



Planeamento de uma rede de distribuição num contexto de Smart Grid

CATIA VANESSA COSTA DA SILVA

julho de 2017

PLANEAMENTO DE UMA REDE DE DISTRIBUIÇÃO NUM CONTEXTO DE *SMART GRID*

Cátia Vanessa Costa da Silva



Departamento de Engenharia Eletrotécnica
Mestrado em Engenharia Eletrotécnica – Sistemas Eléctricos de Energia

2017

Relatório elaborado para satisfação parcial dos requisitos da Unidade Curricular de DSEE -
Dissertação do Mestrado em Engenharia Eletrotécnica – Sistemas Elétricos de Energia

Candidato: Cátia Vanessa Costa da Silva, Nº 1121327, 1121327@isep.ipp.pt

Orientação científica: Sérgio Ramos, scr@isep.ipp.pt

GECAD – Grupo de Investigação em Engenharia e Computação Inteligente para a
Inovação e o Desenvolvimento

Supervisão: Bruno Canizes, brmrc@isep.ipp.pt



Departamento de Engenharia Eletrotécnica
Mestrado em Engenharia Eletrotécnica – Sistemas Elétricos de Energia

2017

“Mudam-se os tempos, mudam-se as vontades,
Muda-se o ser, muda-se a confiança
Todo o mundo é composto de mudança,
Tomando sempre novas qualidades.”

Luís de Camões (1524 – 1580)

Agradecimentos

Gostaria de demonstrar o meu profundo agradecimento a todas as pessoas que, de forma direta ou indireta, fizeram parte de todo este meu percurso académico e que contribuíram para que a realização da presente dissertação fosse possível.

Em primeiro lugar, agradeço a toda a minha família. Aos meus pais, avós e irmã, pelo carinho, pelas palavras de incentivo e todo o esforço que fizeram para que eu estivesse onde estou hoje. Sem eles, nada disto seria possível.

Agradeço ao meu namorado, por toda a paciência e por todo o apoio em todas as alturas, principalmente nos momentos mais difíceis.

Aos meus amigos e colegas de curso, por todos os momentos de amizade que passamos juntos e por tudo o que aprendi do vosso lado.

Agradeço aos meus orientadores, Doutor Sérgio Ramos e Mestre Bruno Canizes, pelo voto de confiança prestado, pela paciência, ajuda e disponibilidade. Ao Grupo de Investigação em Engenharia e Computação Inteligente para a Inovação e o Desenvolvimento (GECAD) pelos meios que disponibilizou para que a realização desta dissertação fosse possível.

Resumo

O setor elétrico atual encontra-se numa transição para um novo paradigma. O futuro que se avizinha incita a novos desafios, cada vez mais exigentes, para todos os intervenientes desta cadeia de valor. A constante evolução tecnológica, a introdução do conceito de *Smart Grid*, a elevada penetração da produção distribuída, a massificação dos veículos elétricos, são alguns dos fatores que tornam o planeamento das redes elétricas mais complexo, mais criterioso, mas fundamental. Apesar da complexidade introduzida, é necessário continuar a garantir a satisfação dos requisitos técnicos impostos para funcionamento contínuo do sistema, obtendo sempre um retorno financeiro dos investimentos efetuados.

A exigência, as incertezas associadas aos dados de entrada, a satisfação de diversos objetivos que, em muitos dos casos torna-se complexo encontrar um compromisso entre si, promove a utilização de ferramentas técnicas avançadas de otimização, através de complexos algoritmos matemáticos auxiliados por potentes meios informáticos, com o intuito de alcançar a melhor solução para o problema. Inúmeros autores sugerem diferentes metodologias e abordagens com vista à melhoria das soluções do problema de planeamento, contudo não integram o contexto de *Smart Grid* e os recursos associados. Assim sendo, os principais contributos desta dissertação assentam no desenvolvimento de uma metodologia que para além de incorporar uma elevada penetração dos produtores distribuídos, é feito através de um método determinístico e em tempos de execução aceitáveis.

O problema é formulado através de simplificações das não linearidades inerentes ao tratamento matemático e é resolvido por recurso a técnicas determinísticas. A ferramenta informática concebida – *SG Plan (Smart Grid Planning)* – considera uma minimização de uma função multiobjetivo com três termos: custo da energia de perdas, custo da energia não fornecida esperada e custo de investimento em novas linhas. Assim sendo, a metodologia apresentada foi aplicada em duas redes distintas de forma a testar a sua eficácia e eficiência. A análise dos resultados, comprovou a adequação, robustez e versatilidade da metodologia mostrando ser útil na tomada de decisão ao nível do planeamento de redes de distribuição de energia elétrica em Média Tensão (MT), no contexto de *Smart Grid*.

Palavras-Chave

Fiabilidade, Otimização multi-objetivo, Planeamento, Produção Distribuída, Rede de Distribuição, *Smart Grid*, Trânsito de Potências Ótimo.

Abstract

The current electricity sector is in a transition to a new paradigm. The future brings new and more complex challenges for all stakeholders in the value chain. The constant technology evolution, the introduction of the Smart Grid concept, the high penetration of distributed generators, the increasingly use of electric vehicles, are some of the factors that make electrical networks planning crucial. Despite this complexity, it is necessary to continue to guarantee the technical requirements imposed in order to maintain the continuous operation of the system, obtaining always a financial return of the investments.

The complexity, the uncertainties associated to the input data, the fulfillment of several objectives which, in many cases becomes hard to find a compromise between them. Thus, it can be promoted, the use of advanced technical optimization tools, in order to achieve the best solution for the problem. Several authors suggest different methodologies and approaches to improve the solutions of the planning problem, however they do not integrate the Smart Grid context. In this way, the main contributions of this thesis are considering high penetration distributed energy resources (namely distributed generators, energy storage systems, EVs parking lots) in a medium voltage distribution network planning problem; development of a deterministic methodology with an acceptable computational execution time for medium voltage distribution network planning problem considering all available resources.

The problem is formulated through simplifications of the nonlinearities inherent to the mathematical and its solved using deterministic techniques. The decision-support tool developed – SG Plan (Smart Grid Planning) – consider the minimization of a multi-objective function with three terms – losses cost, expected energy not supplied cost and investment in new lines. The proposed methodology was applied in two different networks in order to test its efficiency. The analysis of the results, proved the adequacy, robustness and versatility of the proposed methodology, showing to be useful in the decision making at the planning level of distribution networks, in a Smart Grid.

Keywords

Distribution Network, Distributed Generation, Multi-objective Optimization, Optimal Power Flow, Planning, Reliability, Smart Grid.

Índice

AGRADECIMENTOS	I
RESUMO.....	III
ABSTRACT	V
ÍNDICE DE FIGURAS	XI
ÍNDICE DE TABELAS	XIII
SIGLAS E ACRÓNIMOS	XVII
NOTAÇÃO.....	XIX
1. INTRODUÇÃO	1
1.1. CONTEXTUALIZAÇÃO	1
1.2. MOTIVAÇÃO	3
1.3. OBJETIVOS.....	3
1.4. CALENDARIZAÇÃO	4
1.5. ORGANIZAÇÃO DO RELATÓRIO	4
2. ESTADO DA ARTE.....	7
2.1. INTRODUÇÃO	7
2.2. SMART GRID.....	8
2.2.1. Sustentabilidade energética e ambiental.....	9
2.2.2. Foco nos consumidores	10
2.2.3. Renovação das redes e da sua operação	11
2.2.4. Tecnologias de comunicação.....	12
2.2.5. Self Healing	12
2.3. PRODUÇÃO DISTRIBUÍDA.....	13
2.4. REDE DE DISTRIBUIÇÃO	18
2.4.1. Classificação das redes segundo a sua topologia.....	19
2.4.2. Tipos de infraestruturas de ligação à rede	20
2.5. ÍNDICES DE AVALIAÇÃO DE FIABILIDADE NAS REDES DE DISTRIBUIÇÃO.....	21
2.6. MODELO DO TRÂNSITO DE POTÊNCIAS ÓTIMO.....	25
2.6.1. Formulação do trânsito de potência ótimo	26

2.6.2.	Trânsito de potências ótimo CC	27
2.7.	PLANEAMENTO DE REDES DE DISTRIBUIÇÃO EM MT	28
2.7.1.	Métodos para planeamento de redes de distribuição.....	29
2.7.2.	Formulação do problema de planeamento de redes de distribuição.....	30
2.7.3.	Avaliação de investimentos.....	31
2.7.4.	Incerteza da informação	33
2.8.	CONCLUSÃO	33
3.	MÉTODOS DE OTIMIZAÇÃO E MODELIZAÇÃO	35
3.2.1.	Otimização mono-objetivo	36
3.2.2.	Otimização multi-objetivo.....	37
3.2.3.	Frente ótima de Pareto.....	38
3.2.4.	Método dos pesos	39
3.2.5.	Técnicas de otimização determinísticas	40
3.4.	FORMULAÇÃO MATEMÁTICA DO PROBLEMA DE PLANEAMENTO	42
3.4.1.	Linearização das perdas	42
3.4.2.	Função objetivo da metodologia proposta	44
3.4.3.	Restrições técnicas da metodologia proposta.....	46
3.5.	CONCLUSÕES.....	50
4.	ESTUDOS DE CASOS	53
4.1.	INTRODUÇÃO.....	53
4.2.	PLANEAMENTO DE REDES DE DISTRIBUIÇÃO EM MT	54
4.3.	ESTUDO DE CASO 1 - REDE DE TESTE.....	57
4.3.1.	Simulação 1	58
4.3.2.	Simulação 2	64
4.3.3.	Simulação 3	66
4.3.4.	Comparação entre simulações	69
4.4.	ESTUDO DE CASO 2 – REDE REAL	73
4.4.1.	Simulação 1	76
4.4.2.	Simulação 2	81
4.4.3.	Simulação 3	86
4.4.4.	Comparação entre simulações	90

5. CONCLUSÕES.....	95
5.1. CONCLUSÕES FINAIS	95
5.2. PRINCIPAIS CONTRIBUTOS	98
5.3. TRABALHOS FUTUROS	98
REFERÊNCIAS	100
ANEXOS E APÊNDICES.....	107
A.1 REDE TESTE – DADOS INICIAIS (CARGAS).....	107
A.2 REDE TESTE – DADOS INICIAIS (PRODUÇÕES).....	109
A.3 REDE TESTE – DADOS INICIAIS (ST E PVE)	111
A.4 REDE TESTE – DADOS INICIAIS (LINHAS).....	113
A.5 REDE TESTE – DADOS INICIAIS (NOVAS LINHAS).....	115
A.6 REDE TESTE – DADOS INICIAIS (SUBSTITUIÇÃO DAS EXISTENTES).....	117
A.7 REDE REAL – DADOS INICIAIS (CARGAS).....	119
A.8 REDE REAL – DADOS INICIAIS (PRODUÇÕES)	125
A.9 REDE REAL – DADOS INICIAIS (ST E PVE).....	129
A.10 REDE REAL – DADOS INICIAIS (LINHAS)	131
A.11 REDE REAL – DADOS INICIAIS (NOVAS LINHAS).....	153
A.12 REDE REAL – DADOS INICIAIS (SUBSTITUIÇÃO EXISTENTES).....	165
A.14 REDE REAL – PESOS PONDERADOS (SIMULAÇÃO 1).....	187
A.16 REDE REAL – SOLUÇÕES NÃO DOMINADAS (SIMULAÇÃO 1).....	191
A.17 REDE REAL – PESOS PONDERADOS (SIMULAÇÃO 2).....	195
A.18 REDE REAL – SOLUÇÕES NÃO DOMINADAS (SIMULAÇÃO 2).....	197
A.19 REDE REAL – PESOS PONDERADOS (SIMULAÇÃO 3).....	199
A.20 REDE REAL – SOLUÇÕES NÃO DOMINADAS (SIMULAÇÃO 3).....	201

Índice de Figuras

Figura 1 Calendarização da Dissertação.....	4
Figura 2 Evolução do Sistema Elétrico até à Smart Grid.....	8
Figura 3 Tipos e Tecnologias da Produção Distribuída	17
Figura 5 Frente de Pareto.....	39
Figura 6 Diagrama de blocos da Metodologia Aplicada.....	50
Figura 7 Rede Teste – Diagrama unifilar da rede de distribuição inicial	57
Figura 8 Rede Teste – Topologia Inicial (Simulação 1).....	58
Figura 9 Rede Teste – Rede de distribuição totalmente emalhada.....	60
Figura 10 Rede Teste – Topologia Final (Simulação 1).....	61
Figura 11 Rede Teste – Topologia Inicial (Simulação 2).....	64
Figura 12 Rede Teste – Topologia Final (Simulação 2).....	65
Figura 13 Rede Teste – Topologia Inicial (Simulação 3).....	66
Figura 14 Rede Teste – Topologia Final (Simulação 3).....	68
Figura 15 Comparação entre Simulações – Percentagens de redução.....	69
Figura 16 Comparação entre Simulações – Custos e Poupança.....	71
Figura 17 Rede Real – Diagrama unifilar da rede de distribuição inicial	73
Figura 18 Rede Real – Diagrama de Carga	74
Figura 19 Rede Real – Rede de distribuição totalmente emalhada	76
Figura 20 Rede Real – Topologia Inicial (Simulação 1).....	77
Figura 21 Rede Real – Planos eficientes (Simulação 1).....	78
Figura 22 Rede Real – Topologia Final (Simulação 1).....	79
Figura 23 Rede Real – Topologia Inicial (Simulação 2).....	82
Figura 24 Rede Real – Planos eficientes (Simulação 2).....	83
Figura 25 Rede Real – Topologia Final (Simulação 2).....	84
Figura 26 Rede Real – Topologia Inicial (Simulação 3).....	86

Figura 27 Rede Real – Planos eficientes (Simulação 3)	87
Figura 28 Rede Real – Topologia Final (Simulação 3).....	88
Figura 29 Comparação entre Simulações – Percentagens de redução	90
Figura 30 Comparação entre Simulações – Custos e Poupança.....	91

Índice de Tabelas

Tabela 1 Padrões gerais aplicáveis aos índices de fiabilidade em estudo [30].....	25
Tabela 2 Rede de Teste – Resultados Iniciais (Simulação 1).....	58
Tabela 3 Rede Teste – Pesos Ponderados, EP e ENFE (Simulação 1).....	60
Tabela 4 Rede Teste – Índices de Fiabilidade (Simulação 1).....	62
Tabela 5 Rede Teste – Custos (Simulação 1).....	62
Tabela 6 Rede Teste – Poupança (Simulação 1).....	62
Tabela 7 Rede Teste – Avaliação Económica: Benefício (Simulação 1).....	63
Tabela 8 Rede Teste – Avaliação Económica: Índices (Simulação 1).....	63
Tabela 9 Rede Teste – Pesos Ponderados e ENFE (Simulação 2).....	64
Tabela 10 Rede Teste – Índices de Fiabilidade (Simulação 2).....	65
Tabela 11 Rede Teste – Resultados Iniciais (Simulação 3).....	67
Tabela 12 Rede Teste – Pesos Ponderados e EP (Simulação 3).....	67
Tabela 13 Rede Teste – Índices de Fiabilidade (Simulação 3).....	68
Tabela 14 Comparação entre as Simulações 1 e 2 – ENFE.....	70
Tabela 15 Comparação entre as Simulações 1 e 2 – Índices de Fiabilidade.....	70
Tabela 16 Comparação entre as Simulações 1 e 3 – EP.....	71
Tabela 17 Comparação entre as Simulações 1 e 3 – Índices de Fiabilidade.....	71
Tabela 18 Comparação entre as Simulações 1 e 3 – Investimento.....	72
Tabela 19 Comparação entre Simulações – Índices de Avaliação Económica.....	72
Tabela 20 Rede Real – Resultados Iniciais (Simulação 1).....	77
Tabela 21 Rede Real – Pesos Ponderados, EP e ENFE (Simulação 1).....	79
Tabela 22 Rede Real – Índices de Fiabilidade (Simulação 1).....	80
Tabela 23 Rede Real – Custos (Simulação 1).....	80
Tabela 24 Rede Real – Poupança (Simulação 1).....	81
Tabela 25 Rede Real – Avaliação Económica: Benefício (Simulação 1).....	81

Tabela 26 Rede Real – Avaliação Económica: Índices (Simulação 1)	81
Tabela 27 Rede Real – Resultados Iniciais (Simulação 2).....	82
Tabela 28 Rede Real – Pesos Ponderados e ENFE (Simulação 2)	85
Tabela 29 Rede Real – Índices de Fiabilidade (Simulação 2).....	85
Tabela 30 Rede Real – Resultados Iniciais (Simulação 3).....	87
Tabela 31 Rede Real – Pesos Ponderados e EP (Simulação 3).....	89
Tabela 32 Rede Real – Índices de Fiabilidade (Simulação 3).....	89
Tabela 33 Comparação entre Simulações – Investimento	90
Tabela 34 Comparação entre Simulações – Índices de Avaliação Económica.....	91
Tabela A 1.1 Rede Teste – Dados das Cargas.....	63
Tabela A 2.1 Rede Teste – Dados das Produções	63
Tabela A 3.1 Rede Teste – Dados do st e PVE	63
Tabela A 3.2 Rede Teste – Dados do st e PVE.....	63
Tabela A 4.1 Rede Teste – Dados das Linhas.....	63
Tabela A 4.2 Rede Teste – Dados das Linhas.....	63
Tabela A 5.1 Rede Teste – Características das Novas linhas.....	63
Tabela A 5.2 Rede Teste – Características das Novas linhas.....	63
Tabela A 5.3 Rede Teste – Características das Novas linhas.....	63
Tabela A 6.1 Rede Teste – Características Substituição das Existentes	63
Tabela A 6.2 Rede Teste – Características Substituição das Existentes	63
Tabela A 7.1 Rede Real – Dados das Cargas	63
Tabela A 8.1 Rede Real – Dados das Produções	63
Tabela A 9.1 Rede Real – Dados do st e dos PVE.....	63
Tabela A 9.2 Rede Real – Dados do st e dos PVE.....	63
Tabela A 10.1 Rede Real – Dados das Linhas	63
Tabela A 10.2 Rede Real – Dados das Linhas	63

Tabela A 11.1 Rede Real – Características Novas Linhas	63
Tabela A 11.2 Rede Real – Características Novas Linhas	63
Tabela A 11.3 Rede Real – Características Novas Linhas	63
Tabela A 12.1 Rede Real – Características Substituição Existentes	63
Tabela A 12.2 Rede Real – Características Substituição Existentes	63
Tabela A 14.1 Rede Real – Conjunto de “pesos” considerados (Simulação 1)	63
Tabela A 16.1 Rede Real – Resultado das Soluções não dominadas (Simulação 1)	63
Tabela A 17.1 Rede Real – Conjunto de “pesos” considerados (Simulação 2)	63
Tabela A 18.1 Rede Real – Resultado das Soluções não dominadas (Simulação 2)	63
Tabela A 19.1 Rede Real – Conjunto de “pesos” considerados (Simulação 3)	63
Tabela A 20.1 Rede Real – Resultado das Soluções não dominadas (Simulação 3)	63

Siglas e Acrónimos

AT	–	Alta Tensão
BT	–	Baixa Tensão
CA	–	Corrente Alternada
CC	–	Corrente Contínua
CRF	–	Fator de Recuperação de Capital (<i>Capital Recovery Factor</i>)
DR	–	Participação ativa da carga (<i>Demand Response</i>)
ENFE	–	Energia Não Fornecida Esperada
ERSE	–	Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos
EP	–	Energia de Perdas
FOR	–	Taxa de Interrupção Forçada (<i>Forced Outage Rate</i>)
IEEE	–	<i>Institute of Electrical and Electronics Engineers</i>
MAT	–	Muito Alta Tensão
MILP	–	Programação Linear Inteira Mista (<i>Mixed Integer Linear Programming</i>)
MINLP	–	Programação Não Linear Inteira Mista (<i>Mixed Integer Non Linear Programming</i>)
MT	–	Média Tensão
PD	–	Produção Distribuída
PVE	–	Parques de carregamento de Veículos Elétricos
RDBT	–	Redes de Distribuição de Eletricidade em Baixa Tensão

- RESP – Rede Elétrica de Serviço Público
- RND – Rede Nacional de Distribuição de Eletricidade em Alta e Média Tensão
- RQS – Regulamento de Qualidade de Serviço do Setor Elétrico
- SAIDI – Índice de Duração Média de Interrupções do Sistema (*System Average Interruption Duration Index*)
- SAIFI – Índice de Frequência Média de Interrupções do Sistema (*System Average Interruption Frequency Index*)
- SEE – Sistemas Elétricos de Energia
- SEN – Sistema Elétrico Nacional
- ST – Sistema de Armazenamento de Energia Elétrica
- TIR – Taxa Interna de Rendibilidade
- TPO – Trânsito de Potências Ótimo
- VA – Valor Atual
- VAL – Valor Atual Líquido

Notação

BNF	– Benefícios Provenientes da Solução Aplicada, em €
$busDG$	– Número de barramentos com produção
$CostM$	– Custos de Manutenção, em €
$CostENFE$	– Custo da Energia Não Fornecida Esperada, em €
$CostEP$	– Custo da Energia de Perdas, em €
d_r	– Taxa de Desconto (<i>Discount Rate</i>)
Ex_{gen}	– Excesso de Potência Ativa de cada Produção, em <i>p.u.</i>
$ENFE$	– Energia Não Fornecida Esperada, em kWh
EP	– Energia de Perdas, em kWh
f_i	– Função objetivo i
$fictFlow_{i,j,s}$	– Fluxo de Potência fictício entre o barramento i e o barramento j conforme a opção de linha escolhida s
FOR_i	– Taxa de Interrupção Forçada no equipamento i
FOR_{ij}	– Taxa de Interrupção Forçada entre o barramento i e j
FOR_{ijs}	– Taxa de Interrupção Forçada entre o barramento i e o barramento j conforme a opção de linha escolhida s , em <i>p.u.</i> ;
h	– Número de horas de serviço da canalização por ano
I	– Intensidade de Corrente, em A
INV	– Investimento inicial, em €
J_{eco}	– Densidade de Corrente Económica, em A/mm^2 ;

k' e k''	– Constantes que dependem do tipo de serviço, monofásico ou trifásico;
L	– Comprimento do condutor, em km;
N	– Número de clientes
NB	– Número total de barramentos
NO	– Número de opções de linha aéreas ou condutor subterrâneo
n	– Número de condutores ativos
n_s	– Número total de subestações
$numDG$	– Número de produções
p	– Preço da energia elétrica, em €/kWh
P_{gen}	– Potência Ativa de cada Produção, em $p.u.$
$P_{gen}^{máx}$	– Potência Ativa Máxima de cada Produção, em $p.u.$
P_{gen}^{min}	– Potência Ativa Mínima de cada Produção, em $p.u.$
PVE_{Char}	– Valor de Carga dos Parques de Veículos Elétricos, em $p.u.$;
$PVE_{Char}^{máx}$	– Valor de Carga Máximo dos Parques de Veículos Elétricos, em $p.u.$;
PNF_{ij}	– Potência não fornecida entre o barramento i e j , em kW;
q	– Constante cujo valor é dependente da especificação do cabo escolhido
R	– Resistência do condutor, Ω/km ;
r_i	– Valor médio do tempo de reposição do serviço do equipamento i
S_b	– Potência Aparente de base, em VA

S_{cc}	– Secção do condutor, em mm^2 .
S_{ij}	– Potência aparente entre o barramento i e j , em $p.u.$;
S_{ijs}	– Fluxo de Potência entre o barramento i e o barramento j conforme a opção de linha escolhida s , em $p.u.$;
$S_{i,j,s}^{máx}$	– Limite Máximo de Fluxo de Potência entre o barramento i e o barramento j conforme a opção de linha escolhida s em, em $p.u.$;
$SAIDI$	– Índice de Duração Média de Interrupções do Sistema;
$SAIDI^{máx}$	– Índice de Duração Média de Interrupções do Sistema Máximo;
$SAIFI$	– Índice de Frequência Média de Interrupções do Sistema;
$SAIFI^{máx}$	– Índice de Frequência Média de Interrupções do Sistema Máximo;
st_{Disc}	– Valor de Descarga do Sistema de Armazenamento de Energia Elétrica em $p.u.$;
$st_{Disc}^{máx}$	– Valor de Descarga Máximo do Sistema de Armazenamento de Energia Elétrica, em $p.u.$;
T	– Número de horas totais num ano
t	– Período de vida do Projeto
T_e	– Tempo médio equivalente, em horas
U_i	– Indisponibilidade do equipamento i
V	– Tensão, em V
V_b	– Tensão de base, em V
w_i	– Peso relativo à função objetivo i

- y_j – Variável binária associada aos barramentos de transferência
- x_{ijs} – Variável binária de decisão, entre o barramento i e o barramento j conforme a opção de linha s ;
- Z_b – Impedância de base, em Ω
- ρ – Resistividade do metal condutor à temperatura de funcionamento, em $\Omega.mm^2/km$;
- λ_i – Taxa de Avarias do equipamento i

1. INTRODUÇÃO

1.1. CONTEXTUALIZAÇÃO

A partir do final do século XIX, desde do começo da sua exploração comercial, a energia elétrica representa um papel muito importante para o progresso da Humanidade. Este marco foi o início de um processo de desenvolvimento crescente tanto desta fonte de energia como de todas as áreas em que esta reflete, tornando o setor elétrico numa das maiores indústrias à escala mundial. Ao tornar-se um bem essencial na organização da vida das nações e dos indivíduos, possibilitou o aumento do bem-estar da população através da introdução de diversos equipamentos e tecnologias. Contudo, existiram consequências. Primeiramente, a produção de eletricidade era feita, essencialmente, através do uso de combustíveis fósseis que, inevitavelmente, se traduziram em efeitos negativos a nível ambiental – desgaste da camada de ozono, o aquecimento global e a extinção de milhares de espécies. Posto isto e com o aumento da preocupação com o ambiente, atualmente todos os sistemas estão a sofrer transformações de grandes proporções. No Sistema Elétrico de Energia (SEE), todos os setores vão sofrer variações, desde a produção, transporte, distribuição, comercialização até ao consumidor. Sendo assim, a busca de um futuro mais sustentável passa pela implementação de uma rede elétrica mais autónoma, com novas tecnologias, que permita a redução do impacto ambiental do sistema produtor, reduzindo perdas e utilizando fonte

menos prejudiciais ao ambiente e, acima de tudo, com capacidade de integração de produção renovável.

A revolução atual no setor elétrico ganha interesse pelas energias renováveis endógenas e a ideia de produção distribuída torna-se uma realidade incontestável. Contudo, o desenvolvimento da solução baseada nesta ideia não deve fundamentar-se apenas na diminuição dos impactos ambientais, ou numa procura dos melhores custos de produção, devem ser estudadas formas de garantir a fiabilidade, qualidade e estabilidade da operação do sistema que podem estar em causa. As redes atuais não estão preparadas para este tipo de inclusão. Introduce-se então, para esta mudança de paradigma, o conceito de *Smart Grid*. Segundo, Clastres [1] esta rede inteligente vai consentir a utilização intensiva de tecnologia de automação, computação e comunicações para monitoração e controlo da rede elétrica, permitindo a implantação de estratégias de controlo e otimização da rede de forma muito mais eficiente do que as usadas atualmente.

No presente, os SEE são constituídos por redes complexas, de grandes dimensões e altamente emalhadas. No que toca às redes de distribuição, para a sua exploração existem aspetos cruciais como a segurança, qualidade de serviço e economia. Desta forma, o seu planeamento é uma grande responsabilidade, onde decisões erradas podem levar a perdas financeiras consideráveis, ou até mesmo a perturbações no sistema. Posto isto, embora concebidas de forma emalhada, são exploradas radialmente levando a uma maior poupança e facilidade de exploração.

O planeamento a longo prazo de redes de distribuição em média tensão por si só é um problema de otimização complexa devido à sua natureza não linear e à elevada incerteza na tomada de decisão. Para além da proposta para a minimização dos custos gerais, como por exemplo a energia não fornecida e a energia de perdas, a atual evolução torna o planeamento ainda mais desafiante com a introdução da produção distribuída. Grond, Morren e Sloopweg [2] afirmam que o contexto de *Smart Grid* invalida então a abordagem clássica até agora implementada, acrescentando novas entraves às já existentes neste problema – para além de proporcionar resultados económicos vantajosos, evidenciar os benefícios da aplicação desta nova solução, através da redução da energia de perdas e energia não fornecida esperada garantindo também a qualidade de serviço, a segurança, o ambiente e a fiabilidade da rede.

1.2. MOTIVAÇÃO

A evolução do setor elétrico abre portas a novos desafios e incita ao desenvolvimento de novos projetos para a constante melhoria da eficiência e qualidade de serviço da rede de distribuição. A mudança de paradigma introduzida com o conceito de *Smart Grid* torna então o modelo de planeamento tradicional obsoleto, segundo Grond, Morren e Sloopweg [2].

Vários estudos descrevem e analisam meticulosamente o problema do planeamento atual afirmando que se trata de um problema complexo e extremamente difícil de resolver em casos reais de larga escala e a longo prazo. Surge então a necessidade de desenvolver ferramentas de otimização de suporte à decisão – que sejam eficientes e implementadas em *softwares* que reduzam o esforço necessário para identificar a melhor solução, permitindo sempre que sejam consideradas todas as alternativas possíveis. No entanto, a maioria das ferramentas existentes possui lacunas para futuras aplicações.

Com o intuito de suprir estas falhas e contribuir para o desenvolvimento científico do tema relativo ao problema de planeamento de redes de distribuição, nesta tese propõe-se uma metodologia que tenha em conta as características integrantes do conceito de *Smart Grid*, com principal enfoque na elevada penetração da produção distribuída.

1.3. OBJETIVOS

Na presente dissertação é proposta uma perspetiva diferente à resolução do problema de planeamento de redes de distribuição em média tensão, cumprindo quatro objetivos.

1. Caracterização e parametrização de uma rede de distribuição de energia elétrica de média tensão com elevado grau de penetração de produção distribuída;
2. Estudo da *toolbox* TOMLAB na sua vertente TOMSYM usada para o desenvolvimento da ferramenta computacional de planeamento;
3. Elaboração do modelo matemático, considerando todos os recursos disponíveis na rede de distribuição (produção distribuída, sistemas de armazenamento, veículos elétricos), fiabilidade, perdas, novas linhas;
4. Minimização dos custos de energia não fornecida esperada e energia de perdas do planeamento da rede de distribuição.

1.4. CALENDARIZAÇÃO

O estudo efetuado para o trabalho relativo ao “Planeamento de uma Rede de Distribuição num Contexto de *Smart Grid*” teve uma duração de aproximadamente 8 meses e foi elaborado no âmbito da Unidade Curricular de Dissertação do Mestrado em Engenharia Eletrotécnica – Sistemas Eléctricos de Energia (DSEE). Este trabalho culminou no desenvolvimento da ferramenta informática *SG Plan* e, graças ao Grupo de Investigação em Engenharia e Computação Inteligente para a Inovação e o Desenvolvimento (GECAD) do Instituto Superior de Engenharia do Porto, grupo reconhecido mundialmente na área da investigação científica, foram fornecidas todas as ferramentas de suporte para a realização deste estudo. A Figura 1 mostra as tarefas que foram concluídas durante este período.

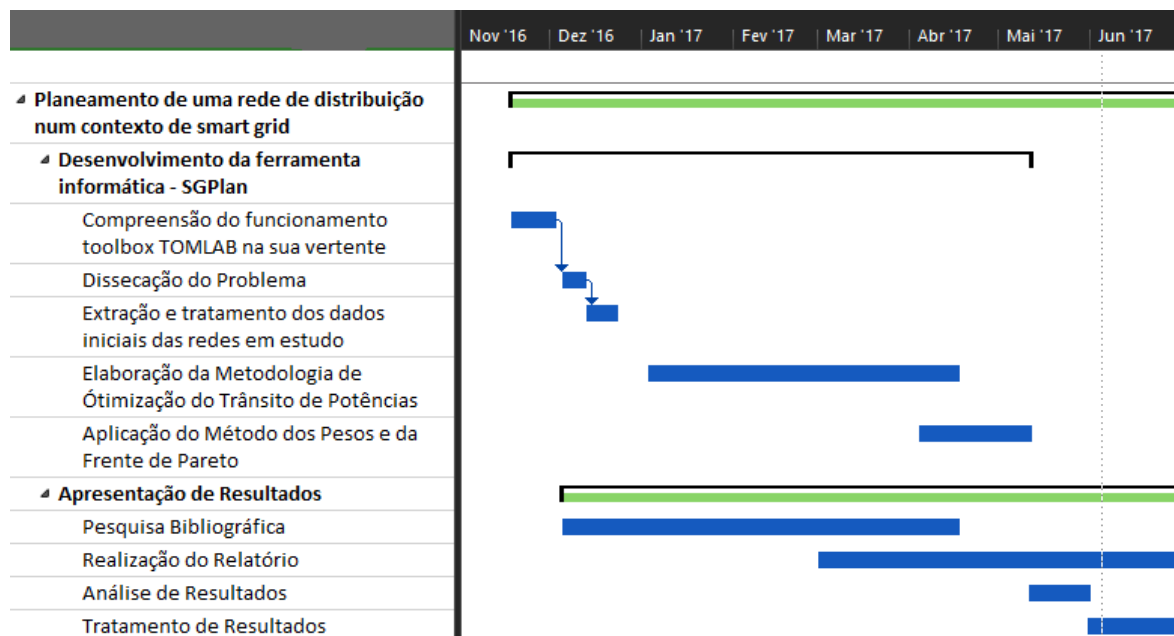


Figura 1 Calendarização da Dissertação

1.5. ORGANIZAÇÃO DO RELATÓRIO

A presente dissertação é composta por 5 capítulos, sendo estes descritos de forma sucinta em seguida.

Capítulo 1: apresentada uma contextualização do tema abordado, a motivação para à qual se realizou este estudo, os objetivos principais a atingir, a calendarização do trabalho desenvolvido e a organização estrutural da tese.

Capítulo 2: apresentação do estado da arte onde são abordados temas como *Smart Grid*, Produção distribuída, Rede de Distribuição, Índices de Avaliação de Fiabilidade nas Redes de Distribuição, Modelo no Trânsito de Potências e Planeamento de uma Rede de Distribuição.

Capítulo 3: análise de diferentes conceitos matemáticos e de otimização fundamentais para a formulação do problema apresentado na tese.

Capítulo 4: aplicação da metodologia analisada para a resolução do problema de planeamento de redes de distribuição a duas redes com diferentes dimensões - rede de testes (13 barramentos) e rede real (180 barramentos).

Capítulo 5: principais conclusões retiradas deste trabalho, principais contributos e propostas para trabalhos futuros na área.

2. ESTADO DA ARTE

2.1. INTRODUÇÃO

As últimas décadas foram marcadas por desastres ecológicos a nível mundial e os seus efeitos começam a manifestar-se. As consequências são irrefutáveis e as evidências científicas, como o desgaste da camada de ozono, o aquecimento global e a extinção de milhares de espécies, despertam na Humanidade o dever de proteger e preservar o Planeta. A preocupação ambiental torna-se então um dos temas mais debatidos no presente. A percepção desta realidade sombria na sociedade resultou em ações de prevenção em diversas áreas. O objetivo será minorar o impacto negativo dos acontecimentos do passado e do presente para as gerações futuras, tendo em foco, por exemplo, a redução das emissões de gases nocivos para a atmosfera. Os Sistemas Elétricos de Energia (SEE) não fogem à regra.

Ao longo deste capítulo são abordados temas relativos ao contexto temático desta tese, dentro dos quais pode-se salientar os conceitos de *Smart Grid*, Produção Distribuída e Redes de Distribuição. Sendo este último o qual se deve dar maior enfoque para além da perspectiva da fase de Planeamento são também distinguidas as diversas classificações, os índices de fiabilidade associados e o modelo de trânsito de potências ótimo.

2.2. SMART GRID

A rede elétrica evoluiu imenso desde a sua origem no século XIX, a considerada “Era do Carvão”. Como é possível verificar na Figura 2, o fenómeno da globalização, o crescimento da população mundial e a preferência pelos centros urbanos originou redes convencionais que têm como base um conceito de linearidade, ou seja, radial com fluxo unidirecional – da produção para a carga. A produção para além de centralizada era controlável e a carga tinha padrões de consumo estáveis. Quanto à relação com os consumidores, era dispensável a disponibilização de informação e existia pouca interação com os clientes. Este modelo permitia uma gestão simples, contudo traduziu-se num consumo de recursos naturais tal que a sua velocidade era superior àquela que o Planeta conseguia restituir, violando os princípios de sustentabilidade e incrementando os impactos ambientais que advinham destas fontes de energia. Existia então pressão no setor elétrico para arranjar solução para esta questão.

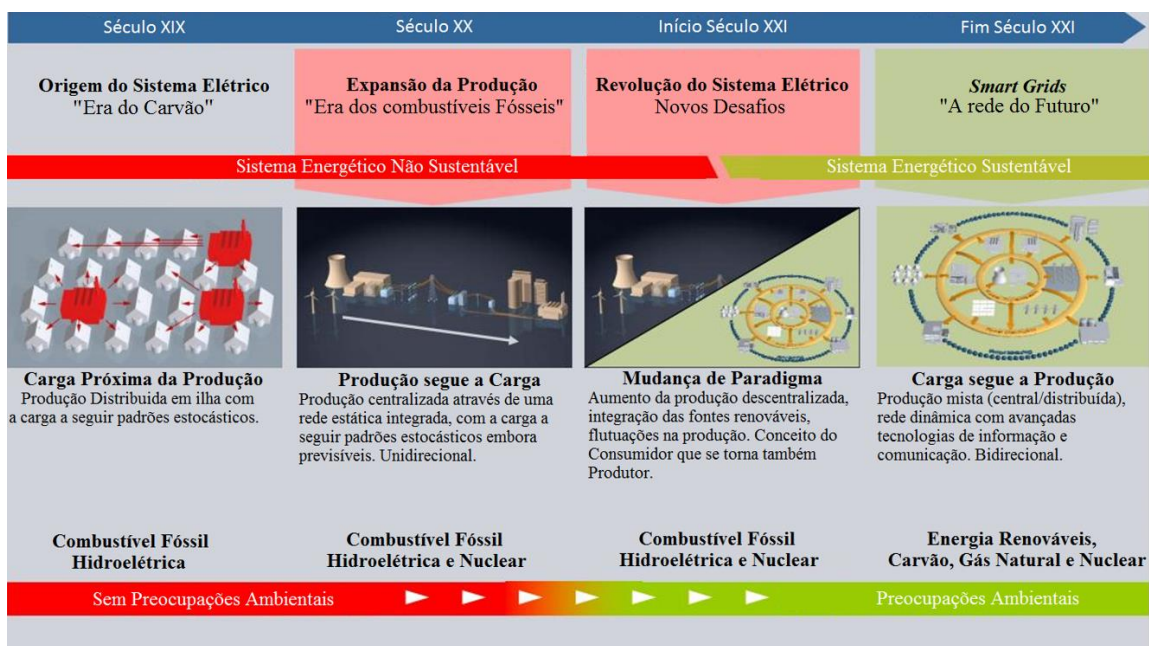


Figura 2 Evolução do Sistema Elétrico até à *Smart Grid* [3]

A mudança torna-se inevitável, um novo paradigma é criado. Assim sendo, no início do século XXI, a substituição gradual dos combustíveis fósseis por energias menos prejudiciais para o ambiente – as energias renováveis – tornam-se uma realidade mais adequada. O novo paradigma sugere uma rede emalhada com fluxos bidirecionais de energia – a carga segue a produção. Assim sendo, procura-se gerir de uma forma mais eficiente a oferta e procura, apostar nas energias renováveis e ainda na introdução de “novas” fontes de energia:

microprodução e a expectável massificação dos veículos elétricos. Visto que um maior número de geradores se encontra ligado à rede de distribuição, considera-se um modelo de produção descentralizada ou distribuída. Será então necessário tornar a rede de tal forma inteligente e flexível que permita a participação do próprio consumidor, agora também com a hipótese de ser produtor – os “*prosumers*¹” – tomando uma parte ativa na gestão da informação e supervisão da rede, já que a microprodução se tornou uma variável nesta equação. Aos poucos caminha-se para o início de uma nova fase no setor energético, a era da *Smart Grid*.

2.2.1. SUSTENTABILIDADE ENERGÉTICA E AMBIENTAL

Cédric Clastres [1] refere que o conceito usado na Europa para *Smart Grid* define-se como uma rede elétrica que, de forma inteligente, consiga integrar os comportamentos e as ações de todos os utilizadores que se encontram conectados para entregar de forma sustentável, económica e segura, a eletricidade. Considera-se também que as *Smart Grid* não servem unicamente para equilibrar a oferta e a procura. Incentivam também a sustentabilidade ambiental: resultou na elaboração e aplicação de políticas energéticas, e até mesmo na resolução de problemas específicos para cada país. Como evidenciado por Messias [4], a estratégia da União Europeia assenta em metas ousadas, conhecidas por “Objetivo 2020”. Dos cinco vetores alvo de atuação (Emprego, I&D e inovação, Alterações climáticas e energia, Educação, Pobreza e exclusão social), para a área alusiva às alterações climáticas e energia foi proposto alcançar até ao ano de 2020:

- 20% do total do consumo de energia é originada de energias renováveis;
- 20% de aumento em eficiência energética;
- 20% de redução na emissão de CO₂.

Foram então desenvolvidas diretivas que promovem o desenvolvimento das redes inteligentes de energia tais como:

¹ O *prosumer* é o resultado da contração de dois outros termos da literatura anglo-saxónica: “*Producer*” (produtor) com “*Consumer*” (consumidor).

- 2006/32/CE: refere-se à eficiência energética e faturação baseada em consumos efetivos onde o principal desafio será redução de 1%/ano no consumo energético e para as empresas públicas de 2%/ano;
- 2005/89/CE: estabelece medidas que têm por objetivo assegurar a segurança do fornecimento de eletricidade, a fim de garantir o bom funcionamento do mercado interno da eletricidade. Deve também certificar-se de um nível adequado de capacidade de produção, um equilíbrio adequado entre a oferta e a procura, um nível apropriado de interligação entre os Estados Membros, tendo em vista o desenvolvimento do mercado interno.

2.2.2. FOCO NOS CONSUMIDORES

No geral existe um consenso em relação às vantagens que a *Smart Grid* pode trazer no futuro. Em relação à interação de todos os utilizadores da rede – dentro dos quais produtores, consumidores e a junção dos dois – considera-se que existe um *empowerment*² do consumidor. Esta abordagem mais centrada nos consumidores faz com que estes tomem decisões que vão de encontro com a otimização do seu consumo elétrico. Agora com a capacidade de microprodução, utilizam equipamentos de pequena escala, como por exemplo painéis solares para geração da sua própria energia, que por sua vez pode ser vendida à rede de distribuição ou aproveitada para aquecimento de águas sanitárias. Isto irá traduzir-se em poupanças já que resultará numa redução do pico de procura e num aumento da eficiência energética, sendo esta uma das formas de atingir os objetivos ambientais.

Morales, Baringo e Conejo [5] tomam esta ligação com o cliente como uma oportunidade para o aperfeiçoamento das relações comerciais. Novos acordos contratuais podem ser realizados de forma a permitirem que o consumidor receba informações horárias dos preços, de forma a ajustar o seu consumo em cada período – através do *real-time pricing*³. Neste contexto introduz-se a noção de *Demand Response* (DR) – participação ativa da carga.

² Descentralização do poder. Por outras palavras, sugere uma maior participação do consumidor ao ser entregue uma maior autonomia na decisão e também responsabilidades.

³ Os preços da eletricidade mudam de hora em hora. O *real-time pricing* permite que os consumidores ajustem o seu consumo de acordo com o preço do período em questão.

Torrìti, Hassan e Leach [6] definem a DR como uma ampla gama de ações que podem ser tomadas pelo cliente, tendo em conta o seu contador de eletricidade, em relação a condições particulares dentro do sistema⁴. Em princípio, a deslocação da procura traduzir-se-á numa redução da produção evitando custos na utilização de centrais que estariam em *stand-by*⁵, entre outras vantagens. No entanto, na prática, os mercados nem sempre respondem como deveriam, criando obstáculos originando uma implementação parcial da DR no mercado. Estes autores referem que a falta de flexibilidade da procura e o baixo nível de participação são os principais entraves. Assim sendo, existe dificuldade a lidar com o desnível da curva da procura uma vez que há uma falta de políticas voltadas para este assunto (aplicação de tarifas, como os autores referem, de tempo de uso). A introdução de uma *Smart Grid* poderá auxiliar na instalação de infraestruturas técnicas, nomeadamente o *smart metering*⁶, que facilitará a participação do lado da procura.

2.2.3. RENOVAÇÃO DAS REDES E DA SUA OPERAÇÃO

D.M. Falcão *et al.*[7] expõem que, ao incluir a produção distribuída, diversos problemas técnicos vão emergindo, dentro dos quais a inversão do fluxo ou até a coordenação de proteções, sendo no entanto possível encontrar soluções adequadas aplicando as tecnologias disponibilizadas pela *Smart Grid*. Contudo, relembra que os problemas devem ser convenientemente compreendidos e modelados do ponto de vista do desempenho ótimo da rede elétrica. Nos casos das fontes intermitentes, estas dificuldades tendem a agravar-se devido às incertezas a si associadas podendo até gerar conflitos com os equipamentos tradicionais. Conclui-se então que as infraestruturas atuais já não têm a capacidade de suprir as necessidades futuras. Será então fundamental reestruturar as redes elétricas e a sua operação, fazendo frente à sua obsolescência, às suas limitações de capacidade e às condicionantes de segurança que nelas incidem.

4 Período de pico de consumo e preços elevados.

5 À espera de entrar em serviço.

6 A introdução de tarifas em tempo real implica o uso de tecnologias suportadas pela internet. Os *smart meters* substituirão progressivamente os contadores atualmente existentes, podendo ser ligados aos vários aparelhos domésticos dando informação do seu consumo em tempo real

2.2.4. TECNOLOGIAS DE COMUNICAÇÃO

Atendendo a J. Spiess, Y. Joens, R. Dragnea [8] o desenvolvimento e a implementação de tecnologias inteligentes para deteção, medição, monitorização, comunicação, controlo e automação, serão decisivas para que exista troca de informação em tempo real de maneira a intervir em todos os problemas que possam surgir. A rede de comunicação será então um dos principais fatores para o sucesso na implementação de uma *Smart Grid*. Ainda se encontra em estudo o tipo de equipamentos a utilizar, confrontando as vantagens e os inconvenientes entre as aplicações de rede de longa distância e de rede local, ou por outras palavras, com ou sem fios. Fiabilidade, eficiência, custo, alcance, segurança, velocidade, instalação, implementação, capacidade e disponibilidade de infraestruturas serão requisitos chave a considerar para tomar uma decisão.

Caso a opção seja uma rede de comunicações sem fios, os benefícios principais estão relacionados com a flexibilidade, na simplicidade de instalação e implementação, menos restrições de isolamento e limpeza, maior área de cobertura e menor custo em soluções com cabos tendo assim demonstrado um potencial admirável. Contudo, a inclusão deste tipo de tecnologias pode levar a interferências eletromagnéticas, problemas de segurança e conformidade ambiental, particularmente em casos em que se encontram próximos de equipamentos de alta tensão. Com o intuito de detetar, analisar, responder e restaurar as possíveis falhas, a *Smart Grid* tem uma característica muito importante denominada de *Self Healing*.

2.2.5. SELF HEALING

Li Tianyou e XU Bingyin [9] mencionam que o *Self Healing*, tal como a função de imunidade do corpo humano, é uma característica da *Smart Grid* que pode mitigar qualquer perigo interno ou externo (no caso de falhas), para garantir o equilíbrio da rede e mesmo em casos de falhas mais graves, ter a capacidade de restaurar a energia no maior número de cargas, tornando o sistema mais estável e credível.

S. Arefifar, Y. Mohamed, T. EL-Fouly [10] afirmam que esta particularidade labora com algoritmos que tomam decisões em tempo útil, de forma a prevenir que ocorram problemas, e mesmo após a sua ocorrência, determinar formas eficazes de controlá-los. Dependendo do nível automatização, os esquemas de *Self Healing* isolam a zona da rede em que ocorreu a

falha e restabelecem o serviço nas restantes, de modo rápido e com o mínimo de intervenção humana. Em seguida, após a identificação da localização da falha, o algoritmo encontra a topologia ótima, cumprindo todas as restrições exigidas, com o objetivo de diminuir o número de consumidores que não são alimentados.

P. Cavalcante, J. López, J. Franco *et al.* [11] referem que este tipo de ações só é possível em contexto de *Smart Grid* uma vez que são utilizados dispositivos de comutação com controlo remoto preparados para isolar as zonas defeituosas e transferir as cargas para fontes alternativas. Contam também com equipamentos para controlo de carga que são instalados em nós da rede específicos de forma a que quando for necessário proceder a redução da carga, ou seja, deslastrar cargas não prioritárias, sempre que necessário.

A rede de energia elétrica avança para uma revolução profunda com a introdução incremental deste novo conceito de *Smart Grid*. Com a evolução tecnológica, criou-se uma pressão para a mudança de paradigma, mudança esta que trará uma série de complexos desafios que terão de ser ultrapassados, metas ambientais que terão de ser alcançadas, tudo em prol das preocupações com o ambiente e com o futuro sustentável do Planeta.

2.3. PRODUÇÃO DISTRIBUÍDA

O conceito de Produção Distribuída (PD) é cada vez mais atual e significativo. Embora tenha passado mais de uma década desde que este fenómeno surgiu, ainda não existe uma definição universal. Esta ideia não é nova, aliás, segundo Pepermans *et al.* [12] a intenção já vem dos primeiros dias de produção de eletricidade onde a PD era regra e não uma exceção. As primeiras centrais elétricas forneciam apenas os consumidores mais próximos, visto que a rede era em corrente contínua (CC), a distância que podia existir entre os intervenientes era muito pequena. Com o desenvolvimento tecnológico, esta limitação foi ultrapassada – a introdução da corrente alternada (CA) na rede, permitiu tecnicamente o transporte a longas distâncias uma vez que existem transformadores que permitem elevar a tensão para transporte e reduzir para a distribuição para a utilização. Foram assim construídas infraestruturas em massa: enormes redes de transporte e distribuição; instalação de novas centrais, com maior capacidade e agora interligadas entre si. Estas infraestruturas permitiram incrementar a fiabilidade de forma a suprir as necessidades da procura. Contudo, nas últimas décadas, com a mudança progressiva de paradigma nos SEE, o interesse pela PD emergiu.

Jenkins *et al.* [13] explicam o porquê deste foco na PD. Restringindo as categorias que impulsionaram este crescimento, obtemos três *drivers*⁷: ambiental, económico e político-legal. Nas últimas décadas, a preocupação ambiental experienciou um crescimento exponencial e como tal foi um dos fatores a condicionar esta questão. As fontes de energia renováveis são uns dos principais motores do desenvolvimento de interesse pela PD, na medida em que a sua utilização permite reduzir a emissão de gases de efeito de estufa. Outro dos fatores a ter em conta nesta perspetiva ambiental será a poluição visual, devendo existir então um equilíbrio entre a necessidade de soluções energéticas sustentáveis e por outro lado, a necessidade de conservar o património ambiental e paisagístico.

Em relação à perspetiva económica, a introdução de um ambiente concorrencial e uma opção de escolha, aumentou o risco para todos os intervenientes da cadeia – desde produtores até empresas de transporte e distribuição, e mesmo os seus retalhistas. O investimento para entrar neste tipo de mercado é muito alto e as incertezas associadas não são as mais favoráveis. Com isto, os projetos de produção de pequena dimensão, cujo risco financeiro é menor, tendem a ser a melhor opção no que se refere a este tipo de negócio. Este nicho de mercado pode até favorecer as grandes empresas, uma vez que estas pequenas centrais podem fazer acordos de forma a ter oportunidades de participação na prestação de serviços auxiliares, tal como El-Khattam & Salama [14] referem. Por exemplo, caso esteja em modo *stand-by* - quando a PD pode ser usada para alimentar cargas prioritárias, como por exemplo hospitais, durante interrupções na rede; ou mesmo picos de carga, uma vez que o custo da energia varia de acordo com a procura e a oferta disponível, a PD pode ser utilizada para reduzir este custo.

No prisma político-legal, o autor refere que uma vez que a sociedade moderna é tão dependente dos recursos energéticos, uma falha do seu fornecimento poderia ser catastrófica tanto em termos políticos como económicos e sociais. Assim sendo, a política energética da União Europeia centra-se então na segurança energética e na sustentabilidade, matérias estas em que a PD pode ser uma proposta bastante atraente. Um dos benefícios poderá ser a

⁷ Os *drivers* são fatores naturais ou elementos resultantes da ação do homem que podem causar mudanças significativas no sistema.

diversificação que existe em termos de fontes de energia, especialmente no que toca à utilização de fontes de energia renováveis. Visto que não existe qualquer tipo de poder em relação à quantidade de combustíveis fósseis que estão disponíveis para suprir as futuras necessidades energéticas das nações, o facto de existir outras opções para produção de energia, conduz a uma sensação de controlo e de segurança para a Humanidade.

Em contrapartida, o aumento da penetração da PD no sistema elétrico pode constituir um problema complexo que resulta em diversos desafios em termos técnicos, económicos e mesmo políticos. No ponto de vista técnico, um dos entraves que limita o nível de penetração de PD que pode ser ligada à rede é o efeito do aumento da tensão que desta advém. Mahmud *et al.* [15] afirmam que no caso de existir uma penetração significativa da PD, a rede de distribuição deixa de ser um sistema passivo que fornece energia às cargas para se transformar num sistema ativo com fluxos de energia e tensões determinadas pela produção assim como pela própria carga, podendo interferir na qualidade de energia que é fornecida.

Jenkins *et al.* [13] referem a existência de dois aspetos cruciais: as variações transitórias de tensão e a distorção harmónica da rede. Em circunstâncias específicas, uma unidade de PD pode variar a qualidade de tensão que é recebida pelos outros beneficiários da rede de distribuição.

Morán *et al.* [16] apoiam a necessidade de calcular o impacto da PD no sistema, para que o mesmo, no fim, se possa manter estável e alimentar os consumidores com um padrão adequado de qualidade de energia elétrica, mesmo com todas as incertezas associadas. Posto isto, o desenvolvimento da solução baseada na PD não deve fundamentar-se apenas na procura dos melhores custos de produção, ou numa diminuição dos impactes ambientais, mas também devem ser estudadas formas de garantir a fiabilidade, qualidade e estabilidade da operação do sistema.

Quanto à perspetiva económica, Jenkins *et al.* [13] afirmam que existem estudos que indicam que uma gestão ativa das redes de distribuição pode levar a aumentos significativos na quantidade de PD existente. Contudo, o custo ligado a uma operação ativa das redes de distribuição ainda não foi identificado, no entanto estima-se que os lucros que a solução trará compensarão o investimento na sua implementação.

Em relação ao último desafio, uma ausência de políticas claras e de regulamentos associados ao tratamento da PD, o mais provável é que este tipo de produção não venha a prosperar. As causas são predominantemente de origem histórica e estão relacionadas com a maneira como as redes de distribuição foram desenhadas e atualmente estão a ser operadas, ou seja, como redes passivas. Como referido anteriormente, só com uma gestão ativa é que esta solução poderá desenvolver-se, surgindo então uma clara necessidade de articular políticas adequadas para uma implementação bem-sucedida.

Portugal seguiu este caminho e com Decreto-Lei nº 153/2014, de 20 de outubro e a Portaria nº 14/2015 de 23 de janeiro alteraram o regime jurídico aplicável à produção distribuída, [17]. Com isto foram revogados:

- O Decreto-Lei nº 363/2007, de 2 de novembro na redação do Decreto-Lei nº 25/2013, de 19 de fevereiro, relativo a microprodução (instalações de produção de eletricidade, baseadas numa só tecnologia de produção, cuja potência de ligação à rede não seja superior a 3,68 kW, ou no caso dos condomínios, a 11,04 kW);
- O Decreto-Lei nº 34/2011, de 8 de março na redação do Decreto-Lei nº 25/2013, de 19 de fevereiro, relativo à miniprodução (instalações de produção de eletricidade, a partir de energias renováveis, baseadas numa só tecnologia de produção cuja potência de ligação à rede seja igual ou inferior a 250 kW);

O Decreto-Lei nº 153/2014 veio então introduzir os regimes referentes às Unidades de Produção, definindo os regimes das:

- Unidades de Produção para Autoconsumo— produção de eletricidade, a partir de tecnologias de produção renováveis ou não renováveis, para autoconsumo, enquanto atividade de produção destinada à satisfação de necessidades próprias de abastecimento de energia elétrica do produtor, sem prejuízo do excedente de energia produzida ser injetado na rede;
- Unidades de Pequena Produção—produção de eletricidade a partir de energias renováveis, baseadas numa só tecnologia de produção, cuja potência de ligação à rede seja igual ou inferior a 250 kW, destinada à venda total de energia à rede.

Surge então a necessidade de definir as diversas tecnologias usadas na PD. El-Khattam & Salama [14] apresentam (Figura 3) os diferentes tipos de PD dos pontos de vista tecnológicos e construtivos:

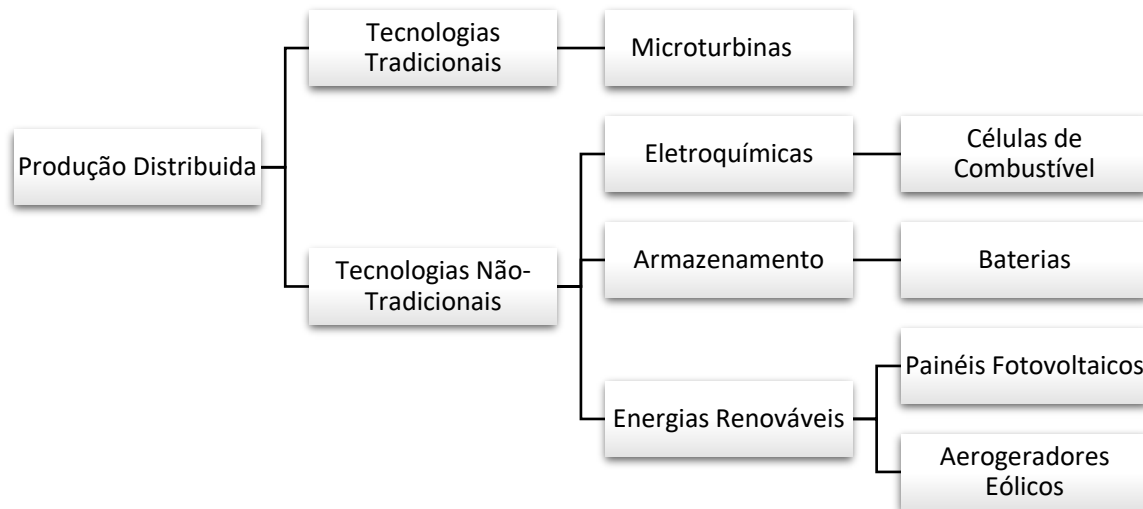


Figura 3 Tipos e Tecnologias da Produção Distribuída [14]

Para o caso das Tecnologias Tradicionais, temos as Microturbinas. Segundo El-Khattam & Salama [14], espera-se um futuro brilhante para este tipo de tecnologia que utiliza turbinas de combustão de pequena capacidade, operando com gás natural, propano e outros combustíveis. Estas são muito eficientes⁸ e as emissões, em relação às de grande escala, são muito baixas.

Em alternativa, existem as Tecnologias Não-Tradicionais como dispositivos Eletroquímicos, de Armazenamento e as Fontes de Energia Renováveis. No primeiro caso, a tecnologia referida são as Células de Combustível. De forma contínua, convertem a energia química contida no combustível em energia elétrica (e alguma térmica). Não é tão eficiente como as Microturbinas uma vez que os valores de eficiência rondam os 60%, contudo não envolve qualquer tipo de combustão. Passando aos dispositivos de armazenamento, tal como o próprio nome indica, acumulam a energia por um intervalo de tempo e apenas são utilizados

⁸ Os valores de eficiência encontram-se acima dos 80%, segundo El-Khattam & Salama [14].

quando são precisos. Por exemplo, são combinados com outros tipos de PD para fornecer energia em períodos de pico de procura, em que os custos são elevados, e nos restantes podem estar a carregar. Por último são analisadas as tecnologias que utilizam fontes de energia renováveis, os Painéis Fotovoltaicos e os Aerogeradores Eólicos. Estas tecnologias fazem uma conversão direta da radiação solar e da energia cinética do vento, respetivamente, para energia elétrica. Estas duas inovações apesar de terem um nível de eficiência baixo, contribuem para um futuro sustentável uma vez que os recursos necessários estão sempre disponíveis ao longo do tempo, sendo consideradas inesgotáveis.

2.4. REDE DE DISTRIBUIÇÃO

Seguindo a cadeia de valor do sector elétrico, uma vez produzida em centrais, a energia elétrica segue para a Rede Nacional de Transporte, constituída por linhas em Muito Alta Tensão (MAT). O transporte a grandes distâncias tem de ser feito a este nível de tensão pois, como Delgado [18] relembra, quanto maior a tensão, menor a corrente para transportar à mesma potência ($S=V.I$). Por conseguinte, também diminui o valor das perdas ($P=R.I^2$) e melhora a eficiência económica e técnica. De seguida, em subestações e com o auxílio de transformadores, existe uma redução no nível de tensão de forma a circular nas redes de distribuição com o intuito de chegar aos pontos finais de consumo – sejam estes consumidores domésticos ou industriais. Este tipo de redes também recebem a energia das centrais de PD. Nas redes de distribuição, são utilizadas tensões mais baixas de maneira a reduzir os problemas de segurança uma vez que estas redes são caracterizadas por serem pouco extensas. Por conseguinte, de forma a classificar as redes segundo o seu nível de tensão, para além do acima referido, usam-se três escalões: a Alta Tensão (AT) nos 60kV para condução de energia entre subestações; a Média Tensão (MT) nos 10 kV, 15 kV e 30 kV que alimenta os postos de transformação; a Baixa Tensão (BT) nos 230V/400V à qual estão diretamente ligados a generalidade das instalações de utilização, sendo a tensão de funcionamento da maioria dos equipamentos elétricos.

É assim essencial acompanhar a evolução da procura de forma a garantir sempre os níveis necessários de qualidade e minimizar as perdas na rede. Assim sendo, de todos os integrantes da cadeia, uma boa gestão da distribuição é torna-se decisivo para um bom funcionamento do Sistema Elétrico Nacional (SEN) [19]. Posto isto, segundo o Anexo II da Portaria n.º 596/2010, de 30 de julho [20], faz-se a distinção entre redes de distribuição afetas à Rede

Elétrica de Serviço Público (RESP) dependendo do nível de tensão a que operam: Rede Nacional de Distribuição de Eletricidade em Alta e Média Tensão (RND) e das Redes de Distribuição de Eletricidade em Baixa Tensão (RDBT). Os princípios gerais para a exploração destes tipos de rede encontram-se numerados na mesma portaria e referem que os operadores devem promover a eficiência energética, a proteção do ambiente, a segurança, a fiabilidade e a eficácia da rede que operam. Além disso a exploração da RND e das RDBT deve ser feita de acordo com os princípios gerais estabelecidos na Norma Europeia EN 50110 -1. Segundo o Decreto-lei 29/2006, de 15 de fevereiro [21], a rede de distribuição em MT e AT é constituída por subestações, as linhas de MT e de AT, os postos de seccionamento e de corte e os aparelhos e acessórios ligados à sua exploração. Já a rede de distribuição em BT abrange os postos de transformação, as linhas de BT, os ramais, as instalações de iluminação pública e os aparelhos e acessórios afetos à sua exploração.

2.4.1. CLASSIFICAÇÃO DAS REDES SEGUNDO A SUA TOPOLOGIA

Os elementos que fazem parte da rede estão naturalmente sujeitos a falhas e a avarias que resultam em interrupções na alimentação de algumas zonas. Uma das soluções que se poderia aplicar nesta situação seria a redundância, contudo esta implica aumento dos custos de investimento. Será então necessário determinar um equilíbrio entre estes custos e os benefícios que acarretam, modificando assim a estrutura topológica da rede. Existem diversas classificações para as diferentes configurações mas segundo Delgado [18], na exploração das redes, existem duas categorias topológicas da rede: as redes em emalhadas ou de estrutura fechada e as redes não emalhadas ou de estrutura aberta.

No caso da rede emalhada, todos os consumidores podem ser alimentados por várias linhas já que estas estão agrupadas de forma a constituírem um ou vários circuitos eletricamente fechados, ou seja, malhas. A alimentação é ligada para que o trânsito de energia até aos consumidores possa ser feito através de diferentes percursos e sempre no mesmo nível de tensão. Delgado [18] afirma que a segurança neste tipo de rede é elevada porque em caso de perda de um elemento, há transferência de cargas, sendo a sua alimentação assegurada pelos restantes componentes da rede. Tendo isto, todas as linhas devem estar dimensionadas para transmitir a potência necessária em caso de avaria, obtendo-se assim redes sobredimensionadas. Consequentemente as redes emalhadas têm um custo exorbitante, pelo que só se justificam quando o custo económico das interrupções de serviço é elevado. Visto

que estas redes asseguram uma maior fiabilidade, são maioritariamente utilizadas para as redes de transporte e num número mais reduzido em redes de distribuição urbanas com uma densidade de cargas muito elevada. Nestas últimas, Paiva [19] sugere uma estrutura emalhada com exploração radial, já que se utilizam interruptores normalmente abertos, que podem ser fechados em caso de indisponibilidade de um troço de linha, por forma a assegurar a continuidade de serviço.

Numa rede não emalhada, a energia percorre as linhas que se vão ramificando até chegar ao consumidor, sem nunca se cruzarem num ponto comum, obrigando ao corte da alimentação numa dada zona sempre que se verifica uma avaria. Por outras palavras, existe apenas um caminho transmitir energia de um ponto para outro. Naturalmente, este tipo de redes apresenta um esquema unifilar com aspeto arborescente onde cada troço constitui um ramo da árvore. Apresentam a estrutura mais simples, menos onerosa, contudo com menor fiabilidade, sendo estas tipicamente usadas nas redes de distribuição BT e MT de zonas rurais onde a densidade de consumo é bastante baixa.

2.4.2. TIPOS DE INFRAESTRUTURAS DE LIGAÇÃO À REDE

Locais com solicitações de baixa densidade de carga, normalmente os meios rurais e semiurbanos, as redes elétricas são executadas em traçados aéreos. Segundo o Manual de Ligações à RESP [22] este tipo de ligação à rede é realizado à vista, a altura regulamentar, através de condutores aéreos suportados em apoios de rede designados por postes, obedecendo a regras técnicas construtivas, a materiais normalizados e a normativos de segurança.

Cabelte [23] refere que a forma construtiva dos condutores para linhas aéreas mais usual consiste no conexão de fios de um ou mais metais em camadas concêntricas com sentidos alternados. Variando as características – tais como o diâmetro dos fios ou número de camadas – obtém-se uma diversidade de desenhos que procuram cumprir todas as exigências impostas - tanto a nível de parâmetros elétricos associados como também a nível das características mecânicas impostas pelo traçado.

Quanto às avarias em equipamentos aéreos, estes são relativamente fáceis de localizar e reparar, contudo estão submetidos às forças da natureza pondo em causa a fiabilidade dos mesmos. A exposição a variações de temperatura, sobretensões provocadas por descargas

atmosféricas, quedas de árvores, vandalismo, corrosão e poluição ambiental são exemplos de ocorrências que influenciam as taxas de avarias e conseqüentemente os índices de fiabilidade. Como consequência, estas taxas são mais elevadas em redes aéreas do que nos mesmos equipamentos em redes subterrâneas. Contudo, e segundo o Manual de Ligações à RESP [22], uma ligação aérea tem um custo mais baixo relativamente à subterrânea e em alta e de média tensão, poderá ser, desde que autorizado, estabelecida através de terrenos de particulares.

As redes elétricas subterrâneas justificam-se pelas exigências de qualidade de serviço como em meios urbanos ou semiurbanos com grandes aglomerados populacionais, pela densidade das cargas e mesmo por questões de aspetos estéticos e ambientais. Segundo o Manual de Ligações à RESP [22] esta ligação à rede é enterrada no subsolo, a distâncias regulamentares, através de cabos subterrâneos, de acordo com regras técnicas construtivas, materiais normalizados e normativas de segurança.

Eletricidade da Madeira [24] refere que os cabos utilizados na rede subterrânea de distribuição em Baixa Tensão (BT) são constituídos por almas condutoras de alumínio ou cobre e isolados por materiais isolantes tais como o papel impregnado a óleo, no caso das ligações mais antigas, e Policloreto de Vinilo ou Polietileno, Reticulado, no caso das ligações mais recentes. São instalados diretamente no solo ou em condutas nas vias públicas, intercaladas por caixas de visita e armários de distribuição. Assim sendo, os equipamentos subterrâneos estão protegidos das adversidades do meio ambiente, contando com taxas de avarias mais baixas do que os mesmos equipamentos em redes elétricas aéreas. Por outro lado, as avarias são mais difíceis de localizar e a reparação é morosa. Tendo isto em conta, é importante que a arquitetura de uma rede subterrânea seja a mais básica possível, de forma a ser dotada de maior flexibilidade nas situações de incidente ou trabalhos programados. Conseqüentemente este tipo de infraestrutura apresenta um investimento mais elevado, todavia a capacidade de transporte da rede é maior

2.5. ÍNDICES DE AVALIAÇÃO DE FIABILIDADE NAS REDES DE DISTRIBUIÇÃO

Nos Sistemas Elétricos de Energia (SEE), a fiabilidade do sistema é um conceito de extrema importância. Barbosa [25] define fiabilidade como a probabilidade do sistema (ou o componente) desempenhar, de uma forma adequada, a função para que foi concebido, nas

condições previstas e nos intervalos de tempo em que tal é exigido. Por conseguinte, nesta área de estudo introduz-se o conceito de continuidade de serviço. Conforme a Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE) [26] define-se pela caracterização e avaliação das situações em que se verifica a interrupção de fornecimento de energia elétrica nos pontos de entrega de uma rede, sejam clientes ou ligações a outras redes. Encontra-se assim a razão de se realizarem estudos de fiabilidade às redes elétricas: a ocorrência de interrupções. Com o intuito de manter um patamar de fiabilidade razoável, compreender as interrupções pode ser um bom princípio. O Regulamento de Qualidade de Serviço do Setor Elétrico (RQS) [27] define interrupção como a ausência de fornecimento de energia elétrica a uma infraestrutura de rede ou à instalação do cliente. Considera ainda dois tipos de interrupções: previstas ou acidentais. As interrupções previstas são as que são acordadas com os clientes ou, ainda por razões de serviço ou de interesse público em que os clientes são informados com devida antecedência. As interrupções acidentais são as restantes que não se enquadram nas interrupções previstas. Ainda no seguimento deste estudo e de forma a determinar os indicadores de continuidade de serviço, é importante distinguir os conceitos de interrupções breves e longas. Caso a interrupção esteja compreendida entre 1 segundo e 3 minutos é considerada breve sendo que as restantes - superiores a 3 minutos, são consideradas de longa duração.

Os operadores da rede devem seguir o RQS. Posto isto deverão proceder, em cada ano civil, à caracterização da continuidade de serviço das respetivas redes. Assim, para efeitos de aplicação deste regulamento, foram estabelecidas zonas de qualidade de serviço:

- a) Zona A – cidades com mais de 25 mil clientes;
- b) Zona B – cidades com um número de clientes compreendido entre 2500 e 25000;
- c) Zona C – os restantes locais.

No RQS também se encontram estabelecidos os indicadores de continuidade de serviço a utilizar para cada rede bem como os padrões anuais associados ao número e à duração das interrupções sendo estes, para o caso de redes de distribuição em MT:

- I. Tempo de Interrupção Equivalente da Potência Instalada;
- II. Frequência Média de Interrupções Breves;
- III. Frequência Média de Interrupções Longas;

- IV. Duração Média das Interrupções Longas;
- V. Energia Não Fornecida Esperada.

Contudo, o modo de cálculo apresentado pelo RQS para os índices difere do padrão usado na comunidade. *Institute of Electrical and Electronics Engineers* (IEEE) [28] assim como outros autores, como por exemplo Canizes *et al.* [29], utilizam os índices básicos de fiabilidade.

- Taxa de avarias (λ) - Descreve o número de avarias de um determinado equipamento, num determinado período de tempo. A taxa de avarias representa a probabilidade de avaria de um equipamento;
- Valor médio do tempo de reposição do serviço (r) - Descreve a duração média das avarias;
- Indisponibilidade (U) - Indica o tempo que um equipamento se encontra fora de serviço.

Nos sistemas de distribuição de energia, estes índices relacionam-se matematicamente conforme a equação:

$$U \cong \lambda \times r \quad (1.1)$$

Com isto, já será possível determinar o *Forced Outage Rate* – FOR (Taxa de Interrupção Forçada - TIF), outro índice relevante na análise de fiabilidade. O FOR representa a probabilidade de um equipamento da rede não estar disponível quando solicitado. Este índice é definido como o número de horas em que o equipamento está indisponível sobre a diferença entre o número de horas totais de um ano (T), 8760 horas, e o tempo médio reposição do serviço desse equipamento, i .

$$FOR_i = \frac{U_i}{T - r_i} \quad (1.2)$$

O FOR é utilizado no cálculo da Potência não fornecida em cada linha da rede de distribuição através da seguinte equação:

$$PNF_{ij} = FOR_{ij} \times S_{ij} \quad (1.3)$$

Ainda assim será possível calcular o valor anual de Energia Não Fornecida Esperada (ENFE).

ENFE= valor energia média anual não distribuída pelo sistema

$$ENFE = \sum (PNF_{ij} \times 8760) \text{ kWh/ano} \quad (1.4)$$

Posto isto e de forma a facilitar o cálculo futuro, as expressões apresentadas ao longo do texto para os índices de continuidade de serviço têm por base os índices de fiabilidade básicos referidos pela IEEE. Estes índices são calculados a partir do conhecimento da composição e topologia da rede, dos modos de reposição em serviço associados às diversas avarias e dos índices de fiabilidade de cada um dos componentes. Neste caso, supõe-se conhecidos para cada barramento o número de clientes ligados ao mesmo (N).

Os índices utilizados para verificar a viabilidade do projeto de planeamento são os em seguida referidos. Os mesmos procuram avaliar a rede do ponto de vista do operador.

- *System Average Interruption Frequency Index – SAIFI*

$$SAIFI = \frac{\text{n}^\circ \text{anual de interrupção nos clientes}}{\text{n}^\circ \text{total de clientes do sistema}} \quad (1.5)$$

$$SAIFI = \frac{\sum \lambda \times N}{\sum N} \text{ interrupções/cliente.ano} \quad (1.6)$$

- *System Average Interruption Duration Index - SAIDI*

$$SAIDI = \frac{\text{n}^\circ \text{anual de horas de interrupção nos clientes}}{\text{n}^\circ \text{total de clientes do sistema}} \quad (1.7)$$

$$SAIDI = \frac{\sum U \times N}{\sum N} \text{ horas/cliente.ano} \quad (1.8)$$

Na Proposta de parâmetros de regulação da qualidade de serviço do setor elétrico [30], os valores dos índices de fiabilidade caracterizados em (1.5) - (1.8) devem ter em conta os limites aplicados pelos padrões gerais aplicáveis às interrupções acidentais longas nas redes de distribuição em AT, MT e BT, por ano, previstos no Artigo 21.º - “Planos de melhoria da qualidade de serviço de natureza técnica” da proposta de articulado do RQS em consulta pública. Estes valores estão indicados na Figura 4.

Tabela 1 Padrões gerais aplicáveis aos índices de fiabilidade em estudo [30]

Nível de Tensão	Indicador	Zona Qualidade Serviço	Padrão
MT	SAIDI BT (horas)	A	3
		B	4
		C	7
	SAIFI MT (interrupção)	A	3
		B	5
		C	7
BT	SAIDI BT (horas)	A	3
		B	5
		C	8
	SAIFI BT (interrupção)	A	3
		B	5
		C	7

2.6. MODELO DO TRÂNSITO DE POTÊNCIAS ÓTIMO

O sector elétrico tem assistido a uma revolução em várias vertentes - a liberalização do mercado energético, a elevada procura são algumas das variáveis que incutiram um nível de exigência elevado para as entidades envolvidas. Posto isto, será necessário encontrar formas de lidar com esta situação. A utilização de ferramentas de otimização rápidas e robustas são fundamentais para apoiar os operadores dos SEE. Belati *et al.* [31] escrevem que a solução para este problema foi proposta no início da década de 60, por Carpentier, a partir do problema de despacho económico, que no final acabou por ser abordado como um caso

particular do Trânsito de Potências Ótimo (TPO). Este problema tem como propósito otimizar uma função objetivo com o intuito de satisfazer diversas restrições físicas e operacionais impostas pelas limitações dos equipamentos e mesmo exigências de segurança da rede elétrica.

Frank, Steponavice e Rebennack [32] assumem que o TPO tem um papel muito importante no planeamento e operação dos SEE. Utilizado como ferramenta computacional baseada em programação não linear e não convexa, calcula um conjunto de variáveis ótimas de estado e controlo da rede, a partir dos dados de carga e dos diversos parâmetros do sistema.

2.6.1. FORMULAÇÃO DO TRÂNSITO DE POTÊNCIA ÓTIMO

Normalmente, um problema de TPO é enunciado tendo em conta as seguintes expressões:

$$\text{Minimizar } f(x, y) \quad (1.9)$$

Sujeito a:

$$h(x, y) = 0 \quad (1.10)$$

$$g(x, y) \geq 0 \quad (1.11)$$

$$\underline{x} \leq x \leq \bar{x} \quad (1.12)$$

$$y_i \in D_{y_i} = 1, 2, \dots, n_y \quad (1.13)$$

A equação $f(x, y)$ representa a função objetivo, onde $x = (x_1, x_2, \dots, x_n)$ e $y = (y_1, y_2, \dots, y_n)$ são variáveis de decisão, D_{y_i} é o conjunto de valores discretos para a variável y_i , para $i=1, 2, \dots, n_y$. As funções $f(x, y)$, $h(x, y) = (h_1(x, y), h_2(x, y), \dots, h_m(x, y))$ e $g(x, y) = (g_1(x, y), g_2(x, y), \dots, g_p(x, y))$ são funções lineares. Os vetores $\underline{x} \in \mathbb{R}_{nx}$ e $\bar{x} \in \mathbb{R}_{nx}$ indicam os limites inferiores e superiores da variável x , respetivamente.

Frank, Steponavice e Rebennack [32] mencionam que a função objetivo do TPO representa o aspeto ou aspetos que se pretende otimizar, isto é, a sua formulação vai depender do objetivo do estudo. Estes autores também referem algumas das funções objetivo mais utilizadas, como por exemplo, a minimização dos custos durante o planeamento e operação do SEE ou minimização das perdas no sistema.

As restrições de igualdade são representadas pelas equações não lineares dos trânsitos de potência correspondentes ao balanço de potência em cada nó da rede. As restrições de

desigualdade podem ser físicas, operacionais e de segurança (relacionadas com possíveis contingências).

Frank, Steponavice e Rebennack [32] consideram todas as variáveis do problema de TPO como contínuas dado à dificuldade da solução imposta pelas variáveis discretas em problemas de programação não linear. Contudo, caso o estudo não seja feito de forma adequada, as formulações lineares ficam longe da realidade de um SEE, pois apenas algumas variáveis podem ser ajustadas por meio de passos discretos. Estes autores explicam ainda que a formulação do TPO pode diferir em função das variáveis, funções objetivo e restrições utilizadas. Devido à natureza do TPO, a formulação selecionada pode influenciar a conceção do método ou até mesmo a solução e a precisão da solução. Estes autores identificaram cinco tipos de programação utilizadas normalmente neste tipo de problema: Não Linear, Linear, Quadrática, Linear Inteira Mista e Não Linear Inteira Mista.

2.6.2. TRÂNSITO DE POTÊNCIAS ÓTIMO CC

As equações de trânsito de potência são dadas pelo TPO em CA, contudo este modelo torna o problema não linear e não convexo. Gane e Low [33] sugerem a simplificação deste problema por três perspetivas: aproximar as equações não lineares e não convexas por equações lineares ou não lineares simplificadas, sujeitar o problema a ótimos locais ou transformar as restrições não convexas em convexas. Contudo uma das formas mais vulgares de linearizar o TPO é conseguida recorrendo ao uso do TPO em CC, que permite o desenvolvimento de um conjunto de restrições totalmente lineares.

Verboomen *et al.* [34] afirmam que o TPO CC resulta da simplificação do TPO CA mas que contabiliza apenas o trânsito de potência ativa, ignorando os níveis de tensão, potência reativa e as respetivas perdas. Graças à sua simplicidade, aliado ao facto de ser um problema linear, é muitas vezes usado para estudos técnico-económicos nos SEE. Sendo assim, neste estudo, as características da rede aliadas à utilização de uma Programação Linear Inteira Mista, permitem assim a utilização do TPO CC.

Na atualidade, o uso do modelo CC pode ser justificado tendo em conta que em muitos países, como é o caso de Portugal, rede de distribuição existem reguladores de tensão e bancos de condensadores cuidadosamente localizados ao longo da rede com o intuito de

manter a tensão e a potência reativa dentro dos limites desejados. Sendo assim, sem esta simplificação o modelo tornaria o método mais complexo e computacionalmente intratável.

2.7. PLANEAMENTO DE REDES DE DISTRIBUIÇÃO EM MT

O SEE está em constante mutação. As diferentes incertezas no futuro como crescimento do consumo e a necessidade de atender aos consumidores com qualidade no fornecimento de energia, altos índices de fiabilidade e custos competitivos implicam um planeamento correto e tendencialmente mais preciso.

Segundo Willis [35], o planeamento é um processo de tomada de decisão que procura identificar as alternativas disponíveis e escolher a melhor. Normalmente, uma das principais preocupações é a financeira – considerar sobretudo minimizar os custos e maximizar o lucro. Neste contexto, além das considerações financeiras também se enquadram as técnicas como qualidade de serviço e fiabilidade. As incertezas associadas à evolução do SEE obrigam então a um planeamento rigoroso. Dias [36] refere que um planeamento incorreto resulta em possíveis perdas financeiras avultadas, uma vez que nesta área em particular, os erros normalmente não podem ser corrigidos de forma rápida. Deste modo, o processo de planeamento deve ser executado de forma rigorosa nas diversas etapas e deve ser realizado por especialistas da área. Willis [35] divide este processo em cinco fases distintas:

1. Identificação do Problema: antes de embarcar na recolha de dados, o grupo de trabalho deve fazer identificação clara do campo de aplicação e dos seus limites;
2. Identificação dos Objetivos: compreender o que se pretende atingir, por exemplo, o que é que tem de ser minimizado/maximizado;
3. Identificação de Alternativas: reconhecer as alternativas disponíveis e, dentro dessas, quais é que são exequíveis - explorar o espaço de possibilidades para a resolução do problema;
4. Avaliação das Alternativas: analisar todas as opções tendo em conta vários critérios como restrições e requisitos obrigatórios no plano;
5. Selecionar as melhores alternativas: dependendo do objetivo, escolher as opções que satisfaçam todos os critérios.

Dias [36] afirma que a elevada dependência das economias face aos seus SEE e que todo o impacto que pode advir de erros ao nível do planeamento, implica uma forte aposta na

investigação para o desenvolvimento de métodos flexíveis e robustos de modo a auxiliar a elaboração de um planeamento eficaz e eficiente dos SEE no geral e, no caso particular desta tese, da rede de distribuição. Mantovani *et al.* [37] completa referindo que as ações desenvolvidas a partir de métodos de otimização e heurísticas adotadas no processo de planeamento, originam possíveis ganhos substanciais nos custos de expansão e operação. Isto justifica o desenvolvimento de ferramentas informáticas, como instrumento de análise e planeamento, que promovam a fiabilidade e a qualidade do fornecimento de energia elétrica de uma maneira económica.

2.7.1. MÉTODOS PARA PLANEAMENTO DE REDES DE DISTRIBUIÇÃO

Seguindo o progresso das redes elétricas e dado o interesse atual no tema, os métodos para o planeamento de redes de distribuição têm evoluído imenso desde o seu aparecimento no início do século XX. Dias [36] menciona que a classificação dos métodos de planeamento pode ser dividida em dois conjuntos: eletrotécnicos, onde as características da rede de distribuição são usadas na procura da solução ótima; e naturais, quando condições semelhantes aos princípios que existem na natureza são utilizados para definir a melhor solução. Tendo isto podemos ainda separar os métodos eletrotécnicos em três subgrupos:

- Métodos construtivos - para atingir a rede mais económica, constrói-se a rede com o menor número de elementos de forma a garantir o menor custo e ainda assim, o obedecer a todas as restrições técnicas;
- Métodos destrutivos - ao contrário da anterior, a rede tem todos os elementos e vão sendo retirados componentes que são prescindíveis. O critério de paragem será atingido assim que a redução seja tal que o custo é o mínimo tendo em conta as restrições técnicas;
- Métodos de permutação – baseando-se numa rede que cumpre todos os requisitos, permutar e mudar elementos provocando alterações que podem levar a uma solução mais económica.

Já os métodos naturais, temos como exemplos para a situação em questão os Algoritmos Genéticos [38], *Branch Exchange* [39], *Evolutionary Computation* [40], *Lógica Fuzzy* [41], *Redes Neurais* [42], *Sistema de Colónia de Formigas* [43], *Pesquisa Tabu* [44] e *Simulated Annealing* [45].

2.7.2. FORMULAÇÃO DO PROBLEMA DE PLANEAMENTO DE REDES DE DISTRIBUIÇÃO

A evolução crescente da procura incita então uma expansão da rede de distribuição. Para tal, uma das propostas será a construção de novas linhas, dado que poderá influenciar nos valores da energia de perdas e de energia não fornecida, caso as novas linhas escolhidas tenham um valor de resistência menor. Os custos relacionados com o investimento, a operação da rede, a satisfação do conjunto de restrições operacionais, físicas e financeiras formam o problema de planeamento.

Cossi [46] e Leung *et al.* [47] referem que o planeamento tem dois tipos: estático e multi-etapas. O primeiro considera que as ações para construção/ampliação de um sistema em MT podem ser efetuadas numa só etapa e é geralmente associado a pequenas intervenções. No multi-etapas, o planeamento é feito a longo prazo e os investimentos em obras são realizados nas diferentes etapas do planeamento. É este último que melhor se adequa à realidade das redes elétricas. A forma aproximada de resolver este tipo de problema, segundo Dias [36] considerando apenas uma única etapa com vários problemas estáticos sucessivos - a etapa seguinte começa tendo como dados de entrada a solução da etapa anterior. Este método de planeamento consecutivo do sistema é referenciado como pseudo-dinâmico.

Atendendo à secção 2.4, a rede de distribuição é subdividida em dois subsistemas: um primário, alimentado em MT, e um secundário, alimentado em BT. Contudo devido à dificuldade em efetuar o planeamento simultâneo dos dois subsistemas, este é realizado de forma separada. Com isto, existe uma diminuição da complexidade uma vez que o método já não envolve um elevado número de variáveis de decisão e diferentes níveis de tensão.

O problema desenvolvido nesta tese refere-se a uma rede primária, ou seja, uma rede de distribuição MT, com vários objetivos. Deste modo, o modelo de função objetivo reflete no custo com a energia de perdas, o custo associado à energia não fornecida esperada e ainda o custo associado ao investimento, que neste caso, será na aposta de novas linhas. Tratando-se de uma função de minimização, considera-se então a diminuição de todos os custos referidos cumprindo todas as restrições técnicas com base no TPO CC, referido na secção 2.6.2. O método usado, indiretamente, também minimiza o número de seccionadores que devem ser operados, uma vez que existem restrições associadas à operação radial da rede de

distribuição, retirando a hipótese de existir malhas presentes na rede de distribuição considerada. Com isto, as restrições respeitadas no problema são:

- Primeira Lei de *Kirchhoff*;
- Limites de Produção;
- Capacidade limite das linhas/cabos de distribuição;
- Trânsito de potência de unidirecional é o único que pode existir;
- Condição de radialidade;
- Limites máximos e mínimos da potência ativa das subestações e da produção distribuição.

2.7.3. AVALIAÇÃO DE INVESTIMENTOS

A irreversibilidade e a incerteza associadas a qualquer projeto que envolva um valor avultado de investimento necessita de uma análise económica cuidadosa e detalhada. Uma das diversas dificuldades enfrentadas durante a avaliação económica de projetos é o facto dos fluxos monetários (entrada e saída de dinheiro) se escalonarem no tempo. Gallo [48] afirma que é de senso comum que o dinheiro que se possui hoje é mais valioso que a mesma quantia passados alguns anos – a inflação diminui o poder de compra. Assim, usando uma taxa de atualização e convertendo valores financeiros entre diferentes períodos temporais, podemos resolver a dificuldade acima referida.

Bruni *et al.* [48] mencionam que uma avaliação económica de projetos normalmente envolve um conjunto de parâmetros para estabelecer a viabilidade do projeto. Assim sendo, o autor refere três ferramentas geralmente usadas:

- Valor Atual Líquido - VAL (*Net Present Value* – NPV): a diferença entre fluxos monetários devidamente atualizados durante o período de análise do projeto. Preferencialmente, este valor deve ser positivo indicando que os resultados atingidos permitem cobrir o investimento inicial e ainda ter lucro. Caso seja nulo, houve apenas recuperação do investimento inicial;
- Taxa Interna de Rendibilidade - TIR (*Internal Rate of Return* – IRR): taxa de atualização que anula o VAL. A obtenção de um valor de TIR superior à taxa de atualização indica que projeto é economicamente viável. Por outras palavras, o

projeto consegue gerar uma taxa de rendibilidade superior ao custo de oportunidade do capital;

- Tempo de Retorno do Investimento - TRI (*Payback*): número de anos necessário à recuperação do investimento. Ou seja, é o prazo de retorno do investimento inicial, supondo que foi feito todo no ano zero.

No problema de planeamento analisado nesta tese, o investimento aplicado na rede de distribuição advém unicamente da aquisição e ligação das novas linhas escolhidas. Assim, a avaliação económica tem em conta para além deste Investimento (INV), os lucros alcançados com a aplicação desta nova solução - através da redução da energia de perdas (EP) e da energia não fornecida esperada (ENFE).

Para a avaliação económica do investimento, a duração do projeto e a *Discount Rate* - d_r (taxa de desconto - t_d) têm de ser definidos pelo investidor. Willis [35] refere que a duração típica para o planeamento de redes de distribuição é de aproximadamente 25 anos. O projeto será então viável quando o Valor Atual - VA (*Present Value* - PV) dos lucros associados à nova solução, na duração do projeto, forem superiores ao investimento inicial, ou seja, o VAL vai ser positivo. Tomando como exemplo o PV da poupança em EP, que pode ser representado pelo *Capital Recovery Factor* - CRF (Fator de Recuperação Capital - FRC) assumindo que os lucros (BNF) são constantes em todos os n períodos da duração do projeto, temos:

$$VAL = EP - INV \geq 0 \quad (1.14)$$

$$EP = \frac{BNF_1}{CRF} = \frac{BNF_2}{CRF} = \dots = \frac{BNF}{CRF} \quad (1.15)$$

$$CRF = \frac{d_r}{1 - e^{-d_r \cdot t}} \cong \frac{d_r \cdot (1 + d_r)^t}{(1 + d_r)^t - 1} \quad (1.16)$$

$$EP = \left[\frac{(1 + d_r)^t - 1}{d_r \cdot (1 + d_r)^t} \right] \times BNF \quad (1.17)$$

A equação do VAL, que apresenta a rentabilidade do projeto, toma agora esta forma:

$$BNF - CRF \cdot INV \geq 0 \quad (1.18)$$

Nesta tese, os custos de investimento estão diretamente relacionados com número de novas linhas que vão ser usadas na rede de distribuição.

2.7.4. INCERTEZA DA INFORMAÇÃO

Hoje em dia, em qualquer setor de atividade, é imperativo a existência de qualidade na informação que é usada. Existe uma variedade de informação que se, não analisada de forma correta, torna-se obsoleta. Assim sendo, definir metodologias para auxiliar na escolha dos dados mais convenientes é essencial. No caso do planeamento de redes de distribuição, dados como os perfis da carga dos clientes presentes e futuros, estrutura atual da rede e tendências futuras, características dos componentes da rede, dados técnicos e económicos para instalação de potenciais equipamentos são de elevada relevância. Associados a estes encontra-se um determinado grau de incerteza, uma vez que planeamentos deste tipo são normalmente feitos a longo prazo, podendo causar eventuais erros quer na tomada de decisões quer na realização de previsões. Posto isto, a informação inicial é de extrema importância, uma vez que pode afetar os resultados finais.

Dias [36] classifica a informação inicial em duas classes: determinística para a informação explícita, por exemplo, o nível de tensão na rede ou a sua topologia e probabilística para a informação baseada em dados estatísticos, por exemplo, dados sobre a fiabilidade e dados sobre cargas. Esta informação imprecisa é, frequentemente, muito subjetiva e normalmente é usada com base em pareceres de peritos, no entanto, a sua utilização pode ser um auxílio extremamente relevante para o processo de tomada de decisão.

2.8. CONCLUSÃO

A sociedade moderna assiste a uma mudança drástica na organização das redes elétricas, quer ao nível dos conceitos, das infraestruturas, do seu funcionamento e do próprio mercado. A tendência aponta para a adaptação e evolução da rede atual a um conceito de “rede inteligente” com características próprias, únicas. Todas as vertentes relacionadas com a energia elétrica serão consideradas nesta onda de mudança, contudo, ao longo deste estado da arte, a produção distribuída e as redes de distribuição foram os temas com maior enfoque. A importância a nível político, económico e ambiental, suscita a curiosidade das várias partes interessadas nesta ideia de produção distribuída. Contudo, um dos maiores desafios encontra-se a nível técnico ao agregar conceito, cada vez mais vasto, de produção distribuída às redes de distribuição de maneira a que, no fim, o sistema se possa manter estável e alimentar os consumidores com um padrão adequado de qualidade de energia elétrica,

mesmo com todas as incertezas associadas. Aqui se insere a questão central desta tese - o problema de planejamento de redes de distribuição em contexto de *Smart Grid*.

Com base na pesquisa bibliográfica apresentada, o problema do planejamento de redes de distribuição elétrica em MT já é um ponto de interesse para inúmeros autores uma vez que, ao longo dos tempos, existe um grande número de publicações científicas direcionadas para este assunto. O aumento da exigência por parte dos consumidores e a constante preocupação com questões ambientais que levaram à mudança de paradigma comprovam a importância e a atualidade deste tema.

O desenvolvimento de ferramentas informáticas têm sido um grande auxílio na simulação das condições e de restrições da rede de distribuição. Este apoio permite que a rede virtual se encontre muito próxima do funcionamento de uma rede real e cujos resultados apresentam erros que se podem desprezar. Posto isto, o planejamento proposto aborda este problema de elevada penetração da produção distribuição de uma forma linear, utilizando o trânsito de potências ótimo CC, permitindo o desenvolvimento de um conjunto de restrições totalmente lineares e evitando que o método se torne moroso, mais complexo e computacionalmente intratável.

3. MÉTODOS DE OTIMIZAÇÃO E MODELIZAÇÃO

3.1. INTRODUÇÃO

No quotidiano somos estimulados a alcançar sempre o melhor rendimento possível, a atingir sempre um patamar superior. Qualquer que seja a área de atividade, existem incessantemente problemas, objetivos cada vez mais exigentes. Custos, produtividade, processos, tempo, são necessários otimizar. Isto é, estabelecer prioridades para uma maior eficiência e eficácia na busca dos melhores resultados qualquer que seja o problema, simples ou complexo. Com isto, e de forma a cumprir o proposto, é essencial recorrer ferramentas que auxiliem na eleição das melhores alternativas.

O Capítulo 3 aborda Problemas de otimização e abordagens para a sua resolução assim como a Formulação matemática do Problema de Planeamento.

3.2. PROBLEMAS DE OTIMIZAÇÃO

O interesse nesta área de estudo incita um desenvolvimento contínuo contemplado ao longo das últimas décadas. Diversos especialistas, matemáticos, têm proposto vários métodos para a resolução do problema de otimização. Para além dos métodos clássicos, servem-se ainda de conhecimentos baseados no comportamento das espécies, na sua inteligência e na natureza.

Nos problemas reais é, no entanto, necessário cumprir mais do que um objetivo. Em inúmeras situações, os objetivos tendem a tornar-se incompatíveis sendo fundamental encontrar uma solução de compromisso entre todos eles.

Matematicamente, Nash e Sofer [49] expõem que, atendendo às características da função objetivo e de todo o conjunto de restrições, o problema pode ser:

- i) Linear, caso a função objetivo e todas as restrições intrínsecas ao problema forem lineares, em relação às variáveis;
- ii) Não linear, caso a função objetivo ou qualquer uma das restrições associadas for não linear, em relação às variáveis.

Dias [36] acrescenta ainda que o problema de otimização pode também ser qualificado consoante o tipo de variáveis de decisão:

- i) Problema de otimização discreta ou combinatória, quando as variáveis de decisão podem assumir valores discretos, ou seja, valores inteiros, por exemplo, binários;
- ii) Problema de otimização contínua, no caso de as variáveis de decisão assumirem valores reais;
- iii) Problema de otimização mista, em que podemos variáveis de decisão contínuas como discretas no mesmo problema.

3.2.1. OTIMIZAÇÃO MONO-OBJETIVO

Quando no problema de otimização existe apenas uma função objetivo, este é considerado um problema de otimização mono-objetivo. Neste problema pretende-se obter uma única solução ótima global para maximização ou minimização da função objetivo mesmo que existam soluções alternativas. Esta solução cumpre um conjunto de restrições igualdade,

desigualdade ou condições limite. A formulação matemática de um problema de otimização mono-objetivo é realizada através das expressões (2.1) – (2.3).

A expressão (2.1) representa a função objetivo, as expressões (2.2) e (2.3) representam, respetivamente, restrições de desigualdade e igualdade e as variáveis de decisão, que se encontram limitadas inferiormente.

$$\begin{aligned} & \text{Maximizar / Minimizar } Z(x_1, x_2, \dots, x_n) = \\ & = [Z_1(x_1, x_2, \dots, x_n), Z_2(x_1, x_2, \dots, x_n), \dots, Z_n(x_1, x_2, \dots, x_n)] \end{aligned} \quad (2.1)$$

Sujeito a:

$$g_i(x_1, x_2, \dots, x_n) \{ \leq, =, \geq \} b_i \quad (2.2)$$

$$x_j \geq 0 \quad (i = 1, 2, 3, \dots, m; \quad j = 1, 2, 3, \dots, n) \quad (2.3)$$

A solução do problema é representada pelo vetor x em que, qualquer que seja a solução x , para ser aceitável, deve satisfazer todas as restrições do problema mencionadas de (2.2) e (2.3). Ao conjunto de todas as soluções admissíveis do problema dá-se o nome de região admissível X .

3.2.2. OTIMIZAÇÃO MULTI-OBJETIVO

Magalhães, Guerreiro e Ramalhete [50] afirmam que no caso do problema de otimizar concomitantemente dois objetivos, ou mais, estamos na presença de uma otimização multi-objetivo. Assim sendo, satisfazendo sempre as restrições impostas, obtêm-se diferentes soluções otimizadas individuais formando um conjunto de soluções, derivadas do compromisso dos diversos objetivos do problema.

Em relação à formulação, o problema multiobjetivo é semelhante ao problema mono-objetivo, contudo, neste caso em concreto, não se obtém uma única solução ótima global, mas sim um conjunto. Matematicamente, a formulação é apresentada em seguida pelas expressões (2.4), (2.5) e (2.6).

Em que a expressão (2.4) representa a função objetivo, as expressões (2.5) e (2.6) representam, respetivamente, restrições de desigualdade e igualdade e as variáveis de decisão, que se encontram limitadas inferiormente.

$$\begin{aligned} & \text{Maximizar / Minimizar } Z(x_1, x_2, \dots, x_n) = \\ & = [z_1(x_1, x_2, \dots, x_n), z_2(x_1, x_2, \dots, x_n), \dots, z_n(x_1, x_2, \dots, x_n)] \end{aligned} \quad (2.4)$$

Sujeito a:

$$g_i(x_1, x_2, \dots, x_n) \{ \leq, =, \geq \} b_i \quad (2.5)$$

$$x_j \geq 0 \quad (i = 1, 2, 3, \dots, m; \quad j = 1, 2, 3, \dots, n) \quad (2.6)$$

A solução do problema é representada pelo vetor x em que, qualquer que seja a solução x , para ser aceitável, deve satisfazer todas as restrições do problema mencionadas de (2.5) e (2.6). Ao conjunto de todas as soluções admissíveis do problema dá-se o nome de região admissível X .

3.2.3. FRENTE ÓTIMA DE PARETO

Num problema com um objetivo único o que se procura é a solução admissível que otimiza a função objetivo. Obviamente, em problemas multi-objetivo, este conceito não é aplicável dado que existem diversas funções objetivo. Geralmente, estas entram em conflito uma vez que não é possível melhorar simultaneamente todas as funções objetivo. Sendo assim, ao melhorar uma das funções, alguma das restantes terá de ser prejudicada.

De forma a auxiliar o analista, ou decisor, deverá então ser aplicado um critério de escolha de forma a filtrar o conjunto de soluções admissíveis. Introduzem-se assim o conceito de dominância e não dominância. Segundo Magalhães, Guerreiro e Ramalhete [50], diz-se que a solução Y é dominada pela solução X se na passagem de X para Y existir “melhorias” de pelo menos uma das funções objetivo e as restantes permanecerem inalteradas. Por outro lado, a solução X é não dominada se não existir outra solução admissível que conduza a uma “melhoria” em pelo menos um dos objetivos em detrimento de algum dos restantes objetivos. Nos problemas de otimização multi-objetivo, a este tipo de conjunto solução designa-se por conjunto de solução ótima de Pareto. Este conjunto, representado na Figura 5 constitui uma curva de compromisso, ou frente ótima de Pareto, entre os vários objetivos. Por outras palavras, todos os pontos que delimitam esta fronteira, as soluções não dominadas, são os resultados viáveis para o problema multi-objetivo. A partir desta curva, o decisor poderá efetuar a sua escolha conforme as suas prioridades.

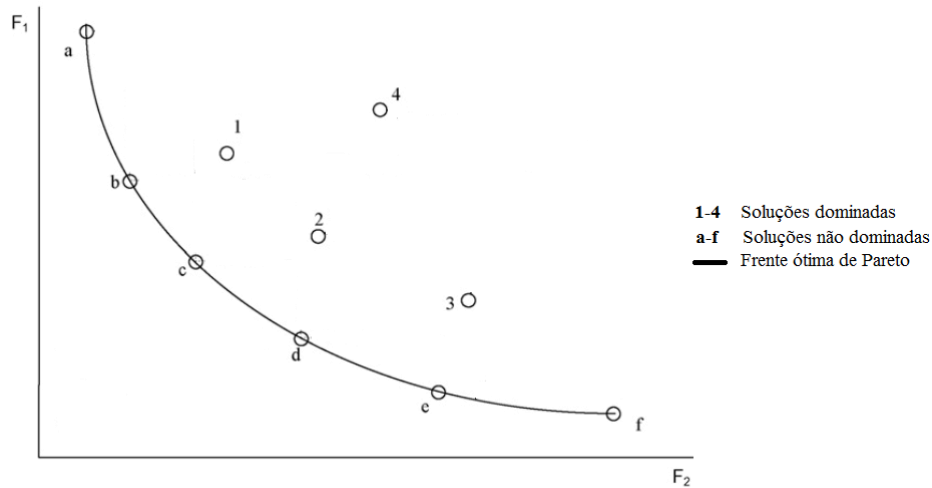


Figura 5 Frente de Pareto [51]

3.2.4. MÉTODO DOS PESOS

A resolução de problemas de otimização multiobjetivo admite vários métodos. Alguns desses, os ditos tradicionais, consideram a transformação dos problemas multiobjetivo em problemas idênticos, mas apenas com um objetivo, reduzindo a otimização vetorial para uma escalar.

Nestes métodos clássicos, cada um dos objetivos pode ser tratado individualmente, como restrições do problema, ou ainda, uma função objetivo única com coeficientes ponderados para cada um dos objetivos. Para a resolução deste tipo de problema, na tese em questão, será abordada então o método dos pesos.

Marler e Arora [52] afirmam que o método dos pesos (*weighting method*), é uma das metodologias mais usadas na resolução de problemas de otimização multiobjetivo graças à sua facilidade de aplicação. A definição de uma função objetivo única é realizada através da adição das diversas funções objetivo afetadas por um coeficiente ponderado, o chamado “peso”. O vetor de pesos W representa os pesos considerados para cada uma das funções objetivo de forma a que o problema, inicialmente um problema vetorial multi-objetivo, se torne um problema escalar mono-objetivo, através de:

$$\text{Minimizar / Maximizar } \sum_{i=1}^k w_i \cdot f(x) \quad (2.7)$$

Em que $w_i \geq 0$ representa os pesos relativos de cada objetivo f_i do problema. A condição (2.8) deve ser sempre obedecida.

$$\sum_{i=1}^k w_i = 1 \quad (2.8)$$

Através da satisfação dos dois teoremas seguintes, este método garante que existe condições suficientes para uma frente ótima de Pareto:

- Teorema 1: se S é um conjunto convexo e $f_i(x), i = 1, 2, \dots, k$, são funções convexas definidas em S e x^* é um ponto Pareto ótimo, logo, existe um vetor de pesos

$$w \in W = \left\{ w : w > 0 \text{ e } \sum_{i=1}^k w_i = 1 \right\} \text{ tal que } x \text{ resolve o problema (2.4).}$$

- Teorema 2: x^* é um ponto Pareto ótimo convexo se existir um vetor de pesos

$$w \in W = \left\{ w : w > 0 \text{ e } \sum_{i=1}^k w_i = 1 \right\} \text{ de modo que } x^* \text{ resolve o problema (2.4) , pelo}$$

menos uma das condições seguintes é satisfeita:

- $w_i > 0, i = 1, 2, \dots, k;$
- x^* é solução única do problema.

Analisando os teoremas, podemos concluir que se um problema de otimização multiobjetivo for convexo, então, qualquer solução de Pareto ótima pode ser determinada recorrendo a este método, resolvendo-o iterativamente. Em relação à determinação dos “pesos” que cada função objetivo deve ter, cabe ao decisor deliberar, considerando sempre que $w_i > 0$ para todos os valores de w_i .

3.2.5. TÉCNICAS DE OTIMIZAÇÃO DETERMINÍSTICAS

A abordagem do problema do planeamento de redes de distribuição de forma estocástica não foi tomada com opção neste estudo já que este tipo método explora apenas uma pequena região do espaço e o resultado é normalmente aleatório, podendo por isso variar independentemente de se manterem todas as condições iniciais.

Aqui, como o objetivo será encontrar a solução ótima global do problema, através de uma abordagem determinística isto é possível e através de um número finito de passos. A única desvantagem em relação ao outro método será o tempo de processamento. Algoritmos

baseados em métodos determinísticos caracterizam-se pelo elevado tempo de processamento, aquando abordagens não lineares e em problemas multiobjetivo.

3.3. SISTEMA POR UNIDADES

A maioria dos dados de entrada utilizados neste trabalho são expressos em sistema "por unidade", ou, mais brevemente, sistema *p.u.* Matos [53] refere que a utilização deste sistema consiste na conversão dos valores das variáveis e constantes expressas no Sistema Internacional de unidades, pelas relações com os seus valores de base pré-definidos expressando as grandezas elétricas de forma normalizada, simplificando assim a análise de resultados. Posto isto, para uma grandeza *G*, o valor em *p.u.* numa base G_b obtém-se então através da expressão:

$$G_{p.u.} = \frac{G}{G_b} \quad (2.9)$$

A conversão de dados de entrada do problema em estudo, como por exemplo a resistência, a reatância, o limite térmico dos condutores ou a potência aparente gerada por cada tipo de geração, são expressas pelas equações (2.10), (2.11), (2.12) e (2.13), respetivamente:

$$R_{ij}(p.u.) = \frac{R_{ij}(\Omega)}{Z_b} \quad (2.10)$$

$$X_{ij}(p.u.) = \frac{X_{ij}(\Omega)}{Z_b} \quad (2.11)$$

$$S_{ij}(p.u.) = \frac{S_{ij}(VA)}{S_b} \quad (2.12)$$

$$S_{gen_{ij}}(p.u.) = \frac{S_{gen_{ij}}(VA)}{S_b} \quad (2.13)$$

onde:

$$Z_b = \frac{V_b^2}{S_b} \quad (2.14)$$

sendo que:

Z_b – Impedância, em Ohm;

S_b – Potência aparente de base, em VA;

V_b – Tensão de base, em V.

3.4. FORMULAÇÃO MATEMÁTICA DO PROBLEMA DE PLANEAMENTO

Geralmente, o planeamento de redes de distribuição de energia elétrica em MT trata-se como um problema de otimização multiobjetivo com programação não linear. Isto deve-se ao facto de que na formulação existem restrições não lineares relativas ao trânsito de potências CA, variáveis binárias, entre outros. Nessa situação, o modelo de planeamento pode ser formulado como um *Mixed Integer Non Linear Programming* – MINLP (Programação Não Linear Inteira Mista - PNLIM), no entanto este problema é complexo e de difícil resolução.

Assim sendo, como referido no subcapítulo 2.6.2, na presente tese optou-se por um TPO CC, uma simplificação do TPO CA, em que se contabiliza apenas o trânsito de potência ativa, ignorando os níveis de tensão. Esta simplificação justifica-se com o facto de existirem equipamentos na rede de distribuição que permitem que a regulação da tensão seja feita, tornando-se dispensável para o estudo em questão. O método utilizado para planeamento em questão será formulado através de um *Mixed Integer Linear Programming* – MILP (Programação Linear Inteira Mista – PLIM).

É importante referir que o modelo desenvolvido nesta tese tem em conta que as produções distribuídas são da propriedade do operador.

3.4.1. LINEARIZAÇÃO DAS PERDAS

Com o intuito de tornar o problema linear será necessário linearizar as funções objetivo, que no caso em estudo, a única função objetivo não linear é a das perdas. Abdel-Halim [54] aborda a linearização das perdas de acordo com o critério de Venikov. Esta aproximação considera que os condutores e cabos contidos nestas infraestruturas trabalham perto da corrente nominal, ou seja, da densidade económica de corrente - J_{eco} .

$$I = J_{eco} \cdot S_{cc} \quad (2.15)$$

onde

J_{eco} – Densidade de Corrente Económica, em A/mm^2 ;

S_{cc} – Secção do condutor, em mm^2 .

Posto isto, as perdas podem ser equacionadas através de:

$$\Delta P = k' \cdot R \cdot I^2 = k' \cdot R \cdot I \cdot I \quad (2.16)$$

Substituindo em (2.16) a equação (2.15):

$$\Delta P = k' \cdot R \cdot I \cdot J_{eco} \cdot S_{ec} \quad (2.17)$$

onde:

$$I = k'' \cdot \frac{S}{U_l} \quad (2.18)$$

$$R = \frac{\rho \cdot L}{S_{cc}} \quad (2.19)$$

em que:

k' e k'' são constantes que dependem do tipo de serviço;

S – Potência da carga, em kVA;

R – Resistência do condutor, em Ω/km ;

I – Corrente que percorre o condutor, em A;

ρ – Resistividade do metal condutor à temperatura de funcionamento, em $\Omega \cdot mm^2/km$;

L – Comprimento do condutor, em km .

Substituindo (2.18) e (2.19) na equação (2.17), temos a expressão linear das perdas:

$$\Delta P = \frac{k \cdot \rho \cdot L \cdot J_{eco}}{U_l} \cdot S \quad (2.20)$$

Segundo o Guia Técnico da Solidal [55], o valor da densidade de corrente económica calcula-se com base na equação (2.21):

$$J_{eco} = \sqrt{\frac{q \cdot 10^{-3}}{n \cdot \rho \cdot h \cdot p \cdot CRF}} \quad (2.21)$$

em que:

n – Número de condutores ativos;

h – Número de horas de serviço da canalização eléctrica por ano;

q – Constante cujo valor é dependente da especificação do cabo escolhido;

p – Preço da energia elétrica, €/kWh.

3.4.2. FUNÇÃO OBJETIVO DA METODOLOGIA PROPOSTA

Como referido anteriormente, no presente planeamento foi concebido um algoritmo, baseado em MILP, que permite encontrar a topologia radial da rede de distribuição ótima, por outras palavras, assegura a minimização quer das perdas quer da energia não fornecida esperada. De forma a auxiliar neste objetivo, a implementação de novas linhas ou a substituição das existentes por outras com características técnicas diferentes, torna-se uma opção, acrescentando mais uma função objetivo. Assim sendo, as funções objetivo empregues na realização do planeamento são expostas em (2.22) - (2.24).

A expressão (2.22) representa a minimização do custo do investimento em novas linhas/cabos onde a variável binária de decisão $x_{i,j,s}$ é otimizada de forma a selecionar, dentro das duas opções consideradas nesta tese, a que melhor se enquadra nesta situação.

$$\text{Minimizar } F_1 = \sum_i^N \sum_j^N \sum_s^w \left\{ \left[\left(INV \cdot x_{i,j,s} + CRF \cdot CostM \cdot x_{i,j,s} \right) \right] \right\} \quad (2.22)$$

em que:

INV – Investimento inicial em novas linhas, em €;

$x_{i,j,s}$ – Variável binária de decisão, entre o barramento i e o barramento j conforme a opção de linha s ;

CRF – *Capital Recovery Factor* (nesta tese foi considerado um tempo de vida do projeto a 30 anos);

CostM – Custos de Manutenção, em €.

Em relação às expressões (2.23) e (2.24), apresentam as funções de minimização dos custos da energia não fornecida esperada e das perdas, respetivamente. As variáveis $FOR_{i,j,s}$ e $S_{i,j,s}$ são as variáveis a ser otimizadas e simbolizam, nesta ordem, o *Forced Outage Rate - FOR* e a Potência entre o barramento i e o barramento j conforme a opção de linha escolhida s .

O FOR, como referido no subcapítulo 2.5, é calculado tendo em conta os índices de fiabilidade básicos, λ e r . Uma vez que estes índices são utilizados no cálculo dos restantes indicadores, ao minimizar o FOR, serão analogamente, minimizados os demais.

É também importante referir na expressão (2.24) a constante T_e , que representa o tempo médio equivalente em horas e que segundo Gustafson [56] é o tempo durante a qual seria necessário que a carga de pico fosse alimentada por forma a dar o mesmo valor de perdas da carga real ao longo do ano. Com o intuito de obter resultados mais fiáveis, será necessário ainda subtrair a este valor o número de horas prováveis em que linhas podem estar fora de serviço nas 8760 horas do ano.

$$\text{Minimizar } F_2 = \sum_{i=1}^{NB} \sum_{j=1}^{NB} \sum_{s=1}^{NO} \left\{ \left[\left(FOR_{i,j,s} \cdot CostENFE \cdot CRF \cdot S_{i,j,s} \right) \right] \right\} \quad (2.23)$$

Minimizar

$$F_3 = \sum_{i=1}^{NB} \sum_{j=1}^{NB} \sum_{s=1}^{NO} \left\{ \left[\left(CRF \cdot (k' \cdot R \cdot I \cdot J_{eco} \cdot S_{ec}) \cdot CostEP \cdot (T_e - 8760 \cdot FOR_{i,j,s}) \right) \right] \right\} \quad (2.24)$$

em que:

$FOR_{i,j,s}$ – *Forced Outage Rate*, entre o barramento i e o barramento j conforme a opção de linha s ;

$CostENFE$ – Custo da Energia Não Fornecida Esperada, em €;

$S_{i,j,s}$ – Fluxo de Potência, entre o barramento i e o barramento j conforme a opção de linha s , em p.u.;

$CostEP$ – Custo da Energia de Perdas, em €;

T_e – *Time equivalent*, em h;

NB – Número de barramentos;

NO – Número de opções de linhas aéreas ou condutores subterrâneos.

Com o intuito de simplificar a resolução do problema, utilizou-se o método dos pesos referido na secção 3.2.4. Deste modo, o problema multiobjetivo converteu-se num problema mono-objetivo através da adição das três funções apresentadas em (2.22), (2.23) e (2.24). Consequentemente a função objetivo final, e única, terá o aspeto representado em (2.25):

$$\text{Minimizar } F = w_1 \cdot F_1 + w_2 \cdot F_2 + w_3 \cdot F_3 \quad (2.25)$$

Onde os pesos gerados são obtidos de forma aleatória garantido sempre que:

$$w_1 + w_2 + w_3 = 1 \quad (2.26)$$

3.4.3. RESTRIÇÕES TÉCNICAS DA METODOLOGIA PROPOSTA

A função objetivo expressa (2.25) está sujeita a diversas restrições técnicas. Estas encontram-se descritas da equação (2.27) - (2.39).

Os limites presentes nas inequações seguintes são essenciais de maneira a restringir as capacidades que os diferentes elementos da rede podem ter.

- Limites da Produção:

$$P_{gen}^{\min} \leq P_{gen} \leq P_{gen}^{\max} \quad (2.27)$$

- Limites do Excedente de Produção:

$$0 \leq Ex_{gen} \leq P_{gen}^{\max} \quad (2.28)$$

- Limites Térmicos das linhas aéreas e cabos subterrâneos:

$$0 \leq S_{i,j,s} \leq S_{i,j,s}^{\max} \cdot x_{i,j,s} \quad (2.29)$$

em que:

P_{gen}^{\min} – Potência ativa mínima de cada produção, em p.u.;

P_{gen} – Potência ativa de cada produção, em p.u.;

P_{gen}^{\max} – Potência ativa máxima de cada produção, em p.u.;

$S_{i,j,s}^{\max}$ – Fluxo de Potência máximo entre o barramento i e o barramento j conforme a

opção de linha escolhida s , em p.u..

A previsão do estado de carregamento ou descarregamento do Armazenamento (st) ou dos Parques de Veículos Elétricos (PEV) não é viável. Posto isto, no caso do planeamento e uma vez que nesta tese não existem várias projeções/cenários, antecipou-se apenas a pior das situações e como tal, acrescentaram-se as restrições (2.30) e (2.31). Uma vez que o st é um recurso pertencente ao operador, é importante perceber o que conseguem enviar para a rede, ou seja, o seu máximo de descarga. Assim sendo, na equação (2.30), o valor de st é igualado ao máximo, funcionando como uma produção. No caso dos PEV, o carregamento não é

controlado e assim sendo, no pior dos casos, equivale ao seu máximo de carga, como é verificado na equação (2.31).

$$st_{Disc\ i} = st_{Disc\ i}^{máx} \quad (2.30)$$

$$PEV_{Char\ i} = PEV_{Char\ i}^{máx} \quad (2.31)$$

em que:

$st_{Disc\ i}$ – Valor de descarga dos sistemas de armazenamento, em p.u.;

$st_{Disc\ i}^{máx}$ – Valor de descarga máxima dos sistemas de armazenamento, em p.u.;

$PEV_{Char\ i}$ – Carga dos parques de carregamento dos veículos elétricos, em p.u.;

$PEV_{Char\ i}^{máx}$ – Carga máxima dos parques de carregamento dos veículos elétricos, em p.u.;

Um dos principais objetivos da introdução de novas linhas será a maximização da fiabilidade com o menor investimento possível. Sendo assim, o valor dos indicadores iniciais são os limites máximos a ter em conta nesta otimização e encontram-se apresentados pelas inequações seguintes:

- Limites dos Índices de Fiabilidade:

$$0 \leq SAIFI \leq SAIFI^{máx} \quad (2.32)$$

$$0 \leq SAIDI \leq SAIDI^{máx} \quad (2.33)$$

em que:

$SAIFI^{máx}$ – Índice de Frequência Média de Interrupções do Sistema Máximo;

$SAIFI$ – Índice de Frequência Média de Interrupções do Sistema;

$SAIDI^{máx}$ – Índice de Duração Média de Interrupções do Sistema Máximo;

$SAIDI$ – Índice de Duração Média de Interrupções do Sistema.

O trânsito de potência nas linhas é representado por duplo sentido entre barramentos, contudo, uma vez que estamos a tratar de uma rede de distribuição, apenas um sentido pode existir. A expressão (2.34) garante a unidirecionalidade entre o barramento i e o barramento j e também a escolha de apenas um tipo de linha nesse sentido.

- Trânsito de Potência unidirecional nas linhas aéreas e cabos subterrâneos:

$$x_{i,j,s} + x_{j,i,s} \leq 1 \quad (2.34)$$

A restrição relacionada com a condição de radialidade (2.39) teve em conta o estudo realizado por Romero *et al.* [57]. Estes consideram que o somatório de todas as linhas deve ser igual à diferença entre o número de barramentos (NB) e o número de subestações (n_s), totais. Referem ainda que a presença de barramentos de transferência tem influência na radialidade de uma rede. Um barramento de transferência é apenas um barramento sem produção ou procura e servem apenas de ligação entre barramentos de carga. Consequentemente, não pode ser nunca um barramento terminal sendo necessário que pelo menos dois circuitos devem sair do mesmo. O método sugerido por Romero *et al.* [57] para certificar que isto acontece passa por assumir em cada um deles uma carga diminuta. Assim sendo, na metodologia usada assumiu-se que todos os barramentos de transferência possuíam um valor de carga de 1×10^{-4} garantindo assim que todos eles se encontram ligados entre si. Foram, desta forma, impostas as equações (2.35) – (2.38).

$$\sum_{i,j=1}^{NB} x_{i,j,s} = NB - n_s - \sum_{j=1}^{NB} (1 - y_j) \quad (2.35)$$

$$x_{i,j,s} \leq y_j \quad (2.36)$$

$$x_{j,i,s} \leq y_j \quad (2.37)$$

$$\sum_{i,j=1}^{NB} x_{i,j,s} + \sum_{j,i=1}^{NB} x_{j,i,s} \geq 2y_j \quad (2.38)$$

$$y_j \in \{0,1\}$$

em que:

y_j – Variável binária associada aos barramentos de transferência.

Ao associar estas condições à restrição do balanço de potências (2.40) está assegurada uma topologia radial na solução final.

- Condição de Radialidade:

$$\sum_{i,j,s=1}^{NB} x_{i,j,s} = NB - n_s \quad (2.39)$$

- Primeira lei de *Kirchhoff*:

$$\begin{aligned} & \sum_{i=1}^{NB} P_{gen_i} - \sum_{i=1}^{NB} Ex_{gen_i} - \sum_{i=1}^{NB} PC_i + \sum_{i=1}^{NB} St_{Disc_i} - \\ & - \sum_{i=1}^{NB} PEV_{char_i} + \sum_{i,j=1}^{NB} \sum_{s=1}^{NO} S_{i,j,s} - \sum_{i,j=1}^{NB} \sum_{s=1}^{NO} S_{j,i,s} = 0 \end{aligned} \quad (2.40)$$

em que:

n_s – Número total de subestações;

PC – Valor da carga ativa no barramento, em p.u.;

Num contexto de *Smart Grid*, existe a possibilidade de alimentação de cargas apenas com base na PD nas proximidades, introduzindo o conceito de rede isolada ou ilha. A metodologia usada tolera este facto, contudo encontramos-nos num período em que o conceito de *Smart Grid* não se encontra totalmente implementado. Crispim *et al.* [58] afirmam que a abordagem portuguesa a este conceito é baseada exclusivamente nos potenciais benefícios da solução. A tecnologia é vista como um meio para um fim, e não é, portanto, objeto de atenção específica do regulador. A expansão da rede portuguesa nas últimas décadas e o impulso das fontes de energia renováveis, conjugado com a desaceleração das necessidades energéticas devido ao abrandamento da economia, fazem com que a adoção de *Smart Grid* esteja a um compasso mais lento. Tendo em conta o ritmo da implementação do conceito no contexto nacional, está incluída uma restrição para impor que todos os barramentos estejam ligados fisicamente à subestação garantindo que não existe a formação de redes isoladas, representada através das equações (2.41) e (2.42).

$$\sum_{i,j=1}^{NB} \sum_{s=1}^{NO} fictFlow_{i,j,s} - \sum_{i,j=1}^{NB} \sum_{s=1}^{NO} fictFlow_{j,i,s} - busDG_j = 0 \quad (2.41)$$

$$fictFlow_{i,j,s} \leq numDG \cdot x_{i,j,s} \quad (2.42)$$

em que:

$fictFlow_{i,j,s}$ – Fluxo de Potência fictício entre o barramento i e o barramento j conforme a opção de linha escolhida s , em p.u.;

$busDG$ – Número de barramentos com produção;

$numDG$ – Número de produções.

O desenvolvimento da metodologia acima referida será implementado através do software desenvolvido pela *MathWorks*®, o *MATLAB*® mais especificamente, a ferramenta *TOMLAB*, [59]. Esta poderosa plataforma foi desenvolvida tendo em conta a crescente necessidade de ferramentas viáveis, avançadas e robustas na conceção de algoritmos e programas que resolvem diferentes tipos de problemas aplicados à otimização. O *TOMLAB* oferece uma ampla gama de ferramentas, recursos e serviços para a modelização em ambiente de controlo ideal destinado à investigação, ensino e solução prática de problemas. O solver aplicado no estudo de caso apresentado foi o *CPLEX*. A Figura 6 resume a metodologia aplicada.



Figura 6 Diagrama de blocos da Metodologia Aplicada

3.5. CONCLUSÕES

A metodologia para a resolução linear do problema de planeamento apresentado tem por base a minimização de várias funções. Portanto, e como a maioria dos problemas reais, trata-se de um problema multi-objetivo. Neste caso promoveu-se a minimização da energia de perdas e a minimização da energia não fornecida esperada, impulsionando indiretamente a minimização dos índices de fiabilidade. Para isto propôs-se um compromisso entre custos e benefícios, no período temporal do projeto, minimizando também o valor a investir em novas linhas. Uma das estratégias clássicas para expansão da rede é a aposta em novas linhas sendo essa a proposta de investimento para esta tese possibilitando, também, a substituição das existentes com o intuito de cumprir o requerido e minimizar todas as vertentes consideradas satisfazendo o compromisso acordado. Para a resolução desta questão, aplicou-se um dos métodos mais utilizados em problemas de otimização: o método dos pesos. A sua simplicidade de aplicação torna-o atraente uma vez que transforma um problema multiobjetivo num mono-objetivo adicionando todas as funções objetivo, associando um peso a cada uma delas e juntando-as numa única. Em termos de formulação matemática, o problema multiobjetivo é semelhante à formulação do problema mono-objetivo. Contudo no que concerne ao conceito de solução ótima, no problema multi-objetivo, é substituída pelo conceito de solução não dominada ou solução ótima de Pareto. Geralmente os diversos

objetivos constituintes da função objetivo estão em conflito entre si e não há uma única solução que seja ótima para todos os objetivos logo, a dificuldade encontra-se na determinação, completa ou parcial, do conjunto Pareto-ótimo.

4. ESTUDOS DE CASOS

4.1. INTRODUÇÃO

Ao longo deste capítulo é avaliada a metodologia proposta nesta tese, apresentada no capítulo 1, através de várias simulações realizadas em duas redes com diferentes dimensões. A primeira, a rede de testes é uma rede de distribuição fictícia, possui 13 barramentos e serviu como base para explicar e testar as capacidades e limitações do método. O segundo caso, trata-se de uma rede real, com uma dimensão superior dado que é constituída por 180 barramentos e foi utilizada com o intuito de examinar o comportamento do método neste tipo de redes, ajustadas à realidade atual e para situações reais quer ao nível da configuração da rede quer ao nível da sua dimensão.

Tanto a rede de teste como a rede real incluíram três simulações com a finalidade evidenciar a aplicabilidade e a robustez da metodologia proposta, ao nível do planeamento, para uma variedade de situações a que a rede pode ser submetida. Assim sendo, para além de examinar a minimização de três objetivos em simultâneo – energia não fornecida esperada, energia de perdas e investimento, estudou-se a metodologia com apenas dois dos três objetivos. Todas as simulações atravessaram apreciações a vários níveis – avaliação técnicas, de fiabilidade e

económica, de forma a testar a viabilidade e auxiliar na decisão do operador da rede de distribuição.

Para a programação matemática foi utilizado o potencial do *software MATLAB*, mais especificamente da ferramenta *TOMLAB*, com o auxílio do *solver CPLEX* [59], considerado adequado para a resolução dos problemas do mesmo tipo de otimização desta tese.

4.2. PLANEAMENTO DE REDES DE DISTRIBUIÇÃO EM MT

Para o gestor da rede, o problema do planeamento de redes de distribuição é um assunto de grande interesse. As diferentes incertezas no futuro como crescimento do consumo e a necessidade de atender aos consumidores com qualidade no fornecimento de energia, altos índices de fiabilidade e custos competitivos implicam um planeamento correto e tendencialmente mais preciso. A consideração de um número significativo de variáveis de entrada, controladas através de diversas restrições técnicas relacionadas com o sistema, constitui o grande desafio na procura da solução de compromisso entre a eficiência da rede de distribuição e a fiabilidade da mesma.

Primeiramente, aplicando a metodologia desenvolvida, propõe-se resolver o problema de planeamento de uma rede de distribuição com elevada penetração de produção distribuída estimando uma diminuição do valor de energia de perdas do sistema e a minimização da energia não fornecida esperada, através do investimento em novas linhas ou, podendo optar-se também, pela substituição das existentes. As opções para seleção de linha estariam entre a linha de alumínio AA90 (opção 1) e AA160 (opção 2).

O método utilizado também tolerava a implementação de novos *feeders* – investimento em novos transformadores e a ligação através de cabos subterrâneos da subestação a outros barramentos. Posto isto, foram dadas como opção para os cabos subterrâneos o LXHIOV 120 (opção 1) e o LXHIOV 240 (opção 2). A partir de informação fornecida pela EFACEC, empresa portuguesa que opera nos sectores da energia, da engenharia e da mobilidade, conseguiu-se aproximar os custos a investir para executar este tipo de ação.

É de notar que todos os dados de entrada são considerados para apenas um período horário já que neste estudo de caso não existem vários cenários iniciais. Desta forma, outra das considerações para a resolução deste problema é o facto que as redes de distribuição serem

dimensionadas para o caso de ocorrência das piores situações, como referido por Grond, Morren e Sloopweg [2], considerando então que as cargas se encontram num período de pico. Consequentemente todos os dados de introdução iniciais são para período mais desfavorável. Todas as produções distribuídas, no âmbito desta tese, pertencem ao operador da rede e, é de notar que parte das mesmas, nomeadamente as centrais de biomassa, são controláveis. As restantes, parques eólicos e fotovoltaicos, os valores máximos equivalem aos valores mínimos (produção não controlável). Refere-se também que para o número de consumidores foi extrapolada uma projeção para o tempo de vida do projeto a 30 anos, [60], e assim sendo, por razões topográficas, a rede encontra-se dividida por zonas.

Assim, tanto na rede de testes como na de rede real, existem parques de carregamento de veículos elétricos (PVE) e sistemas de armazenamento de energia elétrica (ST). Nos casos em estudo foram considerados como dados de entrada os valores máximos de carga de PVE e descarga de ST. Uma vez que os PVE se tratam de uma variável que não é controlável, não é possível prever o horário de carregamento de cada veículo e sendo assim, a pior situação seria o parque estar com a ocupação lotada – valor máximo de carga. No segundo caso e uma vez que os sistemas de armazenamento são um recurso pertencente ao operador, é importante perceber o que conseguem enviar para a rede em situações de pico – valor máximo de descarga.

A metodologia de planeamento proposta também minimiza o número de seccionadores que necessitam de ser operados de forma a garantirem a restrição de radialidade da rede. Para além disso, permite que todos os barramentos estejam fisicamente ligados à subestação com o objetivo de impossibilitar a formação das chamadas ilhas – barramentos alimentados apenas através da produção distribuída a si associadas. Esta hipótese foi incluída uma vez que a rede real estudada se situa em terreno nacional, onde este fenómeno característico da rede inteligente – *Smart Grid*, não está completamente implementado. No entanto, esta restrição pode ser excluída tornando este método apto para uma abordagem mais completa para o contexto de *Smart Grid*.

O problema de otimização multiobjetivo com programação linear inteira mista – MILP, a ser resolvido neste estudo de caso comporta: uma função objetivo linear, diversas variáveis contínuas, equações do TPO CC com restrições lineares, variáveis binárias, entre outros.

É de notar que o modelo matemático utilizado é determinístico. Algoritmos com metodologias heurísticas apenas exploram uma estreita região do espaço e têm a tendência de ficar presos em ótimos locais. Em contrapartida, abordagens determinísticas a um problema linear, garantem que solução ótima global do problema é alcançada.

Os resultados das variáveis consideradas na minimização da função objetivo, energia não fornecida esperada e energia de perdas, são considerados valores anuais para uma comparação mais perceptível entre topologias com ou sem investimento, em novas linhas ou na substituição das existentes. Para o período de pico de carga, período estudado no planeamento em questão, é também apresentada a potência de perdas que servirá para o cálculo da energia de perdas anual através do *Time equivalent* - T_e . Este representa o tempo médio equivalente em horas durante as quais seria necessário que a carga de pico fosse alimentada por forma a dar o mesmo valor de perdas da carga real ao longo do ano.

Uma vez que estamos perante a visão do operador sobre a rede de distribuição, é feita para as duas redes em estudo uma avaliação dos índices de fiabilidade apenas relativos ao sistema – SAIDI e SAIFI. Estes valores não seguiram os limites referidos na Figura 4 uma vez que o problema de planeamento teve em conta o período de pico de carga previsto, pior caso. Contudo foram limitados tendo em conta os valores obtidos nas topologias iniciais.

Em relação à avaliação económica, esta será realizada para um período de 30 anos, uma vez que o investimento efetuado é considerado para a totalidade do período de vida do projeto. Os valores de custo anuais são atualizados através do *Capital Recovery Factor* – CRF (Fator de Recuperação Capital - FRC).

As soluções obtidas, soluções não dominadas, são consideradas ao longo deste capítulo como planos eficientes.

Em relação ao computador utilizado em todas as simulações, este era caracterizado pelo seu processador Intel Xeon E5-2620 v2, 16 GB de memória RAM e o Sistema Operativo Windows 10 Pro.

4.3. ESTUDO DE CASO 1 - REDE DE TESTE

De maneira a testar a metodologia adotada, esta é aplicada a uma rede de testes de pequena dimensão utilizada no Grupo de Investigação em Engenharia e Computação Inteligente para a Inovação e o Desenvolvimento (GECAD). Na Figura 7 encontra-se representado o diagrama unifilar da rede de distribuição inicial.

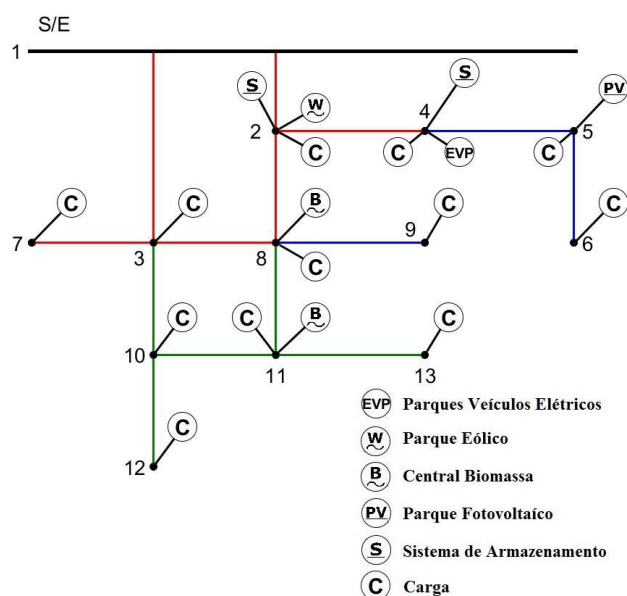


Figura 7 Rede Teste – Diagrama unifilar da rede de distribuição inicial

Esta rede é explorada a um nível de tensão de 12,66 kV e possui apenas uma subestação, com dois *feeders*. Existem 13 barramentos dentro dos quais 9 são barramentos de carga com um total de 1,23 MVA. Em relação à produção distribuída, existem 4 Produtores Distribuídos sendo que existe um Parque Eólico, um Parque Fotovoltaico e duas Centrais de Biomassa. Possui ainda dois sistemas de armazenamento de energia elétrica e um Parque para Carregamento de Veículos Elétricos. Os valores iniciais para a rede de testes encontram-se nos anexos A.1 – A.4. Em relação ao número de consumidores, foi extrapolada uma projeção para o tempo de vida do projeto a 30 anos e assim sendo, por razões topográficas, a rede encontra-se dividida por zonas. É de salientar também que os dados iniciais da rede não foram ponderados nesta projeção e, deste modo, considerou-se os valores já existentes na base de dados para o período de pico de carga, a pior situação.

4.3.1. SIMULAÇÃO 1

Aplicando um TPO CC à rede de distribuição apresentada obtém-se a topologia tomada como base para a Simulação 1 da rede de teste. Esta topologia inicial encontra-se representada na Figura 8. Aqui, é apresentado o trânsito de potência que é proveniente apenas do *feeder A* – a ligação entre o barramento 1 (subestação) e o barramento 2. Apresenta-se também as linhas que não foram utilizadas em comparação com Figura 7 a traço interrompido.

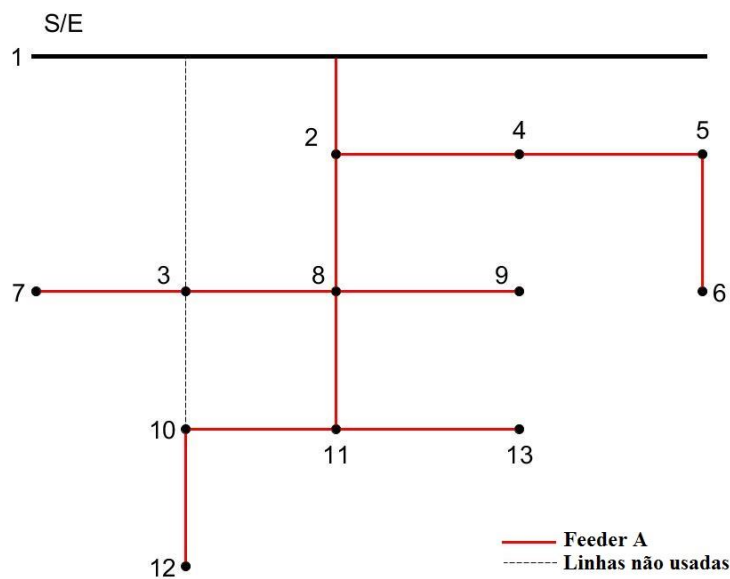


Figura 8 Rede Teste – Topologia Inicial (Simulação 1)

Os valores iniciais da energia não fornecida esperada (ENFE) e da energia de perdas (EP), tal como o custo a estes associados, os índices de fiabilidade iniciais foram calculados de forma a servirem como valores de referência para uma proposta de redução dos mesmos. Na Tabela 1 são apresentados os dados iniciais e serão usados para comparação ao longo desta simulação. São apresentados os valores de ENFE e EP tal como os custos totais, anuais e num período temporal de 30 anos (tempo de vida do projeto), caso a topologia apresentada na Figura 8 fosse mantida.

Tabela 2 Rede de Teste – Resultados Iniciais (Simulação 1)

	Por Ano	A 30 anos
ENFE (kWh)	5 261,7519	157 852,5570
Custo de ENFE (€)	15 787,7745	242 658,0605
EP (kWh)	10 433,1418	312 994,2528
Custo de EP (€)	12 557,1330	193 003,1271
SAIDI (horas/cliente.ano)	6,9504	
SAIFI (interrupções/cliente.ano)	0,6531	

Para a topologia apresentada, a potência de perdas com o valor de 2,33 kW equivale a 1,06 % da produção total, na pior situação. A energia de perdas obtida na Tabela 1, teve em conta um *Time equivalent* (T_e) de 4486,26 h. Os custos no horizonte de 30 anos, quer da EP quer da ENFE, tiveram em conta um *Capital Recovery Factor* (CRF) de 15,37.

Com o intuito de aplicar o que foi exibido no capítulo 3, realizou-se uma simulação onde foram iterados inúmeros modelos lineares, construídos a partir do método dos pesos referido em 3.2.4, de forma a encontrar o conjunto de soluções não dominadas da Frente de Pareto para a função composta por investimento (F1), energia não fornecida esperada (F2) e energia de perdas (F3), respetivamente, as equações (2.22), (2.23) e (2.24). Posto isto, esta simulação terá como condições iniciais:

- O conjunto de pesos gerados aleatoriamente terá 1 000 pesos para cada um dos termos da função objetivo;
- O custo de energia não fornecida esperada considerado foi de 3,00 €/kWh, [61];
- O custo de energia de perdas considerado foi de 0,12 €/kWh, [61];
- Para todos os custos associados a energia não fornecida esperada, perdas e investimento considerou-se uma taxa de desconto de 5,00 %;
- A duração do projeto de planeamento é de 30 anos, assim sendo, o CRF é de 15,37.

A rede foi tratada de forma totalmente emalhada, como mostra a Figura 9, no entanto, o resultado final será radial. Considerou-se também que todos os seccionadores da rede se encontram fechados, de forma a possibilitar a consideração de todas as opções para gerar a solução ótima. Além disso, qualquer linha pode ser aberta desde que, exista sempre, pelo menos, uma ligação física à subestação.

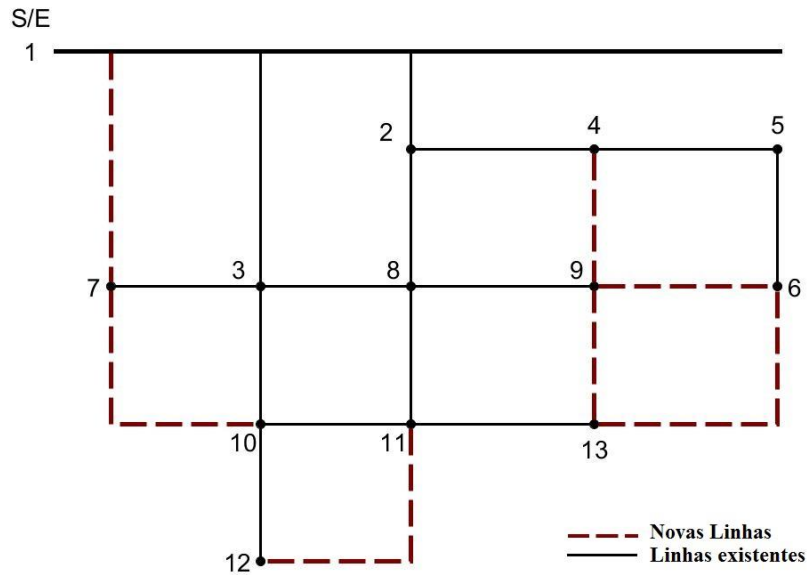


Figura 9 Rede Teste – Rede de distribuição totalmente emalhada

As características das novas linhas podem ser consultadas no anexo A.5. Para a substituição das linhas existentes, as características dos cabos e linhas encontram-se no anexo A.6.

A Simulação 1 gerou um total de 6 soluções não dominadas ou planos eficientes. Computacionalmente, o tempo de cálculo das 1 000 otimizações efetuadas rondou os 896,12 segundos, aproximadamente 15 minutos. A curva de Pareto não foi apresentada uma vez que estamos perante um número reduzido de soluções não dominadas. Assim sendo, os valores dos pesos associados a cada um dos termos da função tal como os valores resultantes da energia não fornecida esperada e energia de perdas encontram-se na Tabela 2. Para o cálculo da EP anual desta topologia, usou-se um T_e de 4475,23 h a partir potência de perdas resultante.

Tabela 3 Rede Teste – Pesos Ponderados, EP e ENFE (Simulação 1)

Plano Eficiente	W_{INV}	W_{ENFE}	W_{EP}	EP (kWh)	ENFE (kWh)
1	0,6204	0,0126	0,3670	9 322,6651	4 198,8127
2	0,5289	0,3797	0,0914	9 322,2890	4 198,7866
3	0,2132	0,7829	0,0039	9 322,2890	4 198,7866
4	0,2217	0,0154	0,7629	9322,6651	4 198,8127
5	0,0843	0,1774	0,7383	9322,6651	4 198,8127
6	0,6786	0,0012	0,3202	9322,6651	4198,8127

Como se trata de uma rede de pequena dimensão, os resultados são muito semelhantes, conseguindo apenas notar diferenças, em algumas delas, a partir da sétima casa decimal. Contudo, o plano que encaminha a um maior benefício no tempo de vida de projeto é o plano eficiente 2. A topologia resultante deste plano está apresentada na Figura 10.

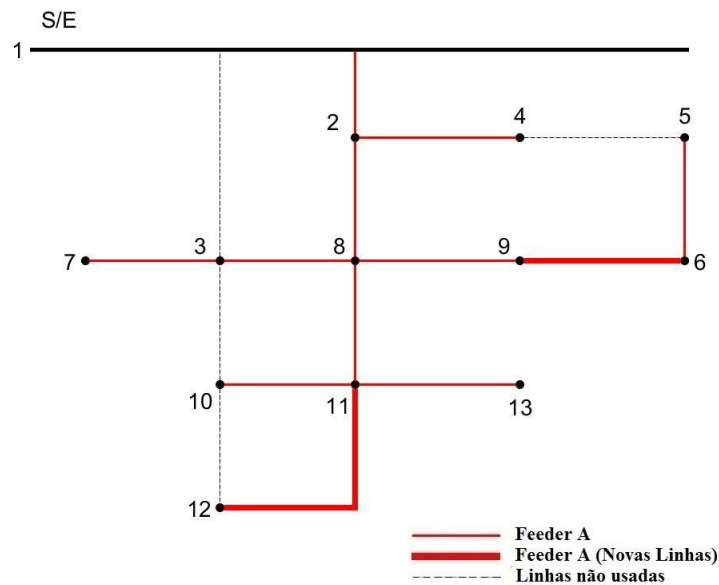


Figura 10 Rede Teste – Topologia Final (Simulação 1)

A partir da figura podemos concluir que a topologia inclui duas novas ligações, linhas aéreas da opção 1 (AA90), entre o barramento 6 e 9 e ainda entre o barramento 11 e 12, representadas através das linhas vermelhas com uma espessura maior. Não optou por um novo *feeder* (ligação entre a subestação e o barramento 7) nem procedeu à substituição de nenhuma das linhas existentes. A traço interrompido encontram-se as linhas que não foram usadas em relação à Figura 7. Com isto é possível concluir que esta opção não seria viável dado ao compromisso entre custo e benefício final. É de notar ainda a radialidade da rede, a não formação de ilhas e a garantia que todos os barramentos de cargas estão a ser alimentados. Os valores de ENFE e EP do plano eficiente 2, presentes na Tabela 2, tiveram uma redução em relação ao valor inicial. No valor de ENFE houve uma redução de 20,20 %, passando dos 5 261,75 kWh iniciais para os 4 198,79 kWh do plano eficiente 2. No caso da EP, o valor percentual de redução foi menor, existindo apenas uma diferença de 10,65 % entre valores. Em relação à potência de perdas, o valor desceu para os 2,13 kW, cerca de 8,55 % do valor inicial.

Em termos de fiabilidade, os resultados para os índices relacionados com o sistema, SAIDI e SAIFI, estão expostos na Tabela 3.

Tabela 4 Rede Teste – Índices de Fiabilidade (Simulação 1)

Plano Eficiente	SAIDI (horas/cliente.ano)	SAIFI (interrupções/cliente.ano)
2	6,5483	0,4513

Confrontando com os valores iniciais, o SAIDI teve uma diminuição de 5,78 % descendo para 6,55 o número anual de horas de interrupção nos clientes. No caso do SAIFI, a redução em relação aos 0,65 foi bem mais acentuada (30,90 %) resultando assim nas 0,45 interrupções anuais nos clientes.

Transitando agora para uma avaliação muito importante para o operador da rede de distribuição – a económica. Os custos finais e a poupança em relação aos valores iniciais de ENFE e EP para o plano eficiente escolhido estão expostos, respetivamente, na Tabela 4 e Tabela 5. Para o final do tempo de vida de projeto, a Tabela 4 expõe os resultados para os custos associados a cada um dos termos que foram considerados na função objetivo.

Tabela 5 Rede Teste – Custos (Simulação 1)

Plano Eficiente	Custo INV (€)	Custo EP (€)	Custo ENFE (€)
2	48 893,8800	176 517,5861	193 636,9118

Em relação à Tabela 5, tanto a poupança com ENFE como a poupança com EP foram obtidas através da diferença dos custos com e sem investimento na rede, isto é, a subtração entre os valores de custo iniciais e finais, a 30 anos.

Tabela 6 Rede Teste – Poupança (Simulação 1)

Plano Eficiente	Poupança EP (€)	Poupança ENFE (€)
2	16 482,4139	49 023,0882

O benefício total trata-se da diferença entre a poupança total (soma dos valores de poupança com ENFE e poupança com EP, representadas na Tabela 5) e o investimento total em novas

linhas. Na Tabela 6 encontram-se representados os valores necessários para o cálculo do benefício total.

Tabela 7 Rede Teste – Avaliação Económica: Benefício (Simulação 1)

Plano Eficiente	Poupança Total (€)	Investimento Total (€)	Benefício Total (€)
2	65 505,5021	48 893,8800	16 611,6221

Os índices de viabilidade económica analisados – Valor Atual Líquido (VAL), Taxa Interna de Retorno (TIR) e Tempo de Retorno do Investimento (TRI) – são relativamente à duração do projeto e apresentam-se na Tabela 7.

Tabela 8 Rede Teste – Avaliação Económica: Índices (Simulação 1)

Plano Eficiente	VAL (€)	TIR (%)	TRI (anos)
2	1 080,6099	33,9748	11,4741

Estudando as duas tabelas em conjunto, Tabela 6 e Tabela 7, podemos concluir que se o operador considerar o plano eficiente 2, o projeto é viável no período temporal de 30 anos uma vez que o VAL é positivo – existe retorno do investimento ao fim de 11,47 anos, a uma taxa interna de retorno de 33,97 %. No tempo de vida do projeto, caso se aposte nesta solução, o benefício total ronda os 16 611,62 €.

Desta forma, a eficácia da metodologia proposta é provada mostrando que se conseguiu encontrar uma solução onde houve redução dos vários termos propostos – ENFE, EP e índices de fiabilidade – num período menor ao tempo de vida do projeto. A diferença diminuta, no entanto, existente, entre soluções não dominadas deve-se à pequena dimensão da rede.

Desta forma, para testar a solidez da metodologia, foram realizadas mais duas simulações, mas agora com apenas dois dos três termos da função objetivo. Propõem-se então que:

- Na **Simulação 2** se compare o termo relacionado com o investimento (F1) com o termo da ENFE (F2), traduzidas pelas equações (2.22) e (2.23), respetivamente;

Mais uma vez, as diferenças entre planos eficientes encontram-se em casas decimais para além das apresentadas, mas, apesar disso, seleccionou-se o plano que traria mais benefício, o plano eficiente 1. A Figura 12 demonstra a topologia resultante do plano escolhido e comprova a radialidade da rede, a não formação de ilhas e a alimentação de todas as cargas. A adição de duas novas linhas aéreas da opção 1 (AA90) – entre o barramento 6 e 9 e entre o barramento 11 e 12, permite um diferente trânsito de potências em relação à topologia inicial.

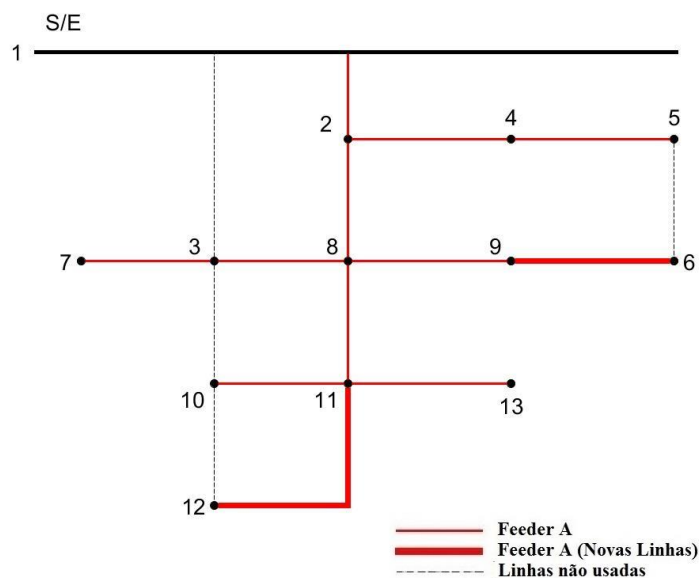


Figura 12 Rede Teste – Topologia Final (Simulação 2)

Em relação aos valores percentuais de redução podemos afirmar que o valor da ENFE proveniente da solução da Simulação 12 diminuiu 20,25 % quando comparado com o caso inicial.

De forma a avaliar a fiabilidade desta rede, apresenta-se na Tabela 9 os valores resultantes para os índices de fiabilidade SAIDI e SAIFI.

Tabela 10 Rede Teste – Índices de Fiabilidade (Simulação 2)

Plano Eficiente	SAIDI (horas/cliente.ano)	SAIFI (interrupções/cliente.ano)
1	6,5401	0,4749

O plano eficiente 1 permitiu reduzir 6,47 % o número anual de horas de interrupção nos clientes, obtendo-se assim um SAIDI de 6,54. Já o SAIFI teve uma redução mais significativa, diminuindo 27,29 % nas interrupções anuais nos clientes.

No que diz respeito à componente económica, o valor investido na Simulação 2 rondou os 48 893,88 €. Já o valor de custo em ENFE aproximou-se dos 193 517,72 € resultando numa poupança total em relação à situação inicial de 49 142,28 €. Neste caso, o benefício total é a diferença entre a poupança total, ou seja, a poupança em ENFE e o investimento total, resultando em 248,40 €, no final do tempo de vida do projeto. Os índices de viabilidade económica foram postos à prova confirmando a viabilidade do projeto. O VAL é acima de zero e positivo, o retorno do investimento está dentro do tempo de vida do projeto (15,29 anos) a uma taxa interna de retorno 0,26 %.

4.3.3. SIMULAÇÃO 3

Na aplicação de um TPO CC à rede inicial presente na Figura 7, surgiu topologia inicial diferente da simulação 1. Assim sendo, a topologia inicial para a simulação 3 é apresentada na Figura 13.

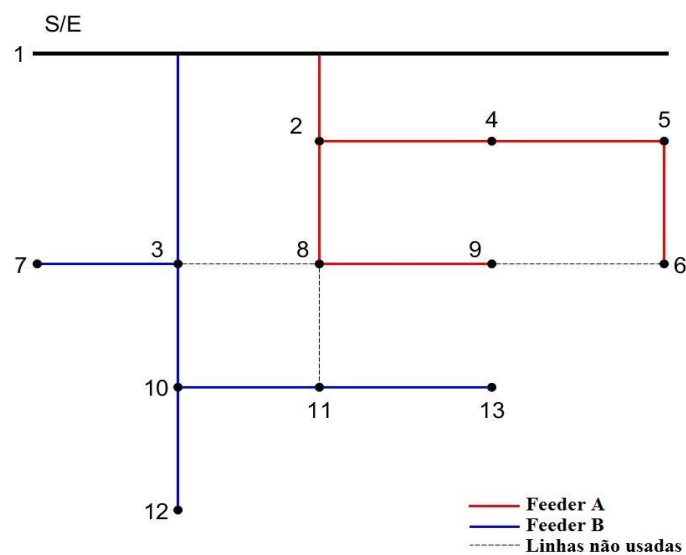


Figura 13 Rede Teste – Topologia Inicial (Simulação 3)

A preferência pela bifurcação do trânsito optando, para além do *feeder A*, pela ligação entre a subestação e o barramento 3 (*feeder B*), torna evidente a distinção entre esta rede inicial e as anteriores. Posto isto, os novos dados iniciais encontram-se na Tabela 10. Estes valores, analogamente à Tabela 1, são apresentados os valores iniciais de energia de perdas, assim como os custos associados, por ano e ao fim de 30 anos no caso de esta solução ser mantida. Ainda na Tabela 10, os índices de fiabilidade SAIDI e SAIFI expostos e resultantes da aplicação deste TPO CC inicial, serão tomados como limite máximo de referência para a

minimização realizada em seguida. Em relação à potência de perdas neste período extremo de um dia típico, toma o valor de 1,95 kW que equivale a 0,89 % da produção total. Para o cálculo da EP anual, o valor de T_e usado foi de 4440,92 h.

Tabela 11 Rede Teste – Resultados Iniciais (Simulação 3)

	Por ano	A 30 anos
EP (kWh)	8 670,1784	260 105,3526
Custo de EP (€)	10 536,2901	161 942,8231
SAIDI (horas/cliente.ano)	10,7367	
SAIFI (interrupções/cliente.ano)	0,6967	

Assim sendo, através da rede emalhada da Figura 9 e aplicando as condições iniciais da simulação 1, recorreu-se à metodologia apresentada no capítulo 1 de forma a descobrir as soluções não dominadas para a presente simulação. O tempo de cálculo computacional foi de 882,77 segundos, cerca de 15 minutos, obtendo-se seis soluções não dominadas das 1 000 otimizações efetuadas. Os valores dos pesos tal como os valores resultantes de EP anuais, tendo em conta um T_e de 4443,02 h, encontram-se na Tabela 11.

Tabela 12 Rede Teste – Pesos Ponderados e EP (Simulação 3)

Plano Eficiente	W_{INV}	W_{EP}	EP (kWh)
1	0,6162	0,3838	7803,3059
2	0,7913	0,2087	7803,3059
3	0,0025	0,9975	5655,0642
4	0,0218	0,9782	6142,9049
5	0,0095	0,9905	6142,9049
6	0,0000	1,0000	5655,7503

Através da análise do gráfico, os planos eficientes 3 e 6 destacam-se – os valores de EP são muito inferiores em relação aos restantes. Isto deve-se ao peso que foi atribuído ao termo relativo ao investimento. O valor é ínfimo em relação ao peso da EP na função objetivo. Desta forma, o equilíbrio que é pretendido entre o custo e o benefício é afetado. Sendo assim, o plano eficiente 2 foi escolhido para ser base para este estudo uma vez que, dentro das seis soluções, é a que melhor estabiliza este compromisso entre o investimento e o lucro. A topologia resultante encontra-se na Figura 14. À imagem das restantes, confirma a radialidade da rede tal como a não formação de ilhas e a alimentação de todos os barramentos

de carga. Ao comparar com a rede inicial da Figura 13, os dois *feeders* são mantidos e houve um acréscimo de duas linhas aéreas da opção 1 (AA90) – barramento 6 e 9 e entre o barramento 11 e 12, assinaladas através das linhas com maior espessura.

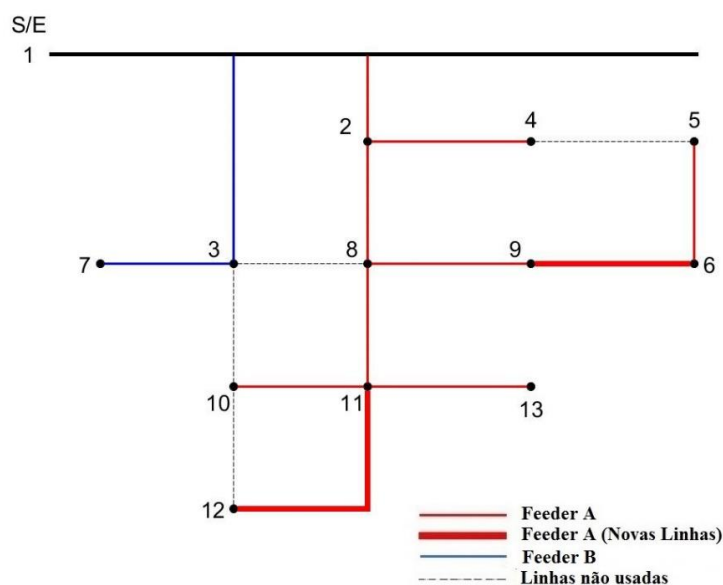


Figura 14 Rede Teste – Topologia Final (Simulação 3)

A percentagem de redução de EP, em relação à rede inicial da Figura 13, foi de 10,00 % convertendo os 8 670,18 kWh em 7803,31 kWh resultantes do plano eficiente 2. A potência de perdas desceu para os 1,7563 kW, cerca de 10,04 % da inicial.

Avançando para a avaliação dos índices de fiabilidade, apresenta-se na Tabela 12 os valores de SAIDI e SAIFI resultantes do plano escolhido.

Tabela 13 Rede Teste – Índices de Fiabilidade (Simulação 3)

Plano Eficiente	SAIDI (horas/cliente.ano)	SAIFI (interrupções/cliente.ano)
2	8,1079	0,5250

Como se observa, relativamente aos índices indicados na Tabela 10, houve uma redução em ambos. Respetivamente, para o plano eficiente 2, o SAIDI e o SAIFI reduziram 24,48 % e 24,64 %.

No que se refere à componente económica, o valor investido para a redução demonstrada anteriormente foi cerca de 12 223,47 €. Já os custos relativos à EP, no fim do tempo de vida do projeto, apontam para os 145 721,09 € resultando numa poupança total de 16 218,91 € ao

comparar com o valor inicial. Em relação ao benefício total, diferença entre a poupança e o investimento total, obteve-se 3 995,44 €. Avaliando os índices de viabilidade económica, o VAL é positivo, existe retorno do investimento ao fim de 11,59 anos, a uma taxa interna de retorno de 32,69 % concluindo assim a viabilidade económica deste projeto. Desta maneira, podemos concluir que o projeto é viável nos 30 anos propostos como duração do projeto.

4.3.4. COMPARAÇÃO ENTRE SIMULAÇÕES

Para confrontar os resultados obtidos nas três simulações e de forma a estudar melhor a relação existente entre elas, traçou-se os gráficos representados nas Figura 15 e Figura 16. Na Figura 15 é apresentado o valor de redução de ENFE, EP, SAIDI e SAIFI para cada uma das três simulações efetuadas.

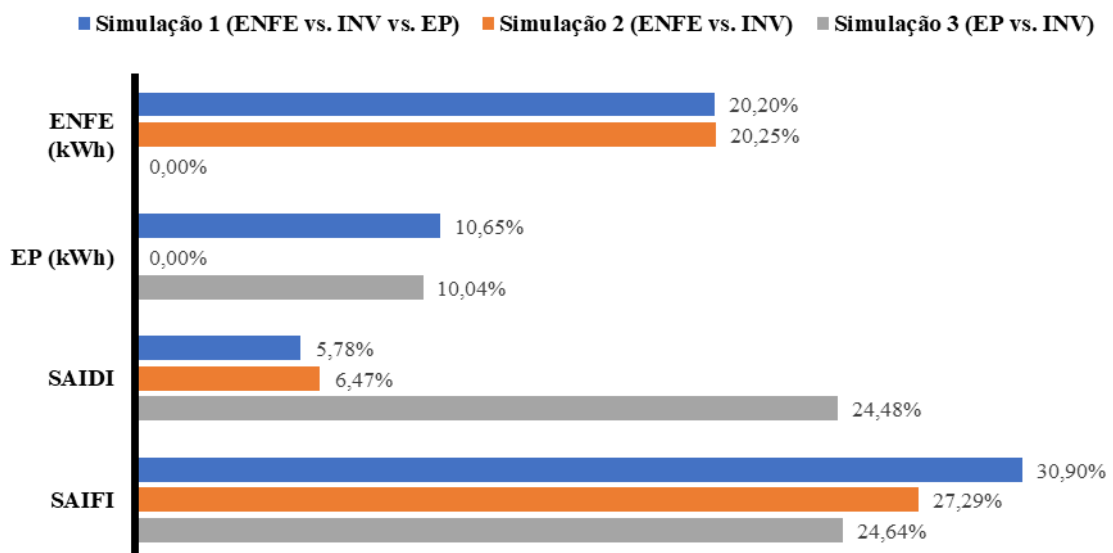


Figura 15 Comparação entre Simulações – Percentagens de redução

Uma vez que na Simulação 1 e 2, as topologias iniciais são iguais, é viável a comparação entre as mesmas apesar das funções objetivos serem díspares. Analisando os valores de ENFE, podemos concluir que a discrepância entre valores é mínima aparecendo só na segunda casa decimal. Como referido no capítulo 1, a ENFE é influenciada pelo trânsito de potências e pelo *Forced Outage Rate* (FOR). Observando as topologias finais da simulação 1 (Figura 10) e da simulação 2 (Figura 12), para além do trânsito de potências semelhante, onde a única disparidade entre elas é a forma de alimentar o barramento 5, a opção por novas linhas foi igual, justificando assim os valores de percentagem de redução tão semelhantes.

A Tabela 13 mostra os valores obtidos nas duas simulações confirmando, apesar de mínima, a distinção entre elas no que toca à ENFE.

Tabela 14 Comparação entre as Simulações 1 e 2 – ENFE

	Simulação 1	Simulação 2
ENFE (kWh)	4 198,7866	4 196,2021

Confrontando agora as simulações relativamente aos índices de fiabilidade estudados, SAIFI e SAIDI. Relativamente ao SAIDI, a redução de 6,47 % na simulação 2 bate os 5,78 % da simulação 1. Contudo, o mesmo não acontece com o SAIFI. A simulação 1 resultou na diminuição de 30,90 %, 3,61 % acima da simulação 2. Apesar disto, as percentagens de redução continuam muito próximas. A justificação desta ocorrência é feita através da forma como estes índices são calculados – através dos índices básicos de fiabilidade, λ e r . Para além da limitação do valor máximo, restrições indicadas nas equações (2.32) e (2.33), indiretamente estes valores foram minimizados no termo da função objetivo relativo à ENFE. Como referido anteriormente, a ENFE depende do FOR que é calculado tendo em conta os índices básicos de fiabilidade. Sendo assim, a influência que se verificou na ENFE – valores de redução semelhantes entre simulações – será replicada para esta situação

Tabela 15 Comparação entre as Simulações 1 e 2 – Índices de Fiabilidade

	Simulação 1	Simulação 2
SAIDI	6,5483	6,5401
SAIFI	0,4513	0,4749

Caso o operador da rede elege-se o valor de ENFE como o fator decisivo, deveria optar pela topologia otimizada da simulação 2 dado que, com o mesmo valor de investimento, conseguiria obter melhores resultados relativamente à simulação 1.

No que diz respeito à comparação entre a simulação 1 e 3, para além das funções objetivo não serem iguais, através da aplicação de um TPO CC, na simulação 3, assumiu-se uma nova rede inicial. Esta nova topologia inicial contava com a ligação de dois *feeders*, mais benéfica na situação em que a EP seria o único fator decisivo. Por esse mesmo motivo, a simulação teve um comportamento completamente diferente das restantes e os dados de base para a minimização já não seriam os mesmos. O confronto entre a simulação 1 e 3 torna-se

impraticável, contudo e através da Tabela 15, é clara a diferença entre valores de EP apesar da percentagem de redução idêntica – difere 0,61 % entre simulações.

Tabela 16 Comparação entre as Simulações 1 e 3 – EP

	Simulação 1	Simulação 3
EP (kWh)	21,2684	17,5631

O mesmo é aplicado no caso dos índices de fiabilidade – não é possível a comparação. Os limites máximos aplicados na simulação 3 são muito superiores aos da simulação 1. Deste modo, as percentagens de redução de 24,64 % no SAIDI e 24,48 % no SAIFI não são suficientes para atingir os valores obtidos na simulação 1, como é possível verificar na Tabela 16.

Tabela 17 Comparação entre as Simulações 1 e 3 – Índices de Fiabilidade

	Simulação 1	Simulação 3
SAIDI	6,5483	8,1079
SAIFI	0,4513	0,5250

De forma a avaliar a vertente económica destas simulações, foi então traçado o gráfico presente na Figura 16. Aqui são apresentados os custos e as poupanças em EP e em ENFE associadas a cada uma das simulações. Mais uma vez se relembra que estes valores são para o período de vida do projeto de planeamento – 30 anos.

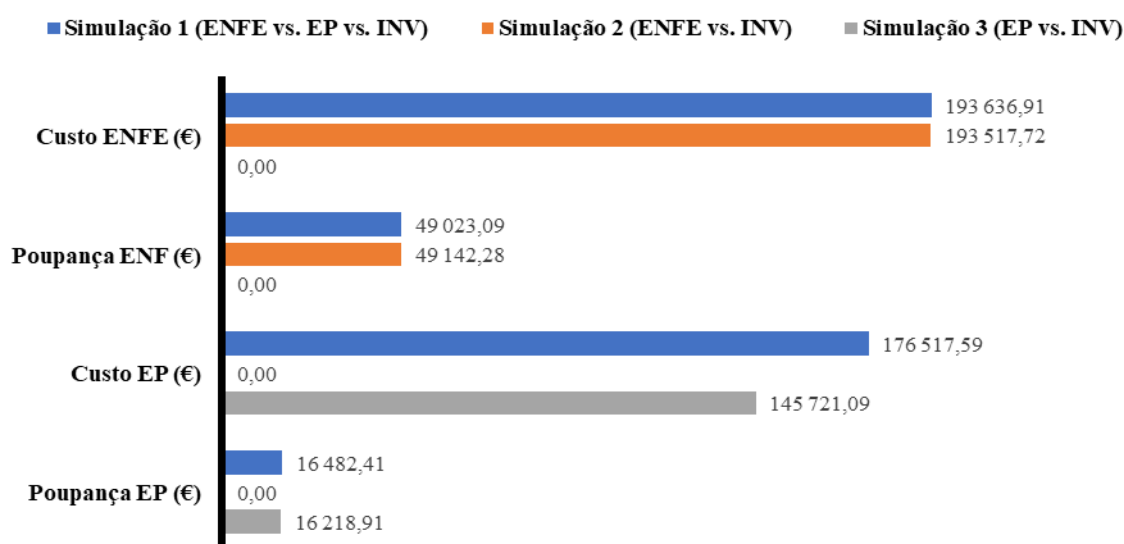


Figura 16 Comparação entre Simulações – Custos e Poupança

Com o intuito de verificar qual das simulações, 1 ou 2, reflete uma melhor obtenção de resultados a nível económico, através da análise do gráfico da Figura 16, conclui-se que a simulação 2 é mais benéfica. Para além dos valores de redução maiores, a simulação 2 consegue ter um custo em ENFE menor e poupança superior.

Em relação à simulação 1 e 3, os valores de custos da simulação 3 são muito mais baixos para um valor de poupança tão semelhante – diferindo apenas em 263,50 €. A consequência da otimização na rede inicial da simulação 3 reflete-se agora nos valores de custo visto que inicialmente já se tinha apostado num caminho ótimo, em que o valor de EP é diminuto. A seleção dos dois *feeders* existentes traduziu-se numa redução avultada do valor de EP não sendo necessário um investimento tão elevado, tal como a mostra Tabela 17.

Tabela 18 Comparação entre as Simulações 1 e 3 – Investimento

	Simulação 1	Simulação 3
INV (€)	48 893,88 €	12 223,47 €

A única forma de representar todas as simulações ao mesmo nível será através dos índices de avaliação económica VAL, TIR e TRI. Uma vez que todos os projetos se encontram num período de vida de 30 anos, podem ser comparados nestes termos. Assim sendo, a partir da análise da Tabela 18, conclui-se que a consideração dos três objetivos em conjunto apresenta resultados mais benéficos. Apesar de todos os projetos serem viáveis economicamente, a simulação 1 obteve um valor atual líquido e taxa interna de retorno superiores com um número de anos para a recuperação do valor investido inferior.

Tabela 19 Comparação entre Simulações – Índices de Avaliação Económica

	Simulação 1 (ENFE vs. INV vs. EP)	Simulação 2 (ENFE vs. INV)	Simulação 3 (EP vs. INV)
VAL (€)	Positivo	Positivo	Positivo
TIR (%)	33,9748	0,5080	32,6866
TRI (anos)	11,4741	15,2947	11,5855

4.4. ESTUDO DE CASO 2 – REDE REAL

Com o intuito de validar a metodologia aplicada na rede de testes, aplicou-se os conceitos a uma rede real. Anteriormente, os resultados eram muito semelhantes diferindo apenas nas casas decimais. Agora, como é uma rede de distribuição de maior dimensão, existe mais opções e trânsitos a seguir, espera-se diferenças mais avultadas para assegurar, em todas as situações, a validade e adequabilidade da metodologia. Assim, a rede de distribuição real estudada está localizada no Centro de Portugal e é explorada com um nível de tensão de 30 kV. O seu diagrama unifilar encontra-se representado na Figura 17.

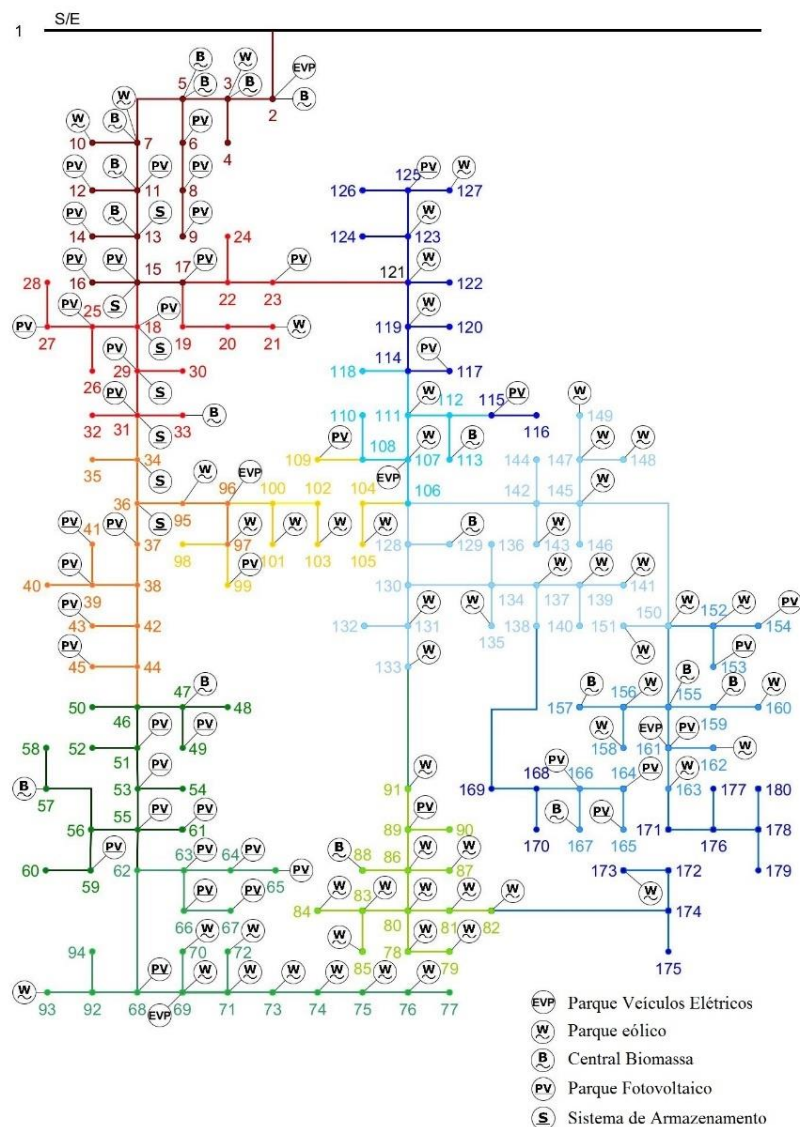


Figura 17 Rede Real – Diagrama unifilar da rede de distribuição inicial

Esta rede é composta por uma subestação com saída apenas para o barramento 2. Conta ainda, com um total de 12,49 MVA de carga distribuídos por 90 cargas nos 180 barramentos

existentes. Trata-se de uma rede de distribuição mista com 62,93 km de condutores aéreos e 150 m de cabo subterrâneo. Em relação à produção distribuída, no total existem 116 Produtores Distribuídos dentro dos quais 55 são Parques Eólicos, 44 são Parques Fotovoltaicos e 17 são Centrais de Biomassa. Possui ainda, dispersos pela rede, 7 Sistemas de Armazenamento de energia elétrica e 5 Parques para Carregamento de Veículos Elétricos. Os dados da rede estão apresentados nos anexos A.7 – A.10. Em relação ao número de consumidores, tal como na rede de testes, foi extrapolada uma projeção para o tempo de vida do projeto a 30 anos e assim sendo, por razões topográficas, a rede encontra-se dividida por zonas, visíveis através das diferentes cores representadas na Figura 17.

Todos os dados de entrada iniciais são considerados para apenas um período horário, já que neste estudo não existem vários cenários. Uma vez que se trata de um problema de planeamento, o período horário considerado é a pior situação para um dia típico. Assim sendo, através da análise da Figura 18, o período mais desfavorável é o das 12 h – período com valor de potência consumida mais elevado, representado pela barra vermelha.

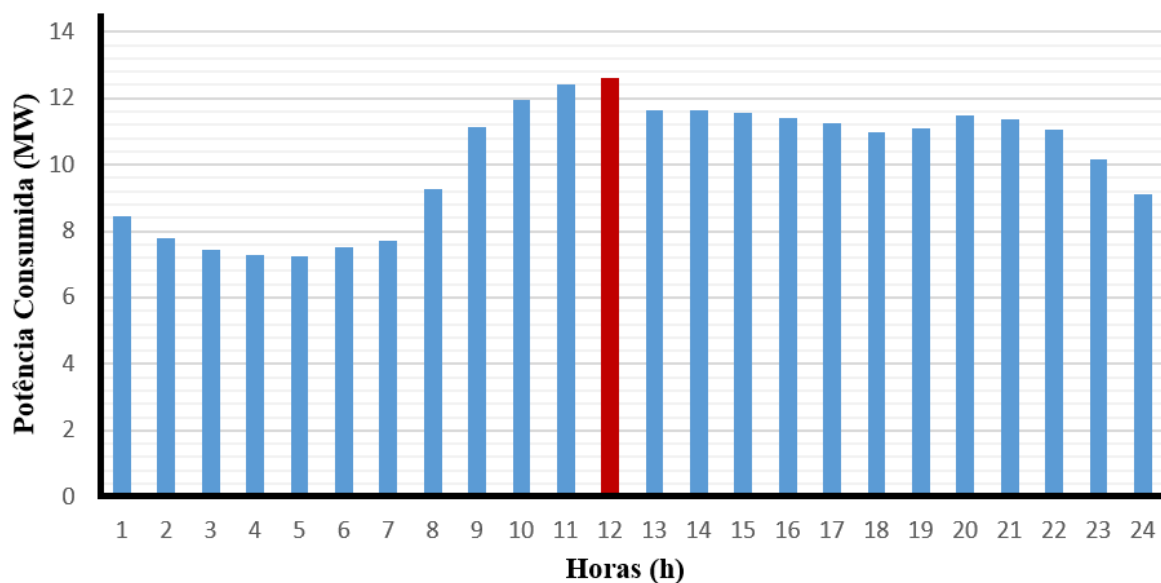


Figura 18 Rede Real – Diagrama de Carga

É de salientar também que os dados iniciais da rede não foram ponderados na projeção e, deste modo, considerou-se os valores já existentes na base de dados.

Com o intuito de aplicar o que foi exibido no capítulo 1, foram iterados inúmeros modelos lineares, construídos a partir do método dos pesos referido em 3.2.4, de forma a encontrar o

conjunto de soluções não dominadas da Frente de Pareto ou planos eficientes para cada uma das simulações seguintes:

- **Simulação 1** abrange as 3 funções objetivo em simultâneo: investimento (F1), energia não fornecida esperada (ENFE) (F2) e energia de perdas (EP) (F3), traduzidas pelas equações (2.22), (2.23) e (2.24);
- **Simulação 2** abrange as 2 das funções objetivo, onde compara o termo relacionado com o investimento (F1) com o termo da ENFE (F2), traduzidas pelas equações (2.22) e (2.23), respetivamente;
- **Simulação 3** compara o termo relacionado com o investimento (F1) com o termo da EP (F3), traduzidas pelas equações (2.22) e (2.24), respetivamente.

À imagem do que aconteceu na rede de testes, tomaram-se como condições iniciais que:

- O conjunto de pesos gerados aleatoriamente terá 1 000 pesos para cada um dos termos da função objetivo;
- O custo de ENFE considerado foi de 3,00 €/kWh, [61];
- O custo de EP considerado foi de 0,12 €/kWh, [61];
- Para todos os custos associados a energia não fornecida esperada, perdas e investimento considerou-se uma taxa de desconto de 5,00 %;
- A duração do projeto de planeamento é de 30 anos, assim sendo, o CRF é de 15,37

A rede foi tratada de forma totalmente emalhada (Figura 19) e com todos os seccionadores da rede fechados, de forma a possibilitar que a consideração de todas as opções para gerar a solução era garantida. Além disso, considera-se que qualquer linha pode ser aberta. As opções consideradas para as novas e substituição de linhas ou cabo são as mesmas que na rede de testes e estão indicadas a tracejado na Figura 19. As características para as novas linhas podem ser consultadas no anexo A.11 e para a substituição das existentes no anexo A.12.

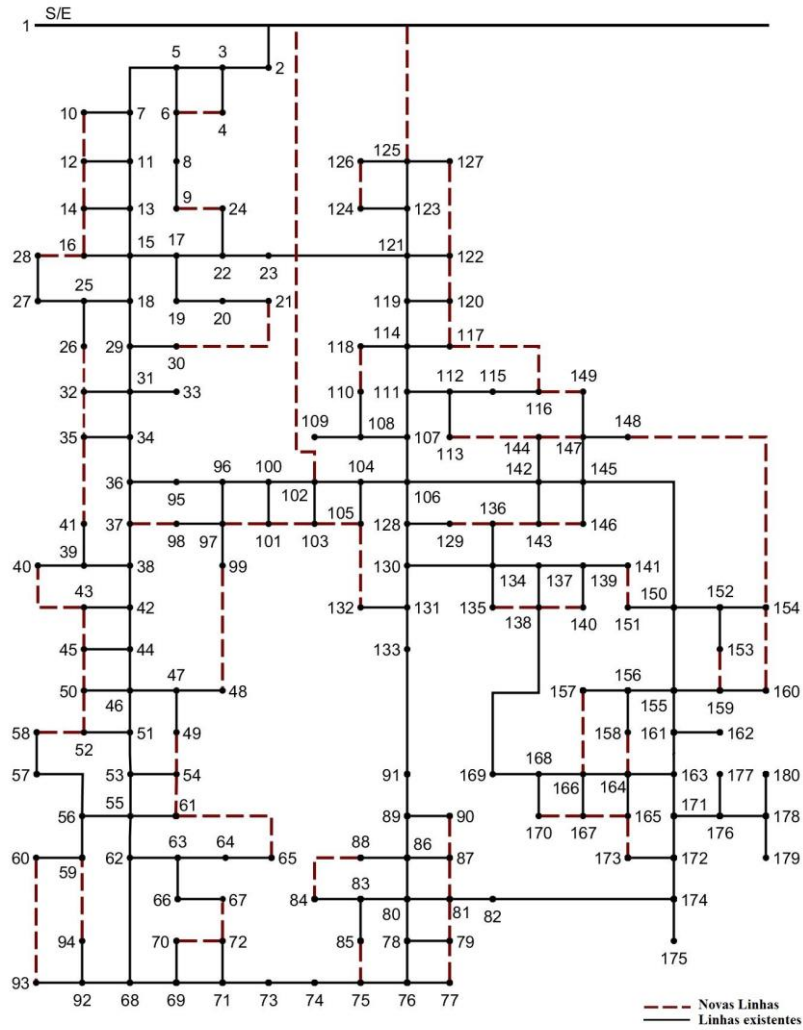


Figura 19 Rede Real – Rede de distribuição totalmente emalhada

4.4.1. SIMULAÇÃO 1

Os valores iniciais da ENFE e da EP, tal como o custo a estes associados, obtiveram-se aplicando um TPO CC à rede apresentada na Figura 17. Os índices de fiabilidade iniciais também foram calculados de forma a servirem como valores de referência máximos para a redução considerada. A topologia inicial encontra-se representada na Figura 20.

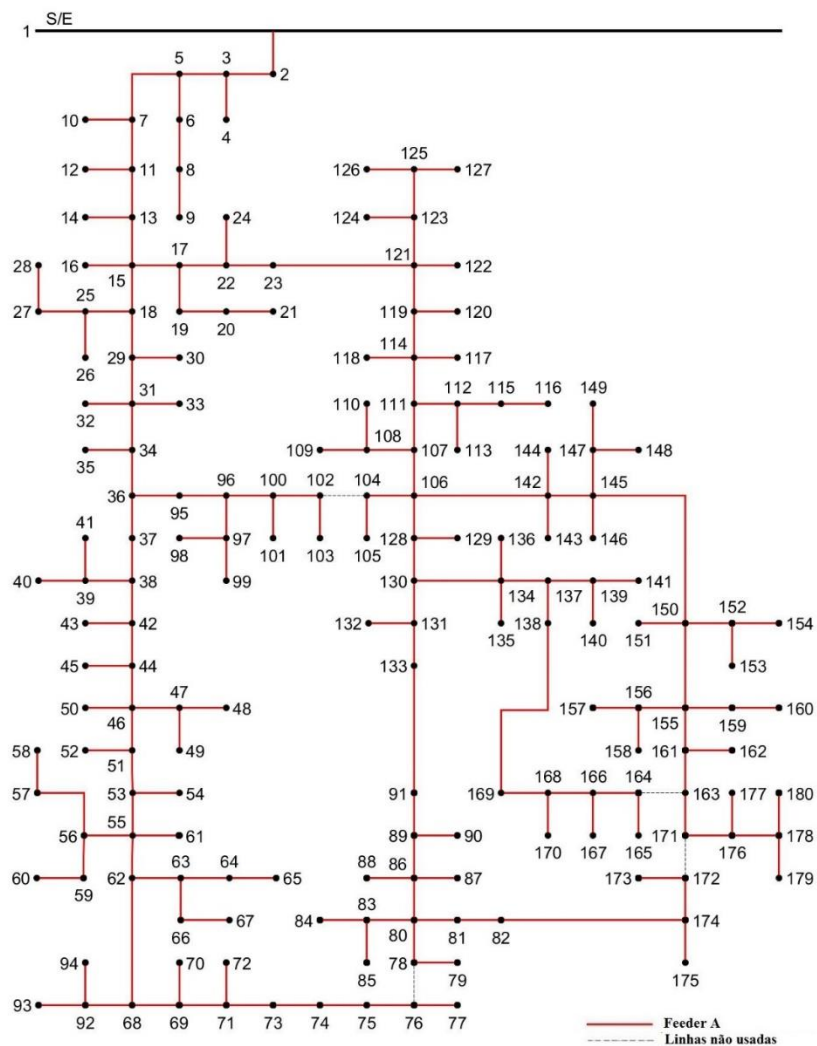


Figura 20 Rede Real – Topologia Inicial (Simulação 1)

Os resultados alcançados serão usados para comparação e encontram-se evidenciados na Tabela 19. Os valores de ENFE e EP tal como os custos totais, anuais e num período temporal de 30 anos (tempo de vida do projeto), caso a topologia apresentada na Figura 20 fosse mantida.

Tabela 20 Rede Real – Resultados Iniciais (Simulação 1)

	Por Ano	A 30 anos
ENFE (kWh)	228 735,7341	6 862 072,0230
Custo de ENFE (€)	686 316,5849	10 548 685,91
EP (kWh)	1 254 984,4615	37 649 533,8456
Custo de EP (€)	165 778,2921	2 548 012,2925
SAIDI (horas/cliente.ano)	25,6230	
SAIFI (interrupções/cliente.ano)	4,8390	

Com recurso ao TPO CC, incorporado com o método dos pesos, na Simulação 1 a otimização gerou um total de 126 soluções não dominadas, designadas por planos eficientes. Na realização deste cálculo computacional foram selecionados aleatoriamente valores para o conjunto dos “pesos” associados a cada um dos três termos da função objetivo do problema multiobjetivo estudado. Os valores dos pesos para as 126 soluções não dominadas encontram-se apresentados no apêndice A.14. Relativamente ao valor das soluções não dominadas, encontram-se apresentados no apêndice A.16.

O tempo computacional para as 1 000 otimizações da Simulação 1 foi de 21 964 segundos, o que equivale a cerca de 6 horas e 06 minutos. A Figura 21 apresenta graficamente os valores dos custos da energia não fornecida esperada, das perdas e do investimento em novas linhas para os planos eficientes obtidos na Simulação 1.

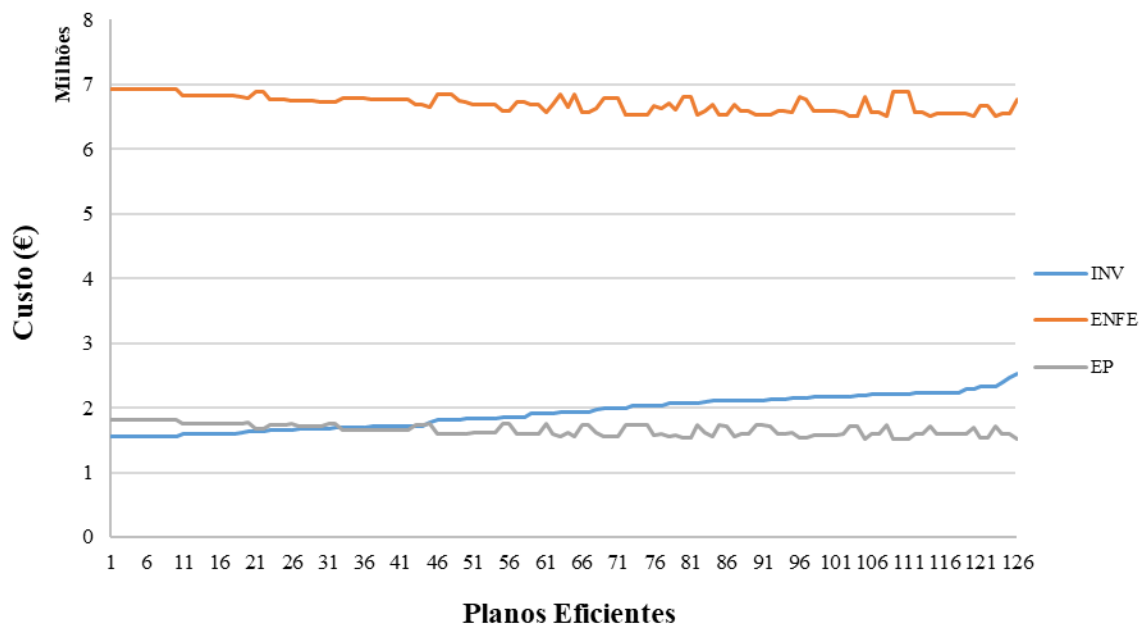


Figura 21 Rede Real – Planos eficientes (Simulação 1)

Como é possível verificar na Figura 21 quanto maior o valor do investimento, menor será o valor das perdas e da energia não fornecida esperada. Para demonstrar a eficiência da metodologia aplicada foi selecionado dos 126 planos eficientes, o que traria maior benefício para o tempo de vida do projeto. Após análise da relação entre o custo e o benefício, o plano eleito foi 37. Analisando este plano e com o auxílio da Figura 22, onde é apresentada a topologia resultante, constata-se a introdução de 20 novas linhas, incluindo duas novas saídas da subestação até ao barramento 102 e 125.

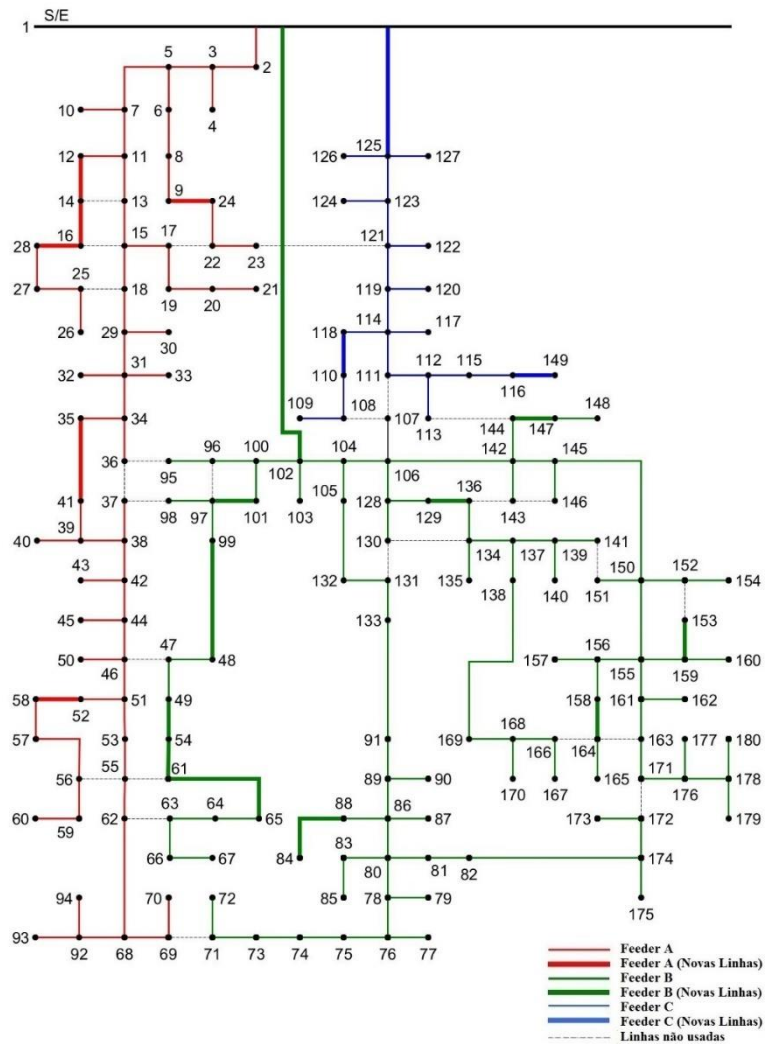


Figura 22 Rede Real – Topologia Final (Simulação 1)

É de notar que não se procedeu à substituição de nenhuma das linhas existentes. Além do mais constata-se que a rede não forma ilhas, continuando radial e que todos os barramentos de cargas estão a ser alimentados. Os valores de EP e de ENFE resultantes da aplicação do plano eficiente 37 são os apresentados na Tabela 20.

Tabela 21 Rede Real – Pesos Ponderados, EP e ENFE (Simulação 1)

Plano Eficiente	W_{INV}	W_{ENFE}	W_{EP}	EP (kWh)	ENFE (kWh)
37	0,3185	0,3337	0,3478	811 182,9595	146 780,3162

Analisando os valores, podemos concluir que houve uma redução em relação aos resultados iniciais presentes na Tabela 19 tanto no valor de EP como de ENFE. As percentagens de

redução relativamente à primeira situação são muito semelhantes dado que houve um decréscimo de 35,36 % de EP e 35,83 % de ENFE.

Um dos objetivos destas simulações seria reduzir os valores dos índices de fiabilidade que são relacionados apenas com o sistema, SAIDI e SAIFI, onde os valores máximos são os presentes na Tabela 19. Ao comparar estes com os valores resultantes do plano eficiente 37 representados na Tabela 21, podemos verificar a clara redução dos índices.

Tabela 22 Rede Real – Índices de Fiabilidade (Simulação 1)

Plano Eficiente	SAIDI (horas/cliente.ano)	SAIFI (interrupções/cliente.ano)
37	16,7292	2,2447

Posto isto, em relação à rede inicial, na Simulação 1 houve uma diminuição de 34,70 % no SAIDI, descendo para 16,73 o número anual de horas de interrupção nos clientes. No caso do SAIFI, a redução em relação aos 4,84 foi bem mais acentuada (53,61 %) resultando assim nas 2,24 interrupções anuais nos clientes. Conclui-se então que a topologia apresentada com a introdução destas novas linhas, relativamente à avaliação de fiabilidade, torna-se viável.

Para o operador da rede de distribuição, a avaliação económica do projeto é um instrumento muito importante. Na Tabela 22 e Tabela 23, respetivamente, são apresentados os custos finais e a poupança em relação aos valores iniciais de ENFE e EP para o plano eficiente escolhido. A Tabela 22 expõe os resultados para cada um dos termos que foram considerados na função objetivo para o tempo de vida de projeto a 30 anos.

Tabela 23 Rede Real – Custos (Simulação 1)

Plano Eficiente	Custo INV (€)	Custo ENFE (€)	Custo EP (€)
37	1 715 550,9588	6 769 119,2170	1 649 707,3975

Relativamente à Tabela 23, tanto a poupança com ENFE como a poupança com EP foram obtidas através da diferença dos custos com e sem investimento na rede, isto é, a subtração entre os valores de custo iniciais e finais.

Tabela 24 Rede Real – Poupança (Simulação 1)

Plano Eficiente	Poupança ENFE (€)	Poupança EP (€)
37	3 779 566,6910	898 304,8889

O benefício total trata-se da diferença entre a poupança total (soma dos valores de poupança com ENFE e poupança com EP, representadas na Tabela 23) e o investimento total em novas linhas. Na Tabela 24 encontram-se representados os valores necessários para o cálculo do benefício total tal como o valor resultante.

Tabela 25 Rede Real – Avaliação Económica: Benefício (Simulação 1)

Plano Eficiente	Poupança Total (€)	Investimento Total (€)	Benefício Total (€)
37	4 677 871,5799	1 715 550,9588	2 962 320,62 11

Os índices de viabilidade económica analisados – VAL, TIR e TRI – são relativamente à duração do projeto e apresentam-se na Tabela 25.

Tabela 26 Rede Real – Avaliação Económica: Índices (Simulação 1)

Plano Eficiente	VAL (€)	TIR (%)	TRI (anos)
37	192 703,2076	172,6746	5,6377

Examinando as duas tabelas em conjunto, Tabela 24 e Tabela 25, podemos concluir que se o operador considerar o plano eficiente 37, o projeto é viável no período temporal de 30 anos uma vez que o VAL é positivo – existe retorno do investimento ao fim de 5,64 anos, a uma taxa interna de retorno de 173 %. No tempo de vida do projeto, caso se aposte nesta solução, o benefício total ronda os 2 962 320 €. Desta forma, a eficácia da metodologia proposta é provada mostrando que conseguiu-se encontrar uma solução com elevada rentabilidade num período tão curto, em relação ao tempo de vida do projeto.

4.4.2. SIMULAÇÃO 2

À semelhança do que foi feito em simulações anteriores, a topologia inicial da Simulação 2, apresentada na Figura 23, foi obtida aplicando um TPO CC à rede apresentada na Figura 17.

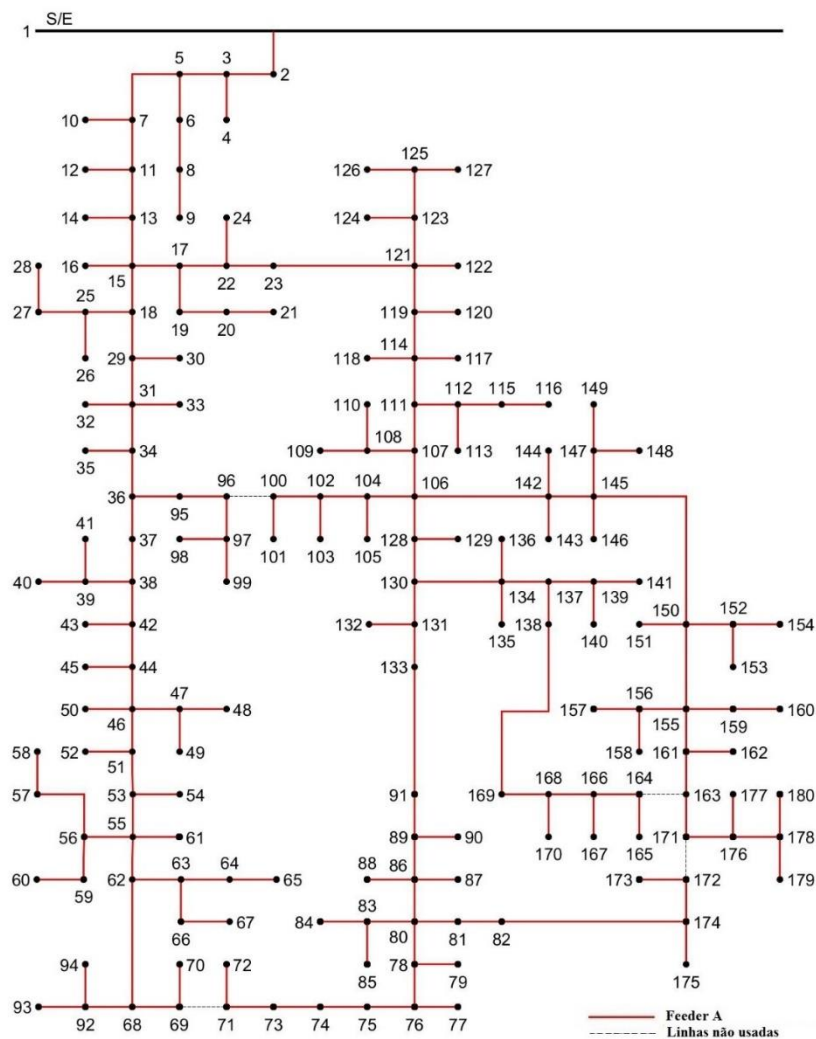


Figura 23 Rede Real – Topologia Inicial (Simulação 2)

Os resultados atingidos para a energia não fornecida esperada (ENFE) assim como os custos a si associados, anuais e ao fim de 30 anos, estão indicados na Tabela 26. Relembra-se que estes dados são válidos caso a topologia inicial fosse mantida. Ainda na mesma tabela estão indicados os valores dos índices de fiabilidade resultantes, SAIDI e SAIFI.

Tabela 27 Rede Real – Resultados Iniciais (Simulação 2)

	Por ano	A 30 anos
ENFE (kWh)	227 005,8555	6 810 175,67
Custo de ENFE (€)	681 126,1232	10 468 908,4941
SAIDI (horas/cliente.ano)	25,4872	
SAIFI (interrupções/cliente.ano)	4,8140	

Analogamente ao que foi efetuado na Simulação 1, foi usado um TPO CC incorporado com o método dos pesos de forma a descobrir soluções não dominadas para este problema. Foram selecionados aleatoriamente um conjunto de “pesos” associados a cada um dos termos da função objetivo. O valor dos pesos para as 27 soluções não dominadas das Simulação 2 encontram-se no apêndice A.17. Em relação ao tempo computacional necessário para a realização das 1 000 otimizações foi de 20 966 segundos o que equivale a cerca de 5 horas e 50 minutos. A Figura 24 apresenta os seus planos eficientes. Estes foram apresentados graficamente em forma de “investimento” versus “custo de energia não fornecida esperada”, traçando a curva de Pareto. No apêndice A.18 podem ser encontrados os resultados para todas as soluções não dominadas.

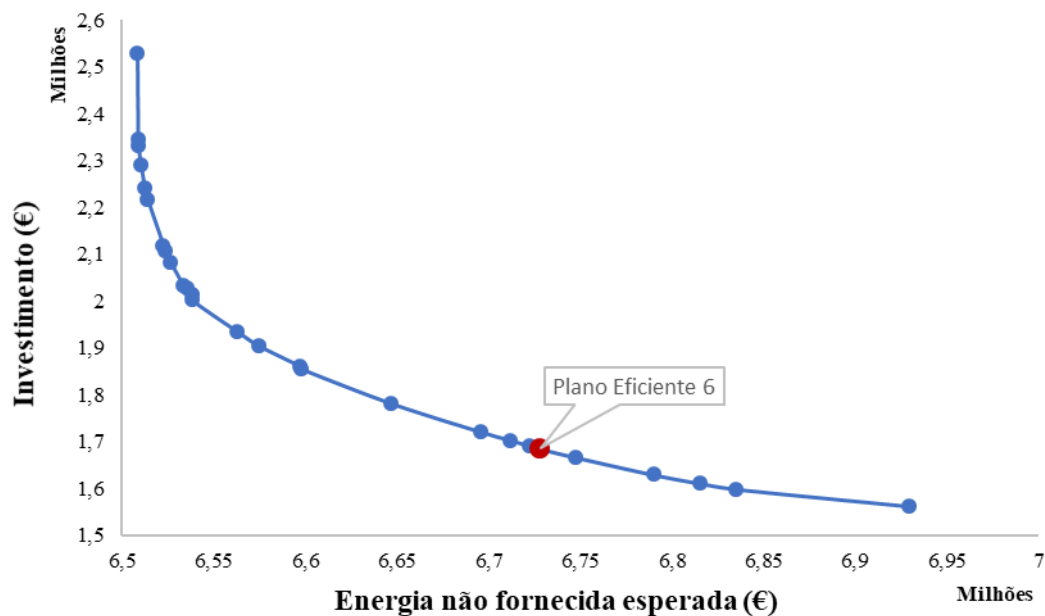


Figura 24 Rede Real – Planos eficientes (Simulação 2)

Ao analisar o gráfico, podemos constatar que quanto maior for o investimento em novas linhas ou na substituição das existentes, menor é o custo em energia não fornecida esperada. Dessa forma foi selecionado o plano com maior benefício – o plano eficiente 6. A Figura 25 apresenta a topologia resultante deste mesmo plano.

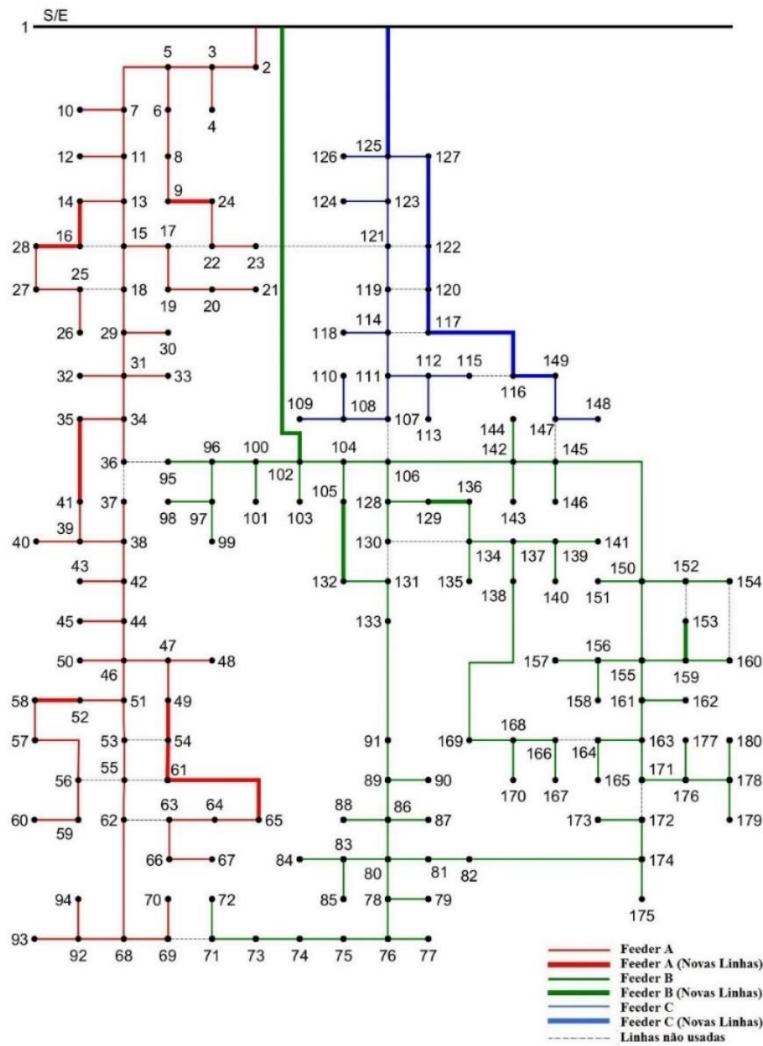


Figura 25 Rede Real – Topologia Final (Simulação 2)

A interpretação da figura anterior leva a concluir que foram introduzidas 16 novas linhas aéreas AA90 e ainda 2 novas ligações, através de cabos subterrâneos LXHIOV 120, entre a subestação e os barramentos 102 e 125 – novos *feeders*. Mais uma vez e à semelhança da Simulação 1, é possível reparar na topologia radial da rede através da alimentação de todas as cargas não sendo necessário a formação de ilhas.

O valor resultante para o plano eficiente 6 de ENFE encontra-se representado na Tabela 27, em conjunto com os pesos usados para cada termo da função objetivo.

Tabela 28 Rede Real – Pesos Ponderados e ENFE (Simulação 2)

Plano Eficiente	W_{INV}	W_{ENFE}	ENFE (kWh)
6	0,4982	0,5018	145 892,5878

O valor de ENFE, em relação à situação apresentada na Tabela 19, reduziram de 227 010 kWh para 145 890,59 kWh traduzindo-se numa redução de 35,73 %. Pode-se afirmar que, em relação a este tipo de avaliação, esta poderia ser uma das topologias a optar pelo operador da rede de distribuição.

Relativamente à avaliação dos índices de fiabilidade, o valor de SAIDI e SAIFI para o plano eficiente escolhido nesta simulação estão apresentados na Tabela 28.

Tabela 29 Rede Real – Índices de Fiabilidade (Simulação 2)

Plano Eficiente	SAIDI (horas/cliente.ano)	SAIFI (interrupções/cliente.ano)
6	16,7266	2,5128

Ao comparar com os valores resultantes da rede inicial, na Simulação 2 houve um decréscimo de 34,39 % no SAIDI, descendo para 16,73 o número anual de horas de interrupção nos clientes. Em relação ao índice de fiabilidade SAIFI, chegou perto dos 50 % (47,80 %) resultando assim nas 2,51 interrupções anuais nos clientes. Conclui-se então que a topologia apresentada com a introdução destas novas linhas, relativamente à avaliação de fiabilidade, torna-se viável.

Para o plano eficiente 6, os custos associados à ENFE rondaram os 6 728 179,53 € para um investimento em novas linhas de 1 684 992,28 €. A poupança em ENFE é igual à poupança total, uma vez que é o único termo a considerar para além do investimento. O operador de rede, ao investir para aplicar esta solução, terá uma poupança total de 3 740 820,47 €, posto isso, caso se aposte nesta solução, o benefício total ronda os 2 055 828,18 €. No período de vida do projeto o VAL é positivo (133 734,57 €) – existe retorno do investimento ao fim de 6,92 anos, a uma taxa interna de retorno de 122,01 %. Assim sendo e em conjunto com a avaliação efetuada anteriormente, o plano eficiente 6 é viável a todos os níveis.

4.4.3. SIMULAÇÃO 3

Tal como a Simulação 2, nesta simulação vão ser comparadas duas das funções objetivo estudadas, mas neste caso, para além do investimento (F1), teremos a energia de perdas (EP) (F3). Procedeu-se à aplicação do TPO CC à rede inicial, com o intuito de encontrar a topologia inicial para esta simulação assim como os dados iniciais representados, respetivamente, na Figura 26 e na Tabela 30.

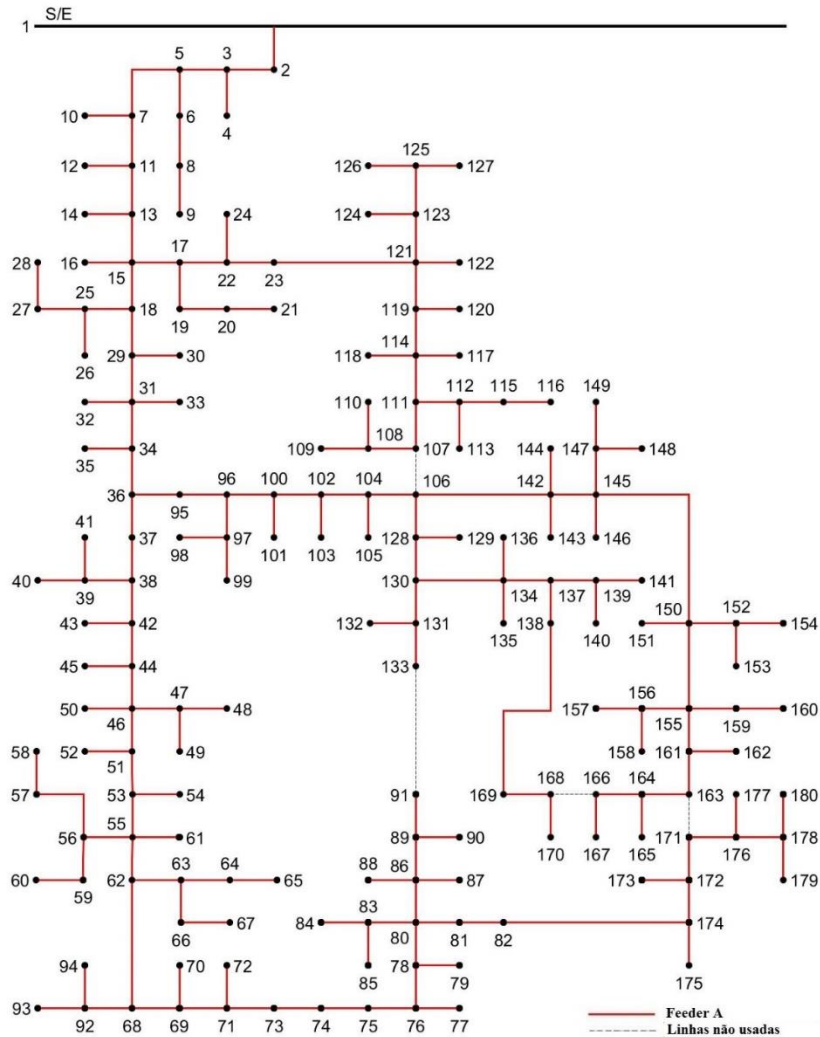


Figura 26 Rede Real – Topologia Inicial (Simulação 3)

Os valores totais de EP, quer para um ano quer para o período de vida do planeamento encontram-se evidenciados na Tabela 29. Os resultados atingidos através do TPO CC aplicado serão utilizados para comparação.

Tabela 30 Rede Real – Resultados Iniciais (Simulação 3)

	Por ano	A 30 anos
EP (kWh)	1 158 501,4797	34 755 044,3901
Custo de EP (€)	153 527,9911	2 359 725,1421
SAIDI (horas/cliente.ano)	29,0531	
SAIFI (interrupções/cliente.ano)	5,4630	

O valor de EP anual foi calculado tendo em conta a potência de perdas de 284,34 kW – no período de pico de carga, e um T_e de 4074,28 h. Os custos obtidos para os 30 anos tiveram em consideração o CRF de 15,37.

Mais uma vez o TPO CC foi usado nesta simulação, incorporado com o método dos pesos com o intuito de achar as soluções não dominadas para este novo problema. Foram selecionados aleatoriamente um conjunto de “pesos” associados a cada um dos termos da função objetivo. No apêndice A.19, encontram-se os pesos para as 28 soluções não dominadas da Simulação 3. O tempo computacional necessário para as 1 000 otimizações da Simulação 3 foi de 31 241 segundos o que equivale a cerca de 8 horas e 41 minutos. Na Figura 27 são expostos os planos eficientes para a Simulação 3. Neste caso, a apresentação é feita de forma “investimento” versus “custo de energia de perdas”, demonstrando desta forma a curva de Pareto resultante. No apêndice A.20 são evidenciados todos os resultados obtidos para cada uma das soluções não dominadas.

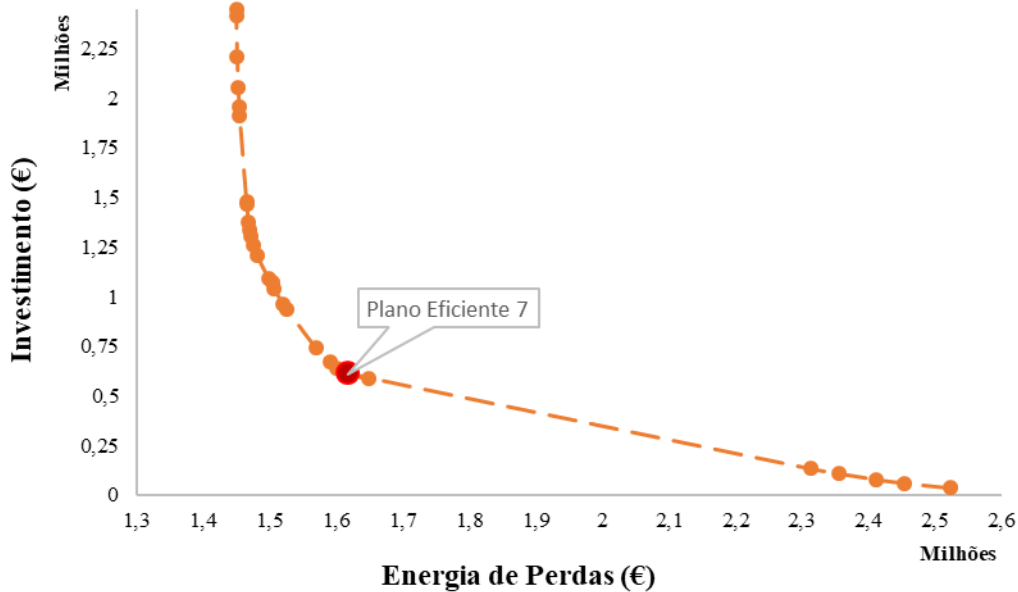


Figura 27 Rede Real – Planos eficientes (Simulação 3)

Ao estudar o gráfico presente na Figura 27, concluiu-se que, tal como na Simulação 2, quanto maior o investimento, menor se torna o custo, neste caso em energia de perdas. Sendo assim, dentro dos 28 planos eficientes resultantes, foi escolhido o plano que melhor delineava esse compromisso. Portanto escolheu-se o plano eficiente 7, uma vez que foi o que remeteu para maior poupança. A Figura 28 apresenta a topologia resultante deste plano eficiente.

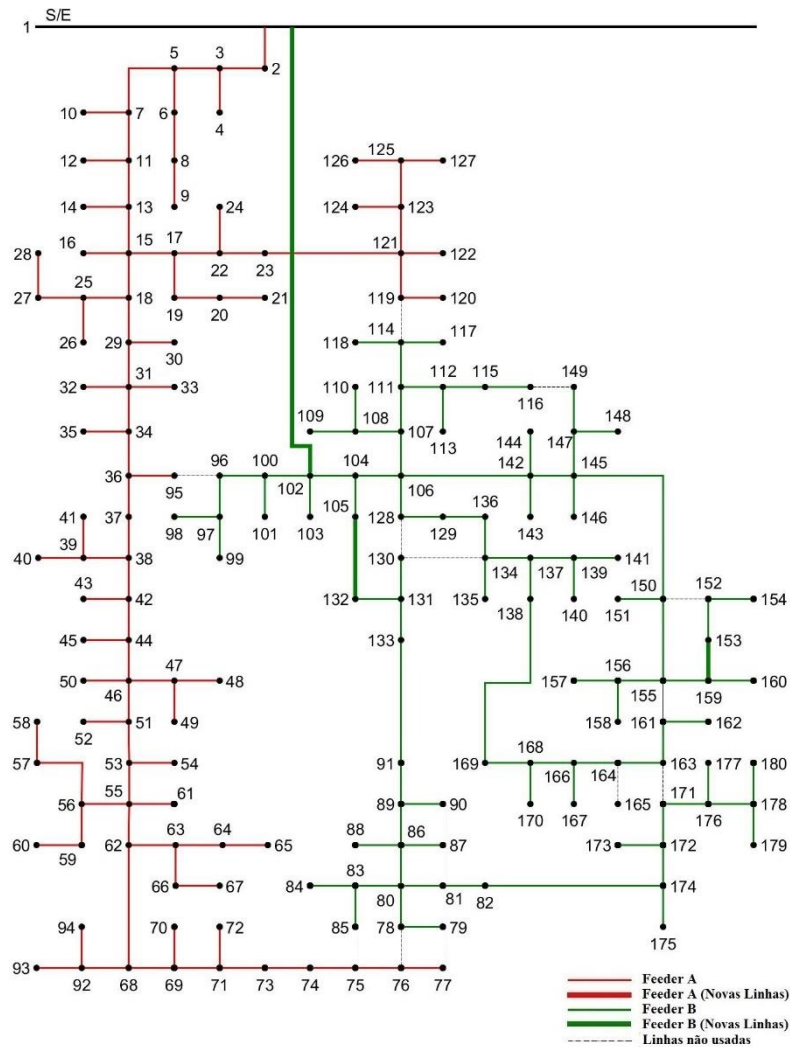


Figura 28 Rede Real – Topologia Final (Simulação 3)

No caso da Simulação 3, o plano eficiente 7 para além da ligação entre a subestação e o barramento 102 (novo *feeder*) introduziu mais 2 novas linhas. A topologia radial da rede é mantida – todas as cargas são alimentadas, não sendo necessário a formação de ilhas. O valor anual de EP para o plano eficiente 7, tendo em conta um T_e de 4074,29 h, encontra-se representado na Tabela 30, para além dos pesos associados.

Tabela 31 Rede Real – Pesos Ponderados e EP (Simulação 3)

Plano Eficiente	W_{INV}	W_{EP}	EP (kWh)
7	0,4150	0,5850	792 942,8293

Em comparação com situação apresentada na Tabela 29, existe uma evidente redução de EP – dos 1 158 501,48 kWh iniciais para os 792 942,83 kWh (redução de 31,55 %) apresentados pelo plano eficiente 7. Uma redução significativa apesar do número de novas linhas ser muito baixo.

No caso da fiabilidade dos componentes da rede, os valores de SAIDI e SAIFI para o plano eficiente escolhido nesta simulação estão apresentados na Tabela 31.

Tabela 32 Rede Real – Índices de Fiabilidade (Simulação 3)

Plano Eficiente	SAIDI (horas/cliente.ano)	SAIFI (interrupções/cliente.ano)
7	18,3091	2,9664

Confrontando os valores da tabela anterior com os valores resultantes da rede inicial, na presente simulação houve uma descida 36,98 % no SAIDI, descendo para 18,31 o número anual de horas de interrupção nos clientes. Em relação ao índice de fiabilidade SAIFI, atingiu-se os 45,70 % abaixo da inicial, resultando assim nas 2,97 interrupções anuais nos clientes. Conclui-se então que a topologia apresentada com a introdução destas novas linhas, relativamente à avaliação de fiabilidade, torna-se vantajosa

Avaliando economicamente do plano eficiente 7, o valor do investimento em causa ronda os 615 597,98 € para um valor de custo em EP de 1 617 602,14 €. Este valor resulta numa poupança, em relação à topologia inicial de 742 097,86 €. Analogamente à simulação anterior, a poupança em EP é igual à poupança total, uma vez que é o único termo a considerar para além do investimento. Posto isto, o benefício total é de aproximadamente 126 499,88 €. Relativamente aos índices de viabilidade económica analisados – VAL, TIR e TRI, podemos considerar este projeto viável. Nos 30 anos considerados como duração do projeto, o VAL é positivo (8 229,00 €) – existe retorno do investimento ao fim de 12,75 anos, a uma taxa interna de retorno de 20,55 %. Assim sendo e em conjunto com a avaliação efetuada anteriormente, o plano eficiente 7 é viável a todos os níveis.

4.4.4. COMPARAÇÃO ENTRE SIMULAÇÕES

Ao contrário do que aconteceu na rede de testes, aqui nenhuma das simulações teve como base a mesma rede inicial, portanto, torna-se impossível uma comparação entre elas já que os dados iniciais são distintos. Contudo, com o intuito de verificar qual das simulações reflete uma melhor obtenção de resultados, nesta seção são apresentadas as percentagens de redução de cada uma das simulações (Figura 29) e os custos e poupanças associadas às mesmas (Figura 30).

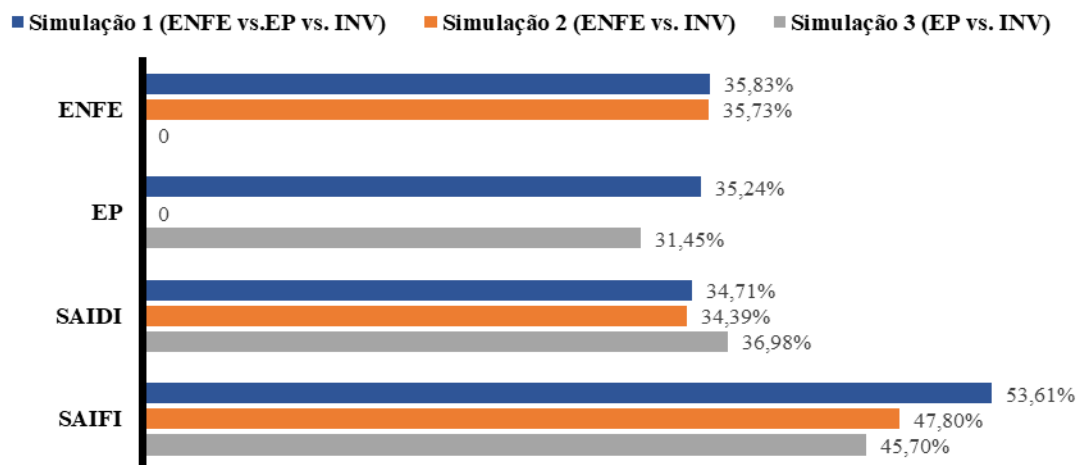


Figura 29 Comparação entre Simulações – Percentagens de redução

Através da análise da Figura 29, em praticamente todas as vertentes avaliadas, a simulação com maior redução trata-se daquela que considerava os três objetivos em simultâneo, a simulação 1. Isto é consequente do investimento efetuado uma vez que, como podemos verificar na Tabela 32, o valor investido é maior em relação às outras duas simulações. O investimento em novas linhas sendo maior na simulação 1 influencia a percentagem de redução tanto da energia de perdas como da energia não fornecida esperada. Contudo, salienta-se que os dados iniciais entre simulações são díspares – a redução da simulação 2 e 3 pode não ser tão acentuada porque a topologia inicial já era otimizada. No entanto, a simulação 1 encontra o equilíbrio entre o custo e benefício tanto a nível de energia não fornecida esperada como energia de perdas.

Tabela 33 Comparação entre Simulações – Investimento

	ENFE vs. EP vs. INV	ENFE vs. INV	EP vs. INV
INV (€)	1 715 550,9588	1 684 992,2838	615 597,9800

Em relação aos custos e à poupança, a simulação 1 é a que apresenta maior custo, contudo é a que beneficia de maior poupança em todas as situações existindo uma diferença maior relativamente à poupança de energia de perdas. O efeito da otimização nas redes iniciais de todas as simulações reflete-se agora nestes valores visto que já se conduziu a um caminho ótimo para cada simulação. Consequentemente, os valores são todos afetados.

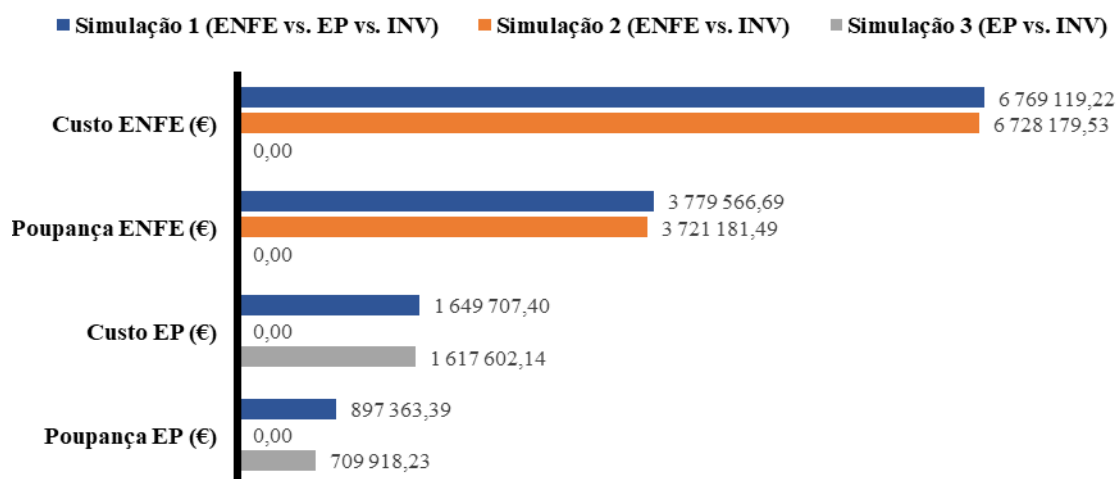


Figura 30 Comparação entre Simulações – Custos e Poupança

A única forma de representar todas as simulações ao mesmo nível será através dos índices de avaliação económica VAL, TIR e TRI. Uma vez que todos os projetos se encontram num período de vida de 30 anos, podem ser comparados nestes termos. Assim sendo, a partir da análise da Tabela 33, conclui-se que a consideração dos três objetivos em conjunto apresenta resultados mais benéficos. Apesar de todos os projetos serem viáveis economicamente, a simulação 1 obteve um valor atual líquido e taxa interna de retorno superiores com um número de anos para a recuperação do valor investido inferior.

Tabela 34 Comparação entre Simulações – Índices de Avaliação Económica

	Simulação 1 (ENFE vs. INV vs. EP)	Simulação 2 (ENFE vs. INV)	Simulação 3 (EP vs. INV)
VAL (€)	Positivo	Positivo	Positivo
TIR (%)	172,6746	122,0082	20,5491
TRI (anos)	5,6377	6,9243	12,7520

4.5. CONCLUSÕES

A proposta para a resolução do problema relativo ao planeamento de uma rede de distribuição no contexto de *Smart Grid* é apresentada no decorrer deste capítulo. Duas redes foram consideradas com a finalidade de comprovar a viabilidade da metodologia proposta – uma rede de pequena dimensão, a chamada rede de testes e uma rede real com dimensão superior, de forma a analisar o comportamento do método em redes semelhantes ao âmbito atual.

No planeamento delineado considerou-se um tempo de vida para o projeto de 30 anos, considerando que se trata de um projeto a longo prazo. Foram então propostas minimizações para os custos de energia de perdas e de energia não fornecida esperada através do investimento em novas linhas aéreas e cabos subterrâneos ou a substituição das ligações existentes. Posto isto, a função objetivo final é composta por três elementos: energia de perdas, energia não fornecida esperada e investimento. Indiretamente os índices de fiabilidade do sistema, SAIDI e SAIFI, são também reduzidos uma vez que ao otimizar a rede por meio de um TPO CC e dado que certos integrantes da função objetivo a minimizar são calculados através dos mesmos termos que estes índices – taxa de avarias (λ) e valor médio do tempo de reposição do serviço (r), os valores dos mesmos também estão sujeitos a uma redução.

Na análise efetuada à metodologia proposta às redes em estudo simularam-se situações considerando os três objetivos em conjunto ou considerando apenas dois dos três objetivos: energia não fornecida esperada vs. investimento ou energia de perdas vs. investimento. O propósito desta ação consistiu na demonstração da viabilidade da metodologia exposta para situações distintas.

Relativamente à rede de testes, os valores resultantes da aplicação da frente de Pareto, as soluções não dominadas, eram muito semelhantes entre si revelando diferenças apenas para além da sétima casa decimal, em alguns dos casos. Apesar da possibilidade de seguir diversos caminhos, já que a rede se encontrava totalmente emalhada, a justificação para este fenómeno pode encontrar-se na pequena dimensão da rede. Em relação às percentagens de redução obtidas nas simulações testadas, o valor ronda os 20% no caso da energia não fornecida esperada e encontra-se entre os 8 e os 10% para a energia de perdas. Quanto aos

índices de fiabilidade, no caso do SAIFI o valor percentual de redução situa-se entre os 24 e 30 % já para o SAIDI houve uma discrepância mais acentuada rondando os 5 e 25 %. Estes valores de redução podem ser considerados aceitáveis uma vez que a rede inicial que serviu como base já tinha sofrido uma otimização visto que foi obtida através de um TPO CC, consequentemente e apesar de tudo, ainda foi possível uma minimização considerável dos valores com o investimento nos recursos propostos. Na avaliação económica, a delimitação dos custos não pode ser tão linear já que as referências iniciais não são as mesmas. No caso da energia não fornecida esperada, os custos rondam os 193 600 € para uma poupança muito próxima dos 49 100 €. Contudo o investimento ronda os 48 900 € não sobrando muito como benefício final. Já no caso da energia de perdas, o custo mínimo aproxima-se dos 145 700 € e o máximo os 176 500 € para uma poupança de cerca de 16 500 €. Mais uma vez, a rede inicial influenciou os valores resultantes já que, para obter este custo mínimo de energia de perdas não foi necessário investir um valor exorbitante – 12 200 €, resultando assim num valor mais atraente no que toca ao benefício no final do tempo de vida do planeamento.

Focando agora na rede real estudada, os valores alcançados para as soluções não dominadas já surgem mais disparees levando a uma análise mais concreta dos resultados provando assim o ponto de vista evidenciado anteriormente relativamente à dimensão da rede. Aqui já se deu mais uso à funcionalidade que a metodologia proposta apresentava – houve um número de novas linhas considerável, contudo nenhuma das existentes foi substituída. No que se refere à percentagem de perdas, no caso concreto da energia não fornecida esperada, o valor encontra-se em torno dos 36 %, já para a energia de perdas o valor percentual situa-se entre os 31 e os 35 %. A respeito dos índices de fiabilidade, o SAIFI sofreu uma redução entre os 34 e os 46 % e o SAIDI usufruiu de uma diminuição com um intervalo superior, entre os 34 e os 54 %. Neste ponto, a simulação com os três objetivos em simultâneo dominou, tendo os maiores valores de redução em 3 das 4 variáveis testadas, considerando-se a situação mais favorável para o decisor. Economicamente, os valores encontram-se muito próximos em todas as situações, apesar de possuírem redes iniciais diferentes. Os custos são mais significativos na simulação que considerava os três objetivos em conjunto, no entanto a poupança também é maior.

No que concerne à robustez da metodologia, através dos resultados alcançados, pode afirmar-se que a mesma se mostra bastante apropriada para a finalidade a que se propõe.

Assentando numa estratégia de planeamento multiobjetivo linear, pondera uma quantidade elevada de componentes do sistema, produção distribuída, elevado conjunto de restrições técnicas, entre outros, num período reduzido de tempo para uma situação de planeamento determinístico. Indiretamente, beneficiou-se também de uma otimização do número de seccionadores a ser operados, uma vez que é igual ao número de malhas a serem abertas de forma a garantir a radialidade da rede. Outra das considerações verificadas foi o facto da não ocorrência de ilhas e da alimentação de todas as cargas.

Desta forma, a metodologia pode colaborar de maneira a que as empresas operadoras da rede de distribuição tenham a possibilidade de minimizar as perdas e os custos de modo ótimo. Além da introdução de uma melhoria efetiva na rede, por exemplo ao nível da fiabilidade, têm benefícios totais bastante avultados num curto período de tempo, como se pode verificar com a análise da rede real estudada.

5. CONCLUSÕES

5.1. CONCLUSÕES FINAIS

Atualmente, os hábitos diários da população estão fortemente relacionados com a energia elétrica. Quase como que despercebida, a comunidade em geral sofre de uma elevada dependência deste bem essencial, pelo que uma falha pode gerar prejuízos avultados nas economias e pânico generalizado. O planeamento torna-se, então, uma ferramenta muito importante na organização dos SEE uma vez que permite não só perceber o estado atual das redes de distribuição, como também perspetivar um estado futuro.

A energia elétrica intervém nas atividades diárias da sociedade e, para que o seu fornecimento seja contínuo, é necessário um trabalho árduo de todos os intervenientes do setor elétrico. Desde a produção, transporte e distribuição, é preciso que seja assegurado que o produto final é entregue ao consumidor de forma segura, adequada ao uso pretendido e da forma mais económica. Para que isto seja garantido, *à posteriori*, já foram planeadas e desenvolvidas metodologias que permitem o fluxo ótimo da cadeia de valor com o menor valor de custos, o menor número de falhas e uma percentagem de perdas reduzida.

Com a mudança de paradigma que se aproxima, o planeamento, que já se tratava de um problema bastante complexo devido às incertezas associadas, é dificultado com a introdução do conceito de *Smart Grid* e todas as tecnologias a ele associados.

Com vista a contribuir para a constante melhoria do setor elétrico, na presente tese, o objetivo principal do trabalho realizado passou pelo desenvolvimento de um modelo de planeamento de uma rede de distribuição em MT num contexto de *Smart Grid*, com o intuito de auxiliar nos desafios que a mudança de paradigma futura implica.

Um problema de planeamento inclui a ponderação de diversos fatores como a energia de perdas, a energia não fornecida esperada, os índices de fiabilidade e ainda o investimento necessário. Neste caso, a minimização destes termos. Assim, o modelo considerado apresenta uma função multiobjetivo com o intuito de atingir um compromisso técnico/económico entre todos os termos. A proposta para alcançar a meta indicada passa pela implementação de novas linhas ou a substituição das existentes, já que poderá influenciar nos valores das perdas e de energia caso as novas linhas escolhidas tenham um valor de resistência menor.

Ao longo do desenvolvimento, foi assegurado também o cumprimento das diversas restrições impostas – a nível de limites, características da rede e níveis de qualidade, de forma a garantir a solução ótima.

Uma característica que normalmente os problemas de planeamento têm é a não linearidade devido às restrições que os constituem. A abordagem proposta envervou por um caminho linear através da linearização da energia de perdas e da simplificação para um trânsito de potências CC, contabilizando-se apenas o trânsito de potência ativa, ignorando os níveis de tensão e potência reativa. O fundamento para este rumo assenta na realidade de muitos países, como é o caso de Portugal. Na rede nacional de distribuição existem reguladores de tensão e bancos de condensadores cuidadosamente localizados ao longo da rede de distribuição, com o intuito de manter a tensão e a potência reativa dentro dos limites desejados, podendo excluir os mesmos da análise.

Com o fim de confirmar a validade da metodologia proposta, implementou-se a mesma em duas situações distintas: numa rede de pequena dimensão (13 barramentos), considerada uma rede de testes e numa rede real, com uma dimensão considerável (180 barramentos) de

maneira a provar a adequabilidade do método para condições típicas das redes de distribuição em MT.

No âmbito das simulações realizadas para a rede real, pode-se afirmar que a introdução de novas linhas se torna uma proposta interessante a nível de energia não fornecida esperada devido ao elevado número de recursos utilizados nas simulações que consideravam este termo. Já para o caso da energia de perdas, verificou-se que não é uma proposta tão atraente, já que para além do novo *feeder* poucas novas linhas foram implementadas. É importante referir que as topologias de redes iniciais estudadas já teriam sido obtidas através de uma otimização, justificando os investimentos obtidos. Ainda assim, provando a robustez da metodologia proposta, foi possível alcançar as percentagens de redução, cumprindo sempre as restrições impostas.

Os resultados obtidos, apesar de não comparáveis entre simulações, são satisfatórios a todos os níveis. Tecnicamente, existiu uma percentagem considerável de redução tanto de energia de perdas como de energia não fornecida esperada, cumprindo o balanço de potências, o trânsito unidirecional, os limites impostos, a condição de radialidade da rede, a alimentação de todas as cargas e a não formação de ilhas. No que toca à avaliação de fiabilidade, a aplicação da metodologia conseguiu com que fossem escolhidos trânsitos de potência que, indiretamente, levassem à redução dos índices SAIFI e SAIDI, garantindo melhores resultados relativamente à duração e número de interrupções anuais nos clientes. Economicamente, para um projeto a 30 anos, os indicadores comprovam a viabilidade apresentando, isto é, VAL positivo em todas as situações, um valor elevado de TIR e um tempo de retorno de investimento menor que o tempo de vida do projeto. Deduz-se então que a proposta para a implementação de novas linhas pode ser um caminho a seguir para adotar soluções para a melhoria de todos estes indicadores.

Assim pode ser afirmado que o método é adequado para o suporte da decisão do operador da rede de distribuição MT para o planeamento de um futuro investimento na rede. A ferramenta desenvolvida é apropriada para o fim a que se destina contudo possui limitações que podem ser ultrapassadas através dos trabalhos futuros sugeridos em 5.3, como por exemplo, o facto não considerar produtores distribuídos independentes ou não existir uma projeção de todos os dados iniciais.

5.2. PRINCIPAIS CONTRIBUTOS

Apesar das tentativas incessantes de diversos autores em desenvolver soluções melhores e mais rápidas para o problema de planeamento de redes de distribuição, ainda não existe documentação que considere o conceito de *Smart Grid* integrando os recursos a ele associados em modelos determinísticos e com tempos de execução aceitáveis. Nesta tese propõe-se uma abordagem com elevada penetração da produção distribuída para além da consideração de parques de carregamento de veículos elétricos e sistemas de armazenamento, recorrendo a um método determinístico. Em contraste com as metodologias heurísticas e meta-heurísticas, a abordagem proposta neste trabalho garante a convergência para o ótimo global, num tempo de execução bastante reduzido, tendo em conta que se trata de um planeamento a longo prazo.

A partir do trabalho desenvolvido e apresentado nesta dissertação, foram submetidas as seguintes publicações científicas:

- *Long-term smart grid planning under uncertainty considering reliability indexes*, capítulo de livro para “*Operation, Planning and Analysis of Energy Storage Systems in Smart Energy Hubs*”, Springer, resumo aceite, capítulo do livro em preparação e a ser submetido até 30 de julho de 2017;
- *Mixed Integer Linear Programming Approach for Distribution Network Planning in a Smart Grid Context*, resumo submetido à Power Systems Computation Conference (PSCC) 2018.

5.3. TRABALHOS FUTUROS

Ao longo desta dissertação foi abordada uma metodologia de auxílio ao planeamento de redes de distribuição em MT no contexto de *Smart Grid*, contudo, outras abordagens poderão ser desenvolvidas de maneira a munir esta ferramenta com novas funcionalidades, ultrapassar as limitações e habilitar com melhorias. Sugere-se:

- Considerar um modelo AC para o planeamento de redes de distribuição em contexto de *Smart Grid*;
- Adaptar a metodologia para que haja a possibilidade de localizar de forma ótima novos pontos para PD, PVE ou ST;

- Para além de considerar os índices de fiabilidade do sistema, considerar também os relacionados com os clientes;
- Planeamento estocástico, considerando a incerteza da carga, consumidores, produção distribuída, parques de carregamento de veículos elétricos e de mercados futuros.

Referências

- [1] C. Clastres, “Smart grids: Another step towards competition, energy security and climate change objectives,” *Energy Policy*, vol. 39, no. 9, pp. 5399–5408, 2011.
- [2] M. O. W. Grond, J. Morren, and J. G. Slootweg, “Integrating smart grid solutions into distribution network planning,” *2013 IEEE Grenoble Conf. PowerTech, POWERTECH 2013*, 2013.
- [3] W. Dehen, “Smart Grids and individual mobility in a new age of electricity,” in *Smart Grid Press Conference*, 2009, p. 12.
- [4] A. A. Messias, “Redes Inteligentes de Energia - Smart Grids,” in *Encontro Nacional do Colégio de Engenharia Electrotécnica*, 2009.
- [5] A. J. Conejo, J. M. Morales, and L. Baringo, “Real-time demand response model,” *IEEE Trans. Smart Grid*, vol. 1, no. 3, pp. 236–242, 2010.
- [6] J. Torriti, M. G. Hassan, and M. Leach, “Demand response experience in Europe: Policies, programmes and implementation,” *Energy*, vol. 35, no. 4, pp. 1575–1583, 2010.
- [7] D. M. Falcão, G. N. Taranto, and C. C. O. Hincapié, “Chronological simulation of the interaction between intermittent generation and distribution network,” *2013 IEEE PES Conf. Innov. Smart Grid Technol. ISGT LA 2013*, 2013.
- [8] J. Spiess, Y. T. Joens, R. Dragnea, and P. Spencer, “Using Big Data to Improve Customer Experience and Business Performance,” *Bell Labs Tech. J.*, vol. 18, no. 4, pp. 3–17, 2014.
- [9] L. Tianyou, “The self-healing technologies of smart distribution grid,” *North China Electr. Power*, pp. 1–6, 2010.
- [10] S. A. Arefifar, Y. A. R. I. Mohamed, and T. H. M. El-Fouly, “Comprehensive operational planning framework for self-healing control actions in smart distribution grids,” *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 28, no. 4, pp. 4192–4200, 2013.

- [11] P. L. Cavalcante *et al.*, “Centralized self-healing scheme for electrical distribution systems,” *IEEE Trans. Smart Grid*, vol. 7, no. 1, pp. 145–155, 2016.
- [12] G. Pepermans, J. Driesen, D. Haeseldonckx, R. Belmans, and W. D’haeseleer, “Distributed generation: definition, benefits and issues,” *Energy Policy*, vol. 33, no. 6, pp. 787–798, 2005.
- [13] J. A. P. Lopes, N. Hatziargyriou, J. Mutale, P. Djapic, and N. Jenkins, “Integrating distributed generation into electric power systems: A review of drivers, challenges and opportunities,” *Electr. Power Syst. Res.*, vol. 77, no. 9, pp. 1189–1203, 2007.
- [14] W. El-Khattam and M. M. . Salama, “Distributed generation technologies, definitions and benefits,” *Electr. Power Syst. Res.*, vol. 71, no. 2, pp. 119–128, 2004.
- [15] M. A. Mahmud, M. J. Hossain, and H. R. Pota, “Analysis of Voltage Rise Effect on Distribution Network with Distributed Generation,” 2011.
- [16] F. R. A. S. M. Arques, J. E. A. M. Orán, L. Í. A. Breu, and L. U. I. Z. C. P. D. A. S. Ilva, “Impactos da Expansão da Geração Distribuída nos Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica,” p. 8.
- [17] Electricidade de Portugal, “Produção Distribuída.” [Online]. Available: <https://www.edpsu.pt/pt/PRE/Microproducao/Pages/UnidadesdePequenaProdução.aspx>. [Accessed: 20-Mar-2017].
- [18] M. Delgado, *Sistemas Eléctricos Trifásicos: a Média, Alta e Muito Alta Tensão*, 1st ed. Porto: Publindustria, Edições Técnicas, 2010.
- [19] J. P. Sucena Paiva, *Redes de Energia Eléctrica : Uma Análise Sistémica*, 3rd ed. IST Press, 2011.
- [20] *Portaria n.º 596/2010 de 30 de Julho do Ministério da Economia da Inovação e do Desenvolvimento*, vol. 147. Diário da República, 1.ª série — N.º 147, 2010.
- [21] *Decreto-Lei n.º 29/2006 de 15 de Fevereiro do Ministério da Economia da Inovação e do Desenvolvimento*. Diário da República n.º 33/2006, Série I-A de 2006-02-15, 2006, pp. 1189–1203.

- [22] Eletricidade de Portugal, “Manual de ligações à rede eléctrica do serviço público.” Eletricidade de Portugal, p. 225, 2015.
- [23] Cabelte, “Cabos Nús para Linhas Aéreas,” 2015. [Online]. Available: [http://svrweb.cabelte.pt/pt-pt-produtos_servicos/Cabos_energia/Nus_para_linhas_aereas](http://svrweb.cabelte.pt/pt-pt/produtos_servicos/Cabos_energia/Nus_para_linhas_aereas). [Accessed: 22-Mar-2017].
- [24] Electricidade da Madeira, “Rede de média tensão,” 2015. [Online]. Available: <https://www.eem.pt/pt/conteudo/sistema-elétrico/distribuição/rede-de-média-tensão/>. [Accessed: 22-Mar-2017].
- [25] F. Maciel Barbosa, “Introdução à Fiabilidade de Sistemas Elétricos de Energia.” Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto, Porto, p. 67, 2013.
- [26] Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos, “Portal ERSE - Continuidade de serviço,” 2015. [Online]. Available: <http://www.erse.pt/pt/electricidade/qualidadedeservico/qualidadedeservicotecnica/Paginas/Continuidadedeservico.aspx>. [Accessed: 23-Mar-2017].
- [27] Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos, “Regulamento de Qualidade de Serviço do Setor Elétrico,” *Diário da República*, vol. 2^a Série, no. N^o 232, pp. 34814–34900, 2013.
- [28] D. Subcommittee, *IEEE Guide for Electric Power Distribution Reliability Indices*, vol. 1997, no. May, 2012.
- [29] B. Canizes, J. Soares, S. Member, Z. Vale, S. Member, and C. Lobo, “Radial Distribution Networks,” pp. 1–11, 2015.
- [30] “Proposta de Parâmetros de Regulação da Qualidade de Serviço do setor elétrico,” 2013.
- [31] E. C. Baptista, E. A. Belati, and G. R. M. Costa, “Um Método Primal-Dual Aplicado na Resolução do Problema de Fluxo de Potência Ótimo,” *Pesqui. Operacional*, vol. 24, no. 2, pp. 215–226, 2004.

- [32] S. Frank, I. Steponavice, and S. Rebennack, “Optimal power flow: A bibliographic survey I Formulations and deterministic methods,” *Energy Syst.*, vol. 3, no. 3, pp. 221–258, 2012.
- [33] L. Gan and S. H. Low, “Optimal power flow in direct current networks,” *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 29, no. 6, pp. 2892–2904, 2014.
- [34] D. Hertem, J. Verboomen, K. Kurchala, R. Belmans, and W. L. L. Kling, “Usefulness of DC power flow for active power flow analysis with flow controlling devices,” *8th Int. Conf. AC DC Power Transm.*, pp. 58–68, 2006.
- [35] H. L. Willis, *Power Distribution Planning Reference Book*, 2nd ed. North Carolina: ABB Power T&D Company, 1997.
- [36] F. M. T. de S. Dias, “Otimização de redes elétricas de distribuição - Planejamento e Operação,” Universidade de Trás-os-Montes e Alto Douro, 2015.
- [37] A. M. Cossi and J. R. S. Mantovani, “Integrated planning of electric power distribution networks,” *Lat. Am. Trans. IEEE (Revista IEEE Am. Lat.)*, vol. 7, no. 2, pp. 203–210, 2009.
- [38] S. K. Khator and L. C. Leung, “Power distribution planning: a review of models and issues,” *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 12, no. 3, pp. 1151–1159, 1997.
- [39] E. Miguez, J. Cidras, E. Diaz-Dorado, and J. L. Garcia-Dornelas, “An Improved Branch Exchange Algorithm for Large Scale Distribution Network Planning,” *IEEE Power Eng. Rev.*, vol. 22, no. 9, pp. 58–58, 2002.
- [40] L. Ferreira and L. A. Jorge, “Optimal Distribution Planning by Evolutionary Computation □ How to Make it Work,” vol. 0, no. C, pp. 469–475, 2001.
- [41] B. A. De Souza and A. M. F. De Almeida, “Multiobjective optimization and fuzzy logic applied to planning of the volt/var problem in distributions systems,” *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 25, no. 3, pp. 1274–1281, 2010.
- [42] C. Yanan, Y. Suli, G. Weixin, and T. Nan, “New multi-stage distribution substation planning algorithm based on multilayer Hopfield neural network,” *Proc. - 2011 4th*

Int. Symp. Comput. Intell. Des. Isc. 2011, vol. 1, pp. 114–118, 2011.

- [43] J. F. Gómez *et al.*, “Ant colony system algorithm for the planning of primary distribution circuits,” *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 19, no. 2, pp. 996–1004, 2004.
- [44] B. R. Pereira Junior, J. R. S. Mantovani, A. M. Cossi, and J. Contreras, “Multiobjective multistage distribution system planning using tabu search,” *IET Gener. Transm. Distrib.*, vol. 8, no. 1, pp. 35–45, 2014.
- [45] J. M. Nahman and D. M. Peric, “Optimal planning of radial distribution networks by simulated annealing technique,” *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 23, no. 2, pp. 790–795, 2008.
- [46] A. M. Cossi, “Planejamento de Redes de Distribuição de Energia Elétrica de Média e Baixa Tensão,” Universidade Estadual Paulista, 2008.
- [47] A. Gallo, “A Refresher on Net Present Value,” *Harvard Business Review*, 2014. [Online]. Available: <https://hbr.org/2014/11/a-refresher-on-net-present-value>. [Accessed: 31-Mar-2017].
- [48] A. L. Bruni, R. Famá, and J. de O. Siqueira, “Análise Do Risco Na Avaliação De Projetos De Investimento: Uma Aplicação Do Método De Monte Carlo,” *Cad. Pesqui. em Adm.*, vol. 1–n^a 6, pp. 62–75, 1998.
- [49] S. G. Nash and A. Sofer, *Linear and Nonlinear Programming*, 1st ed. Singapore: McGraw-Hill, 1996.
- [50] J. Guerreiro, A. Magalhães, and M. Ramalhete, *Programação Linear*. Lisboa: Editora McGraw-Hill, 1985.
- [51] H. Ishibuchi, Y. Setoguchi, H. Masuda, and Y. Nojima, “Performance of Decomposition-Based Many-Objective Algorithms Strongly Depends on Pareto Front Shapes,” *IEEE Trans. Evol. Comput.*, vol. 21, no. c, pp. 169–190, 2016.
- [52] R. T. Marler and J. S. Arora, “Survey of multi-objective optimization methods for engineering,” *Struct. Multidiscip. Optim.*, vol. 26, no. 6, pp. 369–395, 2004.

- [53] M. A. Matos, “Sistema por unidade,” 1992.
- [54] M. A. Abdel-halim, “Methodology for Minimizing Power Losses in Feeders of Large Distribution Systems Using Mixed Integer Linear Programming,” no. March, 2016.
- [55] Q. & Q. Solidal, Ed., *SOLIDAL - Condutores Eléctricos, S.A.*, 10^o. 2007.
- [56] M. W. Gustafson and S. Member, “THE EQUIVALENT HOURS LOSS FACTOR REVISITED M.W. Gustafson, Senior Member, IEEE Stone & Webster Management Consultants, Inc.,” vol. 3, no. 4, pp. 1502–1508, 1988.
- [57] M. Lavorato, J. F. Franco, M. J. Rider, and R. Romero, “Imposing radiality constraints in distribution system optimization problems,” *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 27, no. 1, pp. 172–180, 2012.
- [58] J. Crispim, J. Braz, R. Castro, and J. Esteves, “Smart Grids in the EU with smart regulation: Experiences from the UK, Italy and Portugal,” *Util. Policy*, pp. 85–93, 2014.
- [59] MATLAB®, “TOMLAB Optimization for MATLAB® | TOMLAB Optimization.” [Online]. Available: <http://tomopt.com/tomlab/>. [Accessed: 08-Feb-2017].
- [60] N. Ii and E. Provis, “Projeções de População Residente,” pp. 1–18, 2014.
- [61] Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos, “Tarifas e Preços para a Energia Elétrica e Outros Serviços 2014,” 2015.

Anexos e Apêndices

A.1 Rede Teste – Dados Iniciais (Cargas)

Tabela A 1.1 Rede Teste – Dados das Cargas

ID	Barramento	Pload (kW)	Número de Consumidores
1	2	21,0000	315
2	3	30,7500	194
3	4	45,0000	307
4	6	26,2500	418
5	5	21,0000	410
6	7	21,0000	231
7	9	30,7500	432
8	12	45,0000	400
9	13	26,2500	292
10	10	0,0000	0
11	11	0,0000	0
12	8	0,0000	0

A.2 Rede Teste – Dados Iniciais (Produções)

Tabela A 2.1 Rede Teste – Dados das Produções

ID	Barramento	Pmin (kW)	Pmax (kW)	Custo (€/kW)	Tipo
1	1	0,0000	200,0000	0,1000	Subestação
2	2	21,0714	21,0714	0,1200	Parque Eólico
3	5	16,7300	16,7300	0,2000	Parque Fotovoltaico
4	11	0,0000	40,0000	0,0847	Central Biomassa
5	8	0,0000	100,0000	0,0847	Central Biomassa

A.3 Rede Teste – Dados Iniciais (ST e PVE)

Tabela A 3.1 Rede Teste – Dados do st e PVE

ID	Barramento		Estado Anterior (Ah)	Limites Máximos	
				Carregar (Ah)	Descarregar (Ah)
St	1	2	1,3681	1,1401	1,1401
St	2	4	1,3681	1,1401	1,1401
PVE	1	4	0,4560	1,3681	1,3681

Tabela A 3.2 Rede Teste – Dados do st e PVE

ID	Barramento		Capacidade (Ah)	Custo	
				Carregar (€/Ah)	Descarregar (€/Ah)
St	1	2	4,5604	0,1200	0,1400
St	2	4	4,5604	0,1200	0,1400
PVE	1	4	1,1401	0,1200	0,1400

A.4 Rede Teste – Dados Iniciais (Linhas)

Tabela A 4.1 Rede Teste – Dados das Linhas

Barramento saída	Barramento entrada	R (Ω)	X (Ω)	Limite Térmico (kVA)
1	2	0,4904	0,4616	66,0000
1	3	0,6539	0,6155	200,0000
2	1	0,4904	0,4616	66,0000
2	4	2,5484	0,9713	118,0000
2	8	2,6926	1,1299	122,0000
3	1	0,6539	0,6155	200,0000
3	7	1,0867	0,5578	155,0000
3	8	0,9408	0,4792	122,0000
3	10	1,0482	0,5001	122,0000
4	2	2,5484	0,9713	118,0000
4	5	0,3270	0,3077	118,0000
5	4	0,3270	0,3077	118,0000
5	6	0,5722	0,5385	118,0000
6	5	0,5722	0,5385	118,0000
7	3	1,0867	0,5578	155,0000
8	2	2,6926	1,1299	122,0000
8	3	0,9408	0,4792	122,0000
8	9	1,3688	0,7132	155,0000
8	11	0,8943	0,7325	122,0000
9	8	1,3688	0,7132	155,0000
10	3	1,0482	0,5001	122,0000
10	11	1,3688	0,8687	144,0000
10	12	1,4008	0,5369	144,0000
11	8	0,8943	0,7325	122,0000
11	10	1,3688	0,8687	144,0000
11	13	0,8671	0,3574	122,0000
12	10	1,4008	0,5369	144,0000
13	11	0,8671	0,3574	122,0000

Tabela A 4.2 Rede Teste – Dados das Linhas

Barramento saída	Barramento entrada	ρ (Ω .mm ² /km)	L (km)	λ (avaria/ano)	r (horas/ano)
1	2	294,2660	0,1500	0,1000	50,9600
1	3	294,2660	0,2000	0,3222	49,8230
2	1	294,2660	0,1500	0,1000	50,9600
2	4	917,4175	0,2500	0,5000	2,6490
2	8	1211,6835	0,2000	0,1000	6,6886
3	1	294,2660	0,2000	0,3222	49,8230
3	7	652,0011	0,1500	0,3000	2,5900
3	8	282,2453	0,3000	0,1000	6,6886
3	10	471,6911	0,2000	0,2000	3,1537
4	2	917,4175	0,2500	0,5000	2,6490
4	5	84,0760	0,3500	0,3000	3,3631
5	4	84,0760	0,3500	0,3000	3,3631
5	6	205,9862	0,2500	0,3000	2,6590
6	5	205,9862	0,2500	0,3000	2,6590
7	3	652,0011	0,1500	0,3000	2,5900
8	2	1211,6835	0,2000	0,1000	6,6886
8	3	282,2453	0,3000	0,1000	6,6886
8	9	307,9696	0,4000	0,1000	6,3954
8	11	321,9616	0,2500	0,1000	3,0476
9	8	307,9696	0,4000	0,1000	6,3954
10	3	471,6911	0,2000	0,2000	3,1537
10	11	1231,8783	0,1000	0,3000	2,4480
10	12	180,1040	0,7000	0,4000	2,7211
11	8	321,9616	0,2500	0,1000	3,0476
11	10	1231,8783	0,1000	0,3000	2,4480
11	13	1040,5092	0,0750	0,2000	2,9631
12	10	180,1040	0,7000	0,4000	2,7211
13	11	1040,5092	0,0750	0,2000	2,9631

A.5 Rede Teste – Dados Iniciais (Novas Linhas)

Tabela A 5.1 Rede Teste – Características das Novas linhas

Barramento saída	Barramento entrada	Opção1 (AA90)		Opção2 (AA160)		L (km)
		R1 (Ω)	X1 (Ω)	R2 (Ω)	X2 (Ω)	
1	7	0,6603	0,6475	0,4622	0,4533	0,3000
4	9	0,9408	0,4792	0,6586	0,3355	0,1500
6	9	0,4904	0,4616	0,3433	0,3231	0,1000
6	13	1,3688	0,8687	0,9581	0,6081	0,6000
7	1	0,6603	0,6475	0,4622	0,4533	0,3000
7	10	0,8943	0,7325	0,6260	0,5127	1,5000
9	4	0,9408	0,4792	0,6586	0,3355	0,1500
9	6	0,4904	0,4616	0,3433	0,3231	0,1000
9	13	0,6539	0,6155	0,4577	0,4308	0,2500
10	7	0,8943	0,7325	0,6260	0,5127	1,5000
11	12	0,9408	0,4792	0,6586	0,3355	0,3000
12	11	0,9408	0,4792	0,6586	0,3355	0,3000
13	6	1,3688	0,8687	0,9581	0,6081	0,6000
13	9	0,6539	0,6155	0,4577	0,4308	0,2500

Tabela A 5.2 Rede Teste – Características das Novas linhas

Barramento saída	Barramento entrada	Opção1 (AA90)		Opção2 (AA160)	
		ρ_1 ($\Omega \cdot \text{mm}^2/\text{km}$)	Limite Térmico (kVA)	ρ_2 ($\Omega \cdot \text{mm}^2/\text{km}$)	Limite Térmico (kVA)
1	7	198,1006	88,0000	246,5252	108,3077
4	9	564,4907	122,0000	702,4773	158,6000
6	9	441,3990	122,0000	549,2965	158,6000
6	13	205,3130	122,0000	255,5007	158,6000
7	1	198,1006	88,0000	246,5252	108,3077
7	10	53,6603	122,0000	66,7772	158,6000
9	4	564,4907	122,0000	702,4773	158,6000
9	6	441,3990	122,0000	549,2965	158,6000
9	13	235,4128	122,0000	292,9582	158,6000
10	7	53,6603	122,0000	66,7772	158,6000
11	12	282,2453	122,0000	351,2386	158,6000
12	11	282,2453	122,0000	351,2386	158,6000

Barramento saída	Barramento entrada	Opção1 (AA90)		Opção2 (AA160)	
		ρ_1 (Ω .mm ² /km)	Limite Térmico (kVA)	ρ_2 (Ω .mm ² /km)	Limite Térmico (kVA)
13	6	205,3130	122,0000	255,5007	158,6000
13	9	235,4128	122,0000	292,9582	158,6000

Tabela A 5.3 Rede Teste – Características das Novas linhas

Barramento saída	Barramento entrada	Opção1 (AA90)		Opção2 (AA160)	
		Custo 1 (€)	Custo Manutenção 1 (€)	Custo 2 (€)	Custo Manutenção 2 (€)
1	7	220250,00	44050,00	224750,00	44950,00
4	9	4500,00	900,00	7875,00	1575,00
6	9	3000,00	600,00	5250,00	1050,00
6	13	18000,00	3600,00	31500,00	6300,00
7	1	220250,00	44050,00	224750,00	44950,00
7	10	45000,00	9000,00	78750,00	15750,00
9	4	4500,00	900,00	7875,00	1575,00
9	6	3000,00	600,00	5250,00	1050,00
9	13	7500,00	1500,00	13125,00	2625,00
10	7	45000,00	9000,00	78750,00	15750,00
11	12	9000,00	1800,00	15750,00	3150,00
12	11	9000,00	1800,00	15750,00	3150,00
13	6	18000,00	3600,00	31500,00	6300,00
13	9	7500,00	1500,00	13125,00	2625,00

A.6 Rede Teste – Dados Iniciais (Substituição das Existentes)

Tabela A 6.1 Rede Teste – Características Substituição das Existentes

Barramento saída	Barramento entrada	Opção2 (AA160)		
		R2 (Ω)	X2 (Ω)	L (km)
1	2	0,3433	0,3231	0,1500
1	3	0,4577	0,4308	0,2000
2	1	0,3433	0,3231	0,1500
2	4	1,7839	0,6799	0,2500
2	8	1,8848	0,7910	0,2000
3	1	0,4577	0,4308	0,2000
3	7	0,7607	0,3904	0,1500
3	8	0,6586	0,3355	0,3000
3	10	0,7337	0,3500	0,2000
4	2	1,7839	0,6799	0,2500
4	5	0,2289	0,2154	0,3500
5	4	0,2289	0,2154	0,3500
5	6	0,4005	0,3770	0,2500
6	5	0,4005	0,3770	0,2500
7	3	0,7607	0,3904	0,1500
8	2	1,8848	0,7910	0,2000
8	3	0,6586	0,3355	0,3000
8	9	0,9581	0,4993	0,4000
8	11	0,6260	0,5127	0,2500
9	8	0,9581	0,4993	0,4000
10	3	0,7337	0,3500	0,2000
10	11	0,9581	0,6081	0,1000
10	12	0,9806	0,3758	0,7000
11	8	0,6260	0,5127	0,2500
11	10	0,9581	0,6081	0,1000
11	13	0,6070	0,2502	0,0750
12	10	0,9806	0,3758	0,7000
13	11	0,6070	0,2502	0,0750

Tabela A 6.2 Rede Teste – Características Substituição das Existentes

Barramento saída	Barramento entrada	Opção2 (AA160)			
		ρ (Ω .mm ² /km)	Limite Térmico 2 (kVA)	Custo 2 (€)	Custo Manutenção 2 (€)
1	2	366,1977	66,0000	210125,00	42025,00
1	3	366,1977	200,0000	213500,00	42700,00
2	1	366,1977	66,0000	7875,00	1575,00
2	4	1141,6752	118,0000	13125,00	2625,00
2	8	1507,8728	122,0000	10500,00	2100,00
3	1	366,1977	200,0000	10500,00	2100,00
3	7	811,3792	155,0000	7875,00	1575,00
3	8	351,2386	122,0000	15750,00	3150,00
3	10	586,9934	122,0000	10500,00	2100,00
4	2	1141,6752	118,0000	13125,00	2625,00
4	5	104,6279	118,0000	18375,00	3675,00
5	4	104,6279	118,0000	18375,00	3675,00
5	6	256,3384	158,6000	13125,00	2625,00
6	5	256,3384	158,6000	13125,00	2625,00
7	3	811,3792	155,0000	7875,00	1575,00
8	2	1507,8728	122,0000	10500,00	2100,00
8	3	351,2386	122,0000	15750,00	3150,00
8	9	383,2510	155,0000	21000,00	4200,00
8	11	400,6634	122,0000	13125,00	2625,00
9	8	383,2510	155,0000	21000,00	4200,00
10	3	586,9934	122,0000	10500,00	2100,00
10	11	1533,0041	144,0000	5250,00	1050,00
10	12	224,1294	144,0000	36750,00	7350,00
11	8	400,6634	122,0000	13125,00	2625,00
11	10	1533,0041	144,0000	5250,00	1050,00
11	13	1294,8559	122,0000	3937,50	787,50
12	10	224,1294	144,0000	36750,00	7350,00
13	11	1294,8559	122,0000	3937,50	787,50

A.7 Rede Real – Dados Iniciais (Cargas)

Tabela A 7.1 Rede Real – Dados das Cargas

ID	Barramento	Pload (kW)	Número de Consumidores
1	4	34,0698	206
2	8	411,0276	309
3	9	111,1230	515
4	10	110,9855	206
5	12	64,8940	515
6	14	63,3893	309
7	16	69,3585	206
8	20	162,5211	309
9	21	168,9034	309
10	23	174,4553	515
11	24	64,8917	309
12	26	101,4323	515
13	28	68,7215	515
14	30	65,7303	206
15	32	69,3319	309
16	33	69,6978	309
17	35	65,0846	206
18	40	62,6039	309
19	41	67,4689	515
20	43	262,6005	206
21	45	69,0996	515
22	48	68,3617	550
23	49	65,2200	550
24	50	62,1899	220
25	52	108,9821	330
26	54	164,4581	330
27	58	277,2627	220
28	60	104,8770	330
29	61	418,4765	550
30	65	623,8560	330
31	67	270,6123	220
32	70	163,9732	330

ID	Barramento	Pload (kW)	Número de Consumidores
33	72	172,6723	220
34	74	436,6208	550
35	77	65,6060	220
36	79	124,1979	330
37	82	109,4524	550
38	84	260,4757	220
39	85	69,1215	220
40	87	341,2857	550
41	88	104,1995	220
42	90	154,9243	550
43	91	170,1861	550
44	93	65,4604	330
45	94	540,6519	220
46	98	170,8428	309
47	99	133,1104	515
48	101	62,1415	309
49	103	68,3642	515
50	105	106,3971	206
51	109	67,7020	525
52	110	68,2376	525
53	113	162,9992	210
54	116	195,5922	210
55	117	68,5712	315
56	118	65,2861	210
57	120	68,4715	315
58	122	68,2596	210
59	124	65,7595	525
60	126	31,2085	525
61	127	69,2337	525
62	129	163,9234	525
63	132	275,9232	210
64	133	109,0606	315
65	135	131,0040	315
66	136	62,6984	525
67	138	68,8015	525

ID	Barramento	Pload (kW)	Número de Consumidores
68	140	65,3221	210
69	141	169,5381	210
70	143	111,1901	525
71	144	66,5067	315
72	146	125,6028	210
73	148	539,2134	525
74	149	130,4665	315
75	151	173,6319	210
76	153	218,5356	210
77	154	64,7881	525
78	157	31,3053	525
79	158	68,0361	210
80	160	32,3522	525
81	162	68,7311	315
82	165	69,8866	210
83	167	266,5142	210
84	169	63,2832	525
85	170	68,8184	525
86	173	65,5556	210
87	175	273,2232	525
88	177	68,6176	210
89	179	109,7881	525
90	180	68,6176	525
91	2	0,1000	0
92	3	0,1000	0
93	5	0,1000	0
94	6	0,1000	0
95	7	0,1000	0
96	11	0,1000	0
97	13	0,1000	0
98	15	0,1000	0
99	17	0,1000	0
100	18	0,1000	0
101	19	0,1000	0
102	22	0,1000	0

ID	Barramento	Pload (kW)	Número de Consumidores
103	25	0,1000	0
104	27	0,1000	0
105	29	0,1000	0
106	31	0,1000	0
107	34	0,1000	0
108	36	0,1000	0
109	37	0,1000	0
110	38	0,1000	0
111	39	0,1000	0
112	42	0,1000	0
113	44	0,1000	0
114	46	0,1000	0
115	47	0,1000	0
116	51	0,1000	0
117	53	0,1000	0
118	55	0,1000	0
119	56	0,1000	0
120	57	0,1000	0
121	59	0,1000	0
122	62	0,1000	0
123	63	0,1000	0
124	64	0,1000	0
125	66	0,1000	0
126	68	0,1000	0
127	69	0,1000	0
128	71	0,1000	0
129	73	0,1000	0
130	75	0,1000	0
131	76	0,1000	0
132	78	0,1000	0
133	80	0,1000	0
134	81	0,1000	0
135	83	0,1000	0
136	86	0,1000	0
137	89	0,1000	0

ID	Barramento	Pload (kW)	Número de Consumidores
138	92	0,1000	0
139	95	0,1000	0
140	96	0,1000	0
141	97	0,1000	0
142	100	0,1000	0
143	102	0,1000	0
144	104	0,1000	0
145	106	0,1000	0
146	107	0,1000	0
147	108	0,1000	0
148	111	0,1000	0
149	112	0,1000	0
150	114	0,1000	0
151	115	0,1000	0
152	119	0,1000	0
153	121	0,1000	0
154	123	0,1000	0
155	125	0,1000	0
156	128	0,1000	0
157	130	0,1000	0
158	131	0,1000	0
159	134	0,1000	0
160	137	0,1000	0
161	139	0,1000	0
162	142	0,1000	0
163	145	0,1000	0
164	147	0,1000	0
165	150	0,1000	0
166	152	0,1000	0
167	155	0,1000	0
168	156	0,1000	0
169	159	0,1000	0
170	161	0,1000	0
171	163	0,1000	0
172	164	0,1000	0

ID	Barramento	Pload (kW)	Número de Consumidores
173	166	0,1000	0
174	168	0,1000	0
175	171	0,1000	0
176	172	0,1000	0
177	174	0,1000	0
178	176	0,1000	0
179	178	0,1000	0

A.8 Rede Real – Dados Iniciais (Produções)

Tabela A 8.1 Rede Real – Dados das Produções

ID	Barramento	Pmin (kW)	Pmax (kW)	Custo (€/kW)	Tipo
1	1	2000,0000	30000,0000	0,16	Subestação
2	3	23,2783	23,2783	0,09	Parque Eólico
3	2	51,9513	259,7566	0,13	Central Biomassa
4	5	1,5165	7,5825	0,13	Central Biomassa
5	6	34,3738	34,3738	0,15	Parque Fotovoltaico
6	7	23,3464	23,3464	0,09	Parque Eólico
7	8	33,7893	33,7893	0,15	Parque Fotovoltaico
8	9	33,9132	33,9132	0,15	Parque Fotovoltaico
9	10	22,8368	22,8368	0,09	Parque Eólico
10	11	34,3005	34,3005	0,15	Parque Fotovoltaico
11	12	33,4616	33,4616	0,15	Parque Fotovoltaico
12	13	22,9712	114,8561	0,13	Central Biomassa
13	14	34,3578	34,3578	0,15	Parque Fotovoltaico
14	15	34,0824	34,0824	0,15	Parque Fotovoltaico
15	16	34,1136	34,1136	0,15	Parque Fotovoltaico
16	17	33,6433	33,6433	0,15	Parque Fotovoltaico
17	18	33,4684	33,4684	0,15	Parque Fotovoltaico
18	3	22,6661	113,3306	0,13	Central Biomassa
19	21	23,1924	23,1924	0,09	Parque Eólico
20	23	33,9564	33,9564	0,15	Parque Fotovoltaico
21	25	34,3759	34,3759	0,15	Parque Fotovoltaico
22	27	33,9279	33,9279	0,15	Parque Fotovoltaico
23	29	33,9621	33,9621	0,15	Parque Fotovoltaico
24	31	33,8436	33,8436	0,15	Parque Fotovoltaico
25	33	22,7113	113,5564	0,13	Central Biomassa
26	5	51,2509	256,2547	0,13	Central Biomassa
27	37	33,4611	33,4611	0,15	Parque Fotovoltaico
28	39	33,8278	33,8278	0,15	Parque Fotovoltaico
29	41	33,4586	33,4586	0,15	Parque Fotovoltaico
30	43	34,3073	34,3073	0,15	Parque Fotovoltaico
31	45	33,4469	33,4469	0,15	Parque Fotovoltaico
32	47	1,5160	7,5802	0,13	Central Biomassa

ID	Barramento	Pmin (kW)	Pmax (kW)	Custo (€/kW)	Tipo
33	49	34,1052	34,1052	0,15	Parque Fotovoltaico
34	51	34,3087	34,3087	0,15	Parque Fotovoltaico
35	53	34,2954	34,2954	0,15	Parque Fotovoltaico
36	55	33,8388	33,8388	0,15	Parque Fotovoltaico
37	57	0,6608	3,3039	0,13	Central Biomassa
38	59	33,8074	33,8074	0,15	Parque Fotovoltaico
39	61	34,3735	34,3735	0,15	Parque Fotovoltaico
40	63	34,2690	34,2690	0,15	Parque Fotovoltaico
41	64	33,5603	33,5603	0,15	Parque Fotovoltaico
42	65	33,7410	33,7410	0,15	Parque Fotovoltaico
43	66	33,9668	33,9668	0,15	Parque Fotovoltaico
44	67	33,5647	33,5647	0,15	Parque Fotovoltaico
45	68	34,2412	34,2412	0,15	Parque Fotovoltaico
46	69	23,4439	23,4439	0,09	Parque Eólico
47	70	22,9312	22,9312	0,09	Parque Eólico
48	71	23,2510	23,2510	0,09	Parque Eólico
49	72	22,9586	22,9586	0,09	Parque Eólico
50	73	23,1521	23,1521	0,09	Parque Eólico
51	74	23,1971	23,1971	0,09	Parque Eólico
52	75	23,4311	23,4311	0,09	Parque Eólico
53	76	22,8911	22,8911	0,09	Parque Eólico
54	7	37,1593	185,7967	0,13	Central Biomassa
55	78	22,7710	22,7710	0,09	Parque Eólico
56	79	23,0233	23,0233	0,09	Parque Eólico
57	80	23,1425	23,1425	0,09	Parque Eólico
58	81	23,3851	23,3851	0,09	Parque Eólico
59	82	23,0217	23,0217	0,09	Parque Eólico
60	83	22,8547	22,8547	0,09	Parque Eólico
61	84	23,0172	23,0172	0,09	Parque Eólico
62	85	23,0634	23,0634	0,09	Parque Eólico
63	86	23,2677	23,2677	0,09	Parque Eólico
64	87	23,4180	23,4180	0,09	Parque Eólico
65	88	0,6620	3,3101	0,13	Central Biomassa
66	89	33,9306	33,9306	0,15	Parque Fotovoltaico
67	91	23,1012	23,1012	0,09	Parque Eólico

ID	Barramento	Pmin (kW)	Pmax (kW)	Custo (€/kW)	Tipo
68	93	23,1628	23,1628	0,09	Parque Eólico
69	95	23,3380	23,3380	0,09	Parque Eólico
70	97	23,0549	23,0549	0,09	Parque Eólico
71	99	33,7027	33,7027	0,15	Parque Fotovoltaico
72	101	25,8219	25,8219	0,09	Parque Eólico
73	103	23,4263	23,4263	0,09	Parque Eólico
74	105	23,0684	23,0684	0,09	Parque Eólico
75	107	22,8961	22,8961	0,09	Parque Eólico
76	109	34,0527	34,0527	0,15	Parque Fotovoltaico
77	111	23,0684	23,0684	0,09	Parque Eólico
78	113	37,8347	189,1737	0,13	Central Biomassa
79	115	33,7383	33,7383	0,15	Parque Fotovoltaico
80	117	33,5072	33,5072	0,15	Parque Fotovoltaico
81	119	23,0759	23,0759	0,09	Parque Eólico
82	121	23,1239	23,1239	0,09	Parque Eólico
83	123	23,2397	23,2397	0,09	Parque Eólico
84	125	34,2580	34,2580	0,15	Parque Fotovoltaico
85	127	23,3301	23,3301	0,09	Parque Eólico
86	129	38,0718	190,3589	0,13	Central Biomassa
87	131	22,7858	22,7858	0,09	Parque Eólico
88	133	23,2918	23,2918	0,09	Parque Eólico
89	135	22,8631	22,8631	0,09	Parque Eólico
90	137	23,1623	23,1623	0,09	Parque Eólico
91	139	23,3006	23,3006	0,09	Parque Eólico
92	141	23,0189	23,0189	0,09	Parque Eólico
93	143	22,8936	22,8936	0,09	Parque Eólico
94	145	22,9393	22,9393	0,09	Parque Eólico
95	147	23,3058	23,3058	0,09	Parque Eólico
96	148	23,3425	23,3425	0,09	Parque Eólico
97	149	23,3512	23,3512	0,09	Parque Eólico
98	150	22,8406	22,8406	0,09	Parque Eólico
99	151	23,0739	23,0739	0,09	Parque Eólico
100	152	22,7337	22,7337	0,09	Parque Eólico
101	153	33,8618	33,8618	0,15	Parque Fotovoltaico
102	154	33,7515	33,7515	0,15	Parque Fotovoltaico

ID	Barramento	Pmin (kW)	Pmax (kW)	Custo (€/kW)	Tipo
103	155	22,7854	113,9269	0,13	Central Biomassa
104	156	22,7646	22,7646	0,09	Parque Eólico
105	157	22,7036	113,5179	0,13	Central Biomassa
106	158	23,2098	23,2098	0,09	Parque Eólico
107	159	22,7548	113,7738	0,13	Central Biomassa
108	160	22,8823	22,8823	0,09	Parque Eólico
109	161	34,0313	34,0313	0,15	Parque Fotovoltaico
110	162	23,1269	23,1269	0,09	Parque Eólico
111	163	22,7894	22,7894	0,09	Parque Eólico
112	164	34,2849	34,2849	0,15	Parque Fotovoltaico
113	165	33,7741	33,7741	0,15	Parque Fotovoltaico
114	166	33,5350	33,5350	0,15	Parque Fotovoltaico
115	167	0,6687	3,3437	0,13	Central Biomassa
116	11	37,8582	189,2910	0,13	Central Biomassa
117	173	23,1404	23,1404	0,09	Parque Eólico

A.9 Rede Real – Dados Iniciais (ST e PVE)

Tabela A 9.1 Rede Real – Dados do st e dos PVE

ID	Barramento	Estado Anterior (Ah)	Limites Máximos		
			Carregar (Ah)	Descarregar (Ah)	
St	1	13	0,0000	3,8490	3,8490
St	2	15	0,0000	3,8490	3,8490
St	3	18	0,0000	3,8490	3,8490
St	4	29	0,0000	3,8490	3,8490
St	5	31	0,0000	1,9245	1,9245
St	6	34	0,0000	3,8490	3,8490
St	7	36	0,0000	1,9245	1,9245
PVE	1	3	-0,1499	0,6928	0,6928
PVE	2	69	0,0000	0,2887	0,2887
PVE	3	96	-0,0237	0,4619	0,4619
PVE	4	107	-0,0425	0,5196	0,5196
PVE	5	161	-0,1019	0,4619	0,4619

Tabela A 9.2 Rede Real – Dados do st e dos PVE

ID	Barramento	Capacidade (Ah)	Preço		
			Carregar (€/Ah)	Descarregar (€/Ah)	
St	1	13	19,2450	0,13	0,18
St	2	15	19,2450	0,13	0,18
St	3	18	19,2450	0,13	0,18
St	4	29	19,2450	0,13	0,18
St	5	31	9,6225	0,13	0,18
St	6	34	19,2450	0,13	0,18
St	7	36	9,6225	0,13	0,18
PVE	1	3	4,9606	0,13	0,15
PVE	2	69	2,1939	0,13	0,15
PVE	3	96	3,5103	0,13	0,15
PVE	4	107	3,6442	0,13	0,15
PVE	5	161	3,5103	0,13	0,15

A.10 Rede Real – Dados Iniciais (Linhas)

Tabela A 10.1 Rede Real – Dados das Linhas

Barramento saída	Barramento entrada	R (Ω)	X (Ω)	Limite Térmico (kVA)
1	2	0,02	0,02	18895,50
2	3	0,04	0,08	23868,00
2	1	0,02	0,02	18895,50
3	4	0,17	0,27	11934,00
3	5	0,04	0,08	23868,00
3	2	0,04	0,08	23868,00
4	3	0,17	0,27	11934,00
5	6	0,10	0,16	11934,00
5	7	0,06	0,11	23868,00
5	3	0,04	0,08	23868,00
6	8	0,03	0,03	18895,50
6	5	0,10	0,16	11934,00
7	10	0,24	0,38	11934,00
7	11	0,03	0,06	23868,00
7	5	0,06	0,11	23868,00
8	9	0,05	0,04	18895,50
8	6	0,03	0,03	18895,50
9	8	0,05	0,04	18895,50
10	7	0,24	0,38	11934,00
11	12	0,10	0,16	11934,00
11	13	0,03	0,06	23868,00
11	7	0,03	0,06	23868,00
12	11	0,10	0,16	11934,00
13	14	0,17	0,27	11934,00
13	15	0,03	0,06	23868,00
13	11	0,03	0,06	23868,00
14	13	0,17	0,27	11934,00
15	16	0,20	0,32	11934,00
15	17	0,05	0,08	11934,00
15	18	0,13	0,23	23868,00
15	13	0,03	0,06	23868,00
16	15	0,20	0,32	11934,00

Barramento saída	Barramento entrada	R (Ω)	X (Ω)	Limite Térmico (kVA)
17	19	0,14	0,22	11934,00
17	22	0,20	0,32	11934,00
17	15	0,05	0,08	11934,00
18	25	0,29	0,44	7956,00
18	29	0,15	0,27	23868,00
18	15	0,13	0,23	23868,00
19	20	0,04	0,04	18895,50
19	17	0,14	0,22	11934,00
20	21	0,02	0,02	18895,50
20	19	0,04	0,04	18895,50
21	20	0,02	0,02	18895,50
22	23	0,17	0,27	11934,00
22	24	0,20	0,32	11934,00
22	17	0,20	0,32	11934,00
23	121	0,53	0,79	13923,00
23	22	0,17	0,27	11934,00
24	22	0,20	0,32	11934,00
25	26	0,14	0,22	11934,00
25	27	0,07	0,11	11934,00
25	18	0,29	0,44	7956,00
26	25	0,14	0,22	11934,00
27	28	0,02	0,01	18895,50
27	25	0,07	0,11	11934,00
28	27	0,02	0,01	18895,50
29	30	0,53	0,79	7956,00
29	31	0,13	0,23	23868,00
29	18	0,15	0,27	23868,00
30	29	0,53	0,79	7956,00
31	32	0,17	0,27	11934,00
31	33	1,01	1,62	11934,00
31	34	0,16	0,29	23868,00
31	29	0,13	0,23	23868,00
32	31	0,17	0,27	11934,00
33	31	1,01	1,62	11934,00
34	35	0,27	0,43	11934,00

Barramento saída	Barramento entrada	R (Ω)	X (Ω)	Limite Térmico (kVA)
34	36	0,15	0,27	23868,00
34	31	0,16	0,29	23868,00
35	34	0,27	0,43	11934,00
36	37	0,23	0,38	15912,00
36	95	0,87	1,31	8950,50
36	34	0,15	0,27	23868,00
37	38	0,10	0,17	23868,00
37	36	0,23	0,38	15912,00
38	39	0,30	0,49	11934,00
38	42	0,03	0,06	23868,00
38	37	0,10	0,17	23868,00
39	40	0,20	0,32	11934,00
39	41	0,20	0,32	11934,00
39	38	0,30	0,49	11934,00
40	39	0,20	0,32	11934,00
41	39	0,20	0,32	11934,00
42	43	0,07	0,11	11934,00
42	44	0,14	0,25	23868,00
42	38	0,03	0,06	23868,00
43	42	0,07	0,11	11934,00
44	45	0,07	0,11	11934,00
44	46	0,08	0,15	23868,00
44	42	0,14	0,25	23868,00
45	44	0,07	0,11	11934,00
46	47	0,17	0,27	11934,00
46	50	0,10	0,16	11934,00
46	51	0,13	0,22	15912,00
46	44	0,08	0,15	23868,00
47	48	0,10	0,16	11934,00
47	49	0,14	0,22	11934,00
47	46	0,17	0,27	11934,00
48	47	0,10	0,16	11934,00
49	47	0,14	0,22	11934,00
50	46	0,10	0,16	11934,00
51	52	0,70	1,05	7956,00

Barramento saída	Barramento entrada	R (Ω)	X (Ω)	Limite Térmico (kVA)
51	53	0,13	0,22	15912,00
51	46	0,13	0,22	15912,00
52	51	0,70	1,05	7956,00
53	54	0,29	0,44	7956,00
53	55	0,15	0,26	15912,00
53	51	0,13	0,22	15912,00
54	53	0,29	0,44	7956,00
55	56	0,20	0,32	11934,00
55	61	0,70	1,05	7956,00
55	62	0,21	0,35	15912,00
55	53	0,15	0,25	15912,00
56	57	0,10	0,16	11934,00
56	59	0,24	0,38	11934,00
56	55	0,20	0,32	11934,00
57	58	0,04	0,04	18895,50
57	56	0,10	0,16	11934,00
58	57	0,04	0,04	18895,50
59	60	0,07	0,04	13923,00
59	56	0,24	0,38	11934,00
60	59	0,07	0,04	13923,00
61	55	0,70	1,05	7956,00
62	63	0,47	0,70	7956,00
62	68	0,23	0,38	15912,00
62	55	0,21	0,35	15912,00
63	64	0,41	0,61	7956,00
63	66	0,17	0,27	11934,00
63	62	0,47	0,70	7956,00
64	65	0,09	0,06	13923,00
64	63	0,41	0,61	7956,00
65	64	0,09	0,06	13923,00
66	67	0,09	0,06	13923,00
66	63	0,17	0,27	11934,00
67	66	0,09	0,06	13923,00
68	69	0,27	0,43	11934,00
68	92	0,35	0,53	7956,00

Barramento saída	Barramento entrada	R (Ω)	X (Ω)	Limite Térmico (kVA)
68	62	0,23	0,38	15912,00
69	70	0,09	0,06	13923,00
69	71	0,24	0,38	11934,00
69	68	0,27	0,43	11934,00
70	69	0,09	0,06	13923,00
71	72	0,41	0,61	7956,00
71	73	0,30	0,49	11934,00
71	69	0,24	0,38	11934,00
72	71	0,41	0,61	7956,00
73	74	0,21	0,13	13923,00
73	71	0,30	0,49	11934,00
74	75	0,16	0,10	13923,00
74	73	0,21	0,13	13923,00
75	76	0,17	0,27	11934,00
75	74	0,16	0,10	13923,00
76	77	0,23	0,35	7956,00
76	78	0,41	0,61	7956,00
76	75	0,17	0,27	11934,00
77	76	0,23	0,35	7956,00
78	79	0,20	0,32	11934,00
78	80	0,41	0,61	7956,00
78	76	0,41	0,61	7956,00
79	78	0,20	0,32	11934,00
80	81	0,41	0,61	7956,00
80	83	0,35	0,53	7956,00
80	86	0,29	0,44	7956,00
80	78	0,41	0,61	7956,00
81	82	0,07	0,07	18895,50
81	80	0,41	0,61	7956,00
82	174	0,53	0,79	13923,00
82	81	0,07	0,07	18895,50
83	84	0,41	0,61	7956,00
83	85	0,05	0,04	18895,50
83	80	0,35	0,53	7956,00
84	83	0,41	0,61	7956,00

Barramento saída	Barramento entrada	R (Ω)	X (Ω)	Limite Térmico (kVA)
85	83	0,05	0,04	18895,50
86	87	0,23	0,35	7956,00
86	88	0,20	0,32	11934,00
86	89	0,47	0,70	7956,00
86	80	0,29	0,44	7956,00
87	86	0,23	0,35	7956,00
88	86	0,20	0,32	11934,00
89	90	0,35	0,53	7956,00
89	91	0,29	0,44	7956,00
89	86	0,47	0,70	7956,00
90	89	0,35	0,53	7956,00
91	133	0,53	0,79	13923,00
91	89	0,29	0,44	7956,00
92	93	0,41	0,61	7956,00
92	94	0,29	0,44	7956,00
92	68	0,35	0,53	7956,00
93	92	0,41	0,61	7956,00
94	92	0,29	0,44	7956,00
95	96	0,34	0,54	11934,00
95	36	0,87	1,31	8950,50
96	97	0,23	0,35	7956,00
96	100	0,20	0,32	11934,00
96	95	0,34	0,54	11934,00
97	98	0,17	0,27	11934,00
97	99	0,18	0,26	7956,00
97	96	0,23	0,35	7956,00
98	97	0,17	0,27	11934,00
99	97	0,18	0,26	7956,00
100	101	0,17	0,27	11934,00
100	102	0,34	0,54	11934,00
100	96	0,20	0,32	11934,00
101	100	0,17	0,27	11934,00
102	103	0,17	0,27	11934,00
102	104	0,34	0,54	11934,00
102	100	0,34	0,54	11934,00

Barramento saída	Barramento entrada	R (Ω)	X (Ω)	Limite Térmico (kVA)
103	102	0,17	0,27	11934,00
104	105	0,17	0,27	11934,00
104	106	0,51	0,81	11934,00
104	102	0,34	0,54	11934,00
105	104	0,17	0,27	11934,00
106	107	0,35	0,53	7956,00
106	128	0,30	0,49	11934,00
106	142	0,88	1,32	7956,00
106	104	0,51	0,81	11934,00
107	108	0,41	0,61	7956,00
107	111	0,41	0,61	7956,00
107	106	0,35	0,53	7956,00
108	109	0,14	0,22	11934,00
108	110	0,17	0,27	11934,00
108	107	0,41	0,61	7956,00
109	108	0,14	0,22	11934,00
110	108	0,17	0,27	11934,00
111	112	0,29	0,44	7956,00
111	114	0,41	0,61	7956,00
111	107	0,41	0,61	7956,00
112	113	0,10	0,16	11934,00
112	115	0,20	0,32	11934,00
112	111	0,29	0,44	7956,00
113	112	0,10	0,16	11934,00
114	117	0,14	0,22	11934,00
114	118	0,14	0,22	11934,00
114	119	0,59	0,88	7956,00
114	111	0,41	0,61	7956,00
115	116	0,09	0,06	13923,00
115	112	0,20	0,32	11934,00
116	115	0,09	0,06	13923,00
117	114	0,14	0,22	11934,00
118	114	0,14	0,22	11934,00
119	120	0,29	0,44	7956,00
119	121	0,64	0,97	7956,00

Barramento saída	Barramento entrada	R (Ω)	X (Ω)	Limite Térmico (kVA)
119	114	0,59	0,88	7956,00
120	119	0,29	0,44	7956,00
121	122	0,17	0,27	11934,00
121	123	0,47	0,70	7956,00
121	23	0,53	0,79	13923,00
121	119	0,64	0,97	7956,00
122	121	0,17	0,27	11934,00
123	124	0,29	0,44	7956,00
123	125	0,44	0,70	11934,00
123	121	0,47	0,70	7956,00
124	123	0,29	0,44	7956,00
125	126	0,14	0,22	11934,00
125	127	0,17	0,27	11934,00
125	123	0,44	0,70	11934,00
126	125	0,14	0,22	11934,00
127	125	0,17	0,27	11934,00
128	129	0,24	0,38	11934,00
128	130	0,88	1,32	7956,00
128	106	0,30	0,49	11934,00
129	128	0,24	0,38	11934,00
130	131	0,41	0,61	7956,00
130	134	0,64	0,97	7956,00
130	128	0,88	1,32	7956,00
131	132	0,23	0,35	7956,00
131	133	0,17	0,27	11934,00
131	130	0,41	0,61	7956,00
132	131	0,23	0,35	7956,00
133	91	0,53	0,79	13923,00
133	131	0,17	0,27	11934,00
134	135	0,29	0,44	7956,00
134	136	0,10	0,16	11934,00
134	137	0,53	0,79	7956,00
134	130	0,64	0,97	7956,00
135	134	0,29	0,44	7956,00
136	134	0,10	0,16	11934,00

Barramento saída	Barramento entrada	R (Ω)	X (Ω)	Limite Térmico (kVA)
137	138	0,23	0,35	7956,00
137	139	0,47	0,70	7956,00
137	134	0,53	0,79	7956,00
138	169	0,53	0,79	13923,00
138	137	0,23	0,35	7956,00
139	140	0,17	0,27	11934,00
139	141	0,23	0,35	7956,00
139	137	0,47	0,70	7956,00
140	139	0,17	0,27	11934,00
141	139	0,23	0,35	7956,00
142	143	0,27	0,43	11934,00
142	144	0,20	0,32	11934,00
142	145	0,94	1,40	7956,00
142	106	0,88	1,32	7956,00
143	142	0,27	0,43	11934,00
144	142	0,20	0,32	11934,00
145	146	0,29	0,44	7956,00
145	147	0,53	0,79	7956,00
145	150	0,64	0,97	7956,00
145	142	0,94	1,40	7956,00
146	145	0,29	0,44	7956,00
147	148	0,10	0,16	11934,00
147	149	0,23	0,35	7956,00
147	145	0,53	0,79	7956,00
148	147	0,10	0,16	11934,00
149	147	0,23	0,35	7956,00
150	151	0,23	0,35	7956,00
150	152	0,70	1,05	7956,00
150	155	0,76	1,14	7956,00
150	145	0,64	0,97	7956,00
151	150	0,23	0,35	7956,00
152	153	0,23	0,35	7956,00
152	154	0,23	0,35	7956,00
152	150	0,70	1,05	7956,00
153	152	0,23	0,35	7956,00

Barramento saída	Barramento entrada	R (Ω)	X (Ω)	Limite Térmico (kVA)
154	152	0,23	0,35	7956,00
155	156	0,64	0,97	7956,00
155	159	0,53	0,79	7956,00
155	161	0,53	0,79	7956,00
155	150	0,76	1,14	7956,00
156	157	0,24	0,38	11934,00
156	158	0,29	0,44	7956,00
156	155	0,64	0,97	7956,00
157	156	0,24	0,38	11934,00
158	156	0,29	0,44	7956,00
159	160	0,17	0,27	11934,00
159	155	0,53	0,79	7956,00
160	159	0,17	0,27	11934,00
161	162	0,23	0,35	7956,00
161	163	0,47	0,70	7956,00
161	155	0,53	0,79	7956,00
162	161	0,23	0,35	7956,00
163	164	0,76	1,14	7956,00
163	171	0,53	0,79	7956,00
163	161	0,47	0,70	7956,00
164	165	0,29	0,44	7956,00
164	166	0,47	0,70	7956,00
164	163	0,76	1,14	7956,00
165	164	0,29	0,44	7956,00
166	167	0,29	0,44	7956,00
166	168	0,24	0,38	11934,00
166	164	0,47	0,70	7956,00
167	166	0,29	0,44	7956,00
168	169	0,24	0,38	11934,00
168	170	0,20	0,32	11934,00
168	166	0,24	0,38	11934,00
169	138	0,53	0,79	13923,00
169	168	0,24	0,38	11934,00
170	168	0,20	0,32	11934,00
171	172	0,41	0,61	7956,00

Barramento saída	Barramento entrada	R (Ω)	X (Ω)	Limite Térmico (kVA)
171	176	0,70	1,05	7956,00
171	163	0,53	0,79	7956,00
172	173	0,17	0,27	11934,00
172	174	0,47	0,70	7956,00
172	171	0,41	0,61	7956,00
173	172	0,17	0,27	11934,00
174	175	0,29	0,44	7956,00
174	82	0,53	0,79	13923,00
174	172	0,47	0,70	7956,00
175	174	0,29	0,44	7956,00
176	177	0,17	0,27	11934,00
176	178	0,64	0,97	7956,00
176	171	0,70	1,05	7956,00
177	176	0,17	0,27	11934,00
178	179	0,41	0,61	7956,00
178	180	0,35	0,53	7956,00
178	176	0,64	0,97	7956,00
179	178	0,41	0,61	7956,00
180	178	0,35	0,53	7956,00

Tabela A 10.2 Rede Real – Dados das Linhas

Barramento saída	Barramento entrada	ρ ($\Omega \cdot \text{mm}^2/\text{km}$)	L (km)	λ (avaria/ano)	r (horas/ano)
1	2	0,0153	0,1500	0,1000	50,9600
2	3	0,0212	0,2000	0,1000	50,9600
2	1	0,0153	0,1500	0,3000	3,0230
3	4	0,0677	0,2500	0,3000	3,0230
3	5	0,0212	0,2000	0,5000	2,6490
3	2	0,0212	0,2000	0,3000	3,3631
4	3	0,0677	0,2500	0,5000	2,6490
5	6	0,0677	0,1500	0,3000	3,3631
5	7	0,0212	0,3000	0,3000	2,6590
5	3	0,0212	0,2000	0,3000	2,5900
6	8	0,0153	0,2000	0,3000	2,6590
6	5	0,0677	0,1500	0,1000	6,6886

Barramento saída	Barramento entrada	ρ (Ω .mm ² /km)	L (km)	λ (avaria/ano)	r (horas/ano)
7	10	0,0676	0,3500	0,3000	2,5900
7	11	0,0212	0,1500	0,2000	3,1537
7	5	0,0212	0,3000	0,3000	2,4480
8	9	0,0153	0,3000	0,1000	6,6886
8	6	0,0153	0,2000	0,1000	6,3954
9	8	0,0153	0,3000	0,1000	6,3954
10	7	0,0676	0,3500	0,2000	3,1537
11	12	0,0677	0,1500	0,3000	2,4480
11	13	0,0212	0,1500	0,1000	3,0476
11	7	0,0212	0,1500	0,4000	2,7211
12	11	0,0677	0,1500	0,1000	3,0476
13	14	0,0677	0,2500	0,4000	2,7211
13	15	0,0212	0,1500	0,2000	2,9631
13	11	0,0212	0,1500	0,3000	2,5156
14	13	0,0677	0,2500	0,2000	2,9631
15	16	0,0677	0,3000	0,3000	2,5156
15	17	0,0677	0,0750	0,3000	2,5073
15	18	0,0212	0,6000	0,4000	2,5298
15	13	0,0212	0,1500	0,4000	2,9185
16	15	0,0677	0,3000	0,3000	2,5073
17	19	0,0676	0,2000	0,4000	2,5298
17	22	0,0677	0,3000	0,4000	2,5022
17	15	0,0677	0,0750	0,4000	2,5689
18	25	0,1170	0,2500	0,4000	2,9185
18	29	0,0212	0,7000	0,4000	4,8902
18	15	0,0212	0,6000	0,1000	2,4943
19	20	0,0153	0,2500	0,4000	2,5022
19	17	0,0676	0,2000	0,2000	6,6886
20	21	0,0092	0,2500	0,2000	6,6886
20	19	0,0153	0,2500	0,4000	2,5026
21	20	0,0092	0,2500	0,4000	2,5026
22	23	0,1130	0,1500	0,4000	2,5689
22	24	0,1010	0,2000	0,2000	2,2056
22	17	0,0677	0,3000	0,2000	8,5907
23	121	0,0752	0,7000	0,2000	2,2056

Barramento saída	Barramento entrada	ρ ($\Omega \cdot \text{mm}^2/\text{km}$)	L (km)	λ (avaria/ano)	r (horas/ano)
23	22	0,1130	0,1500	0,3000	5,1092
24	22	0,1010	0,2000	0,2000	8,5907
25	26	0,0676	0,2000	0,4000	4,8902
25	27	0,0338	0,2000	0,2000	1,7852
25	18	0,1170	0,2500	0,3000	2,6594
26	25	0,0676	0,2000	0,2000	1,7852
27	28	0,0153	0,1000	0,3000	2,6594
27	25	0,0338	0,2000	0,4000	5,4484
28	27	0,0153	0,1000	0,4000	5,4484
29	30	0,5270	0,1000	0,1000	2,4943
29	31	0,0510	0,2500	0,4000	3,1488
29	18	0,0212	0,7000	0,1000	7,2488
30	29	0,5270	0,1000	0,4000	3,1488
31	32	0,0113	1,5000	0,1000	7,2488
31	33	0,4060	0,2500	0,3000	2,1313
31	34	0,0212	0,7500	0,3000	2,6865
31	29	0,0510	0,2500	0,2000	2,1297
32	31	0,0113	1,5000	0,3000	2,1313
33	31	0,4060	0,2500	0,3000	2,6865
34	35	0,0677	0,4000	0,2000	2,1297
34	36	0,0212	0,7000	0,2000	2,8729
34	31	0,0212	0,7500	0,3000	3,1721
35	34	0,0677	0,4000	0,2000	2,8729
36	37	0,0375	0,6000	0,3000	3,1721
36	95	0,1090	0,8000	0,2000	9,1641
36	34	0,0212	0,7000	0,3000	1,6854
37	38	0,0212	0,4500	0,2000	9,1641
37	36	0,0375	0,6000	0,2000	1,7576
38	39	0,0609	0,5000	0,2000	1,7576
38	42	0,0091	0,3500	0,2000	2,8795
38	37	0,0212	0,4500	0,1000	2,8268
39	40	0,0677	0,3000	0,2000	2,8795
39	41	0,0451	0,4500	0,3000	1,9241
39	38	0,0609	0,5000	0,3000	2,7734
40	39	0,0677	0,3000	0,3000	1,9241

Barramento saída	Barramento entrada	ρ (Ω .mm ² /km)	L (km)	λ (avaria/ano)	r (horas/ano)
41	39	0,0451	0,4500	0,3000	2,7734
42	43	0,0677	0,1000	0,1000	2,8268
42	44	0,0212	0,6500	0,3000	2,9880
42	38	0,0091	0,3500	0,4000	2,0296
43	42	0,0677	0,1000	0,3000	2,9880
44	45	0,0677	0,1000	0,4000	2,0296
44	46	0,0212	0,4000	0,2000	3,6627
44	42	0,0212	0,6500	0,1000	1,4358
45	44	0,0677	0,1000	0,2000	3,6627
46	47	0,1690	0,1000	0,1000	1,4358
46	50	0,1010	0,1000	0,3000	3,0925
46	51	0,0328	0,4000	0,2000	3,0828
46	44	0,0212	0,4000	0,4000	2,1662
47	48	0,0406	0,2500	0,3000	3,0925
47	49	0,0902	0,1500	0,2000	7,9865
47	46	0,1690	0,1000	0,3000	2,5691
48	47	0,0406	0,2500	0,2000	7,9865
49	47	0,0902	0,1500	0,3000	2,5691
50	46	0,1010	0,1000	0,2000	3,0828
51	52	0,1170	0,6000	0,4000	2,1662
51	53	0,0375	0,3500	0,4000	2,0089
51	46	0,0328	0,4000	0,3000	5,2808
52	51	0,1170	0,6000	0,4000	2,0089
53	54	0,1170	0,2500	0,3000	5,2808
53	55	0,0375	0,4000	0,4000	7,6433
53	51	0,0375	0,3500	0,3000	5,1763
54	53	0,1170	0,2500	0,4000	7,6433
55	56	0,0812	0,2500	0,3000	5,1763
55	61	0,2810	0,2500	0,2000	7,0192
55	62	0,0516	0,4000	0,4000	5,0285
55	53	0,0375	0,4000	0,1000	2,7060
56	57	0,0169	0,6000	0,2000	7,0192
56	59	0,0789	0,3000	0,2000	7,9798
56	55	0,0812	0,2500	0,4000	7,6357
57	58	0,0064	0,6000	0,2000	7,9798

Barramento saída	Barramento entrada	ρ (Ω .mm ² /km)	L (km)	λ (avaria/ano)	r (horas/ano)
57	56	0,0169	0,6000	0,1000	4,0679
58	57	0,0064	0,6000	0,1000	4,0679
59	60	0,0191	0,3500	0,4000	7,6357
59	56	0,0789	0,3000	0,1000	7,2488
60	59	0,0191	0,3500	0,1000	7,2488
61	55	0,2810	0,2500	0,4000	5,0285
62	63	0,1870	0,2500	0,1000	2,7060
62	68	0,0900	0,2500	0,3000	5,2499
62	55	0,0516	0,4000	0,2000	2,3489
63	64	0,1170	0,3500	0,3000	5,2499
63	66	0,0677	0,2500	0,2000	2,8401
63	62	0,1870	0,2500	0,2000	6,1489
64	65	0,0268	0,3500	0,2000	2,8401
64	63	0,1170	0,3500	0,1000	3,1509
65	64	0,0268	0,3500	0,1000	3,1509
66	67	0,0234	0,4000	0,2000	6,1489
66	63	0,0677	0,2500	0,1000	5,0541
67	66	0,0234	0,4000	0,1000	5,0541
68	69	0,0773	0,3500	0,2000	2,3489
68	92	0,0780	0,4500	0,1000	3,5681
68	62	0,0900	0,2500	0,5000	2,2644
69	70	0,0268	0,3500	0,1000	3,5681
69	71	0,0676	0,3500	0,4000	4,9206
69	68	0,0773	0,3500	0,5000	5,1450
70	69	0,0268	0,3500	0,4000	4,9206
71	72	0,1170	0,3500	0,5000	5,1450
71	73	0,0870	0,3500	0,2000	4,1764
71	69	0,0676	0,3500	0,4000	2,1352
72	71	0,1170	0,3500	0,2000	4,1764
73	74	0,0613	0,3500	0,4000	2,1352
73	71	0,0870	0,3500	0,1000	3,5681
74	75	0,0459	0,3500	0,1000	3,5681
74	73	0,0613	0,3500	0,1000	5,4970
75	76	0,0376	0,4500	0,1000	5,4970
75	74	0,0459	0,3500	0,4000	2,5891

Barramento saída	Barramento entrada	ρ (Ω .mm ² /km)	L (km)	λ (avaria/ano)	r (horas/ano)
76	77	0,0293	0,8000	0,4000	2,5891
76	78	0,0683	0,6000	0,4000	4,8249
76	75	0,0376	0,4500	0,3000	5,2012
77	76	0,0293	0,8000	0,4000	4,8249
78	79	0,0812	0,2500	0,3000	5,2012
78	80	0,2050	0,2000	0,2000	2,4770
78	76	0,0683	0,6000	0,2000	5,8384
79	78	0,0812	0,2500	0,2000	2,4770
80	81	0,1170	0,3500	0,2000	5,8384
80	83	0,1170	0,3000	0,3000	4,0679
80	86	0,0836	0,3500	0,5000	5,4056
80	78	0,2050	0,2000	0,3000	5,0130
81	82	0,0230	0,3000	0,3000	4,0679
81	80	0,1170	0,3500	0,1000	9,0493
82	174	0,0752	0,7000	0,1000	9,0493
82	81	0,0230	0,3000	0,2000	1,0998
83	84	0,1170	0,3500	0,5000	5,4056
83	85	0,0184	0,2500	0,4000	5,4431
83	80	0,1170	0,3000	0,4000	2,3996
84	83	0,1170	0,3500	0,4000	5,4431
85	83	0,0184	0,2500	0,4000	2,3996
86	87	0,0669	0,3500	0,3000	5,0130
86	88	0,1010	0,2000	0,1000	5,8002
86	89	0,1340	0,3500	0,5000	4,4466
86	80	0,0836	0,3500	0,1000	4,0714
87	86	0,0669	0,3500	0,1000	5,8002
88	86	0,1010	0,2000	0,5000	4,4466
89	90	0,1170	0,3000	0,1000	4,0714
89	91	0,1170	0,2500	0,3000	5,2499
89	86	0,1340	0,3500	0,2000	5,3904
90	89	0,1170	0,3000	0,3000	5,2499
91	133	0,0752	0,7000	0,2000	5,3904
91	89	0,1170	0,2500	0,2000	2,5297
92	93	0,1370	0,3000	0,5000	2,2644
92	94	0,1170	0,2500	0,4000	5,9249

Barramento saída	Barramento entrada	ρ (Ω .mm ² /km)	L (km)	λ (avaria/ano)	r (horas/ano)
92	68	0,0468	0,7500	0,4000	2,9119
93	92	0,1370	0,3000	0,4000	5,9249
94	92	0,1170	0,2500	0,4000	2,9119
95	96	0,1130	0,3000	0,3000	1,6854
95	36	0,1090	0,8000	0,2000	2,3938
96	97	0,1170	0,2000	0,2000	2,3938
96	100	0,0677	0,3000	0,4000	4,7349
96	95	0,1130	0,3000	0,6000	2,5364
97	98	0,0846	0,2000	0,4000	4,7349
97	99	0,0878	0,2000	0,4000	2,5614
97	96	0,1170	0,2000	0,4000	2,1863
98	97	0,0846	0,2000	0,4000	2,5614
99	97	0,0878	0,2000	0,4000	2,1863
100	101	0,0677	0,2500	0,6000	2,5364
100	102	0,2260	0,1500	0,1000	2,2325
100	96	0,0677	0,3000	0,4000	2,3723
101	100	0,0677	0,2500	0,1000	2,2325
102	103	0,0677	0,2500	0,4000	2,3723
102	104	0,0676	0,5000	0,3000	2,9629
102	100	0,2250	0,1500	0,1000	4,3461
103	102	0,0677	0,2500	0,3000	2,9629
104	105	0,0677	0,2500	0,1000	4,3461
104	106	0,1010	0,5000	0,3000	2,2592
104	102	0,0676	0,5000	0,3000	4,5596
105	104	0,0677	0,2500	0,3000	2,2592
106	107	0,1400	0,2500	0,3000	4,5596
106	128	0,0406	0,7500	0,4000	5,5611
106	142	0,1170	0,7500	0,3000	4,6328
106	104	0,1010	0,5000	0,1000	2,2325
107	108	0,1640	0,2500	0,4000	5,5611
107	111	0,0546	0,7500	0,5000	4,9323
107	106	0,1400	0,2500	0,4000	2,4778
108	109	0,0451	0,3000	0,5000	4,9323
108	110	0,0376	0,4500	0,4000	2,1082
108	107	0,1640	0,2500	0,2000	4,0205

Barramento saída	Barramento entrada	ρ (Ω .mm ² /km)	L (km)	λ (avaria/ano)	r (horas/ano)
109	108	0,0451	0,3000	0,4000	2,1082
110	108	0,0376	0,4500	0,2000	4,0205
111	112	0,0836	0,3500	0,4000	2,4778
111	114	0,1170	0,3500	0,2000	2,4095
111	107	0,0546	0,7500	0,2000	2,4288
112	113	0,0507	0,2000	0,2000	2,4095
112	115	0,0812	0,2500	0,2000	4,4430
112	111	0,0836	0,3500	0,2000	5,8607
113	112	0,0507	0,2000	0,2000	4,4430
114	117	0,0387	0,3500	0,2000	2,4288
114	118	0,0902	0,1500	0,6000	2,3934
114	119	0,1950	0,3000	0,2000	2,6718
114	111	0,1170	0,3500	0,3000	2,6909
115	116	0,0375	0,2500	0,2000	5,8607
115	112	0,0812	0,2500	0,2000	3,0993
116	115	0,0375	0,2500	0,2000	3,0993
117	114	0,0387	0,3500	0,6000	2,3934
118	114	0,0902	0,1500	0,2000	2,6718
119	120	0,0836	0,3500	0,3000	2,6909
119	121	0,1840	0,3500	0,3000	5,2765
119	114	0,1950	0,3000	0,1000	5,0744
120	119	0,0836	0,3500	0,3000	5,2765
121	122	0,0677	0,2500	0,3000	5,1092
121	123	0,0851	0,5500	0,1000	5,0744
121	23	0,0752	0,7000	0,3000	5,1633
121	119	0,1840	0,3500	0,3000	4,9722
122	121	0,0677	0,2500	0,3000	5,1633
123	124	0,1170	0,2500	0,3000	4,9722
123	125	0,0799	0,5500	0,2000	2,2914
123	121	0,0851	0,5500	0,1000	5,2598
124	123	0,1170	0,2500	0,2000	2,2914
125	126	0,0541	0,2500	0,1000	5,2598
125	127	0,0423	0,4000	0,3000	5,1888
125	123	0,0799	0,5500	0,3000	2,4847
126	125	0,0541	0,2500	0,3000	5,1888

Barramento saída	Barramento entrada	ρ (Ω .mm ² /km)	L (km)	λ (avaria/ano)	r (horas/ano)
127	125	0,0423	0,4000	0,3000	2,4847
128	129	0,0364	0,6500	0,3000	4,6328
128	130	0,4390	0,2000	0,3000	2,8426
128	106	0,0406	0,7500	0,2000	2,6610
129	128	0,0364	0,6500	0,3000	2,8426
130	131	0,2050	0,2000	0,2000	2,6610
130	134	0,1840	0,3500	0,3000	5,4705
130	128	0,4390	0,2000	0,3000	5,2647
131	132	0,0669	0,3500	0,3000	5,4705
131	133	0,0308	0,5500	0,2000	2,2872
131	130	0,2050	0,2000	0,2000	4,4975
132	131	0,0669	0,3500	0,2000	2,2872
133	91	0,0752	0,7000	0,2000	2,5297
133	131	0,0308	0,5500	0,2000	4,4975
134	135	0,1170	0,2500	0,3000	5,2647
134	136	0,0406	0,2500	0,2000	5,2299
134	137	0,2630	0,2000	0,1000	3,0150
134	130	0,1840	0,3500	0,2000	4,8921
135	134	0,1170	0,2500	0,2000	5,2299
136	134	0,0406	0,2500	0,1000	3,0150
137	138	0,0936	0,2500	0,2000	4,8921
137	139	0,3120	0,1500	0,2000	5,6794
137	134	0,2630	0,2000	0,1000	6,0599
138	169	0,0752	0,7000	0,2000	5,6794
138	137	0,0936	0,2500	0,2000	5,5463
139	140	0,0376	0,4500	0,1000	6,0599
139	141	0,1560	0,1500	0,4000	2,2316
139	137	0,3120	0,1500	0,3000	5,4563
140	139	0,0376	0,4500	0,4000	2,2316
141	139	0,1560	0,1500	0,3000	5,4563
142	143	0,1080	0,2500	0,1000	2,2325
142	144	0,1010	0,2000	0,4000	4,5451
142	145	0,2340	0,4000	0,4000	5,2013
142	106	0,1170	0,7500	0,4000	5,6547
143	142	0,1080	0,2500	0,4000	4,5451

Barramento saída	Barramento entrada	ρ (Ω .mm ² /km)	L (km)	λ (avaria/ano)	r (horas/ano)
144	142	0,1010	0,2000	0,4000	5,2013
145	146	0,1170	0,2500	0,4000	5,6547
145	147	0,1170	0,4500	0,3000	2,4492
145	150	0,1170	0,5500	0,3000	5,1696
145	142	0,2340	0,4000	0,2000	4,5478
146	145	0,1170	0,2500	0,3000	2,4492
147	148	0,0406	0,2500	0,3000	5,1696
147	149	0,0520	0,4500	0,4000	5,3868
147	145	0,1170	0,4500	0,3000	4,9978
148	147	0,0406	0,2500	0,4000	5,3868
149	147	0,0520	0,4500	0,3000	4,9978
150	151	0,1560	0,1500	0,2000	4,5478
150	152	0,3510	0,2000	0,2000	4,6446
150	155	0,1170	0,6500	0,4000	5,5374
150	145	0,1170	0,5500	0,1000	5,1296
151	150	0,1560	0,1500	0,2000	4,6446
152	153	0,1170	0,2000	0,4000	5,5374
152	154	0,0390	0,6000	0,3000	5,3170
152	150	0,3510	0,2000	0,4000	5,4710
153	152	0,1170	0,2000	0,3000	5,3170
154	152	0,0390	0,6000	0,4000	5,4710
155	156	0,3220	0,2000	0,1000	5,1296
155	159	0,0957	0,5500	0,4000	2,6159
155	161	0,1170	0,4500	0,4000	2,1847
155	150	0,1170	0,6500	0,4000	5,5016
156	157	0,1180	0,2000	0,4000	2,6159
156	158	0,0650	0,4500	0,3000	5,3055
156	155	0,3220	0,2000	0,4000	5,3584
157	156	0,1180	0,2000	0,3000	5,3055
158	156	0,0650	0,4500	0,4000	5,3584
159	160	0,0376	0,4500	0,4000	2,1847
159	155	0,0957	0,5500	0,4000	5,0531
160	159	0,0376	0,4500	0,4000	5,0531
161	162	0,0669	0,3500	0,4000	5,5016
161	163	0,1870	0,2500	0,3000	4,9036

Barramento saída	Barramento entrada	ρ (Ω .mm ² /km)	L (km)	λ (avaria/ano)	r (horas/ano)
161	155	0,1170	0,4500	0,3000	4,2101
162	161	0,0669	0,3500	0,3000	4,9036
163	164	0,3800	0,2000	0,3000	4,2101
163	171	0,1320	0,4000	0,3000	5,9645
163	161	0,1870	0,2500	0,3000	4,9658
164	165	0,0731	0,4000	0,3000	5,9645
164	166	0,0720	0,6500	0,3000	4,6917
164	163	0,3800	0,2000	0,4000	4,9187
165	164	0,0731	0,4000	0,3000	4,6917
166	167	0,0650	0,4500	0,4000	4,9187
166	168	0,0947	0,2500	0,3000	2,2357
166	164	0,0720	0,6500	0,4000	2,0705
167	166	0,0650	0,4500	0,3000	2,2357
168	169	0,0592	0,4000	0,4000	2,0705
168	170	0,0812	0,2500	0,4000	2,5345
168	166	0,0947	0,2500	0,3000	2,3359
169	138	0,0752	0,7000	0,2000	5,5463
169	168	0,0592	0,4000	0,4000	2,5345
170	168	0,0812	0,2500	0,3000	2,3359
171	172	0,1170	0,3500	0,3000	4,9658
171	176	0,2810	0,2500	0,3000	5,6656
171	163	0,1320	0,4000	0,4000	2,4928
172	173	0,0564	0,3000	0,3000	5,6656
172	174	0,1340	0,3500	0,3000	5,1092
172	171	0,1170	0,3500	0,4000	5,0594
173	172	0,0564	0,3000	0,3000	5,1092
174	175	0,1170	0,2500	0,4000	2,1996
174	82	0,0752	0,7000	0,4000	5,0594
174	172	0,1340	0,3500	0,2000	5,5463
175	174	0,1170	0,2500	0,2000	5,5463
176	177	0,0423	0,4000	0,4000	2,4928
176	178	0,2570	0,2500	0,4000	2,5345
176	171	0,2810	0,2500	0,3000	2,3359
177	176	0,0423	0,4000	0,4000	2,5345
178	179	0,0410	1,0000	0,3000	2,3359

Barramento saída	Barramento entrada	ρ (Ω .mm ² /km)	L (km)	λ (avaria/ano)	r (horas/ano)
178	180	0,1400	0,2500	0,3000	5,6656
178	176	0,2570	0,2500	0,4000	2,4928
179	178	0,0410	1,0000	0,3000	5,6656
180	178	0,1400	0,2500	0,4000	2,4928

A.11 Rede Real – Dados Iniciais (Novas Linhas)

Tabela A 11.1 Rede Real – Características Novas Linhas

Barramento saída	Barramento entrada	Opção1 (AA90)		Opção2 (AA160)		L (km)
		R1 (Ω)	X1 (Ω)	R2 (Ω)	X2 (Ω)	
1	102	0,1731	0,1133	0,1212	0,0793	1,2000
1	125	0,1226	0,0802	0,0858	0,0562	0,8500
4	6	0,0425	0,0765	0,0297	0,0535	0,2000
6	4	0,0425	0,0765	0,0297	0,0535	0,2000
9	24	0,0319	0,0573	0,0223	0,0401	0,3000
10	12	0,1015	0,1624	0,0710	0,1137	0,1500
12	10	0,1015	0,1624	0,0710	0,1137	0,1500
12	14	0,0319	0,0573	0,0223	0,0401	0,1500
14	12	0,0319	0,0573	0,0223	0,0401	0,1500
14	16	0,2030	0,3247	0,1421	0,2273	0,1500
16	14	0,2030	0,3247	0,1421	0,2273	0,1500
16	28	0,2925	0,4388	0,2048	0,3071	0,2000
21	30	0,0230	0,0221	0,0161	0,0155	0,6000
24	9	0,0319	0,0573	0,0223	0,0401	0,3000
26	32	0,5265	0,7898	0,3686	0,5528	0,7500
28	16	0,2925	0,4388	0,2048	0,3071	0,2000
30	21	0,0230	0,0221	0,0161	0,0155	0,6000
30	33	0,1274	0,2294	0,0892	0,1606	0,2500
32	26	0,5265	0,7898	0,3686	0,5528	0,7500
32	35	0,1593	0,2867	0,1115	0,2007	0,7500
33	30	0,1274	0,2294	0,0892	0,1606	0,2500
35	32	0,1593	0,2867	0,1115	0,2007	0,7500
35	41	0,1487	0,2676	0,1041	0,1873	0,6500
37	98	0,8746	1,3118	0,6122	0,9183	0,5000
40	43	0,0319	0,0573	0,0223	0,0401	0,4000
41	35	0,1487	0,2676	0,1041	0,1873	0,6500
43	40	0,0319	0,0573	0,0223	0,0401	0,4000
43	45	0,1381	0,2485	0,0966	0,1740	0,1000
45	43	0,1381	0,2485	0,0966	0,1740	0,1000
45	50	0,0850	0,1529	0,0595	0,1070	0,1000
48	99	0,2250	0,3825	0,1575	0,2678	0,8000

Barramento saída	Barramento entrada	Opção1 (AA90)		Opção2 (AA160)		L (km)
		R1 (Ω)	X1 (Ω)	R2 (Ω)	X2 (Ω)	
49	54	0,1313	0,2231	0,0919	0,1562	0,6000
50	45	0,0850	0,1529	0,0595	0,1070	0,1000
50	52	0,1313	0,2231	0,0919	0,1562	0,4000
52	50	0,1313	0,2231	0,0919	0,1562	0,4000
52	58	0,7020	1,0530	0,4914	0,7371	0,3500
54	49	0,1313	0,2231	0,0919	0,1562	0,6000
54	61	0,1500	0,2550	0,1050	0,1785	0,2500
58	52	0,7020	1,0530	0,4914	0,7371	0,3500
59	94	0,2250	0,3825	0,1575	0,2678	0,6500
60	93	0,2250	0,3825	0,1575	0,2678	0,8000
61	54	0,1500	0,2550	0,1050	0,1785	0,2500
61	65	0,2250	0,3825	0,1575	0,2678	0,6000
65	61	0,2250	0,3825	0,1575	0,2678	0,6000
67	72	0,4095	0,6143	0,2867	0,4300	0,3500
70	72	0,4095	0,6143	0,2867	0,4300	0,3500
72	67	0,4095	0,6143	0,2867	0,4300	0,3500
72	70	0,4095	0,6143	0,2867	0,4300	0,3500
75	85	0,4095	0,6143	0,2867	0,4300	0,2500
77	79	0,4095	0,6143	0,2867	0,4300	0,8000
79	77	0,4095	0,6143	0,2867	0,4300	0,8000
79	81	0,4095	0,6143	0,2867	0,4300	0,2500
81	79	0,4095	0,6143	0,2867	0,4300	0,2500
81	87	0,2925	0,4388	0,2048	0,3071	0,4000
84	88	0,3510	0,5265	0,2457	0,3686	0,4500
85	75	0,4095	0,6143	0,2867	0,4300	0,2500
87	81	0,2925	0,4388	0,2048	0,3071	0,4000
87	90	0,4680	0,7020	0,3276	0,4914	0,3500
88	84	0,3510	0,5265	0,2457	0,3686	0,4500
90	87	0,4680	0,7020	0,3276	0,4914	0,3500
93	60	0,2250	0,3825	0,1575	0,2678	0,8000
94	59	0,2250	0,3825	0,1575	0,2678	0,6500
97	101	0,2030	0,3247	0,1421	0,2273	0,2000
98	37	0,8746	1,3118	0,6122	0,9183	0,5000
99	48	0,2250	0,3825	0,1575	0,2678	0,8000

Barramento saída	Barramento entrada	Opção1 (AA90)		Opção2 (AA160)		L (km)
		R1 (Ω)	X1 (Ω)	R2 (Ω)	X2 (Ω)	
101	97	0,2030	0,3247	0,1421	0,2273	0,2000
101	103	0,3383	0,5412	0,2368	0,3788	0,2500
102	1	0,1731	0,1133	0,1212	0,0793	1,2000
103	101	0,3383	0,5412	0,2368	0,3788	0,2500
103	105	0,3383	0,5412	0,2368	0,3788	0,2500
105	103	0,3383	0,5412	0,2368	0,3788	0,2500
105	132	0,7605	1,1408	0,5324	0,7985	0,3500
110	118	0,4095	0,6143	0,2867	0,4300	0,2500
113	144	0,7605	1,1408	0,5324	0,7985	0,8000
116	117	0,2250	0,3825	0,1575	0,2678	0,6000
116	149	0,9360	1,4040	0,6552	0,9828	0,2000
117	120	0,5850	0,8775	0,4095	0,6143	0,1500
117	116	0,2250	0,3825	0,1575	0,2678	0,6000
118	110	0,4095	0,6143	0,2867	0,4300	0,2500
120	122	0,6435	0,9653	0,4505	0,6757	0,3500
120	117	0,5850	0,8775	0,4095	0,6143	0,1500
122	127	0,7605	1,1408	0,5324	0,7985	0,8000
122	120	0,6435	0,9653	0,4505	0,6757	0,3500
124	126	0,4397	0,7036	0,3078	0,4925	0,5500
125	1	0,1226	0,0802	0,0858	0,0562	0,8500
126	124	0,4397	0,7036	0,3078	0,4925	0,5500
127	122	0,7605	1,1408	0,5324	0,7985	0,8000
129	136	0,5265	0,7898	0,3686	0,5528	0,2000
132	105	0,7605	1,1408	0,5324	0,7985	0,3500
135	138	0,5265	0,7898	0,3686	0,5528	0,3500
136	129	0,5265	0,7898	0,3686	0,5528	0,2000
136	143	0,5265	0,7898	0,3686	0,5528	0,2000
138	135	0,5265	0,7898	0,3686	0,5528	0,3500
138	140	0,4680	0,7020	0,3276	0,4914	0,3500
140	138	0,4680	0,7020	0,3276	0,4914	0,3500
141	151	0,2340	0,3510	0,1638	0,2457	0,2000
143	136	0,5265	0,7898	0,3686	0,5528	0,2000
143	146	0,1691	0,2706	0,1184	0,1894	0,2000
144	113	0,7605	1,1408	0,5324	0,7985	0,8000

Barramento saída	Barramento entrada	Opção1 (AA90)		Opção2 (AA160)		L (km)
		R1 (Ω)	X1 (Ω)	R2 (Ω)	X2 (Ω)	
144	147	0,9360	1,4040	0,6552	0,9828	0,2000
146	143	0,1691	0,2706	0,1184	0,1894	0,2000
147	144	0,9360	1,4040	0,6552	0,9828	0,2000
148	152	0,6435	0,9653	0,4505	0,6757	1,5000
149	116	0,9360	1,4040	0,6552	0,9828	0,2000
151	141	0,2340	0,3510	0,1638	0,2457	0,2000
152	148	0,6435	0,9653	0,4505	0,6757	1,5000
153	159	0,2925	0,4388	0,2048	0,3071	0,1500
154	160	0,7605	1,1408	0,5324	0,7985	0,6000
157	166	0,7605	1,1408	0,5324	0,7985	0,4500
158	164	0,4680	0,7020	0,3276	0,4914	0,1000
159	153	0,2925	0,4388	0,2048	0,3071	0,1500
160	154	0,7605	1,1408	0,5324	0,7985	0,6000
164	158	0,4680	0,7020	0,3276	0,4914	0,1000
165	173	0,4095	0,6143	0,2867	0,4300	0,3500
165	167	0,4680	0,7020	0,3276	0,4914	0,2500
166	157	0,7605	1,1408	0,5324	0,7985	0,4500
167	165	0,4680	0,7020	0,3276	0,4914	0,2500
167	170	0,2368	0,3788	0,1657	0,2652	0,2500
170	167	0,2368	0,3788	0,1657	0,2652	0,2500
173	165	0,4095	0,6143	0,2867	0,4300	0,3500

Tabela A 11.2 Rede Real – Características Novas Linhas

Barramento saída	Barramento entrada	Opção1 (AA90)		Opção2 (AA160)	
		ρ_1 ($\Omega \cdot \text{mm}^2/\text{km}$)	Limite Térmico (kVA)	ρ_2 ($\Omega \cdot \text{mm}^2/\text{km}$)	Limite Térmico (kVA)
1	102	12,9813	23868,0000	16,1545	26254,8000
1	125	12,9813	23900,0000	16,1545	26290,0000
4	6	19,1160	23868,0000	23,7888	26254,8000
6	4	19,1160	23868,0000	23,7888	26254,8000
9	24	9,5580	11900,0000	11,8944	13090,0000
10	12	60,8850	23900,0000	75,7680	26290,0000
12	10	60,8850	23900,0000	75,7680	26290,0000
12	14	19,1160	23900,0000	23,7888	26290,0000

Barramento saída	Barramento entrada	Opção1 (AA90)		Opção2 (AA160)	
		ρ_1 ($\Omega \cdot \text{mm}^2/\text{km}$)	Limite Térmico (kVA)	ρ_2 ($\Omega \cdot \text{mm}^2/\text{km}$)	Limite Térmico (kVA)
14	12	19,1160	23900,0000	23,7888	26290,0000
14	16	121,7700	23900,0000	151,5360	26290,0000
16	14	121,7700	23900,0000	151,5360	26290,0000
16	28	131,6250	11900,0000	163,8000	13090,0000
21	30	3,4425	11900,0000	4,2840	13090,0000
24	9	9,5580	11900,0000	11,8944	13090,0000
26	32	63,1800	23900,0000	78,6240	26290,0000
28	16	131,6250	11900,0000	163,8000	13090,0000
30	21	3,4425	11900,0000	4,2840	13090,0000
30	33	45,8784	23900,0000	57,0931	26290,0000
32	26	63,1800	23900,0000	78,6240	26290,0000
32	35	19,1160	23900,0000	23,7888	26290,0000
33	30	45,8784	23900,0000	57,0931	26290,0000
35	32	19,1160	23900,0000	23,7888	26290,0000
35	41	20,5865	18900,0000	25,6187	20790,0000
37	98	157,4208	8950,0000	195,9014	9845,0000
40	43	7,1685	23900,0000	8,9208	26290,0000
41	35	20,5865	18900,0000	25,6187	20790,0000
43	40	7,1685	23900,0000	8,9208	26290,0000
43	45	124,2540	23900,0000	154,6272	26290,0000
45	43	124,2540	23900,0000	154,6272	26290,0000
45	50	76,4640	23900,0000	95,1552	26290,0000
48	99	25,3125	15900,0000	31,5000	17490,0000
49	54	19,6875	15900,0000	24,5000	17490,0000
50	45	76,4640	23900,0000	95,1552	26290,0000
50	52	29,5313	15900,0000	36,7500	17490,0000
52	50	29,5313	15900,0000	36,7500	17490,0000
52	58	180,5143	13900,0000	224,6400	15290,0000
54	49	19,6875	15900,0000	24,5000	17490,0000
54	61	54,0000	15900,0000	67,2000	17490,0000
58	52	180,5143	13900,0000	224,6400	15290,0000
59	94	31,1538	11900,0000	38,7692	13090,0000
60	93	25,3125	15900,0000	31,5000	17490,0000
61	54	54,0000	15900,0000	67,2000	17490,0000

Barramento saída	Barramento entrada	Opção1 (AA90)		Opção2 (AA160)	
		ρ_1 ($\Omega \cdot \text{mm}^2/\text{km}$)	Limite Térmico (kVA)	ρ_2 ($\Omega \cdot \text{mm}^2/\text{km}$)	Limite Térmico (kVA)
61	65	33,7500	15900,0000	42,0000	17490,0000
65	61	33,7500	15900,0000	42,0000	17490,0000
67	72	105,3000	7960,0000	131,0400	8756,0000
70	72	105,3000	11900,0000	131,0400	13090,0000
72	67	105,3000	7960,0000	131,0400	8756,0000
72	70	105,3000	11900,0000	131,0400	13090,0000
75	85	147,4200	7960,0000	183,4560	8756,0000
77	79	46,0688	7960,0000	57,3300	8756,0000
79	77	46,0688	7960,0000	57,3300	8756,0000
79	81	147,4200	7960,0000	183,4560	8756,0000
81	79	147,4200	7960,0000	183,4560	8756,0000
81	87	65,8125	7960,0000	81,9000	8756,0000
84	88	70,2000	11900,0000	87,3600	13090,0000
85	75	147,4200	7960,0000	183,4560	8756,0000
87	81	65,8125	7960,0000	81,9000	8756,0000
87	90	120,3429	7960,0000	149,7600	8756,0000
88	84	70,2000	11900,0000	87,3600	13090,0000
90	87	120,3429	7960,0000	149,7600	8756,0000
93	60	25,3125	15900,0000	31,5000	17490,0000
94	59	31,1538	11900,0000	38,7692	13090,0000
97	101	91,3275	11900,0000	113,6520	13090,0000
98	37	157,4208	8950,0000	195,9014	9845,0000
99	48	25,3125	15900,0000	31,5000	17490,0000
101	97	91,3275	11900,0000	113,6520	13090,0000
101	103	121,7700	11900,0000	151,5360	13090,0000
102	1	12,9813	23868,0000	16,1545	26254,8000
103	101	121,7700	11900,0000	151,5360	13090,0000
103	105	121,7700	11900,0000	151,5360	13090,0000
105	103	121,7700	11900,0000	151,5360	13090,0000
105	132	195,5571	15900,0000	243,3600	17490,0000
110	118	147,4200	7960,0000	183,4560	8756,0000
113	144	85,5563	15900,0000	106,4700	17490,0000
116	117	33,7500	15900,0000	42,0000	17490,0000
116	149	421,2000	7960,0000	524,1600	8756,0000

Barramento saída	Barramento entrada	Opção1 (AA90)		Opção2 (AA160)	
		ρ_1 (Ω .mm ² /km)	Limite Térmico (kVA)	ρ_2 (Ω .mm ² /km)	Limite Térmico (kVA)
117	120	351,0000	7960,0000	436,8000	8756,0000
117	116	33,7500	15900,0000	42,0000	17490,0000
118	110	147,4200	7960,0000	183,4560	8756,0000
120	122	165,4714	15900,0000	205,9200	17490,0000
120	117	351,0000	7960,0000	436,8000	8756,0000
122	127	85,5563	11900,0000	106,4700	13090,0000
122	120	165,4714	15900,0000	205,9200	17490,0000
124	126	71,9550	11900,0000	89,5440	13090,0000
125	1	12,9813	23900,0000	16,1545	26290,0000
126	124	71,9550	11900,0000	89,5440	13090,0000
127	122	85,5563	11900,0000	106,4700	13090,0000
129	136	236,9250	7960,0000	294,8400	8756,0000
132	105	195,5571	15900,0000	243,3600	17490,0000
135	138	135,3857	7960,0000	168,4800	8756,0000
136	129	236,9250	7960,0000	294,8400	8756,0000
136	143	236,9250	7960,0000	294,8400	8756,0000
138	135	135,3857	7960,0000	168,4800	8756,0000
138	140	120,3429	7960,0000	149,7600	8756,0000
140	138	120,3429	7960,0000	149,7600	8756,0000
141	151	105,3000	7960,0000	131,0400	8756,0000
143	136	236,9250	7960,0000	294,8400	8756,0000
143	146	76,1063	7960,0000	94,7100	8756,0000
144	113	85,5563	15900,0000	106,4700	17490,0000
144	147	421,2000	7960,0000	524,1600	8756,0000
146	143	76,1063	7960,0000	94,7100	8756,0000
147	144	421,2000	7960,0000	524,1600	8756,0000
148	152	38,6100	7960,0000	48,0480	8756,0000
149	116	421,2000	7960,0000	524,1600	8756,0000
151	141	105,3000	7960,0000	131,0400	8756,0000
152	148	38,6100	7960,0000	48,0480	8756,0000
153	159	175,5000	7960,0000	218,4000	8756,0000
154	160	114,0750	7960,0000	141,9600	8756,0000
157	166	152,1000	7960,0000	189,2800	8756,0000
158	164	421,2000	7960,0000	524,1600	8756,0000

Barramento saída	Barramento entrada	Opção1 (AA90)		Opção2 (AA160)	
		ρ_1 ($\Omega \cdot \text{mm}^2/\text{km}$)	Limite Térmico (kVA)	ρ_2 ($\Omega \cdot \text{mm}^2/\text{km}$)	Limite Térmico (kVA)
159	153	175,5000	7960,0000	218,4000	8756,0000
160	154	114,0750	7960,0000	141,9600	8756,0000
164	158	421,2000	7960,0000	524,1600	8756,0000
165	173	105,3000	7960,0000	131,0400	8756,0000
165	167	168,4800	7960,0000	209,6640	8756,0000
166	157	152,1000	7960,0000	189,2800	8756,0000
167	165	168,4800	7960,0000	209,6640	8756,0000
167	170	85,2390	7960,0000	106,0752	8756,0000
170	167	85,2390	7960,0000	106,0752	8756,0000
173	165	105,3000	7960,0000	131,0400	8756,0000

Tabela A 11.3 Rede Real – Características Novas Linhas

Barramento saída	Barramento entrada	Opção1 (AA90)		Opção2 (AA160)	
		Custo 1 (€)	Custo Manutenção 1 (€)	Custo 2 (€)	Custo Manutenção 2 (€)
1	102	281000,00	56200,00	299000,00	239200,00
1	125	257375,00	51475,00	270125,00	216100,00
4	6	6000,00	1200,00	10500,00	8400,00
6	4	6000,00	1200,00	10500,00	8400,00
9	24	9000,00	1800,00	15750,00	12600,00
10	12	4500,00	900,00	7875,00	6300,00
12	10	4500,00	900,00	7875,00	6300,00
12	14	4500,00	900,00	7875,00	6300,00
14	12	4500,00	900,00	7875,00	6300,00
14	16	4500,00	900,00	7875,00	6300,00
16	14	4500,00	900,00	7875,00	6300,00
16	28	6000,00	1200,00	10500,00	8400,00
21	30	18000,00	3600,00	31500,00	25200,00
24	9	9000,00	1800,00	15750,00	12600,00
26	32	22500,00	4500,00	39375,00	31500,00
28	16	6000,00	1200,00	10500,00	8400,00
30	21	18000,00	3600,00	31500,00	25200,00
30	33	7500,00	1500,00	13125,00	10500,00

Barramento saída	Barramento entrada	Opção1 (AA90)		Opção2 (AA160)	
		Custo 1 (€)	Custo Manutenção 1 (€)	Custo 2 (€)	Custo Manutenção 2 (€)
32	26	22500,00	4500,00	39375,00	31500,00
32	35	22500,00	4500,00	39375,00	31500,00
33	30	7500,00	1500,00	13125,00	10500,00
35	32	22500,00	4500,00	39375,00	31500,00
35	41	19500,00	3900,00	34125,00	27300,00
37	98	15000,00	3000,00	26250,00	21000,00
40	43	12000,00	2400,00	21000,00	16800,00
41	35	19500,00	3900,00	34125,00	27300,00
43	40	12000,00	2400,00	21000,00	16800,00
43	45	3000,00	600,00	5250,00	4200,00
45	43	3000,00	600,00	5250,00	4200,00
45	50	3000,00	600,00	5250,00	4200,00
48	99	24000,00	4800,00	42000,00	33600,00
49	54	18000,00	3600,00	31500,00	25200,00
50	45	3000,00	600,00	5250,00	4200,00
50	52	12000,00	2400,00	21000,00	16800,00
52	50	12000,00	2400,00	21000,00	16800,00
52	58	10500,00	2100,00	18375,00	14700,00
54	49	18000,00	3600,00	31500,00	25200,00
54	61	7500,00	1500,00	13125,00	10500,00
58	52	10500,00	2100,00	18375,00	14700,00
59	94	19500,00	3900,00	34125,00	27300,00
60	93	24000,00	4800,00	42000,00	33600,00
61	54	7500,00	1500,00	13125,00	10500,00
61	65	18000,00	3600,00	31500,00	25200,00
65	61	18000,00	3600,00	31500,00	25200,00
67	72	10500,00	2100,00	18375,00	14700,00
70	72	10500,00	2100,00	18375,00	14700,00
72	67	10500,00	2100,00	18375,00	14700,00
72	70	10500,00	2100,00	18375,00	14700,00
75	85	7500,00	1500,00	13125,00	10500,00
77	79	24000,00	4800,00	42000,00	33600,00
79	77	24000,00	4800,00	42000,00	33600,00
79	81	7500,00	1500,00	13125,00	10500,00

Barramento saída	Barramento entrada	Opção1 (AA90)		Opção2 (AA160)	
		Custo 1 (€)	Custo Manutenção 1 (€)	Custo 2 (€)	Custo Manutenção 2 (€)
81	79	7500,00	1500,00	13125,00	10500,00
81	87	12000,00	2400,00	21000,00	16800,00
84	88	13500,00	2700,00	23625,00	18900,00
85	75	7500,00	1500,00	13125,00	10500,00
87	81	12000,00	2400,00	21000,00	16800,00
87	90	10500,00	2100,00	18375,00	14700,00
88	84	13500,00	2700,00	23625,00	18900,00
90	87	10500,00	2100,00	18375,00	14700,00
93	60	24000,00	4800,00	42000,00	33600,00
94	59	19500,00	3900,00	34125,00	27300,00
97	101	6000,00	1200,00	10500,00	8400,00
98	37	15000,00	3000,00	26250,00	21000,00
99	48	24000,00	4800,00	42000,00	33600,00
101	97	6000,00	1200,00	10500,00	8400,00
101	103	7500,00	1500,00	13125,00	10500,00
102	1	281000,00	56200,00	299000,00	239200,00
103	101	7500,00	1500,00	13125,00	10500,00
103	105	7500,00	1500,00	13125,00	10500,00
105	103	7500,00	1500,00	13125,00	10500,00
105	132	10500,00	2100,00	18375,00	14700,00
110	118	7500,00	1500,00	13125,00	10500,00
113	144	24000,00	4800,00	42000,00	33600,00
116	117	18000,00	3600,00	31500,00	25200,00
116	149	6000,00	1200,00	10500,00	8400,00
117	120	4500,00	900,00	7875,00	6300,00
117	116	18000,00	3600,00	31500,00	25200,00
118	110	7500,00	1500,00	13125,00	10500,00
120	122	10500,00	2100,00	18375,00	14700,00
120	117	4500,00	900,00	7875,00	6300,00
122	127	24000,00	4800,00	42000,00	33600,00
122	120	10500,00	2100,00	18375,00	14700,00
124	126	16500,00	3300,00	28875,00	23100,00
125	1	257375,00	51475,00	270125,00	216100,00
126	124	16500,00	3300,00	28875,00	23100,00

Barramento saída	Barramento entrada	Opção1 (AA90)		Opção2 (AA160)	
		Custo 1 (€)	Custo Manutenção 1 (€)	Custo 2 (€)	Custo Manutenção 2 (€)
127	122	24000,00	4800,00	42000,00	33600,00
129	136	6000,00	1200,00	10500,00	8400,00
132	105	10500,00	2100,00	18375,00	14700,00
135	138	10500,00	2100,00	18375,00	14700,00
136	129	6000,00	1200,00	10500,00	8400,00
136	143	6000,00	1200,00	10500,00	8400,00
138	135	10500,00	2100,00	18375,00	14700,00
138	140	10500,00	2100,00	18375,00	14700,00
140	138	10500,00	2100,00	18375,00	14700,00
141	151	6000,00	1200,00	10500,00	8400,00
143	136	6000,00	1200,00	10500,00	8400,00
143	146	6000,00	1200,00	10500,00	8400,00
144	113	24000,00	4800,00	42000,00	33600,00
144	147	6000,00	1200,00	10500,00	8400,00
146	143	6000,00	1200,00	10500,00	8400,00
147	144	6000,00	1200,00	10500,00	8400,00
148	152	45000,00	9000,00	78750,00	63000,00
149	116	6000,00	1200,00	10500,00	8400,00
151	141	6000,00	1200,00	10500,00	8400,00
152	148	45000,00	9000,00	78750,00	63000,00
153	159	4500,00	900,00	7875,00	6300,00
154	160	18000,00	3600,00	31500,00	25200,00
157	166	13500,00	2700,00	23625,00	18900,00
158	164	3000,00	600,00	5250,00	4200,00
159	153	4500,00	900,00	7875,00	6300,00
160	154	18000,00	3600,00	31500,00	25200,00
164	158	3000,00	600,00	5250,00	4200,00
165	173	10500,00	2100,00	18375,00	14700,00
165	167	7500,00	1500,00	13125,00	10500,00
166	157	13500,00	2700,00	23625,00	18900,00
167	165	7500,00	1500,00	13125,00	10500,00
167	170	7500,00	1500,00	13125,00	10500,00
170	167	7500,00	1500,00	13125,00	10500,00
173	165	10500,00	2100,00	18375,00	14700,00

A.12 Rede Real – Dados Iniciais (Substituição Existentes)

Tabela A 12.1 Rede Real – Características Substituição Existentes

Barramento saída	Barramento entrada	Opção2 (AA160)		
		R2 (Ω)	X2 (Ω)	L (km)
1	2	0,0230	0,0221	0,1500
2	3	0,0425	0,0765	0,2000
2	1	0,0230	0,0221	0,1500
3	4	0,1691	0,2706	0,2500
3	5	0,0425	0,0765	0,2000
3	2	0,0425	0,0765	0,2000
4	3	0,1691	0,2706	0,2500
5	6	0,1015	0,1624	0,1500
5	7	0,0637	0,1147	0,3000
5	3	0,0425	0,0765	0,2000
6	8	0,0306	0,0295	0,2000
6	5	0,1015	0,1624	0,1500
7	10	0,2368	0,3788	0,3500
7	11	0,0319	0,0573	0,1500
7	5	0,0637	0,1147	0,3000
8	9	0,0459	0,0443	0,3000
8	6	0,0306	0,0295	0,2000
9	8	0,0459	0,0443	0,3000
10	7	0,2368	0,3788	0,3500
11	12	0,1015	0,1624	0,1500
11	13	0,0319	0,0573	0,1500
11	7	0,0319	0,0573	0,1500
12	11	0,1015	0,1624	0,1500
13	14	0,1691	0,2706	0,2500
13	15	0,0319	0,0573	0,1500
13	11	0,0319	0,0573	0,1500
14	13	0,1691	0,2706	0,2500
15	16	0,2030	0,3247	0,3000
15	17	0,0507	0,0812	0,0750
15	18	0,1274	0,2294	0,6000
15	13	0,0319	0,0573	0,1500

Barramento saída	Barramento entrada	Opção2 (AA160)		
		R2 (Ω)	X2 (Ω)	L (km)
16	15	0,2030	0,3247	0,3000
17	19	0,1353	0,2165	0,2000
17	22	0,2030	0,3247	0,3000
17	15	0,0508	0,0812	0,0750
18	25	0,2925	0,4388	0,2500
18	29	0,1487	0,2676	0,7000
18	15	0,1274	0,2294	0,6000
19	20	0,0383	0,0369	0,2500
19	17	0,1353	0,2165	0,2000
20	21	0,0230	0,0221	0,2500
20	19	0,0383	0,0369	0,2500
21	20	0,0230	0,0221	0,2500
22	23	0,1691	0,2706	0,1500
22	24	0,2030	0,3247	0,2000
22	17	0,2030	0,3247	0,3000
23	121	0,5265	0,7898	0,7000
23	22	0,1691	0,2706	0,1500
24	22	0,2030	0,3247	0,2000
25	26	0,1353	0,2165	0,2000
25	27	0,0677	0,1082	0,2000
25	18	0,2925	0,4388	0,2500
26	25	0,1353	0,2165	0,2000
27	28	0,0153	0,0148	0,1000
27	25	0,0677	0,1082	0,2000
28	27	0,0153	0,0148	0,1000
29	30	0,5265	0,7898	0,1000
29	31	0,1274	0,2294	0,2500
29	18	0,1487	0,2676	0,7000
30	29	0,5265	0,7898	0,1000
31	32	0,1691	0,2706	1,5000
31	33	1,0148	1,6236	0,2500
31	34	0,1593	0,2867	0,7500
31	29	0,1274	0,2294	0,2500
32	31	0,1691	0,2706	1,5000

Barramento saída	Barramento entrada	Opção2 (AA160)		
		R2 (Ω)	X2 (Ω)	L (km)
33	31	1,0148	1,6236	0,2500
34	35	0,2706	0,4330	0,4000
34	36	0,1487	0,2676	0,7000
34	31	0,1593	0,2867	0,7500
35	34	0,2706	0,4330	0,4000
36	37	0,2250	0,3825	0,6000
36	95	0,8746	1,3118	0,8000
36	34	0,1487	0,2676	0,7000
37	38	0,0956	0,1720	0,4500
37	36	0,2250	0,3825	0,6000
38	39	0,3044	0,4871	0,5000
38	42	0,0319	0,0573	0,3500
38	37	0,0956	0,1720	0,4500
39	40	0,2030	0,3247	0,3000
39	41	0,2030	0,3247	0,4500
39	38	0,3044	0,4871	0,5000
40	39	0,2030	0,3247	0,3000
41	39	0,2030	0,3247	0,4500
42	43	0,0677	0,1082	0,1000
42	44	0,1381	0,2485	0,6500
42	38	0,0319	0,0573	0,3500
43	42	0,0677	0,1082	0,1000
44	45	0,0677	0,1082	0,1000
44	46	0,0850	0,1529	0,4000
44	42	0,1381	0,2485	0,6500
45	44	0,0677	0,1082	0,1000
46	47	0,1691	0,2706	0,1000
46	50	0,1015	0,1624	0,1000
46	51	0,1313	0,2231	0,4000
46	44	0,0850	0,1529	0,4000
47	48	0,1015	0,1624	0,2500
47	49	0,1353	0,2165	0,1500
47	46	0,1691	0,2706	0,1000
48	47	0,1015	0,1624	0,2500

Barramento saída	Barramento entrada	Opção2 (AA160)		
		R2 (Ω)	X2 (Ω)	L (km)
49	47	0,1353	0,2165	0,1500
50	46	0,1015	0,1624	0,1000
51	52	0,7020	1,0530	0,6000
51	53	0,1313	0,2231	0,3500
51	46	0,1312	0,2231	0,4000
52	51	0,7020	1,0530	0,6000
53	54	0,2925	0,4388	0,2500
53	55	0,1500	0,2550	0,4000
53	51	0,1312	0,2231	0,3500
54	53	0,2925	0,4388	0,2500
55	56	0,2030	0,3247	0,2500
55	61	0,7020	1,0530	0,2500
55	62	0,2063	0,3506	0,4000
55	53	0,1500	0,2550	0,4000
56	57	0,1015	0,1624	0,6000
56	59	0,2368	0,3788	0,3000
56	55	0,2030	0,3247	0,2500
57	58	0,0383	0,0369	0,6000
57	56	0,1015	0,1624	0,6000
58	57	0,0383	0,0369	0,6000
59	60	0,0670	0,0401	0,3500
59	56	0,2368	0,3788	0,3000
60	59	0,0670	0,0401	0,3500
61	55	0,7020	1,0530	0,2500
62	63	0,4680	0,7020	0,2500
62	68	0,2250	0,3825	0,2500
62	55	0,2063	0,3506	0,4000
63	64	0,4095	0,6143	0,3500
63	66	0,1691	0,2706	0,2500
63	62	0,4680	0,7020	0,2500
64	65	0,0938	0,0561	0,3500
64	63	0,4095	0,6143	0,3500
65	64	0,0938	0,0561	0,3500
66	67	0,0938	0,0561	0,4000

Barramento saída	Barramento entrada	Opção2 (AA160)		
		R2 (Ω)	X2 (Ω)	L (km)
66	63	0,1691	0,2706	0,2500
67	66	0,0938	0,0561	0,4000
68	69	0,2706	0,4330	0,3500
68	92	0,3510	0,5265	0,4500
68	62	0,2250	0,3825	0,2500
69	70	0,0938	0,0561	0,3500
69	71	0,2368	0,3788	0,3500
69	68	0,2706	0,4330	0,3500
70	69	0,0938	0,0561	0,3500
71	72	0,4095	0,6143	0,3500
71	73	0,3044	0,4871	0,3500
71	69	0,2368	0,3788	0,3500
72	71	0,4095	0,6143	0,3500
73	74	0,2144	0,1282	0,3500
73	71	0,3044	0,4871	0,3500
74	75	0,1608	0,0961	0,3500
74	73	0,2144	0,1282	0,3500
75	76	0,1691	0,2706	0,4500
75	74	0,1608	0,0961	0,3500
76	77	0,2340	0,3510	0,8000
76	78	0,4095	0,6143	0,6000
76	75	0,1691	0,2706	0,4500
77	76	0,2340	0,3510	0,8000
78	79	0,2030	0,3247	0,2500
78	80	0,4095	0,6143	0,2000
78	76	0,4095	0,6143	0,6000
79	78	0,2030	0,3247	0,2500
80	81	0,4095	0,6143	0,3500
80	83	0,3510	0,5265	0,3000
80	86	0,2925	0,4388	0,3500
80	78	0,4095	0,6143	0,2000
81	82	0,0689	0,0664	0,3000
81	80	0,4095	0,6143	0,3500
82	174	0,5265	0,7898	0,7000

Barramento saída	Barramento entrada	Opção2 (AA160)		
		R2 (Ω)	X2 (Ω)	L (km)
82	81	0,0689	0,0664	0,3000
83	84	0,4095	0,6143	0,3500
83	85	0,0459	0,0443	0,2500
83	80	0,3510	0,5265	0,3000
84	83	0,4095	0,6143	0,3500
85	83	0,0459	0,0443	0,2500
86	87	0,2340	0,3510	0,3500
86	88	0,2030	0,3247	0,2000
86	89	0,4680	0,7020	0,3500
86	80	0,2925	0,4388	0,3500
87	86	0,2340	0,3510	0,3500
88	86	0,2030	0,3247	0,2000
89	90	0,3510	0,5265	0,3000
89	91	0,2925	0,4388	0,2500
89	86	0,4680	0,7020	0,3500
90	89	0,3510	0,5265	0,3000
91	133	0,5265	0,7898	0,7000
91	89	0,2925	0,4388	0,2500
92	93	0,4095	0,6143	0,3000
92	94	0,2925	0,4388	0,2500
92	68	0,3510	0,5265	0,7500
93	92	0,4095	0,6143	0,3000
94	92	0,2925	0,4388	0,2500
95	96	0,3383	0,5412	0,3000
95	36	0,8746	1,3118	0,8000
96	97	0,2340	0,3510	0,2000
96	100	0,2030	0,3247	0,3000
96	95	0,3382	0,5412	0,3000
97	98	0,1691	0,2706	0,2000
97	99	0,1755	0,2633	0,2000
97	96	0,2340	0,3510	0,2000
98	97	0,1691	0,2706	0,2000
99	97	0,1755	0,2633	0,2000
100	101	0,1691	0,2706	0,2500

Barramento saída	Barramento entrada	Opção2 (AA160)		
		R2 (Ω)	X2 (Ω)	L (km)
100	102	0,3383	0,5412	0,1500
100	96	0,2030	0,3247	0,3000
101	100	0,1691	0,2706	0,2500
102	103	0,1691	0,2706	0,2500
102	104	0,3383	0,5412	0,5000
102	100	0,3382	0,5412	0,1500
103	102	0,1691	0,2706	0,2500
104	105	0,1691	0,2706	0,2500
104	106	0,5074	0,8118	0,5000
104	102	0,3382	0,5412	0,5000
105	104	0,1691	0,2706	0,2500
106	107	0,3510	0,5265	0,2500
106	128	0,3044	0,4871	0,7500
106	142	0,8775	1,3163	0,7500
106	104	0,5074	0,8118	0,5000
107	108	0,4095	0,6143	0,2500
107	111	0,4095	0,6143	0,7500
107	106	0,3510	0,5265	0,2500
108	109	0,1353	0,2165	0,3000
108	110	0,1691	0,2706	0,4500
108	107	0,4095	0,6143	0,2500
109	108	0,1353	0,2165	0,3000
110	108	0,1691	0,2706	0,4500
111	112	0,2925	0,4388	0,3500
111	114	0,4095	0,6143	0,3500
111	107	0,4095	0,6143	0,7500
112	113	0,1015	0,1624	0,2000
112	115	0,2030	0,3247	0,2500
112	111	0,2925	0,4388	0,3500
113	112	0,1015	0,1624	0,2000
114	117	0,1353	0,2165	0,3500
114	118	0,1353	0,2165	0,1500
114	119	0,5850	0,8775	0,3000
114	111	0,4095	0,6143	0,3500

Barramento saída	Barramento entrada	Opção2 (AA160)		
		R2 (Ω)	X2 (Ω)	L (km)
115	116	0,0938	0,0561	0,2500
115	112	0,2030	0,3247	0,2500
116	115	0,0938	0,0561	0,2500
117	114	0,1353	0,2165	0,3500
118	114	0,1353	0,2165	0,1500
119	120	0,2925	0,4388	0,3500
119	121	0,6435	0,9653	0,3500
119	114	0,5850	0,8775	0,3000
120	119	0,2925	0,4388	0,3500
121	122	0,1691	0,2706	0,2500
121	123	0,4680	0,7020	0,5500
121	23	0,5265	0,7898	0,7000
121	119	0,6435	0,9653	0,3500
122	121	0,1691	0,2706	0,2500
123	124	0,2925	0,4388	0,2500
123	125	0,4397	0,7036	0,5500
123	121	0,4680	0,7020	0,5500
124	123	0,2925	0,4388	0,2500
125	126	0,1353	0,2165	0,2500
125	127	0,1691	0,2706	0,4000
125	123	0,4397	0,7036	0,5500
126	125	0,1353	0,2165	0,2500
127	125	0,1691	0,2706	0,4000
128	129	0,2368	0,3788	0,6500
128	130	0,8775	1,3163	0,2000
128	106	0,3044	0,4871	0,7500
129	128	0,2368	0,3788	0,6500
130	131	0,4095	0,6143	0,2000
130	134	0,6435	0,9653	0,3500
130	128	0,8775	1,3163	0,2000
131	132	0,2340	0,3510	0,3500
131	133	0,1691	0,2706	0,5500
131	130	0,4095	0,6143	0,2000
132	131	0,2340	0,3510	0,3500

Barramento saída	Barramento entrada	Opção2 (AA160)		
		R2 (Ω)	X2 (Ω)	L (km)
133	91	0,5265	0,7898	0,7000
133	131	0,1691	0,2706	0,5500
134	135	0,2925	0,4388	0,2500
134	136	0,1015	0,1624	0,2500
134	137	0,5265	0,7898	0,2000
134	130	0,6435	0,9653	0,3500
135	134	0,2925	0,4388	0,2500
136	134	0,1015	0,1624	0,2500
137	138	0,2340	0,3510	0,2500
137	139	0,4680	0,7020	0,1500
137	134	0,5265	0,7898	0,2000
138	169	0,5265	0,7898	0,7000
138	137	0,2340	0,3510	0,2500
139	140	0,1691	0,2706	0,4500
139	141	0,2340	0,3510	0,1500
139	137	0,4680	0,7020	0,1500
140	139	0,1691	0,2706	0,4500
141	139	0,2340	0,3510	0,1500
142	143	0,2706	0,4330	0,2500
142	144	0,2030	0,3247	0,2000
142	145	0,9360	1,4040	0,4000
142	106	0,8775	1,3163	0,7500
143	142	0,2706	0,4330	0,2500
144	142	0,2030	0,3247	0,2000
145	146	0,2925	0,4388	0,2500
145	147	0,5265	0,7898	0,4500
145	150	0,6435	0,9653	0,5500
145	142	0,9360	1,4040	0,4000
146	145	0,2925	0,4388	0,2500
147	148	0,1015	0,1624	0,2500
147	149	0,2340	0,3510	0,4500
147	145	0,5265	0,7898	0,4500
148	147	0,1015	0,1624	0,2500
149	147	0,2340	0,3510	0,4500

Barramento saída	Barramento entrada	Opção2 (AA160)		
		R2 (Ω)	X2 (Ω)	L (km)
150	151	0,2340	0,3510	0,1500
150	152	0,7020	1,0530	0,2000
150	155	0,7605	1,1408	0,6500
150	145	0,6435	0,9653	0,5500
151	150	0,2340	0,3510	0,1500
152	153	0,2340	0,3510	0,2000
152	154	0,2340	0,3510	0,6000
152	150	0,7020	1,0530	0,2000
153	152	0,2340	0,3510	0,2000
154	152	0,2340	0,3510	0,6000
155	156	0,6435	0,9653	0,2000
155	159	0,5265	0,7898	0,5500
155	161	0,5265	0,7898	0,4500
155	150	0,7605	1,1408	0,6500
156	157	0,2368	0,3788	0,2000
156	158	0,2925	0,4388	0,4500
156	155	0,6435	0,9653	0,2000
157	156	0,2368	0,3788	0,2000
158	156	0,2925	0,4388	0,4500
159	160	0,1691	0,2706	0,4500
159	155	0,5265	0,7898	0,5500
160	159	0,1691	0,2706	0,4500
161	162	0,2340	0,3510	0,3500
161	163	0,4680	0,7020	0,2500
161	155	0,5265	0,7898	0,4500
162	161	0,2340	0,3510	0,3500
163	164	0,7605	1,1408	0,2000
163	171	0,5265	0,7898	0,4000
163	161	0,4680	0,7020	0,2500
164	165	0,2925	0,4388	0,4000
164	166	0,4680	0,7020	0,6500
164	163	0,7605	1,1408	0,2000
165	164	0,2925	0,4388	0,4000
166	167	0,2925	0,4388	0,4500

Barramento saída	Barramento entrada	Opção2 (AA160)		
		R2 (Ω)	X2 (Ω)	L (km)
166	168	0,2368	0,3788	0,2500
166	164	0,4680	0,7020	0,6500
167	166	0,2925	0,4388	0,4500
168	169	0,2368	0,3788	0,4000
168	170	0,2030	0,3247	0,2500
168	166	0,2368	0,3788	0,2500
169	138	0,5265	0,7898	0,7000
169	168	0,2368	0,3788	0,4000
170	168	0,2030	0,3247	0,2500
171	172	0,4095	0,6143	0,3500
171	176	0,7020	1,0530	0,2500
171	163	0,5265	0,7898	0,4000
172	173	0,1691	0,2706	0,3000
172	174	0,4680	0,7020	0,3500
172	171	0,4095	0,6143	0,3500
173	172	0,1691	0,2706	0,3000
174	175	0,2925	0,4388	0,2500
174	82	0,5265	0,7898	0,7000
174	172	0,4680	0,7020	0,3500
175	174	0,2925	0,4388	0,2500
176	177	0,1691	0,2706	0,4000
176	178	0,6435	0,9653	0,2500
176	171	0,7020	1,0530	0,2500
177	176	0,1691	0,2706	0,4000
178	179	0,4095	0,6143	1,0000
178	180	0,3510	0,5265	0,2500
178	176	0,6435	0,9653	0,2500
179	178	0,4095	0,6143	1,0000
180	178	0,3510	0,5265	0,2500

Tabela A 12.2 Rede Real – Características Substituição Existentes

Barramento saída	Barramento entrada	Opção2 (AA160)			
		ρ (Ω .mm ² /km)	Limite Térmico 2 (kVA)	Custo 2 (€)	Custo Manutenção 2 (€)
1	2	24,4800	18895,5000	12375,00	9900,00
2	3	33,9840	23868,0000	12375,00	9900,00
2	1	24,4800	18895,5000	12375,00	9900,00
3	4	108,2400	11934,0000	12375,00	9900,00
3	5	33,9840	23868,0000	16500,00	13200,00
3	2	33,9840	23868,0000	16500,00	13200,00
4	3	108,2402	11934,0000	20625,00	16500,00
5	6	108,2400	11934,0000	20625,00	16500,00
5	7	33,9840	23868,0000	24750,00	19800,00
5	3	33,9840	23868,0000	24750,00	19800,00
6	8	24,4800	18895,5000	16500,00	13200,00
6	5	108,2400	11934,0000	16500,00	13200,00
7	10	108,2400	11934,0000	28875,00	23100,00
7	11	33,9840	23868,0000	28875,00	23100,00
7	5	33,9840	23868,0000	24750,00	19800,00
8	9	24,4800	18895,5000	24750,00	19800,00
8	6	24,4800	18895,5000	16500,00	13200,00
9	8	24,4800	18895,5000	16500,00	13200,00
10	7	108,2399	11934,0000	28875,00	23100,00
11	12	108,2400	11934,0000	28875,00	23100,00
11	13	33,9840	23868,0000	12375,00	9900,00
11	7	33,9840	23868,0000	12375,00	9900,00
12	11	108,2400	11934,0000	12375,00	9900,00
13	14	108,2400	11934,0000	12375,00	9900,00
13	15	33,9840	23868,0000	12375,00	9900,00
13	11	33,9840	23868,0000	12375,00	9900,00
14	13	108,2402	11934,0000	20625,00	16500,00
15	16	108,2400	11934,0000	20625,00	16500,00
15	17	108,2400	11934,0000	6187,50	4950,00
15	18	33,9840	23868,0000	6187,50	4950,00
15	13	33,9840	23868,0000	12375,00	9900,00
16	15	108,2400	11934,0000	12375,00	9900,00

Barramento saída	Barramento entrada	ρ (Ω .mm ² /km)	Opção2 (AA160)		
			Limite Térmico 2 (kVA)	Custo 2 (€)	Custo Manutenção 2 (€)
17	19	108,2400	11934,0000	16500,00	13200,00
17	22	108,2400	11934,0000	16500,00	13200,00
17	15	108,2880	11934,0000	6187,50	4950,00
18	25	187,2000	7956,0000	6187,50	4950,00
18	29	33,9840	23868,0000	57750,00	46200,00
18	15	33,9840	23868,0000	57750,00	46200,00
19	20	24,4800	18895,5000	20625,00	16500,00
19	17	108,2398	11934,0000	20625,00	16500,00
20	21	14,6880	18895,5000	20625,00	16500,00
20	19	24,4800	18895,5000	20625,00	16500,00
21	20	14,6880	18895,5000	20625,00	16500,00
22	23	180,4000	11934,0000	20625,00	16500,00
22	24	162,3600	11934,0000	16500,00	13200,00
22	17	108,2400	11934,0000	16500,00	13200,00
23	121	120,3429	13923,0000	57750,00	46200,00
23	22	180,4003	11934,0000	57750,00	46200,00
24	22	162,3600	11934,0000	16500,00	13200,00
25	26	108,2400	11934,0000	16500,00	13200,00
25	27	54,1200	11934,0000	16500,00	13200,00
25	18	187,2000	7956,0000	16500,00	13200,00
26	25	108,2398	11934,0000	16500,00	13200,00
27	28	24,4800	18895,5000	16500,00	13200,00
27	25	54,1440	11934,0000	16500,00	13200,00
28	27	24,4800	18895,5000	16500,00	13200,00
29	30	842,4000	7956,0000	8250,00	6600,00
29	31	81,5616	23868,0000	8250,00	6600,00
29	18	33,9840	23868,0000	57750,00	46200,00
30	29	842,4000	7956,0000	57750,00	46200,00
31	32	18,0400	11934,0000	123750,00	99000,00
31	33	649,4400	11934,0000	123750,00	99000,00
31	34	33,9840	23868,0000	61875,00	49500,00
31	29	81,5616	23868,0000	61875,00	49500,00
32	31	18,0400	11934,0000	123750,00	99000,00
33	31	649,4400	11934,0000	123750,00	99000,00

Barramento saída	Barramento entrada	Opção2 (AA160)			
		ρ (Ω .mm ² /km)	Limite Térmico 2 (kVA)	Custo 2 (€)	Custo Manutenção 2 (€)
34	35	108,2400	11934,0000	33000,00	26400,00
34	36	33,9840	23868,0000	33000,00	26400,00
34	31	33,9840	23868,0000	61875,00	49500,00
35	34	108,2401	11934,0000	61875,00	49500,00
36	37	60,0000	15912,0000	49500,00	39600,00
36	95	174,9120	8950,5000	49500,00	39600,00
36	34	33,9840	23868,0000	57750,00	46200,00
37	38	33,9840	23868,0000	57750,00	46200,00
37	36	60,0000	15912,0000	49500,00	39600,00
38	39	97,4160	11934,0000	49500,00	39600,00
38	42	14,5646	23868,0000	28875,00	23100,00
38	37	33,9840	23868,0000	28875,00	23100,00
39	40	108,2400	11934,0000	24750,00	19800,00
39	41	72,1600	11934,0000	24750,00	19800,00
39	38	97,4160	11934,0000	41250,00	33000,00
40	39	108,2400	11934,0000	41250,00	33000,00
41	39	72,1600	11934,0000	37125,00	29700,00
42	43	108,2400	11934,0000	37125,00	29700,00
42	44	33,9840	23868,0000	53625,00	42900,00
42	38	14,5646	23868,0000	53625,00	42900,00
43	42	108,2880	11934,0000	8250,00	6600,00
44	45	108,2400	11934,0000	8250,00	6600,00
44	46	33,9840	23868,0000	33000,00	26400,00
44	42	33,9840	23868,0000	33000,00	26400,00
45	44	108,2880	11934,0000	8250,00	6600,00
46	47	270,6000	11934,0000	8250,00	6600,00
46	50	162,3600	11934,0000	8250,00	6600,00
46	51	52,5000	15912,0000	8250,00	6600,00
46	44	33,9840	23868,0000	33000,00	26400,00
47	48	64,9440	11934,0000	33000,00	26400,00
47	49	144,3200	11934,0000	12375,00	9900,00
47	46	270,6005	11934,0000	12375,00	9900,00
48	47	64,9440	11934,0000	20625,00	16500,00
49	47	144,3197	11934,0000	20625,00	16500,00

Barramento saída	Barramento entrada	ρ (Ω .mm ² /km)	Opção2 (AA160)		
			Limite Térmico 2 (kVA)	Custo 2 (€)	Custo Manutenção 2 (€)
50	46	162,3600	11934,0000	8250,00	6600,00
51	52	187,2000	7956,0000	8250,00	6600,00
51	53	60,0000	15912,0000	28875,00	23100,00
51	46	52,4999	15912,0000	28875,00	23100,00
52	51	187,2000	7956,0000	49500,00	39600,00
53	54	187,2000	7956,0000	49500,00	39600,00
53	55	60,0000	15912,0000	33000,00	26400,00
53	51	59,9999	15912,0000	33000,00	26400,00
54	53	187,2000	7956,0000	20625,00	16500,00
55	56	129,8880	11934,0000	20625,00	16500,00
55	61	449,2800	7956,0000	20625,00	16500,00
55	62	82,5000	15912,0000	20625,00	16500,00
55	53	60,0001	15912,0000	33000,00	26400,00
56	57	27,0600	11934,0000	33000,00	26400,00
56	59	126,2800	11934,0000	24750,00	19800,00
56	55	129,8880	11934,0000	24750,00	19800,00
57	58	10,2000	18895,5000	49500,00	39600,00
57	56	27,0600	11934,0000	49500,00	39600,00
58	57	10,2000	18895,5000	49500,00	39600,00
59	60	30,6286	13923,0000	49500,00	39600,00
59	56	126,2798	11934,0000	24750,00	19800,00
60	59	30,6103	13923,0000	24750,00	19800,00
61	55	449,2800	7956,0000	20625,00	16500,00
62	63	299,5200	7956,0000	20625,00	16500,00
62	68	144,0000	15912,0000	20625,00	16500,00
62	55	82,5001	15912,0000	20625,00	16500,00
63	64	187,2000	7956,0000	28875,00	23100,00
63	66	108,2400	11934,0000	28875,00	23100,00
63	62	299,5200	7956,0000	20625,00	16500,00
64	65	42,8800	13923,0000	20625,00	16500,00
64	63	187,2000	7956,0000	28875,00	23100,00
65	64	42,8799	13923,0000	28875,00	23100,00
66	67	37,5200	13923,0000	33000,00	26400,00
66	63	108,2402	11934,0000	33000,00	26400,00

Barramento saída	Barramento entrada	Opção2 (AA160)			
		ρ (Ω .mm ² /km)	Limite Térmico 2 (kVA)	Custo 2 (€)	Custo Manutenção 2 (€)
67	66	37,5199	13923,0000	33000,00	26400,00
68	69	123,7029	11934,0000	33000,00	26400,00
68	92	124,8000	7956,0000	37125,00	29700,00
68	62	144,0000	15912,0000	37125,00	29700,00
69	70	42,8800	13923,0000	28875,00	23100,00
69	71	108,2400	11934,0000	28875,00	23100,00
69	68	123,7030	11934,0000	28875,00	23100,00
70	69	42,8799	13923,0000	28875,00	23100,00
71	72	187,2000	7956,0000	28875,00	23100,00
71	73	139,1657	11934,0000	28875,00	23100,00
71	69	108,2399	11934,0000	28875,00	23100,00
72	71	187,2000	7956,0000	28875,00	23100,00
73	74	98,0114	13923,0000	28875,00	23100,00
73	71	139,1657	11934,0000	28875,00	23100,00
74	75	73,5086	13923,0000	28875,00	23100,00
74	73	98,0113	13923,0000	28875,00	23100,00
75	76	60,1333	11934,0000	37125,00	29700,00
75	74	73,5087	13923,0000	37125,00	29700,00
76	77	46,8000	7956,0000	66000,00	52800,00
76	78	109,2000	7956,0000	66000,00	52800,00
76	75	60,1334	11934,0000	37125,00	29700,00
77	76	46,8000	7956,0000	37125,00	29700,00
78	79	129,8880	11934,0000	20625,00	16500,00
78	80	327,6000	7956,0000	20625,00	16500,00
78	76	109,2000	7956,0000	49500,00	39600,00
79	78	129,8880	11934,0000	49500,00	39600,00
80	81	187,2000	7956,0000	28875,00	23100,00
80	83	187,2000	7956,0000	28875,00	23100,00
80	86	133,7143	7956,0000	28875,00	23100,00
80	78	327,6000	7956,0000	28875,00	23100,00
81	82	36,7200	18895,5000	24750,00	19800,00
81	80	187,2000	7956,0000	24750,00	19800,00
82	174	120,3429	13923,0000	57750,00	46200,00
82	81	36,7200	18895,5000	57750,00	46200,00

Barramento saída	Barramento entrada	ρ (Ω .mm ² /km)	Opção2 (AA160)		
			Limite Térmico 2 (kVA)	Custo 2 (€)	Custo Manutenção 2 (€)
83	84	187,2000	7956,0000	28875,00	23100,00
83	85	29,3760	18895,5000	28875,00	23100,00
83	80	187,2000	7956,0000	24750,00	19800,00
84	83	187,2000	7956,0000	24750,00	19800,00
85	83	29,3760	18895,5000	20625,00	16500,00
86	87	106,9714	7956,0000	20625,00	16500,00
86	88	162,3600	11934,0000	16500,00	13200,00
86	89	213,9429	7956,0000	16500,00	13200,00
86	80	133,7143	7956,0000	28875,00	23100,00
87	86	106,9714	7956,0000	28875,00	23100,00
88	86	162,3600	11934,0000	16500,00	13200,00
89	90	187,2000	7956,0000	16500,00	13200,00
89	91	187,2000	7956,0000	20625,00	16500,00
89	86	213,9429	7956,0000	20625,00	16500,00
90	89	187,2000	7956,0000	24750,00	19800,00
91	133	120,3429	13923,0000	24750,00	19800,00
91	89	187,2000	7956,0000	20625,00	16500,00
92	93	218,4000	7956,0000	20625,00	16500,00
92	94	187,2000	7956,0000	20625,00	16500,00
92	68	74,8800	7956,0000	20625,00	16500,00
93	92	218,4000	7956,0000	24750,00	19800,00
94	92	187,2000	7956,0000	24750,00	19800,00
95	96	180,4000	11934,0000	24750,00	19800,00
95	36	174,9119	8950,5000	24750,00	19800,00
96	97	187,2000	7956,0000	16500,00	13200,00
96	100	108,2400	11934,0000	16500,00	13200,00
96	95	180,3998	11934,0000	24750,00	19800,00
97	98	135,3000	11934,0000	24750,00	19800,00
97	99	140,4000	7956,0000	16500,00	13200,00
97	96	187,2000	7956,0000	16500,00	13200,00
98	97	135,3002	11934,0000	16500,00	13200,00
99	97	140,4000	7956,0000	16500,00	13200,00
100	101	108,2400	11934,0000	20625,00	16500,00
100	102	360,8000	11934,0000	20625,00	16500,00

Barramento saída	Barramento entrada	Opção2 (AA160)			
		ρ (Ω .mm ² /km)	Limite Térmico 2 (kVA)	Custo 2 (€)	Custo Manutenção 2 (€)
100	96	108,2400	11934,0000	24750,00	19800,00
101	100	108,2402	11934,0000	24750,00	19800,00
102	103	108,2400	11934,0000	20625,00	16500,00
102	104	108,2400	11934,0000	20625,00	16500,00
102	100	360,7997	11934,0000	12375,00	9900,00
103	102	108,2402	11934,0000	12375,00	9900,00
104	105	108,2400	11934,0000	20625,00	16500,00
104	106	162,3600	11934,0000	20625,00	16500,00
104	102	108,2399	11934,0000	41250,00	33000,00
105	104	108,2402	11934,0000	41250,00	33000,00
106	107	224,6400	7956,0000	20625,00	16500,00
106	128	64,9440	11934,0000	20625,00	16500,00
106	142	187,2000	7956,0000	61875,00	49500,00
106	104	162,3600	11934,0000	61875,00	49500,00
107	108	262,0800	7956,0000	20625,00	16500,00
107	111	87,3600	7956,0000	20625,00	16500,00
107	106	224,6400	7956,0000	20625,00	16500,00
108	109	72,1600	11934,0000	20625,00	16500,00
108	110	60,1333	11934,0000	37125,00	29700,00
108	107	262,0800	7956,0000	37125,00	29700,00
109	108	72,1598	11934,0000	24750,00	19800,00
110	108	60,1334	11934,0000	24750,00	19800,00
111	112	133,7143	7956,0000	28875,00	23100,00
111	114	187,2000	7956,0000	28875,00	23100,00
111	107	87,3600	7956,0000	61875,00	49500,00
112	113	81,1800	11934,0000	61875,00	49500,00
112	115	129,8880	11934,0000	20625,00	16500,00
112	111	133,7143	7956,0000	20625,00	16500,00
113	112	81,1800	11934,0000	16500,00	13200,00
114	117	61,8514	11934,0000	16500,00	13200,00
114	118	144,3200	11934,0000	12375,00	9900,00
114	119	312,0000	7956,0000	12375,00	9900,00
114	111	187,2000	7956,0000	28875,00	23100,00
115	116	60,0320	13923,0000	28875,00	23100,00

Barramento saída	Barramento entrada	ρ (Ω .mm ² /km)	Opção2 (AA160)		
			Limite Térmico 2 (kVA)	Custo 2 (€)	Custo Manutenção 2 (€)
115	112	129,8880	11934,0000	20625,00	16500,00
116	115	60,0319	13923,0000	20625,00	16500,00
117	114	61,8513	11934,0000	28875,00	23100,00
118	114	144,3197	11934,0000	28875,00	23100,00
119	120	133,7143	7956,0000	28875,00	23100,00
119	121	294,1714	7956,0000	28875,00	23100,00
119	114	312,0000	7956,0000	24750,00	19800,00
120	119	133,7143	7956,0000	24750,00	19800,00
121	122	108,2400	11934,0000	20625,00	16500,00
121	123	136,1455	7956,0000	20625,00	16500,00
121	23	120,3429	13923,0000	57750,00	46200,00
121	119	294,1714	7956,0000	57750,00	46200,00
122	121	108,2402	11934,0000	20625,00	16500,00
123	124	187,2000	7956,0000	20625,00	16500,00
123	125	127,9200	11934,0000	45375,00	36300,00
123	121	136,1455	7956,0000	45375,00	36300,00
124	123	187,2000	7956,0000	20625,00	16500,00
125	126	86,5920	11934,0000	20625,00	16500,00
125	127	67,6500	11934,0000	33000,00	26400,00
125	123	127,9199	11934,0000	33000,00	26400,00
126	125	86,5918	11934,0000	20625,00	16500,00
127	125	67,6501	11934,0000	20625,00	16500,00
128	129	58,2831	11934,0000	53625,00	42900,00
128	130	702,0000	7956,0000	53625,00	42900,00
128	106	64,9440	11934,0000	61875,00	49500,00
129	128	58,2830	11934,0000	61875,00	49500,00
130	131	327,6000	7956,0000	16500,00	13200,00
130	134	294,1714	7956,0000	16500,00	13200,00
130	128	702,0000	7956,0000	16500,00	13200,00
131	132	106,9714	7956,0000	16500,00	13200,00
131	133	49,2000	11934,0000	45375,00	36300,00
131	130	327,6000	7956,0000	45375,00	36300,00
132	131	106,9714	7956,0000	28875,00	23100,00
133	91	120,3429	13923,0000	28875,00	23100,00

Barramento saída	Barramento entrada	Opção2 (AA160)			
		ρ (Ω .mm ² /km)	Limite Térmico 2 (kVA)	Custo 2 (€)	Custo Manutenção 2 (€)
133	131	49,2001	11934,0000	45375,00	36300,00
134	135	187,2000	7956,0000	45375,00	36300,00
134	136	64,9440	11934,0000	20625,00	16500,00
134	137	421,2000	7956,0000	20625,00	16500,00
134	130	294,1714	7956,0000	28875,00	23100,00
135	134	187,2000	7956,0000	28875,00	23100,00
136	134	64,9440	11934,0000	20625,00	16500,00
137	138	149,7600	7956,0000	20625,00	16500,00
137	139	499,2000	7956,0000	12375,00	9900,00
137	134	421,2000	7956,0000	12375,00	9900,00
138	169	120,3429	13923,0000	57750,00	46200,00
138	137	149,7600	7956,0000	57750,00	46200,00
139	140	60,1333	11934,0000	37125,00	29700,00
139	141	249,6000	7956,0000	37125,00	29700,00
139	137	499,2000	7956,0000	12375,00	9900,00
140	139	60,1334	11934,0000	12375,00	9900,00
141	139	249,6000	7956,0000	12375,00	9900,00
142	143	173,1840	11934,0000	12375,00	9900,00
142	144	162,3600	11934,0000	16500,00	13200,00
142	145	374,4000	7956,0000	16500,00	13200,00
142	106	187,2000	7956,0000	61875,00	49500,00
143	142	173,1842	11934,0000	61875,00	49500,00
144	142	162,3600	11934,0000	16500,00	13200,00
145	146	187,2000	7956,0000	16500,00	13200,00
145	147	187,2000	7956,0000	37125,00	29700,00
145	150	187,2000	7956,0000	37125,00	29700,00
145	142	374,4000	7956,0000	33000,00	26400,00
146	145	187,2000	7956,0000	33000,00	26400,00
147	148	64,9440	11934,0000	20625,00	16500,00
147	149	83,2000	7956,0000	20625,00	16500,00
147	145	187,2000	7956,0000	37125,00	29700,00
148	147	64,9440	11934,0000	37125,00	29700,00
149	147	83,2000	7956,0000	37125,00	29700,00
150	151	249,6000	7956,0000	37125,00	29700,00

Barramento saída	Barramento entrada	ρ (Ω .mm ² /km)	Opção2 (AA160)		
			Limite Térmico 2 (kVA)	Custo 2 (€)	Custo Manutenção 2 (€)
150	152	561,6000	7956,0000	16500,00	13200,00
150	155	187,2000	7956,0000	16500,00	13200,00
150	145	187,2000	7956,0000	45375,00	36300,00
151	150	249,6000	7956,0000	45375,00	36300,00
152	153	187,2000	7956,0000	16500,00	13200,00
152	154	62,4000	7956,0000	16500,00	13200,00
152	150	561,6000	7956,0000	16500,00	13200,00
153	152	187,2000	7956,0000	16500,00	13200,00
154	152	62,4000	7956,0000	49500,00	39600,00
155	156	514,8000	7956,0000	49500,00	39600,00
155	159	153,1636	7956,0000	45375,00	36300,00
155	161	187,2000	7956,0000	45375,00	36300,00
155	150	187,2000	7956,0000	53625,00	42900,00
156	157	189,4200	11934,0000	53625,00	42900,00
156	158	104,0000	7956,0000	37125,00	29700,00
156	155	514,8000	7956,0000	37125,00	29700,00
157	156	189,4198	11934,0000	16500,00	13200,00
158	156	104,0000	7956,0000	16500,00	13200,00
159	160	60,1333	11934,0000	37125,00	29700,00
159	155	153,1636	7956,0000	37125,00	29700,00
160	159	60,1334	11934,0000	37125,00	29700,00
161	162	106,9714	7956,0000	37125,00	29700,00
161	163	299,5200	7956,0000	20625,00	16500,00
161	155	187,2000	7956,0000	20625,00	16500,00
162	161	106,9714	7956,0000	28875,00	23100,00
163	164	608,4000	7956,0000	28875,00	23100,00
163	171	210,6000	7956,0000	33000,00	26400,00
163	161	299,5200	7956,0000	33000,00	26400,00
164	165	117,0000	7956,0000	33000,00	26400,00
164	166	115,2000	7956,0000	33000,00	26400,00
164	163	608,4000	7956,0000	16500,00	13200,00
165	164	117,0000	7956,0000	16500,00	13200,00
166	167	104,0000	7956,0000	37125,00	29700,00
166	168	151,5360	11934,0000	37125,00	29700,00

Barramento saída	Barramento entrada	Opção2 (AA160)			
		ρ (Ω .mm ² /km)	Limite Térmico 2 (kVA)	Custo 2 (€)	Custo Manutenção 2 (€)
166	164	115,2000	7956,0000	53625,00	42900,00
167	166	104,0000	7956,0000	53625,00	42900,00
168	169	94,7100	11934,0000	33000,00	26400,00
168	170	129,8880	11934,0000	33000,00	26400,00
168	166	151,5358	11934,0000	20625,00	16500,00
169	138	120,3429	13923,0000	20625,00	16500,00
169	168	94,7099	11934,0000	33000,00	26400,00
170	168	129,8880	11934,0000	33000,00	26400,00
171	172	187,2000	7956,0000	28875,00	23100,00
171	176	449,2800	7956,0000	28875,00	23100,00
171	163	210,6000	7956,0000	33000,00	26400,00
172	173	90,2000	11934,0000	33000,00	26400,00
172	174	213,9429	7956,0000	28875,00	23100,00
172	171	187,2000	7956,0000	28875,00	23100,00
173	172	90,2002	11934,0000	24750,00	19800,00
174	175	187,2000	7956,0000	24750,00	19800,00
174	82	120,3429	13923,0000	57750,00	46200,00
174	172	213,9429	7956,0000	57750,00	46200,00
175	174	187,2000	7956,0000	20625,00	16500,00
176	177	67,6500	11934,0000	20625,00	16500,00
176	178	411,8400	7956,0000	20625,00	16500,00
176	171	449,2800	7956,0000	20625,00	16500,00
177	176	67,6501	11934,0000	33000,00	26400,00
178	179	65,5200	7956,0000	33000,00	26400,00
178	180	224,6400	7956,0000	20625,00	16500,00
178	176	411,8400	7956,0000	20625,00	16500,00
179	178	65,5200	7956,0000	82500,00	66000,00
180	178	224,6400	7956,0000	82500,00	66000,00

A.13

A.14 Rede Real – Pesos Ponderados (Simulação 1)

Tabela A 14.1 Rede Real – Conjunto de “pesos” considerados (Simulação 1)

Plano Eficiente	W_{INV}	W_{ENFE}	W_{EP}
1	0,7615	0,2321	0,0064
2	0,9971	0,0029	0,0000
3	0,7379	0,1888	0,0733
4	0,9892	0,0048	0,0060
5	0,9991	0,0006	0,0003
6	0,8162	0,0201	0,1637
7	0,6761	0,0871	0,2368
8	0,9631	0,0348	0,0021
9	0,7949	0,1336	0,0715
10	0,7691	0,0110	0,2199
11	0,6135	0,2632	0,1233
12	0,5975	0,1763	0,2262
13	0,6256	0,0103	0,3641
14	0,5557	0,2927	0,1516
15	0,6620	0,2156	0,1224
16	0,5472	0,2465	0,2063
17	0,6834	0,2711	0,0455
18	0,6177	0,0062	0,3761
19	0,5301	0,4095	0,0604
20	0,5469	0,4326	0,0205
21	0,4401	0,0517	0,5082
22	0,5271	0,0513	0,4216
23	0,4302	0,2292	0,3406
24	0,4190	0,2903	0,2907
25	0,4538	0,3375	0,2087
26	0,5181	0,4577	0,0242
27	0,4735	0,4468	0,0797
28	0,4942	0,4503	0,0555
29	0,3934	0,3510	0,2556
30	0,3516	0,4143	0,2341
31	0,4899	0,4879	0,0222
32	0,4648	0,4958	0,0394

Plano Eficiente	W_{INV}	W_{ENFE}	W_{EP}
33	0,2858	0,0967	0,6175
34	0,3658	0,1605	0,4737
35	0,3922	0,1954	0,4124
36	0,3989	0,0649	0,5362
37	0,3185	0,3337	0,3478
38	0,3014	0,2208	0,4778
39	0,3909	0,2496	0,3595
40	0,3353	0,1976	0,4671
41	0,3112	0,2890	0,3998
42	0,3341	0,2069	0,4590
43	0,3321	0,4450	0,2229
44	0,3685	0,4578	0,1737
45	0,3786	0,4948	0,1266
46	0,2662	0,0279	0,7059
47	0,2875	0,0490	0,6635
48	0,3111	0,0039	0,6850
49	0,2703	0,1266	0,6031
50	0,2551	0,1716	0,5733
51	0,2276	0,3672	0,4052
52	0,2625	0,3196	0,4179
53	0,2607	0,4136	0,3257
54	0,2518	0,3998	0,3484
55	0,3171	0,5888	0,0941
56	0,2428	0,5288	0,2284
57	0,1807	0,1607	0,6586
58	0,2278	0,1019	0,6703
59	0,1576	0,2255	0,6169
60	0,1671	0,2957	0,5372
61	0,2941	0,6514	0,0545
62	0,1343	0,2176	0,6481
63	0,1829	0,0732	0,7439
64	0,2084	0,4175	0,3741
65	0,2094	0,0727	0,7179
66	0,2305	0,5019	0,2676
67	0,1970	0,5226	0,2804

Plano Eficiente	W_{INV}	W_{ENFE}	W_{EP}
68	0,1868	0,3984	0,4148
69	0,1707	0,1183	0,7110
70	0,1339	0,1771	0,6890
71	0,1208	0,1427	0,7365
72	0,1690	0,6660	0,1650
73	0,1844	0,6745	0,1411
74	0,1248	0,6854	0,1898
75	0,1201	0,7912	0,0887
76	0,1066	0,2160	0,6774
77	0,1518	0,3237	0,5245
78	0,1062	0,1906	0,7032
79	0,1523	0,3401	0,5076
80	0,1016	0,0817	0,8167
81	0,1117	0,1348	0,7535
82	0,1103	0,7175	0,1722
83	0,1635	0,5071	0,3294
84	0,0866	0,1765	0,7369
85	0,0933	0,8392	0,0675
86	0,1059	0,6313	0,2628
87	0,0985	0,1835	0,7180
88	0,1564	0,4685	0,3751
89	0,1682	0,4163	0,4155
90	0,0875	0,9103	0,0022
91	0,0834	0,8831	0,0335
92	0,1056	0,6695	0,2249
93	0,1230	0,3358	0,5412
94	0,1320	0,4542	0,4138
95	0,1422	0,5011	0,3567
96	0,0251	0,0666	0,9083
97	0,0496	0,1603	0,7901
98	0,1194	0,3925	0,4881
99	0,0987	0,4522	0,4491
100	0,1077	0,4442	0,4481
101	0,0635	0,3053	0,6312
102	0,1233	0,5130	0,3637

Plano Eficiente	W_{INV}	W_{ENFE}	W_{EP}
103	0,0915	0,6867	0,2218
104	0,0740	0,7451	0,1809
105	0,0244	0,0959	0,8797
106	0,1040	0,4868	0,4092
107	0,0542	0,4040	0,5418
108	0,0728	0,8685	0,0587
109	0,0344	0,0205	0,9451
110	0,0205	0,0223	0,9572
111	0,0225	0,0319	0,9456
112	0,0596	0,3661	0,5743
113	0,0169	0,3926	0,5905
114	0,0620	0,9024	0,0356
115	0,0252	0,4547	0,5201
116	0,0484	0,4638	0,4878
117	0,1111	0,5596	0,3293
118	0,0964	0,6158	0,2878
119	0,0067	0,6162	0,3771
120	0,0537	0,8104	0,1359
121	0,0357	0,2446	0,7197
122	0,0132	0,1397	0,8471
123	0,0154	0,7422	0,2424
124	0,0011	0,4505	0,5484
125	0,0005	0,5812	0,4183
126	0,0046	0,0940	0,9014

A.15

A.16 Rede Real – Soluções não dominadas (Simulação 1)

Tabela A 16.1 Rede Real – Resultado das Soluções não dominadas (Simulação 1)

Plano Eficiente	INV (€)	ENFE (€)	EP (€)
1	1562757,5838	6929563,6858	1812690,8102
2	1562757,5838	6929563,6851	1812690,8122
3	1562757,5838	6929563,6863	1812690,8091
4	1562757,5838	6929564,4893	1812690,0423
5	1562757,5838	6929563,6846	1812690,8124
6	1562757,5838	6929564,4896	1812690,0417
7	1562757,5838	6929564,4941	1812690,0415
8	1562757,5838	6929563,6849	1812690,8123
9	1562757,5838	6929563,6850	1812690,8123
10	1562757,5838	6929564,4906	1812690,0415
11	1599427,9938	6835149,1082	1750500,3253
12	1599427,9938	6835527,1020	1750015,7157
13	1599427,9938	6835527,1037	1750015,7154
14	1599427,9938	6835149,1083	1750500,3243
15	1599427,9938	6835149,1082	1750500,3253
16	1599427,9938	6835526,2990	1750016,4859
17	1599427,9938	6834898,2238	1751667,4237
18	1599427,9938	6835149,9133	1750499,5552
19	1611651,4638	6815291,3544	1750770,8994
20	1629986,6688	6790005,9015	1776463,4967
21	1642210,1388	6890136,7291	1685576,2457
22	1642210,1388	6890136,7298	1685576,2451
23	1648321,8738	6774450,4206	1727205,3402
24	1648321,8738	6774449,6156	1727206,1103
25	1648321,8738	6774072,4248	1727689,9498
26	1666657,0788	6747818,5181	1750034,6238
27	1672768,8138	6743865,0073	1724791,2509
28	1672768,8138	6743865,0074	1724791,2508
29	1672768,8138	6743865,0084	1724791,2477
30	1678880,5488	6739496,6977	1722427,4190
31	1684992,2838	6728179,5348	1750264,1173
32	1691104,0188	6722424,7937	1747888,7559

Plano Eficiente	INV (€)	ENFE (€)	EP (€)
33	1703327,4888	6788592,9071	1650648,8952
34	1703327,4888	6788215,7150	1651132,7372
35	1703327,4888	6787964,8306	1652299,8356
36	1703327,4888	6788592,9051	1650648,8975
37	1715550,9588	6769119,2170	1649707,3975
38	1715550,9588	6769120,0212	1649706,6273
39	1715550,9588	6769120,0221	1649706,6273
40	1715550,9588	6769120,0221	1649706,6273
41	1715550,9588	6769120,0233	1649706,6264
42	1715550,9588	6769120,0221	1649706,6268
43	1721662,6938	6695581,5735	1741005,1312
44	1721662,6938	6695581,5732	1741005,1316
45	1782780,0438	6646485,9892	1748101,3292
46	1813338,7188	6839323,3852	1593567,8533
47	1813338,7188	6839324,2884	1593567,0728
48	1813338,7188	6839324,1902	1593567,0832
49	1825562,1888	6750440,8581	1600884,1243
50	1837785,6588	6730967,9743	1599941,8539
51	1843897,3938	6696806,9238	1616876,7127
52	1843897,3938	6696806,9212	1616876,7128
53	1843897,3938	6696806,1164	1616877,4828
54	1843897,3938	6696806,1163	1616877,4829
55	1856120,8638	6597562,6565	1750913,1686
56	1862232,5988	6596722,3807	1748046,5325
57	1862232,5988	6729377,4168	1593280,7875
58	1862232,5988	6730005,4920	1591629,8497
59	1905014,7438	6693112,5020	1591909,9920
60	1905014,7438	6693112,5033	1591909,9915
61	1905014,7438	6574644,4264	1748453,8113
62	1905014,7438	6693112,5020	1591909,9920
63	1929461,6838	6844868,3427	1557516,3526
64	1929461,6838	6649974,4783	1616382,3964
65	1929461,6838	6844868,3428	1557516,3526
66	1935573,4188	6562666,8359	1742353,9985
67	1935573,4188	6562666,8364	1742353,9985

Plano Eficiente	INV (€)	ENFE (€)	EP (€)
68	1966132,0938	6629643,7027	1619097,6925
69	1996690,7688	6789585,2739	1549072,1133
70	1996690,7688	6789585,2689	1549072,1142
71	1996690,7688	6789584,4639	1549072,8843
72	2002802,5038	6537965,8593	1744502,6810
73	2027249,4438	6535211,0259	1742917,5005
74	2033361,1788	6533409,8736	1740590,9476
75	2033361,1788	6533409,8736	1740590,9478
76	2039472,9138	6663847,0924	1578467,1573
77	2039472,9138	6630824,0890	1589669,2348
78	2063919,8538	6718920,6995	1557629,0347
79	2082255,0588	6613807,9748	1587939,8863
80	2082255,0588	6815273,2448	1532837,9836
81	2082255,0588	6815273,2448	1532837,9834
82	2082255,0588	6526444,6257	1737996,7379
83	2094478,5288	6588409,1499	1611234,8290
84	2106701,9988	6696036,0861	1557577,5203
85	2106701,9988	6523689,7905	1736411,5569
86	2106701,9988	6529633,1918	1715578,9754
87	2106701,9988	6696036,0458	1557577,5411
88	2112813,7338	6590779,0134	1596795,6568
89	2112813,7338	6590779,0132	1596795,6568
90	2118925,4688	6522385,7743	1736006,9117
91	2118925,4688	6522385,7744	1736006,9112
92	2131148,9388	6524258,5014	1719645,8319
93	2137260,6738	6589189,2607	1590133,8203
94	2137260,6738	6589188,4556	1590134,5904
95	2149484,1438	6570492,2887	1610322,7319
96	2155595,8788	6814384,7514	1530050,9821
97	2155595,8788	6777936,7967	1534472,0180
98	2167819,3488	6584633,2728	1586222,0863
99	2167819,3488	6584632,4681	1586222,8567
100	2167819,3488	6584632,4683	1586222,8566
101	2167819,3488	6584633,2864	1586222,0713
102	2173931,0838	6568901,7311	1603661,6655

Plano Eficiente	INV (€)	ENFE (€)	EP (€)
103	2180042,8188	6519913,1087	1711399,5845
104	2192266,2888	6518609,0925	1710994,9393
105	2198378,0238	6806127,4931	1528088,1747
106	2204489,7588	6564345,7436	1599749,9317
107	2216713,2288	6570945,6170	1590661,0977
108	2216713,2288	6513846,5697	1731414,9031
109	2216713,2288	6883959,1079	1523761,1300
110	2216713,2288	6883959,9129	1523760,3598
111	2216713,2288	6883959,9134	1523760,3598
112	2228936,6988	6568591,7558	1591354,8375
113	2228936,6988	6568591,7562	1591354,8374
114	2241160,1688	6512256,0121	1724753,8367
115	2241160,1688	6556447,6108	1600255,3564
116	2241160,1688	6556447,6108	1600255,3564
117	2241160,1688	6556446,8058	1600256,1264
118	2241160,1688	6556446,8059	1600256,1264
119	2283942,3138	6554924,6914	1601033,0519
120	2290054,0488	6510069,8878	1706402,9305
121	2326724,4588	6663005,7575	1545230,7732
122	2326724,4588	6663005,8044	1545230,7707
123	2332836,1938	6508547,7735	1707179,8561
124	2387841,8088	6561352,1953	1594801,5594
125	2479517,8338	6554476,4715	1601127,3955
126	2522299,9788	6774641,1519	1528199,4423

A.17 Rede Real – Pesos Ponderados (Simulação 2)

Tabela A 17.1 Rede Real – Conjunto de “pesos” considerados (Simulação 2)

Plano Eficiente	W_{INV}	W_{ENFE}
1	0,8868	0,1132
2	0,6580	0,3420
3	0,5978	0,4022
4	0,5625	0,4375
5	0,5324	0,4676
6	0,4982	0,5018
7	0,4785	0,5215
8	0,4530	0,5470
9	0,4522	0,5478
10	0,4189	0,5811
11	0,3622	0,6378
12	0,3599	0,6401
13	0,2865	0,7135
14	0,2376	0,7624
15	0,1571	0,8429
16	0,2159	0,7841
17	0,2162	0,7838
18	0,1253	0,8747
19	0,1146	0,8854
20	0,1012	0,8988
21	0,0903	0,9097
22	0,0620	0,9380
23	0,0607	0,9393
24	0,0369	0,9631
25	0,0127	0,9873
26	0,0038	0,9962
27	0,0002	0,9998

A.18 Rede Real – Soluções não dominadas (Simulação 2)

Tabela A 18.1 Rede Real – Resultado das Soluções não dominadas (Simulação 2)

Plano Eficiente	ENFE (€)	INV (€)
1	6929563,6787	1562757,5838
2	6834898,2218	1599427,9938
3	6815291,3559	1611651,4638
4	6790005,8993	1629986,6688
5	6747818,5135	1666657,0788
6	6728179,5347	1684992,2838
7	6722424,7882	1691104,0188
8	6712103,6265	1703327,4888
9	6695581,5735	1721662,6938
10	6646485,9908	1782780,0438
11	6597562,6563	1856120,8638
12	6596722,3807	1862232,5988
13	6574644,4264	1905014,7438
14	6562666,8364	1935573,4188
15	6537965,8605	2002802,5038
16	6537883,5986	2015025,9738
17	6535594,8537	2027249,4438
18	6533409,8736	2033361,1788
19	6526444,6257	2082255,0588
20	6523689,7905	2106701,9988
21	6522385,7743	2118925,4688
22	6513846,5605	2216713,2288
23	6512256,0121	2241160,1688
24	6510069,8879	2290054,0488
25	6508547,7735	2332836,1938
26	6508465,5109	2345059,6638
27	6508099,5535	2528411,7138

A.19 Rede Real – Pesos Ponderados (Simulação 3)

Tabela A 19.1 Rede Real – Conjunto de “pesos” considerados (Simulação 3)

Plano Eficiente	W_{INV}	W_{EP}
1	0,9792	0,0208
2	0,7287	0,2713
3	0,6666	0,3334
4	0,6521	0,3479
5	0,5986	0,4014
6	0,5907	0,4093
7	0,4150	0,5850
8	0,2718	0,7282
9	0,2389	0,7611
10	0,2206	0,7794
11	0,1660	0,8340
12	0,1638	0,8362
13	0,1420	0,8580
14	0,1569	0,8431
15	0,1297	0,8703
16	0,1015	0,8985
17	0,0836	0,9164
18	0,0573	0,9427
19	0,0507	0,9493
20	0,045	0,955
21	0,0304	0,9696
22	0,0275	0,9725
23	0,0226	0,9774
24	0,0152	0,9848
25	0,013	0,987
26	0,0094	0,9906
27	0,0046	0,9954
28	0,0018	0,9982

A.20 Rede Real – Soluções não dominadas (Simulação 3)

Tabela A 20.1 Rede Real – Resultado das Soluções não dominadas (Simulação 3)

Plano Eficiente	EP (€)	INV (€)
1	2523172,2758	36670,4100
2	2454371,4528	61117,3500
3	2412842,3572	79452,5550
4	2355363,6452	110011,2300
5	2313333,4626	134458,1700
6	1649781,7691	591151,0400
7	1617602,1415	615597,9800
8	1601275,6194	640044,9200
9	1590692,9055	670603,5950
10	1569526,3307	743944,4150
11	1525757,7394	939519,9350
12	1520915,1530	963966,8750
13	1506000,6944	1043419,4300
14	1504316,599	1073978,105
15	1498606,23	1092313,31
16	1481648,296	1208436,275
17	1476739,625	1257330,155
18	1472337,526	1306224,035
19	1470653,429	1336782,71
20	1468864,893	1373453,12
21	1465843,954	1465129,145
22	1465462,946	1477352,615
23	1455341,718	1911126,479
24	1454673,77	1953908,624
25	1453360,173	2051696,384
26	1451681,239	2210601,494
27	1450145,028	2418400,484
28	1450075,035	2448959,159