

Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto



FEUP

**Identificação do potencial de redução de perdas
em redes de distribuição**

Mário Jorge Teixeira Couto

Versão Final

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

Orientador: Prof.Dr. José Nuno Moura Marques Fidalgo

Julho de 2010

Resumo

Em Portugal, as perdas de energia no sistema de distribuição, em 2008, foram cerca de 3,6 TWh o que corresponde aproximadamente a 7% da energia produzida. Este valor evidencia a existência de um potencial significativo na redução de perdas.

As perdas que ocorrem nas redes eléctricas comportam custos expressivos para as empresas de distribuição de electricidade, pois correspondem a energia que não é facturada, o que justifica a adopção de estratégias gerais que conduzam à sua diminuição.

Esta dissertação apresenta uma metodologia para redes de distribuição de média tensão, que permite identificar as redes com maior potencial de redução de perdas. Uma possibilidade para diminuir as perdas é através do reforço das linhas que constituem a rede, o que comporta investimentos elevados. A metodologia desenvolvida permite seleccionar as redes com maior potencial de retorno dos investimentos de reforço das linhas, e estimar potenciais benefícios desses investimentos.

A metodologia é constituída por uma parte inicial de estimativa das perdas nas redes, o que permite seleccionar um conjunto limitado de redes para uma análise detalhada. Para as redes seleccionadas são realizados estudos de regime estacionário, para identificar as linhas que necessitam de ser reforçadas. Na ultima parte, faz-se uma avaliação económica dos possíveis investimentos a realizar no reforço das linhas, e procede-se à tomada de decisão, escolhendo os investimentos mais atractivos em retorno financeiro e em redução de perdas.

Palavras-Chave: perdas de energia eléctrica, redução de perdas de energia, estratégias de redução de perdas, redes de distribuição;

Abstract

In Portugal, the distribution system losses in 2008 were about 3.6 TWh which corresponds to about 7% of energy produced. This value shows that there is significant potential to reduce losses.

The losses that occur in electrical networks involve significant costs to the electricity distribution company, they correspond to energy that is not billed, which justifies the adoption of general policies that lead to its reduction.

This thesis presents a methodology for medium voltage distribution networks, to identify the networks with greater potential for loss reduction. One possibility is to reduce losses by strengthening the lines forming the network, which involves heavy investment. The methodology allows to select the networks with greater potential for return on investments for strengthening the lines, and to estimate potential benefits of these investments.

The methodology consists of an initial portion of estimated losses on the networks, which allows the selection of a limited set of networks for detailed analysis. For the networks that are selected studies of the steady state, to identify the lines that need to be strengthened. The last part, it is an economic evaluation of potential investments to be made in strengthening the lines, and proceeds to the decision, choosing the investments more attractive in financial return and reduce losses.

Keywords: losses of electric energy, reducing energy losses, loss reduction strategies, distribution network;

Agradecimentos

Ao meu orientador, o Professor José Nuno Fidalgo, pela sua disponibilidade, pela motivação dada e orientação prestada.

Agradeço à Ana, pelo apoio e motivação que me deu, e pela sua ajuda na leitura e revisão da dissertação. A ti Ana, o meu carinhoso agradecimento!!

Ao meu irmão Ricardo pela amizade e companheirismo.

A todos os meus amigos de curso com quem partilhei bons momentos ao longo destes cinco anos.

Aos meus pais por terem sido muito importantes ao longo do meu percurso académico e na minha formação enquanto homem, a eles agradeço todo o esforço que fizeram por mim!!!

*“Bom mesmo é ir à luta com
determinação, abraçar a vida com paixão,
perder com classe e vencer com ousadia,
pois o triunfo pertence a quem se atreve.
A vida é muito para ser insignificante.”*

Charles Chaplin

Índice

Resumo	i
Abstract.....	iii
Agradecimentos	v
Índice.....	ix
Lista de Figuras	xi
Lista de Tabelas	xiii
Abreviaturas e Símbolos	xv
Capítulo 1	1
Introdução.....	1
1.1 - Enquadramento da dissertação.....	1
1.2 - Motivação e Objectivos	5
1.3 - Estrutura da Dissertação.....	5
Capítulo 2	7
Perdas em Redes de Energia Eléctrica	7
2.1 - Introdução.....	7
2.2 - Conceitos Gerais	7
2.2.1 - Potência de Perdas.....	7
2.2.2 - Energia de Perdas	8
2.2.3 - Factor de Carga.....	8
2.2.4 - Factor de Perdas.....	9
2.2.5 - Determinação do Factor de Perdas	9
2.3 - Tipo de Perdas	11
2.4 - Localização das Perdas	11
2.5 - Componentes onde ocorrem Perdas Técnicas	11
2.6 - Causas das Perdas Técnicas.....	12
2.6.1 - Efeito da Potência transmitida na Rede.....	13
2.6.2 - Efeito do Factor de Potência	13
2.6.3 - Efeito da Tensão no Barramento de Referência	13
2.6.4 - Efeito do Comprimento total da rede de Média Tensão	13
2.7 - Métodos de Redução de Perdas	14
2.7.1 - Compensação de Reactiva	15
2.7.2 - Reforço das linhas.....	17

2.7.3 - Mudança do Nível de Tensão	18
2.7.4 - Reconfiguração da Rede	18
2.7.5 - Transformador	19
2.7.6 - Produção Distribuída e Gestão Activa da Rede de Distribuição	22
2.8 - Perdas nas Redes de Distribuição e o Agente Regulador: o caso Português.....	25
2.9 - Estimativa das Perdas Técnicas	26
2.10 - Síntese e Conclusões.....	28
Capítulo 3	31
Estratégia de Redução de Perdas	31
3.1 - Introdução	31
3.2 - Informação utilizada no desenvolvimento da metodologia	32
3.3 - Estimação das perdas nas redes de Média Tensão	33
3.3.1 - Obtenção do modelo de estimativa das perdas.....	35
3.3.2 - Regressão não linear.....	37
3.4 - Diagnóstico das redes: análise em regime estacionário	38
3.5 - Reforço das Linhas.....	39
3.5.1 - Tipos de Condutores utilizados no reforço das linhas	39
3.5.2 - Formulação das hipóteses de reforço das linhas.....	41
3.6 - Critérios de Avaliação dos Investimentos	43
3.6.1 - Tempo de retorno bruto	43
3.6.2 - Rácio benefício/custo	44
3.7 - Síntese da metodologia desenvolvida	47
Capítulo 4	49
Resultados obtidos na aplicação da estratégia de redução de perdas	49
4.1 - Introdução	49
4.2 - Estimativa de perdas	49
4.3 - Estudo de Trânsito de Potências	54
4.3.1 - Marco de Canaveses.....	55
4.3.2 - Guilhufe.....	59
4.4 - Linhas com maiores valores de perdas.....	62
4.5 - Avaliação económica das hipóteses de reforço	63
4.5.1 - Cenário 1.....	64
4.5.2 - Cenário 2.....	67
4.5.3 - Selecção dos Investimentos	68
4.6 - Síntese e Conclusões	70
Capítulo 5	72
Conclusões e Futuros Desenvolvimentos.....	72
5.1 - Conclusões Finais	72
5.2 - Futuros Desenvolvimentos	76
Referências	77
Anexos	81
Anexo A.....	82
Tensões nos nós carga	82

Lista de Figuras

Figura 1.1 - Perdas (referidas à emissão) nas redes de transporte e de distribuição portuguesas [3]	2
Figura 1.2 - Valor dos Investimentos realizados no sistema de distribuição desde 2000 [6]	4
Figura 2.3 - Ilustração Gráfica da compensação de reactiva	15
Figura 2.4 - Ilustração da Regra dos 2/3 para a colocação de baterias de condensadores em redes de distribuição.....	17
Figura 2.5 - Modelo em π que modeliza as linhas eléctricas.....	17
Figura 2.6 - Configurações Topológicas das redes de distribuição de MT [22]	19
Figura 2.7 - Rendimento, perdas fixas e perdas variáveis num transformador em função da carga [26].....	20
Figura 2.8 - Perdas com 1 e 2 transformadores na subestação AT/MT	22
Figura 2.9 - Arquitectura geral do projecto InovGrid [28].....	25
Figura 2.10 - Ilustração do incentivo à redução de perdas nas redes de distribuição[3]	26
Figura 2.11 - Evolução dos montantes associados à aplicação do mecanismo de Incentivo à redução de Perdas [3]	26
Figura 3.12 - Ilustração do processo de selecção das redes.....	35
Figura 3.13 - Diagrama de blocos do processo de selecção e estimação das perdas	38
Figura 3.14 - Constituição típica dos cabos de alumínio - aço [44]	40
Figura 3.15 - Constituição dos cabos de linhas subterrâneas - LXHIOV [45].....	41
Figura 3.16 - Algoritmo a utilizar na escolha dos condutores nas acções de reforço da rede .	46
Figura 3.17 - Síntese da estratégia de redução de perdas	47
Figura 4.18 - Comparação entre a estimativa das perdas e as perdas obtidas no DPlan.....	51
Figura 4.19 - Valores das perdas segundo o DPlan, a estimativa, e os desvios das perdas	51

Figura 4.20 - Valores das perdas segundo a estimativa e os valores do DPlan após exclusão das redes com maiores desvios	53
Figura 4.21 - Valores de perdas do DPlan, estimativa, e os desvios das perdas após se terem sido retiradas as redes com maiores desvios	54
Figura 4.22 - Perdas em cada linha para a rede de Marco de Canaveses	55
Figura 4.23 - Perdas em função do trânsito de potência activa nas linhas na rede de Marco de Canaveses.....	56
Figura 4.24 - Perdas em função do carregamento das linhas na rede de Marco de Canaveses	56
Figura 4.25 - Perdas em função do trânsito de potência reactiva na rede de Marco de Canaveses	57
Figura 4.26 - Perdas em função da resistência linear na rede de Marco de Canaveses	57
Figura 4.27 - Perdas em cada linha para a rede de Guilhufe	59
Figura 4.28 - Perdas em função do trânsito de potência activa na rede de Guilhufe	60
Figura 4.29 - Perdas em função do trânsito de potência reactiva na rede de Guilhufe.....	60
Figura 4.30 - Perdas em função do carregamento das linhas na rede de Guilhufe	61
Figura 4.31 - Perdas em função da resistência linear na rede de Guilhufe	62
Figura 4.32 - Evolução da carga ao longo dos 20 anos nas 2 redes para os 2 cenários	63
Figura 33 - Tensão nos nós carga na rede de Marco de Canaveses.....	82
Figura 34 - Tensão nos nós carga na rede de Guilhufe.....	82

Lista de Tabelas

Tabela 1.1 - Valores do Investimentos realizado pela EDP nos diferentes tipos de rede em 2008 [1]	4
Tabela 2.1 - Rácios Benefício/Custo típicos utilizando vários métodos de redução das perdas [9].....	14
Tabela 2.3 - Evolução do valor das perdas de referência (P_{REF}) e de Δp [3]	26
Tabela 3.4 - Dados das redes utilizados para o desenvolvimento da metodologia	33
Tabela 3.5 - Tipos de cabos considerados nas acções de reforço para cada tipo de rede.....	40
Tabela 3.6 - Comparação dos resultados obtidos	42
Tabela 3.7 - Custos dos condutores e de desmontagem por unidade de comprimento	46
Tabela 4.8 - Dados utilizados para a realização da regressão não linear	50
Tabela 4.9 - Valores dos parâmetros para estimativa das perdas nas 24 redes modelo	50
Tabela 4.10 - Ordenação das redes por ordem crescente de perdas utilizando o DPlan e as estimativas realizadas.....	52
Tabela 4.11 - Valores dos parâmetros após retiradas das redes que apresentavam maiores desvios	53
Tabela 4.12 - Caracterização das redes de MT de Marco de Canaveses e de Guilhufe	55
Tabela 4.13 - Linhas com mais perdas na rede de Marco de Canaveses	62
Tabela 4.14 - Linhas com mais perdas na rede de Marco de Guilhufe	63
Tabela 4.15 - Tempo de retorno bruto (em anos) do investimento para Marco de Canaveses.....	65
Tabela 4.16 - Rácios benefício/custo para a rede de Marco de Canaveses no cenário 1	65
Tabela 4.17 - Tempos de retorno bruto (em anos) dos investimentos para a rede de Guilhufe no cenário 1.....	66

Tabela 4.18 - Rácios benefício/custo dos investimentos para a rede de Guilhufe no cenário 1.....	66
Tabela 4.19 - Rácios benefício/custo para a rede de Marco de Canaveses no cenário 2	67
Tabela 4.20 - Rácios benefício/custo para a rede de Guilhufe no cenário 2.....	68
Tabela 4.21 - Investimentos seleccionados para a rede de Marco de Canaveses para o cenário 1.....	68
Tabela 4.22 - Investimentos seleccionados para a rede de Guilhufe para o cenário 1	69

Abreviaturas e Símbolos

Lista de abreviaturas (ordenadas por ordem alfabética)

AT	Alta Tensão
CENELEC	<i>Comité Européen de Normalisation Electrotechnique</i>
CO ₂	Dióxido de Carbono
EDP	Energias de Portugal
EDPD	Energias de Portugal - Distribuição
ERSE	Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos
GA	Gestão Activa
MT	Média Tensão
MAT	Muito Alta Tensão
MM	Método dos Mínimos Quadrados
PD	Produção Dispersa
PT	Posto de Transformação
SEEDT	<i>Strategies for Development and Diffusion of Energy Efficient Distribution</i>

Transformers

SCADA	<i>Supervisory Control and Data Acquisition</i>
SQ _D	<i>Soma do Quadrado dos Desvios</i>
TP	Trânsitos de Potência

Lista de símbolos

TWh	Terawatt- hora
M€/ano	Milhões de euros por ano
€/ MWh	Euros por Megawatt -hora
kWh/mês	kilowatt- hora por mês
E _p	Energia de perdas
f _c	Factor de carga

Δt	Intervalo de tempo
f_p	Factor de perdas
P_{med}	Potência média ou consumo médio
P_{max}	Potência máxima e consumo máximo
p_{med}	Perdas médias
p_{max}	Perdas máximas
P_{Tr}	Potência transmitida numa linha de distribuição
V	Tensão eficaz na linha
I	Intensidade de corrente eléctrica
$\cos\varphi$	Factor de potência
m	Metro
R	Resistência eléctrica
Q_c	Potência Reactiva de compensação
I_c	Intensidade de Corrente eléctrica capacitiva
$Kvar$	Kilovoltampere-reactivo
X	Reactância eléctrica
C	Capacidade eléctrica
P	Resistividade eléctrica
Ω/m	Ohm por metro
$\Omega.m$	Ohm - metro
m^2	Metro quadrado
S	Secção do condutor
P_{fe}	Perdas no ferro do transformador
I_1	Intensidade de corrente eléctrica no primário do transformador
r_1	Resistência referida ao primário do transformador
MW	Megawatt
MWh/ano	Megawatt hora por ano
I_{max}	Ponta máxima de corrente
l	Comprimento
Km	Quilómetro
N	Número de ramos da rede
r_{media}	Resistência por unidade de comprimento média da rede
$r_{condutor}$	Resistência por unidade de comprimento de cada condutor
$\hat{y}$	Valor estimado de uma variável
α	Parâmetro que afecta a ponta máxima da corrente
β	Parâmetro que afecta o comprimento da rede
γ	Parâmetro que afecta a ponta máxima de corrente
δ	Parâmetro que afecta o número de ramos

ε	Parâmetro que afecta o factor de carga
ζ	Parâmetro que afecta a tensão
mm^2	Milímetro quadrado
r_1	Resistência por unidade de comprimento do novo condutor
r_2	Resistência por unidade de comprimento do antigo condutor
T_r	Tempo de retorno bruto
B_i	Benefício
C_i	Valor dos custos actualizados
I_t	Investimento total
ΔE_p	Variação da energia de perdas
$E_p \text{ (antes)}$	Energia de Perdas na linha antes do reforço
$E_p \text{ (depois)}$	Energia de Perdas na linha como o novo condutor
C_p	Custo da energia de perdas para MT
n	Número de períodos temporais do estudo
i	Taxa de actualização do dinheiro
C_e	Custo de exploração e manutenção
VE_p	Valor monetário de perdas anuais no novo condutor
C_{NC}	Custo do novo condutor por unidade de comprimento
C_D	Custo de desmontagem
€/km	Euros por quilómetro

Capítulo 1

Introdução

A presente dissertação de mestrado foi desenvolvida no âmbito do Mestrado Integrado em Engenharia Electrotécnica e de Computadores, na Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto (FEUP).

As perdas constituem uma preocupação importante nos sistemas eléctricos de energia (SEE). Actualmente as empresas distribuidoras desenvolvem estudos com o objectivo de reduzir as perdas. Em Portugal, as perdas globais nas redes de distribuição em 2008 foram 3,6 TWh [1] o que corresponde a aproximadamente a 215 M€/ano, se valorizadas segundo o custo da energia de perdas em Alta Tensão (AT) proposto pela EDP (Energias de Portugal) à Entidade Reguladora do Serviços Energéticos ERSE (59,6 €/MWh).

O objectivo do trabalho é desenvolver uma metodologia de identificação das redes com maior potencial de redução de perdas e de retorno em termos de investimentos de linhas, e estimar os benefícios resultantes desses investimentos. A estratégia apresentada nesta tese, foi aplicada a redes de Média Tensão (MT) da EDP - Distribuição.

Concretamente, este capítulo contempla uma abordagem ao problema, incluindo um enquadramento do mesmo e os motivos que levam ao interesse de o resolver. Na parte final do capítulo, faz-se uma breve descrição da organização deste trabalho.

1.1 - Enquadramento da dissertação

Os SEE desempenham um papel fundamental para as sociedades modernas, que se encontram fortemente dependentes da energia eléctrica. Os SEE funcionam de forma continuada, tendo como objectivo primordial abastecer os seus consumidores, com adequada qualidade e continuidade de serviço. Na presente situação do sector eléctrico são colocados vários desafios aos SEE:

- aumentar a eficiência energética na operação das redes eléctricas;

- necessidade de redução das emissões poluentes, resultantes da produção de electricidade;
- aumentar a componente renovável e de produção distribuída na geração de energia eléctrica;
- melhoria da qualidade de serviço oferecido e segurança de abastecimento;
- introdução dos mercados de electricidade que influenciam a gestão técnica e comercial do sistemas eléctricos;

Quanto ao aumento da eficiência energética nas redes, as atenções centram-se na diminuição das perdas de energia ao longo da cadeia energética - produção, transporte e distribuição. Actualmente é grande a preocupação mundial em evitar os desperdícios de energia, e como é afirmado em [2], vários estudos têm mostrado que a redução de perdas nas redes é o recurso mais benéfico e barato para promover a eficiência energética nas mesmas. A maior parte das perdas num sistema eléctrico ocorrem nos sistemas de distribuição, conforme se pode constatar para a situação nacional, através da figura abaixo representada:

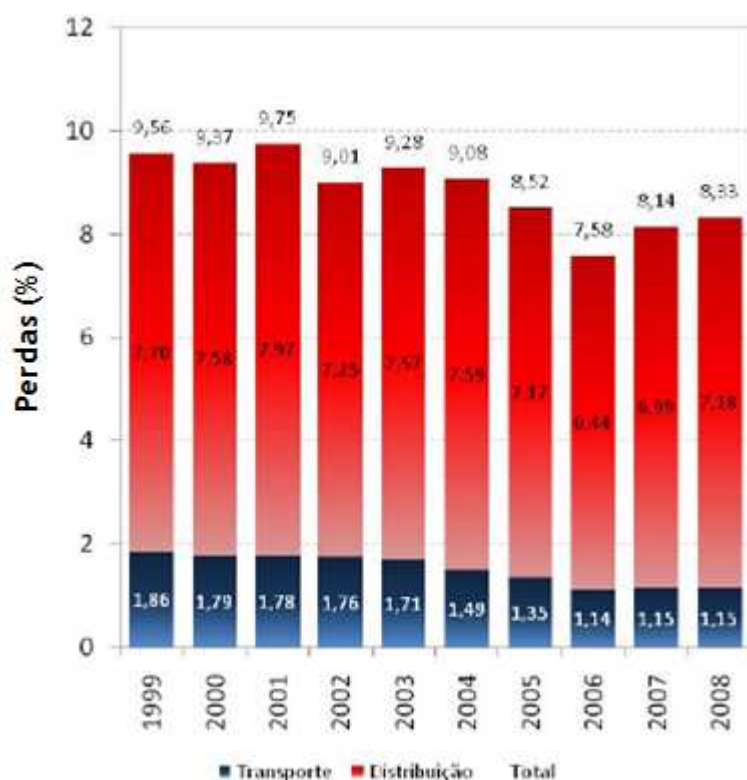


Figura 1.1 - Perdas (referidas à emissão) nas redes de transporte e de distribuição portuguesas [3]

As empresas de distribuição sempre tiveram grande preocupação com as perdas de energia eléctrica nas suas redes, pois constituem uma parcela significativa nos custos dos sistemas de distribuição. Porém na última década foram várias as razões que acentuaram essa preocupação. Desde logo, a privatização das empresas de distribuição e o surgimento dos

mercados de electricidade foram factores que contribuíram decisivamente para uma maior tendência de optimização na operação das redes, quer tecnicamente, quer em termos económicos. Ao transitarem para uma esfera privada, deixando de ser companhias estatais, as distribuidoras de electricidade procuram uma maximização das suas margens de lucro. Assim, são objectivos essenciais de uma empresa distribuidora de energia eléctrica reduzir os custos e melhorar a qualidade de energia fornecida e do serviço prestado, e ao mesmo tempo atingir níveis elevados de eficiência energética nas suas redes para optimização dos seus activos (redes).

Num ambiente de mercado, a distribuidora compra às entidades produtoras uma quantidade de energia, que será a soma da energia efectivamente fornecida aos clientes com a energia de perdas. Se esse valor de perdas for elevado, isso representa uma diminuição da facturação, sendo assim de todo o interesse encontrar soluções que permitam baixar as perdas, realizando investimentos adequados.

Além disso, no caso português, o Regulamento Tarifário prevê, um mecanismo de incentivo à redução das perdas na rede de distribuição, o que permite ao distribuidor obter uma remuneração da entidade reguladora [4]. Esse valor monetário é obtido caso o operador consiga para as suas redes apresentar um valor de perdas abaixo de um valor de referência fixado pela ERSE. Os consumidores saem também beneficiados, dado que pagam a energia efectivamente consumida mais uma parcela referente a um valor de perdas de referência.

Relativamente à sua origem, as perdas de energia podem ser divididas em perdas técnicas e não-técnicas; as primeiras são inerentes ao próprio sistema e resultam do processo de transmissão e distribuição de energia eléctrica, as segundas são, por exemplo, resultado de processo fraudulentos, como ligações ilegais à rede.

A avaliação das perdas técnicas num sistema de distribuição, tem uma dificuldade elevada, pois o sistema é constituído por um grande número de componentes, o que leva a que seja necessário obter e manipular uma elevada quantidade de informação. Aquilo que se verifica, é que as bases de dados das empresas distribuidoras ainda não dispõem de informação suficientemente abrangente que permita avaliar com maior precisão os valores de perdas ocorridos nas redes. Por outro lado, podia-se pensar que o ideal para o cálculo exacto das perdas seria possuir um sistema de medição que sincronizasse as medidas realizadas nos pontos de consumo, com as medidas na subestação de distribuição, pelo que as perdas resultariam da diferença da energia entre a entrada e a saída do sistema. Mas tal não é possível, pois nas actuais redes de MT, apenas existem medidas nos Postos de Transformação (PT) de cliente por telecontagem (de 15 em 15 minutos) e nos PT's de distribuição as medidas são escassas, e para os consumidores em baixa tensão possui-se apenas medidas realizadas num certo intervalo de tempo, habitualmente 1 ou 2 vezes por ano.

As redes de distribuição em MT são, em Portugal continental, cerca de 4000 e estão instaladas ao longo de toda a área geográfica do país, o que acresce a dificuldade de localizar

quais as áreas de rede que apresentam maiores valores de perdas e necessitam de maior reforço das mesmas. A análise detalhada de cada uma das redes, realizando estudos de trânsito de potências, corresponderia a um tarefa árdua e a um grande dispêndio de tempo.

Uma das formas de se conseguir diminuir o valor das perdas, é através de reforço das linhas da rede, todavia as empresas de distribuição são empresas de capital intensivo e realizam um elevado volume de investimentos (ver figura 1.2 e tabela 1.1) em activos imobilizáveis (redes eléctricas e infra-estruturas de apoio) [5], pelo que se torna importante ter conhecimento dos investimentos mais atractivos, não só em termos de redução de perdas, mas também em termos de retorno do investimento. Torna-se portanto necessário dispor de uma ferramenta que permita auxiliar na tomada de decisão dos investimentos a realizar para uma diminuição de perdas.

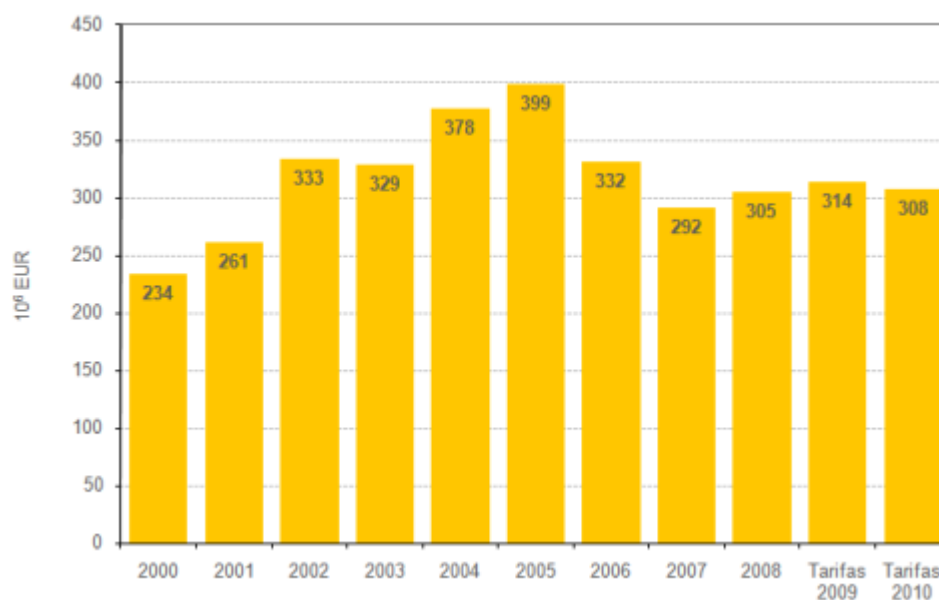


Figura 1.2 - Valor dos Investimentos realizados no sistema de distribuição desde 2000 [6]

Tabela 1.1 - Valores do Investimentos realizado pela EDP nos diferentes tipos de rede em 2008 [1]

Tipo de Rede	Investimentos realizados em redes (k€)
Alta Tensão	73222
Média Tensão	65463
Baixa Tensão	131429

Em conclusão, a essência desta dissertação justifica-se dado o valor significativo de perdas nas redes de distribuição, 3,6 TWh em 2008, e do potencial de redução daí decorrente, e pela inexistência de um método que de forma sistemática permita localizar e identificar as redes com maior potencial de diminuição de perdas e de retorno financeiro.

1.2 - Motivação e Objectivos

Por todas as razões mencionadas no ponto anterior, constata-se que otimizar as perdas tem todo interesse para uma empresa distribuidora, além de aumentar a relação entre energia facturada e energia fornecida à rede, permite também ao operador da rede, receber um determinado montante relativo à aplicação do incentivo de redução de perdas na rede de distribuição. Além disso permite, dar cumprimento às políticas nacionais de eficiência energética e utilização racional de energia, e evitar também a emissão de CO₂ pois ao serem diminuídas as perdas, não será produzida nas centrais a energia que seria precisa para alimentar essas mesmas perdas. A própria imagem da empresa sai reforçada, visto que dá sinais à sociedade e aos seus consumidores que promove a eficiência energética e efectue uma optimização dos seus recursos.

Os valores de perdas registados em 2008 (3,6TWh) e as razões explicadas no ponto anterior evidenciam a importância de adopção de estratégias gerais que conduzam à redução de perdas.

Neste trabalho apresenta-se uma metodologia, para redes de MT, que permite seleccionar as redes com maior potencial de retorno em termos dos investimentos de reforço das linhas, e estimar os potenciais benefícios desses investimentos. Assim, a metodologia apresentada nesta dissertação tem três objectivos essenciais:

- Estimação das perdas nas redes de Média Tensão, a partir de informação geral caracterizadora do estado de funcionamento e das suas características físicas. O objectivo deste ponto consiste no estabelecimento de um método para ordenar as redes de MT segundo potencial de diminuição de perdas.
- Realização de um diagnóstico da rede, através de estudos de fluxos de potência, para um conjunto de redes com maior potencial de redução de perdas, com o objectivo de identificar as linhas da rede com maior necessidade de reforço.
- Análise de diferentes hipótese de reforço das linhas e estimativas de custos e de benefícios dessas hipóteses, através do cálculo de indicadores económicos.

1.3 - Estrutura da Dissertação

Esta dissertação é constituída por cinco capítulos, sendo este o capítulo introdutório.

No capítulo 2 aborda-se conceitos gerais relativos ao tema das perdas. São ainda apresentados o tipo, a localização, os componentes onde ocorrem as perdas técnicas e as suas

causas. Faz-se uma descrição de vários métodos de redução de perdas, explica-se o funcionamento do mecanismo de incentivo à redução de perdas nas redes de distribuição, e na parte final, exhibe-se um levantamento bibliográfico sobre as estimativas de perdas eléctricas técnicas.

No terceiro capítulo descreve-se a metodologia desenvolvida para a redução de perdas. Neste capítulo é explicada detalhadamente as várias etapas que compõe a metodologia, assim como os pressupostos na qual assenta. O objectivo é clarificar a sequência de passos da metodologia, e explicitar para cada passo a respectiva resolução.

O capítulo 4 é dedicado à apresentação dos resultados obtidos na aplicação na estratégia de redução de perdas. Este capítulo segue uma estrutura idêntica ao anterior, por forma a ser possível ao leitor compreender o desenrolar da estratégia apresentada neste trabalho.

A dissertação culmina com o capítulo 5, no qual são apresentadas as conclusões mais importantes do trabalho e indicadas perspectivas futuras de desenvolvimento do trabalho aqui apresentado.

Capítulo 2

Perdas em Redes de Energia Eléctrica

2.1 - Introdução

As concessionárias das redes eléctricas procuram, tanto técnica como economicamente, soluções para o problema das perdas eléctricas, pois estas influenciam o funcionamento da rede e o lucro obtido pela empresa. Logicamente, as perdas ocorrem na produção, no transporte, e na distribuição de energia, mas a discussão sobre as perdas está sobretudo virada para as redes de distribuição, onde ocorrem com maior valor. As redes de distribuição são a parte mais visível da cadeia energética e como tal a mais exposta à observação crítica dos seus utilizadores [7]. Um pouco por todo mundo surgem trabalhos relacionados com as perdas, sendo o problema motivo de preocupação quer em países desenvolvidos que em países em desenvolvimento. Segundo [7], idealmente as perdas num sistema eléctrico não devem ultrapassar 3 a 6% da potência gerada. Nos países desenvolvidos as perdas rondam 10%, enquanto que nos países em desenvolvimento andam por volta dos 20%.

Este capítulo aborda alguns conceitos que são habitualmente relacionados com o tema das perdas. Apresenta-se ainda, a classificação, o tipo, os componentes onde ocorrem as perdas e factores que as provocam. Descreve-se vários métodos de redução de perdas, que são actualmente usados. Na parte final do capítulo exhibe-se o levantamento bibliográfico relativamente aos métodos de cálculo de perdas eléctricas técnicas.

2.2 - Conceitos Gerais

2.2.1 - Potência de Perdas

As perdas têm como significado físico, a diferença entre a potência que é produzida (ou injectada na rede) e a potência que é consumida (fornecida aos consumidores), ou seja, entre a entrada e saída do sistema, num dado instante de tempo (t):

$$p = P_{injectada}(t) - P_{fornecida}(t) \quad (2.1)$$

2.2.2 - Energia de Perdas

A energia de perdas corresponde à diferença entre a energia solicitada pelo sistema e a energia fornecida, para um intervalo de tempo (Δt):

$$E_p = E_{injectada}(\Delta t) - E_{fornecida}(t) \quad (2.2)$$

A energia de perdas pode ser obtida a partir da potência de perdas, através da conhecida relação entre as grandezas potência e energia: $E_p = \int_0^T p_l(t)dt$. Dada a impraticabilidade de medir os valores da potência de perdas para largos períodos de tempo, e/ou ainda para sistemas de grande dimensão tornam esta forma de cálculo difícil. Devido a estas dificuldades, a energia de perdas é habitualmente calculada utilizando uma aproximação:

$$E_p = p_{max} \times f_c \times \Delta t \quad (2.3)$$

onde:

E_p - energia de perdas (kwh)

p_{max} - potência de perdas máxima (kW)

f_c - factor de carga;

Δt - intervalo de tempo;

2.2.3 - Factor de Carga

Define-se factor de carga (f_c) como sendo a relação entre a potência média (P_{med}) e a potência máxima (P_{max}), ao longo de um período de tempo T:

$$f_c = \frac{P_{med}}{P_{max}} = \frac{\frac{1}{T} \int_0^T P(t)dt}{P_{max}} \quad (2.4)$$

onde:

f_c - factor de carga

P_{med} - Potência média ou consumo médio (kW)

P_{max} - Potência média ou consumo máximo (kW)

$P(t)$ - Potência no instante t (kW)

T - período de tempo (h)

O integral da potência instantânea $P(t)$ corresponde à energia fornecida ao sistema durante o período Δt , pelo que:

$$\int_0^T P(t)dt = E \quad (2.5)$$

Deste modo, a expressão (4) pode ser escrita da seguinte forma:

$$f_c = \frac{E}{T \times P_{max}} \quad (2.6)$$

2.2.4 - Factor de Perdas

A definição de factor de carga, utilizada no ponto anterior para a Potência de Carga $P(t)$, tem igual aplicação relativamente à potência de perdas $p(t)$. O factor de perdas é a razão entre a potência de perdas média (p_{med}) e a potência de perdas para a ponta de consumo (p_{max}). Portanto o factor de perdas pode ser interpretado com o factor de carga das perdas, sendo válidas as seguintes expressões para o seu cálculo:

$$f_c = \frac{p_{med}}{p_{max}} = \frac{\frac{1}{T} \int_0^T p(t)}{p_{max}} \quad (2.7)$$

$$f_c = \frac{E_p}{T \times p_{max}} \quad (2.8)$$

onde:

f_p - factor de perdas

p_{med} - perda média (kW)

p_{max} - perda máxima (kW)

$p(t)$ - Potência de perdas no instante t (kW)

T - período de tempo (h)

E_p - energia de perdas no intervalo de tempo Δt (kWh)

2.2.5 - Determinação do Factor de Perdas

Para a determinação do factor de perdas procura-se a relação com o factor de carga, pois o cálculo pela definição apresentada pela equação (2.7) não é viável, porque isso obrigava ao conhecimento do diagrama de perdas. Com o intuito de determinar uma relação entre o factor de perdas (f_p) e o factor de carga (f_c), considera-se que as cargas apresentam factor de potência constante e que ocorrem essencialmente por efeito Joule [8], pelo que se pode assumir a seguinte relação entre os dois factores:

$$p(t) = k [P(t)]^2 \quad (2.9)$$

onde as variáveis tem o seguinte significado:

p(t) - perdas no instante t;

P(t) - potência no instante t

K - constante de proporcionalidade;

A forma mais prática de calcular o factor de perdas é através da definição apresentada anteriormente, utilizando para isso diagramas de carga típicos. Tendo em conta as expressões (2.7) e (2.9), o factor de perdas (das que dependem da carga) é calculado da seguinte forma:

$$f_p = \frac{\frac{1}{T} \int_0^T p(t) dt}{p_{max}} = \frac{\frac{1}{T} \int_0^T k[P(t)]^2 dt}{p_{max}} \quad (2.10)$$

Para tornar mais simples o cálculo das expressões (2.7) e (2.8) pode-se substituir o cálculo do integral por um somatório, utilizando para isso um conjunto de medições regular (por exemplo de 10 minutos em 10 minutos), ficando as expressões da seguinte forma:

$$f_c = \frac{\sum_{n=1}^{N_{periodo}} P(n)}{N \times P_{max}} \quad (2.11)$$

$$f_p = \frac{\sum_{n=1}^{N_{periodo}} [P(n)]^2}{N \times P_{max}} \quad (2.12)$$

Trabalhando matematicamente as expressões, conclui-se que:

$$f_c^2 \leq f_p \leq f_c \quad (2.13)$$

Muitas vezes, pelo facto de não haver conhecimento dos diagramas de cargas, e de não se conseguir obter o factor de perdas apenas a partir do factor de carga, utiliza-se a seguinte expressão empírica:

$$f_p = k \times f_c + (1 - k)f_c^2 \quad 0 < k < 1 \quad (2.14)$$

ou

$$f_p = f_c^\alpha \quad 1 < \alpha < 2 \quad (2.15)$$

Os valores de k e α inseridos nas expressões (2.14) e (2.15), têm de ser estimados de forma periódica e a partir de diagramas de carga reais. É fundamental uma actualização periódica dos factores de carga e de perdas devido a dois factores essenciais: a sazonalidade

da carga e crescimento da carga. A primeira razão pode obrigar a dividir o ano em tantas partes quantas aquelas que seja necessárias, incluindo sábados, domingos e feriados. Por sua vez, o aumento de carga pode provocar ligeiras reduções nos factores de carga e de perdas.

2.3 - Tipo de Perdas

Quanto à origem as perdas podem ser classificadas do seguinte modo:

- **Perdas Técnicas** - perdas (de potência ou de energia) que resultam do processo de transporte e distribuição ao longo das redes eléctricas, trata-se portanto de energia não entregue aos consumidores;
- **Perdas Não-Técnicas** - ou também designadas de perdas comerciais são causadas por furto, roubo, defeitos, erros de leitura nos contadores de energia e erros na estimativa de fornecimento, em caso de ausência de contagem de energia.

As perdas técnicas, podem ainda ser divididas em: perdas fixas (p_f) e perdas variáveis (p_v). As primeiras são praticamente independentes do regime de carga e estão sobretudo relacionadas às perdas magnéticas (no núcleo ferromagnético) nos transformadores; as segundas estão associadas às perdas que variam de forma quadrática com o regime de carga.

2.4 - Localização das Perdas

As perdas de energia ocorrem ao longo de toda a cadeia energética podendo ser divididas em: perdas na produção, no transporte e na distribuição. Em virtude de muitas vezes se tratar os sistemas de geração e de transporte como um único, pode-se assumir que as perdas globais num sistema eléctrico são dadas da seguinte forma:

$$p_{\text{Globais}} = p_{\text{Transporte}} + p_{\text{Distribuição}} \quad (2.16)$$

2.5 - Componentes onde ocorrem Perdas Técnicas

As perdas técnicas que ocorrem nas redes de energia eléctrica ocorrem em vários componentes, nomeadamente:

- condutores da redes de Muito Alta Tensão (MAT), AT, MT e BT;
- transformadores de potência das subestações e dos Postos de Transformação;
- ramais de ligação aos consumidores;

- em diversos equipamentos (condensadores, equipamento auxiliar, transformadores de intensidade, transformadores de tensão);
- e diversas causas: fugas em árvores e isoladores, efeito coroa, ligações entre componentes;

Os valores de perdas mais significativos ocorrem sobretudo em:

- condutores, através do efeito Joule - há transformação da energia que circula nos condutores em calor que se transmite ao meio envolvente;
- transformadores de potência;

2.6 - Causas das Perdas Técnicas

Para quem tem a tarefa de elaborar uma estratégia de redução de perdas torna-se importante ter conhecimento dos factores que são causadores das perdas verificadas nas redes eléctricas.

Pode-se começar por analisar quais os factores que influenciam o valor das perdas, observando a relação existente entre a potência eléctrica transmitida numa linha de distribuição e as perdas que ocorrem nessa linha ($p_l = rI^2$). A potência activa transmitida numa linha é dada pela seguinte expressão:

$$P_{Tr} = VI \cos \varphi \quad (2.17)$$

em que as variáveis têm o seguinte significado:

P_{Tr} - potência eléctrica activa transmitida numa linha (W)

V - tensão eficaz na linha (V)

$\cos \varphi$ - factor de potência no qual funciona a linha

I - intensidade de corrente eléctrica (A)

O quociente entre as perdas e a potência transmitida é dado pela seguinte relação:

$$\frac{p_l}{P_{Tr}} = \frac{rI^2}{VI \cos \varphi} \Leftrightarrow p_l = \frac{r}{V^2 \cos^2 \varphi} P_{Tr}^2 \quad (2.18)$$

A partir da equação (2.18) conclui-se que as perdas técnicas são:

- directamente proporcionais à resistência e ao quadrado da potência transmitida;
- inversamente proporcionais ao quadrado da tensão e ao quadrado do factor de potência;

Estes efeitos acima identificados são os que de forma directa influenciam as perdas, e são nos seguintes pontos, analisados com mais algum detalhe.

2.6.1 - Efeito da Potência transmitida na Rede

A potência transmitida na rede é factor que mais influencia as perdas, dado que tem relação directa com a intensidade de corrente eléctrica que circula nos condutores da rede. Um valor de carga maior na rede provocará um aumento proporcional na corrente que circula nas linhas, e consequentemente as perdas aumentarão quadraticamente (RI^2).

2.6.2 - Efeito do Factor de Potência

O factor de potência ($\cos\phi$) na rede, está intimamente relacionado com o trânsito de potência reactiva na linha de distribuição. O factor de potência está dependente das cargas, a maior parte da carga de um SEE é indutiva necessitando de energia reactiva. Um factor de potência perto da unidade ($\cos\phi \approx 1$) provocará uma diminuição no fluxo de potência reactiva através da linha, o que terá como consequência uma redução nas perdas nos condutores e das quedas de tensão.

2.6.3 - Efeito da Tensão no Barramento de Referência

A magnitude da tensão no(s) secundário(s) do(s) transformador(es) da subestação (correspondente ao barramento de referência nos estudos de trânsito de potências), afecta a corrente que flui a partir do ponto injectar da rede, isto é, a partir da subestação. Para um mesmo valor de potência, se a tensão for menor, a corrente irá ser superior, e logo as perdas também. Além disso, se a tensão no barramento for demasiado baixa em relação ao valor nominal, isso pode influenciar o perfil de tensões na rede e tem como consequência um aumento das perdas. Se o desequilíbrio de tensões entre barramentos for acentuado, isso significa que a intensidade de corrente eléctrica irá ser superior a uma situação de igualdade de tensões entre os barramentos, logo as perdas irão ser maiores na primeira situação.

2.6.4 - Efeito do Comprimento total da rede de Média Tensão

O comprimento dos condutores na rede de MT pode ser bastante significativo para o nível de perdas a apresentado, porque está relacionado directamente com a resistência dos condutores. Por exemplo, considerando um mesmo nível de carga da rede, ao aumentar o comprimento dos condutores, a resistência destes também aumenta. Portanto à partida, as perdas aumentam linearmente com o aumento do comprimento das linhas, podendo esta conclusão ser extrapolada para a rede (em determinadas condições).

2.7 - Métodos de Redução de Perdas

A partir da equação (2.18) deduzida no ponto anterior, identifica-se o que desde logo pode ser feito para a redução do valor das perdas:

- diminuir a resistência do condutor;
- correcção do factor de potência da linha;
- aumentar a tensão nominal da rede;

A redução de perdas sempre foi um aspecto que mereceu destaque por parte das operadoras, no planeamento e operação das suas redes. Além dos principais métodos de redução de perdas: compensação de energia reactiva, substituição dos condutores (ou “reconductoring” na literatura inglesa), aumento do nível de tensão e reconfiguração da rede, há que realçar, que na mudança do paradigma de funcionamento dos SEE, a produção dispersa (PD) assume um papel importante nas redes de distribuição, podendo ser bastante útil à redução das perdas. Encontra-se na literatura da especialidade muitos trabalhos como por exemplo [7,9,10], que analisam para rede eléctricas de distribuição várias hipóteses de redução de perdas, utilizando algumas das metodologias atrás referidas.

A diminuição de perdas conseguida utilizando algum dos métodos anteriormente mencionados, está muito dependente das características da rede em análise, e portanto o rácio benefício/custo obtido com cada método poderá variar de rede para rede, contudo em [10] é apresentado um quadro resumo, que permite dar um primeiro conhecimento em termos gerais acerca dos rácios benefício/custo (em redução de perdas) relativos a cada uma das metodologias.

Tabela 2.1 - Rácios Benefício/Custo típicos utilizando vários métodos de redução das perdas [9]

Método de Redução de Perdas	Benefício/Custo
Compensação do Factor de Potência	2 a 8
Reconductoring	0,6 a 7
Aumento do Nível de Tensão	1,5 a 3
Gestão da Carga do Transformador	1 a 15
Reconfiguração da Rede	acima de 13

Os valores apresentados no quadro apenas dão uma ideia geral, podendo em muitos casos registarem-se valores diferentes para cada metodologia. Além destas formas atrás referidas, existem outros métodos a partir dos quais se consegue diminuir as perdas numa rede de distribuição. De seguida, são apresentadas diversas metodologias de redução de perdas.

2.7.1 - Compensação de Reactiva

A compensação de reactiva em redes de distribuição é um factor importante de garantia da segurança e da economia da operação de redes de distribuição, nomeadamente de média tensão [11]. Esta é forma tradicionalmente utilizada pelos operadores das redes de distribuição, para reduzir as perdas e diminuir as quedas de tensão ao longo das linhas que constituem a rede.

A energia reactiva (essencialmente a do tipo indutivo), é necessária para a criação dos campos electromagnéticos dos componentes do sistema, circula através das redes entre a fonte de alimentação e as cargas, diminuindo a capacidade de transmissão das linhas eléctricas. O trânsito de energia reactiva nas redes provoca um acréscimo na magnitude da corrente, e consequentemente um aumento no valor das perdas, já que estas dependem quadraticamente da corrente. Portanto as perdas estão dependentes quer da componente activa e reactiva da carga:

$$p = R(I\cos\varphi)^2 + R(I\sin\varphi)^2 \quad (2.19)$$

Assim, conseguindo uma diminuição no trânsito de potência reactiva, haverá uma diminuição da intensidade da corrente eléctrica nas linhas (componente reactiva da corrente), o que se traduz numa redução das perdas. Após a inserção da bateria de condensadores, o que corresponde à introdução de uma componente da corrente em quadraturas com a tensão, as perdas são dadas por:

$$p = R(I\cos\varphi)^2 + R(I\sin\varphi - I_c)^2 \quad (2.20)$$

É habitual, neste método ilustrar a sua aplicação recorrendo ao denominado triângulo de potências:

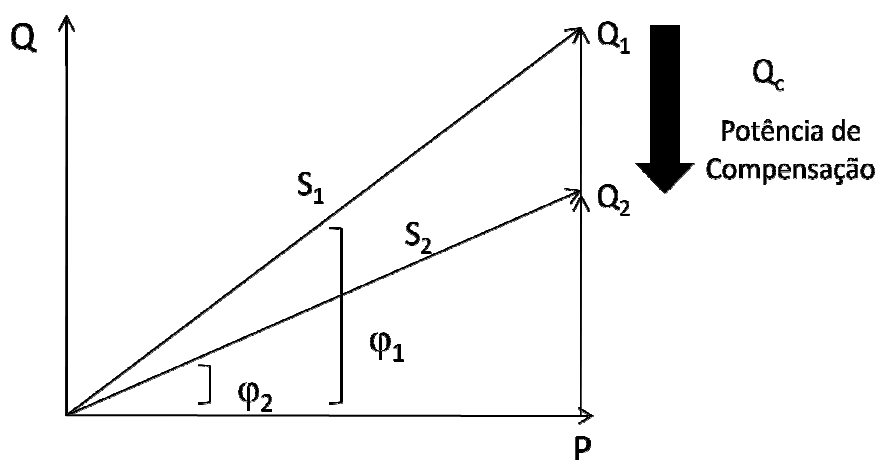


Figura 2.3 - Ilustração Gráfica da compensação de reactiva

A partir da figura 2.3, pode se concluir que a redução de circulação de reactiva na rede, que corresponde à potência de compensação é obtida através de:

$$Q_c = Q_1 - Q_2 = P(\operatorname{tg} \varphi_1 - \operatorname{tg} \varphi_2) \quad (2.21)$$

onde:

Q_c - potência activa resultante da compensação (kvar)

Q_1 - potência reactiva antes da compensação (kvar)

Q_2 - potência reactiva depois da compensação (kvar)

φ_1 - ângulo de esfasamento antes da compensação

φ_2 - ângulo de esfasamento depois da compensação

P - potência activa que circula na linha (kW)

Por outro lado pode-se, a partir da figura, determinar a redução de potência aparente (ΔS), que corresponde à libertação de capacidade nas linhas de distribuição resultante da compensação de reactiva:

$$\Delta S = S_1 - S_2 = S_1 - \sqrt{(S_1 \cos \varphi_1)^2 + (S_1 \sin \varphi_1 - Q_c)^2} \quad (2.22)$$

Ao contrário da energia activa que tem de ser gerada nas centrais, a energia reactiva pode ser gerada em qualquer ponto da rede, inclusive perto das cargas. A forma mais económica de o fazer é através da colocação de baterias de condensadores em determinados pontos da rede. Pretende-se, dada uma rede de distribuição, com um perfil de carga variável no tempo, obter a localização e dimensão adequadas das baterias de condensadores a colocar nos barramentos, com o objectivo de atingir as condições de exploração com menores perdas ao custo mais baixo [12]. Na literatura encontram-se vários métodos de resolução da colocação óptima de condensadores em redes eléctricas, utilizando por exemplo programação matemática [13,14] e metas heurísticas [15,16,17,18].

Há que salientar que existe uma regra prática conhecida, sobre a colocação de baterias de condensadores numa linha, a denominada “regra dos dois terços”, segundo a qual a localização óptima que contribui para a minimização das perdas será a 2/3 do comprimento da linha [20]. Esta regra é assente no princípio de que a carga se distribui uniformemente ao longo da linha, o que corresponde a uma aproximação não muito correcta.

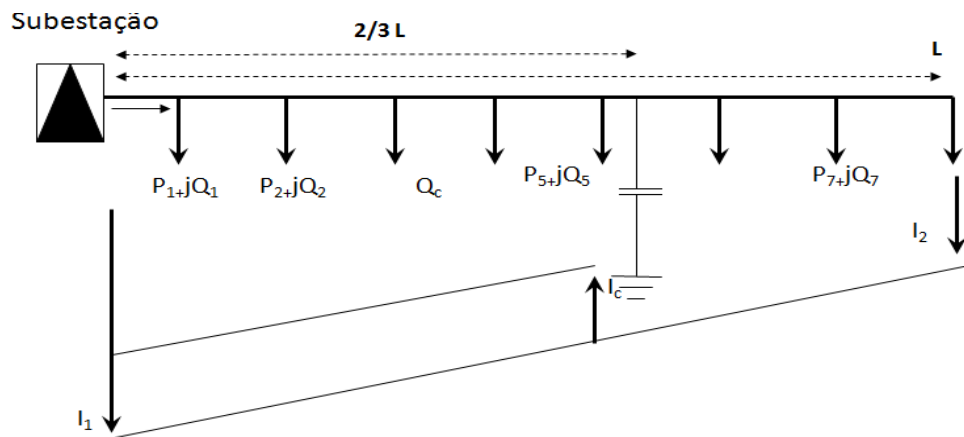


Figura 2.4 - Ilustração da Regra dos 2/3 para a colocação de baterias de condensadores em redes de distribuição

2.7.2 - Reforço das linhas

Uma outra possibilidade para reduzir as perdas numa rede é através da substituição dos condutores em algumas linhas (acção designada na literatura inglesa por “*reconductoring*”). Quando se realiza uma acção deste tipo, há que primeiro identificar quais as linhas que se encontram com uma percentagem significativa da sua capacidade de transmissão utilizada (por exemplo mais que 60%,70%), ou que se encontrem mesmo sobrecarregadas, sendo para isso necessário a realização de um estudo de trânsito de potências.

As perdas numa linha dependem quadraticamente da corrente que lá circula e da resistência que o condutor apresenta. Se consideramos um mesmo valor de intensidade de corrente que flui pelo condutor, mas com um menor valor de resistência, as perdas irão ser menores.

As linhas eléctricas são modelizadas, em regime estacionário, pelo chamado modelo equivalente em π , conforme se representa na figura seguinte:

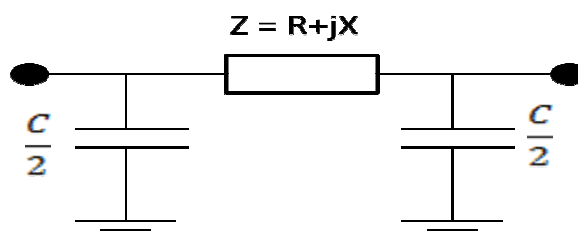


Figura 2.5 - Modelo em π que modeliza as linhas eléctricas

Os parâmetros do modelo são os seguintes:

R - resistência eléctrica (Ω)

X - reactância (Ω)

C - capacidade (F)

O parâmetro que condiciona as perdas por efeito Joule é a resistência. A resistência por unidade de comprimento, expressa-se em Ω/m , e é dada pela expressão: $R = \frac{\rho}{S}$, em que ρ ($\Omega.\text{m}$) é a resistividade e S (m^2) é a secção do condutor.

Quando se substitui um condutor por um novo, o que se efectua em termos práticos é uma aumento da secção, pois como se verificou, a resistência é inversamente proporcional à secção.

Uma outra solução para a redução do valor da resistência poderá ser a construção de um circuito em paralelo com um já existente (que também corresponde, de certa forma, a um aumento da secção)

2.7.3 - Mudança do Nível de Tensão

A alteração do nível de tensão é uma solução que permite redução das perdas, todavia é uma medida que pode ter outro tipo de implicações na rede eléctrica, nomeadamente ao nível dos sistemas de protecção, dos isoladores, transformadores e de todo o restante equipamento utilizado. Portanto, é uma solução que pode exigir a realização de investimentos significativos. Além disso, este tipo de solução pode obrigar a elevar os níveis de tensão das redes que se encontram a montante, sendo por isso uma solução que poder ter implicações significativas numa parte considerável o sistema eléctrico.

Trata-se de uma medida que tem vindo a ser aplicado em planos de redução de perdas de países em desenvolvimento, sendo de realçar o estudo realizado para a cidade de Montevideu no Uruguai, que é apresentado em [21].

2.7.4 - Reconfiguração da Rede

As redes de distribuição em Média Tensão são normalmente operadas radialmente sobretudo porque é mais fácil desta forma a sua operação e a coordenação das protecções, contudo possuem a possibilidade de alteração da topologia através da aberturas e/ou fecho de seccionadores/interruptores localizados em pontos estratégicos. Muitas destas redes, sobretudo as que estão inseridas num ambiente urbano, são estabelecidas em anel aberto tendo a possibilidade de ser alimentadas por dois pontos de injeção.

Quando se efectua uma modificação da configuração topológica da rede, tem-se como objectivos a redução do valor das perdas activas, melhoria do perfil de tensões, a eliminação e/ou isolamento de defeitos, e aumentar os níveis de fiabilidade. A reconfiguração pode não ter como finalidade exclusiva a redução de perdas, podendo o problema ser multiobjectivo, tentando-se ao mesmo tempo não só a minimização das perdas, mas também a minimização das acções de controlo (abertura e fecho dos aparelhos de manobras) e da potência não fornecida (PNF).

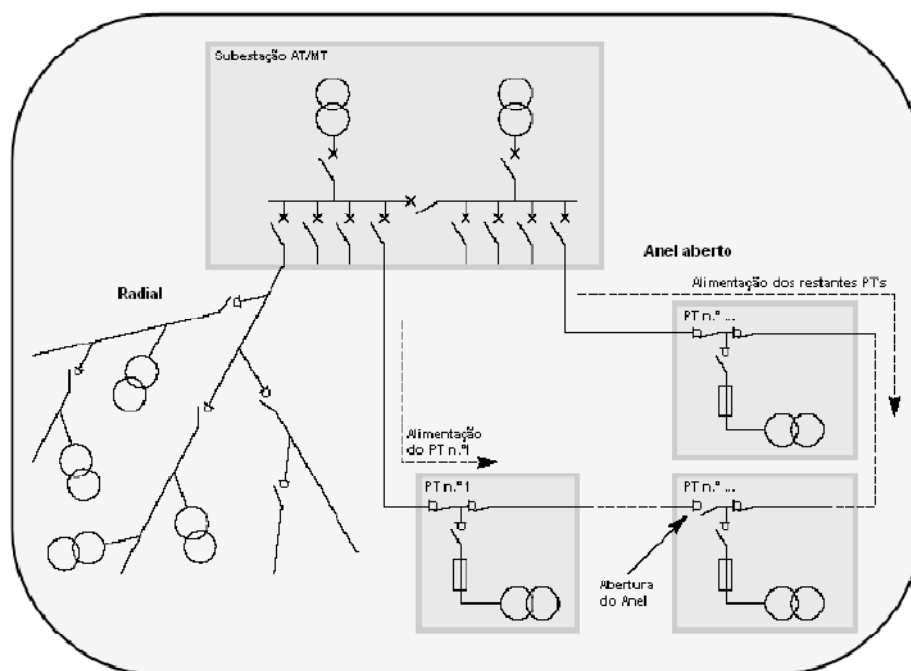


Figura 2.6 - Configurações Topológicas das redes de distribuição de MT [22]

As redes de distribuição têm picos de consumo em diferentes horas do dia, e como tal estão mais carregadas em certos períodos e mais leves nos restantes. As perdas activas durante as horas de ponta, podem ser reduzidas, transferido carga de zonas mais carregadas para outras menos carregadas. Procura-se portanto encontrar a configuração da rede que permite diminuir as perdas, para os vários cenários de carga que ocorrem ao longo do dia. Em [23] pode se encontrar um trabalho em que é abordado a redução de perdas por via da reconfiguração de redes.

2.7.5 - Transformador

Os transformadores são componentes essenciais nos SEE, uma vez que são estes que permitem efectuar as mudanças de tensão que ocorrem ao longo do transporte e distribuição da energia eléctrica. Toda a energia que circula nas redes passa por estes componentes do SEE, que são dos que mais contribuem para as perdas nas redes

Segundo publicações da União Europeia, obtidos através do SEEDT (Strategies for Development and diffusion of Energy Efficient Distribution Transformers), dos cerca de 200 TWh de perdas nas redes de distribuição europeias, entre um quarto e um terço das perdas ocorrem em transformadores, estimando-se que o potencial de redução estará entre 40% e 80% das perdas existentes [24].

Nos transformadores existem dois tipos de perdas, as perdas magnéticas que ocorrem no núcleo ferromagnético (não variam com a carga) e as perdas no cobre, que dependem da carga que está conectada ao secundário do transformador. São máquinas eléctricas de elevado rendimento; contudo, é muito difícil operar um transformador perto do seu

rendimento máximo devido à aleatoriedade e variabilidade das cargas. O valor de rendimento máximo corresponde ao ponto em que as perdas fixas igualam as perdas variáveis. E como se poder ver na figura (2.7) isso corresponderá a um valor que poderá estar entre os 40 e 50%.

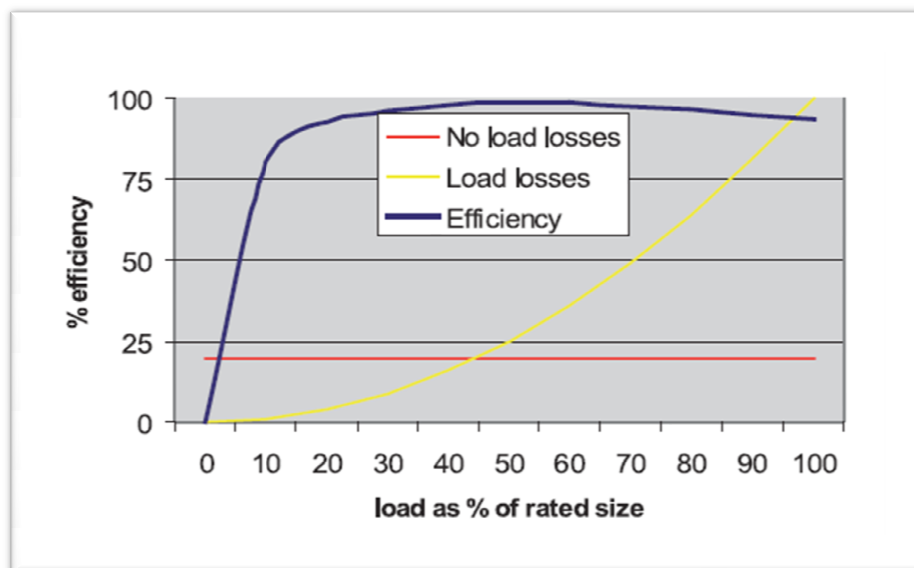


Figura 2.7 - Rendimento, perdas fixas e perdas variáveis num transformador em função da carga [26]

Para reduzir as perdas nos transformadores podem ser tomadas as seguintes medidas:

- **substituição do transformador** é uma acção a ser tomada se o transformador já estive desgastado ou degradado, se já tiver chegado ao final da sua vida útil. Na substituição dos transformadores já em final da sua vida ou na instalação de novos transformadores que são necessários para a ampliação das redes pode-se optar pela selecção de um transformador de elevado grau de eficiência energética, na Europa esses graus de eficiência estão definidos pela normas HD428 (transformadores em óleo) e HD538 (transformadores secos), propostas pela CENELEC. O programa SEEDT é um programa que incentiva a utilização de transformadores de alta eficiência energética, que são de tecnologia de materiais amorfos no núcleo ou da utilização de materiais supercondutores. A política de implementação dos transformadores de perdas reduzidas, revela-se bastante vantajosa, ao comparar-se o Japão (tem elevada utilização de transformadores de perdas reduzidas), que com 15 milhões de transformadores tem 44 TWh de perdas, com a situação europeia que com 4 milhões de transformadores apresenta um valor de perdas de 55TWh [25], destaca-se assim importância que estes transformadores podem desempenhar em termos de redução perdas.
- **Monitorização do Transformador**, através do SCADA (Supervisory Control and Data Acquisition) da subestação pode-se ter um controlo mais efectivo do

transformador, podendo detectar-se situações de sobrecarga, monitorizar os carregamentos excessivos, conseguir uma melhor equilíbrio de carga entre as subestações; Poderá ser uma boa solução tentar conseguir tornar o diagrama de carga mais uniforme, por forma a diminuir a discrepância entre pontas de consumo e horas de vazio, fazendo com que o rendimento do transformador não seja muito variável ao longo do dia, pois o regime de carga deste modo também não o é. Essa uniformização terá de ser conseguida através de incentivos aos consumidores para racionalizarem os seus consumos ao longo do dia, incentivar a utilização de tarifas bi-horárias e a valorizar a energia consumida nas horas de vazio.

- **Operação do Transformador:** quando na subestação existem 2 transformadores, pode-se averiguar qual o valor de carga, a partir do qual, as perdas apresentam um menor valor. Durante os períodos diários de menor consumo ter um transformador fora de serviço pode ser vantajoso sobretudo para reduzir as perdas no ferro. Por outro lado nas horas de ponta, pode ser mais vantajoso, ter os 2 transformadores em serviço para reduzir o valor da perdas por efeito Joule.

Conforme é dito em [9], quando está 1 transformador de 60/15kV serviço, as perdas nesta máquina eléctrica são dadas por:

$$p = p_{fe} + r_1 I_1^2 \quad (2.23)$$

onde, p_{fe} corresponde às perdas magnéticas no núcleo ferromagnético, I_1 é a corrente eléctrica no primário do transformador, e r_1 designa a resistência referida ao primário do transformador¹. Com os dois transformadores em serviço, as perdas são dadas por:

$$p = 2 \left(p_{fe} + r_1 \left(\frac{I_1}{2} \right)^2 \right) \quad (2.24)$$

Traçando o gráfico para ambas as situações, identifica-se o ponto a partir do qual se justifica colocar os dois transformadores em serviço. Alternativamente pode-se igualar as equações, e obter o valor de corrente solicitado à saída da subestação, a partir do qual é mais vantajoso ter os 2 transformadores em serviço. Esse valor de intensidade de corrente é assim obtido através da seguinte equação:

$$I = \sqrt{\frac{2p_{fe}}{r_1}} \quad (2.25)$$

¹ Estes valores de resistência e corrente referidos em relação ao primário do transformador dizem respeito ao modelo equivalente em π do transformador referido ao primário.

A título exemplificativo mostra-se o seguinte gráfico, que resulta da aplicação do que foi descrito, para um transformador de 40 MVA, com uma resistência referida ao primário de 0.04Ω e com 600W de perdas no ferro. De referir ainda, que ter 2 transformadores em vez de apenas 1 torna o investimento inicial mais caro. A partir da figura 2.7 constata-se que para um valor de carga superior a cerca de 20 MVA é mais vantajoso, em termos de perdas, ter os 2 transformadores em serviço.

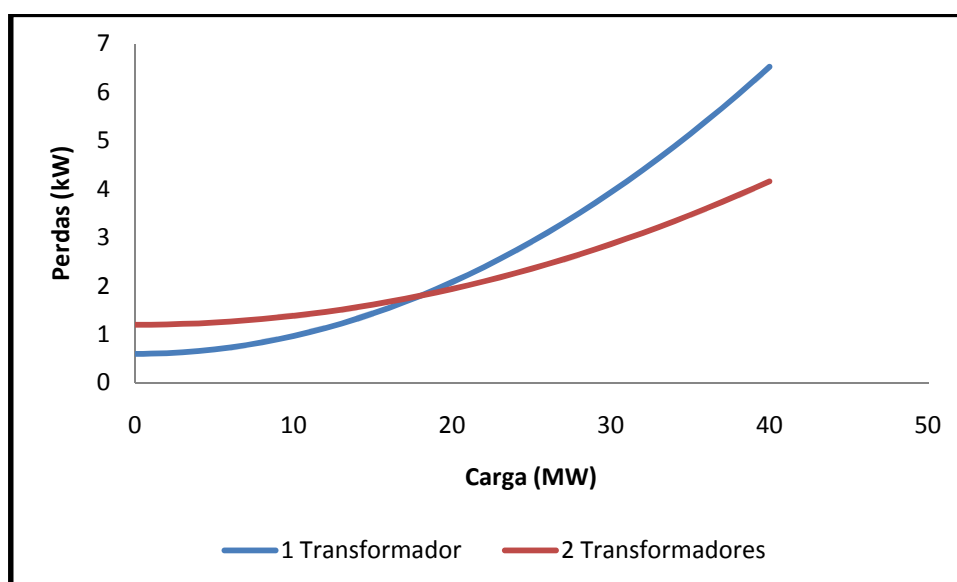


Figura 2.8 - Perdas com 1 e 2 transformadores na subestação AT/MT

2.7.6 - Produção Distribuída e Gestão Activa da Rede de Distribuição

A necessidade de aumentar a produção de energia eléctrica, a crescente preocupação ambiental, a criação dos mercados de electricidade e a dificuldade crescente de construção de linhas de transporte e distribuição, são factores que têm atribuído à produção distribuída um papel de elevada relevância no SEE. A PD trata-se de produção de electricidade de pequena dimensão (à volta de 10 MW ou menos), utilizando meios de produção do tipo renovável (eólica, minihídrica, solar, biomassa), microturbinas, pilhas de combustível, motores de combustão interna e cogeração.

Estas unidades de produção encontram-se ligadas directamente nas redes de distribuição, podendo ser propriedade da concessionária da rede, dos consumidores ou de produtores independentes. No que concerne às perdas, a PD pode ser vantajosa, pois tem como principal característica a produção junto das cargas, o que poderá traduzir-se numa redução das perdas, uma vez que se reduz o fluxo de potências nas linhas. As unidades de PD ligadas nos sistemas de distribuição podem ajudar a diminuir o fluxo de potência nos ramos mais carregados e, dessa forma, contribuir para o diferimento de investimentos. Além disso tem contribuições também para a melhoria do perfil de tensões e aumento da fiabilidade do

sistema. Por exemplo, para determinar a melhor colocação da PD na rede de distribuição, pode-se utilizar um critério de minimização de perdas, tendo em conta os regimes de carga nos nós de consumo, a previsão das injeções máximas por parte da PD e a configuração topológica de operação das redes.

Porém a integração da PD nos sistemas de distribuição, é na maior parte das vezes realizada através, da denominada filosofia de “fit and forget”², estando também associada uma gestão passiva por parte do operador da rede de distribuição. Para contrariar esta forma de operar a rede, emergiu a gestão activa das redes (GA), que consiste no controlo e gestão em tempo real das unidades de PD e dos dispositivos da rede de distribuição, baseado nas medidas em tempo real dos parâmetros do sistema (corrente e tensão) [26]. Para que possa existir uma GA da rede torna-se necessário dispor de instrumentos de medida, dispositivos de controlo e um sistema de comunicação, como é ilustrado na figura 2.9:

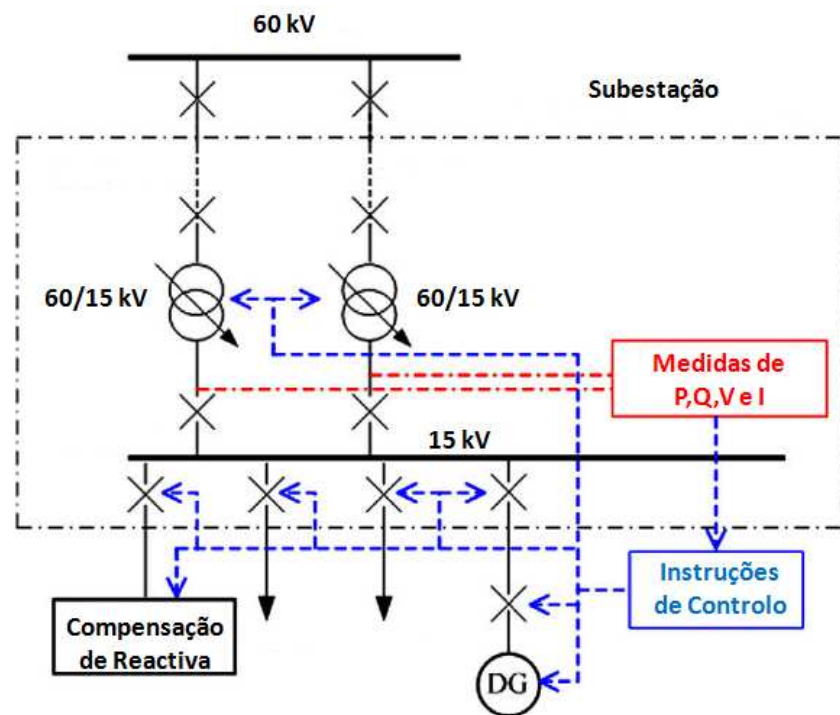


Figura 2.9 - Funcionamento de uma rede de distribuição com produção dispersa e gestão activa da rede [27]

A GA tem como função essencial a resolução de um trânsito de potência óptimo (OPF-optimal power flow), tendo como objectivo a minimização da potência injectada pela rede de alta tensão. A resolução do OPF permitirá determinar os valores das variáveis de controlo, que serão os valores (potências activa e reactiva) das unidades de PD, tomadas dos transformadores e das baterias de condensadores, respeitando os limites de tensão nos barramentos e os limites térmicos das linhas.

² São ligadas à rede e depois não há qualquer tipo de controlo sobre estas unidades

Relativamente às perdas na rede, pode-se particularizar o problema e realizar um despacho de reactiva, tendo como finalidade a redução das perdas e o controlo de tensão na rede. A formulação matemática deste problema será a seguinte:

$$\min f(X) = \text{perdas}$$

$$\text{sujeito a}$$

$$V_i^{\min} \leq V_i \leq V_i^{\max}$$

$$S_i^{\min} \leq S_i \leq S_i^{\max}$$

$$t_i^{\min} \leq t_i \leq t_i^{\max}$$

$$Q_i^{\min} \leq Q_i \leq Q_i^{\max}$$

onde as variáveis têm o seguinte significado:

X - variáveis de controlo (posição das tomadas das baterias de condensadores e dos transformadores, produção de potência reactiva nas unidades de produção dispersa;

V_i - tensão no barramento i ;

$V_i^{\min}, V_i^{\max}$ - valores mínimos e máximo da tensão nos barramento i ;

S_{ik} - trânsito de potência nos ramo ik ;

$S_{ik}^{\min}, S_{ik}^{\max}$ - valores mínimos e máximos do trânsito de potência no ramo ik ;

$Q_{ik}^{\min}, Q_{ik}^{\max}$ - valores mínimo e máximos de potência reactiva na PD;

t_i - posição da tomada dos transformadores ou das baterias de condensadores;

$t_i^{\min}, t_i^{\max}$ - valores máximos das posições das tomadas dos transformadores e das baterias de condensadores;

Esta tarefa de GA das redes será no futuro mais fácil devido às redes inteligentes de energia (Smart Grids).

Em Portugal encontra-se em fase de desenvolvimento, e já uma primeira aplicação, o projecto InovGrid da EDP relacionado com as rede inteligentes de energia. Já se encontra implementado um projecto piloto, designado *Inovcity*, na cidade de Évora [27]. Este tipo de programas vêm trazer vantagens significativas para os operadores da redes de distribuição nomeadamente: optimização e diferimentos dos investimentos, melhor gestão e controlo da rede, redução dos custos operacionais e de manutenção e maior fiabilidade do fornecimento de energia. Estas vantagens enunciadas para as redes distribuição, incluem obviamente as perdas eléctricas, pois uma rede inteligente vai permitir no futuro ter um conhecimento com maior precisão dos valores das perdas, realizar uma gestão da energia e operar a rede de forma mais racional e com maior eficiência energética.

Dada a preocupação do presente trabalho em estratégias de redução de perdas, é oportuno e importante fazer referência a esta perspectiva futura de funcionamento das redes eléctricas de distribuição.

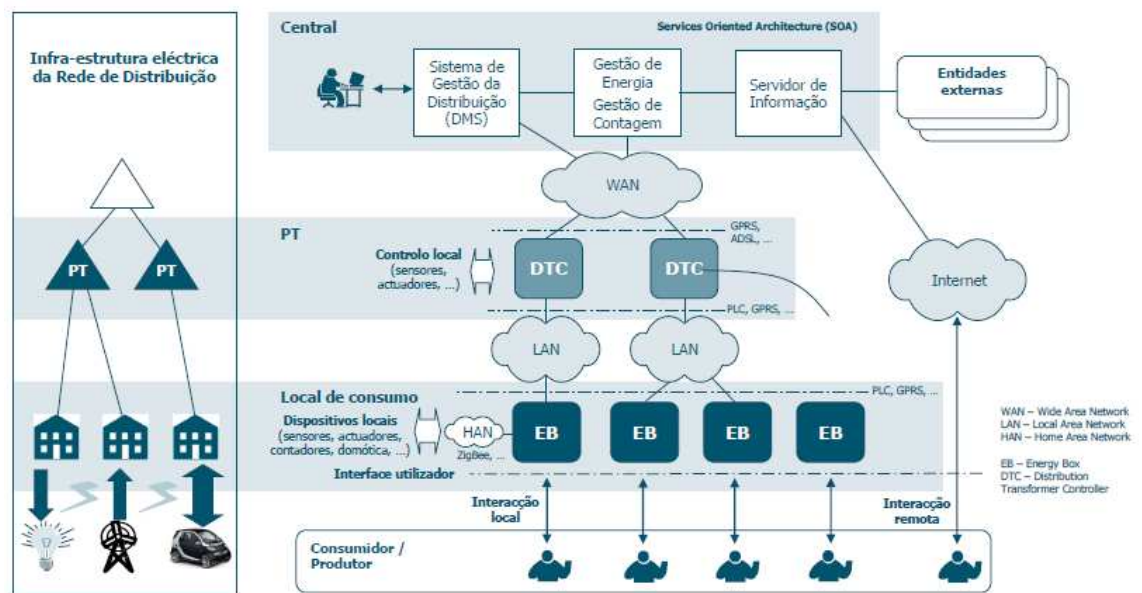


Figura 2.9 - Arquitectura geral do projecto InovGrid [28]

2.8 - Perdas nas Redes de Distribuição e o Agente Regulador: o caso Português

Em Portugal existe, como já foi referido no capítulo introdutório, um incentivo de redução de perdas na rede de distribuição. Este mecanismo está previsto no Regulamento Tarifário, e está em vigor desde 1999.

A entidade reguladora (ERSE) tem todo o interesse em promover a optimização do processo de distribuição de energia eléctrica, e este incentivo tem como objectivo influenciar as decisões de investimento do operador da rede de distribuição relativamente a projectos que permitam alcançar reduções extraordinárias de perdas [3]. Portanto este incentivo pode ser entendido como uma medida da eficiência energética apresentada pela empresa na operação e planeamento das suas redes. O operador da rede de distribuição pode obter uma remuneração extra pela ERSE, se conseguir reduzir as perdas nas suas rede abaixo de um valor de referência fixado pelo agente regulador. Este mecanismo funciona nos dois sentidos, a EDP-Distribuição (EDPD) pode, caso apresente um valor de perdas superior ao de referência ser penalizada, sendo obrigada a pagar à ERSE um determinado valor monetário em função do excesso verificado. O funcionamento deste incentivo está ilustrado na figura 2.10.

Além das Perdas referência ($Perdas_{REF}$) são fixados, pela ERSE, a valorização unitária das perdas (V_p) e um valor monetário de limite (IRP_{max}) máximo para a aplicação do mecanismo. A variável Δp representa a máxima variação de perdas admitida, funcionando quer para um aumento ou diminuição em relação a $Perdas_{REF}$, isto é, funciona quer para a direita e para esquerda do valor $Perdas_{REF}$, conforme se verifica na figura 2.10.

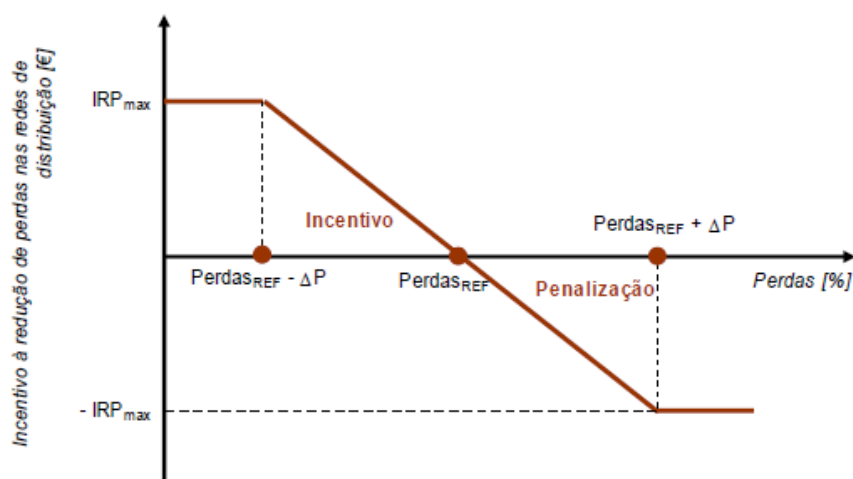


Figura 2.10 - Ilustração do incentivo à redução de perdas nas redes de distribuição[3]

Na tabela 2.3 mostra-se, a evolução de $Perdas_{REF}$ e de Δp , desde o início da aplicação deste incentivo até 2011, e na figura 2.11 ilustra-se à evolução dos montantes relativos ao mecanismo desde 1999 até 2007.

Tabela 2.3 - Evolução do valor das perdas de referência (P_{REF}) e de Δp [3]

	1999-2001	2002-2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011
Perdas_{REF} (%)	8,8	8,6	8,38	8,38	8,22	7,95	7,90	7,8
Δp(%)	1,0	1,0	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5

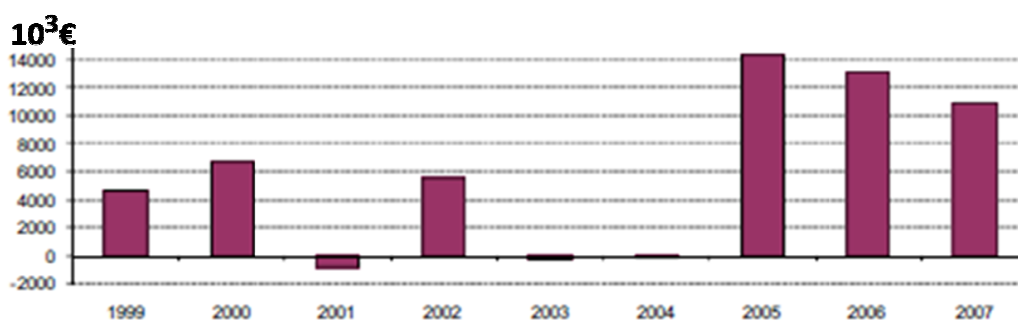


Figura 2.11 - Evolução dos montantes associados à aplicação do mecanismo de Incentivo à redução de Perdas [3]

2.9 - Estimativa das Perdas Técnicas

O cálculo das perdas na rede de distribuição é uma tarefa complexa. Na realidade apenas existe uma ideia aproximada das perdas técnicas, normalmente através do uso dos dados de facturação e do balanço energético. A melhor forma de se obter valores mais próximos da

realidade é através da realização de simulações da rede, através de estudos de fluxo de potência. Este tipo de metodologia é sobretudo utilizado nas redes de transporte, dado o elevado grau de monitorização deste tipo de redes. Analisam-se os balanços energéticos das redes, isto é a diferença entre a energia injectada (ou produzida) e a energia entregue às cargas ou ao nível seguinte.

A partir da bibliografia consultada constata-se que existem vários métodos de calcular as perdas nos sistemas de distribuição. A utilização de cada metodologia está dependente da informação existente da rede (bases de dados), dos sistemas de medição existentes e do grau de precisão que se pretende na estimação das perdas.

Uma grande parte dos métodos são muito semelhantes, baseando-se na agregação de elementos do sistema em grupos de elementos que apresentem características semelhantes [29,30,31,32]. Este tipo de métodos procura calcular as perdas em cada segmento, detalhando as perdas nos vários componentes dos sistemas de distribuição: perdas nas redes de alta tensão, perdas nas subestações, perdas nas redes de MT, perdas nas redes de BT. Em [33] faz-se uma análise de vários métodos utilizados no Brasil, para estimar as perdas em vários componentes do sistema, e apresenta-se um método que visa ser possível a sua utilização por grande parte das distribuidoras do país, e que utiliza dados que sejam comuns a elas todas. Um outro método que não tem como objectivo directo o cálculo das perdas, mas sim o de obter indicadores de perdas pode encontrar-se em [34]. A partir de dados genéricos da concessionária da rede de distribuição como, a área de concessão (m^2), o número de municípios, o número de clientes, o consumo total (GWh) e a densidade de carga (kW/km^2), podem-se desenvolver um conjunto de indicadores de perdas em função de cada uma dessas variáveis. Alguns métodos utilizam redes neuronais [35], ou *fuzzy-c-number* (FCN) e *cluster-wise fuzzy regression* [36] para desenvolvimento de modelos de cálculo de perdas. Existe ainda um método, que utiliza informação proveniente das medidas guardadas na base de dados do SCADA da rede, informação dos parâmetros da rede e elementos informativos da base de dados comercial da empresa [37]. Este método calcula as perdas realizando trânsitos de potência para diferentes intervalos temporais. Os resultados obtidos serão influenciados pela qualidade das medidas e pela regularidade com que são efectuadas as alterações nas bases de dados.

Em [38] faz-se a seguinte classificação dos métodos de cálculo das perdas técnicas:

- **Top-Down** - consistem em metodologias de estimativa das perdas que se aplicam quando existe pouca informação sobre a rede, e o cálculo das perdas dá-se no sentido da subestação para o consumidor. Exemplos de este tipo de métodos encontram-se em [39,40];
- **Bottom-Up** - a aplicação destes métodos pressupõe a disponibilidade de um elevado conjunto de dados como por exemplo: diagramas de carga dos consumidores e das redes, características da rede. O uso de fluxos de potência nestes métodos contribui

para que os seus resultados sejam mais precisos. Encontra-se um exemplo desta metodologia em [41].

- **Hybrid Top-Down/Bottom-Up** - são métodos em que aplicam, quando se tem conhecimento detalhado apenas numa parte da rede.

A diversidade de métodos encontrada durante a pesquisa bibliográfica é o reflexo da preocupação mundial das empresas do sector eléctrico e da comunidade científica na redução de perdas, e da dificuldade de estimação das mesmas. Vários factores contribuem para essa dificuldade na estimação das perdas:

- as perdas óhmicas nos condutores apresentam valores muito dispersos, pois dependem do comprimento da linhas, da topologia da rede, do número de pontos de carga e da secção dos condutores. É necessário uma actualização constante da base de dados para garantir a qualidade do método de determinação das perdas.
- nos transformadores as perdas (magnéticas e por efeito Joule) são variáveis com o tipo de transformador, sendo por vezes complicado o acesso ao valor das mesmas, estando dependente do fabricante.
- atribuir às perdas que ocorrem em outros componentes (ramais de ligação, contadores de energia, correntes de fuga) um pequeno valor na totalidade das perdas.

Em conclusão, existem metodologias simplificadas que utilizando uma pequena base de dados permitam estimar, aproximadamente, as perdas em grandes sistemas de distribuição. Em contrapartida, os métodos mais robustos, e que apresentam valores mais próximos dos reais, necessitam de bases de dados mais apetrechadas.

2.10 - Síntese e Conclusões

A caracterização das perdas numa rede engloba a necessidade de conhecimento de conceitos gerais, como a sua definição, a sua classificação, a sua localização e os componentes onde estas ocorrem.

As perdas podem ser encaradas basicamente, como a diferença da quantidade de energia ou de potência, entre a entrada e a saída de um sistema, podendo ser classificadas em técnicas e não técnicas. As primeiras ocorrem em vários componentes dos SEE, sendo que os elementos em que ocorrem em maior quantidade são nos transformadores e nos condutores das linhas. O conhecimento das causas das perdas, permite numa primeira instância identificar um conjunto de variáveis que influenciam as perdas: potência transmitida na linha, factor de potência, comprimento e secção das linhas e tensão no barramento de referência. O reconhecimento destas variáveis permite, à partida apresentar medidas de redução de perdas nomeadamente: a substituição dos condutores, compensação do factor de potência e mudança do nível de tensão. Além disso, neste capítulo apresentou-se outras

medidas de redução de perdas como a reconfiguração de redes e a substituição, monitorização e operação do transformador. Quanto ao transformador, sendo um elemento que contribui de forma significativa para as perdas nas redes, existem programas europeus de incentivo à utilização de transformadores de baixas perdas, e ainda estratégias de operação dos transformadores das subestações e de monitorização dos mesmos. Neste capítulo aborda-se ainda a importância que a produção dispersa pode desempenhar na redução de perdas, sobretudo quando associada a uma gestão activa da rede.

Também neste capítulo foi descrito o mecanismo de incentivo de redução das perdas, que é forma de a entidade reguladora garantir a realização investimentos na rede de distribuição para redução de perdas.

Por último, no final do capítulo expõe-se o levantamento bibliográfico sobre o cálculo de perdas técnicas, onde se evidencia a diversidade de métodos existentes e a influência que a informação disponível nas bases de dados têm na precisão dos resultados obtidos.

Capítulo 3

Estratégia de Redução de Perdas

3.1 - Introdução

O valor de perdas globais registado no sistema de distribuição português, ronda os 7% referidos à produção, o que evidencia a existência de um potencial significativo de redução de perdas. Além da influência económica que as perdas técnicas acarretam, dado que correspondem a energia que se perde por efeito de Joule e não é entregue aos consumidores, são também uma medida da eficiência energética das redes. Convém portanto otimizar as perdas realizando investimentos nas redes de distribuição.

O mecanismo de incentivo de redução das perdas criado pela ERSE, visa estimular a empresa de distribuição para a realização de investimentos que permitam uma diminuição de perdas.

Como foi descrito no capítulo anterior, existem várias formas de redução de perdas. Contudo esta tese centra-se fundamentalmente na realização de investimentos para reforço das redes. Os custos envolvidos neste tipo de acções, através da substituição dos condutores e da duplicação de linhas são elevados, pelo que se torna imprescindível dispor de uma ferramenta que permita à empresa distribuidora seleccionar as redes com maior potencial de retorno dos investimentos e identificar os possíveis benefícios daí resultantes.

Tendo como intuito colmatar a inexistência de uma estratégia metódica, que permita a identificação do potencial de redução de perdas nas redes de distribuição, é apresentado neste capítulo, o desenvolvimento de uma metodologia que possibilita localizar as redes com maior potencial de diminuição de perdas e de retorno dos investimentos.

A metodologia desenvolvida tem 2 vertentes: uma mais técnica e outra económica. A primeira parte corresponde a estimar as perdas para seleccionar um conjunto de redes, e uma análise em regime estacionário das redes seleccionadas. Identifica-se para as redes seleccionadas as linhas que têm um maior contribuição para o valor global das perdas nas

redes. Depois parte-se para segunda parte, que será mais económica. Para as linhas identificadas faz-se uma avaliação económica das várias alternativas de reforço possíveis.

As várias etapas que constituem a metodologia assim como os pressupostos na qual assenta, são explicados de forma detalhada ao longo do capítulo.

3.2 - Informação utilizada no desenvolvimento da metodologia

Para a elaboração de um procedimento sistemático para diminuição das perdas, é necessário dispor de um conjunto de informação relativo às redes de distribuição. Este tipo de informação não se encontra disponível directamente, sendo propriedade da concessionária da Rede Nacional de Distribuição (RND). A EDPD é titular da licença vinculada de distribuição de energia eléctrica em Alta e Média Tensão no território continental. A concessão para a exploração da RND, que integra a rede de AT e MT, exerce-se em regime de serviço público, sendo as suas actividades e instalações consideradas de utilidade pública.

A EDPD cedeu alguma informação para a elaboração da presente dissertação. Centrando-se este trabalho na redução de perdas nas redes de distribuição de MT, o tipo de dados cedidos dizem respeito logicamente apenas a esse tipo de redes.

A informação disponibilizada para cada linha de um conjunto de redes da EDPD é a seguinte:

- Identificação do circuito
- Tipo de condutor utilizado
- Tipo de rede (aéreo ou subterrâneo)
- Comprimento de cada ramo
- Tensão de serviço (6,10,15,30 kV)
- Número de condutores por fase
- Características do condutor utilizado - resistência, reactância e capacidade

Além desta informação relativa a cada linha, foi ainda disponibilizado para um conjunto de redes modelo (ver tabela 3.4), as seguintes medidas que foram realizadas na subestação:

- Factor de carga (f_c)
- Factor de perdas (f_p)
- Valor da ponta de consumo em termos de corrente (I)

Relativamente a esta informação, há que salientar que não se tem acesso à topologia da rede, apenas se conhecendo a caracterização eléctrica de cada ramo da rede e as medidas efectuadas na subestação.

Para este conjunto de redes foram ainda cedido os valores de perdas e de energias de perdas obtidos a partir do DPLAN (software utilizado pela EDPD para estudos de fluxo de potências). Foram ainda utilizadas 2 redes para estudos de trânsito de potências (TP), tendo

sido utilizado o software PowerWorld (versão 8.0).As redes que foram usadas são a 05a e 05b,a localização das redes é respectivamente Guilhufe e Marco de Canaveses.

Na secção inicial deste capítulo optou-se por fazer referência à informação utilizada no desenvolvimento da metodologia, alertando o leitor para o tipo e para a proveniência dos dados utilizados na elaboração da estratégia de redução de perdas, apresentada nesta dissertação.

Tabela 3.4 - Dados das redes utilizados para o desenvolvimento da metodologia

Rede	Ponta em corrente (A)	Factor de Carga	Factor de Perdas	Perdas (kW) (DPlan)	Energia de Perdas (MWh/ano) (DPlan)
01a	117.0	0.461	0.237	118.2	245.4
01b	139.4	0.461	0.237	276.4	573.8
02	249.6	0.512	0.280	62.3	152.9
03	222.7	0.540	0.315	65.0	179.3
04	415.6	0.470	0.255	383.4	856.5
05a	387.0	0.493	0.261	275.0	628.7
05b	387.8	0.463	0.253	558.4	1237.6
06	275.7	0.590	0.376	70.1	231.0
07	218.9	0.539	0.309	93.3	252.7
08a	260.8	0.430	0.220	79.7	153.6
08b	151.2	0.594	0.372	42.5	81.9
09	387.0	0.570	0.336	378.0	1112.5
10	200.3	0.560	0.334	46.4	135.7
11	189.2	0.352	0.151	191.3	605.7
12	155.0	0.575	0.346	152.7	462.9
13	152.7	0.480	0.247	361.3	781.7
14	152.2	0.512	0.277	314.7	763.7
15	134.8	0.580	0.359	13.5	42.5
16	92.5	0.497	0.260	34.3	97.6
17	122.4	0.420	0.197	19.9	29.5
18	27.6	0.413	0.197	24.9	42.9
19a	199.1	0.497	0.262	172.7	396.4
19b	80.0	0.503	0.266	58.8	136.9
20	293.0	0.498	0.259	312.0	707.8

3.3 - Estimação das perdas nas redes de Média Tensão

O objectivo da estimação das perdas nas redes de MT é seleccionar o conjunto de redes que apresentam o maior potencial de redução. A justificação para tal ser feito está

relacionada com o facto de existirem aproximadamente quatro milhares redes de MT, o que torna inviável o estudo detalhado de cada uma delas. Poderiam ser realizados estudos de trânsitos de potência (TP) para cada rede, contudo isso obrigaria à disposição de uma elevada quantidade de tempo. Seria possível escolher aleatoriamente um conjunto de redes, e trabalhar apenas com essas. Esta escolha aleatória não seria provavelmente a melhor opção para seleccionar um conjunto de redes. Dentro das 4 mil redes existe uma grande diferença dos valores de perdas, isto é, podem existir redes com perdas muito baixas e outras com valores bastante elevados, e pode não ser muito significativo estudar primeiramente as redes que apresentam os valores mais reduzidos de perdas. Corria-se o risco de seleccionar uma rede com perdas muito baixas, em que o reforço de algumas linhas não teria o mesmo impacto em benefícios que teria numa rede com perdas elevadas.

Em termos globais do sistema de distribuição, um investimento realizado numa rede que apresenta um valor de perdas baixo, poderá não ter um potencial expressivo. Em contrapartida, a realização de investimentos numa rede que exhibe um valor de perdas elevado, poderá ter um potencial significativo na redução das mesmas. À partida, as redes com perdas mais elevadas serão aquelas que ostentam um maior potencial de redução de perdas, pelo que realizar investimentos nas mesmas poderá proporcionar benefícios mais elevados.

Existe assim, a necessidade de criar um processo de selecção das redes. Este procedimento poderá ser interpretado como um critério de ordenação das redes, por ordem decrescente do valor de perdas apresentado, mas também devem ser consideradas as perdas por unidade de comprimento. Uma rede pode apresentar perdas elevadas por ser, por exemplo, muito longa. Isso significa que pode estar bem dimensionada, sendo o seu reforço bastante dispendioso.

Conforme ilustrado na figura 3.13 trata-se de um processo encadeado e sistemático. Primeiro, para o conjunto dos 4 milhares de redes estima-se o valor das perdas globais de cada rede, de seguida ordena-se as redes decrescentemente e por fim, selecciona-se um conjunto de redes a serem estudadas. Nesta selecção final poderá optar-se por exemplo pela escolha de 2 a 3 dezenas de redes.



Figura 3.12 - Ilustração do processo de selecção das redes

3.3.1 - Obtenção do modelo de estimativa das perdas

Tendo sido já identificado um procedimento sistemático de escolha das redes, coloca-se então a necessidade de obter um modelo de estimação das perdas. Os métodos consultados para a revisão bibliográfica da secção 2.9 do capítulo anterior, não se adequam aos dados disponíveis para a realização desta tese, pelo que se tornou necessário desenvolver um modelo de estimativa das perdas.

A modelação a realizar tem de ser feita através de uma expressão matemática, a qual relaciona as perdas globais na rede de MT com os factores que são conhecidos. A ideia geral será efectuar uma regressão utilizando os valores de perdas do DPlan, e estimando os parâmetros que afectam as variáveis que entram no modelo. Dois problemas se levantam: quais as variáveis a introduzir no modelo e que tipo de modelo utilizar.

Em suma, a criação de um modelo de estimação das perdas implica determinar tanto a forma da expressão, assim como implica determinar quais as variáveis a considerar, dado que existe a possibilidade de incorporar no modelo algumas variáveis. Assim o problema reduz-se a: $perdas = f(\text{factores identificados})$

No desenvolvimento do modelo podia-se optar por utilizar ou as perdas em potência ou a energia de perdas. A opção foi determinar-se as perdas em potência para uma situação de ponta de consumo.

Partindo-se do conhecimento que as perdas numa linha de distribuição dependem do quadrado da corrente que por ela circula e do valor da resistência do condutor ($p = rI^2$), pode-se desenvolver uma expressão matemática que permita calcular as perdas globais na rede de distribuição em função de variáveis que são conhecidas. O primeiro desafio que se coloca é decidir que variáveis incluir na fórmula de cálculo das perdas. A resistência e a corrente são valores que fazem todo sentido entrarem na expressão. Observando a informação disponível de cada rede, constata-se que não se tem acesso à topologia da mesma. O desconhecimento do esquema da rede condiciona de forma decisiva a estimativa

das perdas. Desta forma não se tem conhecimento como se encontram estabelecidas as redes, isto é, como se encontram ligados entre si os ramos. A corrente eléctrica (I) é medida na subestação e, sendo desconhecida a configuração da rede, não há possibilidade de perceber como se distribui essa corrente ao longo da rede. No capítulo 2 foram identificados os factores que influenciam o valor das perdas, e conclui-se que as perdas eram inversamente proporcionais ao quadrado da tensão nominal da rede, pelo que se optou também por inserir esta variável no modelo.

O comprimento (l) total da rede (soma dos comprimentos de todos os ramos) poderá ser também um factor influente nas perdas. Uma rede com um comprimento total elevado pode indiciar perdas significativas, isto porque podem ocorrer situações em que desde o ponto injector a uma extremidade da rede (carga), a distância poderá ser de vários quilómetros, tendo como consequência um valor de perdas assinalável. Esta situação é agravada se o valor da carga for elevado, pois ocorre nas linhas a circulação de um valor de corrente considerável numa grande distância.

O número de ramos (N) é também ele um factor que se pode incorporar no método, pois as redes de média tensão são operadas radialmente, com um estrutura arborescente, ou seja desde o ponto de alimentação até à carga vão existindo cada vez mais ramificações. Portanto deste o ponto de alimentação até a uma carga mais distante poderá existir um número significativo de ramos, obviamente que as perdas poderão ser significativas se esses ramos tiverem um comprimento assinalável, pelo que se justifica a utilização desta variável.

Foi também opção incluir o factor de carga. Pela sua definição o f_c é o quociente entre a potência média a potência máxima de um diagrama de cargas. Pela manipulação da expressão verifica-se que a potência máxima é inversamente proporcional ao factor de carga, pelo que se inclui esta variável no denominador do modelo de estimação de perdas.

Outro aspecto que dificulta a criação de um método de cálculo é determinar que tipo de modelo a utilizar, ou seja, como se relacionam as variáveis. Como se partiu da expressão $p = rI^2$, considerou-se que as perdas dependeriam “proporcionalmente” de algumas variáveis e seriam “inversamente proporcionais” a outras.

Tendo em conta as considerações anteriormente descritas o modelo desenvolvido foi o seguinte:

$$p = k_1 \frac{r_{media}^\alpha \cdot l^\beta \cdot I^\gamma \cdot N^\delta}{f_c^\epsilon \cdot V^\zeta} \quad (3.1)$$

A justificação para a inclusão destas variáveis nesta formula de cálculo é justificada nos parágrafos anteriores. De referir que r_{media} é a resistência média por unidade comprimento, e que é obtida da seguinte forma:

$$r_{media} = \frac{\sum_{i=0}^n r_{condutor}}{N} \quad (3.2)$$

onde:

r_{condutor} - resistência por unidade de comprimento de cada condutor

N - número de ramos da rede

O valor de K_1 introduzido na formula de cálculo corresponde a um factor de escala. O próximo passo será determinar os parâmetros $(\alpha, \beta, \gamma, \delta, \epsilon, \zeta, k_1)$ que afectam as variáveis, através de uma regressão não linear.

3.3.2 - Regressão não linear

Uma regressão é uma técnica de modelação que permite analisar a relação entre uma variável dependente (Y) e uma ou mais variáveis independentes $X_1, X_2, X_3, X_4, \dots, X_n$. Em termos matemáticos pretende-se descrever a variável dependente y em função de um conjunto de dados empíricos. A equação que descreve a relação entre as variáveis é: $y = f(X) + \epsilon$, em que $f(X)$ é uma função com um ou mais parâmetros e ϵ são os erros ou resíduos. Esta relação poderá assumir a seguinte formulação equivalente: $\hat{y} = f(X)$, em que $\hat{y}$ corresponde ao valor estimado. Pretende-se assim ajustar a função $f(x)$ aos dados obtidos experimentalmente, de forma a minimizar os desvios $(y - \hat{y})$. A minimização dos desvios é habitualmente feita através dos Métodos dos Mínimos Quadrados (MMQ), no qual se minimiza o quadrado das distâncias entre os pontos y (neste caso relativos aos dados do DPlan) e a função dos pontos $\hat{y}$ (modelo). Portanto o objectivo é estimar os parâmetros da função $f(x)$ minimizando a soma do quadrado dos desvios:

$$SQ_D = \sum_{i=0}^n (y_i - \hat{y}_i)^2 \quad (3.3)$$

Ao contrário do que se passa com as relações lineares em que no MMQ³ a estimativa dos parâmetros pode ser resolvida num único passo, para as relações não lineares tal não é possível, sendo necessário recorrer a um processo iterativo de cálculo utilizando um algoritmo adequado. Alguns métodos como por exemplo *Gauss-Newton*, *Marquardt-Levenberg* foram tradicionalmente aplicados na resolução neste tipo de problemas [42], contudo na actualidade existem meios de cálculos potentes que poderão ser facilmente (que utiliza um método de optimização) utilizados para a minimizar a SQ_D , uma ferramenta de fácil acesso e utilização é o *Solver* do *Microsoft Excel*.

Fazendo o paralelo entre a definição matemática e o problema a resolver, pode-se dizer que $f(x)$ corresponde ao método de modelação e y às perdas. Utilizou-se o *Solver* do *Excel* para achar os parâmetros $\alpha, \beta, \gamma, \delta, \epsilon$ e ζ e considerou-se os valores de perdas do DPlan como sendo os valores correctos das perdas.

³ Para as regressões lineares a obtenção dos parâmetros é facilmente obtida pela via analítica resolvendo um sistemas de equações.

Com a realização da regressão não linear o processo de selecção das redes fica totalmente resolvido. Utilizando a expressão (3.1) e os valores de perdas do DPlan determina-se os parâmetros de regressão, posteriormente calculam-se as perdas o que permite finalmente construir um algoritmo para seleccionar as redes.

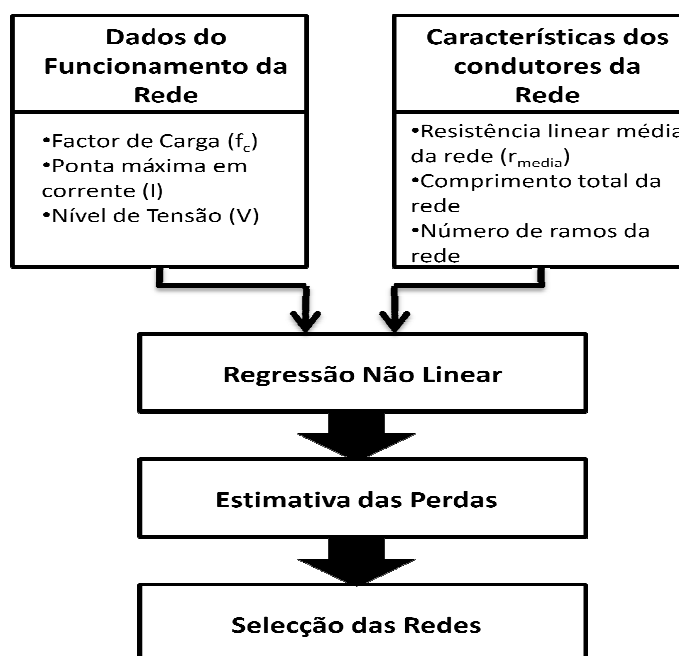


Figura 3.13 - Diagrama de blocos do processo de selecção e estimação das perdas

3.4 - Diagnóstico das redes: análise em regime estacionário

Após, numa primeira fase terem sido seleccionados as redes com maiores valores de perdas, efectua-se nesta segunda fase um diagnóstico das redes seleccionadas, realizando estudos de trânsito de potências (TP). No estudo e na análise dos SEE, os estudos de TP constituem uma ferramenta essencial. O TP é a solução em regime estacionário de um sistema de energia eléctrica compreendendo, os geradores, a rede e as cargas [43]. Dado o número elevado de barramentos (nós) e de ramos, e o facto de as equações que modelizam o sistema assumirem uma forma não linear, é necessário recorrer à utilização de meios de cálculo potentes. Matematicamente a resolução de um TP faz-se por via de métodos numéricos iterativos como por exemplo: *Gauss-Seidel*, *Newton-Raphson*. Neste trabalho utilizou-se para os estudos de TP o software PowerWorld versão 8.0, sendo resolvidos com o método *Newton-Raphson*. Como se trata de uma rede de distribuição, para efeitos do TP, a subestação (ponto injector da rede) corresponde ao barramento de referência⁴, e os barramentos nos quais estão ligados os PT's correspondem aos denominados barramentos PQ.

⁴ Nos estudos de transito de potencias é necessário definir o tipo de barramento: PQ, PV e de referência.

Estes estudos são efectuados para situações de ponta de consumo, e têm como objectivo avaliar as linhas que apresentam uma maior contribuição no valor total de perdas da rede. Para a situação actual da rede, identifica-se os ramos que apresentam problemas de carregamento ou sobrecarga, as quedas de tensão nas linhas, e os barramentos que apresentam problemas de níveis de tensão. Nesta fase reúne-se assim as linhas que necessitam de um reforço da sua capacidade, para sanar essencialmente problemas relacionados às perdas.

3.5 - Reforço das Linhas

As linhas actualmente existentes foram estabelecidas com determinados condutores, que foram seleccionados tendo em conta o tipo de rede a construir (aérea ou subterrânea), o nível de tensão da rede e a previsível corrente que neles iria circular. Assim foram escolhidos o tipo de condutor a empregar na linha, bem como a respectiva secção. Com o passar dos anos e com a expansão da rede de distribuição, e o crescimento da carga que se verificou sobretudo ao longo das duas últimas décadas, alguns elementos das redes ficaram muito perto da sua capacidade ou mesmo sobrecarregados, sobretudo nas horas de ponta. A corrente que circula nas linhas é o factor que mais influencia a perdas nas redes, devido à dependência quadrática entre as perdas e a intensidade de corrente eléctrica. Nas linhas com maiores valores de perdas, a substituição do condutor ou duplicação são formas de as conseguir reduzir. Essa redução é conseguida substituindo o condutor existente por um de maior secção ou através da construção de um novo circuito em paralelo, soluções que correspondem a uma diminuição da resistência.

3.5.1 - Tipos de Condutores utilizados no reforço das linhas

Os condutores (cabos) constituem o mais relevante elemento de uma linha, devendo, por um lado, assegurar adequada capacidade de transporte e, por outro, suportar, sem deterioração ou rotura, as solicitações internas (curto-circuitos, sobrecargas) e externas (acção dos agentes atmosféricos: temperatura, vento e gelo) a que são submetidos ao longo da sua vida útil, cumprindo as distâncias mínimas de segurança. Neste sentido, torna-se evidente a relevância da selecção óptima dos condutores (material e secção), dada a sua repercussão nos custos de implementação, perdas de energia e actividades de manutenção. Actualmente, apesar de o cobre apresentar uma condutividade quase dupla da do alumínio⁵, este último prevalece actualmente na construção de linhas aéreas, por razões de custo e de densidade (peso) mais baixa (e também por causa dos furtos).

⁵ A resistividade (ρ) do cobre é de $0,017774 \Omega \cdot \text{mm}^2/\text{m}$ enquanto que a resistividade do alumínio é de $0,028264 \Omega \cdot \text{mm}^2/\text{m}$.

Quanto aos tipos de condutores a utilizar nas operações de reforço ou no estabelecimento de novas linhas, a empresa de distribuição define os tipos de condutores *standard* a utilizar. Além disso a empresa define também os procedimentos internos relacionados com o estabelecimento de circuitos de MT. Alguns destas condições foram divulgadas para a realização deste trabalho.

Relativamente à rede aérea, considera-se normalmente o estabelecimento de novos traçados por meio de condutores do tipo AA-Alumínio-Aço (ACSR - *Aluminium Conductor Steel Reinforced*). A utilização de condutores em ligas de alumínio AM - Almelec ocorre em zonas de orla marítima ou de manifesta poluição industrial.

Para a rede aérea considera-se o desmantelamento, o que inclui custos de desmontagem, para condutores de secção inferior a 90 mm^2 , sendo a sua substituição feita por outro tipo de condutores seleccionados de entre as normalizações da tabela 3.5. Para redes subterrâneas apenas se considera o abandono (não se prevêem custos de desmontagem) de cabos cuja secção seja inferior a 120 mm^2 , sendo a sua substituição efectuada no mesmo traçado por novo condutor que deve ser escolhido a partir do tabela 3.5. Além da hipótese de substituição de condutores foi ainda considerada a possibilidade de duplicação da linha, ou seja, a colocação de um novo condutor em paralelo com o existente. As hipóteses de duplicação apenas foram consideradas para secções superiores a 90 mm^2 para linhas aéreas, e superiores a 120 mm^2 no caso de linhas subterrâneas. Para os condutores de linhas aéreas, a serem colocados em paralelo considerou-se que estes apenas poderiam ter 2 secções: 90 ou 160 mm^2 .

Tabela 3.5 - Tipos de cabos considerados nas acções de reforço para cada tipo de rede

Tipo de Rede	Cabos
Rede Aérea	AA 3x50
	AA 3x90
	AA 3x160
Rede Subterrânea	LXHIOV 3x120
	LXHIOV 3x240

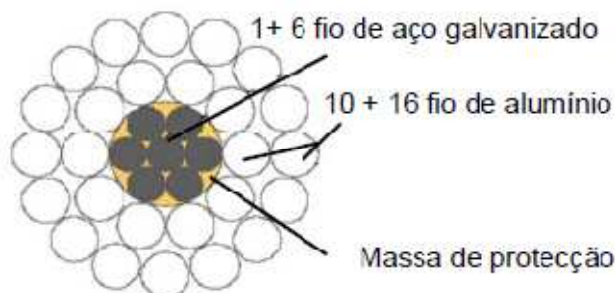


Figura 3.14 - Constituição típica dos cabos de alumínio - aço [44]



Figura 3.15 - Constituição dos cabos de linhas subterrâneas - LXHIOV [45]

3.5.2 - Formulação das hipóteses de reforço das linhas

Partindo do conhecimento dos tipos de condutores normalizados a usar, pode-se estabelecer o conjunto de hipóteses para substituição dos condutores que se encontram actualmente em serviço. Sendo assim, para as linhas com maior valor de perdas podem existir várias possibilidades de substituição por secções superiores de condutores. Por exemplo, para um condutor de alumínio com secção de 30 mm^2 , existe a possibilidade de ser substituído por um condutor de 50, 90 ou 160 mm^2 .

Os custos envolvidos neste tipo de acções, através da substituição dos condutores e da duplicação da linhas são elevados, pelo que se torna imprescindível avaliar entre as várias alternativas de reforço, quais as mais atractivas em termos do potencial de retorno dos investimentos. Para realizar essa avaliação estabeleceu-se um horizonte de estudo de 20 anos, considerando 2 cenários possíveis:

- Cenário 1: Uma taxa de crescimento da carga 2% constante ao longo dos 20 anos (C1);
- Cenário 2: Uma taxa de crescimento da carga constante ao longo dos primeiros 10 anos, e nos restantes 10 anos considera-se que não haverá aumento no consumo (C2);

O cenário 1 é o mais optimista para a redução das perdas, pois considera uma aumento de carga todos os anos, se o consumo cresce é natural que as perdas também aumentem.

Já o cenário 2 representa uma situação mais realista, porque é uma situação é normal para uma rede de distribuição verifica-se ao fim de alguns anos uma estabilização nos valores de consumo.

A avaliação das hipóteses de reforço é feita em comparação com um cenário base. Este cenário corresponde a uma manutenção da actual infra-estrutura da rede ao longo dos 20 anos, sem realizar qualquer tipo de investimento.

Para calcular as perdas para a situação de ponta, ao longo dos 20 anos foram consideradas aproximações, para evitar correr um TP para cada ano de estudo. O objectivo é tornar esta estratégia ainda mais sistemática, realizando um TP para cada rede, e com aproximação (3.4) torna-se muito fácil montar numa folha de cálculo do tipo *Excel* um procedimento automático que calcule a evolução das perdas ao longo dos anos do estudo. Entre a situação base e uma qualquer alternativa de reforço equacionada, a relação de perdas para o primeiro ano (quando é efectuado o reforço da linha) será aproximadamente proporcional ao quociente das resistências lineares e ao quadrado do acréscimo de carga. Logo para o primeiro ano utiliza-se a seguinte aproximação:

$$p' = \frac{r_1}{r_2} p \times (1.02)^2 \quad (3.4)$$

onde:

p' - novo valor das perdas (kW)

p - valor das perdas referente ao condutor actualmente existente(kW)

r_1 - resistência por unidade de comprimento do novo condutor (Ω/km)

r_2 - resistência por unidade de comprimento do antigo condutor (Ω/km)

A aproximação mostrou-se válida conforme se comprova a tabela 3.5. Foram testadas para várias linhas a substituição do condutor por outro e aumentada a carga de 2%, isto foi feito no PowerWorld. Com esta substituição dos condutores registou-se as perdas nas linhas. Depois estimou-se as perdas utilizando a aproximação atrás mencionada e verificou-se que os desvios não era significativos pelo que a aproximação revela-se legítima.

Tabela 3.6 - Comparação dos resultados obtidos

From Name	To Name	Perdas (kW)	Condutor	Novo Condutor	Perdas com o aumento de carga	
					PowerWorld	$(r'/r) \times (1.02^2)p$ (kW)
38646057	38646121	35.997	AA 3x50	AA 3x90	22.054	21.068
38646629	38644789	24.846	AA 3x90	AA3x160	16.023	15.586
38646417	38646613	21.270	LXHIOV3x120	LXHIOV 3x240	11.045	10.933
38646121	38646301	9.754	AA 3x50	AA 3x90	6.013	5.709

O valor de 1.02 introduzido na equação diz respeito ao aumento de carga verificado. Ao aumentar a carga 2% espera-se que o valor das perdas seja aumentado tendo em conta esse mesmo factor elevado ao quadrado, dada a dependência quadrática entre as perdas e a potência que transita numa linha. Após a substituição do condutor, o novo valor de perdas (p') será proporcional ao quociente entre as resistências lineares dos condutores.

Para os restantes anos as perdas serão obtidas multiplicando por 1.02^2 pelo valor das perdas do ano anterior.

No caso da duplicação de linha, é preciso ter atenção que o valor de r_1 é obtido através da conhecida expressão do paralelo de resistências: $r_2 = \frac{R_1 R_2}{R_1 + R_2}$.

Este estudo é realizado para a ponta máxima anual, que corresponde à situação de maior valor de perdas. A partir deste valor calcula-se a energia de perdas anual (MWh/ano) para cada possibilidade, utilizando-se a seguinte expressão:

$$E_p = p_{\max} \times f_p \times 8760 \quad (3.5)$$

em $p_{\max}$ representa o valor de perdas para a ponta máxima, f_p é o factor de perdas e 8760 é o número de horas de um ano

3.6 - Critérios de Avaliação dos Investimentos

Foram consideradas para cada linha várias alternativas, sendo necessário identificar para cada linha a alternativa mais apropriada entre as opções consideradas. A opção (aprovação ou rejeição) de uma alternativa em detrimento de outras deve ser suportada em resultados de viabilidade económica. Este tipo de análise é realizada “a priori”, podendo existir futuramente desvios entre a situação planeada e a situação real. O aumento da carga ou a sua diminuição, bem como os valores da taxa de actualização do dinheiro (i) são factores que podem variar ao longo dos anos considerados nos estudos, ajudando à ocorrência de desvios em relação à previsão efectuada.

Para avaliação das alternativas mais vantajosas utilizou-se os seguintes critérios de avaliação de investimento: tempo de retorno bruto e relação benefício/custo.

3.6.1 - Tempo de retorno bruto

Define-se tempo de retorno bruto (T_r) como sendo o período de tempo necessário para a recuperação do investimento realizado. Na aplicação deste indicador especifica-se um valor do tempo máximo, para o qual se considera o investimento aceitável. Este critério de avaliação é grosseiro, pois não têm em conta o valor temporal do dinheiro, e calcula-se da seguinte forma:

$$T_r = \frac{I_t}{B_i} \quad (3.6)$$

onde:

T_r - Tempo de retorno do Investimento (anos);

I_t - Investimento total (€);

B_t - é o benefício (ou receita) em cada período, que segundo este critério é assumida constante (€);

3.6.2 - Rácio benefício/custo

O rácio benefício/custo é o quociente entre benefícios monetários e o valor dos custos. Para levar em conta o valor temporal do dinheiro os custos e benefícios futuros foram actualizados para o valor presente. A taxa de actualização usada foi de 10% (valor utilizado actualmente pela EDPD). O critério de aplicação deste indicador é o seguinte: o investimento a realizar é em principio elegível caso o rácio seja superior a 1, caso contrário é rejeitado. Convém esclarecer, que os benefícios resultantes neste caso são relativos à diminuição de perdas conseguida na linha após o reforço da mesma. Portanto, o benefício será obtido através da diferença entre a energia de perdas anual antes e depois da colocação do novo condutor, multiplicado pelo valor do custo de perdas nas redes de MT (C_p), sendo este valor 75,2 €/MWh para redes MT. Deste modo a sua expressão de cálculo assume a seguinte forma:

$$B_t = \sum_{j=0}^n \frac{\Delta E_p C_p}{(1+i)^n} = \sum_{j=0}^n \frac{(E_{p(antes)} - E_{p(depois)}) C_p}{(1+i)^n} \quad (3.7)$$

onde:

B_t - Benefício total (€)

ΔE_p - variação da energia de perdas (MWh)

$E_{p(antes)}$ - Energia de Perdas na linha antes do reforço (MWh)

$E_{p(depois)}$ - Energia de Perdas na linha como o novo condutor (MWh)

C_p - custo da energia de perdas para MT (€/MWh)

n - número de períodos temporais do estudo (anos)

i - taxa de actualização

Quanto aos custos envolvidos na realização deste tipo de obra considerou-se o investimento inicial (I_t) no condutor, custo anual com a energia de perdas (valor monetário) ocorrida no novo condutor, e ainda um custo relacionado com a operação e manutenção da linhas (C_e). Assim a fórmula de cálculo utilizada para os custos referidos ao novo condutor foi a seguinte:

$$C_t = I_t + \sum_{j=0}^n \frac{C_e + VE_p}{(1+i)^n} \quad (3.8)$$

onde:

C_t - Valor dos custos actualizados (o que os custos no futuro valem hoje)

I_t - Investimento total relacionado à instalação do novo condutor (€)

C_e - Custo de exploração e manutenção (€)

VE_p - Valor monetário de perdas anuais no novo condutor (€)

i - Taxa de actualização

No cálculo dos investimentos é preciso levar em conta o que é dito na secção 3.5.1 relativamente às políticas da empresa distribuidora relativamente à necessidade de desmontagem dos condutores lá existentes para secções inferiores a 90 mm². A necessidade de desmantelamento do condutores implica a inclusão de um custo de desmontagem. Este custo é incorporado no investimento inicial no caso de substituição de condutores. Para o caso da duplicação da rede não existirá este custo. Para as linhas subterrâneas não existe o custo de desmontagem, pois como foi referido em 3.5.1, para este tipo de linhas vigora a política do abandono.

Deste modo a expressão de cálculo do investimento inicial para um caso de substituição de condutores será a seguinte:

$$I_t = 1.34(C_{NC} + C_D)l \quad (3.9)$$

onde as variáveis têm o seguinte significado:

I_t - investimento total (€)

C_{NC} - custo do novo condutor por unidade de comprimento (€/km)

C_D - custo de desmontagem (€/km)

l - comprimento da linha (km)

O factor de 1.34 é introduzido na fórmula de cálculo para reflectir os custos do projecto de engenharia (custos administrativos). Para o caso da duplicação da linha (colocação de um condutor em paralelo com um existente), bem como para as linhas subterrâneas não é considerado o custo de desmontagem pelo que o investimento inicial é dado por:

$$I_t = 1.34C_{NC}l \quad (3.10)$$

Para auxiliar neste processo de escolha dos condutores, e na decisão de incluir ou não os custos de desmontagem apresenta-se na figura 4.15 um algoritmo de selecção dos condutores.

Há ainda a necessidade de apresentar os custos por unidade de comprimento e do custo de desmontagem considerados na realização do trabalho, estes valores são apresentados na tabela 4.6. Para o custo de manutenção e operação das linhas considerou-se um valor de 3% do investimento inicial, realçando-se que este valor é considerado todos os anos.

Tabela 3.7 - Custos dos condutores e de desmontagem por unidade de comprimento

	Custo (€/km)
AA 3x50	13 468
AA 3x90	15 463
AA 3x160	20 451
LXHIOV 3x120	64 345
LXHIOV 3x240	69 333
Desmontagem	2 250

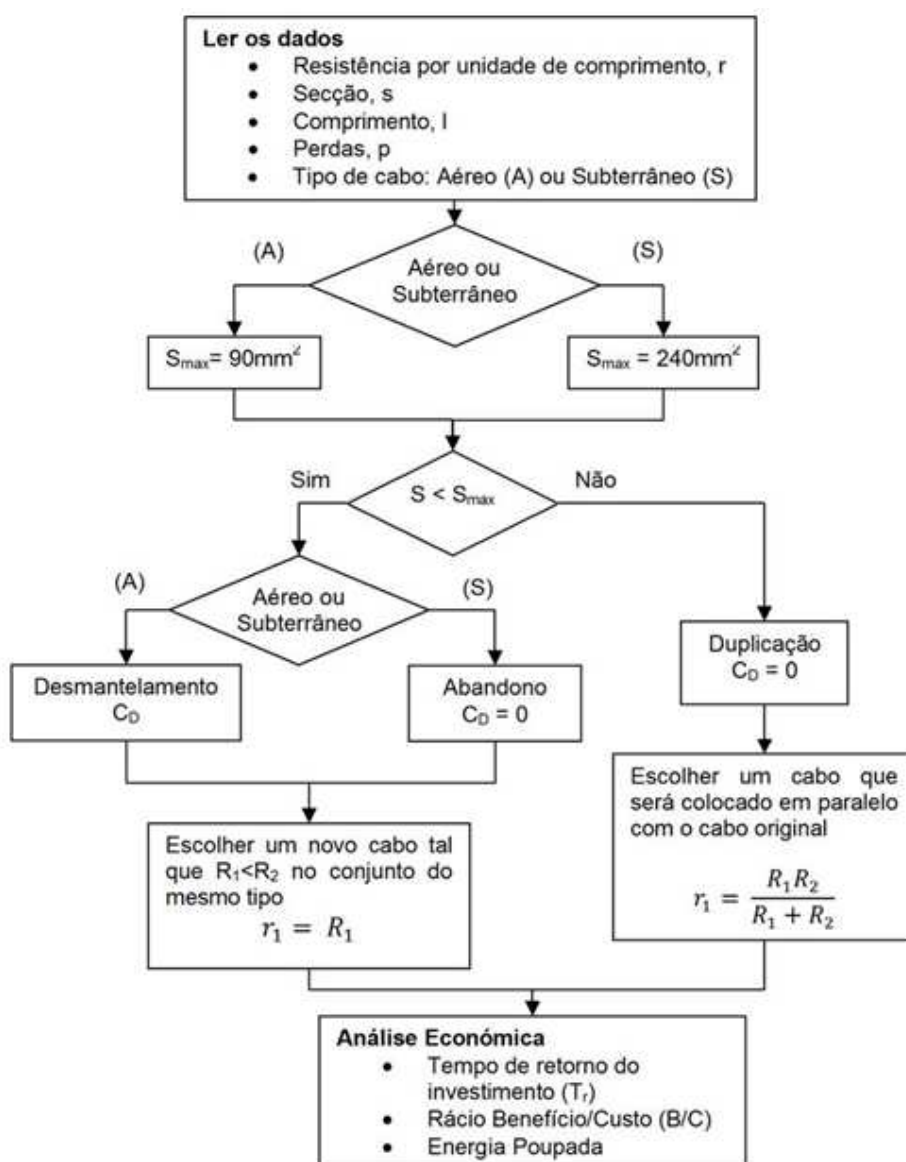


Figura 3.16 - Algoritmo a utilizar na escolha dos condutores nas acções de reforço da rede

3.7 - Síntese da metodologia desenvolvida

A figura seguinte sintetiza as várias etapas que constituem a estratégia aqui apresentada. A metodologia de identificação de investimentos a realizar para redução das perdas, tal como dito no início do capítulo incorpora 2 vertentes essenciais: uma técnica e outra económica. Começa com uma parte mais técnica e termina-se com uma fase de avaliação económica das alternativas de reforço.



Figura 3.17 - Síntese da estratégia de redução de perdas

Primeiro há que tratar e manipular a informação proveniente da base de dados do distribuidor. A informação a extrair tem como objectivo numa primeira fase estimar as perdas nas redes de distribuição. Portanto há que seleccionar a informação que interessa (características dos condutores de cada ramo, comprimentos das linhas, factor de carga, número de ramos, ponta máxima, nível de tensão) para estimar o valor das perdas em todas as redes. Essa estimacção é realizada utilizando a expressão (3.1). Os parâmetros ($\alpha, \beta, \gamma, \delta, \epsilon, \zeta, k_1$) da expressão foram determinados realizando uma regressão não linear.

Com os valores das perdas estimados para todas as redes, procede-se à ordenação das redes. De seguida selecciona-se um conjunto limitado de redes que serão, numa fase posterior analisadas detalhadamente. Nesta fase o número de redes a serem escolhidas terá de ser uma decisão de quem elabora a estratégia de redução de perdas, por exemplo poderão ser seleccionadas as 20 redes com maiores valores de perdas.

Para as redes seleccionadas efectua-se uma análise em regime estacionário para a situação actual da rede, e para uma situação de ponta máxima de consumo. Estes estudo de TP permite identificar as linhas com mais perdas e os factores que mais influenciam as perdas. Com a identificação das linhas realizada formulam-se várias hipóteses de reforço para cada uma das linhas. Fixa-se um horizonte de estudo, tipicamente 20 ou 30 anos, e analisa-se a evolução das perdas em cada linha, quer para a situação actual (deixar a rede tal como está durante 20 anos) quer para cada alternativa de reforço. Para evitar a realização de um TP, para cada rede e para cada ano, pode-se recorrer às aproximações descritas em 3.5.2, e estabelecer numa folha de cálculo um processo programado para determinar a evolução das perdas, ao longo dos 20 anos. Neste processo deve-se estabelecer como progride o consumo no período de tempo, ao qual o estudo se realiza. É necessário considerar uma taxa de crescimento da carga, ou em alternativa, considerar 2 cenários distintos, por exemplo taxa de crescimento constante durante os 20 anos ou apenas crescente nos primeiros 10 anos.

Com a identificação das linhas com maior potencial, formula-se para cada uma das linhas várias hipóteses de reforço, podendo ser consideradas hipóteses de substituição do condutor ou de duplicação da linha. Para auxiliar nesta tarefa, é bastante útil utilizar o algoritmo representado na figura 3.17.

A avaliação dos investimentos a efectuar em cada alternativa, é feita por via do cálculo dos indicadores económicos indicados nas equações 3.6, 3.7 e 3.8.

Por fim, a tomada de decisão, estabelecendo por exemplo que serão seleccionados os investimentos com rácio benefício/custo superior a 1, e que para uma determinada linha é seleccionada a alternativa com maior rácio, estima-se os valores do investimento inicial e do potencial de redução de perdas (energia poupada).

Capítulo 4

Resultados obtidos na aplicação da estratégia de redução de perdas

4.1 - Introdução

Neste capítulo apresenta-se os resultados obtidos na aplicação da estratégia de redução de perdas apresentada no capítulo anterior. A ordem pela qual são apresentados os resultados corresponde à sequência dos passos que constituem a metodologia desenvolvida.

Começa-se por mostrar os resultados relativos à aplicação do método de estimativa das perdas, para o conjunto das 24 redes modelo. De seguida, para as redes de Marco de Canaveses e de Guilhufe apresentam-se os resultados dos estudos de TP, identificando-se as linhas que têm maior contribuição para as perdas totais da rede. Para estas linhas, traçam-se alternativas de reforço e executa-se uma avaliação económica dos investimentos a realizar.

Por fim, apresentam-se as conclusões finais resultantes da aplicação da estratégia de redução de perdas.

4.2 - Estimativa de perdas

Para estimar o valor das perdas, utilizou-se o solver do *Excel*, para realizar uma regressão não linear. Utilizando a fórmula de cálculo apresentada no capítulo 3 e os valores de perdas do DPlan determinam-se os parâmetros $\alpha, \beta, \gamma, \delta, \epsilon$ e ζ . Os valores de perdas obtidos pelo DPlan foram considerados como sendo valores muito próximos dos reais, isto porque foram obtidos através de um *software* de estudos de fluxo de potência. Assim a soma do quadrado dos

desvios a minimizar é a seguinte: $SQ_D = (p - \hat{p})^2$. Deste modo, p correspondem às perdas obtidas pelo DPlan e $\hat{p}$ equivale à estimativa das perdas.

Em relação aos valores utilizados para a resistência linear, comprimento total da rede, ponta em corrente, número de ramos, factor de carga e nível de tensão foram utilizados os valores que são apresentados na tabela 4.8.

Tabela 4.8 - Dados utilizados para a realização da regressão não linear

Rede	R média (Ω/m)	Comprimento total (m)	Ponta (A)	Número de ramos	Factor de Carga α	Tensão de serviço (kV)
01a	0.656	61246	117.0	165	0.461	15
01b	0.768	53712	139.4	115	0.461	15
02	0.577	22069	249.6	135	0.512	15
03	0.624	23379	222.7	114	0.540	15
04	0.663	52530	415.6	289	0.470	15
05a	0.610	57032	387.0	209	0.493	15
05b	0.794	69880	387.8	286	0.463	15
06	0.388	14396	275.7	122	0.590	15
07	0.159	12432	218.9	30	0.539	15
08a	0.803	45960	260.8	264	0.430	15
08b	0.330	10029	151.2	27	0.594	15
09	0.752	79383	387.0	269	0.570	15
10	0.277	9441	200.3	39	0.560	15
11	0.874	78339	189.2	290	0.352	30
12	0.836	128969	155.0	414	0.575	30
13	0.902	122438	152.7	314	0.480	30
14	0.812	153056	152.2	393	0.512	30
15	0.173	1342	134.8	12	0.580	10
16	0.403	15326	92.5	40	0.497	15
17	0.200	3173	122.4	7	0.420	30
18	0.554	106272	27.6	168	0.413	30
19a	0.617	22840	199.1	83	0.497	15
19b	0.792	44957	80.0	122	0.503	15
20	0.521	38396	293.0	146	0.498	15

Utilizando o solver os valores obtidos para os parâmetros são os apresentados na seguinte tabela:

Tabela 4.9 - Valores dos parâmetros para estimativa das perdas nas 24 redes modelo

α	β	γ	δ	k	ϵ	ζ
0.0167	1.6616	0.8157	-0.7509	1.092E-05	1.500	1.228

Observando os valores obtidos para os parâmetros constata-se que δ , parâmetro relativo ao número de ramos apresenta um valor negativo. Tendo em conta que se inseriu o número de ramos no numerador da fórmula de cálculo das perdas, e tendo δ um valor inferior a zero, isto evidencia que o número de ramos poderá ser colocado no denominador.

Para comparar os resultados da estimação com os resultados das perdas obtidos pelo DPlan traçou-se o seguinte gráfico, para as 24 redes.

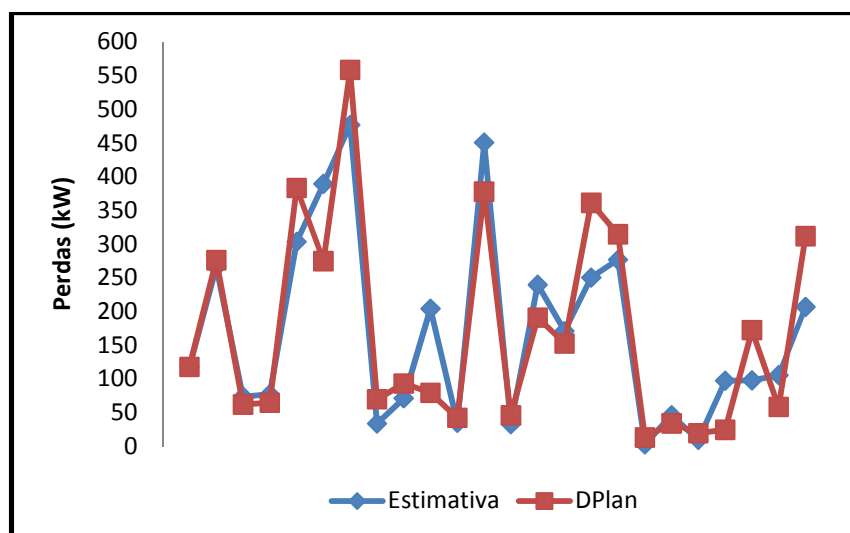


Figura 4.18 - Comparação entre a estimativa das perdas e as perdas obtidas no DPlan

Da observação do gráfico, repara-se que para algumas redes a estimação das perdas revela-se muito próxima do valor registado pelo DPlan. Para outras redes já se verifica desvios assinaláveis relativamente aos valores do DPlan. À partida estes desvios já seriam de esperar, uma vez que os dados utilizados na estimativa das perdas correspondem a dados gerais da rede, não sendo usada qualquer informação sobre a topologia.

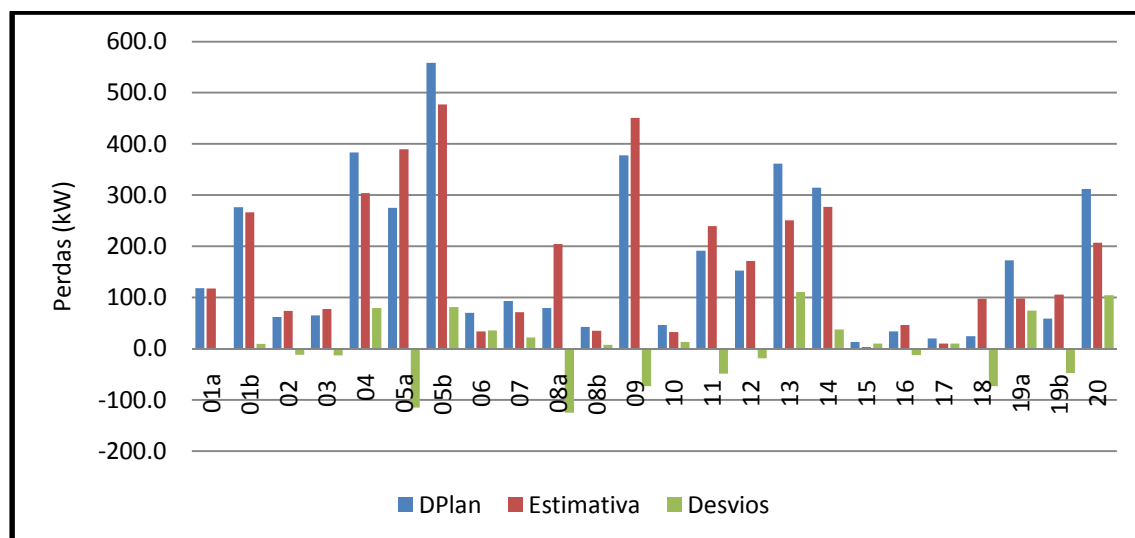


Figura 4.19 - Valores das perdas segundo o DPlan, a estimativa, e os desvios das perdas

Uma vez mais realça-se que o desconhecimento dos esquemas topológicos da rede são um factor de influência significativa na estimativa das perdas. Para além disso, convém salientar que este processo de estimação das perdas não visa determinar com uma grande precisão as perdas nas redes. Este método de estimação de perdas têm como função essencial servir como processo de selecção das redes. Sendo um processo de selecção que se baseia nesta estimação das perdas, admite-se que possam existir desvios neste processo. Já foi referido que com estimativa das perdas, permite ordenar as redes consoante o potencial de redução de perdas, e seleccionar posteriormente um conjunto limitado de redes. Ora o que interessa aqui é dispor de um critério de selecção sistemático, o qual que está dependente da informação (restrita) que se dispõe sobre as redes. Os dados utilizados e que se encontram nas bases de dados podem conter erros que acabam por afectar a estimativa das perdas. Por exemplo, o comprimento total da rede que se encontra na base de dados pode não corresponder exactamente ao comprimento real, existem erros nas medidas da ponta da corrente e de factores de carga nas subestações. Além disso, este processo apenas foi aplicado a 24 redes. Para testar a robustez deste método seria importante possuir um conjunto mais alargado de redes de teste. Aplicava-se primeiramente este processo a estas 24 redes e de seguida com os parâmetros obtidos, avaliava-se para um conjunto teste de redes a eficiência deste método. Tal não foi possível de realizar pois o distribuidor apenas cedeu os dados deste conjunto limitado de redes.

Para exemplificar o funcionamento deste processo da selecção das redes, pode-se ordenar as redes por ordem decrescente de perdas, quer com os valores do DPlan quer com os valores das estimativas, e assim comparar em ambas situações as redes seleccionadas. Admita-se que destas 24 redes, seria necessário apurar 8 (corresponde a um terço) das redes para uma análise detalhada.

Tabela 4.10 - Ordenação das redes por ordem crescente de perdas utilizando o DPlan e as estimativas realizadas

DPlan		Estimativa	
Rede	Perdas (kW)	Rede	Perdas (kW)
05b	558.4	05b	477.0
04	383.4	09	450.8
09	378.0	05a	389.6
13	361.3	04	303.8
14	314.7	14	277.0
20	312.0	01b	266.5
01b	276.4	13	250.6
05a	275.0	11	239.9

Pela ordenação das redes em ambas as situações, verifica-se que o conjunto de redes seleccionado é praticamente o mesmo, a única diferença reside na rede 20 que é

seleccionado segundo os valores do DPlan, mas não é segundo a estimativa. Apesar de as redes seleccionadas serem as mesmas nas duas situações, a ordenação das redes não é igual nos dois casos. O facto de ordenação não ser a mesma resulta dos desvios das estimativas relativamente aos valores do DPlan. É de esperar que para as 4 mil redes, se possa seleccionar para um análise detalhada, uma rede que na realidade não ostente as perdas estimadas pelo método. Isto constitui o risco de se utilizar um critério de selecção das redes baseado neste método de cálculo, contudo, isto não é um problema significativo, pois, por exemplo, das 30 redes seleccionadas, apenas serão feitos investimentos em 3 ou 4 delas.

Por forma, a tentar reduzir os desvios verificados realizou-se uma nova regressão não linear, mas desta vez retirou-se as redes que na primeira regressão apresentavam maiores desvios (05a,05b,08a,13 e 20). Com esta nova regressão os valores obtidos para os parâmetros foram os apresentados na tabela 4.11:

Tabela 4.11 - Valores dos parâmetros após retiradas das redes que apresentavam maiores desvios

α	β	γ	δ	k	ϵ	ζ
0.0138	1.2571	0.9805	-0.622	6.408E-05	1.144	0.542

Como seria de esperar após a exclusão das redes com maiores desvios, constata-se que a estimativa das perdas aproxima-se dos valores do DPlan.

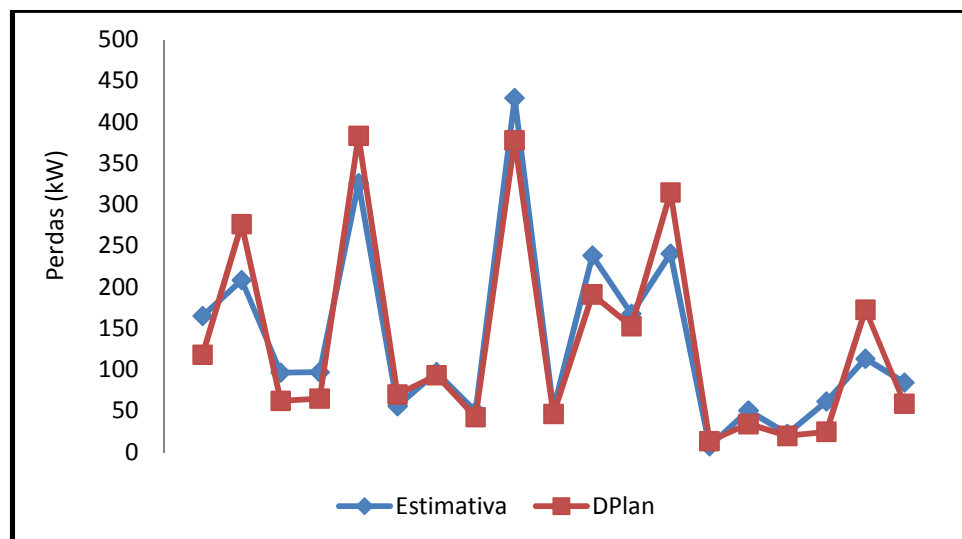


Figura 4.20 - Valores das perdas segundo a estimativa e os valores do DPlan após exclusão das redes com maiores desvios

Com esta nova regressão consegue-se diminuir de uma forma geral os desvios verificados na situação anterior. Em relação à situação anterior, observa-se que o maior dos desvios já não ultrapassa de 100 kW. A dúvida reside agora em qual das duas situações utilizar quando se pretende seleccionar redes do conjunto das 4000. Embora a segunda regressão realizada apresenta melhores resultados em termos dos desvios, não é garantido que possa funcionar

tão bem para os quatro milhares de redes. Como já foi referido teria sido necessário dispor de um maior conjunto de teste para se conseguir comparar melhor estas duas hipóteses de regressão.

No final desta primeira fase da metodologia, convém salientar que ao adoptar um modelo deste tipo, é natural que surjam desvios, alguns deles com algum significado, pois utiliza-se a apenas informação geral caracterizadora de cada rede. Contudo o autor considera que esta forma de selecção das redes se ajusta perfeitamente ao objectivo pretendido, face à informação conhecida da rede.

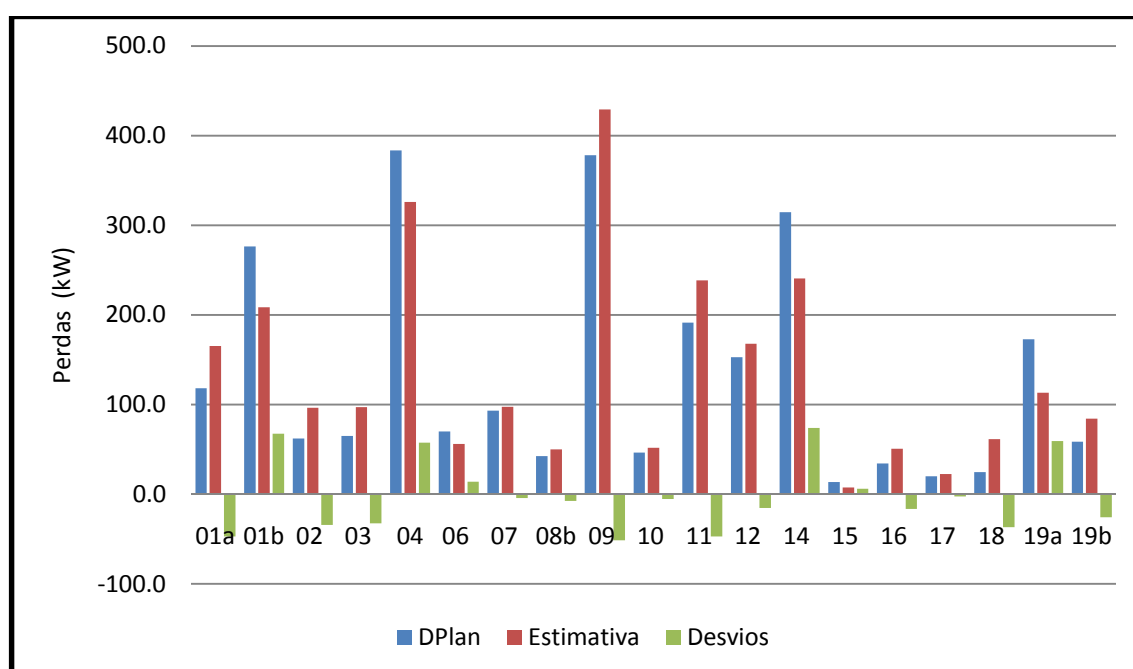


Figura 4.21 - Valores de perdas do DPlan, estimativa, e os desvios das perdas após se terem sido retiradas as redes com maiores desvios

4.3 - Estudo de Trânsito de Potências

Seguindo a metodologia apresentada nesta dissertação, dispõe-se nesta segunda fase do conjunto de redes seleccionadas. Parte-se então para a análise das redes seleccionados. Contudo como só foram disponibilizadas as redes de Marco de Canaveses e de Guilhufe, apenas se realizaram estudos de TP para estas redes. Antes de se analisar os resultados obtidos, faz-se uma caracterização das duas redes na tabela 4.12.

As redes apresentam a mesma tensão de serviço, mas a rede de Guilhufe apresenta um comprimento máximo superior, número de ramos, perdas e carga superiores a Marco de Canaveses.

O objectivo desta fase foi de identificar as linhas com maiores valores de perdas e reconhecer os factores que as causam e sejam comuns às mesmas.

Tabela 4.12 - Caracterização das redes de MT de Marco de Canaveses e de Guilhufe

	M.Canaveses	Guilhufe
Tensão de serviço	15	15
Comprimento máximo da rede (km)	44.10	69.88
Número de ramos	209	286
Energia de Perdas (MWh/ano)	385.71	1237.57
Perdas referidas ao ponto injector (%)	3.26	6.77
Carga		
P (MW)	5.6	9.1
Q (Mvar)	2.2	3.6

4.3.1 - Marco de Canaveses

Para a rede de Marco de Canaveses depois de se ter “corrido” o TP para a situação actual da rede, para a situação de ponta máxima começou-se por observar os valores de perdas em cada em linha. Para as 209 linhas que constituem a rede, é visível na observação do gráfico da figura 4.22 que existem algumas linhas que apresentam um valor de perdas superior a 10 kW.

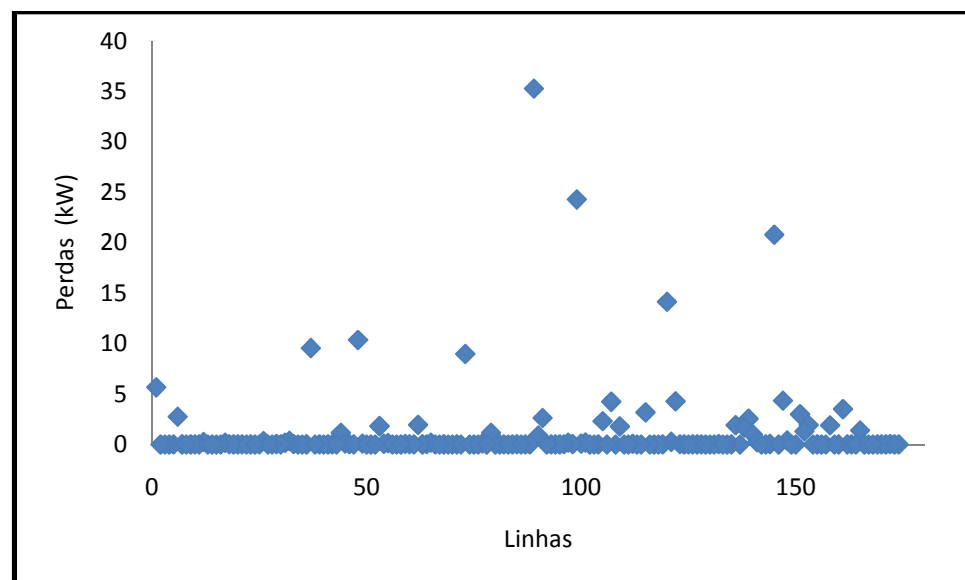


Figura 4.22 - Perdas em cada linha para a rede de Marco de Canaveses

Por forma a comprovar os factores que influenciam no valor das perdas, estudou-se para a variação das perdas em função das potências activa e reactiva da rede, da resistência e do carregamento da linha.

Começando por analisar o efeito da potência activa que circula na linha, existe como seria de esperar, uma tendência para que as linhas que apresentam maiores valores de perdas sejam naquelas em que transita um maior valor de potência activa. A partir da figura 4.23 ainda é possível observar que existem linhas, nas quais circula uma quantidade de activa

considerável contudo não apresentam, perdas significativas. Isto deve-se possivelmente a que estas linhas possuam uma secção superior e como tal disponham de uma maior capacidade de transmissão.

O estudo de TP também mostra que as linhas com valores de perdas mais elevados apresentam carregamentos superiores a 50%, ou seja, têm 50% da sua capacidade de transmissão utilizada. A variação das perdas em função do carregamento das linhas evidencia que esta rede não apresenta qualquer linha em sobrecarga (ver figura 4.24).

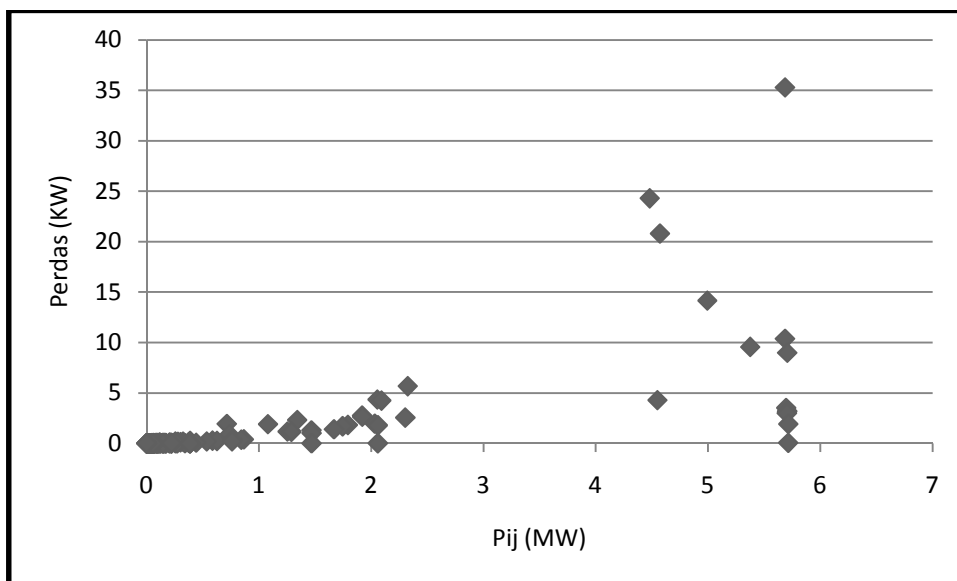


Figura 4.23 - Perdas em função do trânsito de potência activa nas linhas na rede de Marco de Canaveses

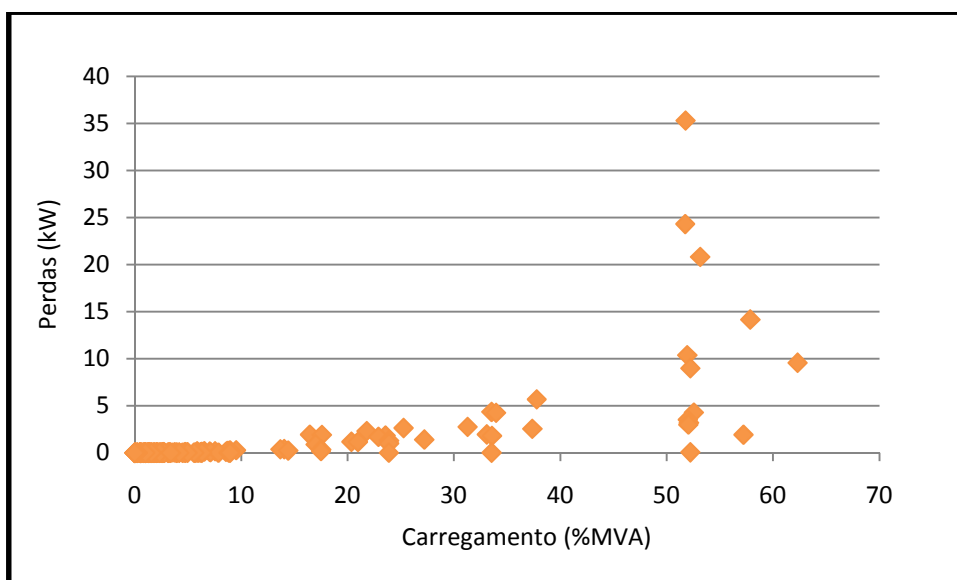


Figura 4.24 - Perdas em função do carregamento das linhas na rede de Marco de Canaveses

Além disso, este TP permitiu verificar que os valores das perdas se encontram relacionadas também com o trânsito de energia reactiva. Averigua-se a partir de 4.25, que a

potência reactiva que circula nas linhas é também um factor que tem influência no valor de perdas registado nas linhas. Em termos globais, nas linhas com valores mais significativos de perdas, é onde circula reactiva de maior valor, para um valor acima dos 1,5 Mvar, existem 7 linhas com perdas superiores ou próximas a 10 kW. No capítulo 2 foram identificados alguns dos principais factores causadores das perdas nas redes de distribuição, tendo sido afirmado que o trânsito de reactiva estava relacionado com o factor de potência. A análise da figura 4.25 indicia que estas linhas necessitam muito provavelmente de compensação do factor de potência para reduzir a circulação de reactiva. Não é objectivo essencial desta dissertação averiguar a diminuição de perdas por via da compensação de reactiva, mas sim por reforço da rede. Sendo assim é interessante analisar a variação das perdas em função da resistência linear das linhas, conforme se efectua na figura 4.26.

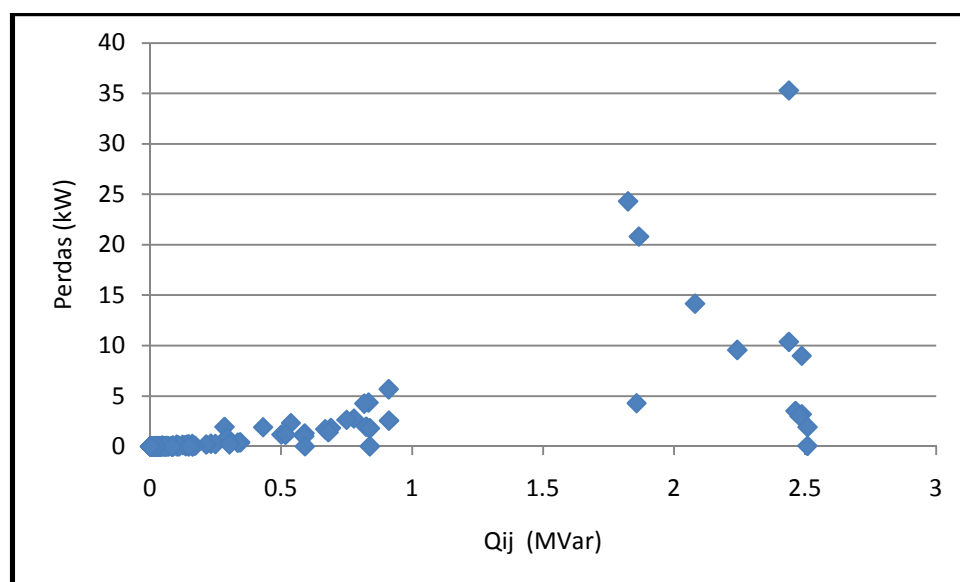


Figura 4.25 - Perdas em função do trânsito de potência reactiva na rede de Marco de Canaveses

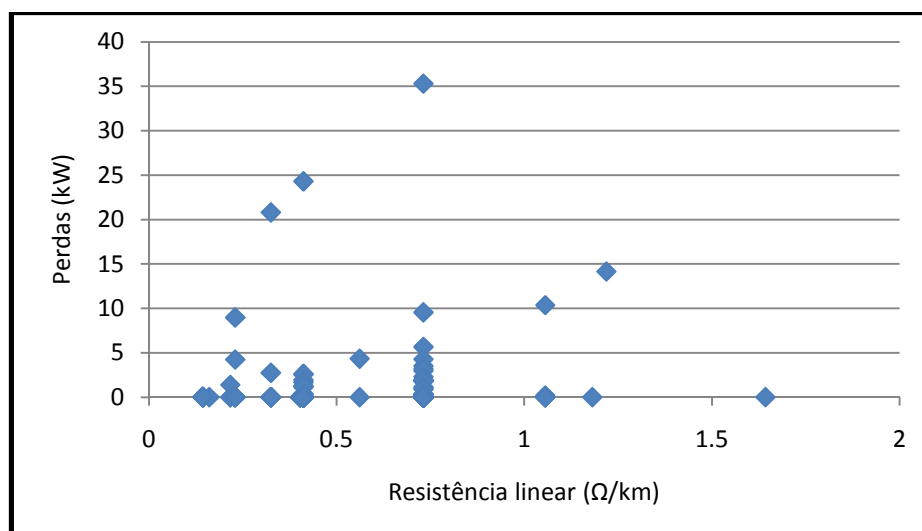


Figura 4.26 - Perdas em função da resistência linear na rede de Marco de Canaveses

Analisando a figura 4.26, verifica-se que não é possível afirmar de uma forma geral que as perdas são mais elevadas nas linhas com maior resistência linear. Observa-se que existem linhas com perdas significativas, que apresentam uma resistência linear entre os 0 e 0.5 Ω/km , noutras situações ocorrem perdas de valor elevado para linhas com resistência linear entre 0.5 e 1 Ω/km . Verifica-se ainda que existem 2 linhas com perdas significativas e que têm uma resistência linear entre 1 e 1,5 Ω/km . Esta análise permite concluir, de uma forma geral, que o factor que mais influencia as perdas nas linhas de uma rede de distribuição é a potência que nela transita. Quando se observa os gráficos da evolução das perdas em função quer da potência activa e reactiva que circulam nas linhas, constata-se que existe uma certa tendência de nas linhas com perdas mais elevadas corresponderem a situações, onde existe um maior trânsito de potências activa e reactiva. Esta conclusão vem ao encontro do conhecimento teórico sobre os factores que influenciam as perdas. Sabe-se teoricamente que variam quadraticamente com a potência que lá circula, são directamente proporcionais à resistência, e inversamente proporcionais ao factor de potência. De certo modo, foi possível confirmar estas relações teóricas. Primeiro, verificou-se que os valores de perdas mais elevados têm tendência a ocorrer nas linhas onde ocorrem fluxos de potência activa de maior valor. De seguida, verificou-se uma situação análoga relativamente à potência reactiva, em que existe uma relação entre as linhas com mais perdas e o fluxo de reactiva nas mesmas. Este trânsito de reactiva poderá reflectir o baixo factor de potência que estas linhas poderão apresentar.

Além disso foi ainda possível verificar que relativamente à resistência linear das linhas não é possível concluir que exista uma certa propensão para que as perdas mais significativas ocorram nas linhas que apresentem uma resistência linear maior (menor secção). Isto evidencia também a essência desta dissertação, pois as necessidades de reforço podem surgir desde as linhas com condutores de menor secção até às linhas de maior secção, sendo necessário identificar as linhas com as perdas mais elevadas. Podia-se pensar que as necessidades de reforço seriam apenas necessárias nas linhas com secção mais baixa, contudo a partir da figura 4.26 conclui-se que não é correcta esta afirmação. Apesar de as perdas estarem muito relacionadas com a potência activa que transita nas linhas, não é possível reduzir essa circulação, uma vez que é imposta pelas cargas, restando como possibilidade para reduzir as perdas o aumento da secção da linhas (diminuição da resistência linear).

Um outro aspecto que é observado quando se efectua uma análise em regime estacionário de uma rede diz respeito à tensão nos nós carga. Verifica-se que em alguns barramentos a tensão encontra-se abaixo dos 0.95 p.u., sendo que de uma maneira geral a tensão nos barramentos é inferior a 1 p.u. (ver Anexo A).

4.3.2 - Guilhufe

À semelhança do que foi feito para a rede de Marco de Canaveses, apresenta-se nesta secção os resultados relativos à rede de Guilhufe. Começando por analisar as perdas nas linhas, observa-se que os valores de perdas que ocorrem nesta rede têm valores bastante superiores aos da rede de Marco de Canaveses. Nesta rede existe um número reduzido de linhas que apresentam perdas significativas. Em comparação com a rede de Marco de Canaveses, a rede de Guilhufe tem um número inferior de linhas com valores de perdas elevados.

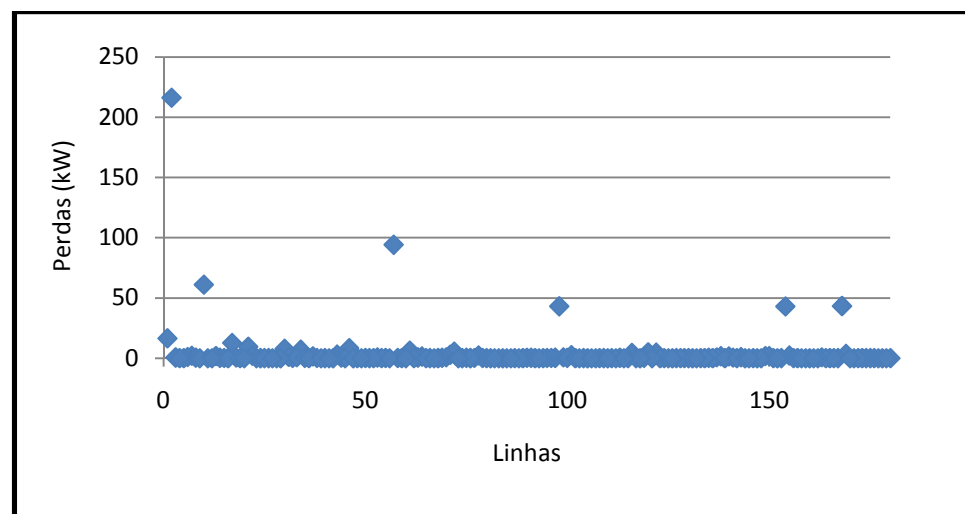


Figura 4.27 - Perdas em cada linha para a rede de Guilhufe

Quanto à variação das perdas com as potências activa e reactiva verifica-se uma situação idêntica à da rede de Marco de Canaveses. Existe uma tendência para as perdas serem mais elevadas nas linhas onde o trânsito de potência é mais elevado, tal como se comprova nas figuras 4.28 e 4.29.

Pode-se já assim comprovar que os trânsitos de potência nas linhas são factores que contribuem decisivamente para o valor de perdas. Os valores mais elevados de potência activa transitam nas linhas mais próximas da subestação, estando sujeitos como tal a uma maior circulação de potência comparativamente com outra linha que se encontre mais afastada da subestação.

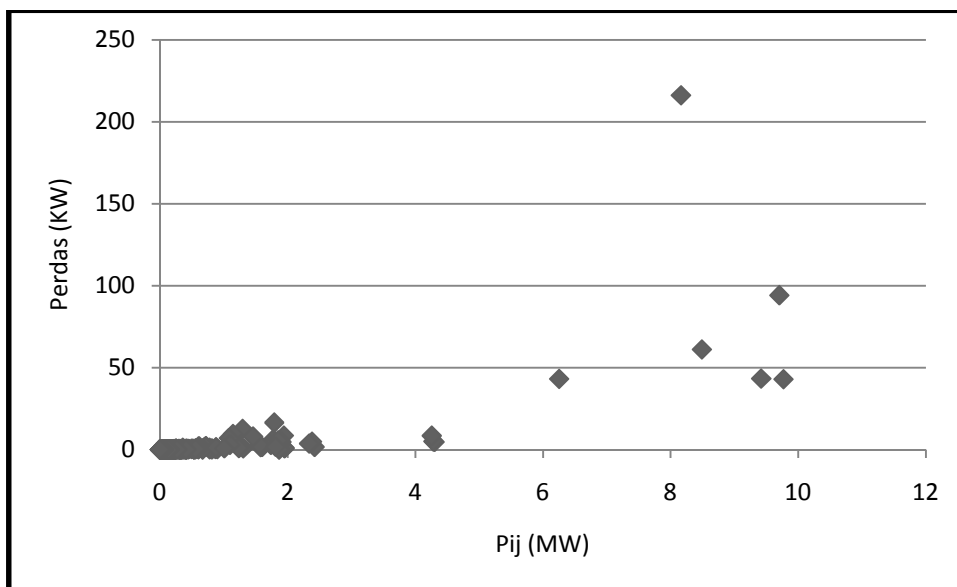


Figura 4.28 - Perdas em função do trânsito de potência activa na rede de Guilhufe

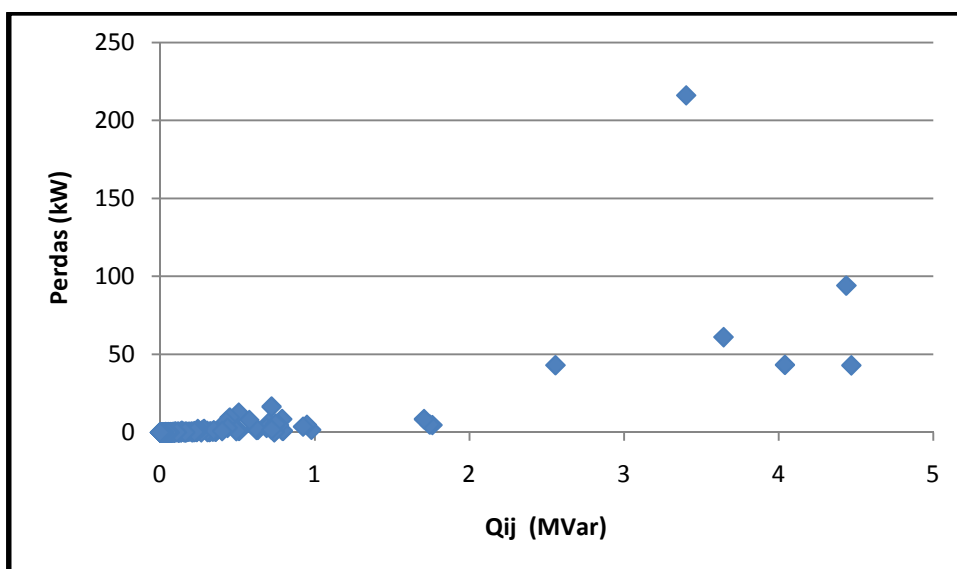


Figura 4.29 - Perdas em função do trânsito de potência reactiva na rede de Guilhufe

Relativamente às perdas em função do carregamento, observa-se a existência de linhas que se encontram em sobrecarga. Concretamente, para 3 das linhas na situação de ponta de consumo, transita um valor de potência aparente superior à sua capacidade de transmissão. A violação do limite máximo de transmissão, leva a crer que estas linhas na situação de ponta têm de transmitir valores de potência activa e de potência reactiva significativos, que acabam por sobrecarregar a linha. Estas linhas com maior carregamento, normalmente correspondem a linhas com secções reduzidas, ou com um comprimento significativos (para redes de distribuição) que têm de transmitir elevadas quantidades de potência. Uma análise mais detalhada sobre os resultados do TP permitiu verificar que as 2 linhas com maior

carregamento possuem secções de 50 e 35 mm². Além disso, das 4 linhas com maior carregamento, uma tem um comprimento superior a 1km e uma outra apresenta um comprimento muito próximo do mesmo valor (983 m). Pode-se ainda dizer que o trânsito de activa nestas linhas se situa entre os 8 e os 9 MW. Estes resultados justificam que os valores de carregamento mais elevados se possam dar nas linhas com secções baixas e linhas com um comprimento significativo, e quando nelas transitam um valor elevado de potência. Estas linhas serão as mais próximas da subestação, e como tal serão as que têm de arcar com uma grande quantidade de potência nos seus condutores. Comparativamente à rede de Marco de Canaveses, em Guilhufe existem linhas com carregamentos superiores a 70% e mesmo em sobrecarga, tal não acontece no Marco de Canaveses, que apresenta para todas as linhas carregamentos inferiores a 70% em todas as linhas.

Em relação à variação das perdas com a resistência linear, verifica-se uma situação idêntica à da rede de Marco de Canaveses, isto é, não é possível afirmar que as perdas aumentam com a resistência linear.

Por fim deve-se referir que o perfil de tensões nesta rede não é o melhor, na maioria dos barramentos a tensão encontra-se abaixo dos 0.95 p.u., inclusivamente em alguns dos barramentos a tensão encontra-se abaixo do 0.92 p.u (ver Anexo A).

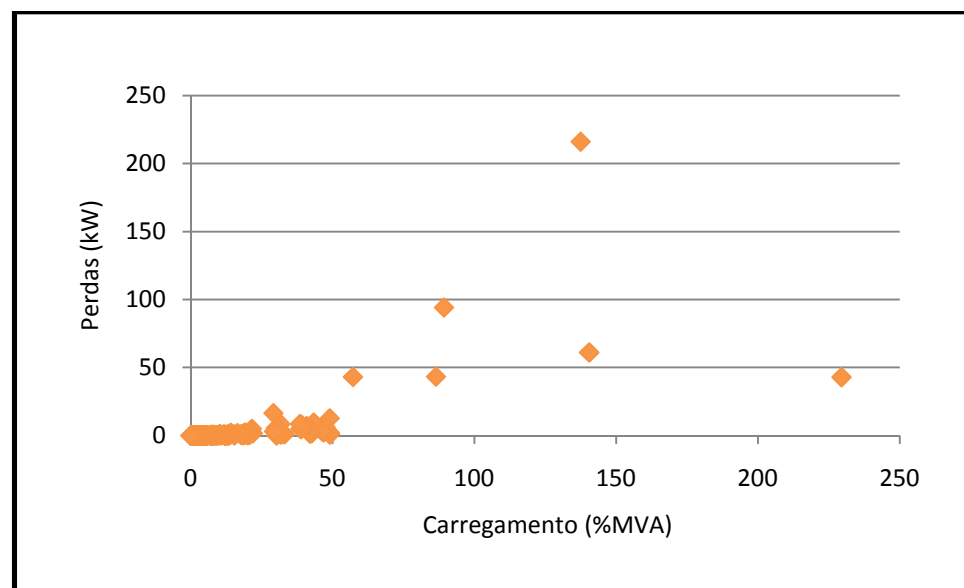


Figura 4.30 - Perdas em função do carregamento das linhas na rede de Guilhufe

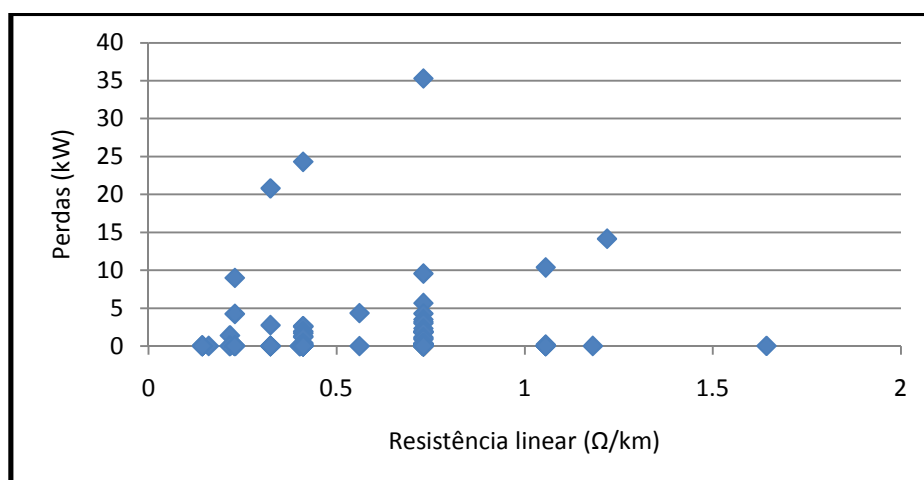


Figura 4.31 - Perdas em função da resistência linear na rede de Guilhufe

4.4 - Linhas com maiores valores de perdas

Um dos objectivos desta fase de diagnóstico de rede é identificar as linhas com maiores valores de perdas. Para cada rede foram identificadas as linhas com maior valores de perdas, posteriormente para estas linhas foram estudadas várias hipóteses de reforço. As linhas identificadas constituem para ambas as redes cerca de 80% das perdas totais. A fase seguinte da metodologia será avaliar as soluções de reforço para cada uma das linhas identificadas nas tabelas abaixo representadas.

Tabela 4.13 - Linhas com mais perdas na rede de Marco de Canaveses

Ramo		Tipo de Condutor	% Perdas	Comprimento (m)
Nó 1	Nó 2			
38646057	38646121	AA 3x50	19.35	0.289
38646629	38644789	AA 3x90	13.36	0.552
38646417	38646613	LXHIOV 3x120	11.43	0.567
38646301	38646613	CU 3x16	7.76	0.088
38646057	38646349	AA 3x35	5.69	0.061
38646121	38646301	AA 3x50	5.24	0.091
38646249	38696642	AA 3x160	4.93	0.249
10159362	38643937	AA 3x50	3.14	0.268
21156700	38697306	CU 3x35	2.37	0.334
38646417	38646629	AA 3x50	2.35	0.066
38646053	38645678	AA 3x160	2.35	0.799
38646349	38645698	AA 3x50	1.93	0.038
38646249	12503331	AA 3x50	1.75	0.036
12503331	38645698	AA 3x50	1.64	0.034
38645638	38645642	LXHIOV3x120	1.50	0.441
Total			84.78%	

Tabela 4.14 - Linhas com mais perdas na rede de Marco de Guilhufe

Ramo		Tipo de Condutor	% Perdas	Comprimento(km)
Nó 1	Nó 2			
42429242	42429490	AA 3x90	33.32	1.344
73018333	42429834	AA 3x90	14.51	0.440
42429490	42429790	AA 3x35	9.41	0.984
42428055	42429242	AA 3x50	6.64	0.245
72952551	73018333	AA 3x50	6.63	0.111
42430758	42429334	AA 3x90	2.54	2.050
42430510	42491739	AA 3x20	1.95	0.780
42429402	42429922	AA 3x20	1.48	0.735
42429526	42429610	AA 3x50	1.31	0.498
42429374	42429442	AA 3x40	1.22	0.652
42430694	42429402	AA 3x20	1.07	0.591
Total			80.08%	

4.5 - Avaliação económica das hipóteses de reforço

Após identificadas as linhas com mais perdas, parte-se para a avaliação económica de cada uma das alternativas de reforço. Esta avaliação é feita, como já foi explicado no capítulo anterior, através do cálculo do tempo de retorno bruto do investimento e do rácio benefício/custo. Os resultados aqui apresentados dizem respeito aos dois cenários considerados.

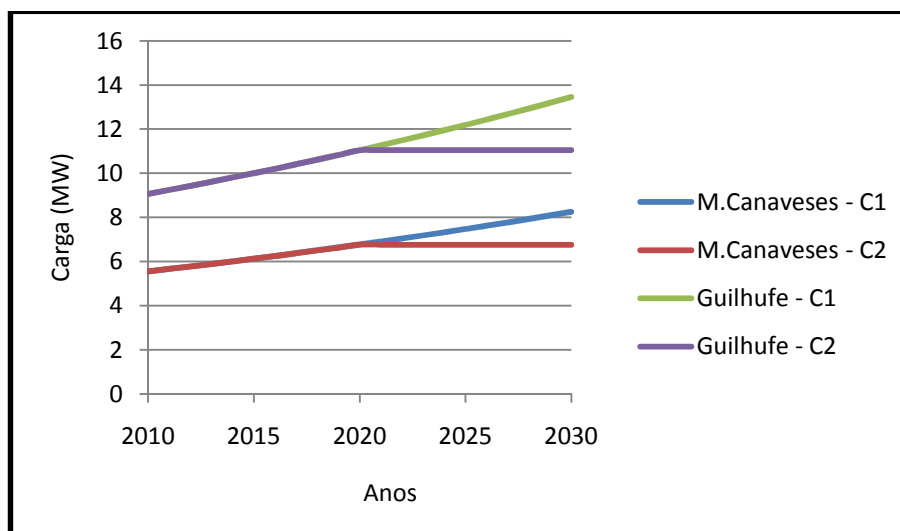


Figura 4.32 - Evolução da carga ao longo dos 20 anos nas 2 redes para os 2 cenários

4.5.1 - Cenário 1

Começa-se por analisar a rede de Marco de Canaveses em termos de tempo de retorno bruto⁶.

Para várias alternativas de reforço existem tempos de retorno baixos, essencialmente para as redes aéreas. Quanto às linhas subterrâneas apresentam tempos de retorno elevados, isto resulta do elevado valor do custo por unidade de comprimento para o cabo LXHIOV. Se as linhas tiverem um comprimento significativo o investimento a realizar será mais elevado, e se já tiverem um valor de perdas reduzido, o tempo de retorno será elevado, pois a redução de perdas não é significativa. Este é o caso do ramo da ultima linha da tabela, que representa 1.5% das perdas globais e tem um comprimento de cerca de 400m, e o facto de ser um cabo subterrâneo leva a que apresenta um tempo de retorno elevado. Por outro lado repara-se que nas primeiras linhas da tabela, para as linhas aéreas os tempos de retorno são baixos. Algumas das linhas seleccionadas têm um comprimento reduzido, e ao apresentarem um valor de perdas significativo, é normal que o tempo de retorno bruto do investimento seja reduzido. Pode-se dizer que existem 2 factores essenciais que influenciam os tempos de retorno do investimento: o comprimento e as perdas. Se por exemplo, a linha tiver perdas reduzidas e tiver um comprimento elevado, o T_r será grande. Esta situação aqui descrita passa-se nesta rede, para uma linha aérea de 160 mm² (11ª linha na tabela 4.13). Esta linha tem aproximadamente 800m e contribui com 2,35 % nas perdas totais da rede, apresenta tempos de retorno superiores a 60 anos, o que evidencia a preponderância do comprimento da linha e do valor de perdas verificado.

Os rácios benefícios/custo fornecem uma avaliação dos investimentos semelhante à que é dada pelo tempo de retorno do investimento. A selecção dos investimentos com este indicador é muito idêntica à que é apontada pelo tempo de retorno do investimento. O rácio dá um ideia concreta do potencial do projecto na redução de perdas, pois neste caso já é considerado a valorização temporal do dinheiro.

Pela análise da tabela 4.15 verifica-se que há uma tendência para os condutores de alumínio-aço com secções de 50 mm², de serem substituídos por condutores de 160 mm², deve-se ao quociente entre as resistências lineares dos dois condutores. A relação entre as resistências lineares é maior quando se utiliza o condutor de 160 mm² na substituição, do que quando se utiliza o condutor de 90 mm².

⁶ **Observação:** os valores assinalados a verde nas tabelas dos rácio benefício/custo e dos tempos de retorno do investimento correspondem às melhores soluções; NO significa a impossibilidade de realização da hipótese de reforço.

Tabela 4.15 - Tempo de retorno bruto (em anos) do investimento para Marco de Canaveses

Ramo			Hipóteses de Reforço					
			Novo Condutor				Duplicação	
Nó 1	Nó 2	Condutor Actual	AA 3x50	AA 3x90	AA 3x160	LXHIOV 3x240	AA 3x90	AA 3x160
38646057	38646121	AA 3x50	NO	1.65	2.11	NO	NO	NO
38646629	38644789	AA 3x90	NO	NO	7.10	NO	5.7	5.2
38646417	38646613	LXHIOV 3x120	NO	NO	NO	29.11	NO	NO
38646301	38646613	CU 3x16	1.91	1.30	1.36	NO	NO	NO
38646057	38646349	AA 3x35	2.33	1.32	1.32	NO	NO	NO
38646121	38646301	AA 3x50	NO	3.01	2.50	NO	NO	NO
38646249	38696642	AA 3x160	NO	NO	NO	NO	8.33	12.72
10159362	38643937	AA 3x50	NO	14.94	12.21	NO	NO	NO
21156700	38697306	CU 3x35	NO	39.87	23.08	NO	NO	NO
38646417	38646629	AA 3x50	NO	3.11	6.24	NO	NO	NO
38646053	38645678	AA 3x160	NO	NO	NO	NO	64.51	64.51
38646349	38645698	AA 3x50	NO	3.42	3.55	NO	NO	NO
38646249	12503331	AA 3x50	NO	3.58	2.93	NO	NO	NO
12503331	38645698	AA 3x50	NO	3.54	2.89	NO	NO	NO
38645638	38645642	LXHIOV 3x120	NO	NO	NO	171.31	NO	NO

Tabela 4.16 - Rácios benefício/custo para a rede de Marco de Canaveses no cenário 1

Ramo			Hipóteses de Reforço					
			Novo Condutor				Duplicação	
Nó 1	Nó 2	Condutor Actual	AA 3x50	AA 3x90	AA 3x160	LXHIOV 3x240	AA 3x90	AA 3x160
38646057	38646121	AA 3x50	NO	3.33	5.06	NO	NO	NO
38646629	38644789	AA 3x90	NO	NO	2.41	NO	3.81	3.89
38646417	38646613	LXHIOV 3x120	NO	NO	NO	0.37	NO	NO
38646301	38646613	CU 3x16	5.61	8.24	7.88	NO	NO	NO
38646057	38646349	AA 3x35	4.60	8.09	8.10	NO	NO	NO
38646121	38646301	AA 3x50	NO	3.55	4.32	NO	NO	NO
38646249	38696642	AA 3x160	NO	NO	NO	NO	1.28	1.21
10159362	38643937	AA 3x50	NO	0.72	0.88	NO	NO	NO
21156700	38697306	CU 3x35	NO	0.27	0.46	NO	NO	NO
38646417	38646629	AA 3x50	NO	3.44	1.71	NO	NO	NO
38646053	38645678	AA 3x160	NO	NO	NO	NO	0.17	0.18
38646349	38645698	AA 3x50	NO	3.13	3.01	NO	NO	NO
38646249	12503331	AA 3x50	NO	2.98	3.65	NO	NO	NO
12503331	38645698	AA 3x50	NO	3.02	3.70	NO	NO	NO
38645638	38645642	LXHIOV 3x120	NO	NO	NO	0.06	NO	NO

Para a rede de Guilhufe apresentam-se de seguida os resultados para os tempo de retorno bruto e para o rácio benefício/Custo.

Tabela 4.17 - Tempos de retorno bruto (em anos) dos investimentos para a rede de Guilhufe no cenário 1

Ramo			Hipóteses de Reforço				
			Novo Conduor			Duplicação	
Nó 1	Nó 2	Condutor Actual	AA 3x50	AA 3x90	AA 3x160	AA 3x90	AA 3x160
42429242	42429490	AA 3x90	NO	NO	2.05	1.55	2.30
73018333	42429834	AA 3x90	NO	NO	1.74	2.21	1.73
42429490	42429790	AA 3x35	6.63	3.77	3.76	NO	NO
42428055	42429242	AA 3x50	NO	0.84	0.69	NO	NO
72952551	73018333	AA 3x50	NO	0.84	0.69	NO	NO
42430758	42429334	AA 3x90	NO	NO	46.38	59.01	45.96
42430510	42491739	AA 3x20	14.04	11.72	13.09	NO	NO
42429402	42429922	AA 3x20	17.56	14.65	16.36	NO	NO
42429526	42429610	AA 3x50	NO	19.12	15.62	NO	NO
42429374	42429442	AA 3x40	33.96	21.31	20.11	NO	NO
42430694	42429402	AA 3x20	19.46	16.23	18.13	NO	NO

Para esta rede verifica-se para as primeiras linhas tempos de retorno baixos, isto acontece pois se tiver em conta a tabela 4.14 constata-se que as primeiras linhas são as que mais contribuem para o valor total das perdas registadas na rede. As restantes linhas têm perdas baixas e para recuperar o investimento realizado seria necessário um período de tempo assinalável.

Tabela 4.18 - Rácios benefício/custo dos investimentos para a rede de Guilhufe no cenário 1

Ramo			Hipóteses de Reforço				
			Novo Conduor			Duplicação	
Nó 1	Nó 2	Condutor Actual	AA 3x50	AA 3x90	AA 3x160	AA 3x90	AA 3x160
42429242	42429490	AA 3x90	NO	NO	7.74	11.52	7.77
73018333	42429834	AA 3x90	NO	NO	10.26	8.06	10.35
42429490	42429790	AA 3x35	2.69	4.74	4.78	NO	NO
42428055	42429242	AA 3x50	NO	21.26	26.01	NO	NO
72952551	73018333	AA 3x50	NO	21.18	25.92	NO	NO
42430758	42429334	AA 3x90	NO	NO	0.39	0.30	0.39
42430510	42491739	AA 3x20	1.27	1.52	1.36	NO	NO
42429402	42429922	AA 3x20	1.02	1.22	1.09	NO	NO
42429526	42429610	AA 3x50	NO	0.93	1.14	NO	NO
42429374	42429442	AA 3x40	0.53	0.84	0.89	NO	NO
42430694	42429402	AA 3x20	0.92	1.10	0.98	NO	NO

Para Guilhufe pode-se mais uma vez comprovar a influência que o comprimento e que o valor das perdas têm nos valores dos indicadores de avaliação dos investimentos. Nesta rede existe uma linha com cerca de 2 km com perdas reduzidas, e para o tempo de retorno apresenta valores superiores o 40 anos e rácios benefícios/custos inferiores a 1. É ainda possível observar uma situação em que, apesar do comprimento da linha ser significativo o investimento mostra-se bastante lucrativo, é o caso da primeira linha das tabelas 4.17 e 4.18. Esta linha é a que apresenta o maior valor de perdas (33,32%) e tem um comprimento de aproximadamente de 1,4 km, evidenciando-se por apresentar para as várias alternativas de reforço valores de indicadores económicos favoráveis.

4.5.2 - Cenário 2

Para o C2 apenas se apresentam os rácios benefícios/custos. Não se apresenta os tempos de retorno bruto do investimento, pois estes acabam por ser muito semelhantes aos do cenário 1. Este indicador apenas leva em conta o investimento inicial e o benefício obtido no primeiro ano. Ora nos dois cenários há um aumento de carga desde o primeiro ano, e como tal não se notara diferença alguma nos valores do T_r para os dois cenários. Relativamente aos rácios benefício/custo verifica-se uma diminuição ligeira nos valores, o que seria de esperar pois no cenário 2 o aumento de carga ocorre apenas nos primeiros 10 anos.

Tabela 4.19 - Rácios benefício/custo para a rede de Marco de Canaveses no cenário 2

			Hipóteses de Reforço					
Ramo		Condutor Actual	Novo Condutor				Duplicação	
Nó 1	Nó 2		AA 3x50	AA 3x90	AA 3x160	LXHIOV 3x240	AA 3x90	AA 3x160
38646057	38646121	AA 3x50	NO	2.77	4.11	NO	NO	NO
38646629	38644789	AA 3x90	NO	NO	1.22	NO	2.9	3.3
38646417	38646613	LXHIOV 3x120	NO	NO	NO	0.30	NO	NO
38646301	38646613	CU 3x16	4.55	6.69	6.39	NO	NO	NO
38646057	38646349	AA 3x35	3.73	6.57	6.57	NO	NO	NO
38646121	38646301	AA 3x50	NO	2.88	3.52	NO	NO	NO
38646249	38696642	AA 3x160	NO	NO	NO	NO	1.04	0.98
10159362	38643937	AA 3x50	NO	0.58	0.71	NO	NO	NO
21156700	38697306	CU 3x35	NO	0.22	0.38	NO	NO	NO
38646417	38646629	AA 3x50	NO	2.79	1.39	NO	NO	NO
38646053	38645678	AA 3x160	NO	NO	NO	NO	0.13	0.14
38646349	38645698	AA 3x50	NO	2.54	2.44	NO	NO	NO
38646249	12503331	AA 3x50	NO	2.42	2.96	NO	NO	NO
12503331	38645698	AA 3x50	NO	2.45	3.00	NO	NO	NO
38645638	38645642	LXHIOV 3x120	NO	NO	NO	0.05	NO	NO

Tabela 4.20 - Rácios benefício/custo para a rede de Guilhufe no cenário 2

			Hipóteses de Reforço				
Ramo		Condutor Actual	Novo Condutor			Duplicação	
Nó 1	Nó 2		AA 3x50	AA 3x90	AA 3x160	AA 3x90	AA 3x160
42429242	42429490	AA 3x90	NO	NO	6.94	5.43	6.97
73018333	42429834	AA 3x90	NO	NO	9.20	7.23	9.28
42429490	42429790	AA 3x35	2.42	4.25	4.25	NO	NO
42428055	42429242	AA 3x50	NO	19.06	23.33	NO	NO
72952551	73018333	AA 3x50	NO	18.99	23.24	NO	NO
42430758	42429334	AA 3x90	NO	NO	0.35	0.27	0.35
42430510	42491739	AA 3x20	1.14	1.37	1.22	NO	NO
42429402	42429922	AA 3x20	0.91	1.09	0.98	NO	NO
42429526	42429610	AA 3x50	NO	0.84	1.02	NO	NO
42429374	42429442	AA 3x40	0.47	0.75	0.80	NO	NO
42430694	42429402	AA 3x20	0.82	0.99	0.88	NO	NO

4.5.3 - Selecção dos Investimentos

Para cada uma das redes pode-se seleccionar o novo condutor a colocar e calcular os investimentos iniciais e a energia poupada em 20 anos. Os investimentos seleccionados são os que estão assinalados a verde nas tabelas respeitantes aos rácios benefícios/custos de cada rede, sendo escolhidas as hipóteses de reforço com rácio superior a 1. Nas tabelas abaixo representadas as hipóteses de duplicação da linha são assinaladas com (D).

Tabela 4.21 - Investimentos seleccionados para a rede de Marco de Canaveses para o cenário 1

Nó 1	Nó 2	Condutor Actual	Novo Condutor	Investimento Inicial (€)	Energia Poupada em 20 anos (MWh)
38646057	38646121	AA 3x50	AA 3x160	8787.09	1776.98
38646629	38644789	AA 3x90	AA 3x160 (D)	12049.31	845.67
38646301	38646613	CU 3x16	AA 3x90	2091.37	688.34
38646057	38646349	AA 3x35	AA 3x160	1841.83	595.54
38646121	38646301	AA 3x50	AA 3x160	2771.96	488.32
38646249	38696642	AA 3x160	AA 3x90 (D)	5158.03	102.28
38646417	38646629	AA 3x50	AA 3x90	1566.89	85.01
38646349	38645698	AA 3x50	AA 3x90	901.94	215.43
38646249	12503331	AA 3x50	AA 3x160	1099.89	154.10
12503331	38645698	AA 3x50	AA 3x160	1020.80	138.89
Total				37 289.15	5090.56

Tabela 4.22 - Investimentos seleccionados para a rede de Guilhufe para o cenário 1

Ramo		Condutor Actual	Novo Condutor	Investimento Inicial (€)	Energia Poupada em 20 anos (MWh)
Nó 1	Nó 2				
42429242	42429490	AA 3x90	AA 3x90 (D)	27856.57	7673.64
73018333	42429834	AA 3x90	AA 3x160 (D)	17339.22	4291.54
42429490	42429790	AA 3x35	AA 3x160	29926.23	3394.60
42428055	42429242	AA 3x50	AA 3x160	3376.50	2100.20
72952551	73018333	AA 3x50	AA 3x160	3376.50	2092.89
42430510	42491739	AA 3x20	AA 3x160	23735.23	774.49
42429402	42429922	AA 3x20	AA 3x90	17449.38	508.68
42429526	42429610	AA 3x50	AA 3x160	15143.84	413.89
42430694	42429402	AA 3x20	AA 3x90	14034.95	369.13
Total				152238.40	21619.10

Os resultados dos investimentos seleccionados mostram que, apesar de em Guilhufe ser necessário um investimento maior a poupança de energia em 20 anos é superior à de Marco de Canaveses. A necessidade de um maior investimento em Guilhufe está relacionada com elevado valor de energia de perdas actual. Constatou-se que em Guilhufe as 4 linhas com mais perdas, representavam cerca de 70% das perdas totais, o que evidencia desde logo um elevado potencial de redução de perdas. De facto, olhando para a tabela 4.21, verifica-se que a energia poupada em cada uma das 4 primeiras linhas é superior a 2GWh. Por exemplo em Marco de Canaveses apenas uma linha (a primeira da tabela 4.17) apresenta uma economia em perdas na ordem dos GWh, em contrapartida para Guilhufe já se verifica que 5 linhas exibem poupanças de energia na ordem dos GWh. Comparando as duas redes, conclui-se que o potencial de redução de perdas depende do valor actual de perdas, a rede de Marco de Canaveses apresenta uma energia de perdas anual cerca de 1/3 inferior à de Guilhufe, contudo a poupança de energia é de 1/5 a favor de Guilhufe.

Fica-se assim também demonstrado, a necessidade de seleccionar as redes, pois interessa realizar investimentos nas redes onde a poupança de energia é maior, embora o investimento inicial tem de ser mais elevado. O facto de a redes necessitarem de maior investimento é reflexo de um pobre desempenho eléctrico, como se viu em Guilhufe existem linhas em sobrecarga e o perfil de tensões não era o mais adequado, alguns barramentos apresentavam tensões inferiores a 1 p.u..

Em suma, na parte final deste capítulo foi possível analisar duas situações distintas em potencial de redução de perdas: uma necessita de menor investimento mas com poupança de energia reduzida, outra com o investimento elevado mas uma poupança de energia bastante significava.

4.6 - Síntese e Conclusões

Este capítulo apresentou os resultados obtidos na aplicação da estratégia de redução de perdas. O capítulo 4 serviu para fazer um paralelo entre a metodologia apresentada no capítulo 3 e a sua aplicação prática. A maneira como os resultados foram expostos corresponde à sequência de passos a seguir na aplicação da metodologia desenvolvida nesta dissertação.

Primeiro começou-se por apresentar os resultados do modelo de estimativa das perdas, que foi aplicado às 24 redes modelo. Esta forma de estimativa de perdas revela-se aceitável para estimar as perdas, apesar de em alguns casos surgirem alguns desvios. Tal como era de esperar, para algumas das redes ocorrem desvios em relação aos valores do DPlan. Isto porque a aproximação usada na estimação das perdas incorpora apenas informação geral caracterizadora da rede, não sendo considerada a topologia das redes. A qualidade da informação que se encontram nas bases de dados influencia os resultados obtidos, as redes de distribuição estão em constante mudança, sendo por isso necessário uma actualização permanente dos dados para que a estimação possa ser a mais correcta. A expressão utilizada para estimar as perdas, bem como as variáveis escolhidas para esse modelo poderiam ter sido outras. Pareceu ao autor que uma aproximação deste tipo era mais apropriada, pois partia do conhecimento geral da expressão das perdas numa linha de distribuição (rI^2), e incluía factores conhecidos da rede (disponíveis nas bases de dados) que são susceptíveis de afectarem o valor das perdas (comprimento, factor de carga, tensão nominal). Com esta aproximação estimaram-se as perdas, e exemplificou-se para o conjunto das 24 redes o funcionamento do processo de selecção de redes. Este exemplo foi feito comparando a ordenação por ordem decrescente de perdas, usando o DPlan e o método de estimativa apresentado no capítulo 3.

A fase seguinte consistiu na análise em regime estacionário de duas redes: a de Marco de Canaveses e a de Guilhufe. Os resultados dos estudos de TP das duas redes permitiram comprovar a relação existente entre alguns factores e as perdas que ocorrem nas linhas. Nomeadamente, os trânsitos de potência activa e reactiva e os carregamentos das linhas são factores que estão muito relacionados com as perdas que ocorrem nos ramos da rede. Verificou-se uma tendência das linhas com mais perdas serem aquelas onde há uma maior fluxo de activa e reactiva e/ou com maior carregamento. Este diagnóstico da rede, permitiu identificar as linhas com maior contributo na totalidade das perdas da rede. As linhas que foram identificadas estão apresentadas nas tabelas 4.13 e 4.14.

Na fase seguinte, foram formuladas várias hipóteses de reforço das linhas, e calcularam-se para cada alternativa possível os rácios benefício/custo e os tempos de retorno bruto dos investimentos. Considerou-se dois cenários: um com crescimento da carga de 2% ao ano e ao longo dos 20 anos, e um outro em que o aumento de 2% da carga ocorria apenas nos primeiros

10 anos. Nesta segunda situação os rácios benefício/custo, são menores do que na primeira situação, contudo a variação registada acaba por não ser muito significativa.

Por fim, seleccionaram-se as alternativas com rácios mais elevados e analisou-se o impacto global nas redes de cada um desses investimentos. Comparando as duas redes verificou-se que o potencial de redução de perdas é mais significativo em Guilhufe. Além disso constatou-se que essa redução de perdas é conseguida à custa de um investimento total de valor assinalável.

Capítulo 5

Conclusões e Futuros Desenvolvimentos

5.1 - Conclusões Finais

O tema central da dissertação é a redução de perdas. Apresenta-se uma estratégia que permite identificar os investimentos mais vantajosos em redução de perdas e de maior retorno financeiro, em reforço de linhas de redes de MT.

No capítulo 1 foram mencionadas e explicadas as motivações que levaram à realização deste trabalho. A liberalização do sector eléctrico levou a que houvesse uma maior tendência na optimização económica e técnica das empresa do sector, as perdas além dos problemas técnicos que causam nas redes acarretam custos. A necessidade actual em reduzir os desperdícios de energia e em aumentar a eficiência energética ao longo dos processo de transporte e distribuição, é também um factor acentua a importância da redução de perdas nas redes de energia eléctrica. Além disso, em Portugal no campo legislativo, existe um mecanismo que beneficia monetariamente o distribuidor caso consiga reduzir as perdas abaixo de valor de referência fixado pela entidade reguladora. Em caso de um valor de perdas superior ao valor de referência, o distribuidor terá de pagar ao regulador.

No capítulo 2 são descritos alguns conceitos gerais relativamente a perdas, referem-se quais os componentes onde ocorrem as perdas técnicas e identificam-se alguns factores causadores das perdas técnicas. Embora a estratégia de redução de perdas desenvolvida se foque essencialmente no reforço das linhas, existem outras possibilidades para diminuir as perdas de energia nos SEE.

No capítulo 2, foram descritos alguns métodos que podem ser considerados em planos de redução de perdas. Primeiro faz-se referência ao método clássico da compensação de reactiva, que constitui a forma tradicionalmente usada pelas concessionárias das redes de distribuição para a redução de perdas. O problema a resolver nesta situação é determinar a localização das baterias de condensadores, o que actualmente é feito recorrendo a metas-heurísticas ou a programação matemática.

A subida do nível de tensão é também uma medida possível, todavia muito pouco aplicável dado as implicações que poderá ter nos SEE ao nível dos sistemas de protecção, dos isoladores e dos transformadores.

A reconfiguração é outra medida que possibilita a redução de perdas, sendo necessário achar o ponto de abertura do anel. As redes de MT são exploradas radialmente mas encontram-se estabelecidas em anel aberto. A reconfiguração da rede pode não ter como única finalidade diminuir as perdas, pode servir também para melhorar os perfis de tensão, para minimizar a área de rede afectada por um defeito ou aumentar os níveis de fiabilidade.

O transformador é um elemento que a par dos condutores das linhas é dos que mais contribui par as perdas na redes. Existem várias possibilidades quanto ao transformador: substituição, monitorização e operação. A primeira utiliza-se quando este se encontra obsoleto, no final da sua vida útil, sendo que hoje em dia há que encarar a possibilidade de utilização de transformadores de perdas reduzidas, conforme sugerido pela SEEDT. A monitorização do transformador pode ser feita por via do SCADA da subestação, servindo para identificar possíveis sobrecarga nos transformador. A operação está relacionada com a existência de 2 transformadores nas subestações AT/MT. Nesta situação pode-se averiguar qual o valor de carga a partir do qual, se deve colocar os 2 transformadores em serviço. Nas horas de ponta, em termos de perdas, é mais vantajoso ter os 2 transformadores para reduzir as perdas por efeito Joule, por outro lado, nas horas de vazio é mais favorável colocar um transformador em serviço para reduzir as perdas no ferro.

Ainda relativamente aos métodos de redução de perdas é feita a referência à integração de PD nas redes e há importância que poderá desempenhar na redução de perdas, caso esteja associada a uma gestão mais activa das redes de distribuição. Numa rede de distribuição com unidades de produção dispersa, transformadores com tomadas e baterias de condensadores o problema das perdas pode ser resolvido recorrendo a um despacho de reactiva. No futuro com as redes inteligentes de electricidade, a supervisão e o controlo da rede será maior, e como tal será mais fácil ter um conhecimento mais preciso do valor das perdas, dos componentes onde ocorrem com maior valor, e que zonas de redes apresentam mais perdas.

O reforço das linhas de distribuição, hipótese estudada nesta dissertação, consiste em substituir o condutor existente por um novo ou a colocação em paralelo de um outro condutor. Este tipo de acções visa diminuir a resistência da linha, pois as perdas dependem linearmente da resistência. A diminuição da resistência é feita à custa de condutores de secções mais elevadas.

No terceiro capítulo expõe-se a metodologia desenvolvida, descrevendo e justificando as várias etapas que a constituem. Para reforçar as linhas tornou-se necessário identificar quais as que necessitavam de ser reforçadas, isto constitui em termos gerais a necessidade da existência da metodologia apresentada neste trabalho. Existem 4 mil redes de MT, e dentro

deste conjunto de redes torna-se necessário identificar as aéreas de rede que necessitam de ser reforçadas, tendo em vista a redução de perdas.

A primeira parte da metodologia resolve esta parte, seleccionando um *top* de redes com mais perdas. Nesta parte encontrou-se alguma dificuldade na estimativa no valor das perdas, devido à existência de apenas informação geral caracterizadora das redes de distribuição e ao desconhecimento da topologia da rede. O modelo adoptado na estimativa das perdas, admite-se que poderá não ser perfeito, admitindo-se outro tipo de aproximações. A expressão utilizada para determinar as perdas parte do conhecimento da conhecida expressão para as perdas numa linha (rI^2), e inclui factores que afectam as perdas registadas numa rede. Incorpora-se nessa expressão o comprimento da rede, a ponta máxima em corrente, o factor de carga, a tensão nominal da rede, a resistência linear média da rede. Face à informação conhecida da rede, consta-se que esta era uma das possibilidades que existiam para estimar as perdas. De concluir que o não conhecimento do esquema da rede é um factor que deve ser levado em conta, pois este desconhecimento leva a que não seja possível saber como se distribui a corrente (ponta máxima incluída na fórmula) na rede. Há que dizer também que o conhecimento da topologia da rede para as 4 mil redes poderá ser motivo de complicação no tratamento de dados a efectuar e no modelo de estimativa de perdas a resolver.

Na aplicação da fórmula de estimativa das perdas às 24 redes modelo, verificou-se que em algumas situações existem desvios consideráveis face ao valores de perdas do DPlan. Isto seria de esperar porque o modelo apenas inclui informação geral da rede. Todavia o objectivo não é obter uma grande precisão na estimativa no valor das perdas, pois apenas se procura criar um critério de selecção das redes.

A estimativa das perdas permite obter um conjunto de redes com mais perdas e a partir daí, faz-se para cada uma análise em regime estacionário. Os estudos de TP visam identificar as linhas com mais perdas e factores causadores das perdas. Foram analisadas 2 redes: Guilhufe e Marco de Canaveses. Os resultados dos TP puderam comprovar nas duas redes, que as linhas com mais perdas são as que apresentam, geralmente, maiores valores de trânsito de potências activa e reactiva e maior carregamento. Para Guilhufe, a rede que apresenta um valor anual de energia de perdas significativo, existem linhas em sobrecarga, e outras com 70% da sua capacidade de transmissão utilizada. Em Marco de Canaveses não existiam linhas em sobrecarga, e os carregamentos máximo registados rondam os 70%. Evidencia-se assim, que um pior desempenho eléctrico da rede de Guilhufe acaba por corresponder a um valor de perdas significativo. Para as redes de Guilhufe e de Marco de Canaveses foram identificadas respectivamente 13 e 15 linhas, que correspondiam a cerca de 80% das perdas globais em cada rede.

Seguindo a estratégia apresentada nesta dissertação, para essas linhas foram formuladas várias hipóteses de reforço. Nas alternativas de reforço das linhas, foram equacionadas duas

situações: substituição do condutor e duplicação da linhas. A escolha de duplicação da linha é feita caso a secção do condutor seja superior à secção máxima especificada. Além disso há que ter em conta as políticas internas da empresa distribuidora no tipo de condutores a usar e no estabelecimento de novas linhas de MT. Nas linhas aéreas é aplicada a política dos desmantelamento para secções inferiores a 90 mm^2 e para as redes subterrâneas aplica-se o abandono dos condutores. Esta política tem influência no cálculo dos investimentos iniciais a realizar, uma vez que é necessário incluir os custos de desmontagem. Para auxiliar na escolha dos condutores e da inclusão ou não dos custos de desmontagem foi apresentado um algoritmo.

Para cada uma das hipóteses de reforço das linhas foram calculados os indicadores de avaliação dos investimentos: tempo de retorno bruto e rácio benefício/custo. Estes indicadores foram calculados para dois cenários: um de crescimento de carga de 2% ao ano durante 20 anos e outro de aumento da carga de 2% ao ano mas apenas nos 10 primeiros anos.

Na avaliação económica dos investimentos, verificou-se que para as linhas com mais perdas os tempos de retorno eram baixos e que os rácios eram bastante superiores à unidade. Por outro lado, constatou-se que se as linhas que tiverem um comprimento significativo e perdas não muito elevadas os tempos de retorno bruto e os rácios benefícios/custo mostram que este tipos de investimentos não são atractivos. Os investimentos mais interessantes em termos económicos são para as linhas com mais perdas e para as linhas com comprimento mais baixo. Conclui-se também que para as linhas subterrâneas os tempos de retorno do investimento são elevados e os rácios inferiores a 1. De facto, o custo por unidade comprimento dos cabos a utilizar neste tipo de redes são os mais elevados, o que acabava por influenciar os valor dos indicadores económicos. Entre os 2 cenários considerados nota-se uma variação da rácio benefício/custo, no cenário 2 os rácios são ligeiramente mais baixos. No primeiro cenário considera-se um aumento de carga constante ao longo dos 20 anos o que corresponde também um aumento de perdas todos os anos, ao passo que o cenário 2 há uma estabilização do consumo nos segundos 10 anos, e uma consequente estagnação no valor das perdas.

Em cada linha identificada procedeu-se à escolha da melhor alternativa de reforço, seleccionado as hipóteses com rácio melhor benefício/custo, e calculou-se o investimento inicial a realizar a energia poupada em 20 anos. Nesta parte final, observou-se duas situações distintas, pois em Guilhufe tem um potencial de redução de perdas significativo de carga de 22 GWh enquanto Marco de Canaveses apresenta um potencial de poupança de energia de 5 GWh, contudo o investimento inicial será bastante superior em Guilhufe do que em Marco de Canaveses. Uma rede com perdas com perdas elevadas tem um potencial de redução significativo, que terá de ser feito à custa de um investimento inicial considerável, ao passo que uma rede com perdas mais reduzidas tem um potencial de redução menor, e consequentemente o investimento a realizar também é menor.

Nesta dissertação foi apresentada e aplicada com sucesso, uma metodologia que é muito útil à empresa distribuidora no planeamento da sua rede, pois permite-lhe identificar quais as redes com maior potencial de redução de perdas e de retorno dos investimentos.

5.2 - Futuros Desenvolvimentos

A redução de perdas é sempre um motivo de preocupação para as empresas de distribuição de energia eléctrica, e por isso surgirá certamente no futuro, a necessidade de realização de trabalhos semelhantes ao que nesta dissertação foi apresentado.

O primeiro passo no desenvolvimento da metodologia apresentada nesta dissertação, poderia ser alargar o conjunto de redes de teste para além das 24, de modo a obter um melhor modelo de estimativa das perdas.

No seguimento da estratégia aqui exposta, poderia ser atraente para a empresa distribuidora desenvolver uma aplicação informática que execute automaticamente as etapas que constituem a metodologia de diminuição de perdas. Tendo acesso a um conjunto de dados relativos à informação geral da rede, poderia existir um programa informático que identificasse de forma automática os investimentos a realizar.

O autor considera que no futuro deverão ser estudadas, para além da hipótese de reforço das linhas, as outras possibilidades de redução das perdas. Uma estratégia de redução a desenvolver futuramente deve ser mais ampla e incluir na sua análise compensação de reactiva, reconfiguração de redes, análise de perdas no transformadores, a produção descentralizada e a subida do nível de tensão. Esta análise será mais alargada, e terá como objectivo averiguar o impacto que cada uma destas medidas poderá ter na redução de perdas. Seria interessante, analisar quais as medidas seria mais vantajosa em cada rede. Esta análise mais amplificada poderá ser benéfica, pois numa dada rede certas formas de redução de perdas poderão ser mais vantajosas do que outras.

Além disso salienta-se que este processo aqui desenvolvido, no futuro a médio prazo, será mas facilitado devido à introdução das redes inteligentes no funcionamento dos SEE. As redes inteligentes terão uma capacidade muito grande de recolher, tratar e transmitir dados, o que poderá ser bastante útil para controlar os níveis de perdas nas redes, assim como para identificar as zonas das redes com mais incidência em perdas de energia.

Referências

- [1] EDP - Energias de Portugal , EDP Distribuição em números - 2008. Disponível em <http://www.edp.pt> [Acedido em 30/3/2010]
- [2] Lupescu M., Leca A., *Improving the energy efficiency in power distribution networks through loss reduction*, CIRED, 19th International Conference on Electricity Distribution, May 2009
- [3] 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_ELECOPOR_26JUN09.PDF [Acedido em 15/05/2010]
- [4] Regulamento Tarifário , Despacho n.º.58/ 2009 (2ª série), Diário da República - Série II, 2 de Janeiro de 2009
- [5] Schettino S., Cordeiro A., Metodologia para Priorização de Investimentos com Restrições Regulatórias e Financeiras, ENERGIA S/A - Holding do Grupo ENERGISA
- [6] ERSE - Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos, “Investimentos na Rede de Distribuição” Disponível em <http://www.erse.pt> [Acedido em 15/05/2010]
- [7] Ramesh L., Chowdhury S.P., Chowdhury S., Natarajan A.A., Gaunt C.T., Minimization of power loss in distribution networks by different techniques. *International Journal of Electrical Power and Energy Systems Engineering*. Vol. 2, nº1 (2009), pp. 1-7
- [8] Marques M., *Caracterização da contribuição dos consumidores BT para as perdas na rede*. Porto: Agosto, 2005. Tese de Mestrado
- [9] Spoor D., Howat C., Browne N., *Loss optimization in distribution networks, in Australian Universities Conference on Electrical and Computer Engineering, 2008. IEEE Australia, 2008*
- [10] Sárfi R., Salama M., Chikhani A., Practical aspects of performing a distribution system loss reduction study, in *Canadian Conference on Electrical and Computer Engineering, 1995. IEEE 1995, Canada*
- [11] Miranda V., Localização de compensação reactiva em redes de distribuição, 2005
- [12] Antunes C., Martins, A., Pires D., - Modelo multiobjectivo para o apoio à localização de condensadores em redes radiais de distribuição. *Investigação Operacional*, Vol. 24 (2004), pp. 139-57
- [13] Chung T., Shaoyun G., A recursive LP based approach for optimal capacitor allocation with cost-benefit consideration. *Electrical Power System Research*. Vol. 39 (1997), p. 129-36
- [14] Pretelt A., Automatic allocation of network capacitors. *IEEE: Transactions on Power apparatus and system*. Vol. 1, 1971, pp. 54-61

- [15] Fernandes R., et.al , Large Scale reactive power planning. *IEEE: Transactions on Power apparatus and systems*. Vol. 5, 1983, p.1083-88
- [16] Kim K., You S., Voltage profile improvement by capacitor placement and control in unbalanced distribution systems using GA. *Proceeding of IEEE Power engineering Society Summer Meeting*
- [17] Lee K., Xiaomin B., Park Y., Optimization Method for reactive power planning by using a modified simple genetic Algorithm. *IEEE: Transactions on Power apparatus and systems*. Vol. 10, 1995, pp.1843-50
- [18] Levitin G. Levitin, G., Kalyuzhny, A., Shenkman, A., Chertkov, M., Optimal Capacitor allocation in distribution systems using genetic algorithm and fast energy loss computation technique. *IEEE: Transactions on Power apparatus and systems*. Vol. 15, 2000, pp.623-28
- [19] Maurício D., Instalação de capacitores para a redução das perdas em uma rede de distribuição de energia eléctrica via algoritmos genéticos. Ouro Preto, 2007. Monografia de Graduação em Engenharia
- [20] Gönen, Turan, *Electric Power Distribution System Engineering*. Nova Iorque: McGraw Hill, 1986
- [21] UTE - Uruguay, Benefício por redução de perdas eléctricas en la red de distribución, al adoptarse niveles de tension superiores en la media tension, disponível em <http://sg.cier.org.uy/CIER/Intranet.nsf>
- [22] Gil F., *Deteção de defeitos em redes de distribuição secundária*. Porto: Junho, 2009. Tese de Mestrado
- [23] Shirmohammadi, D., Hong, H.W., "Reconfiguration of electric distribution networks for resistive line losses reduction" *IEEE Trans on Power Delivery*, Vol. 4, 1989, pp 1492-1498
- [24] União Europeia, Intelligent Energy - *Strategies for development and diffusion of energy efficient distribution transformers*. Bruxelas: SDDEEDT, 2006
- [25] Frau J., Gutiérrez J., Transformadores: eficiencia energetica y tecnología. *Automatica e Instrumentacion*. nº 380 (2006), p. 64-72
- [26] Zhang J., Cheng, H., Wang, C. Technical and economic impacts of active management on distribution network. *Electrical Power and Energy Systems*. Vol. 31 (2009), p. 130-38
- [27] EDP - Energias de Portugal , InovCity-Évora. Disponível em <http://www.inovcity.pt>
[Acedido em 6/10/2010]
- [28] Messias, António, Redes Inteligentes de Energia - Smart Grids, 2009. Disponível em <http://www.ordemengenheiros.pt/oe/electrotecnica/Ant%C3%B3nio%20Aires%20Messias.pdf>
[Acedido em 25/05/2010]
- [29] Roo N., Deekshit R., Energy loss estimation in distribution feeders. *IEEE: Transactions on Power delivery* , Vol. 21, nº3 (Julho 2006), pp 1092-1100

- [30] Cespedes, R., Duran, H., Hernandez, H., Rodriguez, A., Assessment of electrical energy losses in Colombian power system. *IEEE: Transactions on Power delivery*, Vol. 102, nº11 (Novembro 1983), pp.1347-1356
- [31] Gustafson M., Baylor J., Approximating the system losses equation. *IEEE: Transactions on Power delivery* Vol. 4,1989, pp 850-855
- [32] Chen C., Che Y., CHO,M., Development of simplified loss models for distribution system analysis. *IEEE: Transactions on Power delivery*. Vol. 9, Julho 1994, pp 1545-1551
- [33] Oliveira M., *Avaliação de metodologias de cálculo de perdas técnicas em sistemas de distribuição de energia eléctrica*. São Paulo: Agosto, 2009. Tese de Doutoramento
- [34] Oliveira, M. E., Padilha-Feltrin, A., Oliveira, S. A., Camargo, D. B., Candian, F.J.,Pereira, M. A., Metodologia para calcular indicadores de perdas técnicas na distribuição, UNESP- Universidade Estadual Paulista, ELEKTRO - Electricidade e Serviços S.A
- [35] Hui-Lan J., Min A., Jiang-qiang X., *A practical method of calculating the energy losses in distribution systems based on RBF networks*, in IEEE/PES T&D 2005Conference & Exhibition: Asia and Pacific, Dailan, China
- [36] Hong Y., Development of energy loss formula for distribution systems using FNC algorithm and cluster-wise fuzzy regression. *IEEE: Transactions on Power delivery*,Vol. 17, no3 (Julho 2002), pp.794-799
- [37] Stojkov M., Trupinic K, Nikolovski S., *Technical losses in power distribution network.*, in Electrotechnical Conference,2006. IEEE, 2006
- [38] Dortotolina C., Nadira R., The loss that is unknown is no lost at all: A top-down/botton-VP approach for estimating distribution losses. *IEEE: Transactions on Power delivery* ,Vol. 20, no2 Maio 2005, pp 1119-1125
- [39] Deksnys R., et al., Generalized calculation methodology of technical electric power in distribution network, in *Proc. Power Systems Computations Conf. 15*, Liege, Belgium, Agosto 2005
- [40] Oliveira M., Padilha-Feltrin, A top-down approach for distribution for loss evaluation, *IEEE: Transactions on Power delivery*, vol 24, no4, Outubro 2009
- [41] Rao P.,Deekshit R., Energy loss estimation in distribution feeders, IEE Trans. Power delivery, vol.21, no 3, pp 1092-1100, Julho 2006
- [42] Esteves E., Regressão não-linear utilizando a ferramenta Solver[®] do Microsoft Excel *Tecnovisão, Série Electrónica* ,Vol. 18 ,Junho 2008, p. 1-13
- [43] Paiva J., Redes de energia eléctrica. Lisboa, IST Press 2005.
- [44] Silva G. Manutenção de redes de distribuição AT/MT, Junho 2009. Relatório de Estágio
- [45] Solidal - Condutores Eléctricos S.A , Cabos LXHIOV, Disponível em <http://www.solidal.pt>, Acedido em [17/04/2010]

Anexos

Anexo A

Tensões nos nós carga

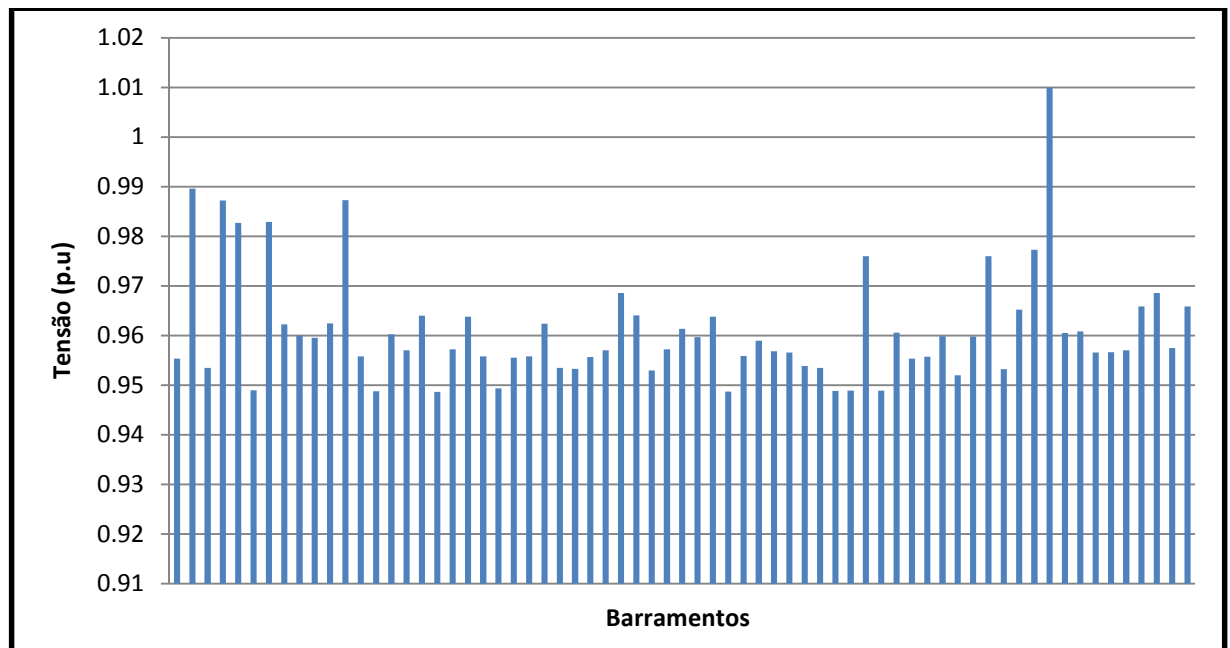


Figura 33 - Tensão nos nós carga na rede de Marco de Canaveses

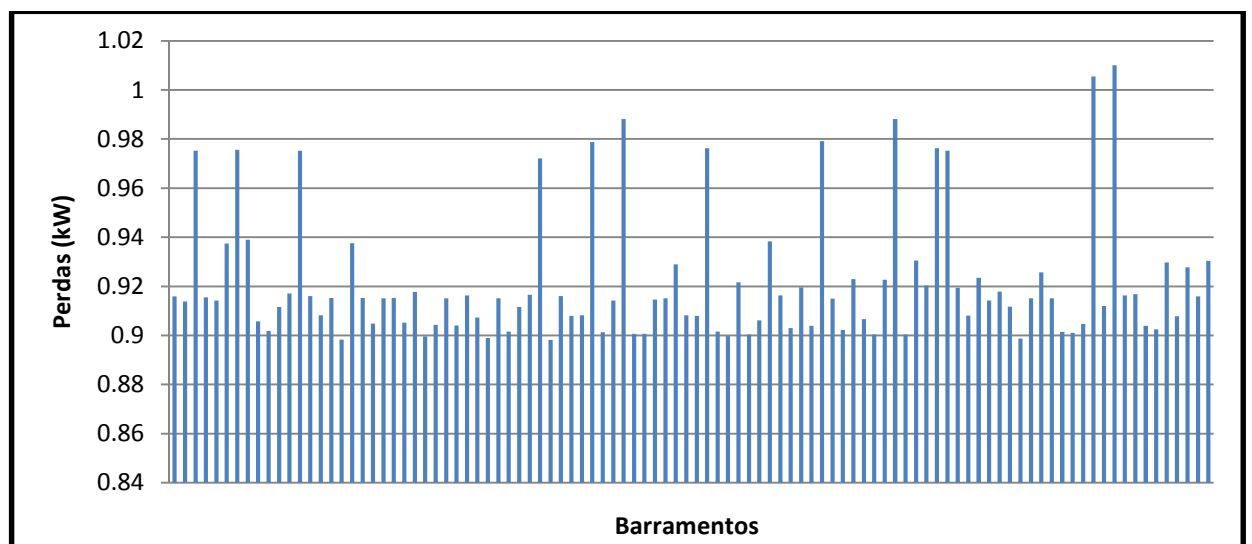


Figura 34 - Tensão nos nós carga na rede de Guilhufe