:00	67%	60%	59%	83%	72%	68%	82%	81%	81%

## Anexos B

### Perfil de consumo com introdução da PRE

Hora	Janeiro			Fevereiro			Março		
	DU	SÁB	DOM	DU	SÁB	DOM	DU	SÁB	DOM
	Dia 12	Dia 15	Dia 16	Dia 16	Dia 19	Dia 20	Dia 16	Dia 19	Dia 20
00:00	55%	58%	53%	51%	53%	52%	51%	52%	48%
01:00	48%	52%	46%	44%	48%	46%	45%	48%	39%
02:00	45%	48%	42%	41%	44%	42%	43%	45%	39%
03:00	43%	45%	39%	40%	41%	39%	41%	43%	37%
04:00	44%	43%	38%	40%	40%	39%	41%	43%	37%
05:00	44%	42%	37%	42%	40%	38%	42%	42%	36%
06:00	48%	43%	37%	44%	40%	38%	43%	40%	33%
07:00	55%	44%	36%	49%	39%	36%	46%	39%	28%
08:00	68%	45%	37%	61%	41%	36%	60%	43%	32%
09:00	78%	51%	42%	72%	46%	41%	70%	49%	36%
10:00	82%	57%	47%	76%	51%	47%	74%	53%	40%
11:00	84%	59%	52%	78%	52%	51%	76%	54%	44%
12:00	81%	60%	52%	76%	54%	52%	73%	54%	46%
13:00	77%	58%	50%	71%	51%	51%	70%	52%	43%
14:00	80%	57%	48%	74%	51%	48%	72%	50%	41%
15:00	81%	57%	48%	75%	50%	46%	72%	50%	39%
16:00	81%	57%	49%	74%	49%	46%	71%	49%	38%
17:00	84%	65%	55%	73%	52%	48%	68%	49%	38%
18:00	88%	73%	63%	78%	62%	59%	70%	56%	45%
19:00	88%	74%	67%	80%	67%	63%	76%	65%	53%
20:00	85%	73%	67%	77%	66%	64%	75%	65%	57%
21:00	80%	70%	66%	72%	62%	62%	71%	64%	57%
22:00	74%	66%	63%	67%	60%	60%	65%	61%	55%
23:00	65%	61%	58%	59%	56%	55%	58%	56%	51%

Hora	Abril			Maio			Junho		
	DU	SÁB	DOM	DU	SÁB	DOM	DU	SÁB	DOM
	Dia 13	Dia 16	Dia 17	Dia 11	Dia 14	Dia 15	Dia 15	Dia 18	Dia 19
00:00	48%	49%	45%	47%	48%	44%	48%	48%	45%
01:00	43%	44%	40%	43%	43%	40%	43%	44%	41%
02:00	41%	42%	38%	40%	40%	37%	41%	41%	38%
03:00	40%	40%	36%	39%	39%	35%	40%	40%	36%
04:00	40%	39%	35%	40%	39%	35%	40%	39%	35%
05:00	41%	39%	35%	41%	39%	35%	40%	39%	35%
06:00	42%	38%	34%	41%	36%	31%	40%	37%	32%
07:00	45%	37%	32%	47%	38%	32%	46%	38%	33%
08:00	56%	41%	33%	60%	43%	35%	59%	44%	37%
09:00	66%	47%	38%	69%	48%	39%	69%	51%	42%
10:00	70%	50%	42%	73%	53%	44%	74%	57%	45%
11:00	71%	51%	45%	74%	54%	48%	76%	59%	48%
12:00	68%	51%	45%	70%	53%	48%	74%	59%	48%
13:00	64%	47%	42%	66%	48%	44%	70%	54%	45%
14:00	65%	46%	40%	68%	46%	41%	71%	51%	43%
15:00	65%	46%	38%	69%	46%	39%	72%	51%	41%
16:00	63%	44%	35%	67%	44%	37%	70%	50%	39%
17:00	59%	42%	34%	63%	43%	36%	66%	48%	38%
18:00	57%	42%	35%	60%	43%	38%	62%	47%	38%
19:00	57%	45%	39%	58%	45%	41%	60%	48%	40%
20:00	63%	54%	49%	60%	50%	46%	59%	50%	43%
21:00	64%	57%	53%	62%	53%	52%	61%	54%	48%
22:00	60%	56%	53%	59%	52%	52%	59%	54%	50%
23:00	55%	52%	50%	53%	49%	49%	54%	50%	47%

Hora	Julho			Agosto			Setembro		
	DU	SÁB	DOM	DU	SÁB	DOM	DU	SÁB	DOM
	Dia 13	Dia 16	Dia 17	Dia 10	Dia 13	Dia 14	Dia 14	Dia 17	Dia 18
00:00	47%	46%	44%	41%	40%	40%	47%	49%	45%
01:00	43%	43%	41%	37%	36%	36%	43%	44%	41%
02:00	40%	40%	38%	35%	34%	33%	41%	41%	37%
03:00	39%	39%	35%	34%	33%	33%	40%	40%	35%
04:00	39%	38%	35%	34%	34%	33%	41%	40%	35%
05:00	41%	39%	36%	35%	35%	33%	42%	40%	36%
06:00	42%	38%	32%	36%	34%	31%	45%	41%	35%
07:00	48%	40%	32%	38%	33%	29%	47%	38%	32%
08:00	60%	44%	35%	46%	39%	31%	58%	41%	33%
09:00	70%	50%	39%	55%	45%	36%	67%	47%	37%
10:00	76%	55%	44%	62%	50%	41%	71%	51%	42%
11:00	77%	57%	48%	64%	53%	44%	73%	54%	46%
12:00	73%	56%	47%	62%	53%	44%	72%	54%	46%
13:00	69%	52%	42%	59%	49%	41%	68%	50%	43%
14:00	71%	49%	39%	59%	46%	38%	71%	49%	42%
15:00	73%	48%	37%	59%	43%	35%	72%	49%	40%
16:00	71%	48%	36%	57%	41%	33%	71%	47%	39%
17:00	67%	46%	34%	53%	40%	32%	67%	45%	37%
18:00	62%	45%	35%	50%	40%	33%	63%	46%	39%
19:00	59%	47%	37%	49%	42%	35%	63%	50%	43%
20:00	58%	49%	41%	51%	47%	41%	67%	54%	50%
21:00	60%	53%	46%	52%	50%	45%	64%	54%	51%
22:00	57%	53%	47%	49%	47%	43%	58%	51%	49%
23:00	52%	49%	45%	45%	44%	41%	53%	48%	46%

Hora	Outubro			Novembro			Dezembro		
	DU	SÁB	DOM	DU	SÁB	DOM	DU	SÁB	DOM
	Dia 12	Dia 15	Dia 16	Dia 16	Dia 19	Dia 20	Dia 14	Dia 17	Dia 18
00:00	44%	44%	41%	52%	53%	44%	53%	53%	52%
01:00	39%	40%	36%	44%	47%	38%	46%	47%	44%
02:00	37%	37%	33%	41%	43%	33%	41%	40%	37%
03:00	36%	35%	31%	39%	41%	31%	38%	35%	33%
04:00	36%	36%	31%	40%	40%	31%	37%	33%	31%
05:00	39%	37%	32%	42%	41%	31%	37%	32%	31%
06:00	42%	37%	32%	45%	40%	30%	39%	33%	31%
07:00	47%	36%	30%	49%	38%	27%	41%	34%	31%
08:00	58%	40%	31%	62%	42%	29%	49%	38%	30%
09:00	69%	46%	35%	73%	49%	34%	58%	45%	33%
10:00	74%	51%	40%	79%	54%	40%	65%	50%	41%
11:00	75%	54%	45%	81%	57%	44%	69%	55%	49%
12:00	73%	56%	47%	77%	56%	44%	68%	54%	50%
13:00	68%	52%	45%	73%	54%	44%	64%	53%	48%
14:00	71%	51%	42%	76%	53%	45%	66%	53%	49%
15:00	73%	52%	40%	77%	52%	44%	68%	55%	50%
16:00	71%	50%	38%	77%	51%	45%	69%	57%	53%
17:00	68%	48%	39%	84%	58%	52%	75%	66%	62%
18:00	68%	50%	42%	88%	65%	57%	78%	71%	66%
19:00	74%	55%	51%	87%	68%	58%	76%	72%	70%
20:00	71%	54%	55%	81%	67%	58%	74%	67%	72%
21:00	65%	51%	52%	75%	63%	57%	71%	65%	71%
22:00	57%	49%	48%	70%	59%	53%	67%	63%	65%
23:00	51%	45%	44%	62%	53%	50%	59%	59%	59%

