



Localização Ótima de Aparelhos de Corte Normalmente Abertos e Normalmente Fechados em Redes de Distribuição

SAMUEL RODRIGUES BATISTA

Outubro de 2015

LOCALIZAÇÃO ÓTIMA DE APARELHOS DE CORTE NORMALMENTE ABERTOS E NORMALMENTE FECHADOS EM REDES DE DISTRIBUIÇÃO

Samuel Rodrigues Batista



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

2015

Relatório elaborado para satisfação parcial dos requisitos da unidade curricular de DSEE,
Dissertação do Mestrado em Engenharia Eletrotécnica - Sistemas Elétricos de Energia

A presente dissertação foi desenvolvida no âmbito de um estágio curricular na EDP
Distribuição - Energia, S.A., e contou com o apoio do Grupo de Investigação em
Engenharia do Conhecimento e Apoio a Decisão (GECAD) e do Instituto Superior de
Engenharia do Porto (ISEP).



ORIENTAÇÃO CIENTÍFICA:

Doutora Teresa Nogueira

Engenheiro António Oliveira

Doutora Zita Vale

tan@isep.ipp.pt

AntonioManuel.FerreiraOliveira@edp.pt

zav@isep.ipp.pt

ALUNO:

Samuel Rodrigues Batista

samuelbatista.r@gmail.com

AGRADECIMENTOS

A realização da presente dissertação só foi possível devido à contribuição direta ou indireta de diversas pessoas e entidades, a quem pretendo, desta forma demonstrar o meu mais reconhecido agradecimento.

Em primeiro lugar, aos meus pais, pela educação e oportunidade que me deram de poder estudar, sem eles nada disto seria possível.

Ao meu irmão Filipe pela constante preocupação, e à minha namorada Filipa pela paciência e palavras de incentivo e orientação nos momentos difíceis.

Aos meus orientadores, Doutora Teresa Nogueira, Engenheiro António Oliveira e Doutora Zita Vale, pelo voto de confiança prestado e pelas sugestões, acompanhamento e disponibilidade.

À empresa acolhedora, EDP Distribuição - Energia, S.A., pela oportunidade concedida e total abertura e disponibilidade demonstrada na pessoa do Engenheiro António Oliveira. Sem descurar, o meu particular agradecimento à Direção de Planeamento de Rede e a todos os seu colaboradores pelo companheirismo.

À Doutora Zita Vale pela oportunidade de integração no Grupo de Investigação em Engenharia do Conhecimento e Apoio a Decisão (GECAD).

Ao Mestre Bruno Canizes pela total disponibilidade, apoio, orientação e companheirismos prestado no GECAD.

A todos os meus colegas de curso que me acompanharam nesta caminhada de 5 anos, pelas palavras de incentivo e pela amizade que persiste.

Finalizando, a todos os docentes do Instituto Superior de Engenharia do Porto que me ajudaram na vida académica, nomeadamente ao Doutor Fernando Maurício Dias pela disponibilidade e palavras de incentivo.

A todos, o meu sincero obrigado.

RESUMO

Tipicamente as redes elétricas de distribuição apresentam uma topologia parcialmente malhada e são exploradas radialmente. A topologia radial é obtida através da abertura das malhas nos locais que otimizam o ponto de operação da rede, através da instalação de aparelhos de corte que operam normalmente abertos. Para além de manterem a topologia radial, estes equipamentos possibilitam também a transferência de cargas entre saídas, aquando da ocorrência de defeitos. As saídas radiais são ainda dotadas de aparelhos de corte que operam normalmente fechados, estes têm como objetivo maximizar a fiabilidade e isolar defeitos, minimizando a área afetada pelos mesmos. Assim, na presente dissertação são desenvolvidos dois algoritmos determinísticos para a localização ótima de aparelhos de corte normalmente abertos e fechados, minimizando a potência ativa de perdas e o custo da energia não distribuída.

O algoritmo de localização de aparelhos de corte normalmente abertos visa encontrar a topologia radial ótima que minimiza a potência ativa de perdas. O método é desenvolvido em ambiente *Matlab – Tomlab*, e é formulado como um problema de programação quadrática inteira mista. A topologia radial ótima é garantida através do cálculo de um trânsito de potências ótimo baseado no modelo DC. A função objetivo é dada pelas perdas por efeito de *Joule*. Por outro lado o problema é restringido pela primeira lei de *Kirchhoff*, limites de geração das subestações, limites térmicos dos condutores, trânsito de potência unidirecional e pela condição de radialidade.

Os aparelhos de corte normalmente fechados são localizados ao longo das saídas radiais obtidas pelo anterior algoritmo, e permite minimizar o custo da energia não distribuída. No limite é possível localizar um aparelho de corte normalmente fechado em todas as linhas de uma rede de distribuição, sendo esta a solução que minimiza a energia não distribuída. No entanto, tendo em conta que a cada aparelho de corte está associado um investimento, é fundamental encontrar um equilíbrio entre a melhoria de fiabilidade e o investimento. Desta forma, o algoritmo desenvolvido avalia os benefícios obtidos com a instalação de aparelhos de corte normalmente fechados, e retorna o número e a localização dos mesmo que minimiza o custo da energia não distribuída.

Os métodos apresentados são testados em duas redes de distribuição reais, exploradas com um nível de tensão de 15 kV e 30 kV, respetivamente. A primeira rede é localizada no distrito do Porto e é caracterizada por uma topologia mista e urbana. A segunda rede é localizada no distrito de Bragança e é caracterizada por uma topologia maioritariamente aérea e rural.

Palavras - Chave

Aparelho de Corte Normalmente Aberto e Fechado, Energia Não Distribuída, Potência Ativa de Perdas, Redes de Distribuição.

ABSTRACT

Usually, distribution networks have a partial physically meshed topology, but are run in a radial way. The radial topology is achieved through the mesh opening in the network local to optimize the operating point, by switches installation which operate normally open. In addition to maintaining the radial topology, these devices also allow the transfer of loads between feeders, on the occurrence of defects. The radial feeders are also provided with switches which operating normally closed, these are designed to maximize the reliability and to isolate defects, minimizing the area affected by the same. Therefore, in this thesis are developed two deterministic algorithms for optimal location of normally open and close switches, minimizing the active power losses and energy not supplied cost.

The optimal location of normally open switch algorithm aims to find the optimal radial topology that minimizes the active power losses. The method is developed in Matlab – Tomlab, and is formulated as a mixed integer quadratic programming problem. The optimal radial topology is guaranteed by calculating an optimal power flow based on the DC model. The objective function is given for the losses by Joule effect. On the other hand the problem is constrained by the first law of Kirchhoff, generation substation limits, lines thermal limits, unidirectional power flow and the radial condition.

The normally closed switches are located along the radial feeders obtained by the above algorithm, and allows minimizing the energy not supplied cost. In the limit, it is possible to install one normally close switch on all lines of a given feeder, which is the solution that minimizes the energy not supplied. However, taking into account that each switch is associated with an investment, it is essential to find a balance between improvement of reliability and investment. As a result, the developed algorithm evaluates the benefits obtained with the normally close switch installation, and returns the number and location of switch that minimize the energy not supplied cost

The methods presented are tested on two real distribution networks, operated with a voltage level of 15 kV and 30 kV, respectively. The first network is located in Porto district and is

characterized by a mixed urban topology. The second network is located in Bragança district and is characterized by a mostly overhead and rural topology.

Keywords

Active Power Losses, Distribution Networks, Energy Not Supplied, Normally Open and Closed Switch.

ÍNDICE

Índice de Figuras	xvii
Índice de Tabelas	xxiii
Acrónimos	xxvii
1. Introdução	1
1.1. Contextualização	1
1.1.1. Estrutura do Sistema Elétrico Nacional	2
1.1.2. Perdas na Rede de Distribuição	3
1.1.3. Energia Não Distribuída na Rede de Distribuição	5
1.1.4. Otimização da Exploração de Redes de Distribuição	7
1.2. Objetivos	8
1.3. Calendarização	9
1.4. Organização do Documento	9
1.5. Sumário	10
2. Redes de Distribuição	11
2.1. Estrutura Topológica das Redes de Distribuição	12
2.1.1. Linhas de Eixo Principal e Derivações do Eixo Principal	13
2.1.2. Redes Aéreas	13
2.1.3. Redes Subterrâneas	14
2.2. Trânsito de Potências Ótimo	15
2.2.1. Formulação do Trânsito de Potências Ótimo	15
2.2.2. Classificação da Formulação do Trânsito de Potências Ótimo	16
2.2.3. Trânsito de Potências Ótimo DC	18
2.2.4. Otimização em <i>Tomlab</i>	19
2.3. Perdas de Energia	20
2.3.1. Classificação das Perdas	20

2.3.2.	Métodos para a Redução das Perdas	21
2.3.3.	Incentivo à Redução de Perdas.....	23
2.4.	Fiabilidade em Redes de Distribuição.....	25
2.4.1.	Índices de Fiabilidade.....	26
2.4.2.	Análise de Fiabilidade	27
2.4.2.1.	Sistema em Série	28
2.4.2.2.	Sistema em Paralelo	28
2.4.3.	Indicadores de Continuidade de Serviço.....	29
2.4.3.1.	Indicadores Individuais	30
2.4.3.2.	Indicadores Gerais.....	30
2.4.3.3.	Incentivo à Melhoria da Continuidade de Serviço.....	34
2.4.4.	Custo da Fiabilidade.....	36
2.5.	Aparelhagem de Corte.....	38
2.5.1.	Manobras Manuais	39
2.5.2.	Manobras por Telecomando.....	40
2.5.2.1.	Automatismos em Média Tensão.....	40
2.5.2.2.	Telecomando em Redes Subterrâneas.....	42
2.5.2.3.	Telecomando em Redes Aéreas	43
2.5.2.4.	Índices de Fiabilidade.....	49
2.6.	Avaliação Económica de Projetos de Investimentos.....	49
2.6.1.	Atualização do Fluxo Monetário Anual	50
2.6.2.	Indicadores Económicos	51
2.6.3.	Escala de Tempos.....	53
2.7.	Sumário	53
3.	Formulação do Problema de Localização Ótima de Aparelhos de Corte.....	55
3.1.	Metodologia de Localização Ótima de Aparelhos de Corte Normalmente Abertos	55
3.1.1.	Revisão Bibliográfica.....	56
3.1.2.	Cenários Implementados	58
3.1.3.	Formulação do Problema	59
3.1.3.1.	Algoritmo de Localização Ótima	61
3.1.3.2.	Cálculo da Energia de Perdas.....	64

3.1.3.3. Avaliação Económica	65
3.1.4. Considerações	69
3.2. Metodologia de Localização Ótima Aparelhos de Corte Normalmente Fechados	70
3.2.1. Revisão Bibliográfica	71
3.2.2. Cenários Implementados	72
3.2.3. Formulação do Problema.....	74
3.2.3.1. Definição de Zonas de Continuidade de Serviço.....	76
3.2.3.2. Cálculo da Energia Não Distribuída.....	78
3.2.3.3. Análise de Índices de Fiabilidade.....	79
3.2.3.4. Avaliação Económica.....	85
3.2.4. Considerações.....	91
3.3. Sumário.....	93
4. Casos de Estudo	95
4.1. Redes de Distribuição em Estudo.....	95
4.1.1. Rede de Testes 1	96
4.1.2. Rede de Testes 2	98
4.1.3. Parametrização das Redes em <i>DPlan</i>	100
4.2. Localização Ótima de Aparelhos de Corte Normalmente Abertos	101
4.2.1. Rede de Testes 1	102
4.2.1.1. Cenário INA1	106
4.2.1.2. Cenário INA2	107
4.2.2. Rede de Testes 2	108
4.2.2.1. Cenário INA1	111
4.2.2.2. Cenário INA2	112
4.3. Localização Ótima de Aparelhos de Corte Normalmente Fechados.....	114
4.3.1. Rede de Testes 1	115
4.3.1.1. Cenário INF1	115
4.3.1.2. Cenário INF2	131
4.3.2. Rede de Testes 2	138
4.3.2.1. Cenário INF1	138
4.3.2.2. Cenário INF2	154

4.3.3. Momento Elétrico.....	161
4.4. Sumário	163
5. Conclusões.....	167
5.1. Contribuição do Estudo.....	169
5.2. Limitações das Ferramentas Desenvolvidas	170
5.3. Trabalhos Futuros.....	171
Referências.....	173
Anexos	181
A. Caraterização da Rede de Testes 1	181
A.1. <i>Layout</i> da Rede em <i>Dplan</i>	181
A.2. Identificação das Cargas.....	182
A.3. Caraterísticas das linhas de Distribuição.....	182
B. Caraterização da Rede de Testes 2.....	185
B.1. <i>Layout</i> da Rede de Testes 2 em <i>Dplan</i>	185
B.2. Identificação das Cargas.....	185
B.3. Caraterísticas das linhas de Distribuição.....	186
C. Trânsito de Potências Ótimo	190
C.1. Cenário LNA3 da rede de testes 1.....	190
C.2. Cenário LNA3 da rede de testes 2.....	192
D. Resultados da Exploração Otimizada do Cenário INF2.....	195
D.1. Rede de Testes 1	195
D.2. Rede de Testes 2.....	196

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1.1 - Estrutura do sistema elétrico nacional.	3
Figura 1.2 - Perdas na rede de distribuição portuguesa.	4
Figura 1.3 - Investimento no vetor eficiência da rede, 2010-2019.	5
Figura 1.4 - END da RND concessionada pela EDP Distribuição no período de 2009-2013.	5
Figura 1.5 - Investimento no vetor Qualidade de Serviço Técnica, 2010-2019.	6
Figura 1.6 - Calendarização da dissertação.	9
Figura 2.1 - Topologia de redes elétricas: a) radial; b) malhada; c) malhada com exploração radial.	12
Figura 2.2 - Distinção entre as linhas de eixo principal e as linhas derivadas do eixo principal.	13
Figura 2.3 - Incentivo à redução das perdas.	23
Figura 2.4 - Curva representativa da taxa de avarias, à esquerda em forma de banheira e à direita em forma de banheira dente de serra.	27
Figura 2.5 - Diagrama de subdivisão da qualidade de serviço.	30
Figura 2.6 - Incentivo à redução da END.	35
Figura 2.7 - Relação entre a fiabilidade e o investimento.	37
Figura 2.8 - Nível ótimo da fiabilidade de um sistema.	38
Figura 2.9 - Localização dos APC em redes aéreas (esquerda) e subterrâneas (direita).	38
Figura 2.10 - Posto de seccionamento numa rede de média tensão.	39
Figura 2.11 - Princípio de funcionamento do automatismo VT.	42
Figura 2.12 - Órgão de corte de rede de média tensão do tipo 1.	44
Figura 2.13 - Órgão de corte de rede de média tensão do tipo 2.	45

Figura 2.14 - Órgão de corte de rede de média tensão do tipo 3.....	46
Figura 2.15 - Princípio de funcionamento do OCR3 no modo <i>recloser</i>	47
Figura 2.16 - Princípio de funcionamento do OCR3 no modo <i>sectionalize</i>	48
Figura 2.17 - Escala de tempos para o desenvolvimento de um projeto de investimento ..	53
Figura 3.1 - Fluxograma da formulação do problema de localização ótima de APC NA ..	60
Figura 3.2 - Fluxograma da formulação do problema de localização ótima de APC NF. ..	75
Figura 3.3 - Zonas de continuidade de serviço.....	76
Figura 3.4 - Saída de distribuição radial.	79
Figura 3.5 - Saída de distribuição radial com proteção das secções da linha de eixo principal.....	81
Figura 3.6 - Saída de distribuição parcialmente malhada explorada radialmente.....	82
Figura 3.7 - END da saída da Figura 3.4, Figura 3.5 e Figura 3.6.	84
Figura 4.1 - Rede de testes 1.	96
Figura 4.2 - Rede de testes 2.	98
Figura 4.3 - Topologia da rede de testes 1 no cenário LNA1 (esquerda) e LNA2 (direita).	104
Figura 4.4 - Topologia da rede de testes 1 no cenário LNA3 e LNA4.	104
Figura 4.5 - Desagregação do custo das perdas do cenário INA1 da rede de testes 1.	106
Figura 4.6 - Estrutura de custos do cenário LNA2 e LNA4 no âmbito do cenário INA2 da rede de testes 1.....	107
Figura 4.7 - Topologia da rede de testes 2 no cenário LNA1 (esquerda) e LNA2 (direita).....	110
Figura 4.8 - Topologia da rede de testes 2 no cenário LNA3 e LNA4.	110
Figura 4.9 - Desagregação do custo das perdas do cenário INA1 da rede de testes 2.	112
Figura 4.10 - Estrutura de custos do cenário LNA2 e LNA4 no âmbito do cenário INA2 na rede de testes 2.....	113
Figura 4.11 - Número ótimo de APC NF do tipo Seccionador para a saída 1A da rede de testes 1.	117

Figura 4.12 - Número ótimo de APC NF do tipo Seccionador para a saída 1B da rede de testes 1.	117
Figura 4.13 - Número ótimo de APC NF do tipo Seccionador para a saída 1C da rede de testes 1.	118
Figura 4.14 - Número ótimo de APC NF do tipo Seccionador para a saída 1D da rede de testes 1.	118
Figura 4.15 - Número ótimo de APC NF do tipo OCR2 para a saída 1A da rede de testes 1.	121
Figura 4.16 - Número ótimo de APC NF do tipo OCR2 para a saída 1B da rede de testes 1.	121
Figura 4.17 - Número ótimo de APC NF do tipo OCR2 para a saída 1C da rede de testes 1.	122
Figura 4.18 - Número ótimo de APC NF do tipo OCR2 para a saída 1D da rede de testes 1.	122
Figura 4.19 - Número ótimo de APC NF do tipo OCR3 para a saída 1A da rede de testes 1.	125
Figura 4.20 - Número ótimo de APC NF do tipo OCR3 para a saída 1B da rede de testes 1.	125
Figura 4.21 - Número ótimo de APC NF do tipo OCR3 para a saída 1C da rede de testes 1.	126
Figura 4.22 - Número ótimo de APC NF do tipo OCR3 para a saída 1D da rede de testes 1.	126
Figura 4.23 - Comparação da END e do custo da END da rede de tetes 1, antes e depois da intervenção.	128
Figura 4.24 - Desagregação do custo da END para a saída 1A da rede de testes 1, no âmbito do cenário INF1.	129
Figura 4.25 - Desagregação do custo da END para a saída 1B da rede de testes 1, no âmbito do cenário INF1.	129
Figura 4.26 - Desagregação do custo da END para a saída 1C da rede de testes 1, no âmbito do cenário INF1.	130
Figura 4.27 - Desagregação do custo da END para a saída 1D da rede de testes 1, no âmbito do cenário INF1.	130

Figura 4.28 - Desagregação dos custos da END da exploração real da rede de testes1 no cenário INF2.....	132
Figura 4.29 - END e custo da END da saída 1A e 1B na exploração otimizada do cenário INF2 da rede de testes 1.	133
Figura 4.30 - END e custo da END da saída 1C e 1D na exploração otimizada do cenário INF2 da rede de testes 1.	134
Figura 4.31 - Desagregação do custo da END na exploração otimizada da rede de testes 1 no cenário INF2.....	135
Figura 4.32 - END e respetivo custo da rede de testes 1 no cenário INF2.	136
Figura 4.33 - Evolução dos custos do cenário INF2 da rede de testes 1.....	137
Figura 4.34 - Número ótimo de APC NF do tipo Seccionador para a saída 2A e 2D da rede de testes 2.	140
Figura 4.35 - Número ótimo de APC NF do tipo Seccionador para a saída 2B da rede de testes 2.	140
Figura 4.36 - Número ótimo de APC NF do tipo Seccionador para a saída 2C da rede de testes 2.	141
Figura 4.37 - Número ótimo de APC NF do tipo OCR2 para a saída 2A da rede de testes 2.	144
Figura 4.38 - Número ótimo de APC NF do tipo OCR2 para a saída 2B da rede de testes 2.	144
Figura 4.39 - Número ótimo de APC NF do tipo OCR2 para a saída 2C da rede de testes 2.	145
Figura 4.40 - Número ótimo de APC NF do tipo OCR2 para a saída 2D da rede de testes 2.	145
Figura 4.41 - Número ótimo de APC NF do tipo OCR3 para a saída 2A da rede de testes 2.	148
Figura 4.42 - Número ótimo de APC NF do tipo OCR3 para a saída 2B da rede de testes 2.	148
Figura 4.43 - Número ótimo de APC NF do tipo OCR3 para a saída 2C da rede de testes 2.	149
Figura 4.44 - Número ótimo de APC NF do tipo OCR3 para a saída 2D da rede de testes 2.	149

Figura 4.45 - Comparação da END e do custo da END da rede de tetes 2 antes e depois da intervenção.....	151
Figura 4.46 - Desagregação do custo da END para a saída 2A da rede de testes 2, no âmbito do cenário INF1.....	152
Figura 4.47 - Desagregação do custo da END para a saída 2B da rede de testes 2, no âmbito do cenário INF1.....	152
Figura 4.48 - Desagregação do custo da END para a saída 2C da rede de testes 2, no âmbito do cenário INF1.....	153
Figura 4.49 - Desagregação do custo da END para a saída 2D da rede de testes 2, no âmbito do cenário INF1.....	153
Figura 4.50 - Desagregação dos custos da END da exploração real da rede de testes 2 no cenário INF2.....	155
Figura 4.51 - END e custo da END da saída 2A e 2B na exploração otimizada do cenário INF2 da rede de testes 2.....	156
Figura 4.52 - END e custo da END da saída 2C e 2D na exploração otimizada do cenário INF2 da rede de testes 2.....	157
Figura 4.53 - Desagregação doo custo da END naa exploração otimizada da rede de testes 2 no cenário INF2.....	158
Figura 4.54 - END e respetivo custo da rede de testes 2 no cenário INF2.....	160
Figura 4.55 - Evolução dos custos no cenário INF2 da rede de testes 2.....	161
Figura 4.56 - Momento elétrico ótimo entre os APC NF da rede de testes 1 e 2.....	162
Figura 4.57 - Percentagem de perdas ativas dos cenários topológicos da rede de testes 1 e 2.....	163
Figura 4.58 - TIR do cenário INA1 e INA2 na localização ótima de APC NA da rede de testes 1 e 2.....	164
Figura 4.59 - END da solução ótima no cenário INF1 e INF2 da rede de testes 1 e 2.....	165
Figura 4.60 - Custo da END e VAL das soluções ótimas do cenário INF1 e INF2 da rede de testes 1 e 2.....	165
Figura A1 - <i>Layout</i> da rede de testes 1 em <i>Dplan</i>	181
Figura B1 - <i>Layout</i> da rede de testes 2 em <i>Dplan</i>	185

ÍNDICE DE TABELAS

Tabela 2.1 - Tipos de problemas de otimização passíveis de implementar em <i>Tomlab</i>	19
Tabela 2.2 - Parâmetros relativos ao mecanismo de incentivo redução das perdas.	25
Tabela 2.3 - Classificação das interrupções de energia.	25
Tabela 2.4 - Parâmetros relativos ao mecanismo de incentivo à melhoria da continuidade de serviço.	36
Tabela 2.5 - Índices de fiabilidade considerando a manobra manual dos APC NA e NF.	39
Tabela 2.6 - Índices de fiabilidade considerandos no telecomando dos APC NA e NF.	49
Tabela 2.7 - Definição das variáveis da escala de tempos para o desenvolvimento de um projeto de investimento.	53
Tabela 3.1 - Custo das perdas no âmbito da avaliação económica da localização ótima de APC NA.	67
Tabela 3.2 - Avaliação económica do cenário INA2 no âmbito da localização ótima de APC NA.	69
Tabela 3.3 - Caraterização da saída da Figura 3.4.	80
Tabela 3.4 - Índices de fiabilidade da saída da Figura 3.4.	80
Tabela 3.5 - Índices de fiabilidade da saída da Figura 3.5.	81
Tabela 3.6 - Índices de fiabilidade para o sistema da Figura 3.6.	82
Tabela 3.7 - Índices de fiabilidade para o sistema da Figura 3.6, considerando ações manuais de isolamento e reconfiguração.	83
Tabela 3.8 - Índices de fiabilidade para o sistema da Figura 3.6, considerando ações de isolamento e reconfiguração por telecomando.	84
Tabela 3.9 - Definição do custo da END na localização ótima de APC NF.	89
Tabela 3.10 - Avaliação económica da localização ótima de APC NF no âmbito do cenário INF1.	90

Tabela 3.11 - Avaliação económica da localização ótima de APC NF no âmbito do cenário INF2.....	91
Tabela 4.1 - Características elétricas dos condutores subterrâneos da rede de testes 1.	97
Tabela 4.2 - Características elétricas dos condutores aéreos da rede de testes 1.	97
Tabela 4.3 - Parâmetros da rede de testes 1.	97
Tabela 4.4 - Características elétricas dos condutores subterrâneos da rede de testes 2.	99
Tabela 4.5 - Características elétricas dos condutores aéreos da rede de testes 2.	99
Tabela 4.6 - Parâmetros da rede de testes 2.	99
Tabela 4.7 - Estimadores de corrente das saídas das redes em estudo.....	100
Tabela 4.8 - Fator de perdas e fator de carga das redes de distribuição em estudo.	101
Tabela 4.9 - Parâmetros básicos para a implementação da metodologia de localização ótima de APC NA.	101
Tabela 4.10 - Localização dos APC NA na rede de testes 1.....	102
Tabela 4.11 - Perdas na rede de testes 1.....	102
Tabela 4.12 - Potência aparente debitada pelas subestações da rede de testes 1.	103
Tabela 4.13 - Taxa de ocupação das linhas no cenário LNA3 da rede de testes1.....	105
Tabela 4.14 - Avaliação económica do cenário INA1 da rede de testes 1.....	106
Tabela 4.15 - Avaliação económica do cenário INA2 da rede de testes 1.....	107
Tabela 4.16 - Localização dos APC NA na rede de testes 2.....	108
Tabela 4.17 - Perdas na rede de testes 2.....	108
Tabela 4.18 - Potência aparente debitada pelas subestações da rede de testes 2.	109
Tabela 4.19 - Taxa de ocupação das linhas no cenário LNA3 da rede de testes 2.....	111
Tabela 4.20 - Avaliação económica do cenário INA1 da rede de testes 2.....	111
Tabela 4.21 - Avaliação económica do cenário INA2 da rede de testes 2.	113
Tabela 4.22 - Parâmetros básicos para a implementação da metodologia de localização ótima de APC NF.	114

Tabela 4.23 - Carga aparente das saídas da rede de testes 1 e 2 para o cenário LNA1 e LNA3/4.....	114
Tabela 4.24 - Resultados da localização ótima de APC NF do tipo Seccionador na rede de testes 1.	116
Tabela 4.25 - Localização dos APC NF do tipo seccionador na rede de testes 1.....	119
Tabela 4.26 - Resultados da localização ótima de APC NF do tipo OCR2 na rede de testes 1.	120
Tabela 4.27 - Localização dos APC NF do tipo OCR2 na rede de testes 1.	123
Tabela 4.28 - Resultados da localização ótima de APC NF do tipo OCR3 na rede de testes 1.	124
Tabela 4.29 - Localização dos APC NF do tipo OCR3 na rede de testes 1.	127
Tabela 4.30 - Localização dos APC NF na exploração real da rede de testes 1 no cenário INF2.....	132
Tabela 4.31 - END e respetivo custo da exploração real da rede de testes 1 no cenário INF2.....	132
Tabela 4.32 - Localização dos APC NF na exploração otimizada da rede de testes 1 no cenário INF2.	136
Tabela 4.33 - Indicadores económicos da implementação do cenário INF2 na rede de testes 1.	137
Tabela 4.34 - Resultados da localização ótima de APC NF do tipo Seccionador na rede de testes 2.	139
Tabela 4.35 - Localização dos APC NF do tipo seccionador na rede de testes 2.....	142
Tabela 4.36 - Resultados da localização ótima de APC NF do tipo OCR2 na rede de testes 2.	143
Tabela 4.37 - Localização dos APC NF do tipo OCR2 na rede de testes 2.	146
Tabela 4.38 - Resultados da localização ótima de APC NF do tipo OCR3 na rede de testes 2.	147
Tabela 4.39 - Localização dos APC NF do tipo OCR3 na rede de testes 2.	150
Tabela 4.40 - Localização dos APC NF na exploração real da rede de testes 2 no cenário INF2.....	155

Tabela 4.41 - END e respetivo custo da exploração real da rede de testes 2 no cenário INF2.	155
Tabela 4.42 - Localização dos APC NF na exploração otimizada da rede de testes 2 no cenário INF2.....	159
Tabela 4.43 - Indicadores económicos da implementação do cenário INF2 na rede de testes 2.	160
Tabela 4.44 - Momento elétrico para a rede de testes 1 e 2.	162
Tabela A1 - Identificação das cargas na rede de testes 1.	182
Tabela A2 - Características das linhas de distribuição da rede de testes 1.	183
Tabela B1 - Identificação das cargas na rede de testes 2.	186
Tabela B2 - Características das linhas de distribuição da rede de testes 2.....	187
Tabela C1 - Resultados do TPO DC no cenário LNA3 da rede de testes 1.	190
Tabela C2 - Resultados do TPO DC no cenário LNA3 da rede de testes 2.	192
Tabela D1 - Número ótimo de APC NF na exploração otimizada da rede de testes 1 no cenário INF2.....	196
Tabela D2 - Número ótimo de APC NF na exploração otimizada da rede de testes 2 no cenário INF2.....	196

ACRÓNIMOS

AC	-	<i>Alternating Current</i>
APC	-	Aparelho de Corte
AT	-	Alta Tensão
BT	-	Baixa Tensão
DAT	-	Direção de Automação e Telecontrolo
DC	-	<i>Direct Current</i>
DNT	-	Direção de Normalização e Tecnologia
DPL	-	Direção de Planeamento de Rede
DTI	-	Direção de Tecnologia e Inovação
END	-	Energia Não Distribuída
ERSE	-	Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos
FM	-	Fluxo Monetário
FMA	-	Fluxo Monetário Acumulado
FMB	-	Fluxo Monetário de Benefício
GECAD	-	Grupo de Investigação em Engenharia do Conhecimento e Apoio a Decisão
IAR	-	Interruptor Auto-Regulador
IART	-	Interruptor Auto-Regulador Telecomandado
IRR	-	<i>Internal Rate of Return</i>
LEP	-	Linha de Eixo Principal
MAT	-	Muito Alta Tensão
MT	-	Média Tensão
NA	-	Normalmente Aberto
NF	-	Normalmente Fechado

OCR	- Órgão de Corte de Rede
OCR1	- Órgão de Corte de Rede do tipo 1
OCR2	- Órgão de Corte de Rede do tipo 2
OCR3	- Órgão de Corte de Rede do tipo 3
PdE	- Ponto de Entrega
PNLIM	- Programação Não Linear Inteira Mista
PQIM	- Programação Quadrática Inteira Mista
PT	- Posto de Transformação
PTS	- Posto de Transformação e Seccionamento
RND	- Rede Nacional de Distribuição
RNT	- Rede Nacional de Transporte
RL	- Religação Lenta
RR	- Religação Rápida
SCADA	- Sistemas de Supervisão e Aquisição de Dados
SEE	- Sistema Elétrico de Energia
SEN	- Sistema Elétrico Nacional
SIT	- Sistema de Informação Técnica
TI	- Transformador de Intensidade
TIR	- Taxa Interna de Rentabilidade
TPO	- Trânsito de Potências Ótimo
TRI	- Tempo de Retorno do Investimento
URR	- Unidade Remota de Rede
VAL	- Valor Atual Líquido
VT	- <i>Voltage - Time</i>

1. INTRODUÇÃO

Na presente dissertação é apresentada uma metodologia para a localização ótima de aparelhos de corte (APC) normalmente abertos (NA) e normalmente fechados (NF) em redes de distribuição, visando a minimização das perdas de energia e da energia não distribuída (END). No presente capítulo é feita uma introdução ao estudo desenvolvido, com o objetivo de contextualizar e definir os objetivos da dissertação. Para finalizar o capítulo, apresenta-se a calendarização das tarefas desenvolvidas e a estrutura do presente documento.

1.1. CONTEXTUALIZAÇÃO

A produção e o consumo de eletricidade são indicadores essenciais para definir o tamanho e o nível de desenvolvimento de uma economia. O aumento da oferta de energia elétrica, de forma a responder à crescente procura de economias cada vez mais urbanizadas e industrializadas, sem incorrer em custos sociais, econômicos e ambientais inaceitáveis, é um dos grandes desafios que enfrentam a maioria dos países. As sociedades modernas estão a tornar-se cada vez mais dependentes do fornecimento fiável e seguro de energia elétrica, para sustentar o crescimento económico e a prosperidade da comunidade. Assim, as entidades responsáveis do setor estão cada vez mais conscientes da necessidade urgente de uma melhor utilização dos recursos enérgicos (World Data Bank 2015). A adoção de técnicas de eficiência energética e a otimização da utilização de recursos, apresentam-se

como mediadas na maioria das vezes de baixo custo e que podem resultar em grandes benefícios.

1.1.1. ESTRUTURA DO SISTEMA ELÉTRICO NACIONAL

De acordo com (Paiva 2011), (Brown 2009) e (ERSE 2015a), a cadeia de valor no sector elétrico integra a produção, transporte, distribuição, comercialização e consumo de energia elétrica. A energia elétrica é maioritariamente produzida em centrais elétricas de grande porte (térmicas, hídricas e a partir de fontes renováveis), e é entregue à rede nacional de transporte (RNT), constituída por linhas em muito alta tensão (MAT). Através de transformadores, a energia passa para a rede nacional de distribuição (RND) em alta, média e baixa tensão (AT, MT e BT), as quais a conduzem até aos consumidores. À rede de distribuição está ainda interligada a produção descentralizada. A comercialização garante os procedimentos comerciais inerentes à venda a grosso e a retalho de energia elétrica. Finalizando, a regulação de todos os setores referidos compete à Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE), que para além de ser responsável pelo setor detém também competências sancionatórias. Na Figura 1.1 mostra-se a estrutura tradicional do sistema elétrico nacional (SEN).

Todos os subsistemas da Figura 1.1 (produção, transporte, distribuição e consumo) são importantes para o correto funcionamento do SEN. Todavia, a literatura tem vindo a dar um especial destaque às redes de distribuição. (Mehfuz & Rashid 2014) apontam que 13 % da produção total de energia é desperdiçada na forma de perdas nas linhas de distribuição. Por outro lado, (Billinton & Allan 1996) estimam que cerca de 70 % do tempo de interrupção total no setor elétrico, está associado a contingências nas redes de distribuição.

Assim, tomar medidas para minimizar as perdas de energia e a END, pode resultar em inúmeros benefícios para as empresas responsáveis pela concessão da RND. Nomeadamente, o aumento de faturamento, redução de possíveis multas relacionadas com níveis mínimos de qualidade de serviço e de perdas de energia, aumento da satisfação dos clientes e melhoria da qualidade da energia disponível para o desenvolvimento de atividades comerciais e industriais.

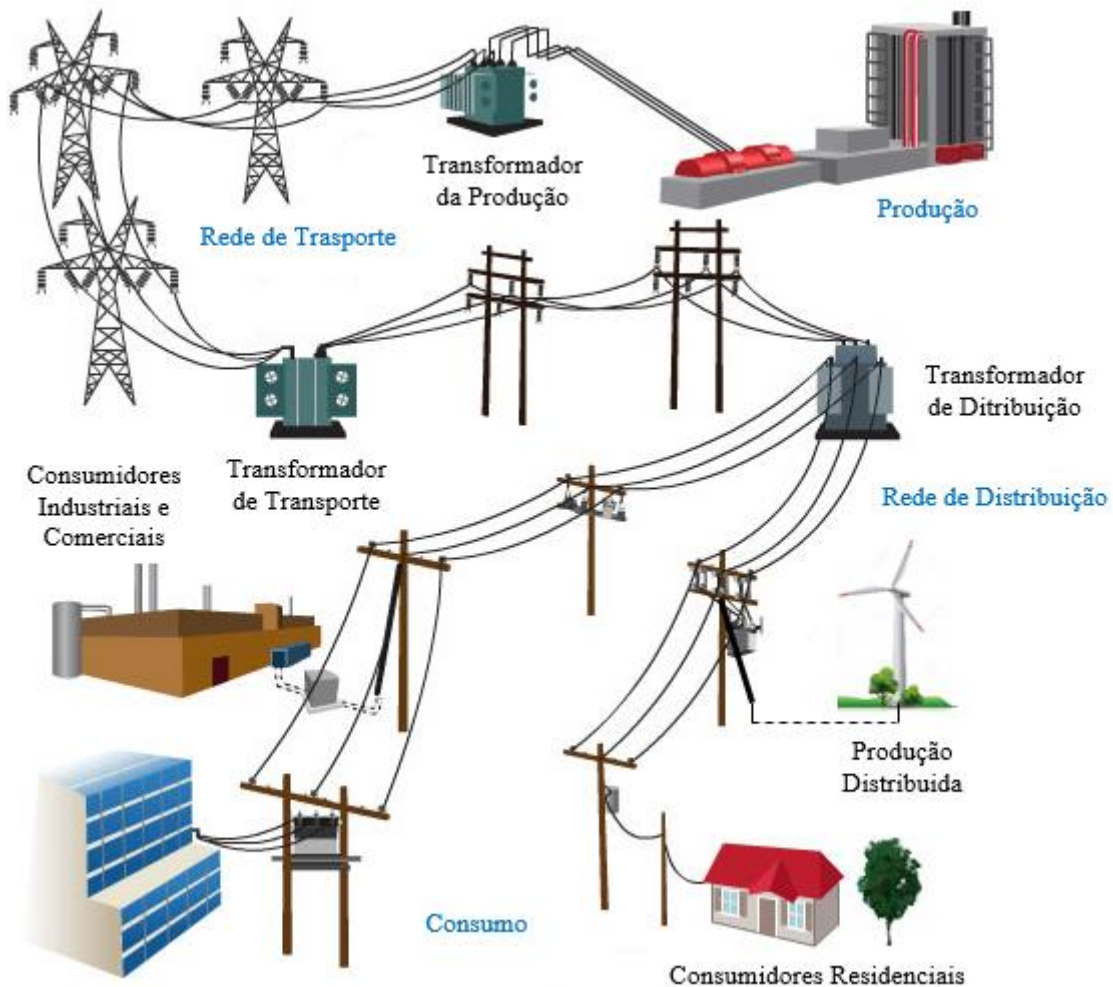


Figura 1.1 - Estrutura do sistema elétrico nacional.

1.1.2. PERDAS NA REDE DE DISTRIBUIÇÃO

As perdas de energia estão presentes ao longo de todo o sistema elétrico, desde a produção até ao consumo. A RND a par da RNT apresentam-se como os sectores onde as perdas podem ter maior impacto técnico-económico, uma vez que representam o único elo de ligação entre a produção e consumo, com enormes quantidades de energia transitada todos os dias. A redução de apenas um ponto percentual pode representar milhares de euros de poupança. Por outro lado, a redução das perdas resulta no alívio de energia transitada nos condutores, resultando também em melhorias de qualidade de serviço.

De acordo com (Ramesh et al. 2009), idealmente as perdas nas redes de distribuição devem ser aproximadamente 3 a 6 % da potência gerada, no entanto, nos países desenvolvidos as perdas rondam os 10 %, enquanto nos países em desenvolvimento as perdas andam à volta

de 20 %. Em Portugal, segundo a Figura 1.2 as perdas aproximam-se dos 7 %, o que representa uma redução de 1,9 % quando comparado com o ano de 1997 (ERSE 2015e).

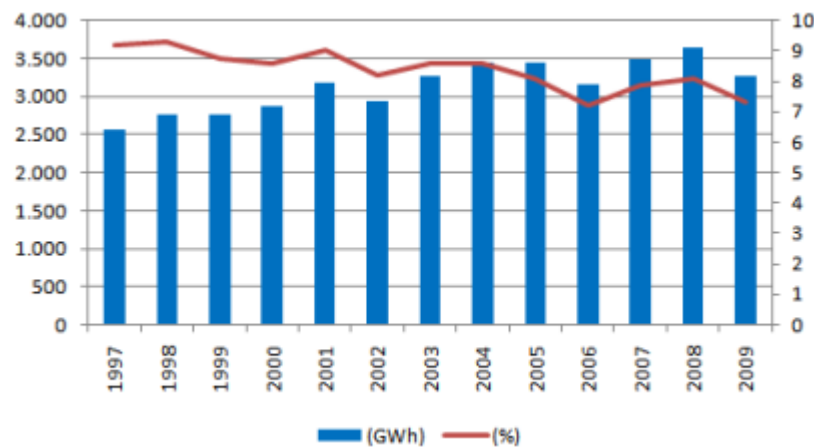


Figura 1.2 - Perdas na rede de distribuição portuguesa.

A partir do Regulamento Tarifário do Setor Elétrico (ERSE 2014d), a ERSE define um valor de referência para as perdas, atualmente 7,8 %, ao qual as empresas concessionárias da RND devem atender. Em função da variação entre as perdas de referência e as perdas reais, as empresas são sujeitas a remunerações ou penalizações pelo seu nível de perdas. Este custo, aliado aos custos técnicos das perdas, tem vindo a incentivar as empresas concessionárias da RND a fazer diversos investimentos, com a finalidade de minimizar as perdas.

Nos últimos anos o abrandamento da procura conduziu a menores necessidades de investimento neste vetor. Mesmo assim, como é visível na Figura 1.3, a EDP Distribuição prevê vários investimentos na RND para a melhoria da eficiência da rede, nomeadamente para a redução das perdas. Por outro lado, apesar de atualmente a procura ter diminuído, a logo prazo prevê-se que a procura aumente, potencializando os investimentos neste vetor.

A evolução do investimento no vetor eficiência da rede, realizado no período 2010-2013 e previsto no período 2014-2019, desagregado pelos programas de investimento, apresenta-se na Figura 1.3 (EDP Distribuição 2014).

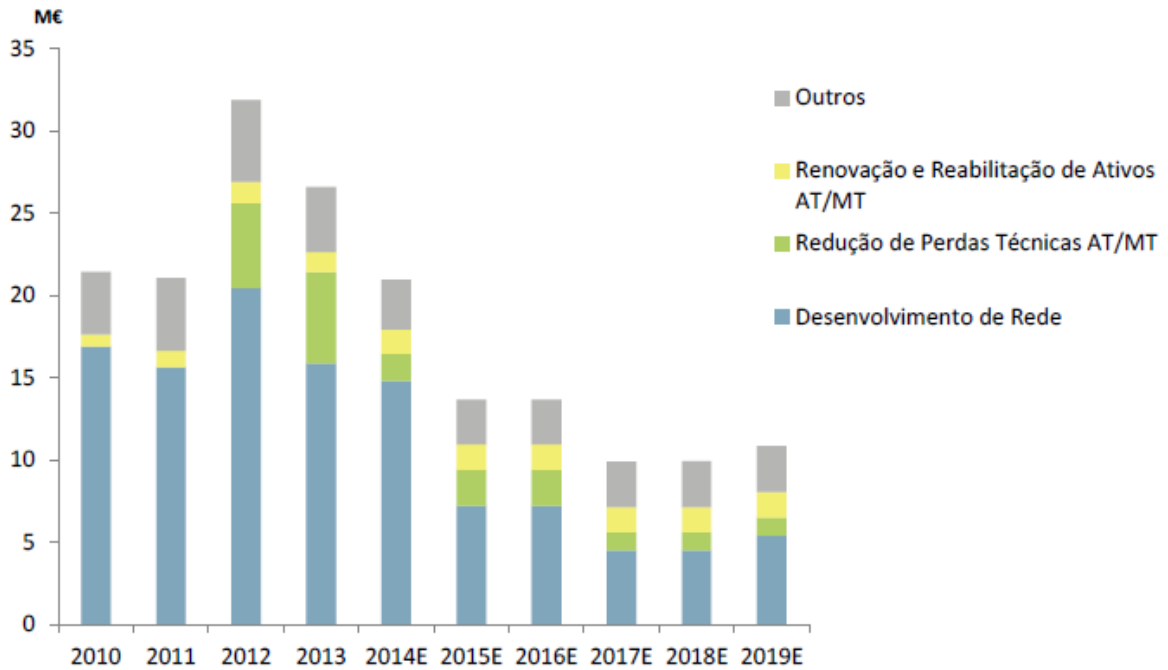


Figura 1.3 - Investimento no vetor eficiência da rede, 2010-2019.

1.1.3. ENERGIA NÃO DISTRIBUÍDA NA REDE DE DISTRIBUIÇÃO

Segundo (ERSE 2015d), a END é um indicador geral de continuidade de serviço para as redes de distribuição de energia elétrica em MT, imposto pelo Regulamento de Qualidade de Serviço. É o valor estimado da energia não distribuída nos pontos de entrega dos operadores das redes de distribuição, devido a interrupções de fornecimento durante um determinado tempo (normalmente um ano civil).

Na Figura 1.4 mostra-se o desempenho da RND concessionada pela EDP Distribuição no período 2009 a 2013, caracterizada pela END (EDP Distribuição 2014).

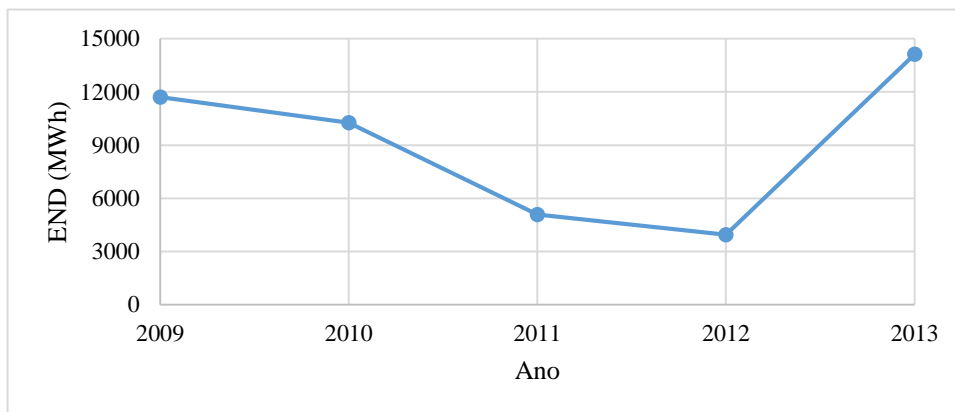


Figura 1.4 - END da RND concessionada pela EDP Distribuição no período de 2009-2013.

Através da análise da Figura 1.4 verifica-se que no ano de 2011 e 2012 a END atingiu os valores mais baixos deste período, aliás chegou mesmo a ser inferior a um terço dos valores verificados nos outros anos. Contudo, é de salientar que nos anos de 2009, 2010 e 2013 verificaram-se eventos meteorológicos excecionais que afetaram Portugal Continental de forma significativa (EDP Distribuição 2014).

À semelhança das perdas, através do Regulamento de Qualidade de Serviço (ERSE 2013), a ERSE impõe um incentivo à diminuição dos níveis da END. É calculado um valor de referência para a END, e em função da variação para com a END real, as empresas concessionárias da RND são sujeitas a remunerações ou penalizações. Este custo, aliado aos custos técnicos da END, tem vindo a incentivar diversos investimentos com a finalidade de minimizar a END.

A evolução do investimento no vetor Qualidade de Serviço Técnica, realizado no período 2010-2013 e previsto no período 2014-2019, desagregado pelos programas de investimento que mais contribuem para este vetor, apresenta-se na Figura 1.5 (EDP Distribuição 2014).

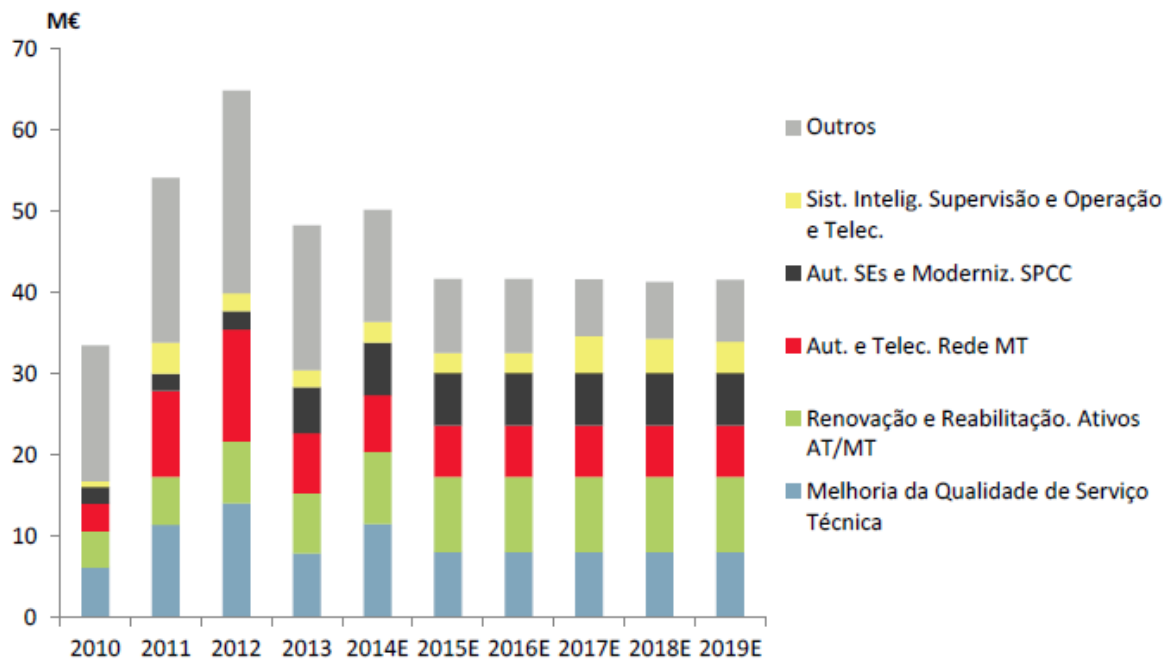


Figura 1.5 - Investimento no vetor Qualidade de Serviço Técnica, 2010-2019.

Na Figura 1.5 a END está implícita em todos os vetores de investimento, contudo destaca-se a zona a vermelho (automação e telecomando da rede MT), pela influência direta na END. De acordo com a Figura 1.5 está previsto um investimento para a automação e telecomando

da rede MT de aproximadamente 28 M€ para os próximos quatro anos. Note-se que este vetor é alvo de estudo no presente trabalho.

1.1.4. OTIMIZAÇÃO DA EXPLORAÇÃO DE REDES DE DISTRIBUIÇÃO

Das secções anteriores apura-se que o nível de perdas e de END é fundamental para a garantia de um SEN seguro e fiável, por outro lado garantir altos níveis de qualidade no fornecimento de energia é crucial para estrutura financeira das empresas responsáveis pela concessão da RND, estimulado assim, intervenções de forma a melhorar a exploração da mesma. As melhorias na RND podem ser feitas a vários níveis, nomeadamente, instalação de novos equipamentos, deslocação de equipamentos presentes na rede para locais que resultam em maiores benefícios, a automação e telecomando da rede, entre muitas outras medidas. Estas operações, quando realizadas de forma otimizada, podem levar a melhorias significativas na rede.

Com o objetivo de diminuir as perdas e a END surge o conceito de APC NA e NF. Tipicamente a RND apresenta uma topologia parcialmente malhada mas é explorada radialmente. Esta exploração só é possível se for garantido que todas as cargas apenas são alimentadas por uma fonte de produção. Assim, surge a necessidade de eliminar todas as malhas da rede, o qual é levado a cabo pela instalação de APC NA. A localização otimizada dos APC NA permite minimizar um determinado objetivo, no caso as perdas de energia da RND.

A fiabilidade na RND implica o fornecimento de energia elétrica sem interrupções aos consumidores. A RND contem um conjunto de equipamentos que estão sujeitos a avarias, nomeadamente, linhas aéreas e subterrâneas, apoios, APC e transformadores, aliás, todos os equipamento presente na RND têm uma fiabilidade inferior a 100 %, ficando sempre sujeitos a avarias. Durante uma contingência, parte da RND é colocada fora de serviço, até que uma equipa de manutenção seja capaz de rastrear a origem da falha e reparar o(s) equipamentos(s) defeituoso(s). Quando um defeito ocorre num equipamento da RND, todos os clientes associados ao mesmo circuito elétrico ficam sem energia até que o defeito seja reparado. Se existirem equipamentos na rede que permitam isolar o defeito, após seu isolamento, parte da rede pode ser energizada. Estes equipamentos designam-se APC NF, e quando localizados de forma otimizada permitem reduzir ao máximo a área afetada por um defeito, e consequentemente minimizar a END.

A crescente procura em melhorar a qualidade do fornecimento de energia aumenta a importância da automação e telecomando da rede, incluindo investimentos em APC NA e NF automáticos e telecomandados. A possibilidade de acionamento remoto dos APC NA e NF permite reduzir o tempo de realização das operações de abertura e fecho dos APC, reduzindo desta forma o tempo necessário para isolar o defeito e de transferir cargas, e consequentemente reduzir a END.

O problema de localização ótima e APC NA e NF consiste em otimizar o número, os locais e o tipo de APC que devem ser instalados na RND, procurando maximizar a fiabilidade e minimizar as perdas de energia do sistema. Através da otimização da exploração da RND, as empresas responsáveis pela concessão da RND maximizam os benefícios econômicos, através do acréscimo na faturação e possíveis reduções nos custos.

Segundo (Assis et al. 2012), o problema de localização ótima de APC NA e NF em redes de distribuição pertence à família de problemas de otimização combinatória, os quais podem ser muito difíceis de resolver, especialmente para problemas de grande dimensão. Portanto resolver este problema utilizando um método eficaz é muito importante para os operadores das redes de distribuição. Atendendo a este problema, na presente dissertação apresentam-se duas técnicas determinísticas que permitem localizar de forma otimizada APC NA e NF.

1.2. OBJETIVOS

A crescente procura em melhorar a qualidade do fornecimento de energia elétrica, tem levado as empresas responsáveis pela concessão da RND a otimizarem a exploração das suas redes. Assim, a presente dissertação visa desenvolver uma ferramenta computacional que defina o número, os locais e o tipo de APC NA e NF que devem ser instalados nas redes de distribuição da EDP Distribuição, de forma a minimizar-se as perdas de energia e a END.

O primeiro objetivo passa por transformar a topologia parcialmente malhada das redes de distribuição numa topologia malhada explorada radialmente, através da localização ótima de APC NA que minimiza a potência ativa de perdas. O segundo objetivo incide na definição da localização ótima de APC NF nas saídas radiais. Para além da localização ótima, pretende-se também encontrar o número ótimo de APC NF e o equipamento que minimiza o custo da END.

Parte ainda como objetivo, encontrar um critério de fácil acesso que permita aproximar a localização ótima de APC NF exposta pelos algoritmos desenvolvidos.

1.3. CALENDARIZAÇÃO

A realização do estudo da localização ótima de APC NA e NF foi realizada no âmbito de estágio curricular com uma duração de seis meses, tendo sido posteriormente alargado por mais um mês. A concretização deste estudo conduziu à calendarização apresentada na Figura 1.6. Resumidamente, foram realizadas 11 tarefas entre Outubro de 2014 e Agosto de 2015.

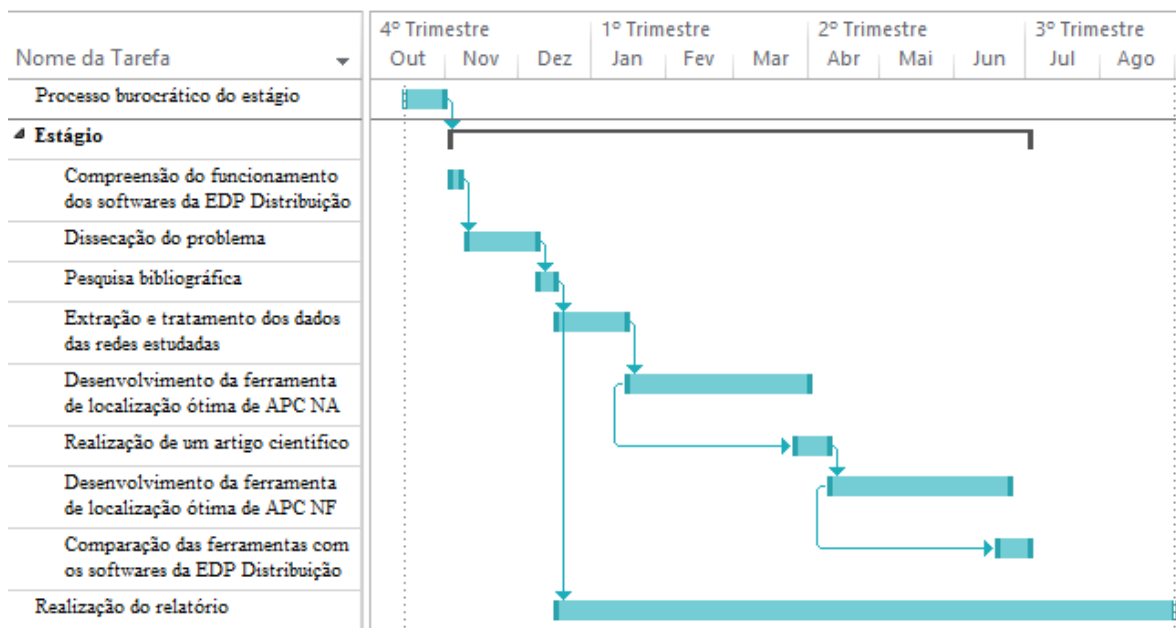


Figura 1.6 - Calendarização da dissertação.

1.4. ORGANIZAÇÃO DO DOCUMENTO

A presente dissertação está organizada em cinco capítulos. No Capítulo 1 é feita uma introdução ao estudo desenvolvido, com o objetivo de contextualizar e definir os objetivos da dissertação. No Capítulo 2, apresentam-se todos os conceitos necessários à correta compreensão e interpretação do estudo desenvolvido. No Capítulo 3, apresenta-se a formulação do problema de localização ótima de APC NA e NF, com indicação de todas as fases do problema. No Capítulo 4, mostram-se os resultados da implementação dos modelos apresentados para duas redes de distribuição reais. Finalizando, no Capítulo 5 são retiradas as conclusões do estudo, assim como são apresentadas propostas para trabalhos futuros.

Sumariamente, o conhecimento dos conceitos apresentados no Capítulo 2 permite desenvolver o Capítulo 3, e a implementação do Capítulo 3 resulta no Capítulo 4. O estudo iniciou com a introdução do Capítulo 1 e culminou com as conclusões do Capítulo 5. Note-se ainda que nos Anexos mostra-se informação não essencial para compreender o estudo, no entanto, fundamental para a implementação do mesmo

1.5. SUMÁRIO

No Capítulo 1 apresentou-se a motivação da realização da presente dissertação. As redes de distribuição apresentam-se como uns dos setores com maiores perdas de energia, por outro lado, é o setor que mais contribui para a interrupção do SEN. Um alto nível de perdas e de END numa rede de distribuição pode mesmo inviabilizar a exploração da mesma, com custo de exploração muito altos. Portanto, garantir um bom nível destes indicadores é uma prioridade para as empresas responsáveis pela conceção da RND. Particularmente, a EDP Distribuição nos últimos anos tem vindo a canalizar uma forte parte dos esforços financeiros nestes vetores, prevendo ainda diversos investimentos para os próximos anos. Assim, otimizar a exploração da RND, através da localização ótima de APC NA e NF revela-se uma medida de grande impacto, e que motivou a realização da presente dissertação.

2. REDES DE DISTRIBUIÇÃO

A rede nacional de distribuição (RND) recebe a energia da rede nacional de transporte (RNT) e entrega-a aos consumidores finais, é ainda responsável por receber a grande parte da produção distribuída. De acordo com (ERSE 2015c), a RND é constituída por linhas aéreas e por cabos subterrâneos de alta tensão (60 kV), de média tensão, fundamentalmente 30 kV, 15 kV e 10 kV, e de baixa tensão (400/230 V). Estas redes englobam ainda redes de pequena dimensão a 132 kV na zona norte do país, e a 6 kV na zona sul. Além das referidas linhas e cabos, as redes de distribuição são ainda constituídas por subestações, postos de seccionamento, postos de transformação e equipamentos acessórios ligados à sua exploração, nomeadamente os aparelhos de corte (APC) normalmente abertos (NA) e normalmente fechados (NF).

As redes de distribuição vão evoluindo ao longo do tempo, sendo necessário o seu reforço e modernização, designadamente no que respeita à capacidade de satisfação dos consumos com os necessários níveis de qualidade de serviço e de perdas. Atendendo ao âmbito do presente estudo, nas secções seguintes caracterizam-se as redes de distribuição, com especial abordagem dos temas que envolvem as perdas de energia e a energia não distribuída (END).

2.1. ESTRUTURA TOPOLÓGICA DAS REDES DE DISTRIBUIÇÃO

Segundo (Paiva 2011) e (DPL 2010), é possível identificar três topologias diferentes para as redes elétricas. As mesmas são exemplificadas na Figura 2.1 e descritas em seguida:

- Redes radiais - Denominam-se redes radiais, as que são constituídas por linhas que se vão ramificando a partir do ponto de origem sem nunca se encontrarem num ponto comum. Correspondem à menor fiabilidade e também ao menor custo, sendo tipicamente usadas nas redes de distribuição;
- Redes malhadas - Considera-se rede malhada, a rede onde as instalações podem ser alimentadas por duas ou mais linhas. As linhas são ligadas de forma a constituírem malhas, devendo estar dimensionadas com capacidade de transporte necessária para o caso da falha de uma delas. Estas redes asseguram uma maior fiabilidade, naturalmente, com um custo mais elevado, usando-se obrigatoriamente para redes de transporte;
- Redes malhadas com exploração radial - Redes malhadas com exploração radial correspondem à topologia da rede de distribuição de média tensão (MT) da EDP Distribuição. Neste caso, a rede malhada encontra-se eletricamente aberta em determinados pontos, designados pontos NA. No caso de indisponibilidade de um troço de linha, os pontos NA podem ser fechados por forma a assegurar a continuidade de serviço.

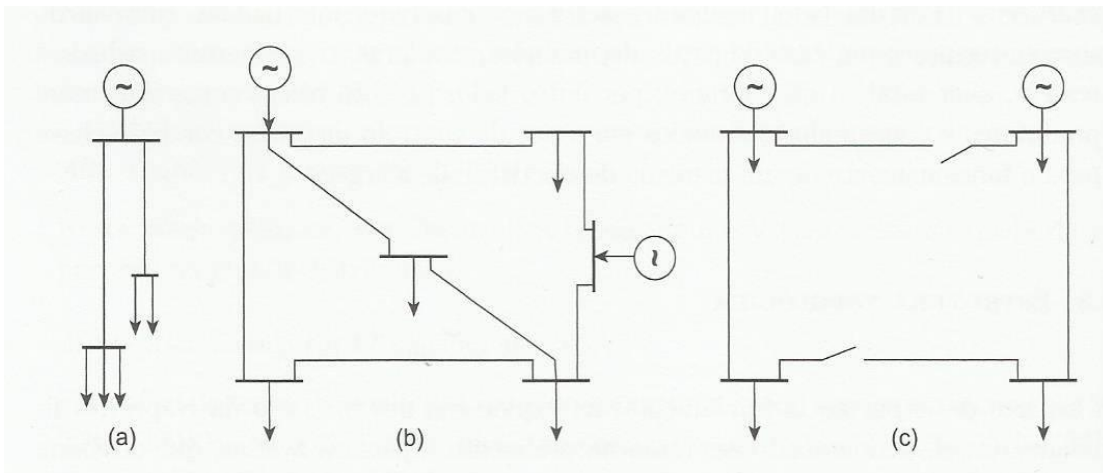


Figura 2.1 - Topologia de redes elétricas: a) radial; b) malhada; c) malhada com exploração radial.

O âmbito do presente estudo foca-se na RND MT, remetendo desta forma para a terceira topologia de rede mencionada anteriormente. Esta topologia é ainda passível de ser classificada quanto à sua natureza, ou seja, aérea ou subterrânea. Segundo (Lehtonen 1998), geralmente linhas aéreas estão associadas a zonas rurais e as linhas subterrâneas estão associadas a zonas urbanas.

2.1.1. LINHAS DE EIXO PRINCIPAL E DERIVAÇÕES DO EIXO PRINCIPAL

As linhas de eixo principal (LEP) asseguram o trânsito de energia entre a subestação e as zonas de carga. Sobre estas linhas são previstos APC que dividem as saídas em zonas, permitindo uma maior rapidez na deteção e isolamento do defeito (DPL 2010).

As linhas derivadas do eixo principal geralmente asseguram a ligação das cargas à LEP. Podem ser eletricamente separadas das LEPs por APCs manuais ou telecomandados, sempre que devidamente justificado. Nesta estrutura, raramente existem ligações que têm por função principal o socorro das linhas vizinhas ou, a transferência de carga entre subestações vizinhas. Normalmente o socorro cabe às LEPs (DPL 2010). Na Figura 2.2 mostra-se a distinção entre as LEPs e as linhas derivadas do eixo principal (EDP Distribuição 2015).

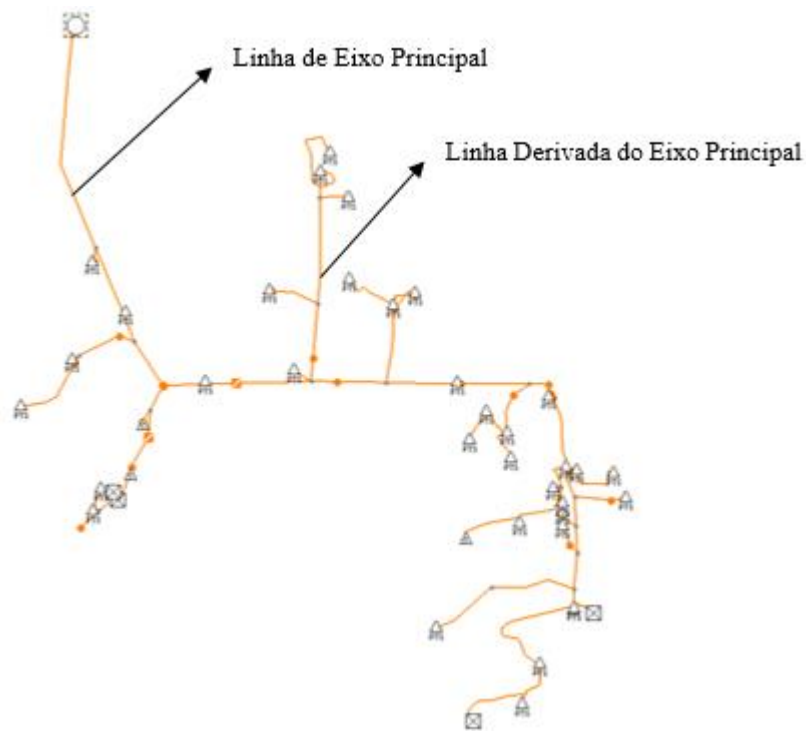


Figura 2.2 - Distinção entre as linhas de eixo principal e as linhas derivadas do eixo principal.

2.1.2. REDES AÉREAS

Segundo (DPL 2010), as redes elétricas em meios rurais são executadas em traçados aéreos. Trata-se da solução mais económica, respondendo a solicitações de baixa densidade de carga. Por outro lado, avarias em equipamentos aéreos são relativamente fáceis de localizar e reparar. Contudo, (Brown 2009) refere que os equipamentos são diretamente expostos às adversidades do meio ambiente, tais como, estados atmosféricos, vegetação e animais, que

normalmente conduzem a taxas de avarias mais elevadas do que aos mesmos equipamentos em redes elétricas subterrâneas.

Este tipo de rede é caracterizado por uma forma arborescente, constituída pela LEP e linhas derivadas do eixo principal. De acordo com (DPL 2010), atualmente consideram-se três tipos de condutores para estabelecimento de linhas aéreas MT da EDP Distribuição, Alumínio-Aço, Amelec e Cobre. Os condutores da LEP, quando estabelecidos entre duas subestações deverão ser do tipo Alumínio-Aço com secção não inferior a 160 mm². No caso de a linha constituir a saída de uma subestação, não sendo previsto a sua interligação com outra subestação, os seus condutores deverão ser do tipo Alumínio-Aço com secção não inferior a 90 mm².

2.1.3. REDES SUBTERRÂNEAS

Segundo (DPL 2010), as redes elétricas subterrâneas justificam-se pelas exigências de qualidade de serviço (grandes aglomerados populacionais são classificados como zonas de classe A, como se descreve na secção 2.4.3), pela densidade das cargas e mesmo por questões de impacto visual. Por outro lado, segundo (Brown 2009), equipamentos subterrâneos estão protegidos das adversidades do meio ambiente, apresentando desta forma taxas de avarias menos elevadas do que aos mesmos equipamentos em redes elétricas aéreas. Contudo, nas redes elétricas subterrâneas as avarias podem ser difíceis de localizar e a reparação associada é demorada. Associado a este facto, é importante que a arquitetura de uma rede subterrânea seja o mais simples possível, de forma a ser dotada de maior flexibilidade nas situações de incidente ou trabalhos programados (DPL 2010).

De acordo com (DPL 2010), atualmente as redes subterrâneas são constituídas por condutores do tipo LXHIOV. Segundo (Solidal 2015), trata-se de um cabo com alma condutora em alumínio multifilar, isolado a polietileno reticulado, dotado de blindagem individual por condutor concêntrico de cobre e com bainha exterior em policloreto de vinilo. No entanto, é possível encontrar outras tecnologias, algumas das quais normalizadas no passado pela EDP Distribuição e atualmente em exploração, do tipo XHIOV, LEHIV, EHIV e PHCAV, nos níveis de tensão de 10, 15 e 30 kV.

2.2. TRÂNSITO DE POTÊNCIAS ÓTIMO

Nos últimos anos a indústria da energia elétrica têm testemunhado grandes e complexas alterações, tais como, a liberalização do mercado energético, aumento da procura (a longo prazo) e penetração de fontes de energia não despacháveis (Frank et al. 2012). Por outro lado, os níveis de referência para a qualidade de operação das redes de transporte e distribuição são cada vez mais exigentes. Num ambiente tão competitivo e exigente as questões económicas e de segurança são alvo de grande atenção por parte de todas as entidades envolvidas. Assim, a utilização de ferramentas de otimização rápidas e robustas são fundamentais para apoiar a operação dos sistemas elétricos de energia (SEE). Desde a sua inicialização por (Carpentier 1962), o trânsito de potências ótimo (TPO) tem-se revelado um das ferramentas de otimização mais utilizadas e estudadas na literatura (Tong et al. 2006).

O TPO otimiza um ou mais objetivos, controlando o trânsito de potência dentro de uma rede elétrica sem violar as restrições técnicas da rede. Como o trânsito de potências convencional, o TPO determina a tensão, corrente e potência injetada em todo o sistema. No entanto, ao contrário do trânsito de potências convencional, o TPO trabalha com um sistema sujeito a restrições, sendo possíveis milhares de soluções. Portanto, o TPO iterativamente altera as variáveis sujeitas a restrições a fim de alcançar o objetivo (Frank et al. 2012).

2.2.1. FORMULAÇÃO DO TRÂNSITO DE POTÊNCIAS ÓTIMO

A maioria das formulações do TPO podem ser representadas pelo modelo *standard* apresentado na equação (2.1), (2.2) e (2.3) (Frank et al. 2012) (Zhang et al. 2007).

$$\textit{Minimizar} \quad f(u, x) \quad (2.1)$$

$$\textit{Sujeito} \quad g(u, x) = 0 \quad (2.2)$$

$$h(u, x) \geq 0 \quad (2.3)$$

A função $f(u, x)$ representa a função objetivo. As funções $g(x, u)$ e $h(x, u)$ representam as restrições de igualdade e desigualdade, respetivamente. u e x representam variáveis de estado e de controlo, respetivamente. Dependendo da função f , g e h , o TPO pode ser não linear, linear, quadrático ou inteira mista (Frank et al. 2012).

i. VARIÁVEIS

Todas as formulações para o TPO necessitam de variáveis para representar o estado do sistema. Segundo (Frank et al. 2012), é possível classificar as variáveis em duas categorias, variáveis de estado e variáveis de controlo. Tipicamente as variáveis de estado são contínuas e podem representar o nível de tensão nos barramentos, o ângulo entre fases, a potência ativa e reativa injetada nos barramentos, entre outras variáveis. As variáveis de controlo são geralmente um subconjunto das variáveis de estado e podem ser contínuas ou discretas. No problema de localização ótima de APC, a existência ou não destes dispositivos nas linhas é representada por variáveis binárias (discretas). A título de exemplo, em (Lin & Lin 2008) os autores modelam a potência ativa e reativa gerada e a tensão complexa dos barramentos como variáveis de estado contínuas, a existência de baterias de condensadores como variáveis de controlo discretas.

ii. FUNÇÃO OBJETIVO

Segundo (Frank et al. 2012), as funções objetivo mais utilizadas na literatura resumem-se à minimização dos custos de geração no despacho económico, minimização da potência de perdas, maximização da qualidade de serviço, e minimização dos custos durante o planeamento e operação do SEE. Contudo é ainda possível encontrar outras funções objetivo na literatura, tais como, a otimização dos perfis de tensão (Ramos et al. 2004), deslastre de carga (Sadati et al. 2009) e redução do impacto ambiental (Nualhong et al. 2004).

iii. RESTRIÇÕES

Segundo (Frank et al. 2012), as restrições para o TPO podem ser classificadas em duas categorias, restrições de igualdade e restrições de desigualdade. As restrições de igualdade incluem as equações de trânsito de potências (por exemplo a primeira lei de *Kirchhoff*), ou outro tipo de equações de balanço. As restrições de desigualdade incluem limites mínimos e máximos para variáveis de controlo e de estado, tais como o nível de tensão, limites térmicos das linhas ou limites de geração das subestações.

2.2.2. CLASSIFICAÇÃO DA FORMULAÇÃO DO TRÂNSITO DE POTÊNCIAS ÓTIMO

A formulação do TPO difere em função das variáveis, funções objetivo e restrições utilizadas. Devido à natureza do TPO, a formulação selecionada pode influenciar o *design*

do método ou até mesmo a solução e precisão da solução. Em seguida são apresentadas algumas classes para o TPO.

i. PROGRAMAMAÇÃO NÃO LINEAR

O TPO genérico é um problema de otimização não linear não convexo, que pode apresentar variáveis contínuas e discretas. A elevada precisão na simulação do modelo real, apresenta-se como a principal vantagem da formulação não linear do TPO. No entanto, os desafios computacionais associados motiva o desenvolvimento de formulações simplificadas. Uma possível forma de simplificar o modelo passa por redefinir as variáveis do problema para reduzir o grau de não linearidade, melhorando assim o desempenho computacionais do problema (Frank et al. 2012).

ii. PROGRAMAMAÇÃO LINEAR

Embora TPO seja nativamente não-linear não convexo, as formulações lineares também são possíveis. Qualquer formulação linear para o TPO envolve simplificações e linearizações. A aplicação mais simples e mais direta para a linearização do TPO é, a utilização da formulação do trânsito de potências em corrente contínua (DC). A principal linearização é feita na equação que representa o balanço nos nós (primeira lei *Kirchhoff*). Devido à sua simplicidade, rapidez, e robustez, o TPO DC tem vindo a ser muito utilizado na literatura (Frank et al. 2012).

iii. PROGRAMAMAÇÃO QUADRÁTICA

A programação quadrática é caracterizada por apresentar restrições lineares e uma função objetivo quadrática. A programação quadrática para o cálculo do TPO foi introduzida como uma alternativa à programação linear, para os casos em que as formulações lineares apresentavam mau desempenho, como para a minimização de perdas. Tal como a programação linear, a programação quadrática requer algumas linearizações, e portanto também sofre de alguns problemas de precisão. No entanto, a programação quadrática pode representar diretamente uma função objetivo quadrática. Para além de representar mais exatamente a verdadeira função objetivo, permite também que os algoritmos convergem em alguns casos em que os métodos baseados em programação linear não iriam convergir (Frank et al. 2012).

iv. PROGRAMAÇÃO NÃO LINEAR E QUADRÁTICA INTEIRA MISTA

A programação não linear e quadrática não pode modelar com precisão variáveis de controle discretas. Um exemplo é o caso do problema de localização ótima de APC em redes de distribuição, que são modelados por variáveis binárias. Daí ser necessário introduzir variáveis discretas, tornando o problema não linear ou quadrático inteiro misto. A programação não linear inteira mista fornece as soluções mais precisas, contudo também é a forma mais complexa de representar SEE. Por conseguinte, existe uma clara ponderação entre a precisão e a tratabilidade do problema (Frank et al. 2012).

2.2.3. TRÂNSITO DE POTÊNCIAS ÓTIMO DC

A versão completa das equações de trânsito de potência são dadas pelo TPO em corrente alternada (AC), contudo este modelo torna o problema não linear e não convexo. Desta forma há três abordagens para simplificar este problema, 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. Uma das formas mais vulgares de linearizar o TPO é conseguida recorrendo ao uso do TPO DC, que permite o desenvolvimento de um conjunto de restrições totalmente lineares. Designa-se de TPO DC porque as equações resultantes assemelham-se ao comportamento dos sistemas em corrente contínua. No entanto, representa a operação de uma rede de elétrica em corrente alternada. (Frank et al. 2012) (Gan & Low 2014).

O TPO DC resulta da simplificação do TPO AC, e contabiliza apenas o trânsito de potência ativa, ignorando os níveis de tensão, potência reativa e a potência de perdas. Graças à sua simplicidade, aliado ao fato de ser um problema linear, é muitas vezes usado para estudos técnico-econômicos nos SEEs (Purchala et al. 2005).

As equações do TPO pode ser linearizadas se, as perdas de potência nas linhas for baixa, se as tensões estiverem perto dos valores de referência e se a diferença entre o ângulo da tensão de barramentos diferentes for baixa (Gan & Low 2014). (Gan & Low 2014) refere ainda que o TPO DC aplicado a redes de distribuição não apresenta viabilidade, porque a potência de perdas nas linhas não pode ser desprezada e as tensões podem desviar-se muito dos valores de referência.

Apesar de todas de todos os entraves ao uso do TPO DC em redes de distribuição, neste estudo, as características da rede aliadas à utilização de um método de programação quadrática inteira mista (PQIM), viabiliza a utilização do TPO DC. As redes de distribuição da EDP Distribuição contam com reguladores de tensão e baterias de condensadores moduláveis, garantindo desta forma que a tensão é mantida dentro dos valores de referência. Por outro lado o PQIM permite modelar as perdas de potência pela expressão correta, apresentada na secção 2.3.1.

2.2.4. OTIMIZAÇÃO EM *TOMLAB*

Segundo (Holmstrom et al. 2010), o *Tomlab* é uma ferramenta desenvolvida em ambiente *Matlab* e dedicada à resolução de problemas de otimização. O *Tomlab* surgiu da necessidade de ferramentas avançadas, robustas e fiáveis para o desenvolvimento de algoritmos para a resolução de muitos tipos de problemas de otimização. Existem muitas outras ferramentas de otimização disponíveis no mercado, contudo o uso de diferentes linguagens bem como a falta de padronização, dificulta a utilização das mesmas. Por vezes é necessário reescrever as formulações dos problemas, reescrever especificações, ou até mesmo fazer algumas interfaces. Portanto, o *Tomlab* permite definir o problema apenas uma vez e correr qualquer *solver* disponível sem alterar a formulação. Internamente, o sistema cuida de todos os problemas de interface entre os diferentes *solvers* (Holmstrom et al. 2010). O *Tomlab* resolve uma grande quantidade de tipos de problemas de otimização, uma pequena parte dos mesmos são enunciados na Tabela 2.1.

Tabela 2.1 - Tipos de problemas de otimização passíveis de implementar em *Tomlab*.

Designação	Tipo de problema
uc	Otimização sem restrições
qp	Programação quadrática
com	Otimização não linear
mip	Programação inteira mista
lp	Programação linear
miqp	Programação quadrática inteira mista com restrições
minlp	Programação não linear inteira mista com restrições

No presente estudo é desenvolvido um problema de PQIM com restrições. A formulação geral do problema é dada nos termos da equação (2.4), (2.5) e (2.6) (Holmstrom et al. 2010).

$$\text{Minimizar } f(x) = \frac{1}{2} x^T Fx + c^T x \quad (2.4)$$

$$\text{Sujeito } x_L \leq x \leq x_U \quad (2.5)$$

$$b_L \leq Ax \leq b_U \quad (2.6)$$

Onde a equação (2.5) é referente às variáveis de estado do problema, e a equação (2.6) é referente às restrições lineares do problema. Quer as variáveis quer as restrições são sempre definidas por um limite inferior (x_L/b_L) e um limite superior (x_U/b_U). Nas restrições de igualdade ambos os limites são iguais. A equação (2.4) representa a função quadrática utilizada pelo *Tomlab*.

2.3. PERDAS DE ENERGIA

Como já foi referido, as perdas de energia estão presentes ao longo de todo o setor elétrico, desde a produção até ao consumo, contudo as redes de distribuição apresentam-se como um dos sectores onde as perdas podem ter maior impacto.

2.3.1. CLASSIFICAÇÃO DAS PERDAS

As perdas podem ser classificadas em duas categorias, as perdas de potência ativa e reativa, causadas respetivamente pela resistência (efeito de *Joule*) e reatância dos condutores. Geralmente, a literatura trata as perdas de potência ativa com maior importância, uma vez que é a potência ativa que realiza trabalho útil. Contudo, as perdas de potência reativa devem ser controladas, uma vez que é o trânsito de energia reativa que permite controlar os níveis de tensão no sistema (Ramesh et al. 2009) (Electrical Engineering Portal 2015). Segundo (Ramesh et al. 2009), (Mistry & Roy 2011), (Pereira et al. 2008), (Su & Lee 2001) e (Zidan & El-Saadany 2012) as perdas de potência ativa e reativa são dadas pela equação (2.7) e (2.8), respetivamente.

$$P_{perdas} = R \times I^2 \quad (2.7)$$

$$Q_{perdas} = X \times I^2 \quad (2.8)$$

em que:

P_{perdas} - é a potência ativa de perdas, em Watt;

R - é a resistência dos condutores, em Ohm;

Q_{perdas} - é a potência reativa de perdas, em var;

X - é a reactância dos condutores, em Ohm.

2.3.2. MÉTODOS PARA A REDUÇÃO DAS PERDAS

Como já foi mencionado no Capítulo 1, existem muitos motivos, técnicos e económicos, para os operadores das redes eléctricas otimizarem a operação das suas redes através da minimização das perdas. A diminuição das perdas pode ser obtida por diversas formas, em seguida são descritas sucintamente algumas das áreas de intervenção mais vulgares para a diminuição das perdas em redes de distribuição.

i. INSTALAÇÃO DE BATERIAS DE CONDENSADORES

A instalação de baterias de condensadores é uma das soluções mais utilizada para reduzir perdas, pois, além de fazerem a compensação de energia reativa, reduzindo assim os fluxos de energia reativa nos condutores, conduz também a melhorias nos perfis de tensão nos circuitos de alimentação e o aumento da capacidade das subestações (Ramesh et al. 2009) (Electrical Engineering Portal 2015).

ii. INTRODUÇÃO DE GERAÇÃO DISTRIBUÍDA

A geração distribuída contribui para a diminuição das perdas nas redes de distribuição porque geralmente são centrais de pequenas dimensões, e podem ser introduzidas próximas dos centros de consumo, reduzindo assim o fluxo de energia nas linhas de distribuição. Esta intervenção permite adiar investimentos nas redes de distribuição, melhorar a fiabilidade e também permite diminuir a emissão de gases de efeito de estufa, no caso de se tratar de geração renovável (Kashem et al. 2006) (Jamian et al. 2014).

iii. INTERVENÇÃO NOS TRANSFORMADORES

Nos transformadores em operação existem dois tipos de perdas, as perdas que ocorrem nos núcleos dos transformadores devido à histerese e correntes de *Foucault*, que são constantes durante a operação normal, e as perdas por efeito de *Joule* que dependem da carga que está conectada ao secundário do transformador (Carlen et al. 2010). Segundo (Pezzini et al. 2010), os transformadores são responsáveis por mais de 30 % das perdas totais da rede de distribuição e transporte. As perdas eléctricas nos transformadores podem ser diminuídas com um correto dimensionamento dos mesmos e pela adoção de transformadores mais modernos, portanto, com maior eficiência de transformação e consequentemente menores índices de perdas.

iv. DIMINUIÇÃO DA RESISTÊNCIA DOS CONDUTORES

Como mostra a equação (2.7) da secção 2.3.1, a potência ativa de perdas está diretamente relacionada com a resistência dos condutores elétricos, uma diminuição da resistência resulta diretamente na redução das perdas. Por sua vez a resistência está diretamente relacionada com a temperatura, e na maioria dos condutores o aumento de temperatura resulta no aumento da resistência. Tendo em conta todos estes fatores, para diminuir as perdas nos condutores deve-se manter os mesmos com um nível de carga adequado, ou seja, longe da sobrecarga. A sobrecarga dos condutores levaria a um aumento de temperatura e consequentemente a um aumento da resistência. Portanto, uma medida de minimização das perdas, pode passa por reforçar ou substituir as linhas de distribuição localizadas em locais críticos, através de aumento das secções e/ou diminuição da resistividade elétrica dos condutores.

v. RECONFIGURAÇÃO DAS REDES DE DISTRIBUIÇÃO

A reconfiguração de redes de distribuição é um problema de otimização em que se pretende otimizar o ponto de operação de uma rede. Tipicamente as redes de distribuição apresentam uma topologia parcialmente malhada e são exploradas radialmente. A topologia radial é obtida através da abertura da malha nos locais que maximizem um benefício, através da instalação de APC NA. Para além dos APC NA, as saídas são também dotadas de APC NF. Geralmente os APC NA são utilizados para manter a topologia radial e fazer transferências de carga para outras saídas, aquando da ocorrência de um incidente. Os APC NF permitem isolar o defeito, e minimizar a rede afetada pelo mesmo. A comutação APC NA e NF permite obter topologias diferentes, ou seja, diferentes reconfigurações. As funções objetivo mais vulgares para a reconfiguração resumem-se à otimização da potência de perdas e da fiabilidade. No que respeita às restrições técnicas, salientam-se a condição de radicalidade, alimentação de todas as cargas, limites técnicos das linhas e transformadores e os limites de tensão (Gomes et al. 2005) (Torres et al. 2013).

vi. LOCALIZAÇÃO ÓTIMA DE APC NA EM REDE DE DISTRIBUIÇÃO

Facilmente a reconfiguração é confundida com a localização ótima de APC NA. Como já foi descrito, a reconfiguração de uma rede de distribuição é conseguida através da comutação ótima dos APC NA e NF. De facto esta é a prática de operação de uma rede de distribuição, a localização ótima de APC NA é efetuada numa fase de planeamento, e como tal considera-

se que a rede inicialmente não tem qualquer ponto de comutação, e todas as linhas são candidatas a um APC NA. O objetivo é encontrar as linhas que devem ser abertas de forma a otimizar a rede em função de um determinado objetivo, no caso, a potência de perdas ativas. A grande diferença está nas linhas que podem ser comutadas, na localização ótima de APC NA todas as linhas podem ser comutadas, na reconfiguração, apenas as linhas dotadas de APC NA e NF podem ser comutadas. Desta forma, só após a localização ótima de APC NA e NF é que é possível efetuar reconfigurações.

2.3.3. INCENTIVO À REDUÇÃO DE PERDAS

O Regulamento Tarifário do Setor Elétrico (ERSE 2014d) estabelece um mecanismo de incentivo à redução de perdas na RND, que visa influenciar as decisões de investimento do operador da RND, relativamente a projetos que permitam alcançar reduções extraordinárias de perdas. Assim, o mecanismo permite ao operador da RND ser remunerado adicionalmente pelo seu desempenho, caso consiga reduzir as perdas nas suas redes abaixo de um valor de referência, sendo penalizado caso o valor das perdas seja superior ao valor de referência. A Figura 2.3 mostra o princípio de funcionamento incentivo para o período regulatório de 2015-2017.

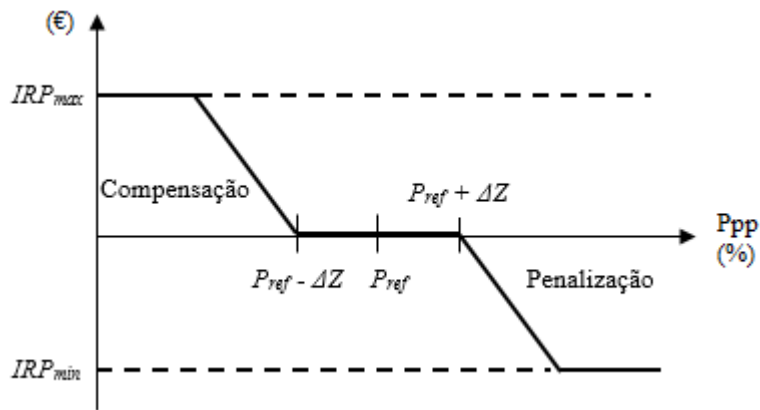


Figura 2.3 - Incentivo à redução das perdas.

A Figura 2.3 é traduzido para expressões matemáticas nos termos das equações (2.9), (2.10) e (2.11).

Quando $P_{perdas}(\%) < P_{perdas}^{ref} - \Delta Z$:

$$PP_{URD} = \text{Mín} \left\{ IRP_{máx}; \left[\left(P_{perdas}^{ref} - \Delta Z \right) - P_{perdas}(\%) \right] \times ED_{rede} \times V_p \right\} \quad (2.9)$$

Quando $P_{perdas}^{ref} - \Delta Z \leq P_{perdas} (\%) \leq P_{perdas}^{ref} + \Delta Z$:

$$PP_{URD} = 0 \quad (2.10)$$

Quando $P_{perdas} (\%) > P_{perdas}^{ref} + \Delta Z$:

$$PP_{URD} = Máx \left\{ IRP_{min} ; \left[\left(P_{perdas}^{ref} + \Delta Z \right) - P_{perdas} (\%) \right] \times ED_{rede} \times V_p \right\} \quad (2.11)$$

O valor máximo do prémio e penalidade a atribuir como incentivo à redução das perdas, é dado pela equação (2.12).

$$IRP_{max} = -IRP_{min} = (\Delta P - \Delta Z) \times ED_{rede} \times V_p \quad (2.12)$$

O nível de perdas em percentagem é dado pela equação (2.13).

$$P_{perdas} (\%) = \frac{P_{perdas} (kW)}{S_{rede}^{debitado} \times fp} \quad (2.13)$$

em que:

PP_{URD} - é o incentivo à redução das perdas, em Euros;

$IRP_{máx}$ - é o valor máximo do prémio a atribuir como incentivo à redução das perdas, em Euros;

IRP_{min} - é o valor máximo da penalidade a atribuir como incentivo à redução das perdas, em Euros;

P_{perdas} - é a potência ativa de perdas;

P_{perdas}^{ref} - é o nível de referência das perdas, em percentagem;

ΔP - é variação máxima, para aplicação do mecanismo de incentivo à redução das perdas, em percentagem;

ΔZ - é variação da banda morta, para o qual o incentivo é zero, em percentagem;

ED_{rede} - é a energia distribuída à rede de distribuição, em kWh;

$S_{rede}^{debitado}$ - é a potência aparente debitada à rede em estudo, em kVA;

fp - é o fator de potência.

De acordo com (ERSE 2014b) e (ERSE 2014c) os parâmetros relativos ao mecanismo de incentivo à redução das perdas são dados pela Tabela 2.2.

Tabela 2.2 - Parâmetros relativos ao mecanismo de incentivo redução das perdas.

Parâmetro	2015	2016	2017	Unidade
P_{perdas}^{ref}	7,8	7,8	7,8	%
V_p	0,04365	0,04365	0,04365	€/kWh
ΔP	4,7	4,45	4,20	%
ΔZ	1,7	1,45	1,20	%

2.4. FIABILIDADE EM REDES DE DISTRIBUIÇÃO

É a ocorrência de interrupções de energia que fomenta o interesse em efetuar-se estudos de fiabilidade às redes elétricas. Uma rede elétrica sem interrupções de energia apresenta-se com uma fiabilidade de 100%, contudo, atingir os 100 % de fiabilidade nos SEEs é uma tarefa impossível, nesta medida, compreender as interrupções pode ser um bom princípio para o seu tratamento. Segundo (ERSE 2013), define-se interrupção como a ausência de fornecimento de energia elétrica a uma infraestrutura de rede ou à instalação do cliente. As interrupções podem ser classificadas segundo a sua origem, tipologia e causa. Na Tabela 2.3 mostra-se a classificação das interrupções de energia (ERSE 2013).

Tabela 2.3 - Classificação das interrupções de energia.

Origem	Tipo	Causa
Produção, transporte ou distribuição	Previstas	Razões de interesse público
		Razões de serviço
		Facto imputável ao cliente
		Acordo com o cliente
		Outras redes ou instalações
	Acidentais	Razões de segurança
		Casos fortuitos
		Casos de força maior
		Próprias
		Outras redes ou instalações

São consideradas interrupções previstas, as interrupções por acordo 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 todas as outras que não se enquadram nas interrupções previstas (ERSE 2013).

É ainda importante a distinção entre interrupções breves e longas, em que considera-se interrupções breves aquelas que se encontrem compreendidas entre 1 segundo a 3 minutos, e interrupções de longa duração aquelas com uma duração superior a 3 minutos (ERSE 2013).

2.4.1. ÍNDICES DE FIABILIDADE

Cada equipamento de um SEE pode ser descrito por um conjunto de índices de fiabilidade, que traduzem, de certa forma, a sua aptidão de funcionamento. (Billinton & Allan 1996), (Garcia et al. 2006), (Brown 2009), (Palma 2008), (Assis et al. 2012), entre outros autores, destacam três 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;
- Duração média das interrupções de serviço (r) - Descreve a duração média das avarias;
- Indisponibilidade (U) - Indica o tempo que um equipamento se encontra fora de serviço.

A duração média das interrupções de serviço é decomposta em diversas fases, caracterizadas por tempos diferentes. (Brown 2009), (Palma 2008) e (Assis et al. 2012) consideram importante discriminar os seguintes tempos de interrupção de serviço:

- Tempo médio de reparação (r_{rp}) - Representa o tempo médio esperado que levará a reparação de uma avaria (medido a partir do momento em que ocorre a avaria);
- Tempo médio de isolamento (r_{is}) - Representa o tempo médio esperado para isolar a zona sujeita a um defeito. Inclui as diversas manobras, manuais ou telecomandadas, necessárias para localizar e isolar o defeito;
- Tempo médio de reconfiguração (r_{rc}) - Representa o tempo médio esperado para efetuar a transferência de cargas para as saídas vizinhas.

Todos os índices de fiabilidade citados são importantes, no entanto, de acordo com (Brown 2009), a taxa de avarias merece uma atenção especial, uma vez que apresenta características únicas e é crucial na análise de fiabilidade de qualquer sistema. Geralmente é típico modelar a taxa de avarias para um único valor, porém, na realidade a taxa de avarias apresenta algumas variações ao longo do tempo de vida.

Equipamentos elétricos recém-instalados apresentam taxas de avarias relativamente elevadas, devido a falhas de fabrico, a danificações durante o transporte, ou até mesmo instalações incorretas. Esta fase de vida de um equipamento é designada de “infância”. Em seguida o equipamento entra na fase de “vida útil”, caracterizada por uma taxa de avarias quase constante, que pode ser modelada com precisão por um único valor numérico. Potencializado pelo desgaste, à medida que a vida útil de um equipamento chega ao fim, a taxa de avarias volta a aumentar. Esta fase de vida do equipamento é designada por “velhice”. Portanto, tais oscilações da taxa de avarias podem ser representadas por uma curva em forma de banheira, como demonstra a Figura 2.4 (Brown 2009).

Uma abordagem mais detalhada altera o atual panorama no período de “vida útil”. A taxa de avarias que inicialmente era constante sofre agora ligeiras variações. Tais variações são atribuídas ao desgaste normal dos equipamentos, porém, podem ser mitigadas por manutenção periódica. Desta forma, a curva que inicialmente é designada por curva de banheira, é agora designada curva de banheira em dente de serra, como demonstra a Figura 2.4 (Brown 2009).

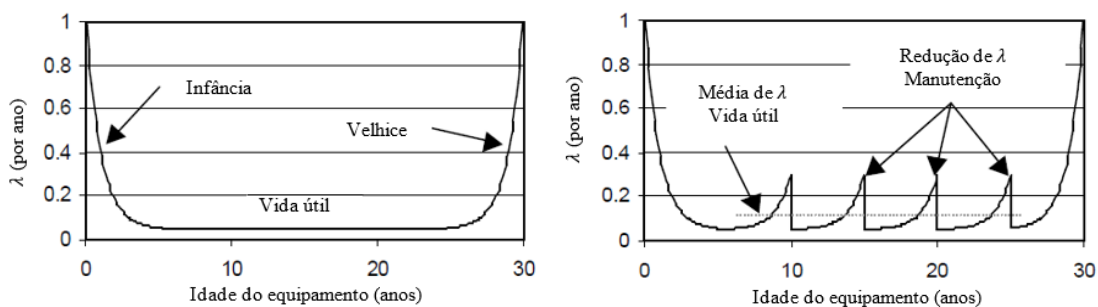


Figura 2.4 - Curva representativa da taxa de avarias, à esquerda em forma de banheira e à direita em forma de banheira dente de serra.

Tendo em conta a dificuldade associada à inclusão de todas as variações da taxa de avarias, e por outro lado tendo em vista a simplificação do modelo de análise, no presente estudo são utilizadas taxas de avarias constantes no tempo.

2.4.2. ANÁLISE DE FIABILIDADE

Segundo (Dias 2014), o método exato para a análise de fiabilidade em redes de distribuição é por recurso aos modelos de *Markov*. Todavia, o recurso ao modelo de *Markov* para a análise de sistemas reais é impraticável, atendendo ao elevado número de estados que terão

que ser considerados. Assim, torna-se útil dispor de expressões aproximadas para sistemas em série e paralelo, que permitam trabalhar os índices de fiabilidade descritos na secção 2.4.1. Estes métodos, embora não sendo exatos, apresentam resultados em que o erro cometido face à simplificação introduzida é na maior parte das vezes desprezável.

2.4.2.1. SISTEMA EM SÉRIE

(Billinton & Allan 1996) referem que as redes de distribuição radiais ou malhadas exploradas radialmente são modeladas por equipamentos em série, nomeadamente, linhas, equipamentos de proteção, barramentos, etc. Desta forma, e de acordo com (Billinton & Allan 1996), (Garcia et al. 2006) e (Assis et al. 2012) a duração média das interrupções de serviço, a taxa de avarias e a indisponibilidade de um sistema em série, é dada pela equação (2.14), (2.15) e (2.16), respetivamente.

$$r_s = \frac{\sum_{i=1}^n \lambda_i \times r_i}{\sum_{i=1}^n \lambda_i} \quad (2.14)$$

$$\lambda_s = \sum_{i=1}^n \lambda_i \quad (2.15)$$

$$U_s \approx \lambda_s \times r_s = \sum_{i=1}^n \lambda_i \times r_i \quad (2.16)$$

em que:

λ_i - é a taxa de avarias do equipamento i , em avarias por ano;

r_i - é a duração média da interrupção de serviço no equipamento i , em horas;

n - é o número total de equipamentos do sistema.

2.4.2.2. SISTEMA EM PARALELO

Segundo (Billinton & Allan 1996), nos sistemas em paralelo não é possível modelar equações gerais para o cálculo dos índices de fiabilidade. Desta forma a duração média das interrupções de serviço, a taxa de avarias e a indisponibilidade de um sistema com dois equipamentos em paralelo, é dada pela equação (2.17), (2.18) e (2.19), respetivamente.

$$r_s = \frac{r_1 \times r_2}{r_1 + r_2} \quad (2.17)$$

$$\lambda_s = \lambda_1 \lambda_2 (r_1 + r_2) \quad (2.18)$$

$$U_s \approx \lambda_s \times r_s = \lambda_1 \lambda_2 r_1 r_2 \quad (2.19)$$

Da mesma forma, a duração média das interrupções de serviço, a taxa de avarias e a indisponibilidade de um sistema com três equipamentos em paralelo, é dada pela equação (2.20), (2.21) e (2.22), respetivamente.

$$r_s = \frac{r_1 r_2 r_3}{r_1 r_2 + r_2 r_3 + r_3 r_1} \quad (2.20)$$

$$\lambda_s = \lambda_1 \lambda_2 \lambda_3 (r_1 r_2 + r_2 r_3 + r_3 r_1) \quad (2.21)$$

$$U_s \approx \lambda_s \times r_s = \lambda_1 \lambda_2 \lambda_3 r_1 r_2 r_3 \quad (2.22)$$

2.4.3. INDICADORES DE CONTINUIDADE DE SERVIÇO

A continuidade de serviço caracteriza e avalia as situações em que se verifica a interrupção de fornecimento de energia elétrica nos pontos de entrega de uma rede (PdE), sejam clientes ou ligações a outras redes, como é o caso da ligação da rede de transporte à rede de distribuição (ERSE 2015b) (ERSE 2015f). A continuidade de serviço surge no seguimento da hierarquia da Figura 2.5 e varia de acordo com a classificação de três zonas geográficas para Portugal continental (Direção Geral da Energia e Geologia & Ministério da Economia e do Emprego 2013) (ERSE 2013):

- Zona A - capitais de distrito e localidades com mais de 25000 clientes;
- Zona B - localidades com um número de clientes compreendidos entre 2500 e 25000;
- Zona C - os restantes locais.

Nas secções 2.4.3.1 e 2.4.3.2 são descritos os indicadores de continuidade de serviço suscetíveis de avaliação de acordo com o Regulamento de Qualidade de Serviço, para a redes de distribuição MT. De acordo com (ERSE 2013) são estabelecidos dois tipos de indicadores de continuidade de serviço, indicadores individuais e gerais.

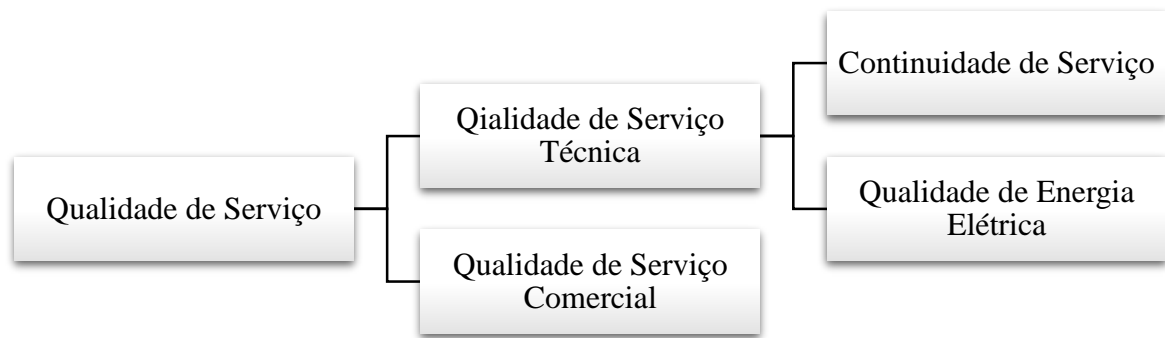


Figura 2.5 - Diagrama de subdivisão da qualidade de serviço.

2.4.3.1. INDICADORES INDIVIDUAIS

Os indicadores individuais referem-se a cada uma das instalações elétricas dos PdE, incluindo clientes. De acordo com (ERSE 2013) são considerados dois indicadores individuais de continuidade de serviço:

- Número de interrupções - Indicador que representa o número total de interrupções longas num PdE, num determinado período de tempo estabelecido;
- Duração total das interrupções - Indicador que representa o tempo total das interrupções longas verificadas num PdE, num determinado período de tempo estabelecido.

Interrupções iguais para clientes diferente, no caso, clientes em baixa tensão normal, baixa tensão especial ou média tensão, apresentam custos diferentes. Portanto, contabilizar os diferentes tipos de clientes na estratégia de redução de custos de uma empresa responsável pela concessão da RND, é um dado que se pode revelar importante. Porém, apesar de ser possível minimizar os custos com a distinção de clientes, no presente estudo os indicadores individuais de continuidade de serviço não são contabilizados. Tal consideração deve-se à política adotada pela EDP Distribuição, com o apoio da ERSE, de tratar todos os clientes pelo mesmo grau de importância. Assim, são apenas considerados os indicadores gerais.

2.4.3.2. INDICADORES GERAIS

Os indicadores gerais referem-se à rede explorada pelo operador da RND, à zona de rede explorada por um operador da RND ou a um conjunto de clientes. Segundo (ERSE 2013), para redes de distribuição MT distinguem-se cinco indicadores:

- Tempo de interrupção equivalente da potência instalada (TIEPI);
- Frequência média das interrupções longas (SAIFI);
- Duração média das interrupções longas (SAIDI);

- Frequência média das interrupções breves (MAIFI);
- Energia não distribuída (END).

De acordo com (ERSE 2013), todos os indicadores são calculados globalmente, por nível de tensão, por concelho, por NUTS III (Nomenclatura das Unidades Territoriais para Fins Estatísticos) e por zona de qualidade de serviço (A, B e C), à exceção do indicador TIEPI e END que são calculados unicamente por nível de tensão.

i. TIEPI

De acordo com (ERSE 2013), TIEPI é o indicador que representa o tempo de interrupção equivalente da potência instalada, referente a interrupções longas da potência instalada num determinado período de tempo estabelecido (trimestre ou ano civil). O mesmo é dado nos termos da equação (2.23).

$$TIEPI = \frac{\sum_{j=1}^k \sum_{i=1}^x DI_{ij} \times PI_j}{\sum_{j=1}^k PI_j} \quad (2.23)$$

em que:

DI_{ij} - é a duração da interrupção longa i no PdE j , em minutos;

PI_j - é a potência instalada no PdE j , em kVA;

k - é a quantidade total de PdE da rede de distribuição;

x - é o número de interrupções longas no PdE j .

ii. SAIFI

De acordo com (ERSE 2013), SAIFI é o indicador que representa o número médio de interrupções longas, verificadas nos PdE da rede de distribuição MT num determinado período de tempo estabelecido (trimestre ou ano civil). O mesmo é dado nos termos da equação (2.24).

$$SAIFI = \frac{\sum_{j=1}^k FI_j}{k} \quad (2.24)$$

em que:

FI_j - é o número de interrupções longas nos PdE da rede de distribuição MT, no período considerado;

k - é a quantidade total de PdE da rede de distribuição MT.

Outra metodologia de cálculo do mesmo indicador é conseguida através da utilização dos índices de fiabilidade descritos na secção 2.4.1. De acordo com (Billinton & Li 1994), (Billinton & Allan 1996) e (Zhang et al. 2008) o indicador SAIFI é dado pela equação (2.25).

$$SAIFI = \frac{\sum_{j=1}^k \lambda_{Lj} \times N_j}{\sum_{j=1}^k N_j} \quad (2.25)$$

em que:

λ_{Lj} - é a taxa de avarias de longa duração associada ao PdE j , em avarias por ano;

N_j - é o número de clientes no PdE j ;

k - é a quantidade total de PdE da rede de distribuição.

iii. SAIDI

De acordo com (ERSE 2013), SAIDI é o indicador que representa a duração média das interrupções longas, verificadas nos PdE da rede de distribuição MT num determinado período de tempo estabelecido (trimestre ou ano civil). O mesmo é dado nos termos da equação (2.26).

$$SAIDI = \frac{\sum_{j=1}^k \sum_{i=1}^x DI_{ij}}{k} \quad (2.26)$$

em que:

DI_{ij} - é a duração da interrupção longa i no PdE j , em minutos;

k - é a quantidade total de PdE da rede de distribuição MT;

x - é o número de interrupções longas no PdE j , no período considerado.

Outra metodologia de cálculo do mesmo indicador é conseguida através da utilização dos índices de fiabilidade descritos na secção 2.4.1. De acordo com (Billinton & Li 1994), (Billinton & Allan 1996) e (Zhang et al. 2008) o indicador SAIDI é dado pela equação (2.27).

$$SAIDI = \frac{\sum_{j=1}^k U_{Lj} \times N_j}{\sum_{j=1}^k N_j} \quad (2.27)$$

em que:

U_{Lj} - é a indisponibilidade anual (associada a interrupções de longa duração) no PdE j , em minutos;

N_j - é o número de clientes no PdE j , em unidades;

k - é a quantidade total de PdE da rede de distribuição.

iv. MAIFI

De acordo com (ERSE 2013), MAIFI é o indicador que representa o número médio de interrupções breves, verificadas nos PdE da rede de distribuição MT num determinado período de tempo estabelecido (trimestre ou ano civil). O mesmo é dado nos termos da equação (2.28).

$$MAIFI = \frac{\sum_{j=1}^k BI_j}{k} \quad (2.28)$$

em que:

BI_j - é o número de interrupções breves nos PdE, no período considerado;

k - é a quantidade total de PdE da rede de distribuição MT.

Outra metodologia de cálculo do mesmo indicador é conseguida através da utilização dos índices de fiabilidade descritos na secção 2.4.1. Assim, o indicador MAIFI é dado pela equação (2.29).

$$MAIFI = \frac{\sum_{j=1}^k \lambda_{Cj} \times N_j}{\sum_{j=1}^k N_j} \quad (2.29)$$

em que:

λ_{Cj} - é a taxa de avarias de curta duração associada ao PdE j , em avarias por ano;

N_j - é o número de clientes no PdE j ;

k - é a quantidade total de PdE da rede de distribuição.

v. END

De acordo com (ERSE 2013), END é o indicador que representa o valor estimado da energia não distribuída nos PdE devido a interrupções longas. O mesmo é dado nos termos da equação (2.30).

$$END = \frac{TIEPI \times ED_{rede}}{T} \quad (2.30)$$

em que:

$TIEPI$ - é o tempo de interrupção equivalente da potência instalada na rede MT, em horas;

ED_{rede} - é a energia distribuída à rede de distribuição MT, em MWh.

À semelhança dos outros indicadores, uma outra metodologia de cálculo da END é conseguida através da utilização dos índices de fiabilidade descritos na secção 2.4.1. De acordo com (Billinton & Li 1994), (Billinton & Allan 1996) e (Garcia et al. 2006), o indicador END é dado pela equação (2.31).

$$END = \sum_{j=1}^k U_j \times P_j \quad (2.31)$$

em que:

U_j - é a indisponibilidade anual associada ao PdE j , em minutos;

P_j - é a potência ativa consumida pelo PdE j , em kW;

k - é a quantidade total de PdE da rede de distribuição.

2.4.3.3. INCENTIVO À MELHORIA DA CONTINUIDADE DE SERVIÇO

O Regulamento de Qualidade de Serviço do Setor Elétrico (ERSE 2013) estabelece um mecanismo de incentivo à melhoria da continuidade de serviço, baseado em dois dos indicadores gerais apresentados na secção 2.4.3.2. A componente 1 do incentivo tem na base a END, e a componente 2 do incentivo tem na base o SAIDI. De acordo com o âmbito do presente estudo, apenas se contabiliza a componente 1 do incentivo à melhoria da continuidade de serviço.

A componente 1 visa a redução da END nas redes de distribuição, objetivando influenciar as decisões de investimento do operador da RND, relativamente a projetos que permitam alcançar reduções extraordinárias de END. Assim, o mecanismo permite ao operador da RND ser remunerado adicionalmente pelo seu desempenho, caso consiga reduzir a END das suas redes abaixo de um valor de referência, sendo penalizado caso o valor da END seja superior ao valor de referência.

Tendo em conta a recente atualização da metodologia de cálculo do incentivo, o princípio de funcionamento da componente 1 do incentivo à melhoria da continuidade de serviço mostra-se na Figura 2.6 (ERSE 2014a).

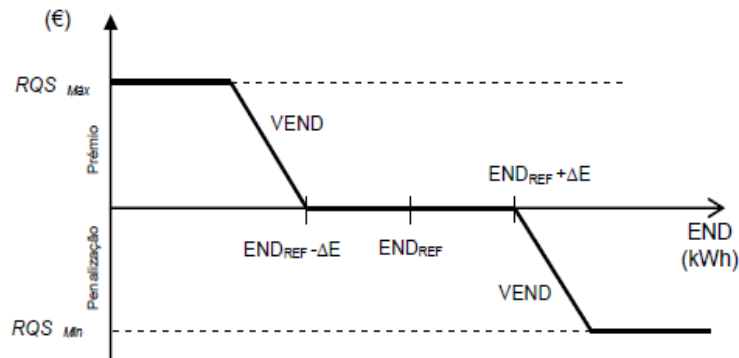


Figura 2.6 - Incentivo à redução da END.

A Figura 2.6 é traduzida para expressões matemáticas nos termos das equações (2.32), (2.33) e (2.34).

Quando $END < END_{ref} - \Delta E$:

$$RQS = \text{Mín} \left\{ RQS_{máx}; \left[(END_{ref} - \Delta E) - END \right] \times VEND \right\} \quad (2.32)$$

Quando $END_{ref} - \Delta E \leq END \leq END_{ref} + \Delta E$:

$$RQS = 0 \quad (2.33)$$

Quando $END > END_{ref} + \Delta E$:

$$RQS = \text{Máx} \left\{ RQS_{mín}; \left[(END_{ref} + \Delta V) - END \right] \times VEND \right\} \quad (2.34)$$

De acordo com (ERSE 2014c), os parâmetros relativos ao mecanismo de incentivo à redução da END são dados pela Tabela 2.4.

Tabela 2.4 - Parâmetros relativos ao mecanismo de incentivo à melhoria da continuidade de serviço.

Parâmetro	Valor	Unidade
$RQS_{máx}$	4000000	€
$RQS_{mín}$	4000000	€
$END_{ref\ 2015}$	$0,000134 \times ED_{rede}$	kWh
$END_{ref\ 2016}$	$0,000133 \times ED_{rede}$	kWh
$END_{ref\ 2017}$	$0,000134 \times ED_{rede}$	kWh
ΔE	$0,12 \times END_{ref}$	kWh
$VEND$	3	€/kWh

em que:

RQS - é o incentivo à melhoria da continuidade de serviço, em Euros;

$RQS_{máx}$ - é o valor máximo do prémio a atribuir como incentivo à melhoria da continuidade de serviço, em Euros;

$RQS_{mín}$ - é o valor máximo da penalidade a atribuir como incentivo à melhoria da continuidade de serviço, em euros;

END - é a energia não distribuída da rede de distribuição, em kWh;

END_{ref} - é a energia não distribuída de referência da rede de distribuição, em kWh;

$END_{ref} \pm \Delta E$ - é o intervalo de energia não distribuída no qual o valor do incentivo é nulo, em kWh;

$VEND$ - é a valorização da energia não distribuída, em Euros por kWh;

ED_{rede} - é a energia distribuída à rede de distribuição, em kWh.

2.4.4. CUSTO DA FIABILIDADE

Segundo (Rausand & Hoyland 2004), a fiabilidade define-se como a capacidade de um equipamento/sistema executar a função requerida, sob determinadas condições ambientais e operacionais, durante um determinado período de tempo. De acordo com a definição retirada-se que, quanto maior a fiabilidade melhor é a capacidade de resposta de um sistema. Como é espectável o incremento da fiabilidade de um sistema está associado a um investimento. A

relação entre a fiabilidade e o investimento é representada na Figura 2.7 (Billinton & Allan 1996).

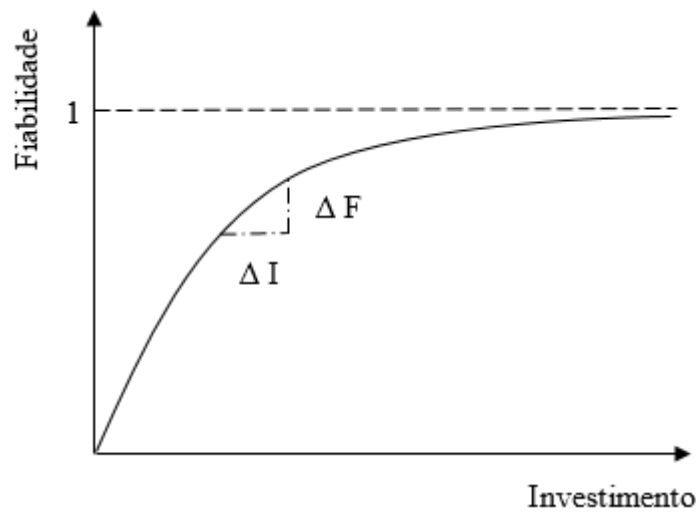


Figura 2.7 - Relação entre a fiabilidade e o investimento.

De acordo com a Figura 2.7, um incremento ΔI no investimento, efetuado em níveis diferentes de fiabilidade, resulta em benefícios diferentes (ΔF). No limite, quando a fiabilidade tende para um, o mesmo incremento ΔI provoca melhorias na fiabilidade quase nulas. Assim, quando há necessidade de tomar decisões acerca do nível de fiabilidade em pontos de consumo de uma rede elétrica, tem que se ter em atenção o custo marginal da fiabilidade e os benefícios que se esperam da melhoria de fiabilidade (Billinton & Allan 1996).

Segundo (Dias 2014) e (Barbosa 2013), o custo do aumento da fiabilidade de um sistema tem que ser comparado com os prejuízos que se obteriam se o nível de fiabilidade não fosse aumentado. (Debnath & Goel 1995) defendem que a essência de uma abordagem de custo-benefício está em reconhecer o facto de que o custo total do serviço elétrico resulta de duas componentes, o custo de investimento e os custos de interrupção de serviço. O objetivo é minimizar o custo total, de tal forma que o custo marginal de fiabilidade de serviço seja igual ao custo marginal de interrupção de serviço. Procura-se assim determinar o nível ótimo para a fiabilidade do sistema, como demonstra a Figura 2.8 (Debnath & Goel 1995) (Billinton & Allan 1996) (Dias 2014) (Barbosa 2013).

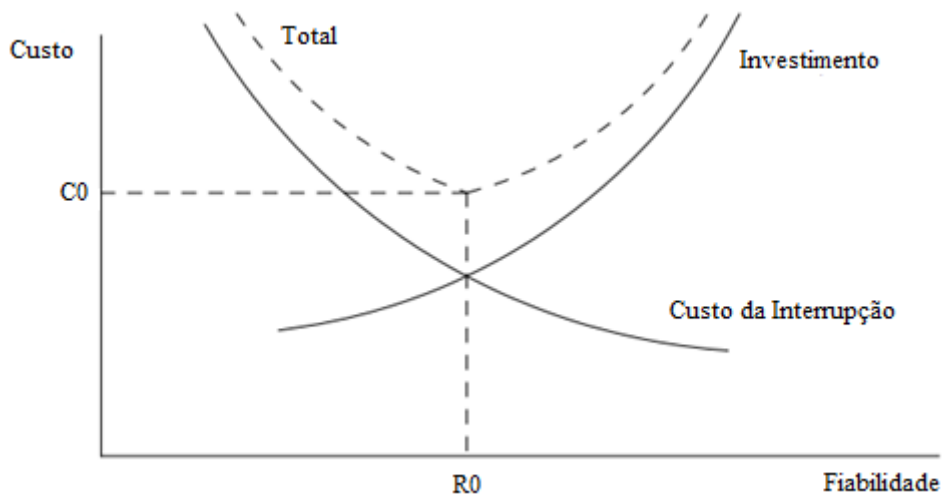


Figura 2.8 - Nível ótimo da fiabilidade de um sistema.

2.5. APARELHAGEM DE CORTE

Numa rede de distribuição é conveniente localizar APC NA e NF em linhas de eixo principal que possam servir de recurso entre duas saídas distintas. Assim, permite-se retirar o maior benefício dos mesmo, ou seja, desta forma, se haver um defeito num determinado ponto da rede, é possível isolar o defeito e realimentar as cargas sãs através da manobra dos APC NA e NF. Se o local candidato a um APC for um troço aéreo, é instalado um órgão de corte a jusante do barramento pretendido. Se o local candidato a um APC for um troço subterrâneo, o dispositivo apenas pode localizar-se nos postos de transformação (PT), neste caso, o APC é representado pela proteção da cela a manobrar. Na Figura 2.9 mostra-se a localização de APC em redes aéreas e subterrâneas, a) e b) representam linhas de eixo principal e c) representa uma derivação do eixo principal.



Figura 2.9 - Localização dos APC em redes aéreas (esquerda) e subterrâneas (direita).

Os APC NA e NF podem ainda ser manobrados manualmente ou por telecomando. Na secção 2.5.1 e 2.5.2 mostra-se o efeito das manobras manuais e telecomandadas, respetivamente, assim como os equipamentos usados como APC em ambos os casos.

2.5.1. MANOBRAS MANUAIS

Quando a manobra dos APC NA e NF é efetuada manualmente é necessário a mobilização de uma equipa técnica a cada ponto a manobrar. Esta prática apresenta como maior entrave o elevado tempo necessário para isolar os defeitos e reconfigurar a rede em causa, consequentemente a elevação da END. Por outro lado, a manobra manual dos APC não requer equipamentos muito sofisticados para o efeito. Neste caso os APC NA e NF podem ser representados por seccionadores que apresentam custos de investimento baixos. Na Figura 2.10 exemplifica-se a utilização do seccionador nas redes MT.

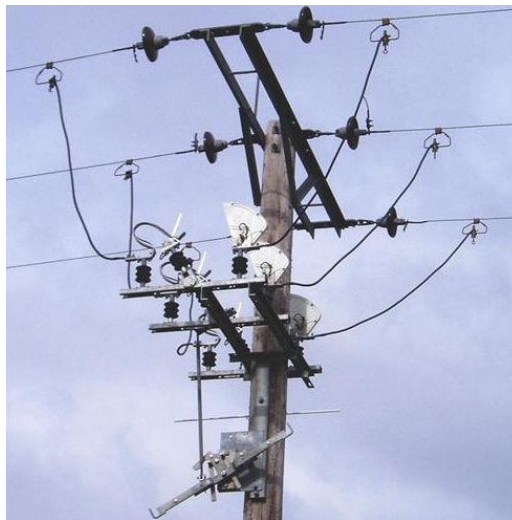


Figura 2.10 - Posto de seccionamento numa rede de média tensão.

Os valores típicos para os índices de fiabilidade considerando a manobra manual dos APC NA e NF, são apresentados na Tabela 2.5 (DPL 2010).

Tabela 2.5 - Índices de fiabilidade considerando a manobra manual dos APC NA e NF.

Elemento da rede	λ		r_{is} (horas)	r_{rc} (horas)	r_{rp} (horas)
	Curta duração	Longa Duração			
Linha aérea MT	0,447 av/km	0,062 av/km	0,67	0,58	1,17
Linha aérea MT (com efeito dos PTs)	0,449 av/km	0,069 av/km			
Linha subterrânea MT	0,013 av/km	0,056 av/km	0,83	0,25	3,83
Linha subterrânea MT (com efeito dos PTs)	0,015 av/km	0,064 av/km			
OCR	0,019 av/OCR		0,67	0,58	1,17
Seccionador	0,013 av/Secc		0,67	0,58	1,17

De acordo com a Tabela 2.5 o isolamento e reparação dos defeitos em redes subterrâneas é muito superior ao das redes aéreas. O princípio desta diferença é apresentado na secção 2.1.2 e 2.1.3.

2.5.2. MANOBRAS POR TELECOMANDO

A inserção de órgãos de telecomando na rede de distribuição MT tem como objetivo flexibilizar a sua exploração, quer em situação de avarias quer em manobras programadas. Resultando na melhoria da qualidade de serviço prestada aos clientes e no aumento da eficiência de meios disponíveis para gestão da rede.

Para este fim, a EDP Distribuição tem vindo a aumentar, a um ritmo cada vez mais intenso, o número de pontos de rede telecomandados, no caso, postos de transformação e seccionamento (PTS) e órgãos de corte de rede (OCR), criteriosamente disseminados pela rede. Em situações de rede perturbada, torna-se particularmente evidente a vantagem de se contar com vários órgãos de corte (PTS e OCR) telecomandados, de forma a permitir uma rápida reposição de energia aos clientes.

2.5.2.1. AUTOMATISMOS EM MÉDIA TENSÃO

No âmbito do telecomando da rede MT é importante conhecer o princípio de funcionamento dos APCs por telecomando e dos disjuntores de proteção das saídas. Os APCs telecomandados são equipamentos sofisticados que, para além das vantagens do telecomando apresentam funções de automatismo que permitem eliminar e isolar defeitos sem intervenção humana. Nesta medida, salienta-se o automatismo de religação, associado aos disjuntores de proteção das saídas das subestações e o automatismo VT (*Voltage - Time*), associado aos APCs telecomandados (DPL 2010).

Por definição um automatismo pressupõe a capacidade de controlar um processo, tomando decisões segundo uma programação prévia e sem intervenção humana. O automatismo de religação destina-se a eliminar das redes de distribuição MT os defeitos fugitivos ou semipermanentes, através de manobras de ligar e desligar o disjuntor, permitindo a reposição de serviço sem a intervenção humana. Associado ao automatismo de religação existe o automatismo VT, que é utilizado nos equipamentos com telecomando na rede de distribuição MT. O automatismo VT em coordenação com o automatismo de religação, permite isolar seletivamente o troço da rede com defeito sem intervenção humana.

i. AUTOMATISMO DE RELIGAÇÃO

Segundo (INTS et al. 2007), o automatismo de “religação rápida e/ou lenta de disjuntores”, abreviado para “religação”, destina-se a eliminar automaticamente defeitos não permanentes (defeitos fugitivos e defeitos semipermanentes) em painéis de linha AT e/ou MT, assegurando a reposição do serviço após interrupções de curta duração.

Existem diferentes programas de religação possíveis, constituindo diferentes ciclos de religação. A religação rápida (RR), que comporta o disparo instantâneo do disjuntor (por ação da proteção associada), seguido de uma religação. A religação lenta (RL), que comporta o disparo do disjuntor e sua religação temporizados. Combinando diferentes ciclos de religação, geram-se diferentes programas de religação possíveis, nomeadamente (INTS et al. 2007):

- Sem religação;
- 1 RL (não é válida para linhas AT);
- 2 RL (não é válida para linhas AT);
- 1 RR (não é válida para linhas AT);
- 1 RR + 1 RL;
- 1 RR + 2 RL.

Em (INTS et al. 2007) é definido a sequência de operações para a RR e RL, que permite detetar os defeitos fugitivos e colocar fora de tensão ou não o painel da linha MT.

ii. AUTOMATISMO VT

De acordo com (DTI & DAT 2009), o automatismo VT define-se como a função de automatismo aplicável ao telecomando da rede MT. A Figura 2.11 descreve o princípio de funcionamento do automatismo VT (DTI & DAT 2009).

A deteção de falha de tensão num dos lados do órgão de corte, com este fechado, deve provocar o envio da ordem de abertura para o órgão após o tempo t_0 (confirmação de falha de tensão). A deteção do regresso de tensão lança um temporizador t_1 (tempo de fecho) que, ultrapassado esse tempo, provoca o fecho do órgão de corte. A partir desse instante, é lançado um temporizador t_2 (tempo de vigilância) durante o qual nova falha de tensão e consequente abertura do órgão de corte provoca o bloqueio da função. Para desbloquear a função de

automatismo é necessário dar uma ordem local (passagem do comutador a modo local) ou à distância, de desbloqueio (DTI & DAT 2009).

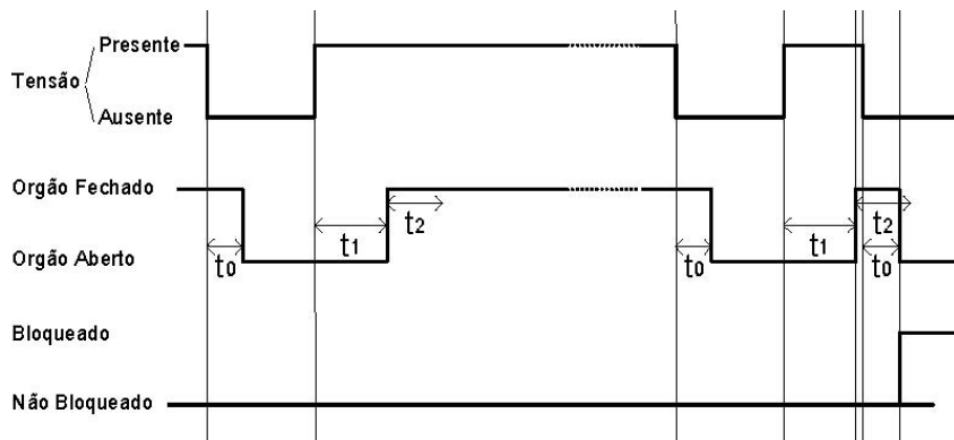


Figura 2.11 - Princípio de funcionamento do automatismo VT.

iii. RELAÇÃO ENTRE OS AUTOMATISMOS

Para que os APCs a jusante do disjuntor do painel MT não sejam acionados na presença de defeitos fugitivos, é necessário haver uma devida coordenação entre o automatismo VT e o automatismo de religação. Quando os aparelhos de corte a jusante do disjuntor do painel MT detetam a ausência de tensão é iniciado o temporizador t_0 (automatismo VT). Para que a coordenação entre os automatismos esteja correta, o temporizador t_0 tem de ser superior ao tempo necessário para efetuar os ciclos religação.

2.5.2.2. TELECOMANDO EM REDES SUBTERRÂNEAS

Nas redes subterrâneas, os APC NA e NF são localizados apenas em postos de transformação, em postos de seccionamento, ou em postos de seccionamento e transformação. O telecomando destes é conseguido recorrendo a unidades remotas de rede (URR). De acordo com (DTI 2011), a URR é constituída por diversas unidades, as quais, no seu conjunto, possibilitam a supervisão e comando da instalação e das redes MT e BT adjacentes, no local ou remotamente, bem como a execução de automatismos locais, quando requerido.

2.5.2.3. TELECOMANDO EM REDES AÉREAS

Nas redes aéreas o telecomando dos APC NA e NF são resultado da instalação de órgão de corte telecomandados. Existe uma série de APCs disponíveis no mercado, tais como, IAR, DAR, ORC1, OCR2 e OCR3.

i. INTERRUPTORES AUTO-RELIGADORES (IAR)

Segundo (DPL 2010), o IAR foi o primeiro APC a ser instalado na rede MT, baseando o seu funcionamento no automatismo VT. Quando ocorre o disparo do disjuntor da saída da subestação inicia-se um temporizador de confirmação de falha de tensão, finalizado o IAR abre. Após a religação do disjuntor, um temporizador retarda o fecho do IAR, podendo verificar-se uma de duas situações (DPL 2010):

- Se o disjuntor da saída voltar a disparar antes do IAR fechar, existe uma avaria a montante do IAR;
- Se o temporizador cumprir o tempo programado com a saída em tensão, o IAR liga. Ao ligar, se o disjuntor na subestação não voltar a disparar, estamos perante um defeito fugitivo, se o disjuntor na subestação disparar, o IAR bloqueia na posição de aberto e temos uma avaria a jusante do IAR.

Em (DPL 2010) é ainda referido que as primeiras unidades instaladas não eram providas de telecomando, no entanto, o acoplamento de URRs permitiu criar condições de telecomando, passando estes órgãos a serem designados por IART (interruptores auto-religadores telecomandados).

ii. DISJUNTOR AUTO-RELIGADOR (DAR)

Segundo (DPL 2010), o DAR é um equipamento que funciona de forma integrada com uma proteção e uma função de automatismo associada, e que tem a particularidade de promover um ciclo de religações após a deteção de um defeito. O DAR, contrariamente ao IAR, não necessita de “sentir” a ausência de tensão para abrir, mas sim, depende da proteção associada ou de uma ordem manual ou por telecomando.

Em (DPL 2010) é ainda referido que são equipamentos autónomos para a realização das suas funções de proteção e religação, precisando no entanto de tensão na rede a montante para realizarem a manobra de fecho, sendo equipados com um transformador de tensão para o

carregamento da bateria. A função de telecomando é normalmente assegurada com o acoplamento de uma URR.

iii. ÓRGÃO DE CORTE DE REDE DE MÉDIA TENSÃO DO TIPO 1 (OCR1)

O OCR1 é um dispositivo caracterizado por involucro integralmente selado, contendo no seu interior hexafluoreto de enxofre que lhe confere qualidades excepcionais como meio dielétrico e extintor do arco elétrico. Trata-se de um interruptor-seccionador, garantindo assim a informação mecânica inequívoca do seu estado (aberto ou fechado) e a possibilidade de encravamento na posição de aberto (DNT et al. 2007). Na Figura 2.12 mostra-se o aspeto de um OCR1 (DPL 2010).



Figura 2.12 - Órgão de corte de rede de média tensão do tipo 1.

Este equipamento está disponível para tensões estipuladas de 12 kV, 17,5 kV ou 36 kV, para instalação em linhas aéreas de MT e em locais onde a corrente estipulada de curta-duração não seja superior a 8 kA. Deve ser preferencialmente instalado nas fronteiras das linhas MT (pontos de recurso da rede) uma vez que suporta uma menor corrente de curto-circuito do que o IAR, razão pelo qual devem ser evitadas manobras de fecho sobre defeitos (DNT et al. 2007).

É passível de ser manobrado manualmente ou eletricamente, sendo que as manobras manuais podem ser feitas diretamente através de uma vara de manobra fixa no apoio, até uma altura de 25 metros. O telecomando destes aparelhos é feito a partir de um centro de comando (CC), por intermédio de um armário de comando situado junto ao aparelho. Quando intercalado com a rede na posição de fechado, tem a possibilidade de ser dotado com três

transformadores de corrente que sinalizam a passagem de defeito, enviando informação para o centro de controlo que permite identificar o local da avaria (DNT et al. 2007).

iv. ÓRGÃO DE CORTE DE REDE DE MÉDIA TENSÃO DO TIPO 2 (OCR2)

O OCR2 difere do OCR1 pela capacidade de suportar maiores correntes de curto-circuito. Este aparelho possui uma distância entre polos na posição de aberto que não lhe confere um nível superior de isolamento, necessita de ter associado um seccionador que garanta o corte visível em intervenções na rede (DTI 2007). Na Figura 2.13 mostra-se o aspeto de um OCR2 (DPL 2010).



Figura 2.13 - Órgão de corte de rede de média tensão do tipo 2.

Destaca-se como característica principal, o corte em vácuo, cujo processo de abertura e fecho assenta na utilização de atuadores magnéticos. Este sistema de acionamento permite em caso de falha de tensão auxiliar, que se possam fazer vários ciclos de manobras apenas com o uso de uma bateria (devido ao menor consumo por manobra do OCR2 face ao OCR1, a autonomia para manobras dependendo apenas da bateria é bastante superior) (DPL 2010).

Este equipamento está disponível para tensões estipuladas de 12 kV, 17,5 kV ou 36 kV, para instalação em linhas aéreas de MT e em locais onde a corrente estipulada de curta-duração não seja superior a 12,5 kA (DTI 2007).

v. ÓRGÃO DE CORTE DE REDE DE MÉDIA TENSÃO DO TIPO 3 (OCR3)

O OCR3 distingue-se do OCR1 pelo facto de poder efetuar manobras sobre defeito, e do OCR2 por dispensar a montagem de um seccionador auxiliar (DPL 2010). Na Figura 2.14 mostra-se o aspeto de um OCR3 (MVA - Electrotécnica 2015).

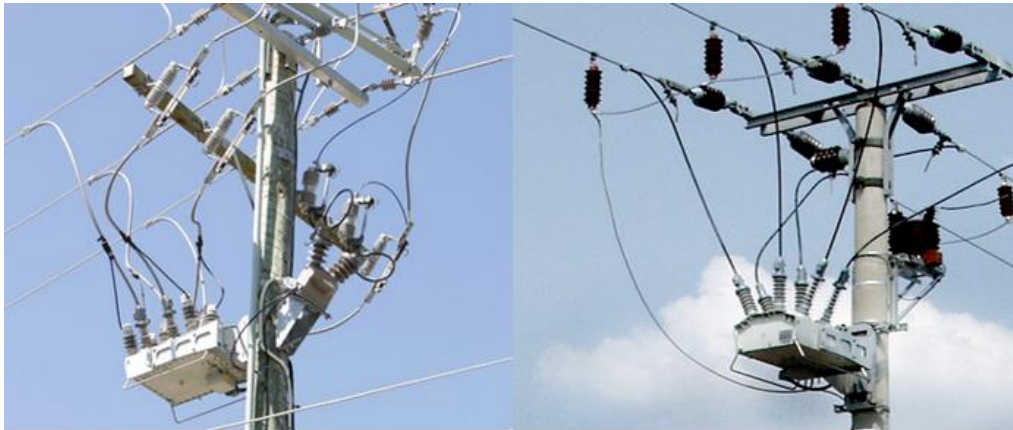


Figura 2.14 - Órgão de corte de rede de média tensão do tipo 3.

O OCR3 consiste num equipamento de nova geração que possui proteções próprias incorporadas, que está equipado com sensores de tensão a montante e a jusante e com transformadores de medida, e que poderá ser utilizado com duas configurações distintas, como *recloser* ou como *sectionalizer*.

De acordo com (DTI & DAT 2014), no modo *recloser* o OCR3 atua como um disjuntor, com as funcionalidades de proteção e religação. O OCR3 fecha caso detete ausência de tensão num dos lados (montante ou jusante), se em ambos os lados houver uma tensão diferente de zero ou igual a zero, o equipamento não atua. É de salientar que esta funcionalidade também pode ser utilizada em pontos NA da rede. A Figura 2.15 mostra o princípio de funcionamento do modo *recloser* (DTI & DAT 2014).

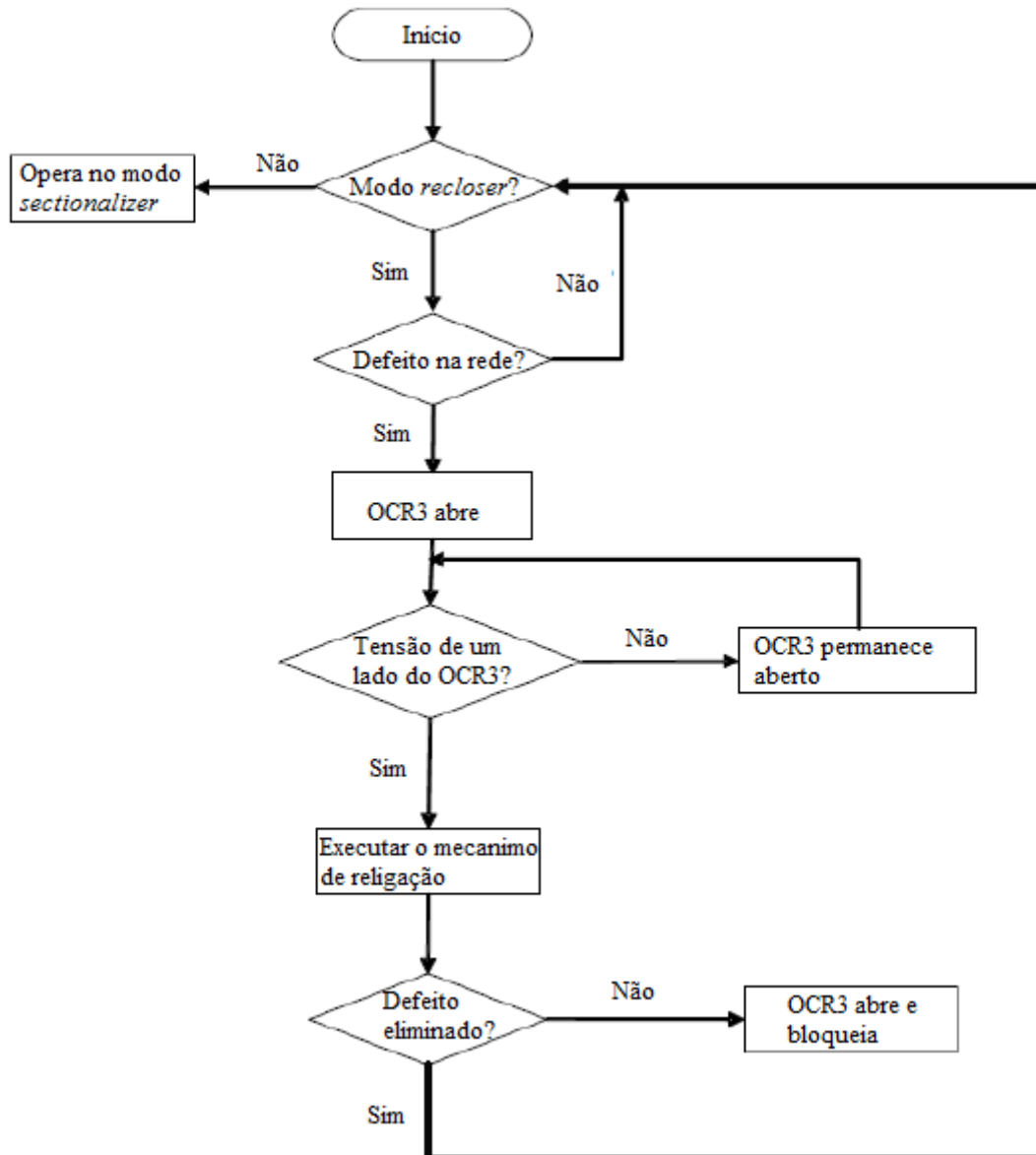


Figura 2.15 - Princípio de funcionamento do OCR3 no modo *recloser*.

No modo *sectionalizer*, o OCR3 monitoriza a tensão e a corrente e tem um funcionamento semelhante ao automatismo VT, mas atua com a informação combinada da detecção da presença ou ausência de tensão e da passagem do defeito (sobreintensidade). A função *sectionalizer* pode ser ativada local ou remotamente. A Figura 2.16 mostra o princípio de funcionamento do modo *sectionalizer* (DTI & DAT 2014).

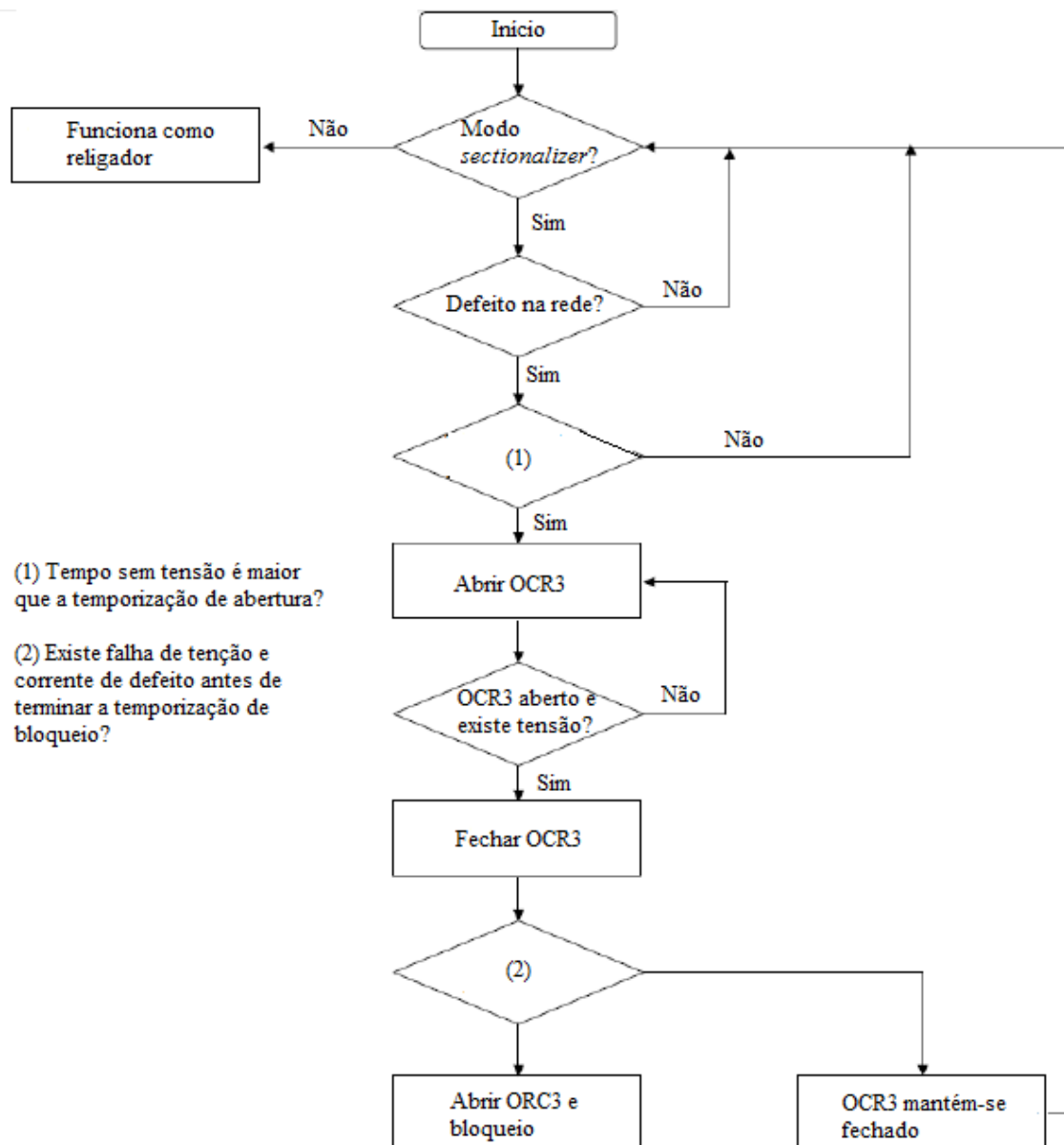


Figura 2.16 - Princípio de funcionamento do OCR3 no modo *sectionalize*.

A instalação seletiva destes equipamentos, com as funcionalidades de proteção e religação, promove a detecção e localização dos defeitos e o seu isolamento e subsequente reposição do serviço de forma mais eficaz, dando resposta à melhoria dos indicadores de continuidade de serviço. O objetivo é que estes equipamentos possam ser utilizados nas suas diferentes configurações e na mesma saída, promovendo uma maior flexibilidade na exploração da rede (DTI & DAT 2014).

Segundo (DTI & DAT 2014), este equipamento está disponível para tensões estipuladas de 12 kV, 17,5 kV ou 36 kV, para instalação em linhas aéreas de MT e em locais onde a corrente estipulada de curta-duração não seja superior a 12,5 kA.

2.5.2.4. ÍNDICES DE FIABILIDADE

Através do telecomando dos APC NA e NF, a operação de isolamento do defeito e reconfiguração da rede é exclusivamente o tempo de operação por parte do centro de controlo. Desta forma o tempo de isolamento e reconfiguração passa a ser apenas três minutos, como se mostra na Tabela 2.6 (DPL 2010).

Tabela 2.6 - Índices de fiabilidade considerandos no telecomando dos APC NA e NF.

Elemento da rede	λ		r_{IS} (horas)	r_{RC} (horas)	r_{RP} (horas)
	Curta duração	Longa Duração			
Linha aérea MT	0,447 av/km	0,062 av/km	0,05	0,05	1,17
Linha aérea MT (com efeito dos PTs)	0,449 av/km	0,069 av/km			
Linha subterrânea MT	0,013 av/km	0,056 av/km	0,05	0,05	3,83
Linha subterrânea MT (com efeito dos PTs)	0,015 av/km	0,064 av/km			
OCR	0,019 av/OCR		0,67	0,58	1,17
Seccionador	0,013 av/Secc		0,67	0,58	1,17

A utilização do telecomando iguala o tempo de isolamento e reconfiguração das redes aéreas e subterrâneas a três minutos. Pelo contrário, o tempo de reparação não sofre qualquer alteração com a utilização do telecomando ou com a manobra manual dos APC NA e NF. O princípio por detrás da superioridade do tempo de reparação em redes subterrâneas, quando comparadas com redes aéreas, é apresentado na secção 2.1.2 e 2.1.3.

2.6. AVALIAÇÃO ECONÓMICA DE PROJETOS DE INVESTIMENTOS

De acordo com (DPL 2010), um projeto de investimento constitui uma alternativa técnico-económica válida correspondente a uma ideia de negócio capaz de gerar riqueza, e com rentabilidade adequada ao esforço financeiro conducente à sua execução. Os estudos técnicos de planeamento da rede de distribuição englobam conceções de engenharia, com particular incidência na redução de perdas de energia, reposição das condições regulamentares de tensão e na redução da END, assim como a minimização de impactes ambientais e sociais. Estes estudos proporcionam alternativas de investimento mutuamente exclusivas, cuja avaliação de mérito económico por meio de análise de benefício-custo, permite ao operador eleger o projeto mais adequado e vantajoso.

Segundo (Castro 2011), as análises económicas podem ser conduzidas a preços constantes, quando se ignoram os efeitos da inflação, ou a preços correntes, se estes efeitos são

contabilizados. Em períodos de inflação controlada e considerando que a inflação afeta de igual modo as receitas e as despesas, a análise a preços constantes pode ser usada. Esta opção é utilizada no âmbito do presente estudo.

Note-se ainda, que na avaliação económica de projetos de investimento levada a cabo no presente estudo, todas as variáveis que envolvam dinheiro são vistas do ponto de vista de custos. Isto é, uma entrada de dinheiro apresenta um sinal negativo (custo negativo) e uma saída de dinheiro um sinal positivo (custo positivo). Assim, o custo negativo corresponde a um benefício e um custo positivo a um prejuízo.

2.6.1. ATUALIZAÇÃO DO FLUXO MONETÁRIO ANUAL

Uma dificuldade da avaliação económica de projetos resulta do facto de as entradas e saídas de dinheiro se escalonarem no tempo. É um conhecimento de senso comum que é diferente pagar (ou receber) dinheiro hoje ou pagar (ou receber) a mesma quantia decorridos alguns anos. O uso da taxa de atualização permite resolver esta dificuldade, ao converter valores financeiros entre diferentes períodos temporais (Castro 2011).

Seja F_0 (€) o valor do pagamento feito no momento atual (ano zero; $t = 0$). Se a mesma quantia F_0 for investida durante t anos, o total ao fim de t anos será F_t , que se obtém segundo a equação (2.35) (Castro 2011).

$$F_t = F_0(1+a)^t \quad (2.35)$$

Onde a (p.u.) é o rendimento real anual do capital. Assim, pode concluir-se que um pagamento F_0 feito hoje equivale a um pagamento maior feito ao fim de t anos. Inversamente, um pagamento F_t feito no prazo de t anos equivale a um pagamento menor F_0 feito hoje. O mesmo é dado pela equação (2.36) (Castro 2011).

$$F_0 = \frac{F_t}{(1+a)^t} \quad (2.36)$$

De acordo com a equação (2.36), F_0 é o valor atual de um pagamento (ou recebimento) feito no prazo de t anos. A taxa a permite converter a um mesmo instante pagamentos (ou recebimentos) feitos em tempos diferentes, designando-se, taxa de atualização. Desta forma, podem converter-se valores distribuídos em diversos instantes do tempo, em valores

atualizados à data presente da análise, que, sendo expressos na mesma unidade, podem adicionar-se. Conclui-se ainda que o conceito de taxa de atualização está ligado ao conceito de rendimento real do investimento, também conhecido por “custo de oportunidade do capital”. Assim, a taxa de atualização não é mais do que a rendibilidade mínima que o investidor exige para investir em determinado projeto (Castro 2011).

2.6.2. INDICADORES ECONÓMICOS

Os indicadores económicos visam avaliar e caracterizar diferentes projetos de investimento. As metodologias de cálculo do Valor Atual Líquido, a Taxa Interna de Rendibilidade e Tempo de retorno do Investimento, apresentadas por (Castro 2011), são enunciadas e descritas em seguida.

i. VALOR ATUAL LÍQUIDO (VAL)

O VAL é a diferença entre as entradas e saídas de dinheiro, os chamados fluxos monetários devidamente atualizados durante o período de análise do projeto. Assim, o VAL é dado pela equação (2.37).

$$VAL = \sum_{t=0}^{t-1} \frac{I_t}{(1+a)^t} - \sum_{t=1}^t \frac{RL_t}{(1+a)^t} \quad (2.37)$$

onde:

$$RL_t = SD_t - ED_t \quad (2.38)$$

em que:

t - é o período de análise do projeto, em anos;

a - é a taxa de atualização, em p.u.;

I - é o investimento, em Euros;

RL - é a receita líquida, em Euros;

SD - é a saída de dinheiro, em Euros;

ED - é a entrada de dinheiro, em Euros.

Um VAL negativo é sinal de viabilidade económica do projeto. Significa que os resultados alcançados permitem cobrir o investimento inicial, bem como a remuneração mínima exigida pelo investidor (representada pela taxa de atualização), e ainda gerar um excedente

financeiro. Um VAL nulo significa a completa recuperação do investimento inicial, bem como a obtenção do rendimento mínimo exigido pelos investidores e não mais do que isso. Já um VAL positivo é uma indicação clara de inviabilidade do projeto. Note-se, que quanto maior for a taxa de atualização, menor é o VAL obtido, uma vez que se está a exigir uma maior rendibilidade ao projeto de investimento.

ii. TAXA INTERNA DE RENDIBILIDADE (TIR)

A TIR é a taxa de atualização que anula o VAL, pelo que, da equação (2.37), resulta que a TIR (p.u.) satisfará a equação (2.39).

$$\sum_{t=0}^{t-1} \frac{I_t}{(1+TIR)^t} - \sum_{t=1}^t \frac{RL_t}{(1+TIR)^t} = 0 \quad (2.39)$$

A obtenção de uma TIR superior à taxa de atualização significa que o projeto consegue gerar uma taxa de rendibilidade superior ao custo de oportunidade do capital, pelo que está-se, em princípio perante um projeto economicamente viável. Já o contrário, que dizer que a rendibilidade mínima exigida não é alcançada.

A resolução da equação (2.39) remete para métodos iterativos, o que dificulta o cálculo da TIR. Uma alternativa passa pela utilização de métodos simplificados, ou mesmo a utilização da função TIR do *Excel*, na terminologia portuguesa, ou IRR (*Internal Rate of Return*) na terminologia Inglesa. No caso de se utilizar o *Matlab*, a função IRR devolve a TIR do projeto.

iii. TEMPO DE RETORNO DO INVESTIMENTO (TRI)

O TRI é o número de anos necessário à recuperação do investimento. Considerando o investimento totalmente concentrado no ano zero, o TRI é dado pela equação (2.40).

$$I_t = \sum_{t=1}^{TRI} \frac{RL_t}{(1+TIR)^t} \quad (2.40)$$

Se for usado o modelo simplificado, o TRI é dado nos termos da equação (2.41).

$$TRI = \frac{\ln\left(\frac{RL}{RL - a \times I}\right)}{\ln(1+a)} \quad (2.41)$$

2.6.3. ESCALA DE TEMPOS

Para efeito da avaliação económica de investimentos nas rede de distribuição da EDP Distribuição, considera-se a escala de tempos da Figura 2.17 e respetivas definições da Tabela 2.7 (DPL 2010).

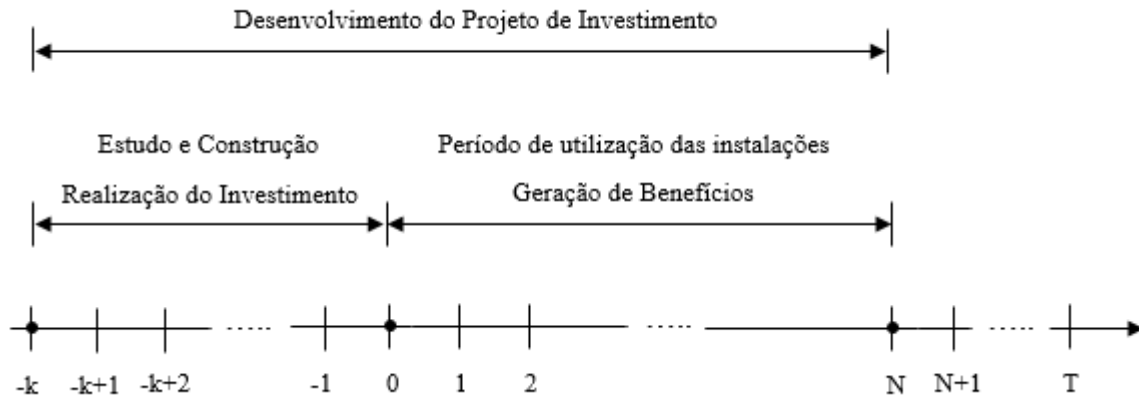


Figura 2.17 - Escala de tempos para o desenvolvimento de um projeto de investimento.

Tabela 2.7 - Definição das variáveis da escala de tempos para o desenvolvimento de um projeto de investimento.

Ano	Descrição
$-k \leq ano \leq 0$	Período de tempo em que decorre o investimento;
0	Ano de conclusão do investimento e entrada em serviço das instalações. Considera-se como o ano base do estudo económico, em relação ao qual são atualizados os fluxos monetários;
1	Primeiro ano de geração de benefícios, dando início ao período de utilização das instalações;
N	Ano em que termina a utilização das instalações;
T	Ano em que termina a vida económica das instalações.

Segundo (DPL 2010), para intervenções na rede de distribuição da EDP Distribuição, considera-se que o ano em que termina a vida económica das instalações coincide com o ano em que termina a utilização das instalações ($N = T$). Para intervenções na rede aérea, na rede subterrânea, nas subestações e nos postos de corte e seccionamento da rede MT, N e T são iguais a 30 anos.

2.7. SUMÁRIO

Na presente dissertação estuda-se a otimização da exploração das redes de distribuição, nomeadamente no que respeita à minimização das perdas e da END. A modelação de todas as variáveis envolvidas requer um conhecimento profundo do funcionamento da análise de

redes de distribuição. Assim, no Capítulo 2 caracterizou-se as redes de distribuição com especial destaque para os temas que envolvem as perdas de energia e a END.

Inicialmente (secção 2.1), começou-se por apresentar as topologias que caracterizam as redes de distribuição. Estas redes são parcialmente malhadas e exploradas radialmente, sendo dotadas de APC NA e NF nas suas linhas de eixo principal. A transformação de uma rede parcialmente malhada numa rede malhada explorada radialmente é alcançada com a localização de APC NA, através da minimização das perdas de energia. Por sua vez, as perdas de energia são determinadas através do cálculo de um trânsito de potências ótimo. Assim, na secção 2.2 e 2.3 caracterizou-se o trânsito de potências ótimo e as perdas de energia, respetivamente.

Por outro lado, as redes de distribuição são sujeitas a defeitos que podem retirar fora de serviço a totalidade, ou parte das saídas das subestações. Surge então o conceito de END, que traduz a potência e o tempo em que uma carga está fora de serviço. Prever defeitos, assim com a sua duração, é uma tarefa de difícil resolução, desta forma, o planeamento das redes de distribuição é baseado na análise do histórico de incidentes, que se traduzem em índices de fiabilidade, nomeadamente a taxa de avarias e os tempos de interrupção. A modelação dos índices de fiabilidade permite prever a END. Assim, a secção 2.4 tratou-se a informação relativa à END e à fiabilidade de redes de distribuição.

Finalizando o Capítulo 2, na secção 2.5 apresentaram-se os APCs mais utilizados nas redes de distribuição em Portugal continental, e na secção 2.6 apresentou-se a metodologia de avaliação económica de projetos de investimento.

3. FORMULAÇÃO DO PROBLEMA DE LOCALIZAÇÃO ÓTIMA DE APARELHOS DE CORTE

A formulação do problema de localização ótima de aparelhos de corte (APC) normalmente abertos (NA) e normalmente fechados (NF), proposta no presente estudo, visa encontrar o número, os locais e o tipo de APC NA e NF que devem ser instalados nas redes de distribuição da EDP Distribuição, de forma a otimizar-se a exploração das mesmas. Numa primeira fase, transforma-se a topologia parcialmente malhada das redes de distribuição numa topologia malhada explorada radialmente, através da minimização da potência ativa de perdas e da localização otimizada de APC NA. Numa segunda fase, as saídas já radiais são alvo de uma otimização cujo objetivo é decidir o número, o tipo e a localização dos APC NF que minimiza o custo da energia não distribuída (END). Assim, garante-se uma rede de distribuição otimizada em termos de perdas ativas e END. Na secção 3.1 e 3.2 apresentam-se as metodologias de localização ótima de APC NA e NF, respetivamente.

3.1. METODOLOGIA DE LOCALIZAÇÃO ÓTIMA DE APARELHOS DE CORTE NORMALMENTE ABERTOS

Na secção 2.1 definem-se as redes malhadas exploradas radialmente como a topologia de rede utilizada na EDP Distribuição. Como referido na secção 2.3.2 é a localização dos APC

NA que permite esta mesma topologia. Na metodologia de localização ótima de APC NA considera-se que a rede inicialmente não tem qualquer ponto de comutação, e todas as linhas são candidatas a um APC NA. O objetivo é encontrar as linhas que devem ser abertas para que a potência ativa de perdas seja minimizada. Atendendo à semelhança entre a reconfiguração de redes de distribuição e a localização ótima de APC NA, a revisão bibliográfica efetuada na secção 3.1.1 é referente à reconfiguração de rede de distribuição. Como é referido na secção 2.3.2, a grande diferença está nas linhas que podem ser comutadas, de resto as metodologias são idênticas.

3.1.1. REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

A primeira técnica de reconfiguração de redes de distribuição foi apresentada por (Merlin & Back 1975) através da minimização da potência de perdas. Desde então muitas outras técnicas têm sido apresentadas para a minimização da potência de perdas, fazendo desta função objetivo a mais vulgar na literatura. O elevado número de combinações para a localização de APC NA, juntamente com a natureza discreta dos APC NA, remete a resolução destes problemas para técnicas computacionais avançadas.

A maioria dos algoritmos utilizados na literatura são baseados em métodos heurísticos, caracterizados por tempos de processamento passíveis de ser utilizados em tempo real. A utilização de métodos determinísticos é limitada pelo elevado tempo de processamento, no entanto, ao contrário das heurísticas, estes garantem a solução ótima. Contudo, atualmente já é possível encontrar métodos determinísticos aplicados à reconfiguração, com tempos de processamento que rivalizam com as heurísticas. Um bom exemplo é apresentado por (Khodr et al. 2009), para reconfiguração de redes de distribuição através da minimização da potência de perdas. O autor utiliza uma técnica baseada na decomposição de *Benders*, que divide o problema em duas fases: a primeira fase é formulada como um problema de programação não linear inteira mista (PNLIM) (ver secção 2.2.2), e determina a topologia radial da rede de distribuição. A segunda fase, designada de problema do escravo, é formulada como um problema de programação linear e determina a viabilidade da solução do problema principal, por meio de um trânsito de potências ótimo (TPO). (Dias et al. 2015), apresentam uma técnica idêntica, modelada por um problema multi-objetivo onde minimizam os custos associados à potência de perdas, energia reativa e END. (Ajaja & Galiana 2012), apresentam uma técnica determinística para a reconfiguração de redes de

distribuição, modelada por um problema de programação linear inteira mista. Os autores recorrem à linearização do TPO e da potência de perdas.

Apesar de todas as vantagens dos métodos determinísticos os métodos heurísticos não deixa de apresentar viabilidade, e são utilizados pela grande parte dos autores. (Baran & Wu 1989), apresentam uma técnica de reconfiguração para a redução da potência de perdas e para o equilíbrio de cargas. O método contabiliza o trânsito de energia reativa e recorre a simplificações no cálculo da potência de perdas. (Gomes et al. 2005), apresentam um método destrutivo, que inicia com a rede malhada considerando todos os APCs fechados. Em seguida, os APCs são abertos, sucessivamente, de forma a eliminar as malhas. O critério de abertura baseia-se na minimização da potência de perdas, determinada por um trânsito de potências. (Subrahmanyam & Radhakrishna 2009), apresentam um método construtivo de reconfiguração de redes de distribuição equilibradas e não equilibradas. O método inicia com todos os APCs abertos, em seguida, os APCs são fechados, um após o outro, de forma a obter uma topologia radial. O critério de comutação é baseado nos valores de tensão dos barramentos candidatos a receber um APC, para que o total de perdas ativas sejam minimizadas. (Abdelaziz et al. 2013), apresentam uma técnica de PNLIM para a minimização da potência de perdas recorrendo a dois algoritmos, colônia de formigas (*ant colony optimization*) e pesquisa harmónica (*harmony search optimization*). (Mehfuz & Rashid 2014), apresentam uma técnica idêntica, contudo utilizam apenas o algoritmo de colônia de formigas. (Torres et al. 2013), apresentam um método para a minimização da potência de perdas numa rede de distribuição equilibrada e com carga constante. Os autores utilizam algoritmos genéticos (*genetic algorithms*) complementados pela técnica, *edge window decoder*, que assegura a radialidade da rede e facilita a utilização dos operadores genéticos de cruzamento e mutação. (Abdelaziz et al. 2009), apresentam um algoritmo de enxame de partículas (*particle swarm optimization*) com algumas modificações. Mais uma vez, a minimização da potência de perdas é a função objetivo utilizada.

(Oliveira et al. 2014) e (Oliveira et al. 2010), apresentam duas técnicas para a reconfiguração de redes de distribuição, diferenciando-se das apresentadas até então num aspeto, a consideração de diferentes níveis de carga. (Oliveira et al. 2014) apresentam uma meta-heurística para a minimização da potência de perdas, e (Oliveira et al. 2010) apresenta um algoritmo para a alocação de baterias de condensadores e minimização da potência de perdas. (Zidan & El-Saadany 2012), propõem um método para a reconfiguração de redes de

distribuição através da minimização da potência de perdas. O método determina a reconfiguração ótima para cada época sazonal do ano. Os autores também incluem e modelam as incertezas associadas ao tempo atmosférico, à variação da carga e à geração de energia estocástica dos recursos renováveis.

Como se apura na análise da literatura, as técnicas heurísticas são as mais utilizadas pelos autores para a reconfiguração de redes de distribuição. Contudo, em problemas de planeamento o tempo de processamento computacional não é um problema, ganhando maior interesse a garantia da melhor solução. Aliás, como é referido, existem métodos determinísticos que para além das suas vantagens, também juntam o melhor das heurísticas.

3.1.2. CENÁRIOS IMPLEMENTADOS

No âmbito do estudo de localização ótima de APC NA são considerados e comparados quatro cenários de localização de APC NA:

- LNA1 - Topologia da rede em exploração atualmente;
- LNA2 - Localização ótima de APC NA obtida através do *Dplan*;
- LNA3 - Localização ótima de APC NA obtida através da presente metodologia, implementado em *Tomlab*;
- LNA4 - Localização ótima de APC NA obtida pelo *Tomlab*, e introduzida no *Dplan*.

Note-se que o *Dplan*, abreviado de *Dplan - Distribution Planning*, é o *software* utilizado pela EDP Distribuição para o planeamento da rede de distribuição, e o *Tomlab* é a ferramenta usada para implementar a metodologia proposta. Posteriormente, os quatro cenários topológicos são avaliados perante dois cenários de investimento diferentes:

- INA1 - Considera-se a aquisição e instalação dos APC NA. Neste cenário a rede está na fase inicial de planeamento da exploração e não é dotada de qualquer APC NA. O objetivo é avaliar a localização dos APC nos locais que minimizem as perdas;
- INA2 - Considera-se a deslocação dos APC NA. Neste cenário a rede já se encontra em exploração nos termos do cenário LNA1 e o objetivo é avaliar a deslocação dos APC NA para os locais indicados pela otimização do cenário LNA2, LNA3 e LNA4.

Note-se que o OCR3 é o APC utilizado para efetivar os pontos NA no cenário INA1. A sua utilização em detrimento dos outros equipamentos apresentados na secção 2.5.2, deve-se ao facto de ser um equipamento recente e com mais vantagens técnicas e económicas. No

cenário INA2 não se especifica o equipamento utilizado, unicamente se deslocam os APC NA previamente instalados.

3.1.3. FORMULAÇÃO DO PROBLEMA

A formulação do problema de localização ótima de APC NA é desenvolvida em três fases. Na primeira fase é efetuada a localização ótima dos APC NA, na segunda fase é calculada a energia ativa de perdas e na terceira fase é efetuada a avaliação económica da solução. Note-se que a segunda e terceira fase são isoladas da primeira. Na Figura 3.1 apresenta-se o fluxograma da formulação do problema de localização ótima de APC NA.

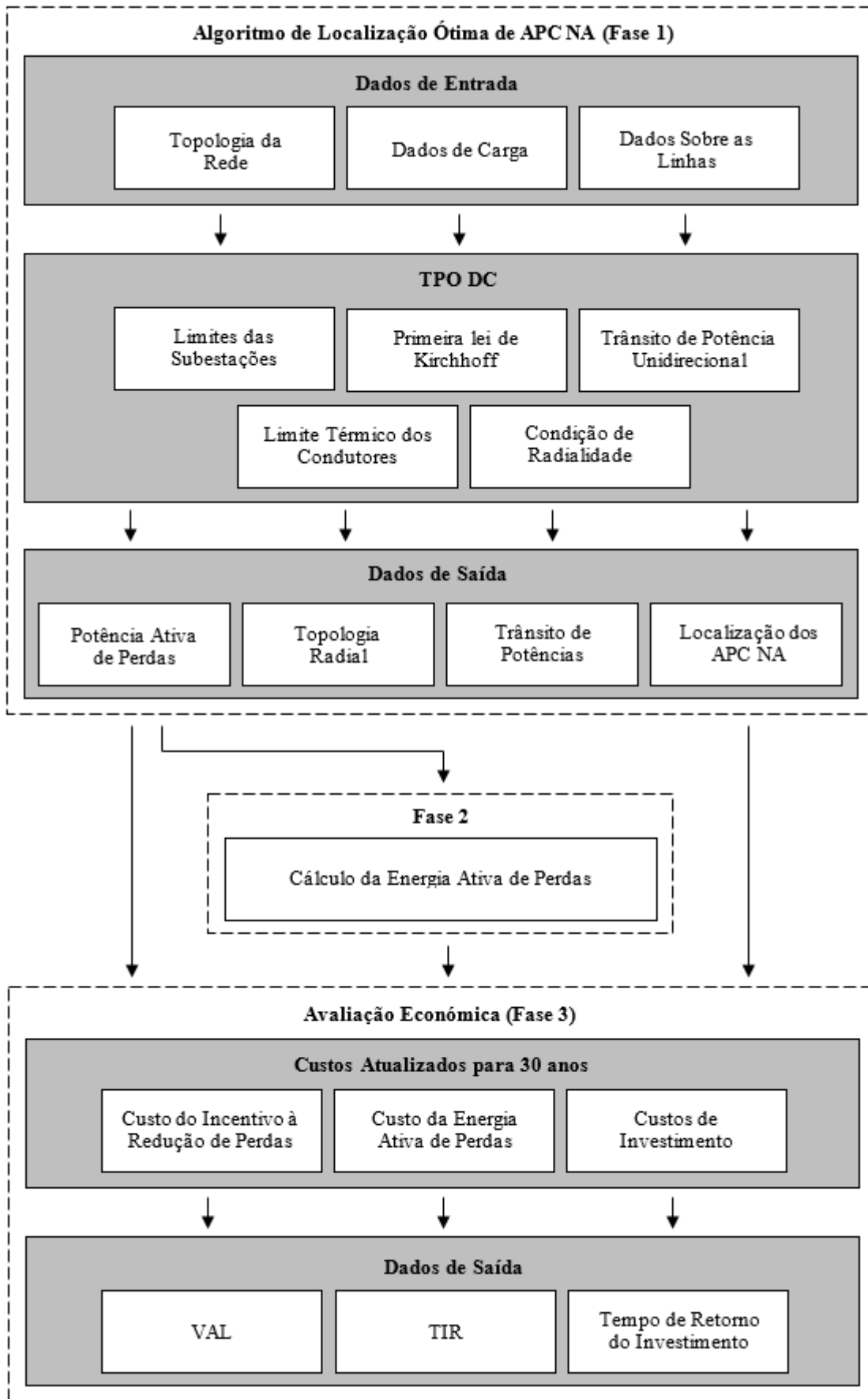


Figura 3.1 - Fluxograma da formulação do problema de localização ótima de APC NA.

3.1.3.1. ALGORITMO DE LOCALIZAÇÃO ÓTIMA

Tal como é referido na secção 2.3.2, existem diversas formas de diminuir as perdas de uma rede de distribuição. Na presente formulação, as perdas são minimizadas recorrendo à localização ótima de APC NA. No presente estudo é apresentado um método determinístico baseado na técnica proposta por (Khodr et al. 2009) e (Dias et al. 2015), em que o objetivo é encontrar a topologia radial ideal que minimiza a potência ativa de perdas. O método é desenvolvido em ambiente *Matlab - Tomlab* e é formulado como um problema de programação quadrática inteira mista (a formulação do problema em *Tomlab* é apresentada na secção 2.2.4). A topologia radial ótima é garantida através do cálculo de um TPO baseado no modelo DC (secção 2.2.3). A função objetivo é dada pela soma das perdas por efeito de *Joule* (secção 2.3.1) de todas as linhas. Na equação (3.1) mostra-se a função objetivo.

- Função objetivo

$$\text{Minimizar} \quad P_{\text{perdas}}^{\text{ponta}} = \sum_{ij=1}^{NL} R_{ij} \times S_{ij}^2 \quad (3.1)$$

A equação (3.1) é obtida através da expressão de cálculo da potência ativa de perdas, apresentada na equação (3.2).

$$\text{Minimizar} \quad P_{\text{perdas}}^{\text{ponta}} = \sum_{ij=1}^{NL} R_{ij} \times I_{ij}^2 \quad (3.2)$$

A equação (3.2) pode ser decomposta, dando lugar à equação (3.3).

$$\text{Minimizar} \quad P_{\text{perdas}}^{\text{ponta}} = \sum_{ij=1}^{NL} R_{ij} \times \frac{S_{ij}^2}{V^2} \quad (3.3)$$

Atendendo ao facto que $V^2 = 1 \text{ p.u.}$, a equação (3.3) é aproximada pela equação (3.1). O cálculo da potência reativa de perdas é dada de uma forma idêntica, substituindo a resistência pela reactância.

em que:

$P_{\text{perdas}}^{\text{ponta}}$ - é a potência ativa de perdas de ponta, em p.u.;

NL - é o número total de linhas da rede de distribuição;

R_{ij} - é a resistência da linhas ij , em p.u.;

S_{ij} - é a potência aparente transitada na linha ij , em p.u.;

I_{ij} - é a corrente transitada na linha ij , em p.u.;

V - é o nível de tensão da rede de distribuição, em p.u.

A função objetivo descrita na equação (3.1) é sujeita às seguintes restrições técnicas:

- Primeira lei de *Kirchhoff*;

$$\sum_{i=1}^{NB} Sgen_i + \sum_{ji=1}^{NL} S_{ji} - \sum_{ij=1}^{NL} S_{ij} - L_i = 0 \quad (3.4)$$

- Limites de geração;

$$Sgen_i^{min} \leq Sgen_i \leq Sgen_i^{max} \quad (3.5)$$

- Limites térmicos dos condutores;

$$S_{ij} \leq S_{ij}^{max} \times y_{ij} \quad (3.6)$$

O trânsito de potência nas linhas de distribuição pode ter duplo sentido. Contudo, tendo em conta a exploração radial das redes de distribuição, o trânsito de potência apenas pode fluir num sentido. A restrição (3.7) representa este mesmo conceito.

- Trânsito de potência unidirecional;

$$y_{ij} + y_{ji} \leq 1 \quad (3.7)$$

- Condição de radialidade;

$$\sum_{j \in NB} y_{ij}^j = 1 \quad (3.8)$$

É importante referir que a presente formulação minimiza o número de APC NA instalados na rede. A restrição (3.8) indica que o número de linhas que chegam a um barramento tem de ser igual a um, assegurando que todos os barramentos são alimentados por apenas uma fonte, garantindo desta forma a topologia radial da rede. Note-se que esta restrição também garante a alimentação de todas as cargas.

em que:

NB - é o número total de barramentos da rede de distribuição;

$Sgen_i$ - é a potência aparente produzida no barramento i , em p.u.;

L_i - é a carga no barramento i , em p.u.;

$Sgen_i^{min}$ - é a potência aparente mínima debitada pela subestação i , em p.u.;

$Sgen_i^{max}$ - é a potência aparente máxima debitada pela subestação i , em p.u.;

S_{ij}^{max} - é a potência aparente máxima transitada na linha ij (limite térmico), em p.u.;

y_{ij} - é a variável binária associada à linha de distribuição ij ;

y_{ij}^j - é a variável binária que conecta a linha de distribuição ij ao barramento j .

É importante referir que os valores por unidade (p.u.), representam a unidade de medida de todas as variáveis envolvidas no método. Assim, a resistência, reatância e limite térmico dos condutores em p.u., são dadas pelas equações (3.9), (3.10) e (3.11), respetivamente.

$$R_{ij}(p.u.) = \frac{R_{ij}(\Omega)}{Z_b} \quad (3.9)$$

$$X_{ij}(p.u.) = \frac{X_{ij}(\Omega)}{Z_b} \quad (3.10)$$

$$S_{ij}^{max}(p.u.) = \frac{S_{ij}^{max}(VA)}{S_b} \quad (3.11)$$

onde:

$$Z_b = \frac{(V_b)^2}{S_b} \quad (3.12)$$

$$S_{ij}^{max}(VA) = \sqrt{3} \times I_{ij}^{max} \times V \quad (3.13)$$

De acordo com a restrição (3.5), as subestações são limitadas quanto à corrente máxima debitada. Na prática, este limite é imposto pelos transformadores de intensidade (TI) instalados no painel MT de cada saída da subestação (o TI é apenas um equipamento de interface entre a saída e a proteção da saída). Note-se que quando o limite térmico da primeira linha de cada saída é superior à corrente nominal do TI, o mesmo deve ser

atualizado para a corrente nominal do TI, fazendo-se sentir a corrente nominal do TI nessa mesma linha. Quando o limite térmico da primeira linha de cada saída é inferior à corrente nominal do TI, significa que na realidade o que limita a saída é o limite térmico da linha e não o TI. Esta metodologia serve para garantir que todas as saídas apenas solicitam à subestação, no máximo, a corrente nominal do TI. Isto porque, a corrente máxima debitada pelas subestações é dada pela soma da corrente nominal dos TIs de cada saída, desta forma, apenas é imposto um limite à subestação e não a cada saída. A potência aparente máxima debitada pela subestação i , é dada pela equação (3.14).

$$S_{gen_i}^{m\acute{a}x} (VA) = \sqrt{3} \times V \times \sum_{j=1}^{NS} I_{ij}^{TI} \quad (3.14)$$

onde:

$$S_{gen_i}^{m\acute{a}x} (p.u.) = \frac{S_{gen_i}^{m\acute{a}x} (VA)}{S_b} \quad (3.15)$$

em que:

V_b - é a tensão de base, em V;

Z_b - é a impedância de base, em Ohm;

S_b - é a potência aparente de base, em VA;

$I_{ij}^{m\acute{a}x}$ - é a corrente máxima admissível pelo condutor ij , em A;

I_{ij}^{TI} - é a corrente nominal do transformador de intensidade da saída j da subestação i , em A;

NS - é o número de saídas da subestação i .

3.1.3.2. CÁLCULO DA ENERGIA DE PERDAS

Segundo (DPL 2010), a prática de planeamento da EDP Distribuição define a rede de estudo no cenário de ponta, isto é, a carga que compõe as redes corresponde à carga de ponta registada no sistema SCADA, neste caso, no ano de 2014. A avaliação de benefício deve ser feita com base em valores médios. Necessitando-se então de uma transformação de valores máximos em valores médios, a qual é conseguida através do fator de carga, definido pela equação (3.16).

$$\alpha = \frac{ED_{rede}}{S_{rede} \times T} \quad (3.16)$$

Tendo em conta as características próprias do diagrama anual de perdas, o cálculo da energia de perdas não é afetado diretamente pelo fator de carga, como era espectável. Desta forma surge um novo conceito, designado de fator de perdas, o qual exprime a proporcionalidade entre a energia anual de perdas e a potência de perdas de ponta. O fator de perdas é dado pela equação (3.17).

$$\beta = 0,2 \times \alpha + 0,8 \times \alpha^2 \quad (3.17)$$

Finalizando, a energia de perdas ativas é calculada segundo a equação (3.18).

$$W_{perdas} = \beta \times T \times P_{perdas}^{ponta} \quad (3.18)$$

onde:

$$P_{perdas}^{ponta} (kW) = P_{perdas}^{ponta} (p.u.) \times S_b \quad (3.19)$$

em que:

α - é o fator de carga;

ED_{rede} - é a energia distribuída à rede em estudo, em kWh;

S_{rede} - é a carga aparente da rede em análise, em kVA;

T - é o número de horas de um ano, em horas;

β - é o fator de perdas;

W_{perdas} - é a energia ativa de perdas, em kWh.

Note-se que o cálculo da energia de perdas é adaptado e baseado na metodologia descrita em (DPL 2010).

3.1.3.3. AVALIAÇÃO ECONÓMICA

Depois de se obter a energia ativa de perdas está-se em condições de se efetuar uma avaliação económica da solução proposta, objetivando quantificar monetariamente a solução assim como avaliar os benefícios. Na avaliação económica existem três variáveis que podem

resultar em entradas e/ou saídas de dinheiro, o custo direto da energia ativa de perdas, o custo do incentivo à redução de perdas e o custo de investimento.

- Custo direto da energia ativa de perdas

O custo direto da energia ativa de perdas resulta do produto da energia ativa de perdas pelo custo das perdas. Na equação (3.20) mostra-se a respetiva metodologia de cálculo.

$$CD_{perdas} = W_{perdas} \times V_p \quad (3.20)$$

em que:

CD_{perdas} - é o custo direto da energia ativa de perdas, em Euros;

V_p - é a valorização das perdas, em Euros por kWh;

W_{perdas} - é a energia ativa de perdas, em kWh.

O custo direto das perdas apresenta sempre sinal positivo, desta forma resulta sempre em prejuízo para o operador da rede de distribuição em causa.

- Custo do incentivo à redução de perdas

O incentivo à redução de perdas tem por base a percentagem de perdas ativas da rede, e permite ao operador da rede ser remunerado se as perdas estiveram abaixo de um valor de referência, e penalizado se for superior ao valor de referência. Desta forma, o custo do incentivo pode apresentar sinal positivo ou negativo, correspondendo respetivamente, a um prejuízo ou benefício para o operador da rede de distribuição. Na secção 2.3.3 mostra-se o princípio de funcionamento do mesmo, assim como as expressões matemáticas que o permitem calcular.

- Custo de investimento

Na localização ótima de APC NA o custo de investimento está associados ao esforço financeiro necessário para efetivar a solução proposta pelo algoritmo. O custo de investimento varia em função do cenário de investimento apresentado na secção 3.1.2. Se presenciarmos a necessidade de adquirir e instalar APC NA do tipo OCR3 (cenário INA1), o custo de investimento é dado pela equação (3.21). Se apenas houver a necessidade de deslocar APC NA (cenário INA2), o custo de investimento é dado pela equação (3.22).

$$C_I^{NA} = N_{NA} \times C_{OCR3}^{ai} \tag{3.21}$$

$$C_I^{NA} = N_{NA} \times C_{APC NA}^d \tag{3.22}$$

em que:

C_I^{NA} - é o custo de investimento em APC NA, em Euros;

N_{NA} - é o número de APC NA;

C_{OCR3}^{ai} - é o custo de aquisição e instalação de APC NA do tipo OCR3, em Euros por unidade.

$C_{APC NA}^d$ - é o custo de deslocação de APC NA, em Euros por unidade.

Atendendo à condição de radialidade, é imprescindível a instalação de APC NA. Assim, o custo de investimento apresenta sempre sinal positivo, representando sempre prejuízo para o operador da rede de distribuição.

Depois de se apurar todas as entradas e saídas de dinheiro, isto é, o custo direto da energia ativa de perdas, o custo do incentivo à redução de perdas e o custo de investimento, está-se em condições de efetivamente avaliar economicamente a solução proposta pelo algoritmo. De acordo com a secção 2.6, a prática de planeamento da EDP Distribuição define 30 anos como o período de utilização das instalações. Atendendo ao facto que o investimento é todo efetuado no ano zero, o período de análise do projeto resume-se a 30 anos. Assim, os cenários LNA1, LNA2 e LNA4 são avaliados nos termos da Tabela 3.1. Note-se que o cenário LNA3 não é considerado na avaliação económica porque é desenvolvido em condições diferentes dos restantes, como tal não é comparável. Por outro lado, os outros três cenários são todos implementados em *Dplan*.

Tabela 3.1 - Custo das perdas no âmbito da avaliação económica da localização ótima de APC NA.

Ano	CD_{perdas} (€)	PP_{URD} (€)	C_I^{NA} (€)	FM (€)	FMA (€)
0	0	0	$+C_I^{NA}$	$+C_I^{NA}$	$\pm FM$ (ano 0)
1	$+CD_{perdas}$	$\pm PP_{URD}$	0	$+CD_{perdas} \pm PP_{URD}$	$\pm FM$ (ano 0 + ano 1)
2	$+CD_{perdas}$	$\pm PP_{URD}$	0	$+CD_{perdas} \pm PP_{URD}$	$\pm FM$ (ano 1 + ano 2)
...
30	$+CD_{perdas}$	$\pm PP_{URD}$	0	$+CD_{perdas} \pm PP_{URD}$	$\pm FM$ (ano 29 + ano 30)

Na Tabela 3.1 o fluxo monetário (FM) corresponde ao custo das perdas para cada ano, e é dado pela soma dos três custos referidos, o fluxo monetário acumulado (FMA) representa o custo total das perdas até ao ano e causa.

De acordo com a secção 2.6.1 para se poder adicionar entradas e saídas de dinheiro em diferentes períodos temporais, deve-se proceder a um processo de atualização do dinheiro. Assim, o valor no ano zero dos custos verificados na Tabela 3.1 é dado nos termos da equação (3.23).

$$(CD_{perdas} / PP_{URD} / C_I^{NA})_0 = (CD_{perdas} / PP_{URD} / C_I^{NA})_t \times \frac{1}{(1+a)^t} \quad (3.23)$$

em que:

t - é o ano em que se verifica o custo a atualizar;

a - é a taxa de atualização, em p.u..

No âmbito do cenário INA1, os indicadores económicos resultantes da implementação do cenário LNA1, LNA2 e LNA4 são calculados diretamente através dos fluxos monetários apresentados na Tabela 3.1. De acordo com a equação (2.37) da secção 2.6.2, o VAL é dado pelo FMA, nos termos da equação (3.24).

$$VAL = FMA^{30} \quad (3.24)$$

em que:

VAL - é o valor atual líquido, em Euros;

FMA^{30} - é o fluxo monetário acumulado no ano 30, em Euros.

A TIR é dada pelos FMs verificados desde o ano zero até ao ano 30, nos termos da função do *Excel*, TIR. O TRI da mesma solução é dado pela equação (2.41) apresentada na secção 2.6.2. Também é possível determinar o TRI através do FMA apresentado na Tabela 3.1, isto é, enquanto esta variável apresentar sinal positivo, quer dizer que o prejuízo é maior que o benefício, a partir do momento em que o sinal for negativo, verifica-se exatamente o contrário. O ano em que se verifica a mudança de sinal, corresponde ao tempo necessário para amortizar o investimento.

No âmbito do cenário INA2 os indicadores económicos advêm do FM resultante da comparação dos custos das perdas do cenário LNA1 com o cenário LNA2 e LNA4. A

subtração do FM do cenário LNA2 e LNA4 com o FM do cenário LNA1, representa o benefício esperado com a deslocação do APC NA. A Tabela 3.2 enuncia este mesmo princípio. Tendo em conta a atual exploração, cenário LNA1, o objetivo é avaliar se é economicamente viável adotar a topologia do cenário LNA2 e LNA4. Assim, na comparação dos custos não se considera os custos de investimento do cenário LNA1 e considera-se um investimento por APC NA a deslocar.

Tabela 3.2 - Avaliação económica do cenário INA2 no âmbito da localização ótima de APC NA.

Ano	Custo das perdas (cenário LNA2/4)	-	Custo das perdas (cenário LNA1)	=	Benefício	
	<i>FM</i> (€)		<i>FM</i> (€)		<i>FM</i> (€)	<i>FMA</i> (€)
0	$+C_i^{NA}$		$+C_i^{NA}$		<i>FMB</i>	$\pm FMB(\text{ano } 0)$
1	$+CD_{perdas} \pm PP_{URD}$		$+CD_{perdas} \pm PP_{URD}$		<i>FMB</i>	$\pm FMB(\text{ano } 0 + \text{ano } 1)$
2	$+CD_{perdas} \pm PP_{URD}$		$+CD_{perdas} \pm PP_{URD}$		<i>FMB</i>	$\pm FMB(\text{ano } 1 + \text{ano } 2)$
...
30	$+CD_{perdas} \pm PP_{URD}$		$+CD_{perdas} \pm PP_{URD}$		<i>FMB</i>	$\pm FMB(\text{ano } 29 + \text{ano } 30)$

O cálculo dos indicadores económicos do cenário INA2 são dados de forma idêntica à do cenário INA1, contudo, contabilizando o fluxo monetário referente ao benefício (FMB).

3.1.4. CONSIDERAÇÕES

A formulação do problema de localização ótima de APC NA, apresentada no presente estudo, é sujeita a algumas considerações. As mesmas são enunciadas em seguida:

- Utilização do modelo DC em detrimento de um modelo completo - A utilização do modelo DC para o cálculo do TPO justifica-se porque, as redes da EDP Distribuição contêm reguladores de tensão e baterias de condensadores criteriosamente posicionados na rede, que mantêm a tensão e o trânsito de energia reativa dentro dos limites desejáveis. O uso de um modelo completo apenas tornaria o método mais complexo e mais pesado computacionalmente, não trazendo benefícios práticos;
- Carga constante ao longo de 30 anos - A energia ativa de perdas é avaliada economicamente ao longo de 30 anos, porém considera-se que as perdas são iguais nos 30 anos de estudo, não sendo considerado o crescimento da procura;
- Indiferenciação da localização de APC NA em redes aéreas e subterrâneas - Na formulação do problema de localização de APC NA não é diferenciada a localização de

APC NA em redes aéreas e subterrâneas, referida na secção 2.5. Considera-se como possíveis locais a alocar os APC NA, qualquer linha da rede em causa. Nas redes aéreas esta consideração não tem qualquer influência, uma vez que os APC NA são localizados nas linhas de distribuição. Nas redes subterrâneas, praticamente todos os barramentos contêm um posto de transformação (PT), no qual são estabelecidas as respetivas derivações do barramento, sendo muito raros os barramentos sem PTs ou barramentos em que as derivações não são efetuadas nos PTs. Atendendo a este facto, o algoritmo indica qual é a linha a abrir, na prática, o APC NA é localizado na cela do PT correspondente à linha indicada. Na realidade, a diferenciação é importante apenas no momento em que é instalado o equipamento;

- Consideração do custo de investimento em APC NA igual para redes aéreas e subterrâneas. Nas redes aéreas o APC NA é dado por órgãos de corte, na rede subterrânea o telecomando é conseguido com a instalação de unidades remotas de rede (URR) acopladas aos APC das celas dos PTs. Esta consideração acarreta um erro, uma vez que o custo de uma URR é diferente de um OCR, contudo, como as redes estudadas são maioritariamente aéreas, e por outro lado, nas zonas subterrâneas, a linha de eixo principal é normalmente aérea, o erro é desprezável.

3.2. METODOLOGIA DE LOCALIZAÇÃO ÓTIMA APARELHOS DE CORTE NORMALMENTE FECHADOS

Na secção 3.1 é apresentada a metodologia de localização ótima de APC NA utilizada no presente estudo. Uma das principais características desse método é a capacidade que tem de transformar uma rede parcialmente malhada, numa rede malhada explorada radialmente. A presente metodologia localiza de forma otimizada APC NF nas saídas malhadas exploradas radialmente. O objetivo é diminuir a END, e consequentemente maximizar o lucro.

No limite é possível localizar um APC NF em todas as linhas de uma determinada saída, sendo esta a solução que minimiza a END. No entanto, tendo em conta que a cada APC NF está associado um investimento, e que os benefícios que se retiram na melhoria de fiabilidade diminuem com o aumento de APC NF, é fundamental encontrar um equilíbrio entre a melhoria de fiabilidade e o investimento. A relação fiabilidade – investimento é descrita em maior pormenor na secção 2.4.4. Assim, o algoritmo desenvolvido avalia os benefícios

obtidos com a instalação de APC NF, e retorna o número e a localização dos APC NF que maximizam o benefício.

3.2.1. REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

Nos últimos anos a localização ótima de APC nas redes de distribuição tem merecido a atenção de diversos autores. Aliado ao interesse dos operadores das redes de distribuição, têm surgido várias técnicas/metodologias para garantir a fiabilidade do fornecimento de energia.

(Assis et al. 2012) propõem uma metodologia tendo por base algoritmos genéticos, para definir o número e localização ótima de aparelhos de APC NF e NA em redes de distribuição. Na avaliação de fiabilidade, são considerados dois indicadores gerais de continuidade de serviço, SAIDI e END (secção 2.4.3.2). Para a análise de fiabilidade é utilizado um método analítico em detrimento do método de *Monte Carlo*, que tem por base índices como, a taxa de avarias, tempo médio de interrupção e indisponibilidade. Por sua vez o tempo médio de interrupção é dado pela soma do tempo de localização do defeito, tempo de reconfiguração da rede e tempo de reparação do equipamento em defeito. Os autores consideram, de uma forma genérica, que a secção em defeito encontra-se fora de serviço os três tempos mencionados, e as secções sãs, mas afetadas pelo defeito, encontram-se fora de serviço o tempo de localização do defeito e o tempo de reconfiguração da rede.

(Garcia et al. 2006) apresentam uma metodologia para a localização ótima de APC NF numa rede de distribuição MT, baseada na minimização da END. Nesta metodologia é considerada a existência de APC NF previamente instalados na rede, bem como APC NA e fontes de produção independentes. A técnica utilizada divide a rede em zonas delimitadas pelos APC NF, pelos APC das subestações e pelas fontes de produção independente. O método de cálculo da END, em cada barramento de carga, contabiliza a indisponibilidade de todos os elementos da rede suscetíveis de avaliação, a potência ativa das cargas e o custo da END. A técnica para o cálculo da END segue um princípio designado de “modos de falha”, isto é, são avaliadas as indisponibilidades de todos os elementos da rede tendo em conta a zona da respetiva carga.

(Zhang et al. 2008) apresentam um método de localização ótima de APC em redes de distribuição com presença de produção distribuída. Para encontrar a solução ao problema, os autores usam um algoritmo genético alterado que permite ultrapassar algumas debilidades

do algoritmo genético tradicional. Numa saída tipicamente radial o fluxo de energia dá-se do transformador da subestação para os clientes. Quando existe um defeito num troço, o APC mais próximo e a montante de defeito atua, ficando toda a carga a jusante fora de serviço. Na presença de produção distribuída, os autores consideram que a carga a jusante do defeito pode continuar a ser alimentada, observando-se a devida atuação do APC a jusante do defeito.

(Dezaki et al. 2010) propõem um método de localização ótima de APC tendo em conta a distribuição pré-existente dos mesmos na rede. Os autores utilizam algoritmos genéticos para otimizar uma função multiobjectivo. A função objetivo contabiliza o indicador SAIFI, o custo associado à instalação de novos APC e o custo associado à deslocação de APC já existentes. (Ma et al. 2010) apresentam um o algoritmo genético melhorado para determinar a localização ótima de APC em redes de distribuição. A função objetivo consiste na minimização de custos, visando atingir altos níveis de fiabilidade. São minimizados os custos de investimento com os APC, os custos de manutenção dos APC, os custos de interrupção de energia e os custos associados às perdas de energia. (Billinton & Jonnavithula 1996) apresentam uma metodologia para a localização ótima de APC em redes de distribuição radiais, tendo em consideração os custos das interrupções e os custos de manutenção e investimento em APC. Trata-se de um problema de otimização combinatória não linear, em que a função objetivo é não diferencial. Os autores usam uma técnica baseada em *simulated annealing* que fornece o número e a localização ótima dos APC.

No presente estudo é apresentada uma técnica ligeiramente diferente das apresentadas até então. Na literatura, a maioria dos autores localizam em simultâneo APC NA e NF, no presente estudo a localização de APC NA e NF é efetuada em duas fases distintas, mas interligadas. É utilizado um algoritmo determinístico que apura todas as soluções possíveis e seleciona a melhor segundo um objetivo. A metodologia por detrás do algoritmo é baseada nos trabalhos dos autores aqui mencionados.

3.2.2. CENÁRIOS IMPLEMENTADOS

Na localização ótima de APC NA identifica-se a topologia que minimiza a potência ativa de perdas. De forma a obter-se uma rede otimizada em termos de perdas e END, a localização ótima de APC NF tem por base o cenário LNA3 (cenário otimizado em termos perdas de energia). A minimização da END é efetuada segundo dois cenários de investimento:

- INF1 - Considera-se a aquisição e instalação dos APC NF. Neste cenário a rede está na fase inicial de planeamento da exploração e não é dotada de qualquer APC NF, o objetivo é avaliar o número, localização e o tipo de APC NF de forma a minimizar o custo da END. A otimização dos APC NF é efetuada na topologia definida pelo cenário LNA3;
- INF2 - Considera-se a deslocação dos APC NF. Neste cenário a rede já se encontra em exploração com a topologia referida no cenário LNA1, o objetivo é avaliar a deslocação dos APC NF já instalados na rede para os locais indicados pela otimização de APC NF na topologia do cenário LNA3, assim como a aquisição de mais APC NF se assim se justificar.

No cenário INF1 são avaliados três cenários de localização ótima de APC NF para cada saída. Para cada cenário, são avaliadas cinco soluções, a instalação de 0, 1, 2, 3 e 4 APC NF. Considera-se a utilização do seccionador, OCR2 e OCR3 (secção 2.5).

- LNF1 - Localização ótima de APC NF do tipo seccionador;
- LNF2 - Localização ótima de APC NF do tipo OCR2;
- LNF3 - Localização ótima de APC NF do tipo OCR3.

No cenário INF2 compara-se a exploração real das redes estudadas (com a topologia indicada no cenário LNA1 e com os APC NF identificados na exploração real), com a exploração otimizada (com a topologia indicada no cenário LNA3 e com o número e localização dos APC NF identificados pelo algoritmo proposto).

As atuais rede de distribuição da EDP Distribuição são geralmente dotadas de APC NF do tipo OCR2. Assim, no cenário INF2 considera-se que os APC NF já instalados na rede são do tipo OCR2. À semelhança do cenário INF1 o processo de otimização para o cenário INF2 testa a localização de 1, 2, 3 e 4 APC NF. Contudo a metodologia de cálculo da END conta com a deslocação de APC NF do tipo OCR2 e com a aquisição e instalação de APC NF do tipo OCR3, se assim se justificar.

A título de exemplo considere-se a saída i , se esta for dotada de um APC NF, o algoritmo de otimização perante a solução com um APC NF considera que o mesmo é um OCR2. Para a otimização de dois APC NF considera a deslocação de um OCR2 e a aquisição de um OCR3. No caso da otimização de quatro APC NF, considera-se a deslocação de um OCR2 e a aquisição de três OCR3. Por fim, o algoritmo indica a melhor solução, quer seja com apenas

um APC NF (deslocação do OCR2) ou com dois ou mais APC NF (deslocação do OCR2 e aquisição de um ou mais OCR3).

O algoritmo de otimização identifica o número e a localização ótima dos APC NF, contudo num cenário misto (OCR2 e OCR3) é importante definir a ordem dos equipamentos, isto porque, em função das características dos dois equipamentos, existe uma ordem que permite retirar o maior benefício de cada equipamento. Através do OCR3, se o defeito for a jusante do equipamento, a rede a montante no sente o defeito, ou seja, não é sujeita a qualquer tempo de interrupção. Pelo contrário, o OCR2 afeta a rede a montante com o tempo de isolamento (explicado em pormenor a secção 3.2.3.1). Portanto, quanto mais a jusante o OCR3 estiver da subestação menor será a indisponibilidade da saída. Nesta medida, o algoritmo considera que os primeiros APC NF a jusante da subestação são do tipo OCR2 e os restantes são OCR3. Note-se que a prioridade é sempre atribuída aos APC NF já instalados na rede, isto é, enquanto houver OCR2 para deslocar não se adquire OCR3. Se a solução ótima indicar a instalação de menos APC NF do que aqueles que estavam inicialmente instalados na saída, os sobrantes são considerados noutras saídas da mesma rede.

3.2.3. FORMULAÇÃO DO PROBLEMA

A localização ótima de APC NF é levada a cabo por um algoritmo determinístico, desenvolvido em ambiente *Matlab*, que apura todas as soluções possíveis e seleciona a melhor segundo um objetivo. A função objetivo é definida pela minimização do custo da END (ou maximização do VAL). A única restrição do problema é dada pela instalação de apenas um APC NF por linha. Na Figura 3.2 mostra-se o fluxograma do algoritmo desenvolvido. Note-se que a otimização é efetuada para cada saída individualmente.

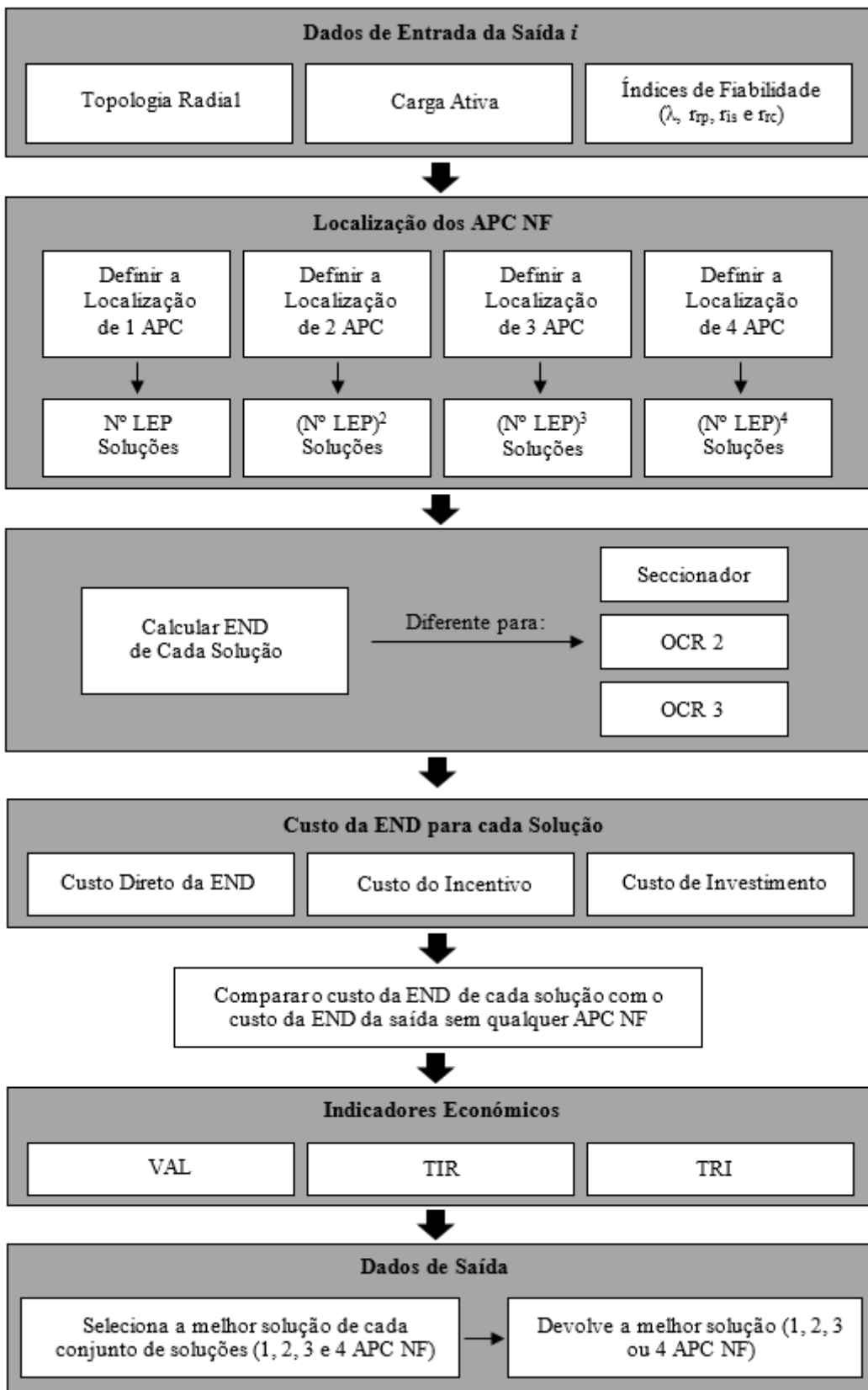


Figura 3.2 - Fluxograma da formulação do problema de localização ótima de APC NF.

O cálculo da END para cada saída é influenciado pela definição das zonas de continuidade de serviço, pela própria metodologia de cálculo da END e pela metodologia de análise dos

índices de fiabilidade. Na secção 3.2.3.1, 3.2.3.2 e 3.2.3.3 são definidas as metodologias de análise dos três pontos mencionados. A metodologia de avaliação de custos e de cálculo dos indicadores económicos á apresentada na secção 3.2.3.4.

3.2.3.1. DEFINIÇÃO DE ZONAS DE CONTINUIDADE DE SERVIÇO

Atendendo à topologia radial das redes de distribuição da EDP Distribuição, mencionada na secção 2.1, existe um único ponto de alimentação normal de todas as cargas ao longo da mesma saída. Como é referido na secção 2.5, todas as saídas das subestações contam com um disjuntor capaz de eliminar os defeitos fugitivos e detetar defeitos persistentes. Tendo em conta a existência de um único ponto de alimentação normal, a falha de qualquer equipamento na saída provoca a abertura do disjuntor e deixará todas as cargas sem alimentação. Uma alternativa para melhorar a fiabilidade das saídas é evitar que um defeito coloque fora de serviço todas as cargas. É a instalação do equipamentos de manobra (APC NA e NF) em locais estratégicos ao longo da linha de eixo principal ou recurso, que permite isolar a zona afetada por um defeito através da abertura dos APC NF, e realimentar as zonas não afetadas através do fecho dos APC NA. Portanto, as saídas parcialmente malhadas exploradas radialmente são divididas em zonas delimitadas pelo disjuntor principal da saída e pelos APC NA e NF. Assim, todos os clientes dentro da mesma zona de fiabilidade estão sujeitos ao mesmo número de interrupções e têm a mesma continuidade de serviço. Note-se que a definição de zonas de continuidade de serviço é baseada em (DPL 2010), (Garcia et al. 2006), (Palma 2008) e (Zhang et al. 2008). Na Figura 3.3 mostra-se a divisão em zonas de uma saída parcialmente malhada explorada radialmente. A saída é composta por 1 disjuntor, 2 APC NF, 1 APC NA, 4 cargas (A, B, C e D) e 9 linhas de distribuição.

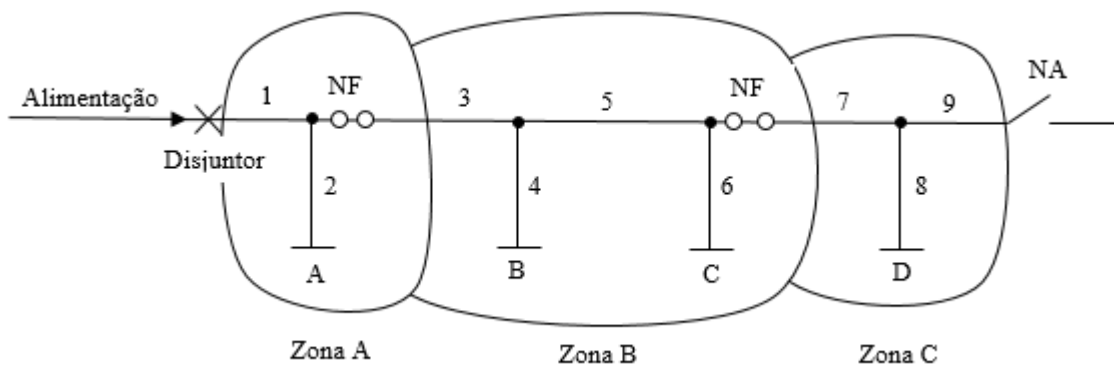


Figura 3.3 - Zonas de continuidade de serviço.

Na Figura 3.3 é possível identificar três zonas de continuidade de serviço, a zona A, composta pelas linhas 1 e 2 e pela carga A, a zona B, composta pelas linhas 3, 4, 5 e 6 e pelas cargas B e C e a zona C, composta pelas linhas 7, 8 e 9 e pela carga C. A ocorrência de um defeito numa qualquer linha leva à execução dos seguintes quatro passos:

- 1) Abertura do disjuntor;
- 2) Isolamento da zona em defeito, através da abertura de uma ou mais APC NF;
- 3) Alimentação imediata da(s) zona(s) a montante da zona em defeito (se existirem), mantendo a mesma topologia;
- 4) Alimentação da(s) zonas(s) a jusante da zona em defeito (se existirem), através do fecho do APC NA (reconfiguração da rede).

Atendendo aos quatro passos descritos anteriormente, considera-se os seguintes tempos de interrupção (a identificação dos tempos de interrupção podem ser consultados na secção 2.4.1):

- Zona em defeito - Fora de serviço o tempo de isolamento e reparação do defeito;
- Zona(s) a montante do defeito - Fora de serviço o tempo de isolamento do defeito;
- Zonas(s) a jusante do defeito - Fora de serviço o tempo de isolamento do defeito e reconfiguração da rede.

A título de exemplo, simulando um defeito na zona B da saída da Figura 3.3, a zona A está fora de serviço o tempo de isolamento, a zona B está fora de serviço o tempo de reparação e isolamento e a zona C está fora de serviço o tempo de isolamento e reconfiguração.

Os tempos de interrupção correspondem aos tempos exigidos para a execução dos quatro passos mencionados anteriormente. Portanto, o equipamento utilizado nos APC NA e NF influenciam diretamente os tempos de interrupção, nomeadamente o tempo de isolamento e reconfiguração, nos termos descritos na secção 2.5. Os equipamentos considerados no presente estudo são os seccionadores, OCR2 e OCR3. Sendo que os seccionadores impõem tempos de comutação manuais (secção 2.5.1) e o OCR2 e OCR3 impõem tempos de comutação de telecomando (secção 2.5.2).

Tendo em conta que o OCR3 apresenta propriedades idênticas às dos disjuntores (secção 2.5.2.3), quando há um defeito a jusante do OCR3, o disjuntor da subestação não sente o defeito, isto porque o OCR3 também é sensível a correntes de defeito (desde que garantida a seletividade o disjuntor e os OCR3). Assim, se os APC NF forem do tipo ORC3, a

sequência de tempos de interrupção descrita anteriormente é alterada, passando a vigorar a seguinte sequência:

- Zona em defeito - Fora de serviço o tempo de isolamento e reparação do defeito;
- Zona(s) a montante do defeito - Não sente o defeito;
- Zonas(s) a jusante do defeito - Fora de serviço o tempo de isolamento do defeito e reconfiguração da rede.

Se for utilizado o seccionador ou o OCR2 como APC NF, é mantida a sequência de tempos referida inicialmente.

3.2.3.2. CÁLCULO DA ENERGIA NÃO DISTRIBUÍDA

Para que possa ser feito o cálculo do valor da END de uma rede de distribuição, é necessário que cada linha esteja caracterizada em termos dos índices de fiabilidade descritos na secção 2.4.1, mais precisamente, a taxa de avarias por quilómetro, tempo de isolamento, tempo de reconfiguração e tempo de reparação. No entanto, como se demonstra na definição das zonas de continuidade de serviço, desde a ocorrência de um incidente até ao instante em que é feita a sua reparação, a potência afetada não é sempre a mesma. O isolamento do defeito, e a reconfiguração da rede, permitem realimentar parte da rede antes do final da reparação do defeito. Assim o cálculo da END é efetuado somando várias parcelas onde varia o tempo de interrupção e a potência afetada.

Como é referido na secção 2.4.3.2, a END de uma rede/saída resulta da soma da END associada a cada carga da mesma rede/saída. A título de exemplo, a END da carga i resulta do produto da indisponibilidade da carga i pela potência consumida pela mesma carga. Em que a indisponibilidade da carga i resulta da soma das indisponibilidades de todas as linhas, ponderadas pelo tempo de interrupção (isolamento, reconfiguração e reparação), que varia em função das zonas de continuidade de serviço. É ainda importante lembrar que os índices de fiabilidade variam em função da tipologia do troço em causa, isto é, se o mesmo é aéreo ou subterrâneo.

À semelhança do cálculo da energia de perdas referido na secção 3.1.3.2, a END é afetada pelo fator de carga. Segundo (DPL 2010), a prática de planeamento da EDP Distribuição define a rede de estudo no cenário de ponta, isto é, a carga que compõe as redes corresponde à carga de ponta registada no sistema SCADA, neste caso, no ano de 2014. A avaliação de benefício deve ser feita com base em valores médios. Necessitando-se então de uma

transformação de valores máximos em valores médios, a qual é conseguida através do fator de carga. Assim a END é dada pela equação (3.25).

$$END = \sum_{j=1}^k U_j \times P_j \times \alpha \quad (3.25)$$

em que:

U_j – é a indisponibilidade anual associada à carga j , em horas;

P_j – é a potência ativa consumida pela carga j , em kW;

k - é o número total de cargas;

α - é o fator de carga. Apresentado na secção 3.1.3.2.

De forma a facilitar a compreensão da metodologia de cálculo da END e da variação dos índices de fiabilidade com a localização dos APC NF, na secção 3.2.3.3 são apresentados vários exemplos, onde se vai aumentando a complexidade da saída, de forma a chegar ao exemplo que representa a metodologia desenvolvida. Salienta-se que a topologia de rede apresentada é modelada por um sistema em série, descrito na secção 2.4.2.1. Note-se que a metodologia de análise de índices de fiabilidade descrita na secção 3.2.3.3 é baseada em (Billinton & Allan 1996).

3.2.3.3. ANÁLISE DE ÍNDICES DE FIABILIDADE

Tal como já foi indicado, na análise de fiabilidade de redes radiais está-se perante um sistema em série, que no seu estado mais simples, demonstrado na Figura 3.4, a falha de qualquer componente da rede coloca fora de serviço toda a saída.

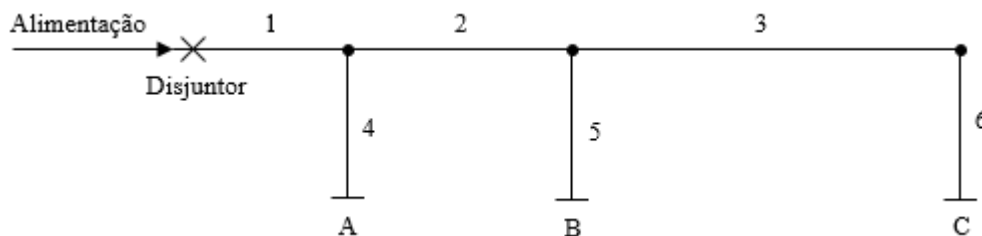


Figura 3.4 - Saída de distribuição radial.

Considere-se a rede da Figura 3.4, composta por um ponto de alimentação, um disjuntor de proteção da saída, três linhas aéreas de eixo principal (1, 2 e 3), três derivações subterrâneas do eixo principal (4, 5 e 6) e três cargas (A, B e C) com as características da Tabela 3.3. As

cargas A, B e C correspondem a 5 MW, 4 MW e 3 MW, respetivamente. Os índices de fiabilidade utilizados são apresentados na secção 2.5.1 e 2.5.2. Note-se que no presente estudo considera-se apenas a ocorrência de interrupções de energia de longa duração, definidas nos termos da secção 2.4.

Tabela 3.3 - Caracterização da saída da Figura 3.4.

Linha	Comprimento (km)	λ (av/km)	λ (av/ano)	r_{rp} (horas)
1	2	0,069	0,14	1,17
2	1	0,069	0,07	1,17
3	3	0,069	0,21	1,17
4	1	0,064	0,06	3,83
5	3	0,064	0,19	3,83
6	2	0,064	0,13	3,83

A avaria de qualquer componente da saída da Figura 3.4 provoca a abertura do disjuntor. Desta forma o restabelecimento da alimentação das cargas só é possível após a reparação da respetiva avaria. Considera-se o tempo de interrupção (r), numa fase inicial, como o tempo médio de reparação (r_{rp}). Recorrendo à metodologia de análise de fiabilidade descrita na secção 2.4.2.1, obtém-se os índices de fiabilidade descritos na Tabela 3.4.

Tabela 3.4 - Índices de fiabilidade da saída da Figura 3.4.

Linha em defeito	Carga A			Carga B			Carga C		
	λ (av/ano)	r (h)	U (h/ano)	λ (av/ano)	r (h)	U (h/ano)	λ (av/ano)	r (h)	U (h/ano)
1	0,14	1,17	0,16	0,14	1,17	0,16	0,14	1,17	0,16
2	0,07	1,17	0,08	0,07	1,17	0,08	0,07	1,17	0,08
3	0,21	1,17	0,24	0,21	1,17	0,24	0,21	1,17	0,24
4	0,06	3,83	0,25	0,06	3,83	0,25	0,06	3,83	0,25
5	0,19	3,83	0,74	0,19	3,83	0,74	0,19	3,83	0,74
6	0,13	3,83	0,49	0,13	3,83	0,49	0,13	3,83	0,49
Total	0,80	2,45	1,96	0,80	2,45	1,96	0,80	2,45	1,96

Assumindo um fator de carga de 30%, a END da saída da Figura 3.4 é dada pelas equações (3.26), (3.27), (3.28) e (3.29).

$$END_A = U_A \times P_A \times \alpha = 1,96 \times 5 \times 0,3 = 2,94 MWh / ano \quad (3.26)$$

$$END_B = U_B \times P_B \times \alpha = 1,96 \times 4 \times 0,3 = 2,35 MWh / ano \quad (3.27)$$

$$END_C = U_C \times P_C \times \alpha = 1,96 \times 3 \times 0,3 = 1,76 MWh / ano \quad (3.28)$$

$$END_{total} = END_A + END_B + END_C = 7,05 MWh / ano \quad (3.29)$$

Neste exemplo os índices de fiabilidade de cada carga são iguais, no entanto é importante reforçar que está-se a considerar o caso mais simples e como tal pouco realista. De forma a aproximar o exemplo da realidade tem de se considerar o efeito da proteção das linhas de eixo principal, o efeito da transferência de cargas e o efeito das ações de isolamento e reconfiguração.

i. EFEITO DA PROTEÇÃO DAS LINHAS DE EIXO PRINCIPAL

A seccionalização da linha de eixo principal, através de proteções (APC NF) trata-se de um processo extremamente importante, uma vez que em caso de um defeito numa zona, permite a alimentação de todas as cargas situadas a montante da zona em defeito. Na Figura 3.5 mostra-se uma saída de distribuição radial com proteções nas linhas de eixo principal.

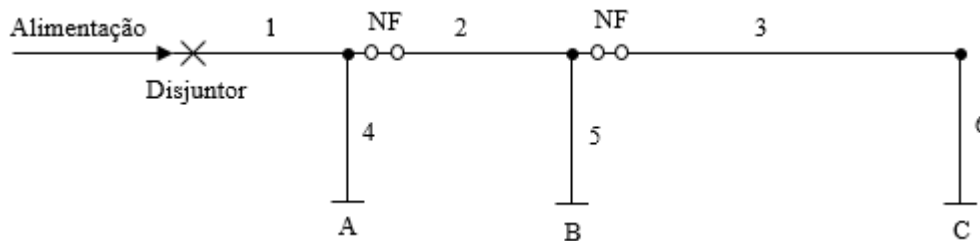


Figura 3.5 - Saída de distribuição radial com proteção das secções da linha de eixo principal.

Com a consideração de proteções nas linhas de eixo principal os índices de fiabilidade da rede da Figura 3.5 são dados pela Tabela 3.5.

Tabela 3.5 - Índices de fiabilidade da saída da Figura 3.5.

Linha em defeito	Carga A			Carga B			Carga C		
	λ (av/ano)	r (h)	U (h/ano)	λ (av/ano)	r (h)	U (h/ano)	λ (av/ano)	r (h)	U (h/ano)
1	0,14	1,17	0,16	0,14	1,17	0,16	0,14	1,17	0,16
2				0,07	1,17	0,08	0,07	1,17	0,08
3							0,21	1,17	0,24
4	0,06	3,83	0,25	0,06	3,83	0,25	0,06	3,83	0,25
5				0,19	3,83	0,74	0,19	3,83	0,74
6							0,13	3,83	0,49
Total	0,20	2,01	0,41	0,46	2,64	1,22	0,80	2,45	1,96

À semelhança das equações (3.26), (3.27), (3.28) e (3.29), a END assume o valor de 3,84 MWh/ano.

ii. EFEITO DA TRANSFERÊNCIA DE CARGAS

Geralmente as redes de distribuição são parcialmente malhadas e exploradas radialmente, desta forma, o final de uma saída é definido por um APC NA, que interliga duas saídas distintas. A Figura 3.6 representa uma saída de distribuição parcialmente malhada explorada radialmente.

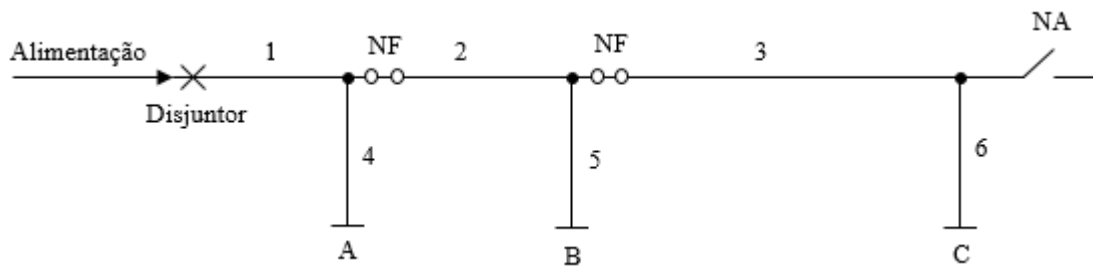


Figura 3.6 - Saída de distribuição parcialmente malhada explorada radialmente.

Neste tipo de topologia, quando surge um defeito a secção de rede afetada é reduzida ao mínimo. A título de exemplo, se ocorrer um defeito na linha 2, os dois APC NF situados a montante e a jusante do defeito abrem. A alimentação da carga A mantém-se e a carga C passa a ser alimentada através do APC NA. Desta forma, apenas a carga B fica fora de serviço. Recorrendo à metodologia de análise de fiabilidade descrita na secção 2.4.2.1, obtém-se os índices de fiabilidade descritos na Tabela 3.6

Tabela 3.6 - Índices de fiabilidade para o sistema da Figura 3.6.

Linha em defeito	Carga A			Carga B			Carga C		
	λ (av/ano)	r (h)	U (h/ano)	λ (av/ano)	r (h)	U (h/ano)	λ (av/ano)	r (h)	U (h/ano)
1	0,14	1,17	0,16						
2				0,07	1,17	0,08			
3							0,21	1,17	0,24
4	0,06	3,83	0,25						
5				0,19	3,83	0,74			
6							0,13	3,83	0,49
Total	0,20	2,01	0,41	0,26	3,13	0,82	0,34	2,19	0,73

À semelhança das equações (3.26), (3.27), (3.28) e (3.29), a END assume o valor de 2,25 MWh/ano.

iii. EFEITO DAS AÇÕES DE ISOLAMENTO E RECONFIGURAÇÃO

Repare-se na notável evolução da complexidade da rede desde a Figura 3.4 até à Figura 3.6, que conduziu a uma melhoria dos índices de fiabilidade, tendo-se atingido nesta última a

exploração ideal da rede de distribuição. Contudo os índices de fiabilidade demonstrados na Tabela 3.6 continuam a não ser totalmente realista, uma vez que quando existe um defeito numa zona da rede, a reposição de serviço nas restantes zonas não é instantânea. Ou seja, a título de exemplo e de acordo com a Tabela 3.6, um defeito na linha 2 não interfere com as cargas A e C. Porém, na realidade as cargas A e C são interrompidas o tempo necessário para isolar o defeito e o tempo necessário para reconfigurar a rede de forma a alimentar a carga C.

Contrariamente ao que foi mencionado inicialmente, o tempo de interrupção (r) é agora dado pela soma do tempo de reparação (r_{rp}), tempo de isolamento (r_{is}) e tempo de reconfiguração (r_{rc}). Recorrendo à metodologia de análise de fiabilidade descrita na secção 2.4.2.1 e considerando ações de isolamento e reconfiguração manuais apresentadas na secção 2.5.1, os índices de fiabilidade da Figura 3.6 são dados pela Tabela 3.7. Note-se que utiliza-se a sequência dos tempos de interrupção referida na secção 3.2.3.1 para o seccionador.

Tabela 3.7 - Índices de fiabilidade para o sistema da Figura 3.6, considerando ações manuais de isolamento e reconfiguração.

Linha em defeito	Carga A			Carga B			Carga C		
	λ (av/ano)	r (h)	U (h/ano)	λ (av/ano)	r (h)	U (h/ano)	λ (av/ano)	r (h)	U (h/ano)
1	0,14	1,84	0,25	0,14	1,25	0,17	0,14	1,25	0,17
2	0,07	0,67	0,05	0,07	1,84	0,13	0,07	1,25	0,09
3	0,21	0,67	0,14	0,21	0,67	0,14	0,21	1,84	0,38
4	0,06	4,66	0,30	0,06	1,08	0,07	0,06	1,08	0,07
5	0,19	0,83	0,16	0,19	4,66	0,89	0,19	1,08	0,21
6	0,13	0,83	0,11	0,13	0,83	0,11	0,13	4,66	0,60
Total	0,80	1,24	0,99	0,80	1,89	1,51	0,80	1,90	1,52

À semelhança das equações (3.26), (3.27), (3.28) e (3.29), a END assume o valor de 4,67 MWh/ano.

Na Tabela 3.7 consideram-se ações manuais de isolamento e reconfiguração. Na Tabela 3.8 consideram-se ações de isolamento e reconfiguração por telecomando, apresentadas na secção 2.5.2. Note-se que utiliza-se a sequência dos tempos de interrupção referida na secção 3.2.3.1 para o OCR2.

Tabela 3.8 - Índices de fiabilidade para o sistema da Figura 3.6, considerando ações de isolamento e reconfiguração por telecomando.

Linha em defeito	Carga A			Carga B			Carga C		
	λ (av/ano)	r (h)	U (h/ano)	λ (av/ano)	r (h)	U (h/ano)	λ (av/ano)	r (h)	U (h/ano)
1	0,14	1,22	0,17	0,14	0,1	0,01	0,14	0,1	0,01
2	0,07	0,05	0,004	0,07	1,22	0,09	0,07	0,1	0,01
3	0,21	0,05	0,01	0,21	0,05	0,01	0,21	1,22	0,26
4	0,06	3,88	0,23	0,06	0,1	0,01	0,06	0,1	0,01
5	0,19	0,05	0,01	0,19	3,88	0,74	0,19	0,1	0,02
6	0,13	0,05	0,01	0,13	0,05	0,01	0,13	3,88	0,50
Total	0,80	0,54	0,43	0,80	1,07	0,86	0,80	1,01	0,81

À semelhança das equações (3.26), (3.27), (3.28) e (3.29), a END assume o valor de 2,41 MWh/ano.

iv. ANÁLISE COMPARATIVA

Na Figura 3.7 compara-se o efeito dos APC NF e NA e das ações de isolamento e reconfiguração na END da saída apresentada até então.

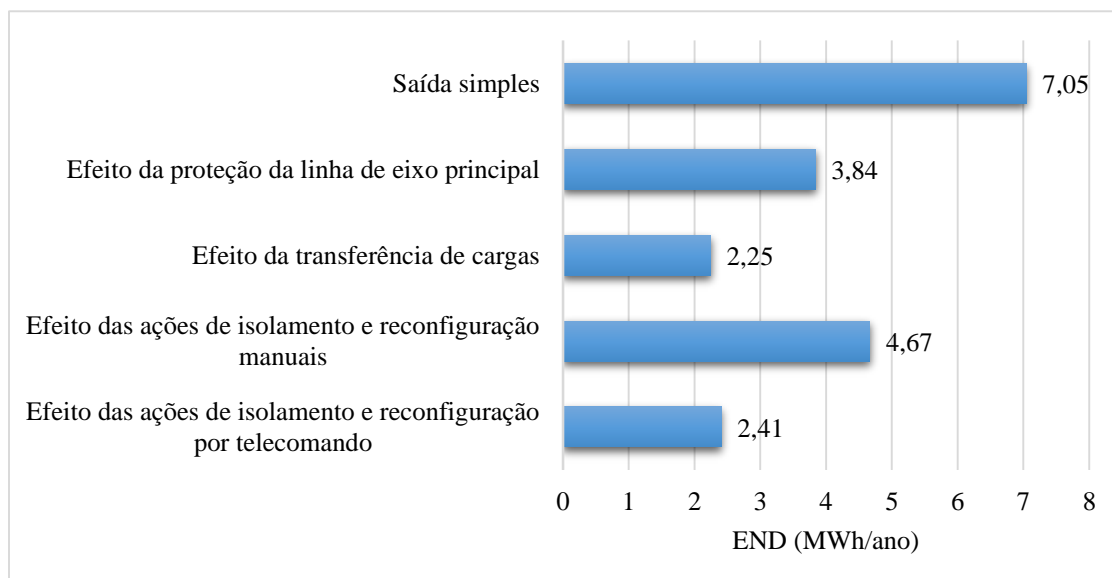


Figura 3.7 - END da saída da Figura 3.4, Figura 3.5 e Figura 3.6.

Através da análise da Figura 3.7 verifica-se uma clara diminuição da END à medida que se acrescentam os APC NA e NF à saída sem qualquer APC. Como é expectável, a consideração das ações de isolamento e reconfiguração elevam o valor da END. Os

primeiros três cenários servem unicamente para se visualizar o impacto da proteção das linhas de eixo principal e da transferência de cargas, sendo o último cenário o que melhor representa a exploração real e utilizada no presente estudo.

A consideração das ações de isolamento e reconfiguração acrescentam ao tempo de reparação, o tempo necessário para se efetuar o isolamento do defeito e reconfiguração da rede, elevando o valor da END. O efeito destes tempos pode ainda ser mitigado pelo telecomando dos APC NA e NF, reduzindo-se o tempo de isolamento e reconfiguração ao tempo de ação do centro de controle. A utilização do telecomando face às manobras manuais, diminui aproximadamente para metade o valor da END. O facto destes dois tempos ser muito baixos (3 minutos), permite obter um cenário muito próximo do ideal (efeito da transferência de cargas).

Nos exemplos indicados, todas as linhas de eixo principal são dotadas de APC NF, no entanto numa rede real este princípio acarreta custos e consequências inoportáveis. Por outro lado, verifica-se que o telecomando permite diminuir consideravelmente a END, contudo estes equipamentos apresentam custos elevados. Assim, decidir o tipo de APC utilizado e quantos se devem instalar, deve basear-se numa avaliação de custo-benefício. Na secção 3.2.3.4 apresenta-se a metodologia utilizada para avaliar economicamente as soluções propostas pelo algoritmo de localização ótima de APC NF.

3.2.3.4. AVALIAÇÃO ECONÓMICA

Como é exemplificado na secção 3.2.3.3, a localização de APC NF permite baixar substancialmente a END. Quanto maior for o número de APC NF menor será a END, no limite a minimização é atingida quando cada linha de eixo principal for dotada de um APC NF. Como já foi mencionado anteriormente, a cada APC NF está associado um investimento, limitando-se assim o número de APC NF instalados por saída através de uma análise de custo - benefício.

O investimento assume desde já uma posição fundamental na definição melhor solução. Assim, define-se como a melhor solução, aquela que permite minimizar o custo da END e maximizar o VAL. O custo da END é resultado da soma de três variáveis, o custo direto da END, o custo do incentivo para à melhoria da continuidade de serviço e o custo de investimento.

- Custo direto da energia não distribuída

O custo direto da END resulta do produto da END pela valorização da END. Na equação (3.30), mostra-se a respetiva metodologia de cálculo.

$$CD_{END} = END \times VEND \quad (3.30)$$

em que:

CD_{END} - é o custo direto da energia não distribuída, em Euros;

$VEND$ - é a valorização da energia não distribuída, em Euros por kWh.

O custo direto da END apresenta sempre sinal positivo, desta forma resulta sempre em prejuízo para o operador da saída em causa.

- Custo do incentivo à melhoria da continuidade de serviço

O incentivo à melhoria da continuidade de serviço permite ao operador da rede ser remunerado se a END estiver abaixo de um valor de referência, e penalizado se for superior ao valor de referência. Desta forma, o custo do incentivo pode apresentar sinal positivo ou negativo, correspondendo respetivamente a um prejuízo ou benefício para o operador da rede. Na secção 2.4.3.3 mostra-se o princípio de funcionamento do mesmo, assim como as expressões matemáticas que o permitem calcular.

Os APC NF são colocados nas saídas radiais obtidas do algoritmo de localização ótima de APC NA. Tendo em conta que a otimização dos APC NF é efetuada por saída, a ED_{rede} e o $RQS_{máx/mín}$ devem ser atualizados para todas as saídas em análise. Através do sistema SCADA da EDP Distribuição, é possível consultar a energia distribuída à rede em análise, com topologia em exploração no momento do registo. De forma a chegar à energia distribuída a cada saída é necessário efetuar uma atualização nos termos referidos na equação (3.31) e (3.32).

Inicialmente, soma-se a carga aparente de todas as saídas da topologia em estudo, nos termos da equação (3.31).

$$S_{rede} = \sum_{i=1}^{NS} S_i^{saída} \quad (3.31)$$

De seguida, atualiza-se a ED_{rede} para cada saída da topologia em análise, nos termos da equação (3.32).

$$ED_i^{saída} = \frac{ED_{rede} \times S_i^{saída}}{S_{rede}} \quad (3.32)$$

em que:

ED_{rede} - é a energia distribuída à rede em análise, em kWh;

$ED_i^{saída}$ - é a energia distribuída à saída i , em kWh;

S_{rede} - é a carga aparente da rede em análise, em kVA;

$S_i^{saída}$ - é a carga aparente da saída i , em kVA;

NS - é o número de saídas da rede em análise.

O $RQS_{máx/mín}$ referido na Tabela 2.4 da secção 2.4.3.3 é referente a toda a rede de distribuição de Portugal Continental. À semelhança da ED_{rede} , o $RQS_{máx/mín}$ deve ser atualizado para todas as saídas em análise, nos termos da equação (3.33).

$$RQS_i^{máx/mín} = \frac{ED_i^{saída} \times RQS_{Portugal}^{máx/mín}}{ED_{Portugal}} \quad (3.33)$$

em que:

$RQS_i^{máx/mín}$ - é o valor máximo do prémio/penalidade a atribuir como incentivo à melhoria da continuidade de serviço à saída i , em Euros;

$RQS_{Portugal}^{máx/mín}$ - é o valor máximo do prémio/penalidade a atribuir como incentivo à melhoria da continuidade de serviço à rede nacional, em Euros;

$ED_{Portugal}$ - é a energia distribuída a Portugal Continental, em kWh.

É importante referir que a metodologia de atualização da ED_{rede} e do $RQS_{máx/mín}$ não é exata. Assume-se uma ED_{rede} constante para redes com diferentes topologias, resultando num erro associado às perdas de energia. Contudo este erro quando comparado com a energia distribuída a uma rede de distribuição, é efetivamente desprezável. Por outro lado a atualização dos valores segue uma distribuição linear, o que também pode acarretar algum erro.

- Custo de investimento

Na localização ótima de APC NF o custo de investimento está associado ao esforço financeiro necessário para efetivar a solução proposta pelo algoritmo. Nesta medida, o investimento é tanto maior quanto maior for o número de APC NF. Os custos de investimento variam em função do cenário de investimento (secção 3.2.2) e do equipamento usado. Se presenciarmos a necessidade de adquirir e instalar APC NF (cenário INF1), o custo de investimento é dado pela equação (3.34). Se apenas houver a necessidade de deslocar APC NF (cenário INF2), o custo de investimento é dado pela equação (3.35).

$$C_I^{NF} = N_{NF} \times C_{APC\ NF}^{ai} \quad (3.34)$$

$$C_I^{NF} = N_{NF} \times C_{APC\ NF}^d \quad (3.35)$$

em que:

C_I^{NF} - é o custo de investimento em APC NF, em Euros;

N_{NF} - é o número de APC NF;

$C_{APC\ NF}^{ai}$ - é o custo de aquisição e instalação de APC NF, em Euros por unidade.

$C_{APC\ NF}^d$ - é o custo de deslocação de APC NF, em Euros por unidade.

Assim, o custo de investimento apresenta sinal positivo, representando prejuízo para o operador da rede. No mínimo o custo de investimento pode ser nulo, se não houver a aquisição ou deslocação de qualquer APC NF.

Depois de se apurar todas as entradas e saídas de dinheiro, isto é, o custo direto da END, o custo do incentivo à melhoria da continuidade de serviço e o custo de investimento, está-se em condições de efetivamente avaliar economicamente a solução proposta pelo algoritmo. De acordo com a secção 2.6, a prática de planeamento da EDP Distribuição define 30 anos como o período de utilização das instalações. Atendo ao facto que o investimento é todo efetuado no ano zero, o período de análise do projeto resume-se a 30 anos. Como já foi referido, o algoritmo de localização ótima de APC NF testa a instalação de 0, 1, 2, 3 e 4 APC NF, determinado assim cinco soluções ao problema.

No âmbito do cenário INF1, são avaliadas nos termos da Tabela 3.9 as cinco soluções para cada saída da rede em análise.

Tabela 3.9 - Definição do custo da END na localização ótima de APC NF.

Ano	$CD_{END}(\text{€})$	$RQS(\text{€})$	$C_I^{NF}(\text{€})$	$FM(\text{€})$	$FMA(\text{€})$
0	0	0	$+C_I^{NF}$	$+C_I^{NF}$	$\pm FM(\text{ano } 0)$
1	$+CD_{END}$	$\pm RQS$	0	$+CD_{END} \pm RQS$	$\pm FM(\text{ano } 0 + \text{ano } 1)$
2	$+CD_{END}$	$\pm RQS$	0	$+C_I^{NF} \pm RQS$	$\pm FM(\text{ano } 1 + \text{ano } 2)$
...
30	$+CD_{END}$	$\pm RQS$	0	$+C_I^{NF} \pm RQS$	$\pm FM(\text{ano } 29 + \text{ano } 30)$

Na Tabela 3.9 o fluxo monetário (FM) corresponde ao custo da END para cada ano, e é dado pela soma dos três custos referidos, o fluxo monetário acumulado (FMA) representa o custo total da END até ao ano e causa.

De acordo com a secção 2.6.1, para se poder adicionar entradas e saídas de dinheiro em diferentes períodos temporais, deve-se proceder a um processo de atualização do dinheiro. Assim, o valor no ano zero dos custos verificados na Tabela 3.9 é dado nos termos da equação (3.36).

$$(CD_{END} / RQS / C_I^{NF})_0 = (CD_{END} / RQS / C_I^{NF})_t \times \frac{1}{(1+a)^t} \tag{3.36}$$

em que:

t - é o ano em que se verifica o custo a atualizar;

a - é a taxa de atualização, em p.u..

Tal como é referido na secção 2.4.4, o custo do aumento da fiabilidade de um sistema tem que ser comparado com os prejuízos que se obteriam se o nível de fiabilidade não fosse aumentado. Assim, no âmbito do cenário INF1, a subtração do FM da solução com 1, 2, 3 e 4 APC NF com o FM da solução com zero APC NF, resulta no FM referente ao benefício espera com a adoção das soluções (FMB). É através deste benefício que são calculados o indicadores económicos de cada solução, para cada saída. A Tabela 3.10 enuncia este mesmo princípio.

Tabela 3.10 - Avaliação económica da localização ótima de APC NF no âmbito do cenário INF1.

Ano	Custo da END (1-4 APC NF)		Custo da END (zero APC NF)		Benefício	
	$FM(\text{€})$		$FM(\text{€})$		$FM(\text{€})$	$FMA(\text{€})$
0	$+C_I^{NF}$		$+C_I^{NF}$	=	FMB	$\pm FMB(\text{ano } 0)$
1	$+CD_{END} \pm RQS$	-	$+CD_{END} \pm RQS$		FMB	$\pm FMB(\text{ano } 0 + \text{ano } 1)$
2	$+CD_{END} \pm RQS$		$+CD_{END} \pm RQS$		FMB	$\pm FMB(\text{ano } 1 + \text{ano } 2)$
...
30	$+CD_{END} \pm RQS$		$+CD_{END} \pm RQS$		FMB	$\pm FMB(\text{ano } 29 + \text{ano } 30)$

Portanto, os indicadores económicos são calculados em função do FMB resultante da comparação do custo da END com zero APC NF, com o custo da END com 1, 2, 3 e 4 APC NF. De acordo com a equação (2.37) da secção 2.6.2, o VAL é dado pelo FMA da Tabela 3.10, nos termos da equação (3.37).

$$VAL = FMA^{30} \quad (3.37)$$

em que:

VAL - é o valor atual líquido, em Euros;

FMA^{30} - é o fluxo monetário acumulado no ano 30, em Euros.

A TIR é dada pelo FMB nos termos da função do *Matlab*, IRR. O TRI da solução é dado pela equação (2.41) apresentada na secção 2.6.2. Note-se que também é possível determinar o TRI através do FMA apresentado na Tabela 3.10, isto é, enquanto esta variável apresentar sinal positivo, quer dizer que o prejuízo é maior que o benefício, a partir do momento em que o sinal for negativo, verifica-se exatamente o contrário. O ano em que se verifica a mudança de sinal, corresponde ao tempo necessário para amortizar o investimento.

Finalizando a análise do cenário INF1, a solução que tiver melhor VAL ou menor custo da END, representa a solução ótima para a saída em causa.

No cenário INF2 a avaliação económica não é realizada para cada saída como acontece no cenário INF1. Isto porque, são comparadas duas redes com topologias diferentes e consequentemente com saídas diferentes. Desta forma, à semelhança das saídas do cenário INF1, é comparado o custo da END da rede LNA1, com o custo da END da rede LNA3.

- Custo da END da rede LNA1 - Tendo em conta a topologia do cenário LNA1, assim como os APC NF já instalados nas saídas da mesma rede, é apurado o custo da END para cada saída nos termos da Tabela 3.9. A soma do FM da Tabela 3.9 de todas as saídas, resulta no FM e consequentemente no FMA da rede LNA1;
- Custo da END da rede LNA3 - Tendo em conta a topologia do cenário LNA3, é efetuada a otimização de 1, 2, 3 e 4 APC NF para todas as saídas. É de salientar que se trata de uma otimização mista, em que se deslocam APC NF do tipo OCR2 e instalam-se APC NF do tipo OCR3 (ver secção 3.2.2). Todas as soluções são avaliadas nos termos da Tabela 3.9, apurando-se a solução com menor custo. A soma do FM da Tabela 3.9 de todas as saídas (da melhor solução), resulta no FM e consequentemente no FMA da rede LNA3.

A comparação do custo da END da rede LNA1 com o custo da END da rede LNA3, resulta no benefício esperado com a implementação do cenário INF2. A Tabela 3.11 enuncia este mesmo princípio.

Tabela 3.11 - Avaliação económica da localização ótima de APC NF no âmbito do cenário INF2.

Ano	Custo da END (rede LNA3)		Custo da END (rede LNA1)		Benefício	
	<i>FM</i> (€)		<i>FM</i> (€)		<i>FM</i> (€)	<i>FMA</i> (€)
0	$+C_I^{NF}$		$+C_I^{NF}$	=	<i>FMB</i>	$\pm FMB(\text{ano } 0)$
1	$+CD_{END} \pm RQS$	-	$+CD_{END} \pm RQS$	=	<i>FMB</i>	$\pm FMB(\text{ano } 0 + \text{ano } 1)$
2	$+CD_{END} \pm RQS$		$+CD_{END} \pm RQS$		<i>FMB</i>	$\pm FMB(\text{ano } 1 + \text{ano } 2)$
...
30	$+CD_{END} \pm RQS$		$+CD_{END} \pm RQS$		<i>FMB</i>	$\pm FMB(\text{ano } 29 + \text{ano } 30)$

À semelhança do cenário INF1 os indicadores económicos são calculados em função do *FMB* da Tabela 3.11. Note-se ainda que não é considerado o investimento necessário para efetivar os APC NF na topologia do cenário LNA1. Isto porque a rede já se encontra em exploração, e o objetivo é avaliar se é economicamente viável adotar o cenário INF2, com o investimento em deslocações e aquisições de APC NF na topologia do cenário LNA3.

3.2.4. CONSIDERAÇÕES

A formulação do problema de localização ótima de APC NF, apresentada no presente estudo, é sujeita a algumas considerações. As mesmas são enunciadas em seguida:

- Considera-se unicamente a ocorrência de acontecimentos de primeira ordem (nunca ocorrem dois defeitos em simultâneo), uma vez que a probabilidade de ocorrência de dois defeitos em simultâneo é de tal forma baixa que é razoável ser desprezada (DPL 2010) (Dias 2014).
- Considera-se que todos os equipamentos que compõem a rede são 100% fiáveis, à exceção das linhas de distribuição aéreas e subterrâneas. Esta consideração acarreta um erro, contudo, como as linhas de distribuição são a principal causa de defeitos é razoável fazer esta aproximação;
- O algoritmo de localização ótima de APC NF não verifica os limites térmicos das linhas de distribuição. Esta consideração é fundamentada pelo elevado sobredimensionamento dos condutores, ou seja, os condutores estão de tal forma sobredimensionados que no máximo estão a 50/60 % dos seu limite térmico, para além dos mesmo permitem um sobreaquecimento. Desta forma não se prevê problemas na transferência de cargas;
- O algoritmo está limitado a quatro APC NF, isto é, o algoritmo testa a instalação de até quatro AC NF. Trata-se de um problema determinístico, como tal são verificadas todas as soluções possíveis, se o algoritmo não fosse limitado a quatro APC NF, o tempo de processamento necessário poderia aumentar de apenas alguns segundos para várias horas ou até dias. Por outro lado em nenhuma saída de justifica instalar mais de três APC NF, daí a partir do quarto AC NF o resultado é completamente redundante, não justificando a sua modelação;
- Considera-se custos de investimento em APC NF igual para redes aéreas e subterrâneas. Nas redes aéreas o APC NF é dado por órgãos de corte, na rede subterrânea o telecomando é conseguido com a instalação de URRs acopladas aos APC das celas dos PTs. Esta consideração acarreta um erro, uma vez que o custo de uma URR é diferente de um OCR, contudo, como as redes estudadas são maioritariamente aéreas, e por outro lado, nas zonas subterrâneas, a linha de eixo principal é normalmente aérea, o erro é desprezável;
- Considera-se a instalação de APC NF apenas nas linhas de eixo principal (LEP). A consideração de APC NF nas derivações da LEP não acarreta vantagens consideráveis. Por um lado, tendo em conta que as derivações não são dotadas de recurso, apenas se beneficia do APC NF quando o defeito é a jusante do mesmo. Por outro lado a instalação de APC NF só se justifica em derivações muito densas em END. Como tipicamente as

derivações são de pequena dimensão, não se considera a instalação de APC NF nas mesmas.

3.3. SUMÁRIO

No Capítulo 3 apresentaram-se duas técnicas determinísticas para a resolução do problema de localização ótima de APC NA e NF. Na secção 3.1 apresentou-se a metodologia de localização ótima de APC NA, que permite transformar uma rede de distribuição parcialmente malhada numa rede malhada explorada radialmente minimizando a potência ativa de perdas. A primeira fase do método encontra a topologia radial ideal através do cálculo de um TPO baseado no modelo DC. O problema é desenvolvido em ambiente *Matlab - Tomlab* e é formulado como um problema de PQIM. A segunda fase do método traduz a potência ativa de perdas, calculada para um cenário de ponta de carga, na energia de perdas média anual. Através da energia de perdas desenvolve-se a terceira e última fase do método, efetuando-se uma avaliação económica da solução. É contabilizado o custo direto das perdas, o custo do incentivo à redução das perdas (imposto pela ERSE), e o custo de investimento. Através do custo total das perdas são calculados três indicadores económicos, o VAL, a TIR e o TRI. A avaliação económica permite posteriormente comparar cenários de otimização diferentes e apurar o mais vantajoso. É comprada a otimização do método proposto com a otimização do *Dplan – Distribution Planning*.

Na secção 3.2 apresentou-se a metodologia de localização ótima de APC NF, que permite determinar a quantidade, localização e tipo de APC que minimizam o custo da END em redes de distribuição. O método é desenvolvido para otimizar as saídas radiais obtidas pelo algoritmo de localização ótima de APC NA, posteriormente, a soma da END de todas as saídas corresponde à END da rede de distribuição. É testada a instalação de 0, 1, 2, 3 e 4 APC NF por saída, para três equipamentos diferentes, o seccionador, OCR2 e OCR3. Por fim, devolve-se a solução que minimiza o custo da END. O custo da END é dado por uma avaliação económica, onde se apura o custo direto da END, o custo do incentivo à melhoria da continuidade de serviço (imposto pela ERSE), e o custo de investimento. Com o conhecimento do custo total da END determinam-se os indicadores económicos.

4. CASOS DE ESTUDO

No presente capítulo é implementada a metodologia de localização ótima de aparelhos de corte (APC) normalmente abertos (NA) e normalmente fechados (NF) apresentada no Capítulo 3. O principal objetivo é apurar a exploração otimizada das redes de distribuição, quer em termos de perdas quer em termos de energia não distribuída (END). Em ambas as metodologias consideram-se dois cenários de investimento diferentes, no primeiro cenário, considera-se que as redes de distribuição não se encontram em exploração, e avalia-se a aquisição e instalação de APC, no segundo cenário, considera-se que as mesmas redes já se encontram em exploração, avaliando-se a deslocação dos APC.

Na secção 4.1 apresentam-se as características das redes de distribuição estudadas, na secção 4.2 e 4.3 apresentam-se os resultados da implementação da metodologia de localização ótima de APC NA e NF nas redes de distribuição estudadas.

4.1. REDES DE DISTRIBUIÇÃO EM ESTUDO

As redes de distribuição em estudo são atualmente concessionadas pela EDP Distribuição, e foram extraídas através de *softwares* apropriados utilizados pela EDP Distribuição, nomeadamente, o sistema de informação técnica (SIT) e *Dplan*. Note-se que todos os dados apresentados sobre as redes são reais e atualizados.

4.1.1. REDE DE TESTES 1

A rede de testes 1 é localizada no distrito do Porto e é explorada com um nível de tensão de 15 kV. É composta por três saídas da subestação 1, a saída 1A (1-176), a saída 1B (1-137) e a saída 1C (1-2), e por uma saída da subestação 67, a saída 1D (67-68). Conta com 22,6 MVA de carga dispersos por 143 barramentos de carga, num total de 220 barramentos. Trata-se de uma rede de distribuição mista com 27,2 km de condutores aéreos e 30,9 km de condutores subterrâneos. Na Figura 4.1 mostra-se a topologia simplificada da rede de testes 1, com as linhas de eixo principal assinaladas a vermelho. No Anexo A.1 é possível consultar o *layout* da rede de testes 1 em *Dplan*, com a devida identificação das quatro saídas.

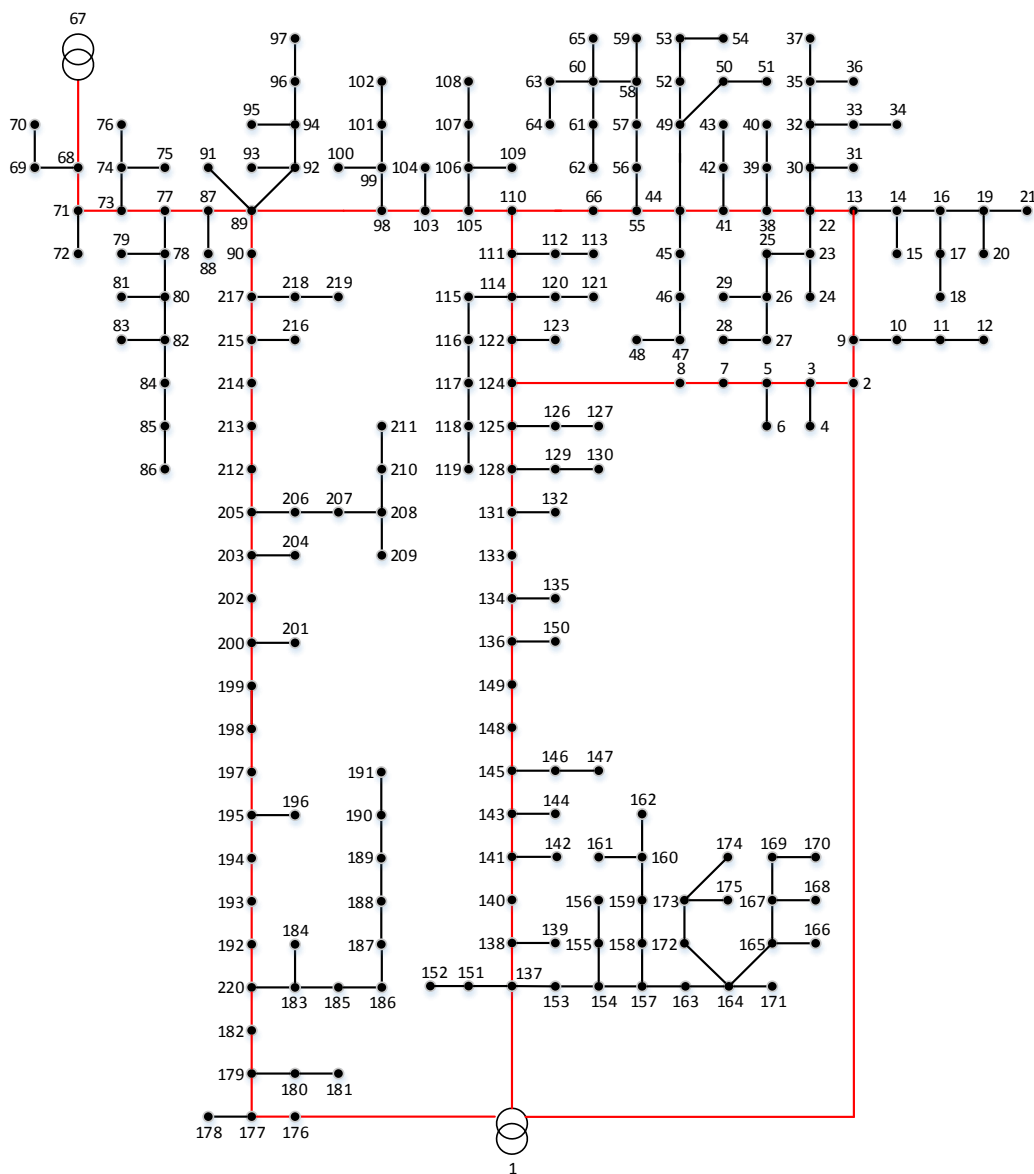


Figura 4.1 - Rede de testes 1.

Através dos estimadores de corrente, descritos na secção 4.1.3, obteve-se a carga da rede de testes 1 para o cenário de ponta do ano de 2014. No Anexo A.2 mostra-se a carga presente em cada barramento. Note-se que todas as saídas são dotadas de transformadores de intensidade de 400 A.

As características elétricas dos condutores subterrâneos e aéreos que compõem a rede de testes 1 são apresentadas na Tabela 4.1 e Tabela 4.2 respetivamente (EDP Distribuição 2015). Note-se que as características das linhas de distribuição (tipo de condutor e respetivo comprimento) encontram-se no Anexo A.3.

Tabela 4.1 - Características elétricas dos condutores subterrâneos da rede de testes 1.

Condutor	Designação em <i>Dplan</i>	Secção (mm ²)	Resistência (ohm/km)	Reactância (ohm/km)	Corrente Máxima (A)
LXHIOV	15_LXHIOV_240_S	240	0,160	0,092	420
LXHIOV	15_LXHIOV_120_S	120	0,324	0,101	285
PHCAV	15_PHCA#_095_S	95	0,231	0,094	275
PHCAV	15_PHCA#_025_S	35	0,782	0,094	130

Tabela 4.2 - Características elétricas dos condutores aéreos da rede de testes 1.

Condutor	Designação em <i>Dplan</i>	Secção (mm ²)	Resistência (ohm/km)	Reactância (ohm/km)	Corrente Máxima (A)
Alumínio-Aço	15_AA_235_A_SG	235	0,143	0,353	460
Alumínio-Aço	15_AA_160_A_SG	160	0,229	0,357	360
Alumínio-Aço	15_AA_090_A_SG	90	0,411	0,376	255
Alumínio-Aço	15_AA_050_A_SG	50	0,731	0,394	180
Alumínio-Aço	15_AA_040_A_RT	40	0,919	0,391	155
Alumínio-Aço	15_AA_030_A_RT	30	1,181	0,399	135
Alumínio-Aço	15_AA_020_A_RT	20	1,643	0,409	110
Cobre	15_CU_085_A_SG	85	0,216	0,374	315
Cobre	15_CU_050_A_RT	50	0,402	0,384	240

Na Tabela 4.3 apresentam-se alguns parâmetros da rede de testes 1, necessários para efetivar a implementação das metodologias descritas na secção 3.1 e 3.2.

Tabela 4.3 - Parâmetros da rede de testes 1.

Descrição	Parâmetro	Valor	Unidade
Tensão de base	V_{base}	15 000	V
Potência aparente de base	S_{base}	1 000 000	VA
Carga aparente	S_{rede}	22 655	kVA
Energia distribuída	ED_{rede}	91 461 869	kWh

4.1.2. REDE DE TESTES 2

A rede de testes 2 é localizada no distrito de Bragança e é explorada com um nível de tensão de 30 kV. É composta por duas saídas da subestação 1, a saída 2A (1-2) e a saída 2B (1-64), e por duas saídas da subestação 248, a saída 2C (248-345) e a saída 2D (248-247). Conta com 13,2 MVA de carga dispersos por 177 barramentos de carga, num total de 345 barramentos. Trata-se de uma rede de distribuição mista com 215,4 km de condutores aéreos e 12,7 km de condutores subterrâneos. Na Figura 4.2 mostra-se a topologia simplificada da rede de testes 2, com as linhas de eixo principal assinaladas a vermelho. No Anexo B.1 é possível consultar o *layout* da rede de testes 2 em *Dplan*, com a devida identificação das quatro saídas.

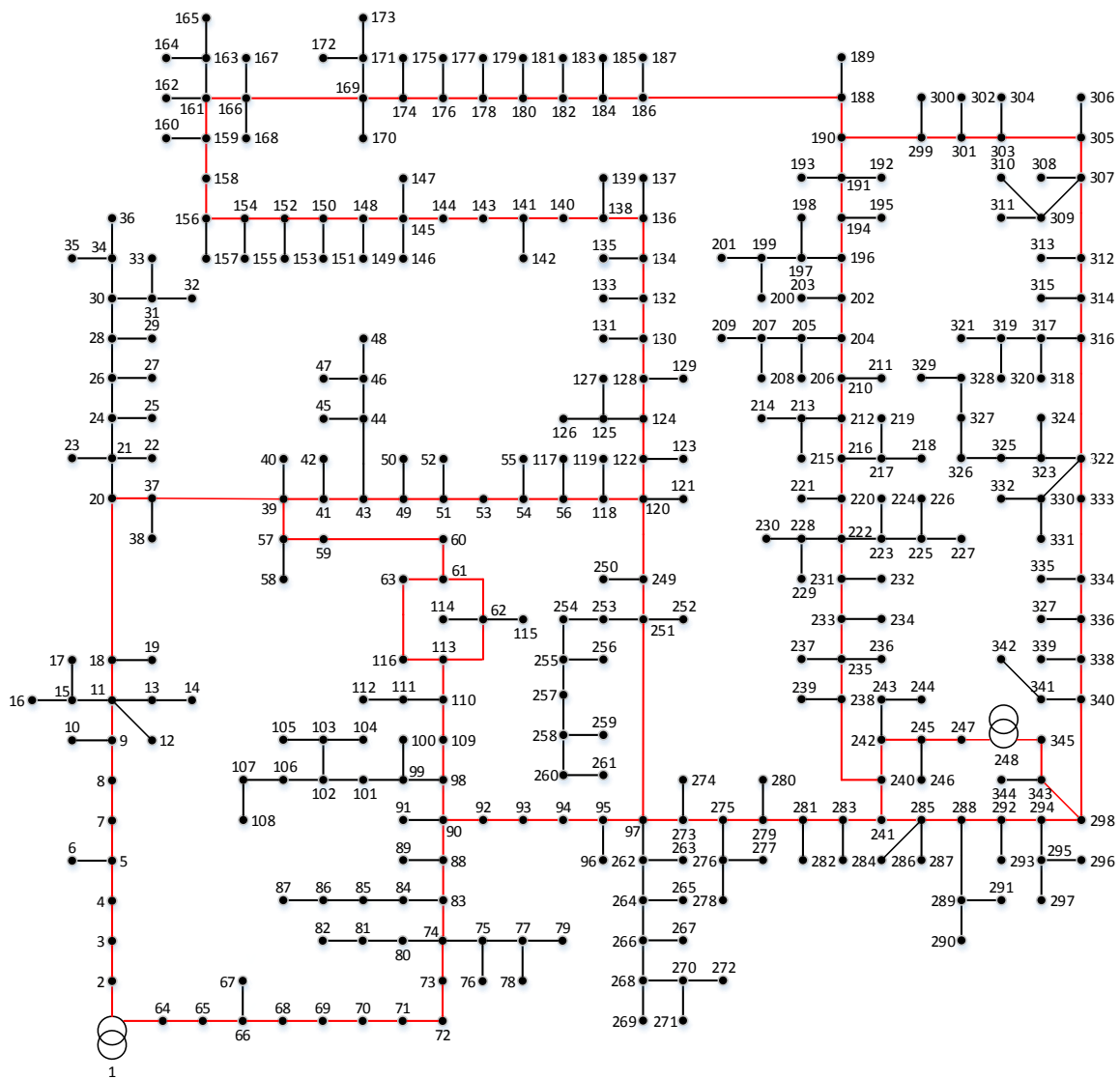


Figura 4.2 - Rede de testes 2.

Através dos estimadores de corrente, descritos na secção 4.1.3, obtém-se a carga da rede de testes 2 para o cenário de ponta do ano de 2014. No Anexo B.2 mostra-se a carga presente em cada barramento. Note-se que todas as saídas são dotadas de transformadores de intensidade de 200 A.

As características elétricas dos condutores subterrâneos e aéreos que compõem a rede de testes 2, são apresentadas na Tabela 4.4 e Tabela 4.5 respetivamente (EDP Distribuição 2015). Note-se que as características das linhas de distribuição (tipo de condutor e respetivo comprimento) encontram-se no Anexo B.3.

Tabela 4.4 - Características elétricas dos condutores subterrâneos da rede de testes 2.

Condutor	Designação em <i>Dplan</i>	Secção (mm ²)	Resistência (ohm/km)	Reactância (ohm/km)	Corrente Máxima (A)
LXHIOV	15_LXHIOV_120_S	120	0,568	0,128	210
LXHIOV	15_LXHIOV_070_S	70	0,227	0,113	245
PHCAV	15_PHCA#_095_S	95	0,324	0,117	285
PHCAV	15_PHCA#_050_S	50	0,455	0,126	165

Tabela 4.5 - Características elétricas dos condutores aéreos da rede de testes 2.

Condutor	Designação em <i>Dplan</i>	Secção (mm ²)	Resistência (ohm/km)	Reactância (ohm/km)	Corrente Máxima (A)
Alumínio-Aço	15_AA_160_A_SG	160	0,229	0,357	360
Alumínio-Aço	15_AA_090_A_SG	90	0,411	0,376	255
Alumínio-Aço	15_AA_050_A_SG	50	0,731	0,394	180
Alumínio-Aço	15_AA_040_A_RT	40	0,919	0,391	155
Alumínio-Aço	15_AA_030_A_RT	30	1,181	0,399	135
Cobre	15_CU_025_A_RT	25	0,733	0,404	165
Cobre	15_CU_016_A_RT	16	1,129	0,42	120

Na Tabela 4.6 apresentam-se alguns parâmetros da rede de testes 2, necessários para efetivar a implementação das metodologias descritas na secção 3.1 e 3.2.

Tabela 4.6 - Parâmetros da rede de testes 2.

Descrição	Parâmetro	Valor	Unidade
Tensão de base	V_{base}	30 000	V
Potência aparente de base	S_{base}	1 000 000	VA
Carga aparente	S_{rede}	13 175	kVA
Energia distribuída	ED_{rede}	40 883 509	kWh

4.1.3. PARAMETRIZAÇÃO DAS REDES EM *DPLAN*

Segundo (Santos et al. 2011), o *DPlan* é a aplicação informática utilizada nos estudos de planejamento das redes de distribuição da EDP Distribuição, destinada a simular o funcionamento da rede em regime estacionário em várias configurações topológicas e níveis de carga, avaliando as perdas de energia e a END, identificando os troços em sobrecarga e os barramentos da rede com tensões fora do intervalo da variação especificado. De forma a obter-se valores válidos nas simulações em *Dplan* é necessário fazer uma correta parametrização da rede. No caso, salienta-se a colocação de estimadores de corrente e a atualização dos índices de fiabilidade, do fator de perdas e do fator de carga.

i. ESTIMADOR DE CORRENTE

De acordo com (Santos et al. 2011), o estimador de corrente impõe o valor de corrente no ramo onde for colocado. Nas redes em causa são colocados estimadores de corrente nas saídas das subestações em análise, com o valor da corrente de pico registada no sistema SCADA no ano de 2014. É ainda importante referir que a corrente de pico registada no SCADA corresponde à configuração de rede explorada no momento do registo. Ao impor-se o pico de corrente das saídas, automaticamente a potência requerida por cada posto de transformação (PT) é ajustada em função da corrente de pico da saída, potência instalada da saída e potência instalada em cada PT, numa proporção linear. Desta forma, o *Dplan* calcula e fixa a potência de cada PT, reconfigurações futuras da rede, apenas deslocam cargas de umas saídas para as outras reajustado o pico de corrente de cada saída, no entanto, como já foi referido são mantidos os valores de carga inicial. Os valores de corrente de pico para a configuração inicial da rede são apresentados na Tabela 4.7.

Tabela 4.7 - Estimadores de corrente das saídas das redes em estudo.

Rede de Distribuição	Subestação	Saída	Identificação	Corrente de pico (A)
Rede de teste 1	1	1A	1-176	180
		1B	1-137	170
		1C	1-2	220
	67	1D	67-68	260
Rede de testes 2	1	2A	1-2	42
		2B	1-64	86
	248	2C	248-345	54
		2D	248-247	56

Note-se que é em função da corrente de pico referida na Tabela 4.7 que são definidas as cargas expostas no Anexo A.2 e B.2.

ii. ÍNDICES DE FIABILIDADE

Os índices de fiabilidade ganham interesse para cálculo da END no âmbito localização ótima de APC NF. Antes de se iniciar qualquer simulação em *DPlan* deve-se atualizar o valor dos índices de fiabilidade, nomeadamente, a taxa de avarias, o tempo de reparação, o tempo de isolamento e o tempo de reconfiguração. Quando o âmbito das simulações é focado em manobras manuais de APC NA e NF, são utilizados os índices de fiabilidade descritos na secção 2.5.1. Se o âmbito das simulações é focado na manobra por telecomando dos APC NA e NF, são utilizados os índices de fiabilidade descritos na secção 2.5.2.

iii. FATOR DE PERDAS E FATOR DE CARGA

O fator de perdas e o fator de carga visam corrigir o cálculo das perdas de energia e da END. Assim, para as simulações em *DPlan* serem válidas devem calcular-se (secção 3.1.3.2) e atualizar-se estes mesmo fatores. Na Tabela 4.8 mostra-se o fator de perdas e fator de carga das redes de distribuição em estudo.

Tabela 4.8 - Fator de perdas e fator de carga das redes de distribuição em estudo.

Rede de distribuição	Fator de perdas (β)	Fator de carga (α)
Rede de Testes 1	26,2 %	46,1 %
Rede de Testes 2	17,1 %	35,4 %

4.2. LOCALIZAÇÃO ÓTIMA DE APARELHOS DE CORTE NORMALMENTE ABERTOS

A metodologia proposta na secção 3.1 é aplicada às duas redes em estudo, cujo objetivo é obter a topologia radial ideal que minimiza a potência ativa de perdas. Para efeito da implementação da metodologia de localização ótima de APC NA, consideram-se os parâmetros descritos na Tabela 4.9 e os cenários apresentados na secção 3.1.2.

Tabela 4.9 - Parâmetros básicos para a implementação da metodologia de localização ótima de APC NA.

Descrição	Símbolo	Valor	Unidade
Número de horas de um ano	T	8 760	horas
Taxa de atualização	a	6,75	%
Custo de aquisição e instalação do OCR3	C_{OCR3}^{ai}	17 000	€
Custo de deslocação de um APC NA	$C_{APC NA}^d$	3 000	€
Valorização das perdas	V_p	0,04365	€/kWh

4.2.1. REDE DE TESTES 1

Nas Tabelas 4.10, 4.11 e 4.12 são apresentados os resultados da localização ótima de APC NA na rede de testes 1, isto é, a localização do APC NA, as perdas e a potência debitada pelas subestações, respetivamente.

Tabela 4.10 - Localização dos APC NA na rede de testes 1.

LNA1	LNA2	LNA3	LNA4
55-66	5-7	44-55	44-55
8-124	89-90	111-114	111-114
89-90	66-110	125-128	125-128
134-136	128-131	214-215	214-215

Tabela 4.11 - Perdas na rede de testes 1.

Cenário	P_{perdas}^{ponta} (kW)	P_{perdas} (%)	Q_{perdas}^{ponta} (kvar)	W_{perdas} (MWh)
LNA1	331,7	1,54	456,7	761,5
LNA2	293,6	1,37	384,0	674,1
LNA3	301,7	1,40	382,3	692,4
LNA4	270,8	1,27	339,0	621,7

Através da análise da Tabela 4.10 e 4.11 verifica-se que a topologia do cenário LNA3 e LNA4 são completamente iguais, contudo as perdas são diferentes. A diferença nas perdas resulta da utilização de metodologias diferentes para a configuração da rede de testes 1. A metodologia apresentada no presente estudo utiliza o modelo DC para o cálculo do trânsito de potência ótimo (TPO), desde logo, a própria natureza do método introduz várias simplificações. Aliás, através do modelo DC simples nem é possível calcular as perdas de uma rede. O cenário LNA4 é implementado em *Dplan*, que utiliza uma metodologia multiobjectivo, permitindo atender às perdas e à fiabilidade da rede de testes 1. Apesar das simplificações introduzidas na metodologia apresentada no presente estudo, garante-se o mínimo global do problema, que representa a topologia com menores perdas da rede de testes 1. Isto porque, utiliza-se uma modelação quadrática da função objetivo, que representa corretamente as perdas por efeito de *Joule*. Por outro lado, o modelo DC induz um trânsito de potências ligeiramente diferente de um modelo completo, no entanto o mesmo ainda está longe do limite térmico dos condutores, como se verifica na Tabela 4.13, desta forma não influencia a solução ótima.

Do cenário LNA3 apenas interessa retirar a localização dos APC NA, para posteriormente introduzir no *Dplan* e efetivar o cenário LNA4. O cenário LNA1, LNA2 e LNA4 são implementados em *Dplan* e como tal são totalmente comparáveis. Destes três cenários retira-

se que o cenário LNA1 é o pior em termos de perdas ativas, seguido do cenário LNA2 e por fim o cenário LNA4. O cenário LNA2 corresponde à otimização efetuada pelo *Dplan* e o cenário LNA4 corresponde à otimização efetuada pelo *Tomlab* introduzida no *Dplan*. Comparando os dois cenários, verifica-se que a metodologia apresentada diminui as perdas ativas em 22,8 kW, e desta forma é a metodologia que melhor atende à potência ativa de perdas.

Tabela 4.12 - Potência aparente debitada pelas subestações da rede de testes 1.

Subestação	Potência aparente debitada (kVA)				
	Máximo	LNA1	LNA2	LNA3	LNA4
1	31 177	15 774	16 866	16 858	17 242
67	10 392	7 363	6 198	5 797	5 737
Total	41 569	23 136	23 064	22 655	22 979

Da análise da Tabela 4.12 retira-se que independentemente do cenário, nenhuma subestação se encontra próxima do limite de geração. A soma da potência aparente debitada pela subestação 1 e 67 corresponde à potência entregue à rede de testes 1. A diferença verificada na potência entregue à rede em diferentes cenários é dada pelas perdas aparentes mais um erro introduzido pelo *Dplan* na definição da carga. Em todos os cenários a carga deveria ser igual a 22 655 kVA, contudo existe uma variabilidade nos três cenários implementados em *Dplan*, de aproximadamente 0,3 %. Como era espectável, dos três cenários, o LNA1 é o que debita maior potência, seguido do LNA2 e do LNA4. No cenário LNA3 não são consideradas as perdas devido à natureza do modelo DC, assim a potência entregue à rede corresponde unicamente à carga da rede de testes 1.

Nas Figuras 4.3 e 4.4 apresenta-se a topologia da rede de testes 1 no cenário LNA1 e LNA2 e no cenário LNA3/LNA4, respetivamente.

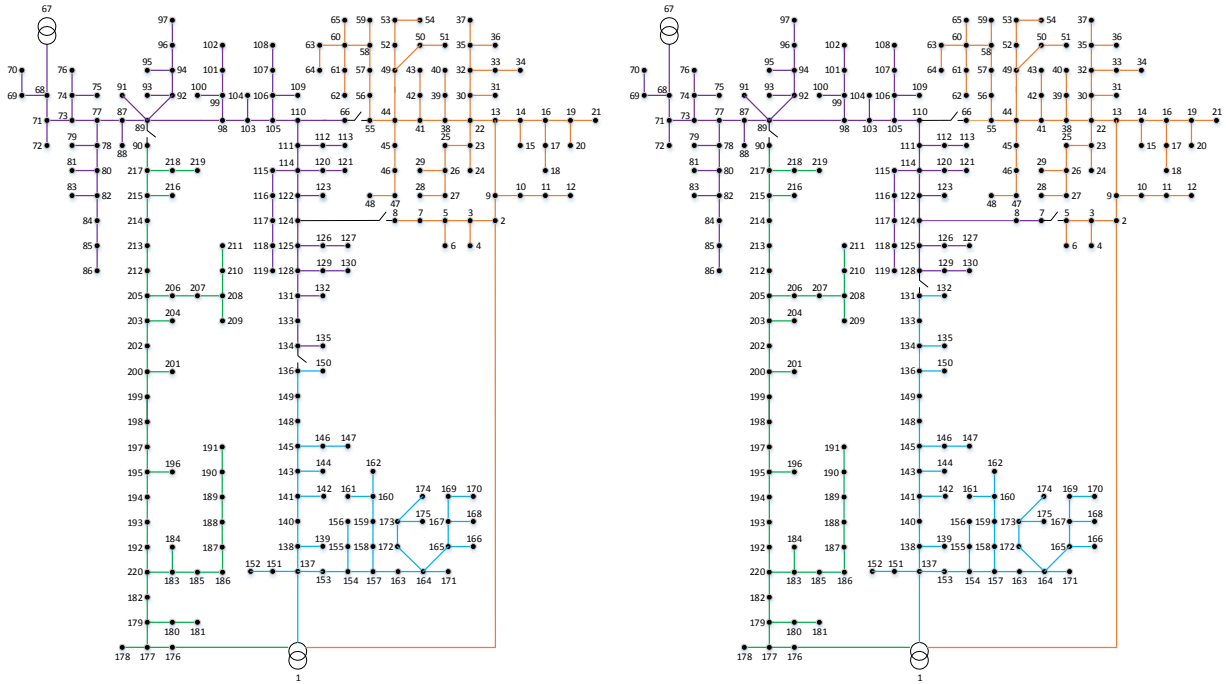


Figura 4.3 - Topologia da rede de testes 1 no cenário LNA1 (esquerda) e LNA2 (direita).

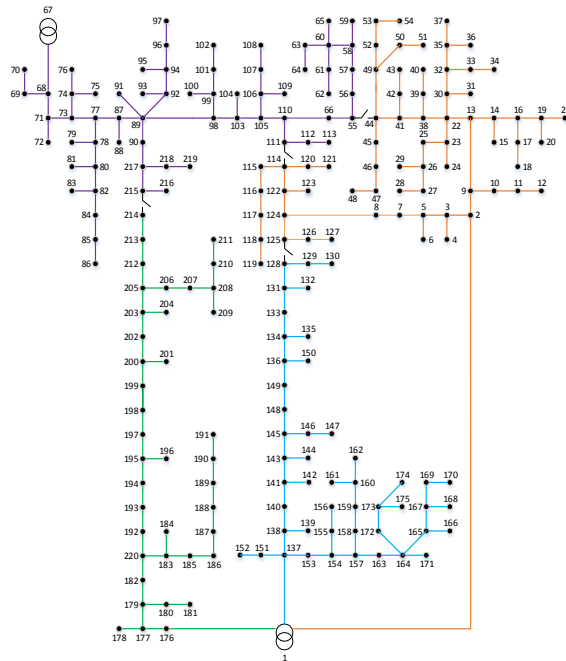


Figura 4.4 - Topologia da rede de testes 1 no cenário LNA3 e LNA4.

Na Tabela 4.13 mostra-se a taxa de ocupação das linhas no cenário LNA3. São apenas identificadas as linhas de distribuição que apresentam uma taxa ocupação superior a 30 %, a cor de laranja estão assinaladas as linhas com uma ocupação superior a 50 %. No cenário LNA1, LNA2 e LNA4 não é possível saber exatamente a taxa de ocupação de cada linha, contudo o *Dplan* agrupa as linhas por gamas de ocupação (0-75 %, 75-90 %, 90-100 %, 100-

105 % e superior a 105 %) sabendo-se que em todos os cenários as linhas apresentam uma taxa de ocupação inferior a 75 %.

Tabela 4.13 - Taxa de ocupação das linhas no cenário LNA3 da rede de testes1.

Linha	Ocupação (%)	Linha	Ocupação (%)
1-2	62,9	80-82	32,7
1-137	59,8	87-89	39,1
1-176	40,8	124-122	32,3
2-3	37,1	137-138	47,8
2-9	36,6	138-140	46,1
9-13	33,3	140-141	65,3
56-57	38,9	141-143	63,4
57-58	31,7	143-145	61,0
67-68	48,5	145-148	57,1
68-71	47,9	149-136	31,2
71-73	60,4	176-177	39,8
73-77	59,1	177-179	37,2
77-78	38,4	179-182	30,2
77-87	39,9	182-220	33,1

Da análise da Tabela 4.13 retira-se que não existe nenhuma linha com uma taxa de ocupação superior a 65 %, e que a maioria é inferior a 30 %. Como é espectável, as linhas assinaladas a cor de laranja correspondem a linhas de eixo principal, neste caso da saída 1D (71-73 e 73-77) e da saída 1B (restantes). As linhas de distribuição tipicamente suportam uma sobrecarga, podendo apresentar uma taxa de ocupação superior a 100 %. Por outro lado, a carga considerada na rede de testes 1 corresponde ao pico registado pelo sistema SCADA no ano de 2014. Na realidade, na maioria do tempo a rede é explorada com um nível de carga muito inferior, e consequentemente com taxas de ocupação muito inferiores às apresentadas na Tabela 4.13. Atendendo a estes dois factos, não se preveem problemas na transferência de carga entre as saídas aquando da ocorrência de defeitos.

Os resultados completos do TPO DC no cenário LNA3 da rede de testes 1, com a identificação do trânsito de potências, potência ativa de perdas e potência reativa de perdas em todas as linhas de distribuição, são apresentados no Anexo C.1.

De acordo com a secção 3.1.3.3, os cenários apresentados estão sujeitos a diferentes tipos de custos, por um lado existe o custo de investimento (C_I^{NA}), que pode resultar da aquisição dos APC NA do tipo OCR3 no cenário INA1, ou da deslocação de APC NA no cenário INA2, e por outro lado existe o custo resultante do nível de perdas ativas, que se subdivide no custo direto das perdas (CD_{perdas}) e no custo do incentivo à redução de perdas (PP_{URD}). A soma

dos três custos para cada cenário e para um período de 30 anos, resulta no custo das perdas e VAL de cada cenário.

4.2.1.1. CENÁRIO INA1

Os indicadores económicos para a implementação do cenário LNA1, LNA2 e LNA3 no âmbito do cenário INA1 são apresentados na Tabela 4.14. Note-se que o sinal matemático do VAL é explicado na secção 2.6.2.

Tabela 4.14 - Avaliação económica do cenário INA1 da rede de testes 1.

Cenário	VAL(€)	TIR(%)	TRI(anos)
LNA1	-1 033 395	112,9	0,83
LNA2	-1 081 973	118,2	0,80
LNA4	-1 111 044	121,3	0,78

Através da análise da Tabela 4.14 verifica-se que todos os cenários são economicamente viáveis, apresentando indicadores económicos muito atrativos. Apesar de todos os cenários serem atraentes, o cenário LNA4 permite maximizar o lucro, apresentando um maior VAL e TIR e conseqüentemente menor TRI. A desagregação do custo das perdas de cada cenário topológico no âmbito do cenário INA1 é apresentada na Figura 4.5.

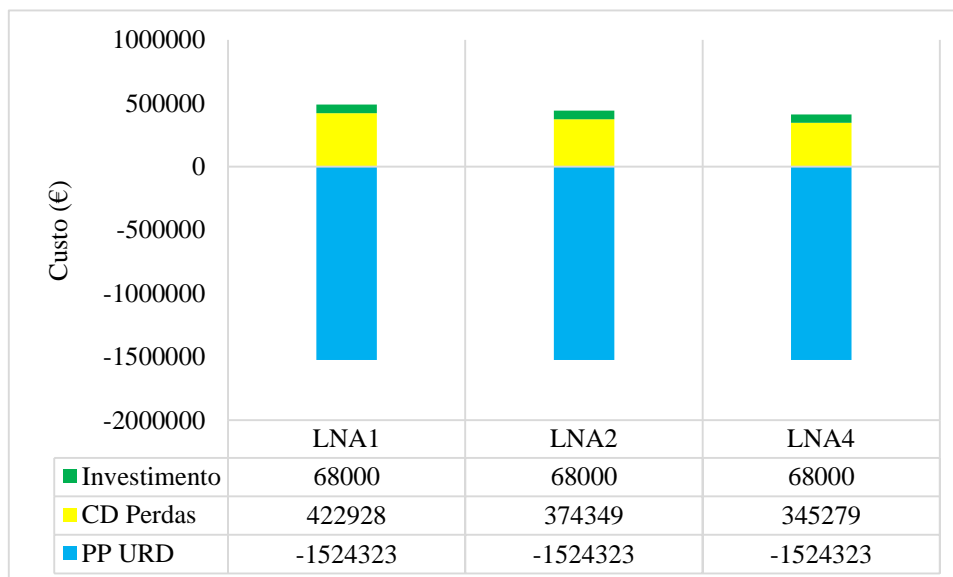


Figura 4.5 - Desagregação do custo das perdas do cenário INA1 da rede de testes 1.

Da análise da Figura 4.5 retira-se que o custo do PP_{URD} é igual para todos os cenários. O mesmo justifica-se pelo baixo nível das perdas ativas apresentadas pelos três cenários, 1,54 %, 1,40 % e 1,27 % para o cenário LNA1, LNA2 e LNA4 respetivamente, comparativamente

às perdas de referência impostas pela ERSE, 7.8 %. Tendo em conta que o número de APC NA em cada cenário da rede de testes 1 é obrigatoriamente igual a quatro (atendendo às restrições do problema), o C_I^{NA} também é igual para todos os cenários. A variação no custo entre cenários diferentes está no CD_{perdas} , que é proporcional à energia ativa de perdas. Tendo em conta o baixo nível de perdas verificado em todos os cenários, o custo do PP_{URD} domina o panorama de custo, sendo muito maior que a soma do C_I^{NA} com o CD_{perdas} . Assim, para todos os cenários o operador da rede de testes 1 é remunerado pelo nível de perdas que apresenta.

4.2.1.2. CENÁRIO INA2

No âmbito do cenário INA2 a implementação do cenário LNA2 e LNA4 requerem a deslocação dos quatro APC NA existentes na rede de testes 1. Através da comparação do cenário LNA1 com o cenário LNA2 e LNA4 resultam os indicadores económicos apresentados na Tabela 4.15.

Tabela 4.15 - Avaliação económica do cenário INA2 da rede de testes 1.

Cenário	VAL(€)	TIR(%)	TRI(anos)
LNA2	-36 579	23,47	3,65
LNA4	-65 649	41,30	2,18

Através da análise da Tabela 4.15 verifica-se que ambos os cenários são economicamente viáveis, contudo, o cenário LNA4 resulta em benefícios muito maiores que o cenário LNA2, com um TIR maior em 17,83 % e permitindo a recuperação do investimento 1,47 anos mais cedo. A desagregação do custo das perdas de cada cenário topológico no âmbito do cenário INA2 é apresentada na Figura 4.6.

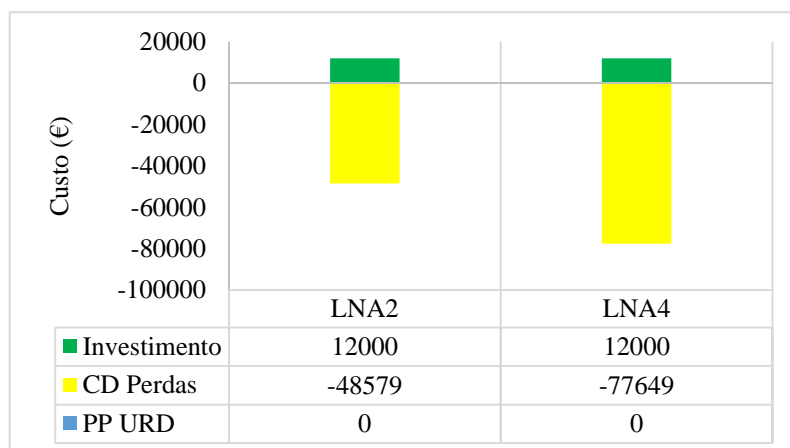


Figura 4.6 - Estrutura de custos do cenário LNA2 e LNA4 no âmbito do cenário INA2 da rede de testes 1.

Da análise da Figura 4.6 retira-se que o C_I^{NA} é igual para os dois cenários, correspondendo à deslocação de quatro APC NA. Igualmente, o custo do PP_{URD} é zero para ambos os cenários, moldando a diferença do cenário LNA1 para o cenário LNA2 e LNA4. Desta forma a diferença de custo está unicamente no CD_{perdas} . Comparando o cenário LNA1 com o LNA2, através da adoção do cenário LNA2 potencializa-se uma poupança de € 48 579 e no caso do cenário LNA4 uma poupança de € 77 649. Concluindo-se assim que a implementação do cenário LNA4 permite maximizar os proveitos. A superioridade destes valores comparados com o C_I^{NA} , justifica os indicadores económicos apresentados na Tabela 4.15.

4.2.2. REDE DE TESTES 2

Nas Tabelas 4.16, 4.17 e 4.18 são apresentados os resultados da localização ótima de APC NA na rede de testes 2, isto é, a localização do APC NA, as perdas e a potência debitada pelas subestações, respetivamente.

Tabela 4.16 - Localização dos APC NA na rede de testes 2.

LNA1	LNA2	LNA3	LNA4
54-56	39-57	61-63	61-63
61-63	54-56	61-62	61-62
61-62	95-97	95-97	95-97
95-97	113-116	118-120	118-120
140-141	159-161	159-161	159-161
190-299	240-241	190-299	190-299
240-241	303-305	240-241	240-241

Tabela 4.17 - Perdas na rede de testes 2.

Cenário	P_{perdas}^{ponta} (kW)	P_{perdas} (%)	Q_{perdas}^{ponta} (kvar)	W_{perda} (MWh)
LNA1	165,4	1,35	136,6	248,1
LNA2	145,5	1,19	126,9	217,9
LNA3	178,3	1,46	138,2	267,1
LNA4	143,8	1,18	122,9	215,4

À semelhança da rede de testes 1, da análise da Tabela 4.16 e 4.17 retira-se que a topologia do cenário LNA3 e LNA4 são completamente iguais, contudo as perdas são diferentes. A diferença nas perdas resulta da utilização de metodologias diferentes para a configuração da rede de testes 2. Apesar das simplificações introduzidas na metodologia apresentada no presente estudo, à semelhança da rede de testes 1, na rede de testes 2 garante-se o mínimo global do problema, que representa a topologia com menores perdas. Através da comparação da localização dos APC NA entre o cenário LNA1, LNA2 e LNA3/4, verifica-se que a linha

95-97 e 240-241 é munida de um APC NA em todos os cenários, e as linhas 61-62, 61-63, 95-97, 190-299 e 240-241 são comuns no cenário LNA2 e LNA3/4. Devido ao facto das topologias serem idênticas no cenário LNA2 e LNA3/4 a redução de perdas no cenário LNA4 para com o LNA2 é de apenas 0,01 %.

Comparando o cenário LNA1, LNA2 e LNA4 retira-se que o cenário LNA1 é o pior em termos de perdas ativas, seguido do cenário LNA2 e por fim o cenário LNA4. O cenário LNA2 corresponde à otimização efetuada pelo *Dplan* e o cenário LNA4 corresponde à otimização efetuada pelo *Tomlab* introduzida no *Dplan*. Comparando os dois cenários, verifica-se que a metodologia apresentada diminui as perdas ativas em 4 kW, e desta forma é a metodologia que melhor atende à potência ativa de perdas.

Tabela 4.18 - Potência aparente debitada pelas subestações da rede de testes 2.

Subestação	Potência aparente debitada (kVA)				
	Máximo	LNA1	LNA2	LNA3	LNA4
1	20 785	7 043	7 044	7 183	7 151
67	20 785	6 124	6 116	5 992	5 999
Total	41 569	13 167	13 160	13 175	13 151

À semelhança da rede de testes 1, na rede de testes 2 o cenário LNA1 é o que entrega maior potência à rede, seguido do LNA2 e do LNA4. No cenário LNA3 não são consideradas as perdas devido à natureza do modelo DC, assim a potência debitada pela rede corresponde unicamente à carga da rede de testes 2.

Na Figura 4.7 e 4.8 apresenta-se a topologia da rede de testes 2 no cenário LNA1 e LNA2 e no cenário LNA3/4, respetivamente.

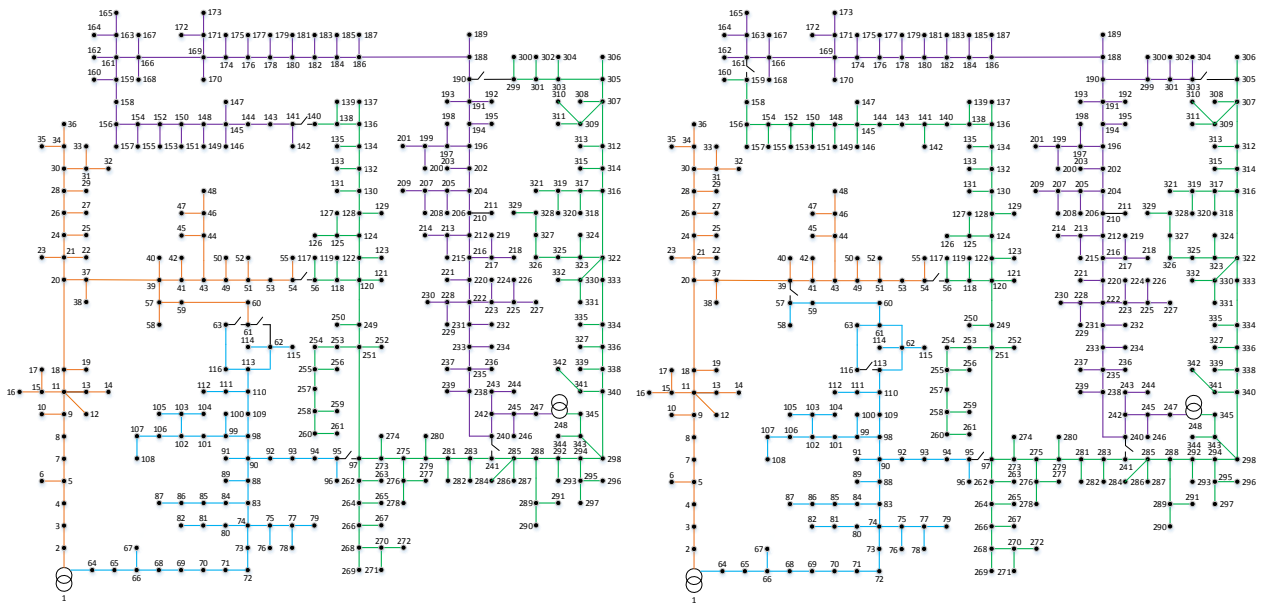


Figura 4.7 - Topologia da rede de testes 2 no cenário LNA1 (esquerda) e LNA2 (direita).

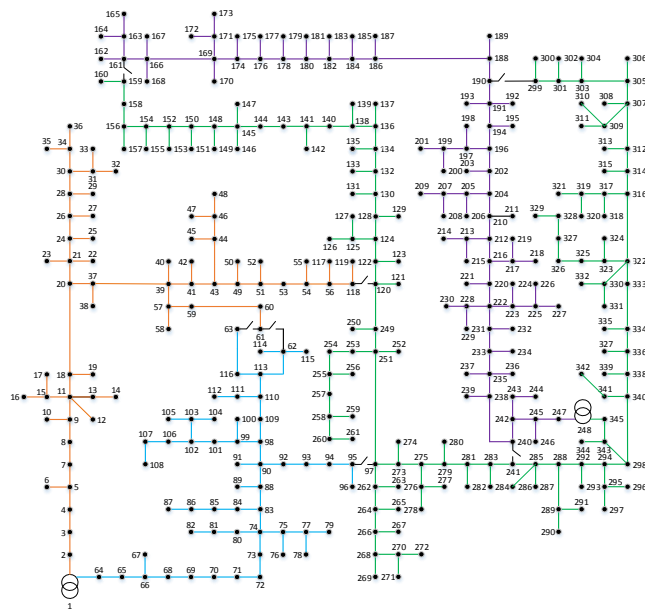


Figura 4.8 - Topologia da rede de testes 2 no cenário LNA3 e LNA4.

Na Tabela 4.19 mostra-se a taxa de ocupação das linhas no cenário LNA3. São apenas identificadas as linhas de distribuição que apresentam uma taxa ocupação superior a 30 %, a cor de laranja estão assinaladas as linhas com uma ocupação superior a 50 %. No cenário LNA1, LNA2 e LNA4 não é possível saber exatamente a taxa de ocupação de cada linha, contudo o *Dplan* agrupa as linhas por gamas de ocupação (0-75 %, 75-90 %, 90-100 %, 100-105 % e superior a 105 %) sabendo-se que em todos os cenários as linhas apresentam uma taxa ocupação inferior a 75 %.

Tabela 4.19 - Taxa de ocupação das linhas no cenário LNA3 da rede de testes 2.

Linha	Ocupação (%)	Linha	Ocupação (%)
1-64	59,5	69-70	36,1
64-65	42,6	70-71	35,1
65-66	42,0	71-72	32,8
66-68	41,0	73-73	31,5
68-69	37,5	73-74	42,6

Da análise da Tabela 4.19 retira-se que não existe nenhuma linha com uma taxa de ocupação superior a 59,5 % e que a maioria é inferior a 30 %. A linha com maior taxa de ocupação corresponde à primeira linha da saída 2B. Atendendo aos factos já enunciados na rede de testes 1, não se preveem problemas na transferência de carga entre as saídas aquando da ocorrência de defeitos na rede de testes 2.

Os resultados completos do cenário LNA3 da rede de testes 2, com a identificação do trânsito de potências, potência ativa de perdas e potência reativa de perdas em todas as linhas de distribuição, são apresentados no Anexo C.2.

De acordo com a secção 3.1.3.3, os cenários apresentados estão sujeitos a diferentes tipos de custos, por um lado existe o custo de investimento (C_I^{NA}) que pode resultar da aquisição dos APC NA do tipo OCR3 no cenário INA1, ou da deslocação dos APC NA no cenário INA2, e por outro lado existe o custo resultante do nível de perdas ativas, que se subdivide no custo direto das perdas (CD_{perdas}) e no custo do incentivo à redução de perdas (PP_{URD}). A soma dos três custos para cada cenário e para um período de 30 anos, resulta no custo das perdas e VAL de cada cenário.

4.2.2.1. CENÁRIO INA1

Os indicadores económicos para a implementação do cenário LNA1, LNA2 e LNA3 no âmbito do cenário INA1 são apresentados na Tabela 4.20. Mais uma vez note-se que o sinal matemático do VAL é explicado na secção 2.6.2.

Tabela 4.20 - Avaliação económica do cenário INA1 da rede de testes 2.

Cenário	VAL(€)	TIR(%)	TRI(anos)
LNA1	-424 731	27,3	3,19
LNA2	-441 291	28,33	3,08
LNA4	-442 706	28,42	3,07

Através da análise da Tabela 4.20 verifica-se que todos os cenários são economicamente viáveis, contudo, o cenário LNA4 permite maximizar o lucro. Apesar das diferenças, os cenários são muito idênticos, apresentando indicadores económicos muito próximos. A desagregação do custo das perdas de cada cenário topológico no âmbito do cenário INA1, é apresentada na Figura 4.9.

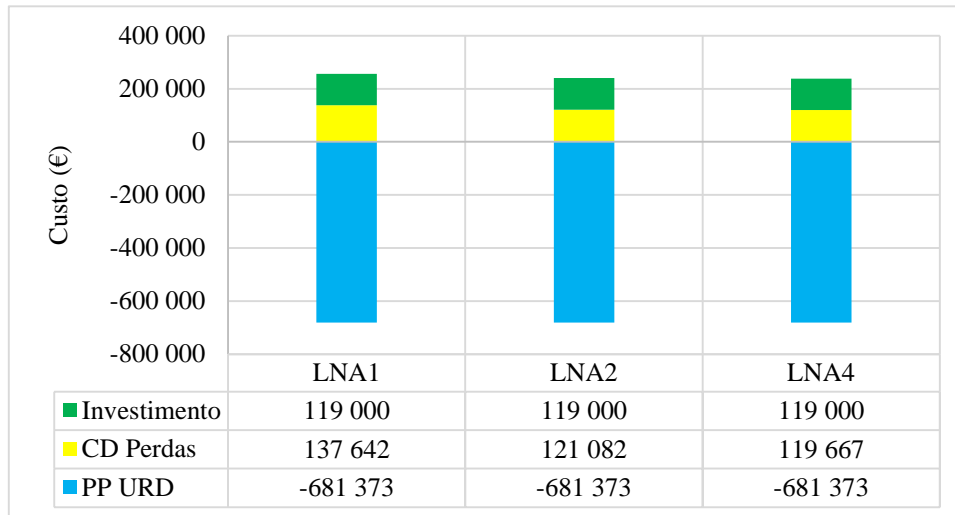


Figura 4.9 - Desagregação do custo das perdas do cenário INA1 da rede de testes 2.

À semelhança da rede de testes 1, da análise da Figura 4.9 retira-se que o custo do PP_{URD} é igual para todos os cenários. O mesmo justifica-se pelo baixo nível de perdas ativas apresentadas pelos três cenários, 1,35 %, 1,19 % e 1,18 % para o cenário LNA1, LNA2 e LNA4 respetivamente, comparativamente às perdas de referência impostas pela ERSE, 7,8 %. Tendo em conta que o número de APC NA em cada cenário da rede de testes 2 é obrigatoriamente igual a sete (atendendo às restrições o problema), o C_I^{NA} também é igual para todos os cenários. A variação do custo entre cenários diferentes está no CD_{perdas} , que é proporcional à energia ativa de perdas. Como a redução das perdas com a otimização é pouco significativa, a variação do CD_{perdas} também é reduzida. Mais uma vez, o custo do PP_{URD} domina o panorama de custo, sendo muito maior que a soma do C_I^{NA} com o CD_{perdas} . Assim, para todos os cenários o operador da rede de testes 2 é remunerado pelo nível de perdas que apresenta.

4.2.2.2. CENÁRIO INA2

No âmbito do cenário INA2 a implementação do cenário LNA2 requer a deslocação de cinco APC NA, já a implementação do cenário LNA4 requer unicamente a deslocação de dois

APC NA. Através da comparação do cenário LNA1 com o cenário LNA2 e LNA4, resultam os indicadores económicos apresentados na Tabela 4.21.

Tabela 4.21 - Avaliação económica do cenário INA2 da rede de testes 2.

Cenário	VAL(€)	TIR(%)	TRI(anos)
LNA2	-1 560	0,94	23,05
LNA4	-11 975	15,69	5,17

Através da análise da Tabela 4.21 verifica-se que ambos os cenários resultam em benefícios monetários, contudo o cenário LNA2 apresenta uma TIR inferior à taxa de atualização e desta forma não é viável. Pelo contrário, o cenário LNA4 apresenta uma TIR superior à taxa de atualização, e a recuperação do investimento é conseguida em apenas cinco anos, viabilizando-se assim o cenário. A desagregação do custo das perdas de cada cenário topológico no âmbito do cenário INA2 é apresentada na Figura 4.10.

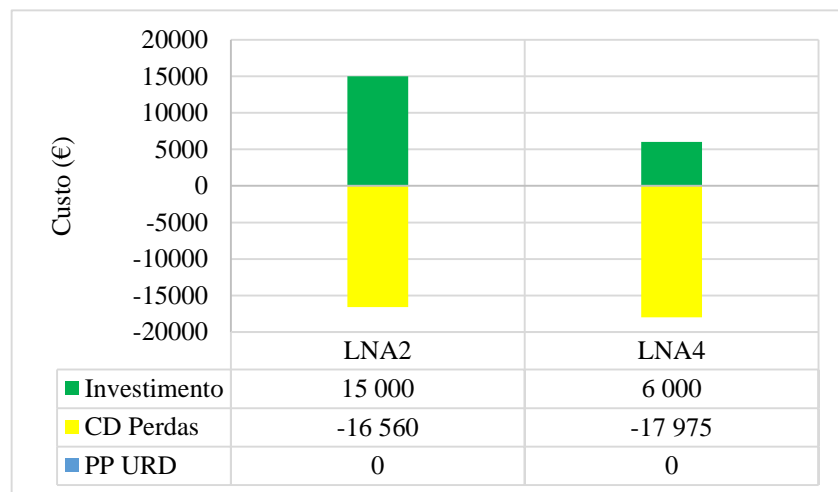


Figura 4.10 - Estrutura de custos do cenário LNA2 e LNA4 no âmbito do cenário INA2 na rede de testes 2.

Da análise da Figura 4.10 retira-se que o custo do PP_{URD} é zero para ambos os cenários, moldando a diferença do cenário LNA1 para com o cenário LNA2 e LNA4. Na rede de testes 2 o benefício resulta para além do CD_{perdas} , também dos diferentes C_i^{NA} necessários para efetivar os cenários. Através da comparação do CD_{perdas} do cenário LNA1 com o do cenário LNA2, o último potencializa uma poupança de € 16 560, e no caso do cenário LNA4 uma poupança de € 17 975. No caso do C_i^{NA} , a deslocação de cinco APC NA no cenário LNA2 resulta num investimento de € 15 00, e no cenário LNA2 a deslocação de dois APC resulta num investimento de apenas € 6 000. O baixo C_i^{NA} do cenário LNA2 é o grande motivo para a viabilização económica do mesmo.

4.3. LOCALIZAÇÃO ÓTIMA DE APARELHOS DE CORTE NORMALMENTE FECHADOS

Na localização ótima de APC NA identifica-se a topologia que minimiza a potência ativa de perdas. De forma a obter-se uma rede otimizada em termos de perdas e END, a localização ótima de APC NF tem por base a topologia do cenário LNA3/4. Assim, a metodologia proposta na secção 3.2 é aplicada às duas redes em estudo visando minimizar o custo da END. Para efeito da implementação da presente metodologia consideram-se os parâmetros da Tabela 4.22.

Tabela 4.22 - Parâmetros básicos para a implementação da metodologia de localização ótima de APC NF.

Descrição	Parâmetro	Valor	Unidade
Número de horas de um ano	T	8760	horas
Taxa de atualização	i	6,75	%
Custos de aquisição e instalação dos seccionadores	$C_{seccionador}^{ai}$	1 500	€
Custos de aquisição e instalação dos OCR2	C_{OCR2}^{ai}	18 000	€
Custos de aquisição e instalação dos OCR3	C_{OCR3}^{ai}	17 000	€
Custo de deslocação de um APC NF	$C_{APC\ NF}^d$	3 000	€
Energia distribuída a Portugal continental (EDP Distribuição 2012)	$ED_{Portugal}$	44655	GWh
Valorização da END	$VEND$	3	€/kWh

No âmbito da atualização da ED_{rede} (secção 3.2.3.4) para cada saída de cada topologia das redes estudadas, é indispensável conhecer a carga aparente de cada saída ($S_i^{saída}$). Na Tabela 4.23 mostra-se a carga aparente de cada saída da rede de testes 1 e 2 para a topologia do cenário LNA1 e LNA3/4.

Tabela 4.23 - Carga aparente das saídas da rede de testes 1 e 2 para o cenário LNA1 e LNA3/4.

Rede	Saída	$S_i^{saída}$ (kVA) (cenário LNA1)	$S_i^{saída}$ (kVA) (cenário LNA3)
Rede de testes 1	1A	4 949	4 451
	1B	4 780	6 524
	1C	5 927	5 884
	1D	6 999	5 797
Rede de testes 2	2A	2 287	2 391
	2B	4 792	4 792
	2C	3 054	3 620
	2D	3 041	2 371

4.3.1. REDE DE TESTES 1

De acordo com a secção 3.2.2 a otimização dos APC NF na rede de testes 1 é efetuada segundo dois cenários de investimento, INF1 e INF2, os respetivos resultados são apresentados nas secções 4.3.1.1 e 4.3.1.2.

4.3.1.1. CENÁRIO INF1

No cenário INF1 são avaliados três cenários de localização ótima de APC NF, no primeiro cenário o APC NF utilizado é o seccionador, no segundo e terceiro cenário o APC NF utilizado é o OCR2 e OCR3 respetivamente. Note-se que, de acordo com a secção 3.2.3.1, os tempos de interrupção que afetam as zonas de qualidade de serviço são diferentes para os três equipamentos.

i. LOCALIZAÇÃO ÓTIMA DE APC NF DO TIPO SECCIONADOR

Na Tabela 4.24 mostram-se os resultados da localização ótima de APC NF do tipo seccionador nas saídas da rede de testes 1. É apresentada a END e o custo da END de cada solução (0, 1, 2, 3 e 4 APC NF), para além dos indicadores económicos VAL, TIR e TRI. Sombreado a verde encontra-se a solução que minimiza o custo da END e maximiza o VAL.

Através da análise da Tabela 4.24 verifica-se de imediato que em todas as saídas a instalação de quatro APC NF do tipo seccionador minimiza o custo da END. Contudo, atendendo ao facto que a metodologia utilizada é limitada a um máximo de quatro APC NF, este resultado não é totalmente esclarecedor. Possivelmente o número de APC NF que minimiza o custo da END é superior a quatro, não estando abrangido pelo algoritmo desenvolvido. A utilização de seccionadores para o isolamento de defeitos não é uma prática usual na atualidade das redes de distribuição, assim a exposição deste cenário visa demonstrar a aplicação dos tempos de manobra manuais, e não a identificação da solução ótima que minimiza o custo da END. Tendo em conta o baixo valor de investimento associado à aquisição e instalação dos seccionadores, comparativamente com o VAL de cada solução, em geral as presentes soluções apresentam uma TIR muito elevada e TRI muito baixo.

Tabela 4.24 - Resultados da localização ótima de APC NF do tipo Seccionador na rede de testes 1.

Número de APC NF	END (kWh)	Custo (€)	VAL (€)	TIR (%)	TRI (anos)
Saída 1A					
0	4 858	205 975	-	-	-
1	3 625	160 375	-45 600	224,8	0,42
2	2 853	117 857	-88 118	217,2	0,44
3	2 442	97 747	-108 228	178,1	0,53
4	2 268	92 577	-113 398	140,2	0,68
Saída 1B					
0	7 828	328 905	-	-	-
1	6 256	270 395	-58 510	288,1	0,33
2	5 768	253 265	-75 640	186,6	0,51
3	5 624	249 235	-79 670	131,3	0,72
4	5 519	246 745	-82 160	101,8	0,92
Saída 1C					
0	6 305	267 810	-	-	-
1	5 642	243 980	-23 830	118,0	0,80
2	4 711	209 940	-57 870	143,0	0,66
3	4 273	194 704	-73 106	120,6	0,78
4	3 951	171 572	-96 238	119,1	0,79
Saída 1D					
0	4 504	198 661	-	-	-
1	4 324	193 281	5 380	27,5	3,17
2	3 658	148 190	50 471	124,9	0,76
3	3 321	131 310	67 351	111,2	0,85
4	3 201	128 210	70 451	87,5	1,07

Nas Figuras 4.11, 4.12, 4.13 e 4.14 os gráficos “Energia não distribuída” e “Custo da END” representam a transposição gráfica dos valores da END e do custo da END apresentados na Tabela 4.24. O objetivo é visualizar a tendência decrescente da END com o aumento do número de APC NF, e o momento em que se assiste à inversão da tendência decrescente do custo da END (apesar de não ser possível neste cenário). No gráfico “Evolução do custo da solução ótima” mostra-se o comportamento do custo da solução que minimiza o custo da END para um período de 30 anos. A diferença entre a curva a vermelho e a curva a verde resulta no benefício obtido com a melhor solução. O valor da curva a vermelho e verde para o ano 30, corresponde ao custo das respetivas soluções, no caso da curva a azul o mesmo valor corresponde ao VAL da solução ótima. O momento em que a curva vermelha e verde se cruzam, ou o momento em que a curva azul cruza o eixo das abcissas corresponde ao TRI. Note-se que a curva verde e azul iniciam com o investimento necessário para efetivar as respetivas soluções.

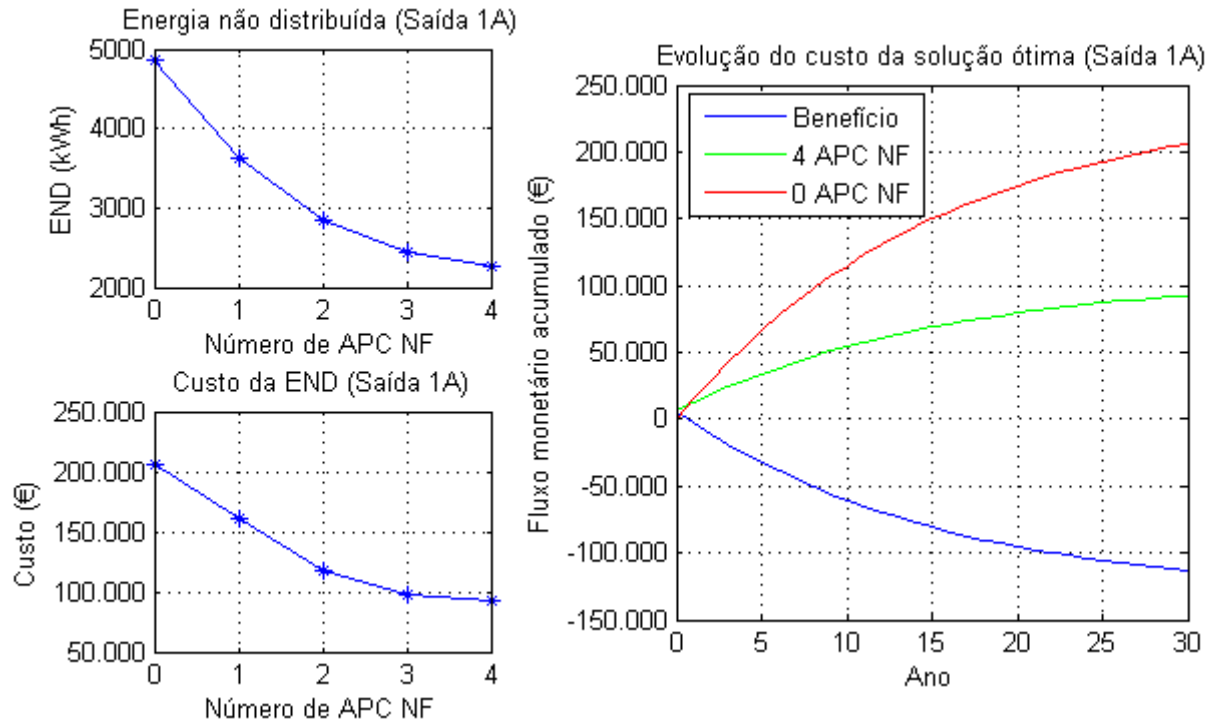


Figura 4.11 - Número ótimo de APC NF do tipo Seccionador para a saída 1A da rede de testes 1.

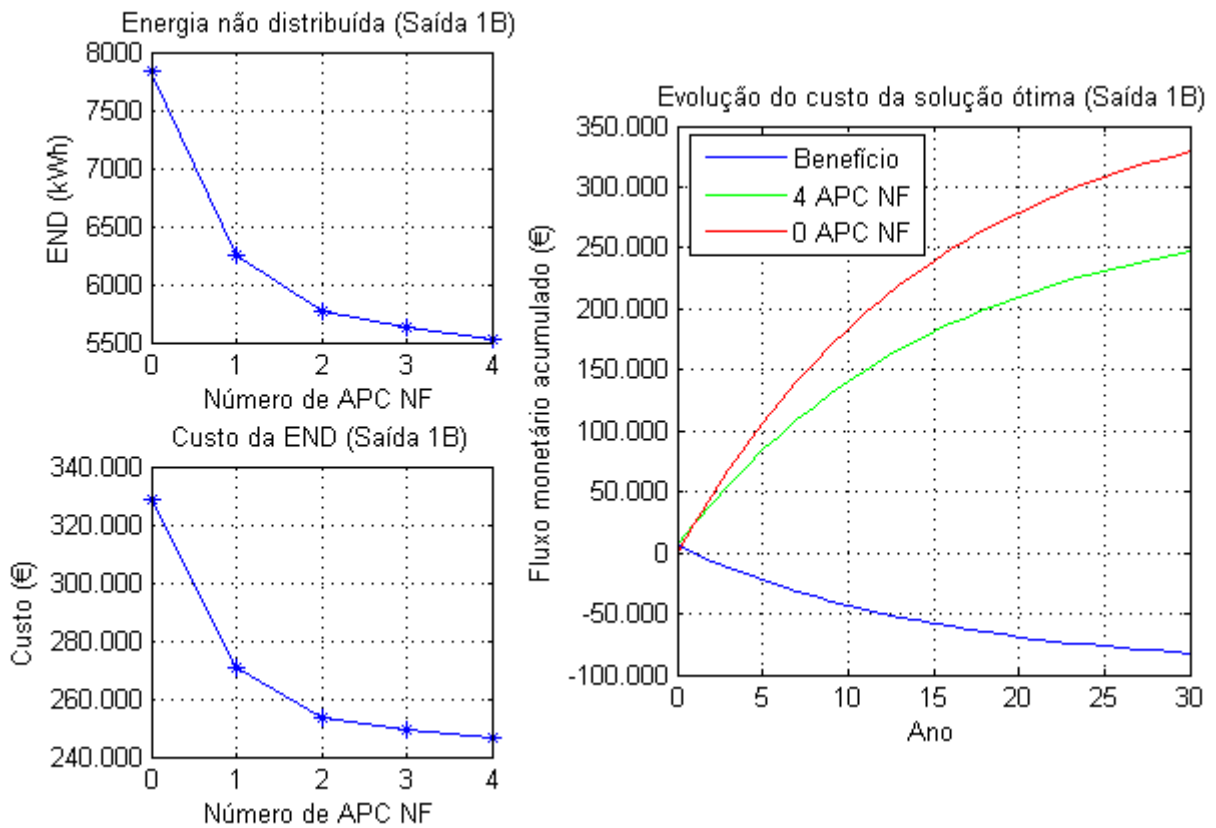


Figura 4.12 - Número ótimo de APC NF do tipo Seccionador para a saída 1B da rede de testes 1.

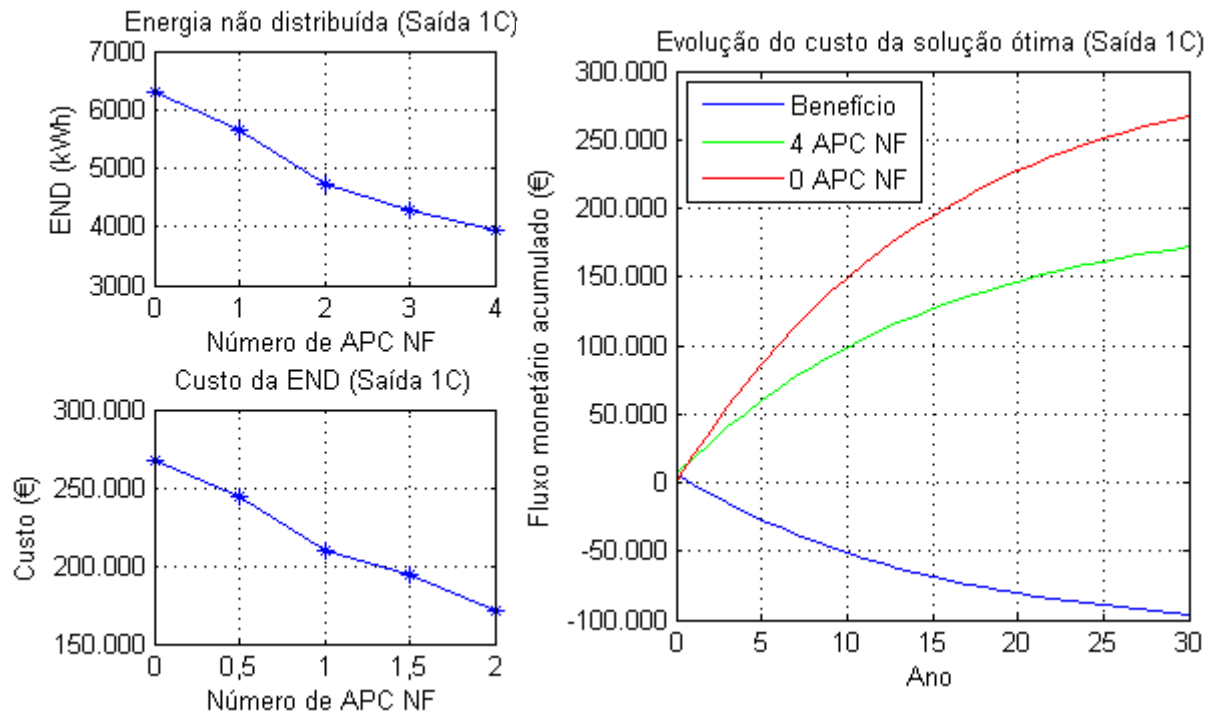


Figura 4.13 - Número ótimo de APC NF do tipo Seccionador para a saída 1C da rede de testes 1.

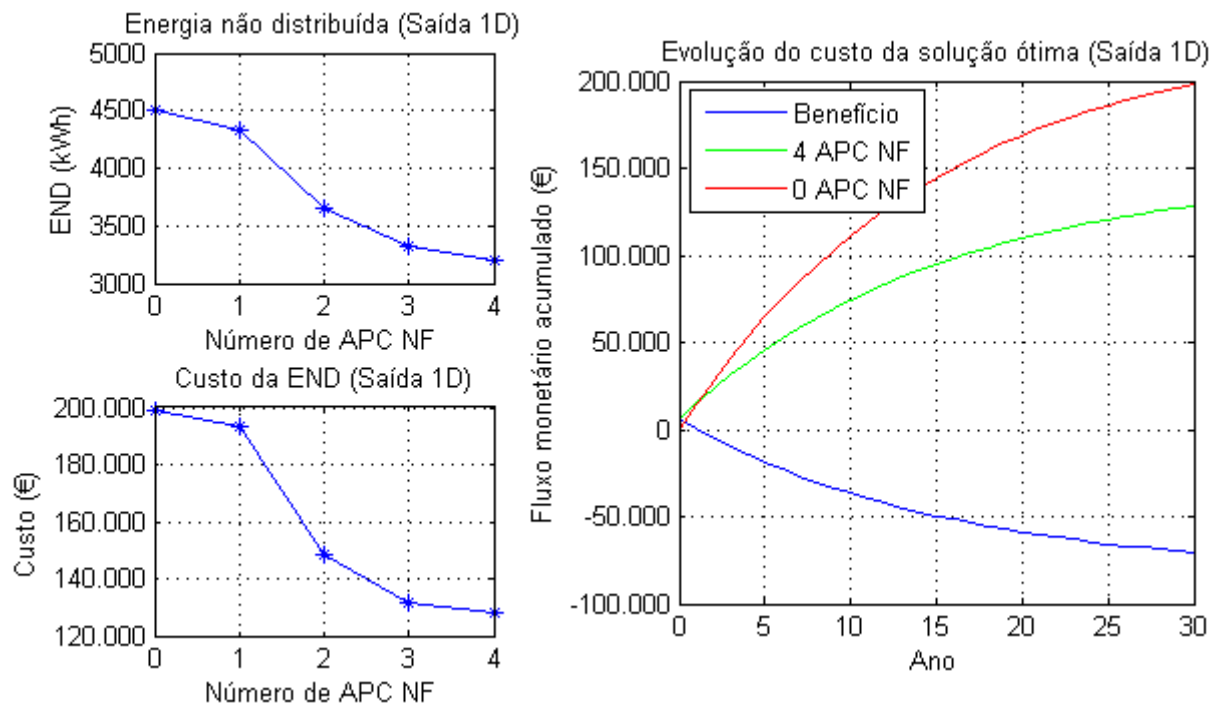


Figura 4.14 - Número ótimo de APC NF do tipo Seccionador para a saída 1D da rede de testes 1.

Apesar de nas Figuras 4.11, 4.12, 4.13 e 4.14 não ser possível identificar o mínimo global de cada saída, ou seja, a solução que minimiza o custo da END e maximiza o VAL, retira-

se que à exceção da saída 1C a partir do segundo APC NF a diminuição do custo com a instalação de mais um APC NF já é reduzida, prevendo-se a inversão da tendência decrescente da curva de custos no quinto/sexto APC NF do tipo seccionador.

Na Tabela 4.25 mostram-se as linhas ao qual devem ser alocados os APC NF do tipo seccionador para todas as soluções de cada saída.

Tabela 4.25 - Localização dos APC NF do tipo seccionador na rede de testes 1.

1 APC NF	2 APC NF	3 APC NF	4 APC NF
Saída 1A			
220-192	182-220	179-182	179-182
-	199-200	203-205	199-200
-	-	220-192	203-205
-	-	-	220-192
Saída 1B			
137-138	134-133	133-131	133-131
-	137-138	136-134	134-133
-	-	137-138	136-134
-	-	-	137-138
Saída 1C			
3-2	5-3	7-5	5-3
-	13-22	9-13	9-13
-	-	22-38	22-38
-	-	-	114-122
Saída 1D			
89-98	87-89	77-87	77-87
-	98-103	89-98	89-98
-	-	105-110	103-105
-	-	-	110-66

ii. LOCALIZAÇÃO ÓTIMA DE APC NF DO TIPO OCR2

Na Tabela 4.26 mostram-se os resultados da localização ótima de APC NF do tipo OCR2 nas saídas da rede de testes 1. É apresentada a END e o custo da END de cada solução (0, 1, 2, 3 e 4 APC NF), para além dos indicadores económicos VAL, TIR e TRI. Sombreado a verde encontra-se a solução que minimiza o custo da END e maximiza o VAL.

Tabela 4.26 - Resultados da localização ótima de APC NF do tipo OCR2 na rede de testes 1.

Número de APC NF	END (kWh)	Custo (€)	VAL (€)	TIR (%)	TRI (anos)
Saída 1A					
0	4 858	205 975	-	-	-
1	2 512	113 902	-92 078	38,7	2,32
2	1 704	85 191	-120 789	25,6	3,36
3	1 283	82 510	-123 470	17,8	4,64
4	1 104	93 675	-112 305	12,4	6,26
Saída 1B					
0	7 828	328 905	-	-	-
1	4 135	182 808	-146 097	60,8	1,52
2	3 605	173 640	- 155 265	32,8	2,70
3	3 453	185 850	-143 055	20,5	4,11
4	3 345	199 710	-129 195	14,2	5,62
Saída 1C					
0	6 305	267 810	-	-	-
1	3 333	145 240	-122 570	51,2	1,78
2	2 297	104 481	-163 329	34,4	2,58
3	1 783	95 012	-172 798	24,6	3,50
4	1 447	100 157	-167 653	18,2	4,57
Saída 1D					
0	4 504	198 661	-	-	-
1	2 409	96 589	-102 072	42,8	2,11
2	1 635	71 729	-126 932	27,0	3,22
3	1 273	75 922	-122 739	17,7	4,66
4	1 080	86 570	-112 091	12,4	6,27

Através da análise da Tabela 4.26 verifica-se que na saída 1A e 1C a instalação de três APC NF do tipo OCR2 minimiza o custo da END e maximiza o VAL. Na saída 1B e 1D a otimização do problema é conseguida com dois APC NF do tipo OCR2.

À semelhança do cenário anterior, na Figura 4.15, 4.16, 4.17 e 4.18 é apresentada a evolução da END e do custo da END de cada solução para a saída 1A, 1B, 1C e 1D respetivamente. Nas mesmas figuras é ainda apresentada evolução dos custos da solução ótima para um período de 30 anos. A interpretação das figuras seguem o mesmo princípio do cenário anterior.

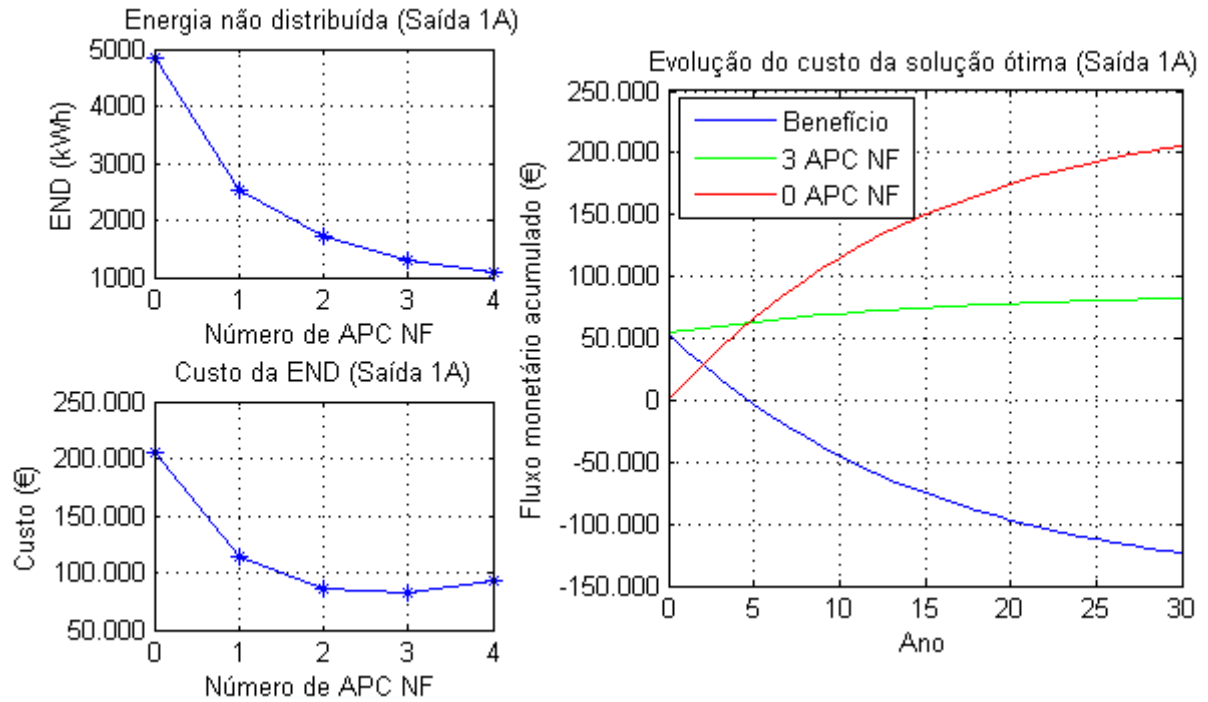


Figura 4.15 - Número ótimo de APC NF do tipo OCR2 para a saída 1A da rede de testes 1.

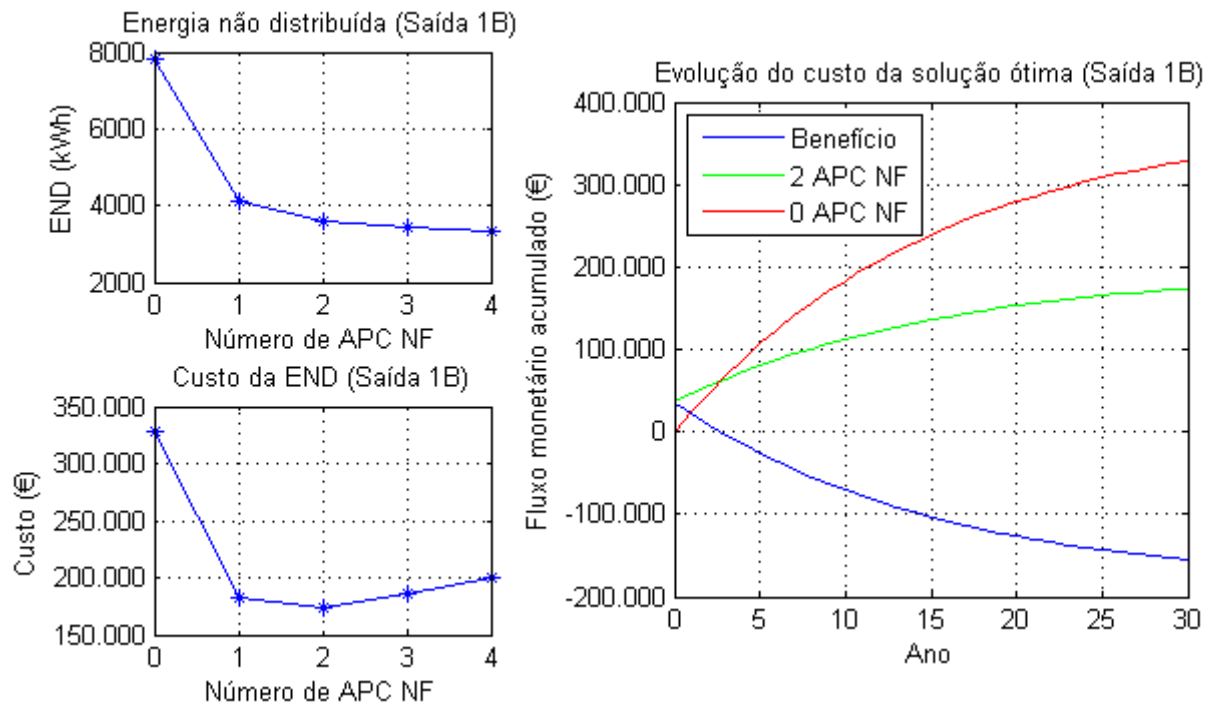


Figura 4.16 - Número ótimo de APC NF do tipo OCR2 para a saída 1B da rede de testes 1.

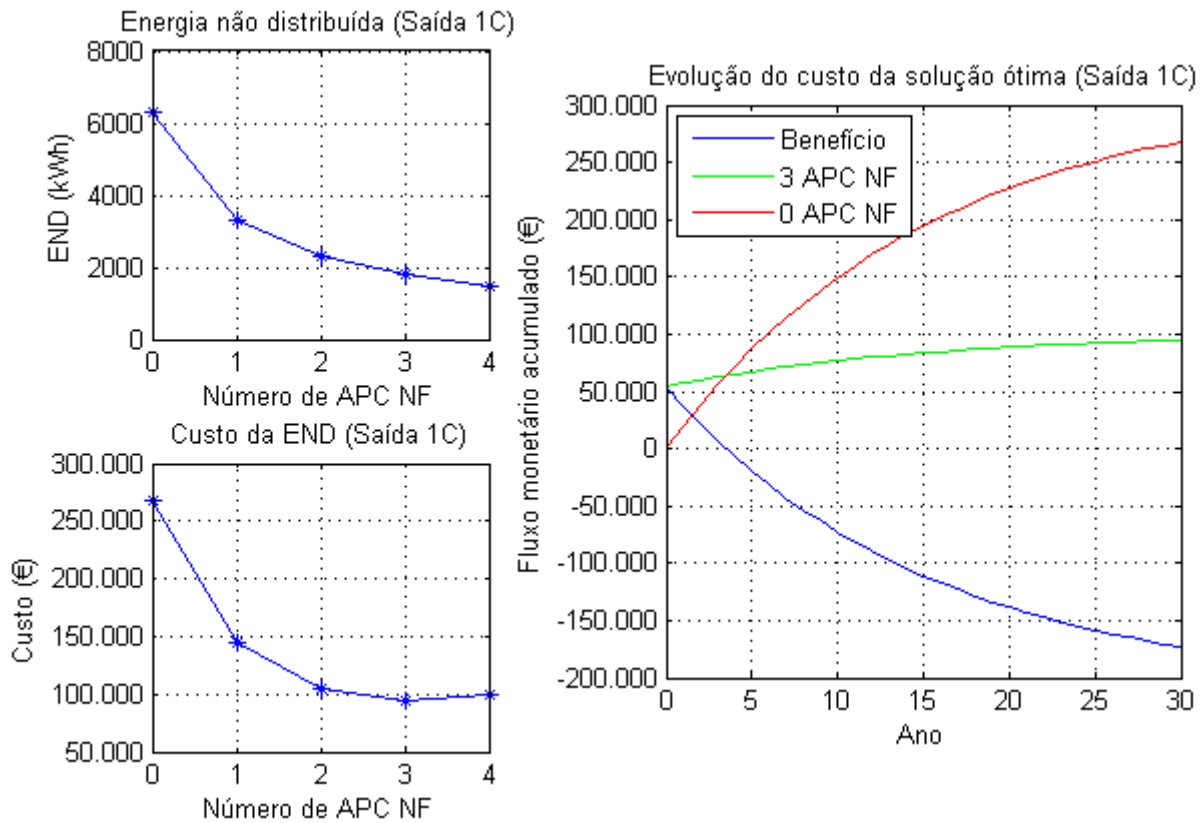


Figura 4.17 - Número ótimo de APC NF do tipo OCR2 para a saída 1C da rede de testes 1.

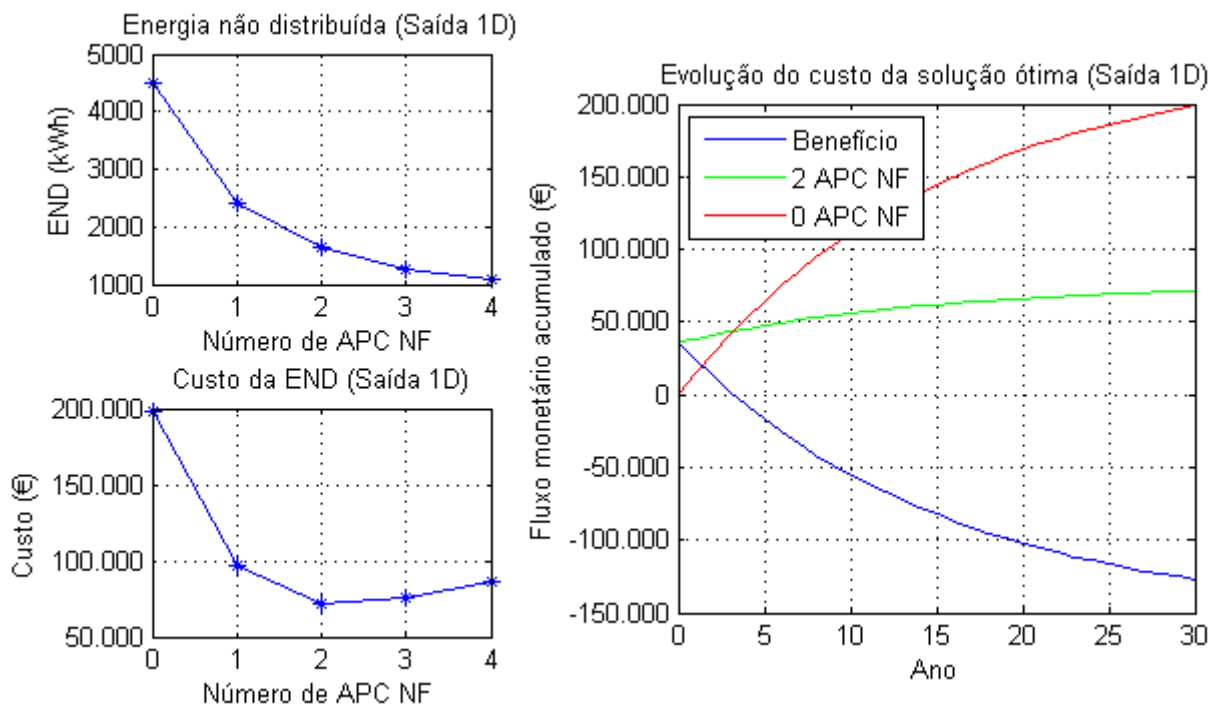


Figura 4.18 - Número ótimo de APC NF do tipo OCR2 para a saída 1D da rede de testes 1.

Ao contrário do cenário anterior, no gráfico “Custo da END” das Figuras 4.15, 4.16, 4.17 e 4.18, é possível identificar-se o momento da inversão da tendência decrescente do custo, correspondendo este momento ao mínimo global do problema e como tal a solução que minimiza o custo da END e maximiza o VAL. Através do gráfico “Energia não distribuída” verifica-se que a maior redução da END e consequentemente do custo, ocorre com a instalação de um APC NF do tipo OCR2. Este facto vai de encontro com a relação fiabilidade - investimento apresentada na secção 2.4.4, resultando assim a diminuição da TIR e aumento do TRI com o aumento do número de APC NF do tipo OCR2, visível na Tabela 4.26. Desta forma a solução ótima para cada saída não corresponde à solução com a maior TIR e menor TRI.

Na Tabela 4.27 mostram-se as linhas ao qual devem ser alocados os APC NF do tipo OCR2 para todas as soluções de cada saída.

Tabela 4.27 - Localização dos APC NF do tipo OCR2 na rede de testes 1.

1 APC NF	2 APC NF	3 APC NF	4 APC NF
Saída 1A			
220-192	182-220	182-220	182-220
-	198-199	203-205	199-200
-	-	220-192	203-205
-	-	-	220-192
Saída 1B			
137-138	134-133	133-131	133-131
-	137-138	136-134	134-133
-	-	137-138	136-134
-	-	-	137-138
Saída 1C			
9-13	5-3	7-5	3-2
-	13-22	9-13	13-22
-	-	22-38	41-44
-	-	-	124-8
Saída 1D			
89-98	87-89	77-87	73-77
-	103-105	89-98	87-89
-	-	105-110	89-98
-	-	-	105-110

iii. LOCALIZAÇÃO ÓTIMA DE APC NF DO TIPO OCR3

Na Tabela 4.28 mostram-se os resultados da localização ótima de APC NF do tipo OCR3 nas saídas da rede de testes 1. É apresentada a END e o custo da END de cada solução (0, 1,

2, 3 e 4 APC NF), para além dos indicadores económicos VAL, TIR e TRI. Sombreado a verde encontra-se a solução que minimiza o custo da END e maximiza o VAL.

Tabela 4.28 - Resultados da localização ótima de APC NF do tipo OCR3 na rede de testes 1.

Número de APC NF	END (kWh)	Custo (€)	VAL (€)	TIR (%)	TRI (anos)
Saída 1A					
0	4 858	205 975	-	-	-
1	2 497	112 325	-93 650	41,6	2,17
2	1 684	81 676	-124 299	27,9	3,12
3	1 260	78 640	-127 335	19,4	4,32
4	1 078	88 741	-117 234	13,7	5,80
Saída 1B					
0	7 828	328 905	-	-	-
1	4 111	180 040	-148 865	65,5	1,41
2	3 576	170 560	-158 345	35,3	2,52
3	3 422	181 640	-147 265	22,3	3,82
4	3 313	194 480	-134 425	15,5	5,21
Saída 1C					
0	6 305	267 810	-	-	-
1	3 294	142 780	125 030	55,2	1,66
2	2 241	98 153	169 657	37,8	2,37
3	1 728	89 899	177 911	26,7	3,25
4	1 384	93 777	174 033	19,9	4,23
Saída 1D					
0	4 504	198 661	-	-	-
1	2 382	93 542	105 119	46,6	1,95
2	1 596	68 263	130 398	29,3	2,99
3	1 229	71 253	127 408	19,4	4,31
4	1 036	80 891	117 770	13,7	5,78

O presente cenário apresenta resultados idênticos aos do cenário anterior, contudo com melhores indicadores económicos. Através da análise Tabela 4.28 verifica-se que na saída 1A e 1C a instalação de três APC NF do tipo OCR3 minimiza o custo da END e maximiza o VAL. Nas saídas 1B e 1D a otimização do problema é conseguida com dois APC NF do tipo OCR3.

À semelhança dos cenários anteriores, na Figura 4.19, 4.20, 4.21 e 4.22 é apresentada a evolução da END e do custo da END de cada solução para a saída 1A, 1B, 1C e 1D respetivamente. Nas mesmas figuras é ainda apresentada evolução dos custos da solução ótima para um período de 30 anos. A interpretação das figuras seguem o mesmo princípio dos cenários anteriores.

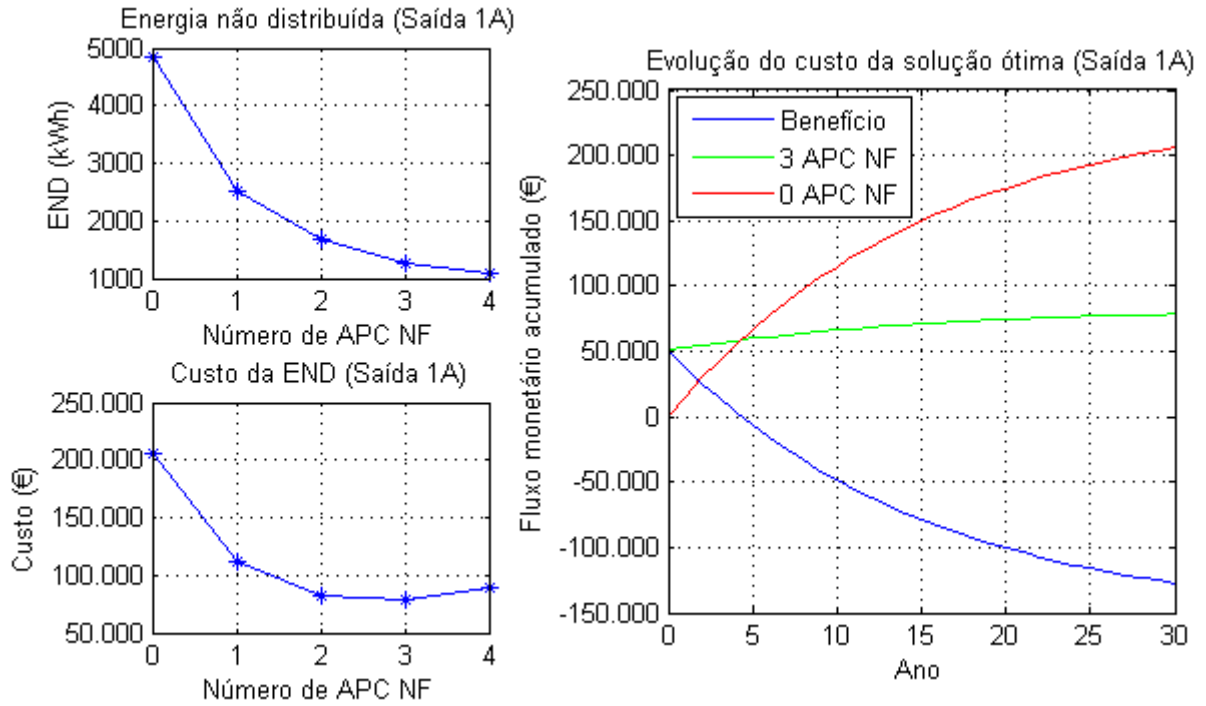


Figura 4.19 - Número ótimo de APC NF do tipo OCR3 para a saída 1A da rede de testes 1.

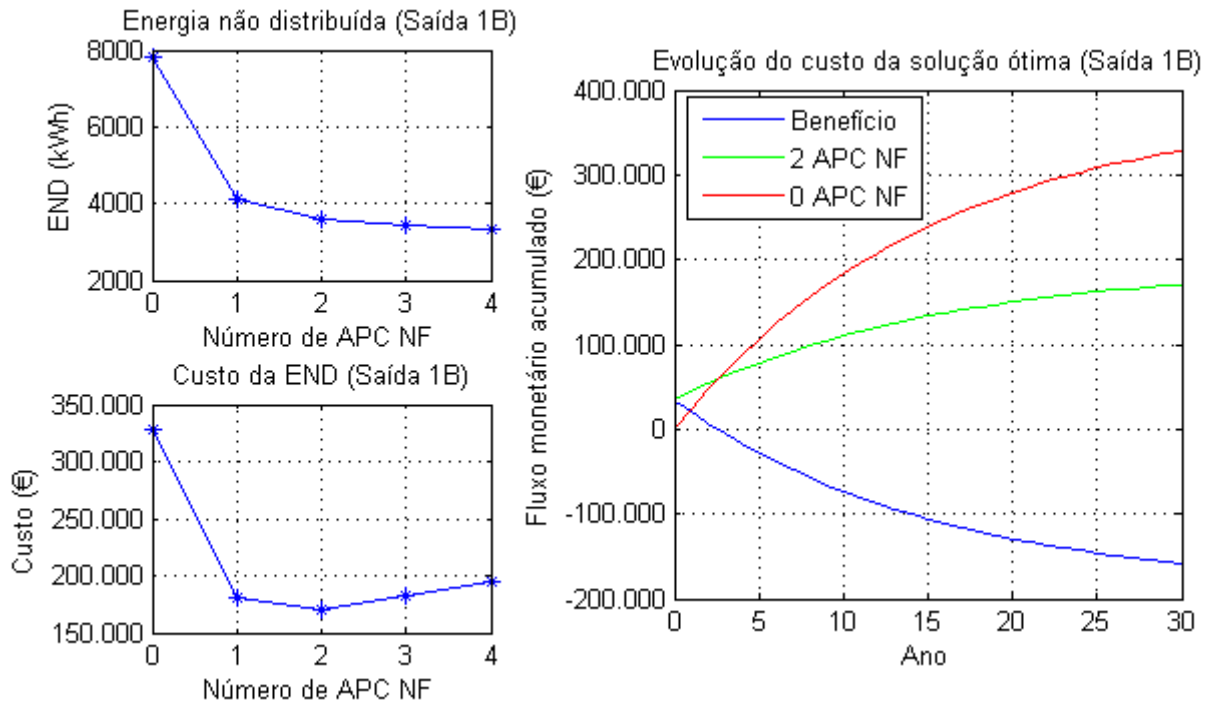


Figura 4.20 - Número ótimo de APC NF do tipo OCR3 para a saída 1B da rede de testes 1.

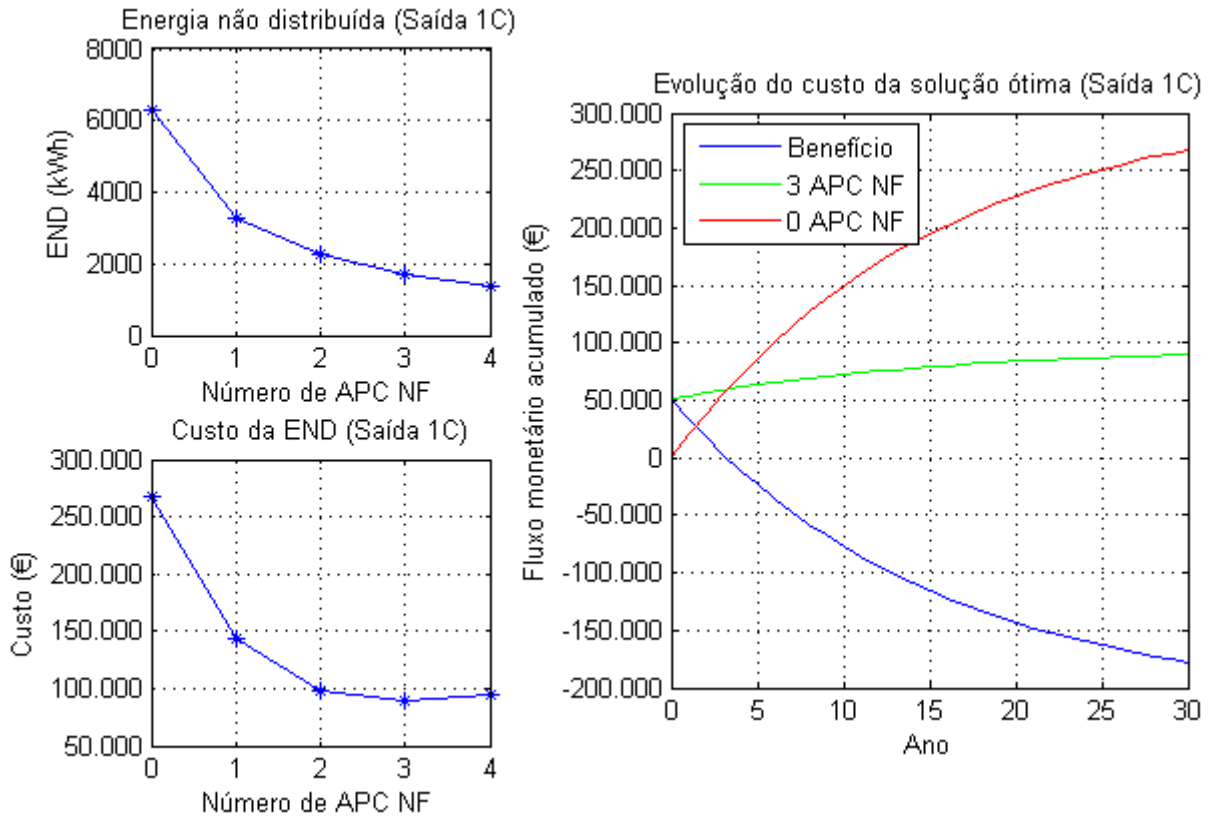


Figura 4.21 - Número ótimo de APC NF do tipo OCR3 para a saída 1C da rede de testes 1.

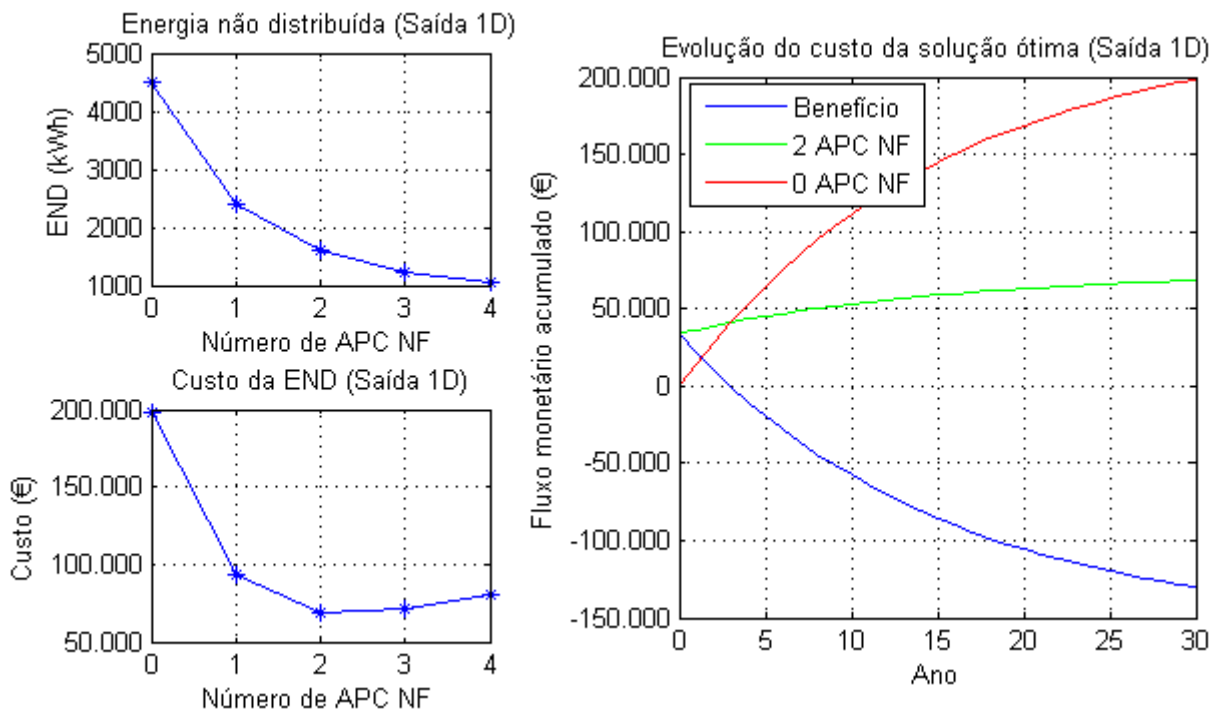


Figura 4.22 - Número ótimo de APC NF do tipo OCR3 para a saída 1D da rede de testes 1.

Através da análise das Figuras 4.19, 4.20, 4.21 e 4.22 do presente e último cenário, acrescenta-se que independentemente do equipamento utilizado (seccionador, OCR2 ou OCR3), o aumento do número de APC NF resulta sempre na diminuição da END, uma vez que a rede de testes 1 apresenta uma topologia com uma elevada densidade de rede subterrânea, em redes maioritariamente aéreas este facto pode não se verificar para todos os equipamentos.

Na Tabela 4.29 mostram-se as linhas ao qual devem ser alocados os APC NF do tipo OCR3 para todas as soluções de cada saída.

Tabela 4.29 - Localização dos APC NF do tipo OCR3 na rede de testes 1.

1 APC NF	2 APC NF	3 APC NF	4 APC NF
Saída 1A			
220-192	182-220	182-220	182-220
-	199-200	203-205	199-200
-	-	220-192	203-205
-	-	-	220-192
Saída 1B			
137-138	134-133	133-131	133-131
-	137-138	136-134	134-133
-	-	137-138	136-134
-	-	-	137-138
Saída 1C			
9-13	5-3	7-5	3-2
-	13-22	9-13	13-22
-	-	22-38	41-44
-	-	-	124-8
Saída 1D			
89-98	87-89	77-87	73-77
-	103-105	89-98	87-89
-	-	105-110	89-98
-	-	-	105-110

iv. ANÁLISE COMPARATIVA

Na metodologia de localização ótima de APC NF apresentada no presente estudo, a otimização é efetuada saída a saída, viabilizada pelo facto de a ocorrência de um defeito numa saída não interfere com a END das outras saídas da mesma rede. A soma da END de todas as saídas corresponde à END da rede. Nos três cenários apresentados os resultados são discriminados por saída, a END e o custo da END antes da intervenção (0 APC NF) e após a intervenção (número ótimo de APC NF) para a rede de testes 1, são apresentados na Figura 4.23.

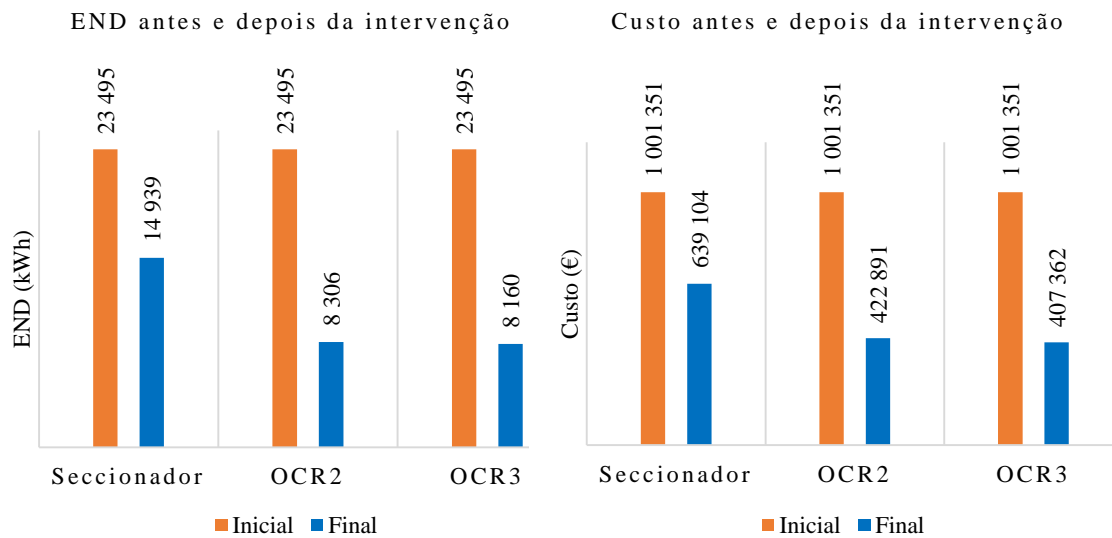


Figura 4.23 - Comparação da END e do custo da END da rede de tetes 1, antes e depois da intervenção.

Através da análise da Figura 4.23 retira-se que a utilização do seccionador, OCR2 e OCR3 permite reduzir a END em 36,4%, 64,6 % e 65,3 % do valor inicial, respetivamente. No que respeita ao custo da END, a utilização do seccionador, OCR2 e OCR3 permite uma redução de 36,2 %, 57,8 % e 59,3 %, respetivamente. Com isto, retira-se que o OCR3 é o equipamento que permite maximizar o benefício.

O OCR3 só apresenta vantagens quando comparado com o OCR2, por um lado permite que defeitos a jusante do equipamento não afetem as zonas a montante do mesmo, resultando numa diminuição da END em aproximadamente 1,8 %, por outro lado o facto de apresentar custos de investimento mais baixos que o OCR2, aliado à redução da END, resulta na diminuição do custo da END em aproximadamente 3,7%. A baixa redução da END é justificada pela baixa redução da indisponibilidade, isto é, quando se compara o OCR2 e OCR3, com o último apenas se ganha o tempo de isolamento das zonas a montante da zona em defeito (se existirem), por outro lado ganha-se o tempo de isolamento do telecomando, que por si só já é muito baixo (3 minutos), daí a redução ser de apenas 1,8 %. A utilização do seccionador remete para manobras manuais com tempos de isolamento e reconfiguração muito elevados, consequentemente resulta em elevados níveis de END, tornando a solução impraticável.

O custo de investimento (C_I^{NF}), o custo direto da END (CD_{END}), e o custo do incentivo à melhoria da continuidade de serviço (RQS), representam no âmbito do presente estudo as três parcelas que podem implicar entradas ou saídas de dinheiro para o operador da rede de

distribuição. A soma das três parcelas corresponde à variável a minimizar no processo de otimização. Nas Figuras 4.24, 4.25, 4.26 e 4.27 mostra-se a desagregação do custo de todas as soluções de cada saída da rede de testes 1, nas três parcelas indicadas.

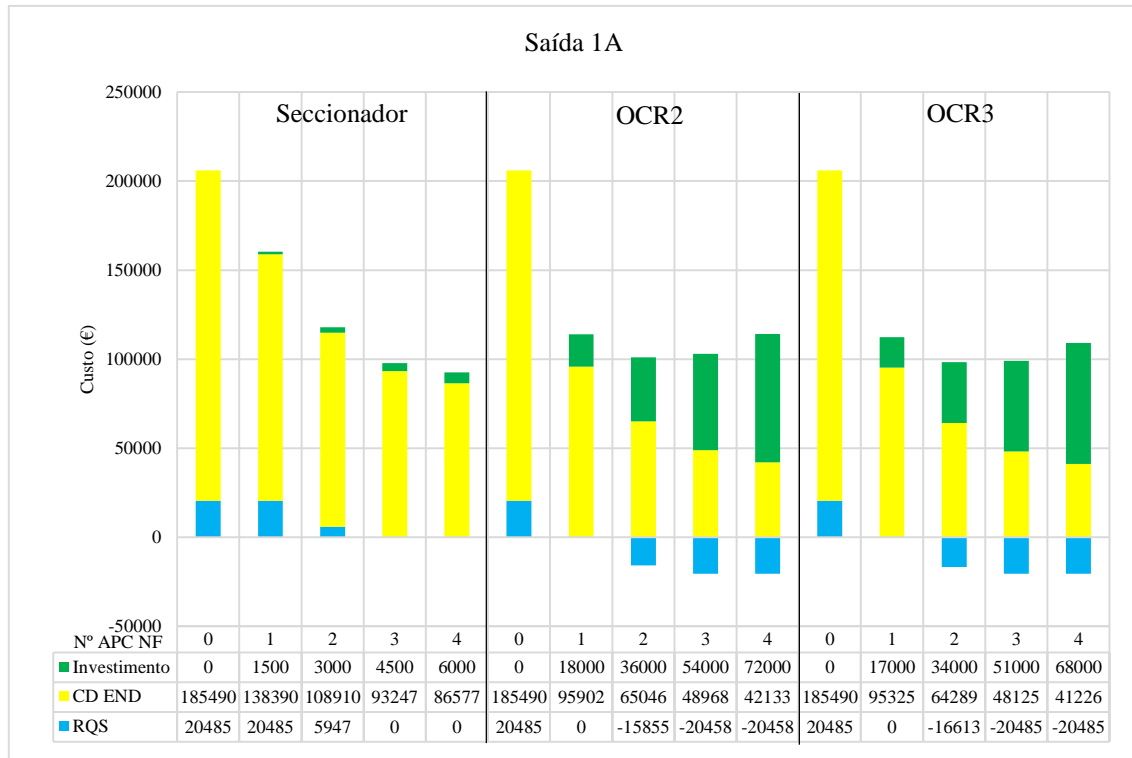


Figura 4.24 - Desagregação do custo da END para a saída 1A da rede de testes 1, no âmbito do cenário INF1.

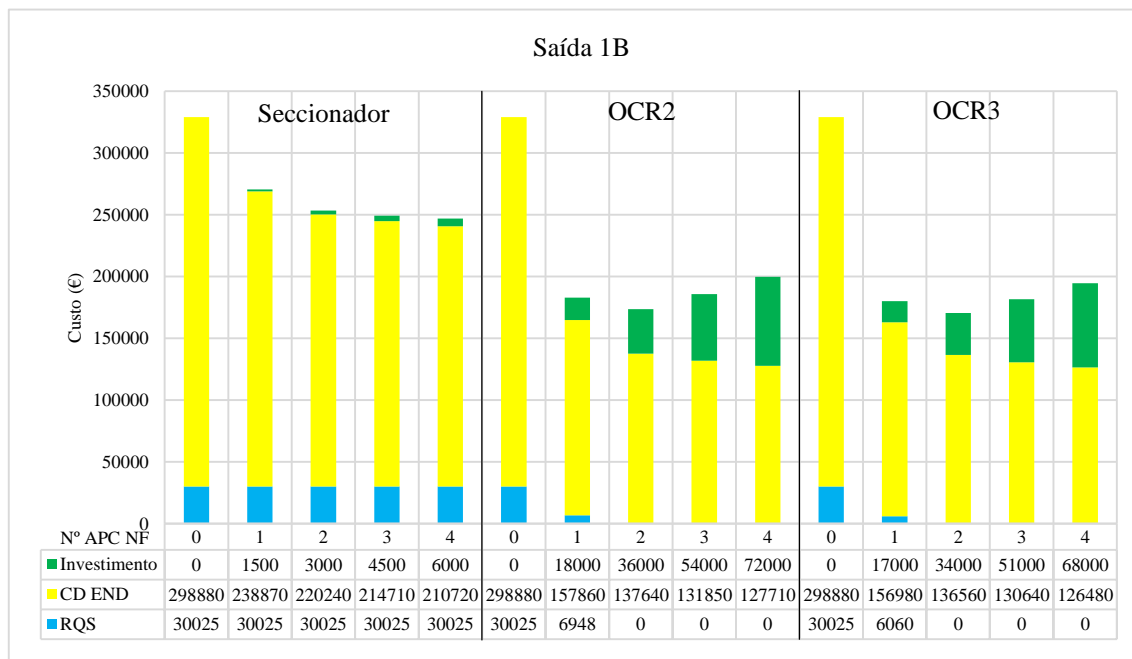


Figura 4.25 - Desagregação do custo da END para a saída 1B da rede de testes 1, no âmbito do cenário INF1.

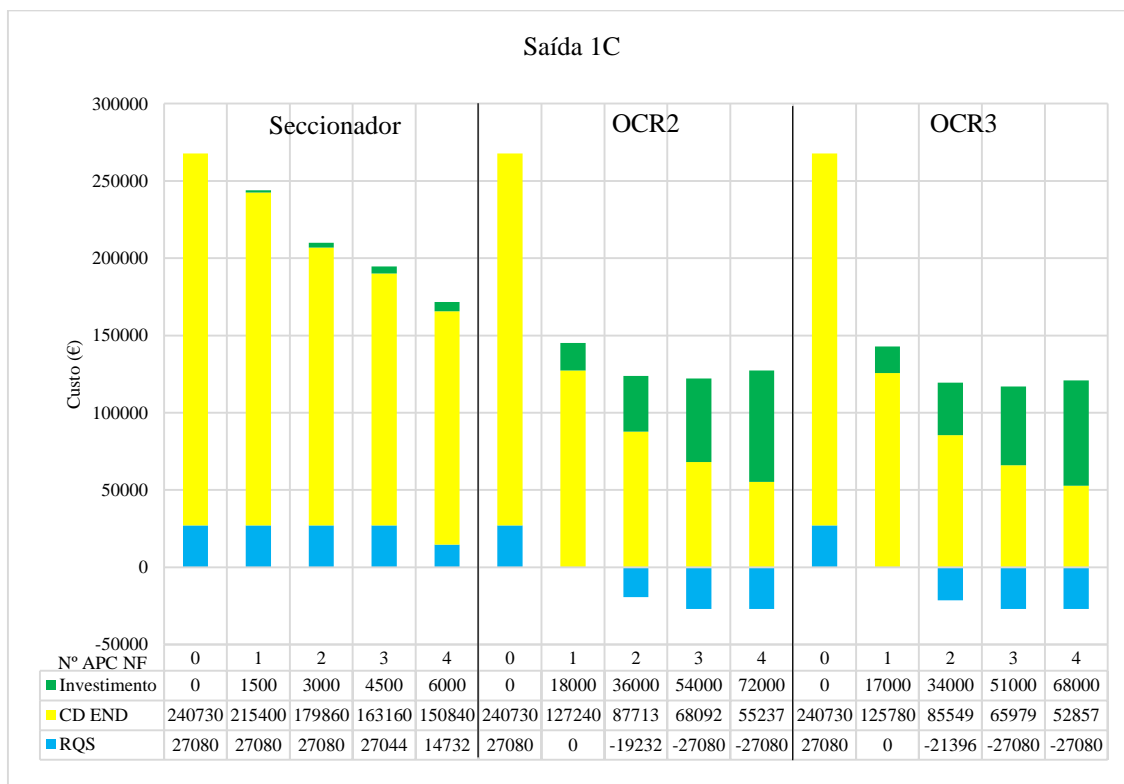


Figura 4.26 - Desagregação do custo da END para a saída 1C da rede de testes 1, no âmbito do cenário INF1.

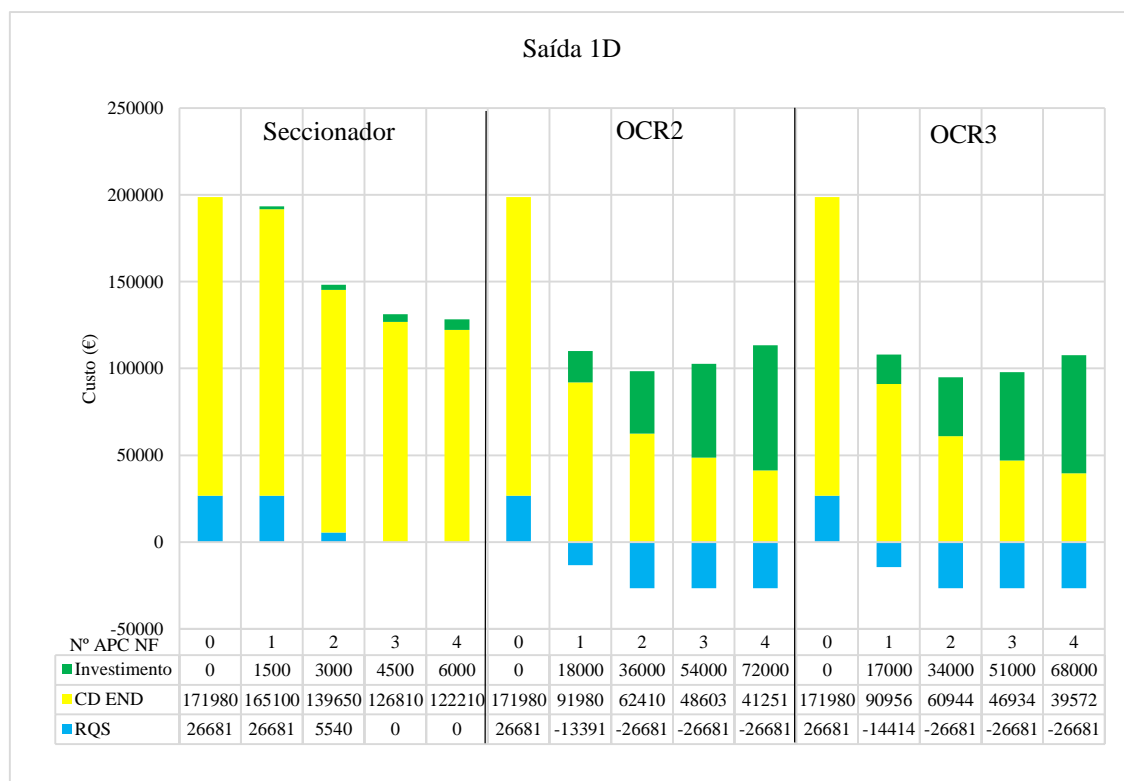


Figura 4.27 - Desagregação do custo da END para a saída 1D da rede de testes 1, no âmbito do cenário INF1.

Em todas as saídas, independentemente do equipamento usado como APC NF o CD_{END} , apresenta-se com a maior parcela de custos na maioria das soluções. Este facto deve-se acima de tudo ao elevado custo unitário da END (3 €/kWh), contudo, a utilização do OCR2 e OCR3 permite reduzir o CD_{END} em alguns casos, até um terço do valor inicial (0 APC NF). Inicialmente, sem instalação de qualquer APC NF o CD_{END} e o custo do RQS são máximos, pelo contrário o investimento é mínimo, construindo-se a pior em termos de custos.

Apesar de a utilização de seccionadores remeter para custos de investimento muito reduzidos, quase desprezáveis, a solução em geral continua com custos muito elevados. A redução da END é baixa e consequentemente a redução do CD_{END} e do custo do RQS é igualmente baixa. Aliás, com utilização de seccionadores nunca se chega a beneficiar da remuneração por parte do RQS , pelo contrário, na saída 1B a penalidade é sempre máxima independentemente do número de APC NF. Na saída 1C o panorama é idêntico, conseguindo-se através da instalação de 4 APC NF uma ligeira redução da penalidade. Na saída 1A e 1D através da instalação de 3 e 4 APC NF já é possível anular a penalidade do RQS .

Com a utilização do OCR2 e OCR3 o panorama de custos é muito diferente dos seccionadores. O investimento deixa de ser baixo e passa em alguns casos a ser a maior parcela de custos. A redução da END é de tal forma significativa que o operador da rede passa a ser remunerada através do RQS a partir do segundo APC NF, no caso da saída 1A e 1C. Na saída 1D a remuneração é conseguida apenas com a instalação de um APC NF, e na saída 1B apesar de não ser possível a remuneração, os custos do RQS são reduzidos quando comparado com os seccionadores. É ainda importante referir que no caso do OCR2 e OCR3, o RQS tem um papel fundamental para a viabilização de algumas soluções.

4.3.1.2. CENÁRIO INF2

Como já foi mencionado, o cenário INF2 tem por objetivo avaliar a deslocação dos APC NF identificados na exploração real da rede de testes 1, para os locais que minimizem o custo da END na topologia otimizada (cenário LNA3/4). Se justificar, aos APC NF já existentes juntam-se APC NF do tipo OCR3.

i. EXPLORAÇÃO REAL

Inicialmente a rede de testes 1 é explorada com a topologia apontada no cenário LNA1 e munida dos APC NF indicados na Tabela 4.30.

Tabela 4.30 - Localização dos APC NF na exploração real da rede de testes 1 no cenário INF2.

Saída	Localização do APC NF
1A	192-193
1B	-
1C	22-38
1D	87-89

Em função da topologia apontada e da localização dos APC NF indicada na Tabela 4.30, é possível calcular a END e o custo da END de cada saída. Na Tabela 4.31 apresenta-se a END e o custo da END para a saída 1A, 1B, 1C e 1D.

Tabela 4.31 - END e respetivo custo da exploração real da rede de testes 1 no cenário INF2.

Saída	END (kWh)	Custo (€)
1A	3 005	114 988
1B	4 710	201 840
1C	3 279	125 204
1D	4 600	189 392

Na Figura 4.28 mostra-se a desagregação dos custos apresentados na Tabela 4.31, com indicação do custo direto da END (CD_{END}) e do custo do incentivo à melhoria da continuidade de serviço (RQS).

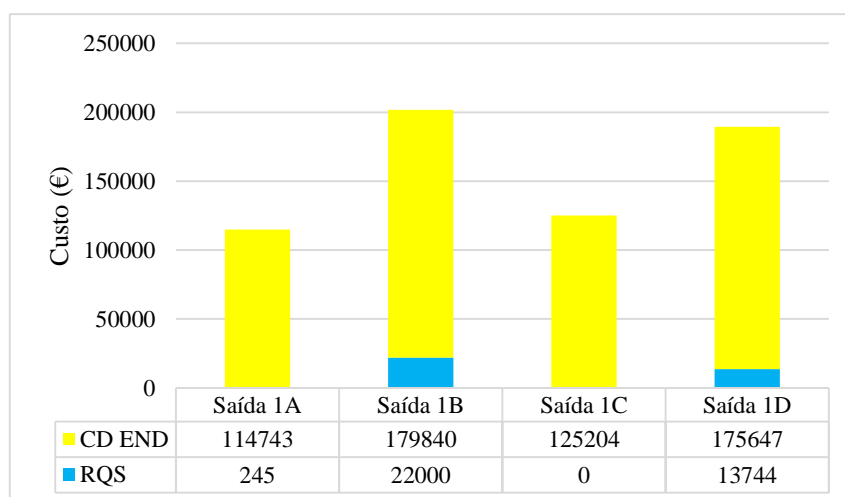


Figura 4.28 - Desagregação dos custos da END da exploração real da rede de testes 1 no cenário INF2.

Através da análise da Figura 4.28 retira-se que excetuando a saída 1C, todas as saídas são penalizadas através do *RQS* pelo nível de END que apresentam. Note-se que a ausência de investimentos deve-se ao facto da rede já estar em exploração.

ii. EXPLORAÇÃO OTIMIZADA

A exploração otimizada da rede de testes 1 apresenta a topologia do cenário LNA3/4 e é munida dos APC NF indicados pelo algoritmo de otimização proposto. Na Figura 4.29 e 4.30 apresenta-se a evolução da END e do custo da END para as saídas da rede de testes 1. A solução que minimiza o custo da END corresponde à solução que vigora na respetiva saída. No Anexo D.1 mostra-se o valor da END e do custo da END para todas as soluções de cada saída.

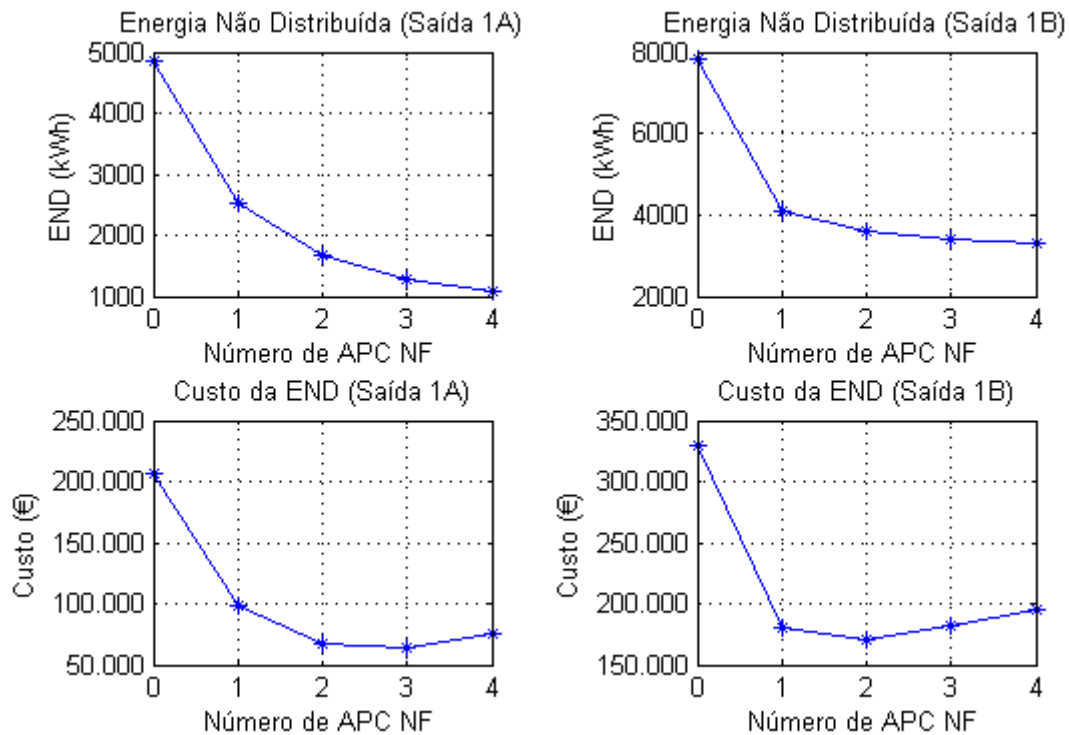


Figura 4.29 - END e custo da END da saída 1A e 1B na exploração otimizada do cenário INF2 da rede de testes 1.

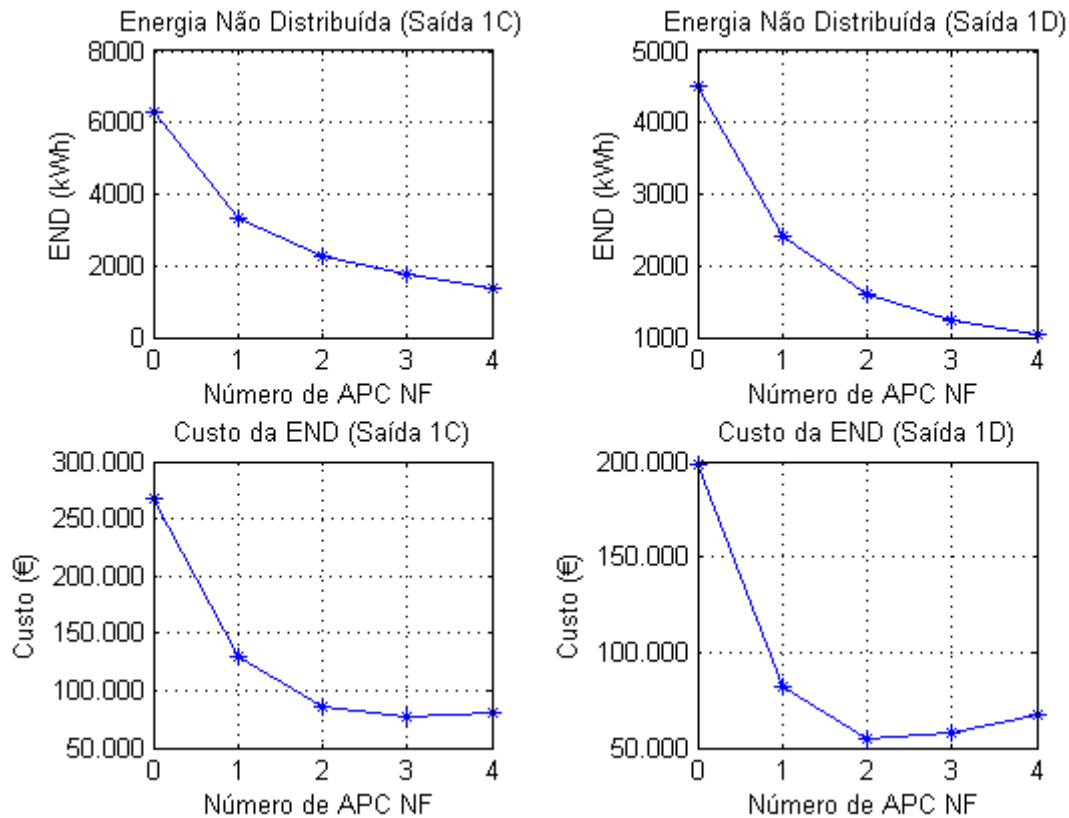


Figura 4.30 - END e custo da END da saída 1C e 1D na exploração otimizada do cenário INF2 da rede de testes 1.

Através da análise da Figura 4.29 e 4.30 verifica-se que na saída 1A e 1C a instalação de três APC NF minimiza o custo da END. Nas saídas 1B e 1D a mesma otimização é conseguida para dois APC NF. A END como é espectável diminui com o aumento dos APC NF.

Na Figura 4.31 mostra-se a desagregação do custo da END apresentado na Figura 4.29 e 4.30, discriminado o custo de investimento (C_I^{NF}), o custo direto da END (CD_{END}), e custo do incentivo à melhoria da continuidade de serviço (RQS).

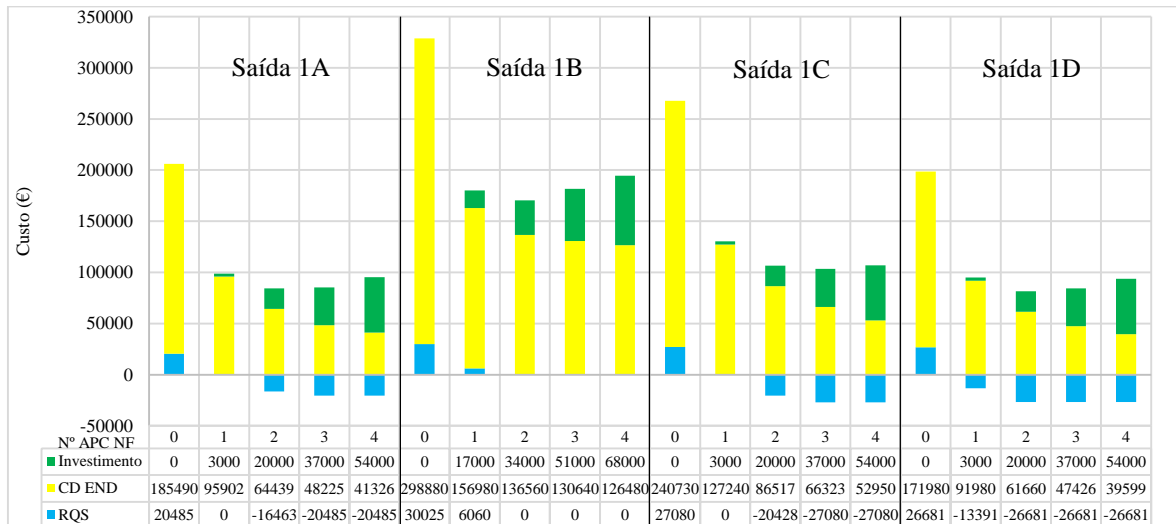


Figura 4.31 - Desagregação do custo da END na exploração otimizada da rede de testes 1 no cenário INF2.

Através da análise da Figura 4.31 verifica-se que 1B é a saída que mais contribui para custo da END da rede de testes 1. O mesmo acontece porque esta saída apresenta uma derivação da linha de eixo principal (137-153) muito densa em termos de END, e como no presente estudo apenas se averigua a instalação de APC NF nas linhas de eixo principal, a flexibilidade na instalação de APC NF diminui. Uma análise grosseira da instalação de APC NF em antenas radiais (não apresentada no presente estudo), indicou que a instalação de um APC NF na presente derivação permite diminuir consideravelmente a END da saída. Por outro lado, a mesma saída apresenta características diferentes das demais, pelo facto de não ter sido identificado nenhum APC NF na exploração real. Assim, todos os APC NF são do tipo OCR3, e como tal o investimento é superior ao das restantes saídas. Na saída 1A, 1C e 1D apesar de já existir um APC NF do tipo OCR2, para efetivar a solução ótima de cada saída é necessário adquirir cinco APC NF do tipo OCR3. Dois para a saída 1A e 1C e um para a saída 1D.

Finalizando, devido ao elevado nível de END na saída 1B, a mesma não beneficia de remuneração do *RQS*, pelo contrário, com a instalação de um APC NF é sujeita a uma ligeira penalidade. As restantes saídas beneficiam da remuneração do *RQS*, permitindo diminuir consideravelmente o custo das respetivas soluções.

Na Tabela 4.32 mostram-se as linhas ao qual devem ser alocados os APC NF para todas as saídas e soluções da exploração otimizada da rede de testes 1. De acordo com a metodologia descrita na secção 3.2.2, na solução ótima de cada saída, a primeira linha de cada saída é

dotada de APC NF do tipo OCR2 (182-220, 7-5, 137-138 e 87-89), as restantes linhas são dotadas de APC NF do tipo OCR3.

Tabela 4.32 - Localização dos APC NF na exploração otimizada da rede de testes 1 no cenário INF2.

1 APC NF	2 APC NF	3 APC NF	4 APC NF
Saída 1A			
220-192	182-220	182-220	182-220
-	198-199	203-205	199-200
-	-	220-192	203-205
-	-	-	220-192
Saída 1B			
137-138	134-133	133-131	133-131
-	137-138	136-134	134-133
-	-	137-138	136-134
-	-	-	137-138
Saída 1C			
9-13	5-3	7-5	3-2
-	13-22	9-13	13-22
-	-	22-38	41-44
-	-	-	124-8
Saída 1D			
89-98	87-89	77-87	73-77
-	103-105	89-98	87-89
-	-	105-110	89-98
-	-	-	105-110

iii. ANÁLISE COMPARATIVA

No cenário INF2 compara-se a exploração real da rede de testes 1, com a topologia indicada no cenário LNA1 e munida de três APC NF do tipo OCR2, com a exploração otimizada, com a topologia indicada no cenário LNA3/4 e munida de dez APC NF, três do tipo OCR2 e sete do tipo OCR3. Na Figura 4.32 mostra-se a END e o custo da END para a rede real e otimizada.

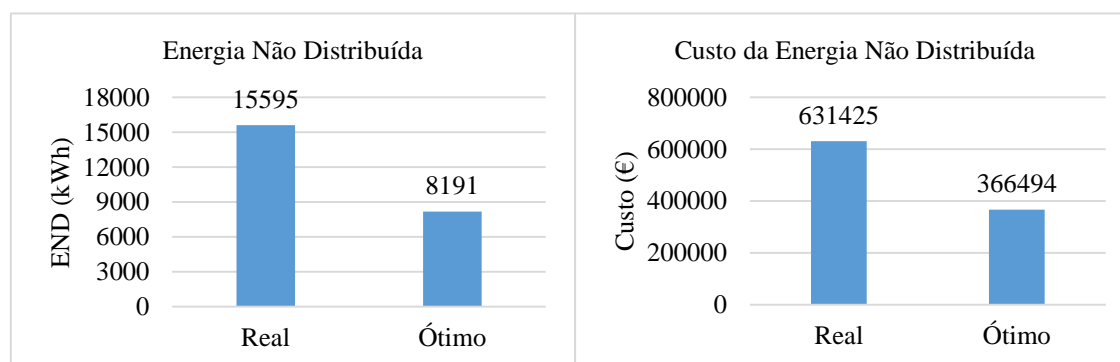


Figura 4.32 - END e respetivo custo da rede de testes 1 no cenário INF2.

Com a implementação do cenário INF2 é possível reduzir a END em aproximadamente 47,5 % e o custo da END em aproximadamente 41,9 %. Os indicadores económicos resultantes são apresentados na Tabela 4.33.

Tabela 4.33 - Indicadores económicos da implementação do cenário INF2 na rede de testes 1.

VAL (€)	TIR (%)	TRI (anos)
-264 931	16,2	5,04

Através da análise dos indicadores económicos retira-se que o cenário INF2 é claramente viável, permitindo ao operador da rede de testes 1 poupar € 264 931 em 30 anos. Os € 128 000 investidos são recuperados ao fim de um período de aproximadamente 5 anos. Como já foi mencionado, na exploração real não se considerou qualquer investimento, tendo em conta que a rede já estava em exploração, se fosse considerado o investimento estar-se-ia a sobrevalorizar os indicadores económicos apresentados.

Na Figura 4.33 apresenta-se a evolução do custo da END durante um período de 30 anos, para a exploração real e otimizada da rede de testes 1, assim como o benefício esperado com a implementação do cenário INF2. A diferença entre a curva a vermelho e a curva a verde resulta no benefício obtido com a implementação do cenário INF2. O valor da curva a vermelho e verde para o ano 30 corresponde ao custo das respetivas soluções, no caso da curva a azul o mesmo valor corresponde ao VAL da solução ótima. O momento em que a curva vermelha e verde se cruzam, ou o momento em que a curva azul cruza o eixo das abcissas corresponde ao TRI. Note-se que a curva verde e azul iniciam com o investimento necessário para efetivar as respetivas soluções.

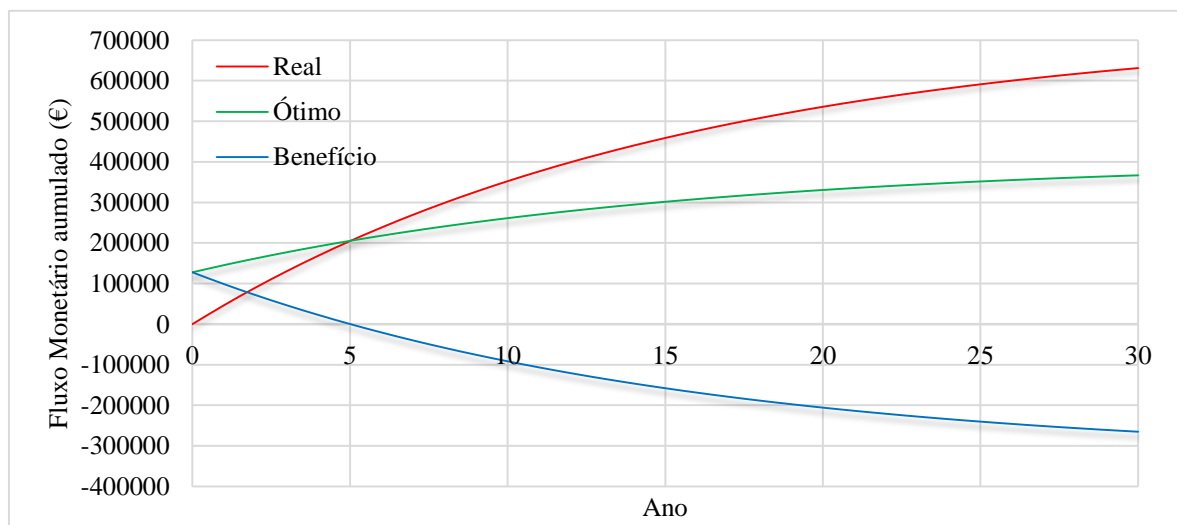


Figura 4.33 - Evolução dos custos do cenário INF2 da rede de testes 1.

4.3.2. REDE DE TESTES 2

De acordo com a secção 3.2.2 a otimização dos APC NF na rede de testes 2 é efetuada segundo dois cenários de investimento, INF1 e INF2, os respetivos resultados são apresentados nas secções 4.3.2.1 e 4.3.2.2. Tendo em conta que os cenários são iguais para as duas redes de distribuição estudadas, parte da interpretação dos resultados da rede de testes 1 é válida para a presente rede.

4.3.2.1. CENÁRIO INF1

O cenário INF1 da rede de testes 2 segue o mesmo princípio definido para a rede de testes 1. São avaliados três cenários de localização ótima de APC NF, a localização ótima de APC NF do tipo seccionador, OCR2 e OCR3. É importante relembrar que os tempos de interrupção que afetam as zonas de qualidade de serviço são diferentes para os três equipamentos (secção 3.2.3.1).

i. LOCALIZAÇÃO ÓTIMA DE APC NF DO TIPO SECCIONADOR

Na Tabela 4.34 mostram-se os resultados da localização ótima de APC NF do tipo seccionador nas saídas da rede de testes 2. É apresentada a END e o custo da END de cada solução (0, 1, 2, 3 e 4 APC NF), para além dos indicadores económicos VAL, TIR e TRI. Sombreado a verde encontra-se a solução que minimiza o custo da END e maximiza o VAL.

Tabela 4.34 - Resultados da localização ótima de APC NF do tipo Seccionador na rede de testes 2.

Número de APC NF	END (kWh)	Custo (€)	VAL (€)	TIR (%)	TRI (anos)
Saída 2A					
0	2 007	85 074	-	-	-
1	2 484	104 793	19 719	-	-
2	2 267	98 029	12 955	-	-
3	2 160	95 420	10 346	-	-
4	2 086	94 113	9 039	-	-
Saída 2B					
0	4 332	182 344	-	-	-
1	3 736	161 084	-21 260	105,4	0,89
2	3 107	138 574	-43 770	108,4	0,87
3	2 759	126 784	-55 560	91,9	1,02
4	2 560	116 287	-66 057	82,1	1,14
Saída 2C					
0	10 113	398 958	-	-	-
1	12 028	473 538	74 580	-	-
2	10 593	420 258	21 300	-	-
3	9 829	392 608	-6 350	11,3	6,74
4	9 584	384 728	-14 230	18,5	4,50
Saída 2D					
0	5 242	208 549	-	-	-
1	6 313	250 909	42 360	-	-
2	5 732	230 239	21 690	-	-
3	5 425	220 039	11 490	-	-
4	5 228	214 019	5 470	-	-

Da Tabela 4.34 apura-se que, à semelhança da rede de testes 1 na saída 2B e 2C a instalação de quatro APC NF do tipo seccionador minimiza o custo da END. Apesar de na saída 2C a instalação de um e dois APC NF não gerar benefícios, na instalação de três e quatro já se verifica o contrário, em que a última minimiza o custo da END. Contudo, atendendo ao facto que o algoritmo desenvolvido é limitado a um máximo de quatro APC NF, a otimização pode ocorrer para um número de APC NF superior a quatro. Atendendo ao âmbito do presente cenário, mesmo com esta consideração os objetivos são atingidos. Na saída 2A e 2D a instalação de APC NF não resulta em qualquer benefício, apresentando sempre VAL positivo.

Nas Figuras 4.34, 4.35 e 4.36 apresenta-se a evolução da END e do custo da END de cada solução para a saída 2A, 2B, 2C e 2D. Nas Figuras 4.35 e 4.36, para além da END e do custo da END, é apresentado também a evolução dos custos da solução ótima durante um período de 30 anos. A interpretação das figuras seguem o princípio enunciado na rede de testes 1.

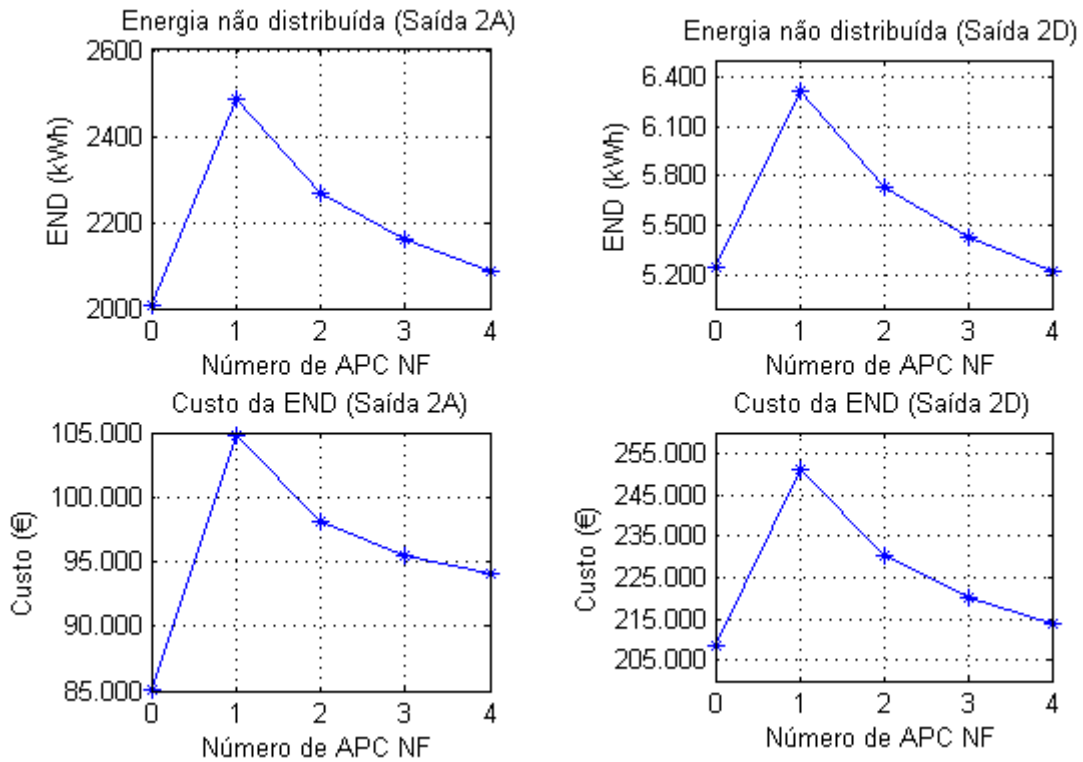


Figura 4.34 - Número ótimo de APC NF do tipo Seccionador para a saída 2A e 2D da rede de testes 2.

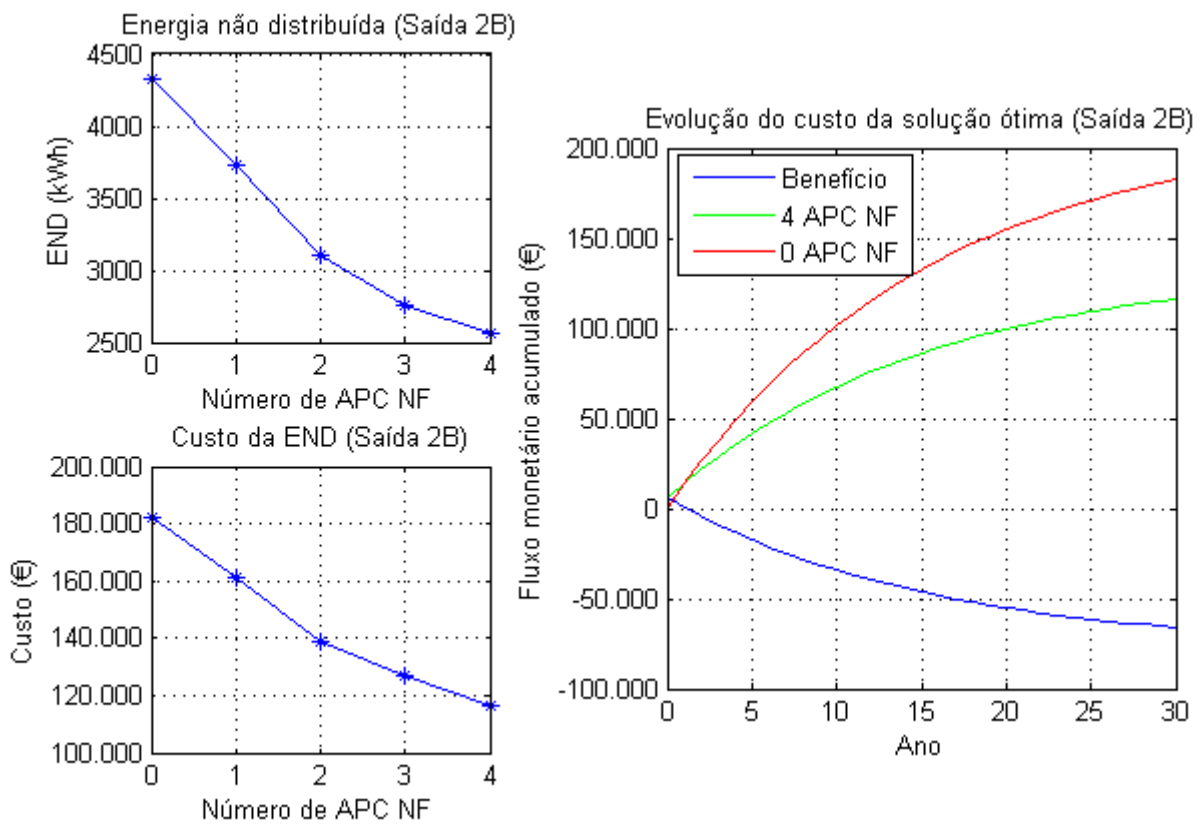


Figura 4.35 - Número ótimo de APC NF do tipo Seccionador para a saída 2B da rede de testes 2.

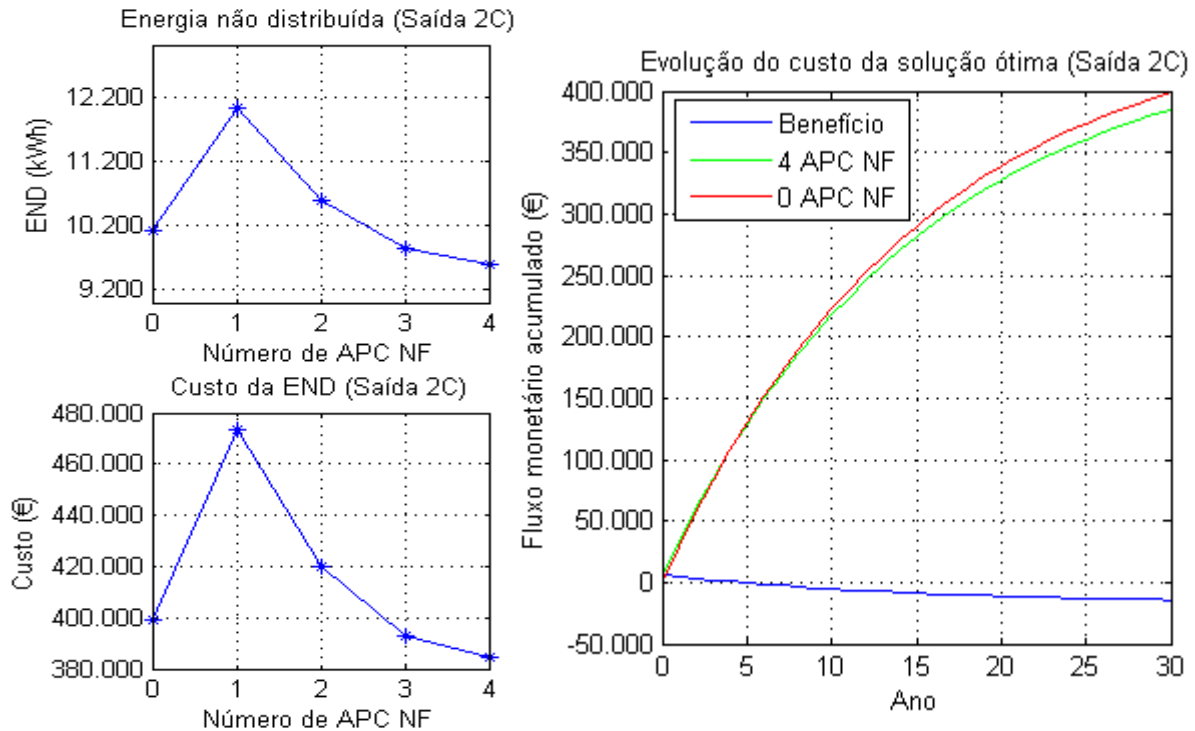


Figura 4.36 - Número ótimo de APC NF do tipo Seccionador para a saída 2C da rede de testes 2.

A rede de testes 1 caracteriza-se por ser uma rede mista com um número considerável de troços subterrâneos. A rede de testes 2 apesar de ser igualmente mista, excetuando a saída 2B, o número de troços subterrâneos é muito reduzido. Por esta razão, a saída 2B apresenta um comportamento idêntico às saídas da rede de testes 1, ou seja, a END e o respetivo custo baixam com o aumento o número de APC NF. Pelo contrário, as mesmas curvas para a saída 2A, 2C e 2D não apresentam a mesma regularidade. Nestas saídas a instalação de um APC NF aumenta o nível de END comparativamente à saída sem qualquer APC NF. Este comportamento deve-se ao facto de estas saídas serem maioritariamente aéreas, e consequentemente o tempo de reparação é reduzido quando comparado com o das subterrâneas (1,17 e 3,83 horas, respetivamente (secção 2.5)). Assim, a soma do tempo de isolamento e reconfiguração de redes aéreas apresentam um valor superior ao tempo de reparação.

A instalação de um APC NF divide a saída em duas zonas, podendo ocorrer um defeito em ambas, tal como é descrito na secção 3.2.3.1. Se o defeito for na zona imediatamente a jusante da subestação, a mesma fica fora de serviço o tempo de isolamento e reparação, e a segunda zona o tempo de isolamento e reconfiguração. Se o defeito for na segunda zona, a mesma fica fora de serviço o tempo de isolamento e reparação, e a primeira zona, o tempo

de isolamento. Assim, se a saída for maioritariamente aérea em ambos os defeitos a indisponibilidade da rede é maior do que se não houvesse nenhum APC NF (toda a saída estaria fora de serviço o tempo de reparação), resultando assim uma evolução da END idêntica à das Figura 4.34 e 4.36.

Comparando apenas a instalação de 1, 2, 3 e 4 APC NF, verifica-se que a END baixa com o aumento do número de APC NF, mesmo assim na saída 2A e 2D independentemente do número de APC NF, a solução que minimiza o custo da END continua a ser a não instalação de qualquer APC NF. Na saída 2D, apesar de a instalação de quatro APC NF resultar numa END mais baixa que a saída sem APC NF, o custo mantém-se superior. Neste caso, apesar do investimento em seccionadores ser baixo, é o motivo da situação verificada. Note-se que se fosse testada a instalação de mais do que quatro APC NF ter-se-ia uma visão mais alargada do comportamento da END. No entanto, o objetivo deste cenário é apenas demonstrar a aplicabilidade dos tempos de manobra manuais e não encontrar o número ótimo de seccionadores por saída.

Na Tabela 4.35 mostram-se as linhas ao qual devem ser alocados os APC NF do tipo seccionador para todas as soluções de cada saída.

Tabela 4.35 - Localização dos APC NF do tipo seccionador na rede de testes 2.

1 APC NF	2 APC NF	3 APC NF	4 APC NF
Saída 2A			
20-37	18-20	18-20	18-20
-	39-41	20-37	20-37
-	-	41-43	41-43
-	-	-	49-51
Saída 2B			
88-90	72-73	72-73	71-72
-	90-98	90-98	83-88
-	-	98-109	90-98
-	-	-	98-109
Saída 2C			
273-97	251-249	97-251	97-251
-	298-294	122-124	141-143
-	-	340-298	251-249
-	-	-	340-298
Saída 2D			
210-204	182-180	180-178	174-169
-	216-212	210-204	194-191
-	-	231-222	216-212
-	-	-	233-231

ii. LOCALIZAÇÃO ÓTIMA DE APC NF DO TIPO OCR2

Na Tabela 4.36 mostram-se os resultados da localização ótima de APC NF do tipo OCR2 nas saídas da rede de testes 2. É apresentada a END e o custo da END de cada solução (0, 1, 2, 3 e 4 APC NF), para além dos indicadores económicos VAL, TIR e TRI. Sombreado a verde encontra-se a solução que minimiza o custo da END e maximiza o VAL.

Tabela 4.36 - Resultados da localização ótima de APC NF do tipo OCR2 na rede de testes 2.

Número de APC NF	END (kWh)	Custo (€)	VAL (€)	TIR (%)	TRI (anos)
Saída 2A					
0	2 007	85 074	-	-	-
1	1 014	56 722	-28 352	12,6	6,21
2	755	60 231	-24 843	5,8	10,87
3	588	68 007	-17 067	2,8	16,19
4	507	82 900	-2 174	0,3	27,48
Saída 2B					
0	4 332	182 344	-	-	-
1	2 295	107 997	-74 347	31,4	2,81
2	1 609	91 908	-90 436	19,5	4,29
3	1 245	84 587	-97 757	14,3	5,59
4	1 002	93 313	-89 031	10,0	7,42
Saída 2C					
0	10 113	398 958	-	-	-
1	5 190	228 958	-170 000	70,5	1,31
2	3 870	196 578	-202 380	42,4	2,13
3	2 761	172 228	-226 730	31,9	2,77
4	2 381	175 730	-223 228	23,9	3,60
Saída 2D					
0	5 242	208 549	-	-	-
1	2 790	132 899	-75 650	32,0	2,76
2	1 918	117 605	-90 944	19,6	4,27
3	1 476	118 747	-89 802	13,2	5,96
4	1 245	124 865	-83 684	9,4	7,75

Através da análise da Tabela 4.36 verifica-se que na saída 2A a instalação de apenas um APC NF minimiza o custo da END e maximiza o VAL. Apesar de todas as soluções apresentarem um vale negativo, apenas a solução ótima é economicamente viável, uma vez que as restantes soluções apresentam uma TIR inferior à taxa de atualização. Na saída 2B e 2C, a instalação de três APC NF minimiza o custo da END. Na saída 2D a otimização ocorre com dois APC NF.

Nas Figuras 4.37, 4.38, 4.39 e 4.40 os gráficos “Energia não distribuída” e “Custo da END” representam a transposição gráfica dos valores da END e do custo da END apresentados na

Tabela 4.36. O objetivo é visualizar a tendência decrescente da END com aumento do número de APC NF, e o momento em que se assiste à inversão da tendência decrescente do custo da END. Nos gráficos “Evolução do custo da solução ótima” mostra-se o comportamento do custo da solução que minimiza o custo da END para um período de 30 anos.

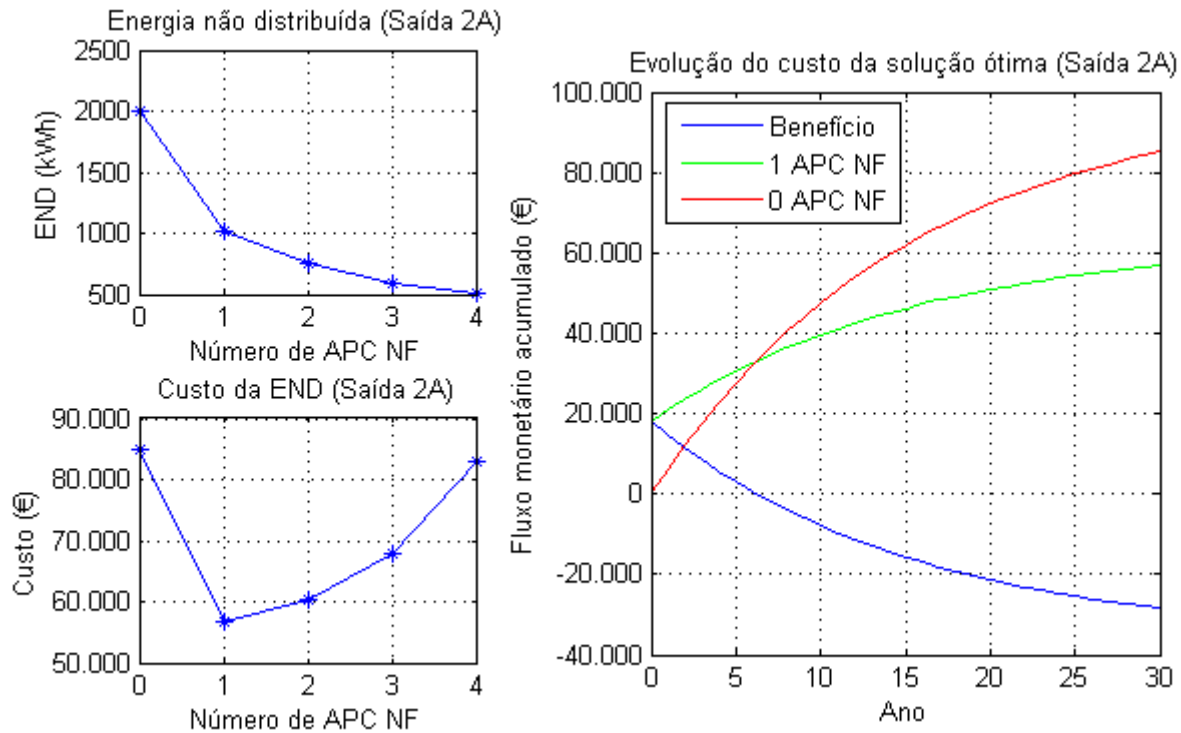


Figura 4.37 - Número ótimo de APC NF do tipo OCR2 para a saída 2A da rede de testes 2.

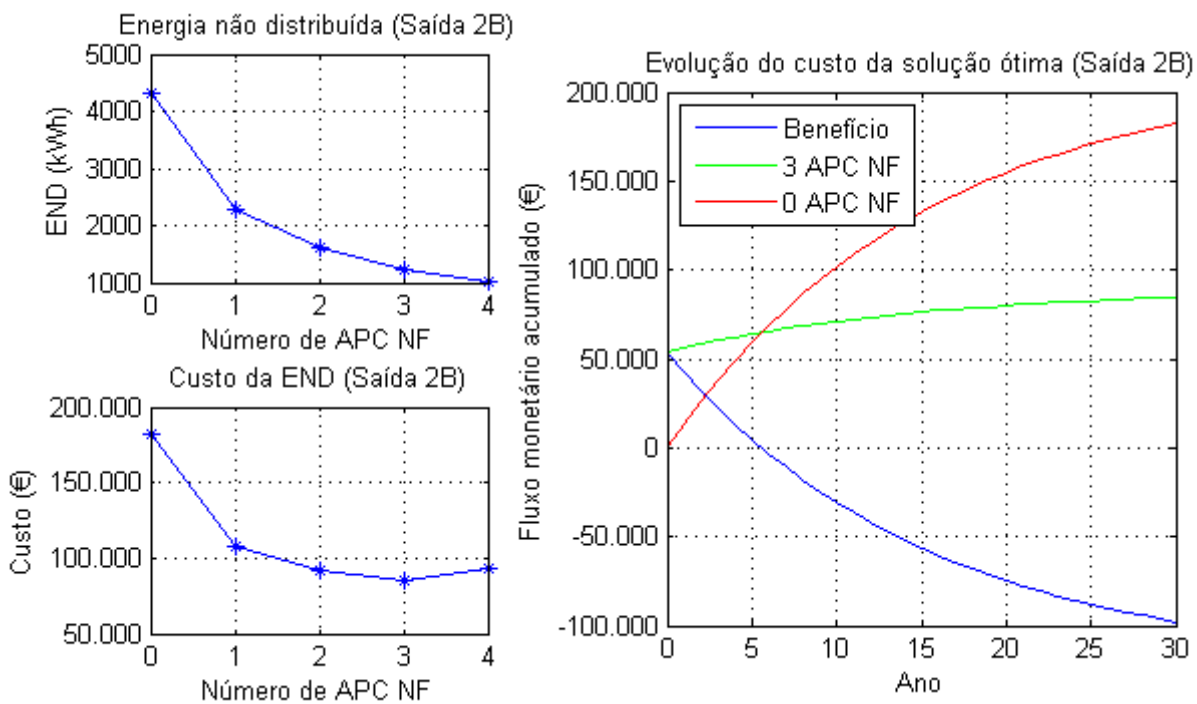


Figura 4.38 - Número ótimo de APC NF do tipo OCR2 para a saída 2B da rede de testes 2.

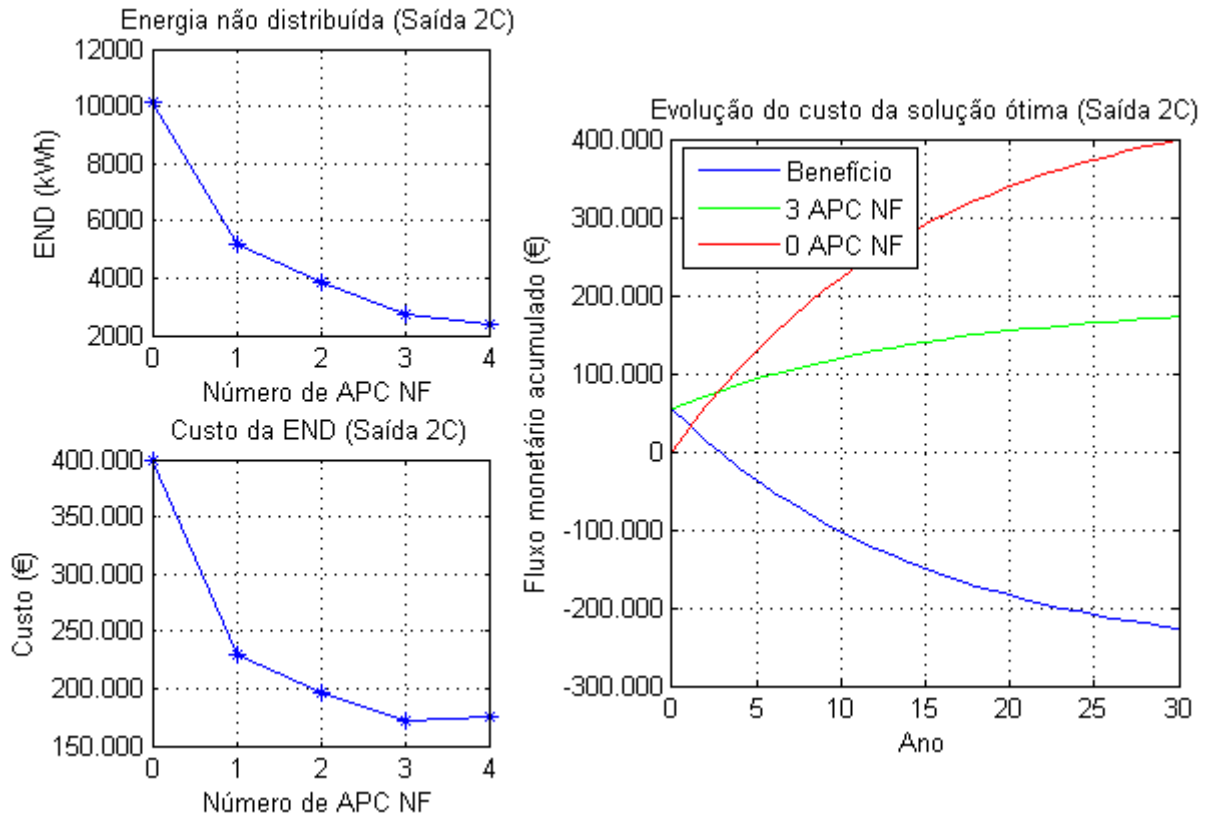


Figura 4.39 - Número ótimo de APC NF do tipo OCR2 para a saída 2C da rede de testes 2.

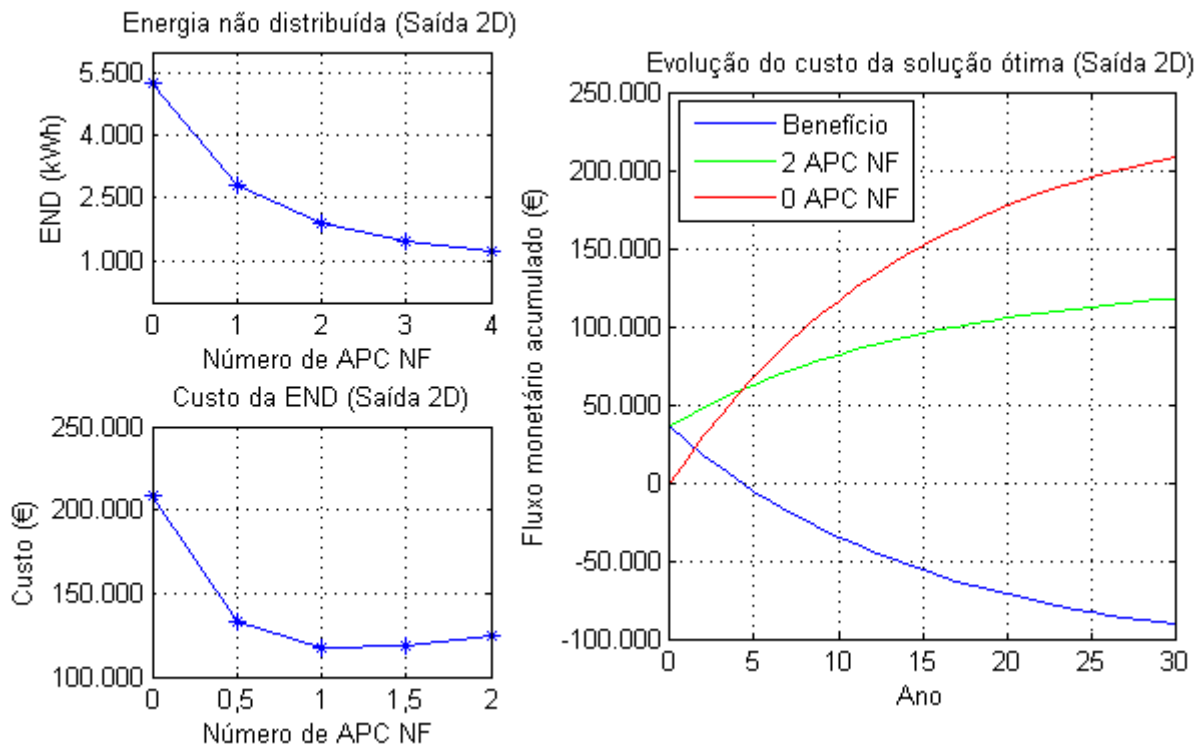


Figura 4.40 - Número ótimo de APC NF do tipo OCR2 para a saída 2D da rede de testes 2.

A interpretação das Figuras 4.37, 4.38, 4.39 e 4.40 é idêntica à interpretação efetuada para o mesmo cenário da rede de testes 1, contudo, na rede de testes 2 destaca-se o comportamento do custo da END na saída 2A. Nesta saída a instalação de um APC NF minimiza o custo da END, a instalação de mais do que um faz disparar o custo da END, atingindo-se mesmo através da instalação de quatro APC NF um custo idêntico à saída sem qualquer APC NF. Atendendo às características desta saída, o investimento em APC NF influencia de forma mais agressiva o custo da END comparativamente com as restantes saídas.

Na Tabela 4.37 mostram-se as linhas ao qual devem ser alocados os APC NF do tipo OCR2 para todas as soluções de cada saída.

Tabela 4.37 - Localização dos APC NF do tipo OCR2 na rede de testes 2.

1 APC NF	2 APC NF	3 APC NF	4 APC NF
Saída 2A			
20-37	18-20	18-20	18-20
-	39-41	20-37	20-37
-	-	41-43	41-43
-	-	-	43-49
Saída 2B			
88-90	73-74	73-74	70-71
-	90-98	90-98	74-83
-	-	98-109	90-98
-	-	-	98-109
Saída 2C			
97-251	251-249	97-251	97-251
-	288-285	124-128	124-128
-	-	340-298	316-322
-	-	-	340-298
Saída 2D			
202-196	184-182	178-176	176-174
-	222-220	210-204	194-191
-	-	231-222	216-212
-	-	-	231-222

iii. LOCALIZAÇÃO ÓTIMA DE APC NF DO TIPO OCR3

Na Tabela 4.38 mostram-se os resultados da localização ótima de APC NF do tipo OCR3 nas saídas da rede de testes 2. É apresentada a END e o custo da END de cada solução (0, 1, 2, 3 e 4 APC NF), para além dos indicadores económicos VAL, TIR e TRI. Sombreado a verde encontra-se a solução que minimiza o custo da END e maximiza o VAL.

Tabela 4.38 - Resultados da localização ótima de APC NF do tipo OCR3 na rede de testes 2.

Número de APC NF	END (kWh)	Custo (€)	VAL (€)	TIR (%)	TRI (anos)
Saída 2A					
0	2 007	85 074	-	-	-
1	1 005	55 364	-29 710	13,8	5,74
2	738	56 963	-28 111	6,9	9,73
3	570	64 305	-20 769	3,5	14,43
4	487	78 128	-6 946	0,9	23,14
Saída 2B					
0	4 332	182 344	-	-	-
1	2 273	105 381	-76 963	34,4	2,59
2	1 580	87 682	-94 662	21,5	3,94
3	1 213	80 355	-101 989	15,7	5,17
4	969	88 038	-94 306	11,1	6,83
Saída 2C					
0	10 113	398 958	-	-	-
1	5 141	226 108	-172 850	75,9	1,23
2	3 761	190 398	-208 560	46,2	1,96
3	2 636	164 438	-234 520	34,9	2,55
4	2 254	166 851	-232 107	26,2	3,31
Saída 2D					
0	5 242	208 549	-	-	-
1	2 756	130 609	-77 940	34,8	2,56
2	1 876	114 030	-94 519	21,5	3,95
3	1 427	113 886	-94 663	14,6	5,48
4	1 190	116 679	-91 870	10,9	6,96

Na rede de testes 1 a instalação de APC NF do tipo OCR2 e OCR3 apresenta resultados idênticos, apesar da melhoria da END e do custo da END com a utilização do OCR3. No entanto, o número de APC NF manteve-se igual. À semelhança da rede de testes 1, na rede de testes 2 os resultados melhoram ligeiramente com a utilização do OCR3. Pelo contrário, o número de APC NF na saída 2D passou de dois para três, comparando a utilização do OCR2 e OCR3 respetivamente. Como a diferença de custos entre a solução com dois e três APC NF é muito baixa, aliado à redução da END e do investimento conseguida pelo OCR3 comparativamente com o OCR2, neste caso é suficiente para alterar solução ótima.

Na saída 2A a instalação de um de APC NF do tipo OCR3 minimiza o custo da END. Na saída 2B e 2C a instalação de três APC NF do tipo OCR3 continua a ser a solução que minimiza o custo da END.

À semelhança dos cenários anteriores, na Figura 4.41, 4.42, 4.43 e 4.40 é apresentada a evolução da END e do custo de cada solução para a saída 2A, 2B, 2C e 2D, respetivamente.

O objetivo é assistir à inversão da tendência decrescente das curvas. Nas mesmas figuras é ainda apresentada evolução do custo da solução ótima para um período de 30 anos.

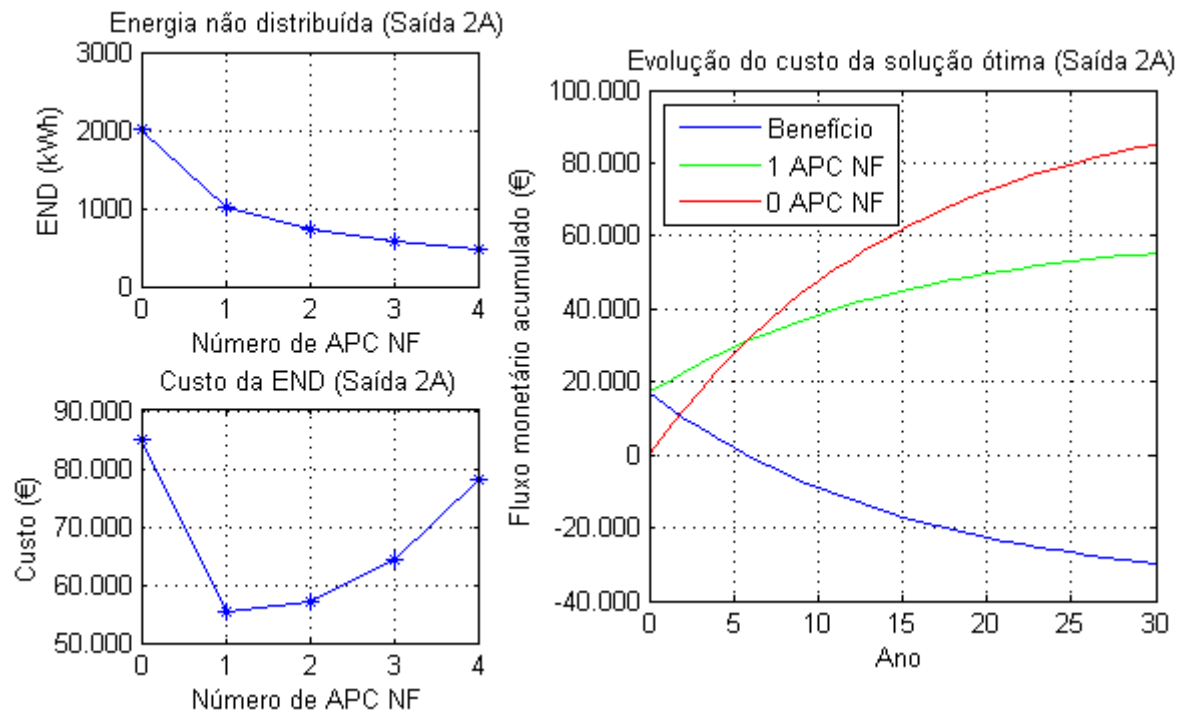


Figura 4.41 - Número ótimo de APC NF do tipo OCR3 para a saída 2A da rede de testes 2.

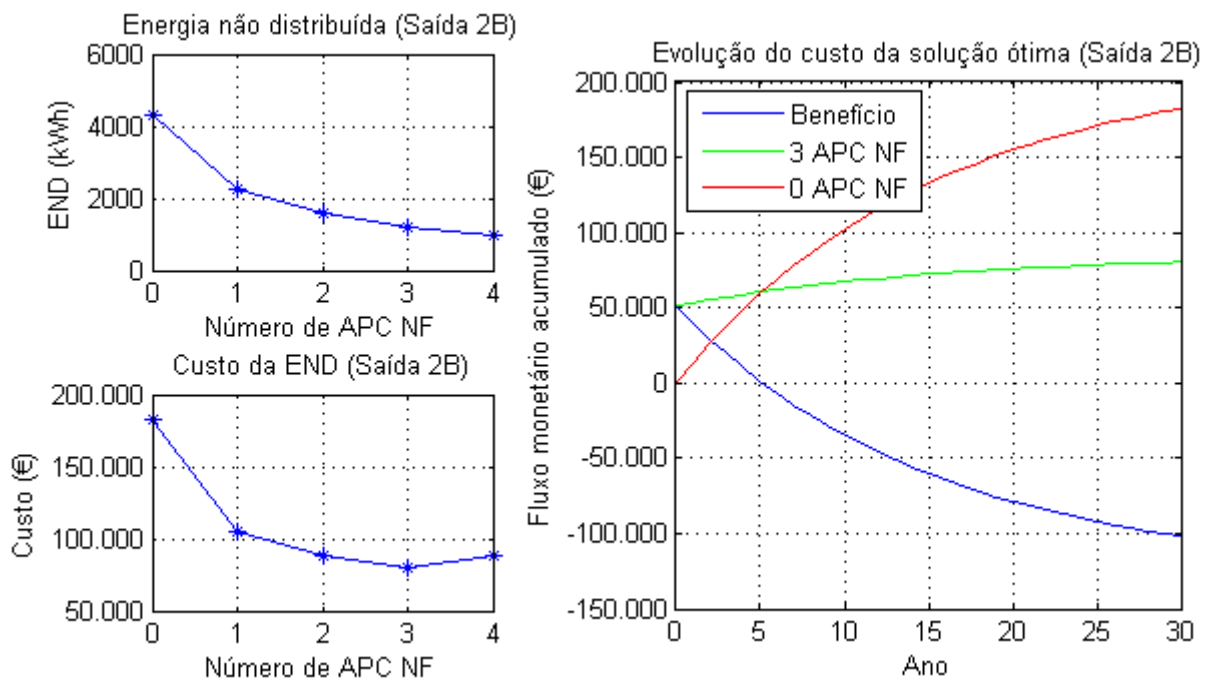


Figura 4.42 - Número ótimo de APC NF do tipo OCR3 para a saída 2B da rede de testes 2.

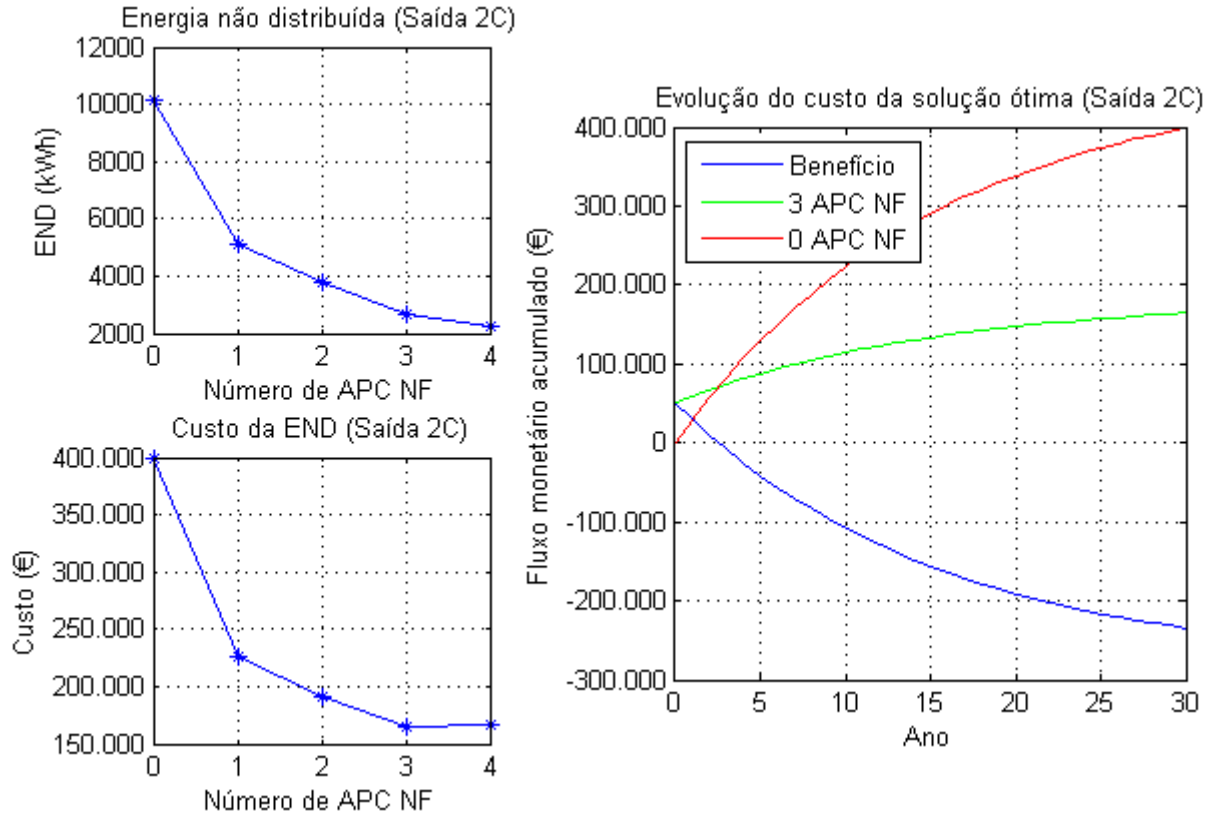


Figura 4.43 - Número ótimo de APC NF do tipo OCR3 para a saída 2C da rede de testes 2.

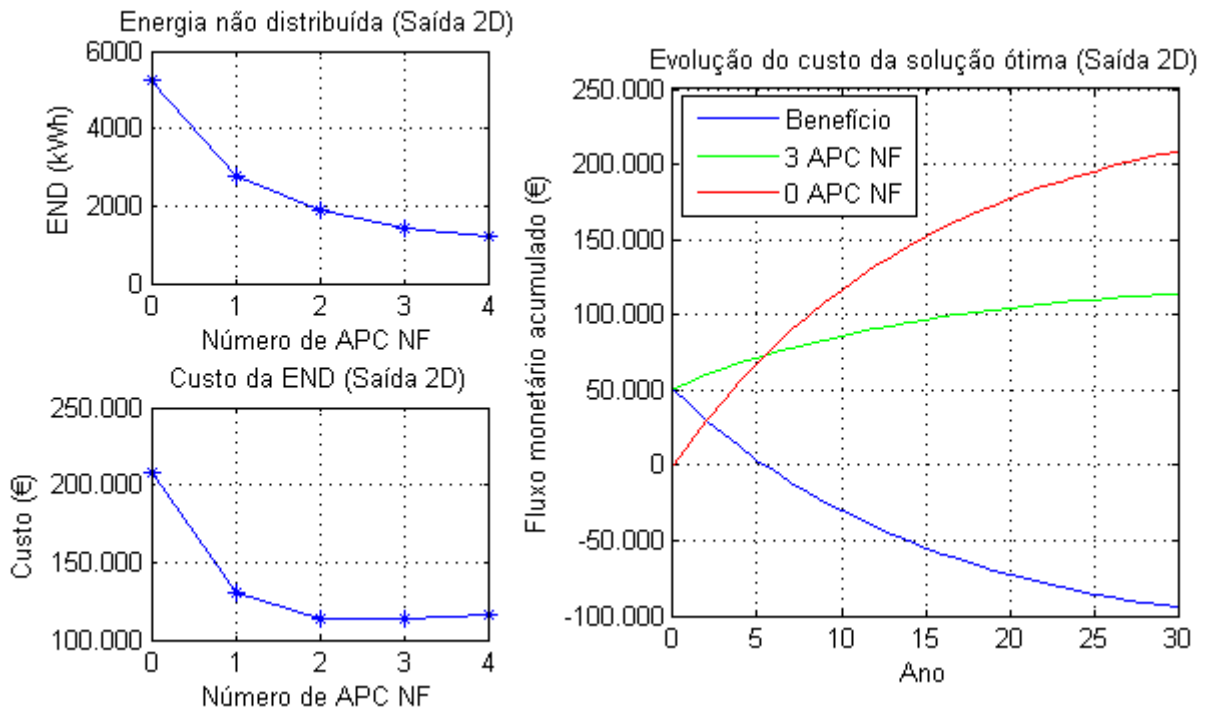


Figura 4.44 - Número ótimo de APC NF do tipo OCR3 para a saída 2D da rede de testes 2.

Na Tabela 4.39 mostram-se as linhas ao qual devem ser alocados os APC NF do tipo OCR3 para todas as soluções de cada saída.

Tabela 4.39 - Localização dos APC NF do tipo OCR3 na rede de testes 2.

1 APC NF	2 APC NF	3 APC NF	4 APC NF
Saída 2A			
20-37	18-20	18-20	18-20
-	39-41	20-37	20-37
-	-	41-43	41-43
-	-	-	43-49
Saída 2B			
88-90	72-73	72-73	70-71
-	90-98	90-98	74-83
-	-	98-109	90-98
-	-	-	98-109
Saída 2C			
97-251	251-249	97-251	97-251
-	288-285	124-128	124-128
-	-	340-298	316-322
-	-	-	340-298
Saída 2D			
202-196	184-182	178-176	176-174
-	222-220	210-204	194-191
-	-	231-222	216-212
-	-	-	231-222

iv. ANÁLISE COMPARATIVA

Na metodologia de localização ótima de APC NF apresentada no presente estudo, a otimização é efetuada saída a saída, viabilizada pelo facto de a ocorrência de um defeito numa saída não interferir com a END das outras saídas da mesma rede. A soma da END de todas as saídas corresponde à END da rede. Nos três cenários apresentados os resultados são discriminados por saída, a END e o custo da END antes da intervenção (0 APC NF) e após a intervenção (número ótimo de APC NF) para a rede de testes 2, são apresentados na Figura 4.45.

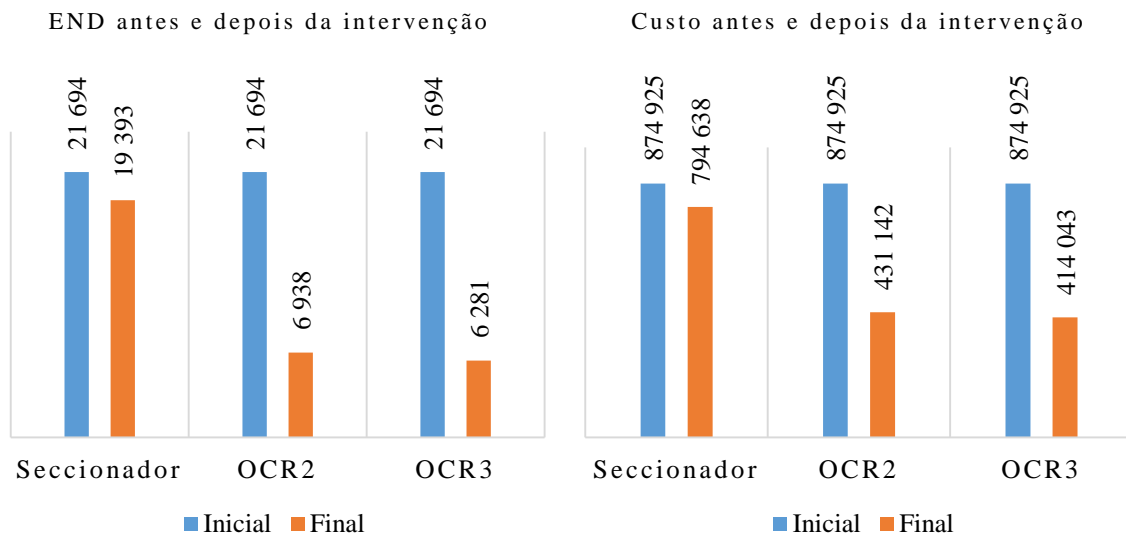


Figura 4.45 - Comparação da END e do custo da END da rede de tetes 2 antes e depois da intervenção.

Através da análise da Figura 4.45 retira-se que a utilização do seccionador, OCR2 e OCR3 permite reduzir a END em 10,6 %, 68,0 % e 71,0 % respetivamente. No que respeita ao custo da END, a utilização do seccionador, OCR2 e OCR3 permite uma redução de 9,2 %, 50,7 % e 52,7 % respetivamente. Com isto retira-se que o OCR3 é o equipamento que permite maximizar o benefício.

Na rede de tetes 2 a utilização do seccionador apresenta poucos benefícios, pois, tal como já foi mencionado, a presente rede é maioritariamente aérea e a instalação de seccionadores nem sempre resulta na diminuição da END, pelo contrário pode aumentá-la. Assim, em algumas saídas a melhor solução é mesmo a não instalação de APC NF, daí a redução da END e do custo da END ser muito pouco significativa. A utilização do OCR2 ou do OCR3 potencializam grandes reduções da END e do respetivo custo.

Comparando o OCR2 com o OCR3 verifica-se que o último permite uma redução extraordinária da END e o custo da END em aproximadamente 9,5 % e 3,9 % respetivamente. Comparando estes valores com os mesmos valores para rede de tetes 1, verifica-se que a redução do custo obtida é semelhante, contudo a redução da END com o OCR3 é muito superior na rede de tetes 2. Tal comportamento deve-se ao facto do número de APC NF instalados na saída 2D ser diferente para o OCR2 e OCR3. Com o OCR3 a saída é dotada de mais um APC NF e conseqüentemente a redução da END é mais significativa. Como a aquisição de mais um APC NF resulta num investimento, apesar da redução da END, a redução do custo da solução com três APC NF é reduzida.

Nas Figuras 4.46, 4.47, 4.48 e 4.49 mostra-se a desagregação do custo da END no custo de investimento (C_I^{NF}), custo direto da END (CD_{END}), e custo do incentivo à melhoria da continuidade de serviço (RQS) para todas as soluções de cada saída, e para cada equipamento usado como APC NF.

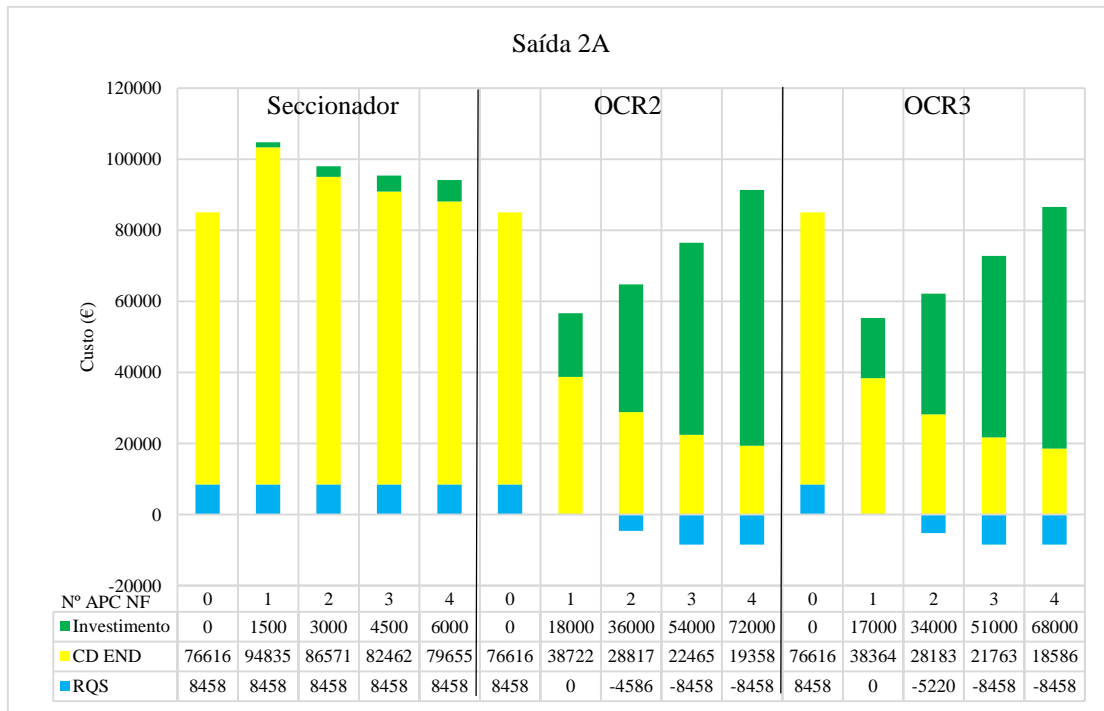


Figura 4.46 - Desagregação do custo da END para a saída 2A da rede de testes 2, no âmbito do cenário INF1.

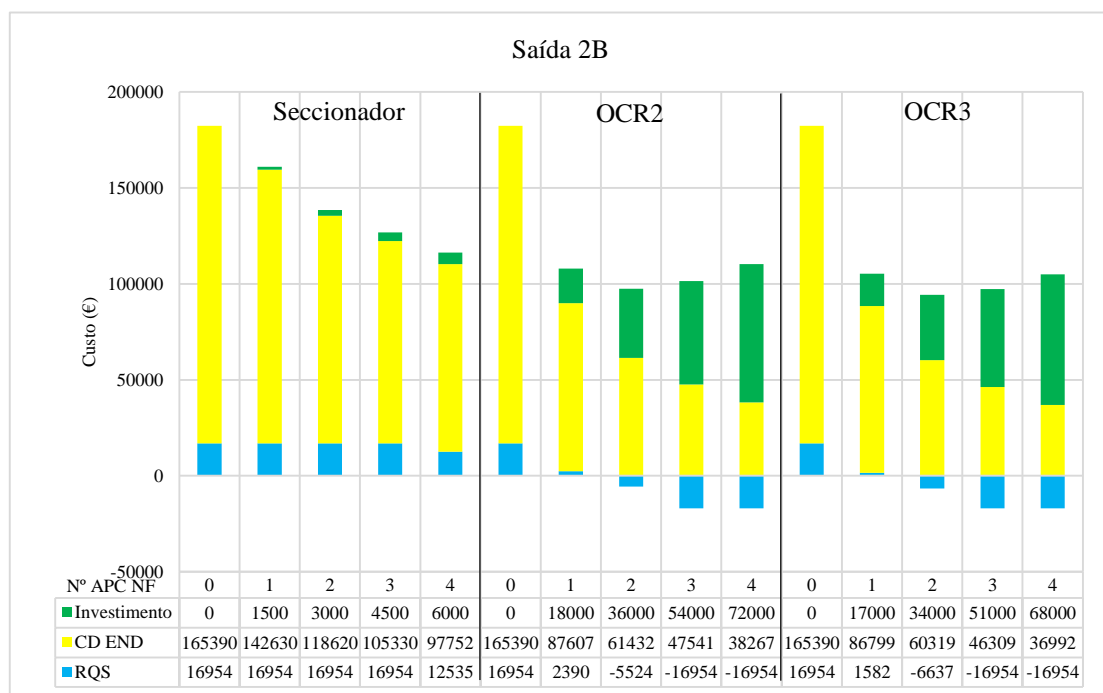


Figura 4.47 - Desagregação do custo da END para a saída 2B da rede de testes 2, no âmbito do cenário INF1.

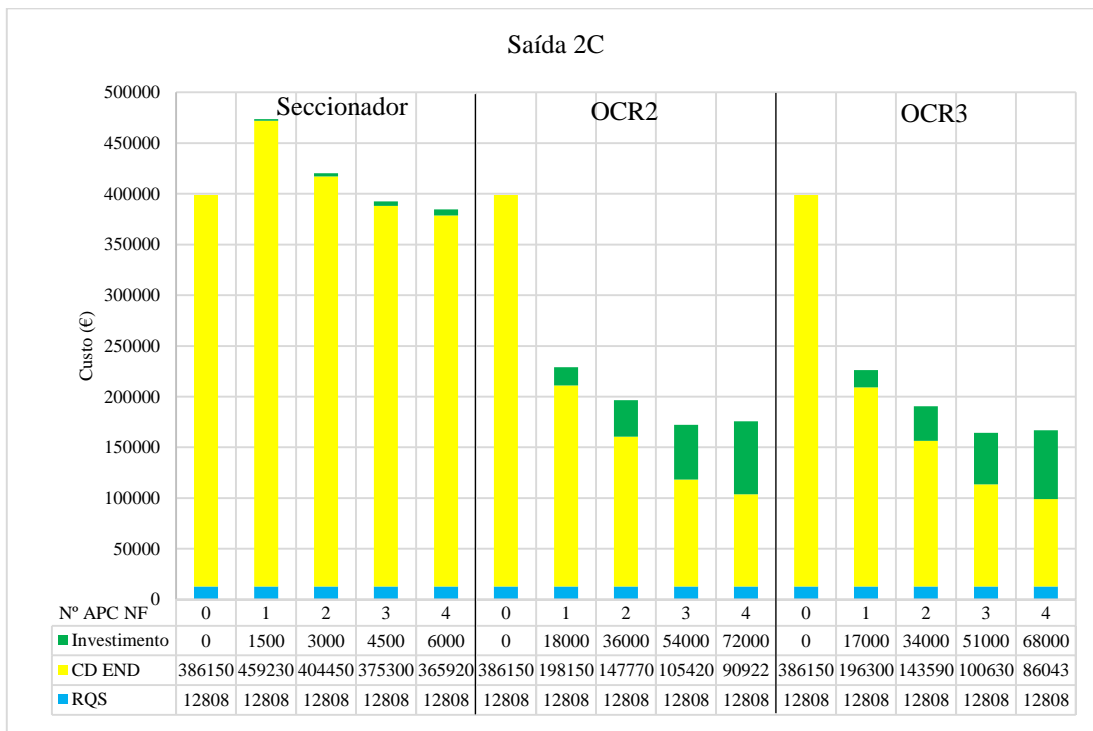


Figura 4.48 - Desagregação do custo da END para a saída 2C da rede de testes 2, no âmbito do cenário INF1.

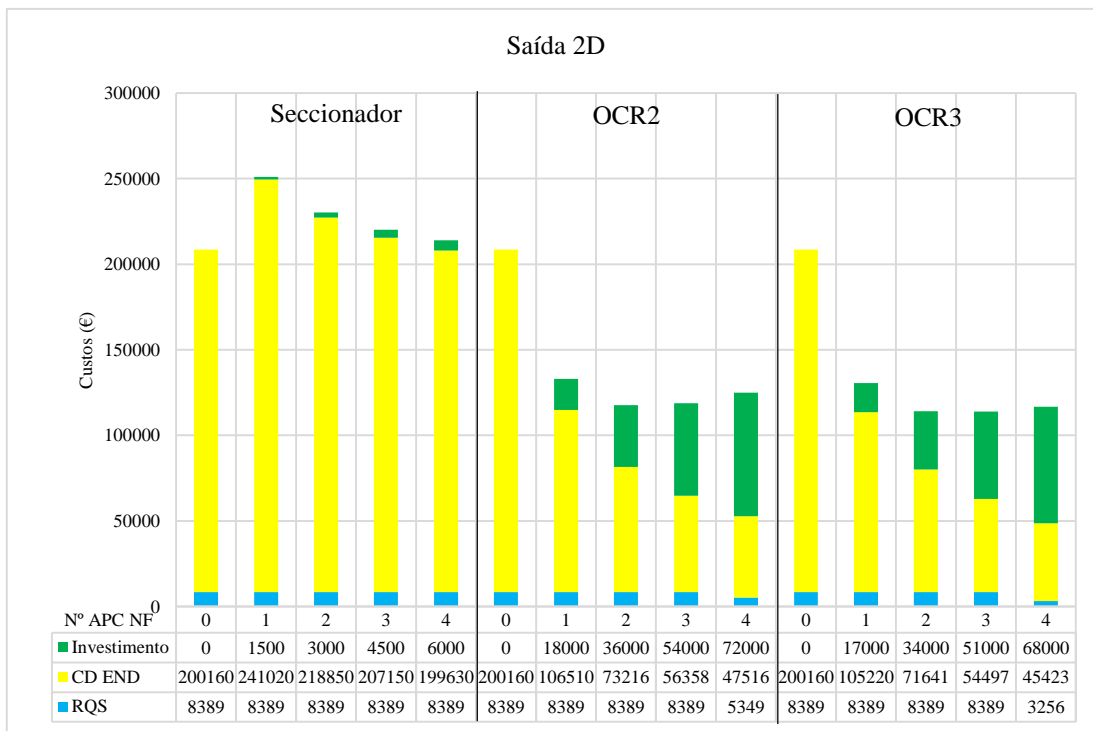


Figura 4.49 - Desagregação do custo da END para a saída 2D da rede de testes 2, no âmbito do cenário INF1.

Das Figuras 4.46, 4.47, 4.48 e 4.49 sobressai-se de imediato os elevados custos resultantes da utilização do seccionador, inclusive, o aumento de custos com a instalação de APC NF já

justificado anteriormente. A utilização do OCR2 ou OCR3 permite reduzir consideravelmente o custo da END.

O C_I^{NF} é igual para soluções iguais de saídas diferentes, já o CD_{END} e o custo do RQS varia em função da END da solução de cada saída. Desta forma, o peso do C_I^{NF} na estrutura de custos de cada solução é diferente de saída para saída. Atendendo à baixa densidade da END na saída 2A, com a utilização do OCR2 ou OCR3 o C_I^{NF} revela-se a parcela de custos com maior peso, inviabilizando mesmo a solução com 2, 3 e 4 APC NF. Nas restantes saídas, apesar do contributo do C_I^{NF} ser mais baixo, continua a ser uma parcela decisiva. Com a utilização do seccionador, independentemente do número APC NF e da saída em causa, o CD_{END} apresenta-se sempre com a maior parcela de custos, sendo o C_I^{NF} e o custo do RQS praticamente desprezáveis.

Através do RQS o operador da rede pode ser sujeito a penalizações ou remunerações pelos níveis da END que apresenta. Atendendo às características da saída 2C e 2D, independentemente do número de APC NF, o RQS implica sempre penalizações. Unicamente se consegue uma ligeira redução da penalização com a instalação de quatro APC NF do tipo OCR2 ou OCR3. De forma a anular a penalização e potencializar a compensação, seria necessário instalar mais de quatro APC NF, contudo esta solução resultaria em custos impraticáveis. Na saída 2A e 2B a instalação de 2, 3 ou 4 APC NF do tipo OCR2 ou OCR3 já resulta em compensações. A utilização do seccionador maximiza sempre a penalização.

4.3.2.2. CENÁRIO INF2

O cenário INF2 tem por objetivo avaliar a deslocação dos APC NF identificados na exploração real da rede de testes 2, para os locais que minimizem o custo da END na topologia otimizada (cenário LNA3). Se justificar, aos APC NF já existentes juntam-se APC NF do tipo OCR3.

i. EXPLORAÇÃO REAL

Inicialmente a rede de testes 2 é explorada com a topologia apontada no cenário LNA1 e munida dos APC NF indicados na Tabela 4.40.

Tabela 4.40 - Localização dos APC NF na exploração real da rede de testes 2 no cenário INF2.

Saída	Localização do APC NF
2A	20-21
2B	83-88; 90-98
2C	340-298; 120-123
2D	242-240; 204-202; 188-186

Em função da topologia apontada e da localização dos APC NF indicada na Tabela 4.40, é possível calcular a END e o custo da END de cada saída. Na Tabela 4.41 apresenta-se a END e o custo da END para a saída 2A, 2B, 2C e 2D.

Tabela 4.41 - END e respetivo custo da exploração real da rede de testes 2 no cenário INF2.

Saída	END (kWh)	Custo (€)
2A	942	35 968
2B	1 779	67 908
2C	3 619	148 980
2D	2 999	125 257

Na Figura 4.50 mostra-se a desagregação dos custos apresentados na Tabela 4.41, discriminado o custo direto da END (CD_{END}) e o custo do incentivo à melhoria da continuidade de serviço (RQS).

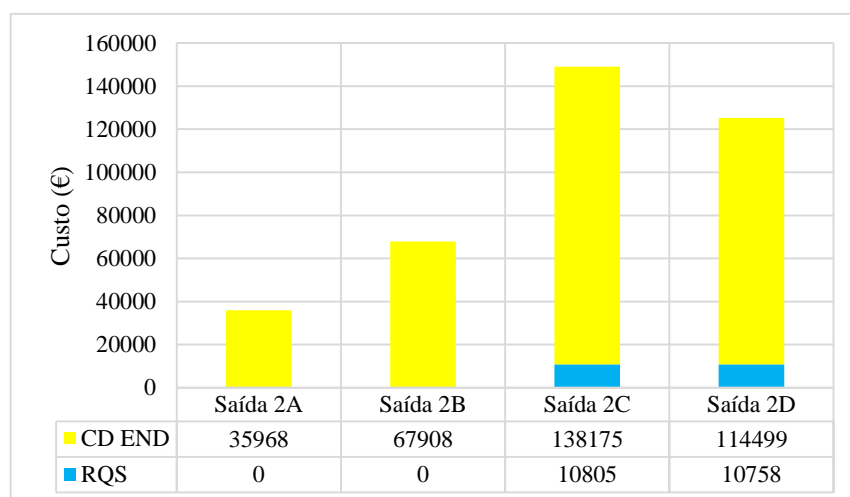


Figura 4.50 - Desagregação dos custos da END da exploração real da rede de testes 2 no cenário INF2.

Através da análise da Figura 4.50 verifica-se que na saída 2A e 2B o RQS é nulo, já na saída 2C e 2D o mesmo é máximo. O elevado nível de END da saída 2C e 2D elevam o custo para níveis muito superiores às restantes saídas. Note-se que a ausência de investimentos deve-se ao facto da rede já estar em exploração.

ii. EXPLORAÇÃO OTIMIZADA

Na exploração otimizada, a rede de testes 2 apresenta a topologia do cenário LNA3/4 e é munida dos APC NF indicados pelo algoritmo de otimização proposto. Na Figura 4.51 e 4.52 apresenta-se a evolução da END e do custo da END para as saídas da rede de testes 2. A solução que minimiza o custo da END corresponde à solução que vigora na respetiva saída. No Anexo D.2 mostra-se o valor da END e do custo da END para todas as soluções de cada saída.

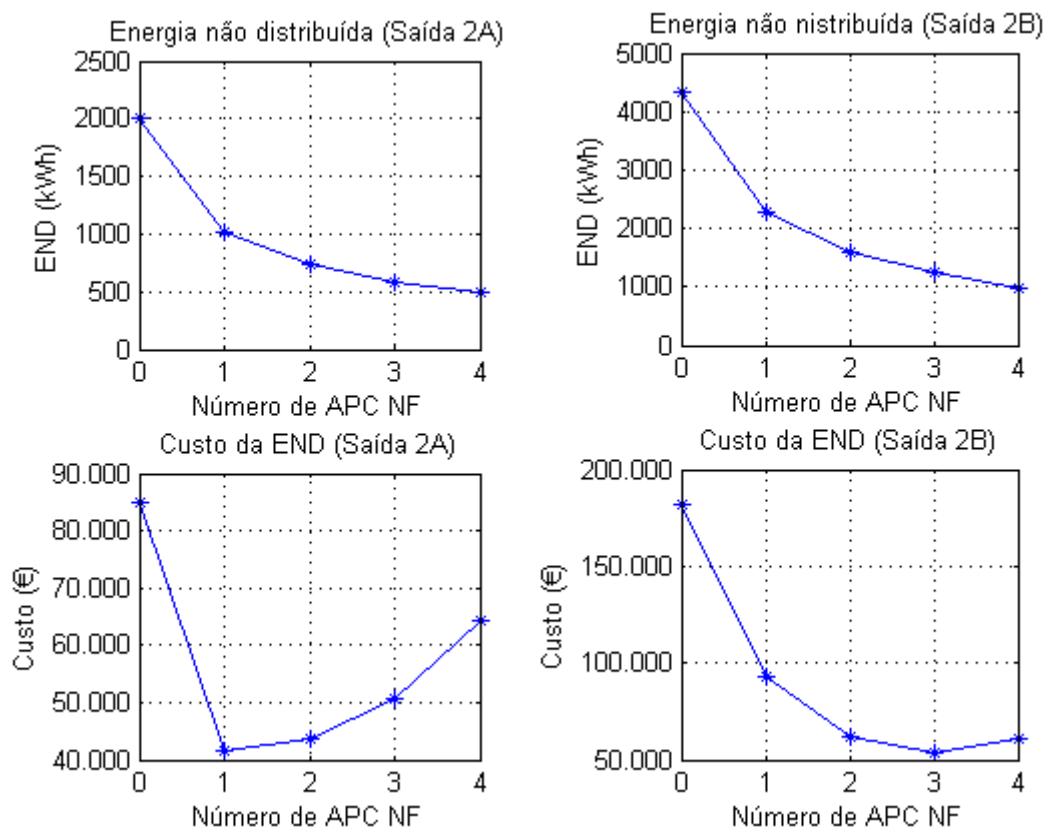


Figura 4.51 - END e custo da END da saída 2A e 2B na exploração otimizada do cenário INF2 da rede de testes 2.

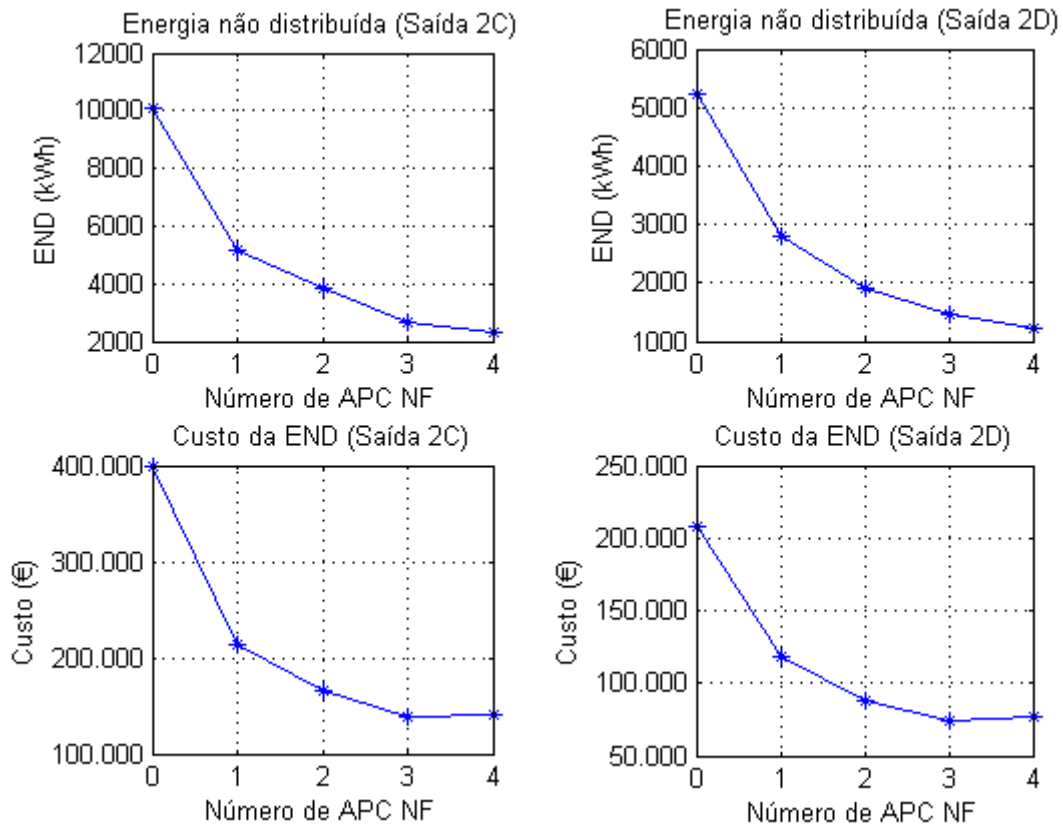


Figura 4.52 - END e custo da END da saída 2C e 2D na exploração otimizada do cenário INF2 da rede de testes 2.

Através da análise da Figura 4.51 e 4.52 verifica-se que na saída 2A a instalação de um APC NF minimiza o custo da END. Nas restantes saídas a otimização é conseguida para três APC NF. Como é espectável a END diminui sempre com o aumento dos APC NF.

Na Figura 4.53 mostra-se a desagregação dos custos apresentados na Figura 4.51 e 4.52, discriminando-se o custo de investimento (C_I^{NF}), o custo direto da END (CD_{END}), e o custo do incentivo à melhoria da continuidade de serviço (RQS).

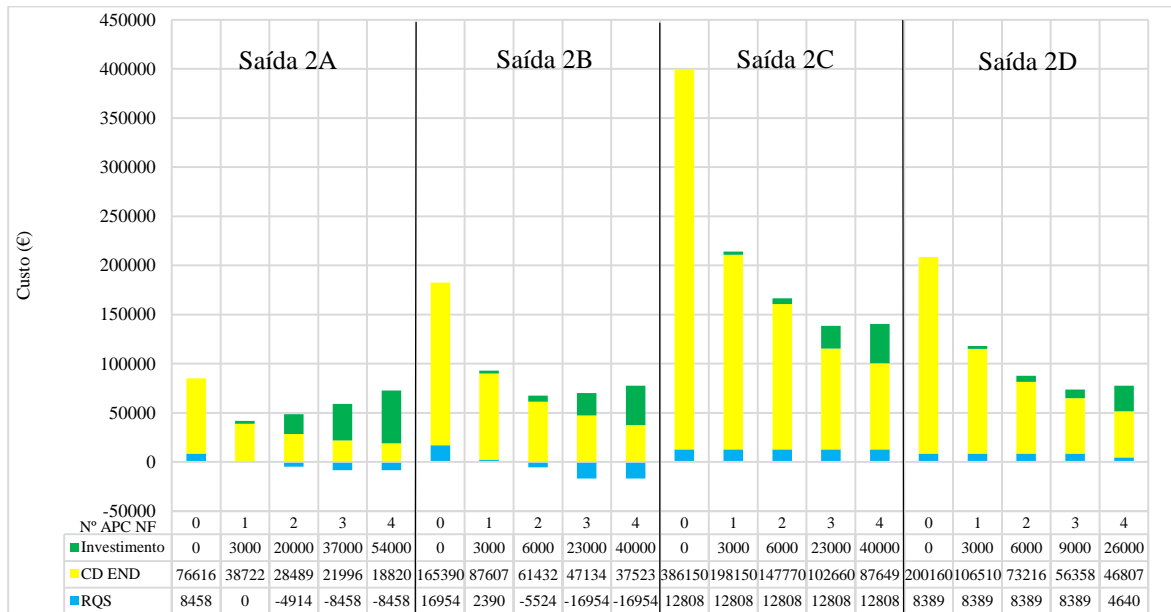


Figura 4.53 - Desagregação do custo da END na exploração otimizada da rede de testes 2 no cenário INF2.

Através da análise da Figura 4.53 verifica-se que 2C é a saída que mais contribui para custo da END da rede de testes 2, pelo contrário, 2A é a saída que menos contribui. A deslocação de um OCR2 tem um investimento associado de € 3 000, nesta medida, os baixos investimentos necessários em algumas soluções estão diretamente relacionados com os equipamentos que já existiam na rede. Na saída 2A e 2D a solução ótima é conseguida apenas com a deslocação dos APC NF já existentes na rede. Na saída 2B e 2C a instalação de três APC NF minimiza o custo da END. Tendo em conta que ambas as saídas eram dotadas de dois OCR2, apenas é necessário adquirir um OCR3 para cada saída. Os elevados custos de investimento associados ao OCR3 por vezes inviabilizam algumas soluções, a título de exemplo, se na exploração real da saída 2D existisse um quatro APC NF, a solução ótima seria dada pelos quatro equipamentos, como não existe um quarto OCR2, a aquisição de um OCR3 inviabiliza a solução. É ainda de salientar que apenas a saída 2A e 2B usufruem da remuneração do RQS.

Na Tabela 4.42 mostram-se as linhas ao qual devem ser alocados os APC NF para todas as saídas e soluções da exploração otimizada da rede de testes 2.

Tabela 4.42 - Localização dos APC NF na exploração otimizada da rede de testes 2 no cenário INF2.

1 APC NF	2 APC NF	3 APC NF	4 APC NF
Saída 2A			
20-37	18-20	18-20	18-20
-	39-41	20-37	20-37
-	-	41-43	41-43
-	-	-	43-49
Saída 2B			
88-90	73-74	73-74	70-71
-	90-98	90-98	74-83
-	-	98-109	90-98
-	-	-	98-109
Saída 2C			
97-251	251-249	97-251	97-251
-	288-285	124-128	124-128
-	-	340-298	316-322
-	-	-	340-298
Saída 2D			
202-196	184-182	178-176	176-174
-	222-220	210-204	194-191
-	-	231-222	216-212
-	-	-	231-222

De acordo com a metodologia descrita na secção 3.2.2, na solução ótima de cada saída, a linha 98-109 e 124-128 são dotadas de APC NF do tipo OCR3, as restantes linhas são dotadas de APC NF do tipo OCR2.

iii. ANÁLISE COMPARATIVA

No cenário INF2 compara-se a exploração real da rede de testes 2, com a topologia indicada no cenário LNA1 e munida de oito APC NF do tipo OCR2, com a exploração otimizada, com a topologia indicada no cenário LNA3/4 e munida de dez APC NF, oito do tipo OCR2 e dois do tipo OCR3. Na Figura 4.54 mostra-se a END e o custo da END para a rede real e otimizada.

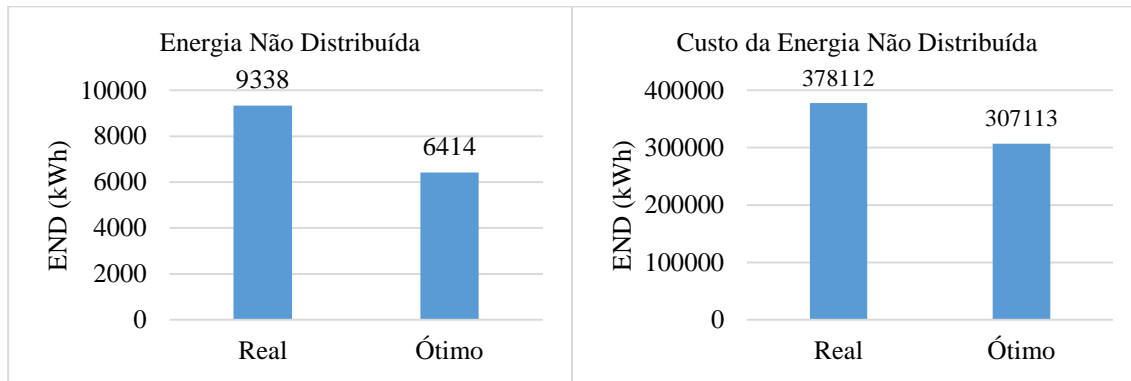


Figura 4.54 - END e respetivo custo da rede de testes 2 no cenário INF2.

Com a implementação do cenário INF2 apura-se que é possível reduzir a END em aproximadamente 31,3 % e o custo da END em aproximadamente 18,8 %. Os indicadores económicos resultantes são apresentados na Tabela 4.43.

Tabela 4.43 - Indicadores económicos da implementação do cenário INF2 na rede de testes 2.

VAL (€)	TIR (%)	TRI (anos)
-70 998	9,9	7,50

Através da análise dos indicadores económicos retira-se que o cenário INF2 é viável, permitindo à operadora da rede de testes 2 poupar € 70 998 em 30 anos. Os € 58 000 investidos são recuperados ao fim de um período de aproximadamente 7,5 anos.

Na Figura 4.55 apresenta-se a evolução dos custos durante um período de 30 anos para a exploração real e otimizada da rede de testes 2, assim como o benefício esperado com a implementação do cenário INF2. A diferença entre a curva a vermelho e a curva a verde resulta no benefício obtido com a implementação do cenário INF2. O valor da curva a vermelho e verde para o ano 30 corresponde ao custo das respetivas soluções, no caso da curva a azul o mesmo valor corresponde ao VAL da solução ótima. O momento em que a curva vermelha e verde se cruzam, ou o momento em que a curva azul cruza o eixo das abcissas corresponde ao TRI. Note-se que a curva verde e azul iniciam com o investimento necessário para efetivar as respetivas soluções.

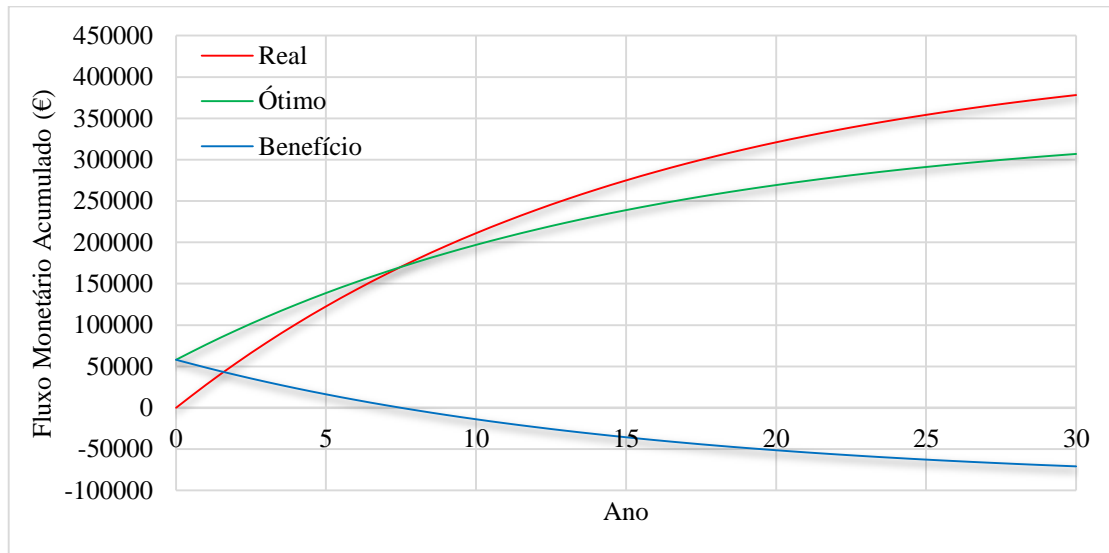


Figura 4.55 - Evolução dos custos no cenário INF2 da rede de testes 2.

4.3.3. MOMENTO ELÉTRICO

Na secção 3.2 apresenta-se a metodologia de localização ótima de APC NF, e na secção 4.3 os respetivos resultados para as duas redes estudadas. Contudo, o estudo a localização ótima de APC NF para todas as saídas de Portugal trata-se de um processo muito demorado, e consequentemente impraticável. Desta forma, surge a necessidade de encontrar um critério de fácil aplicação que dê uma indicação da localização ótima dos APC NF.

Como se mostra na secção 2.4.3.2 a END resulta do produto da indisponibilidade pela carga. A indisponibilidade é dada em função da taxa de avarias e do tempo de interrupção, por sua vez, a taxa de avarias é dada em função do comprimento dos condutores. Portanto, retira-se que a carga e o comprimento das linhas de distribuição influenciam diretamente a END. Assim, um critério de fácil acesso que aproxima a localização ótima de APC NF é o momento elétrico, o mesmo agrupa a carga e comprimento de uma rede numa só variável, através do produto de ambas.

Para além da relação com a END, o momento elétrico também possibilita a caracterização de redes de distribuição com características totalmente diferentes. A rede de testes 1 conta com 22,6 MVA de carga e é caracterizada por uma rede mista e urbana, com 58,1 quilómetros de condutores. A rede de testes 2 conta com 13,2 MVA de carga e é caracterizada por uma rede mista e rural, com 228,1 quilómetros de condutores. Comparando as duas redes de distribuição, verifica-se que a primeira é muito densa em carga e pouco extensa, e a segunda é pouco densa em carga e muito extensa. Através do momento elétrico,

a carga e comprimento complementam-se e resulta numa variável mais próxima entre as duas redes.

Na Tabela 4.44 apresenta-se o número ótimo de APC NF do tipo OCR3, a potência instalada, o comprimento e o momento elétrico para todas as saídas das redes estudadas.

Tabela 4.44 - Momento elétrico para a rede de testes 1 e 2.

Rede	Saída	APC NF	Potência Instalada (kVA)	Comprimento (km)	Momento Elétrico (kVA·km)
1	1A	3	16 335	10,93	178 502
	1B	2	21 640	14,26	308 657
	1C	3	21 375	17,42	372 281
	1D	2	17 865	14,43	257 778
2	2A	1	3 380	31,65	106 969
	2B	3	20 240	17,21	348 352
	2C	3	10 991	98,44	1 081 891
	2D	3	3 575	80,79	288 838

A divisão do momento elétrico de cada saída pelo número ótimo de APC NF do tipo OCR3 mais um, resulta no momento elétrico ótimo entre os APC NF. O ideal seria chegar a um momento elétrico entre os APC NF igual para todas as saídas, garantindo-se que a utilização deste critério resultava na localização ótima dos APC NF. Na Figura 4.56 apresenta-se o momento elétrico ótimo entre os APC NF da rede de testes 1 e 2.

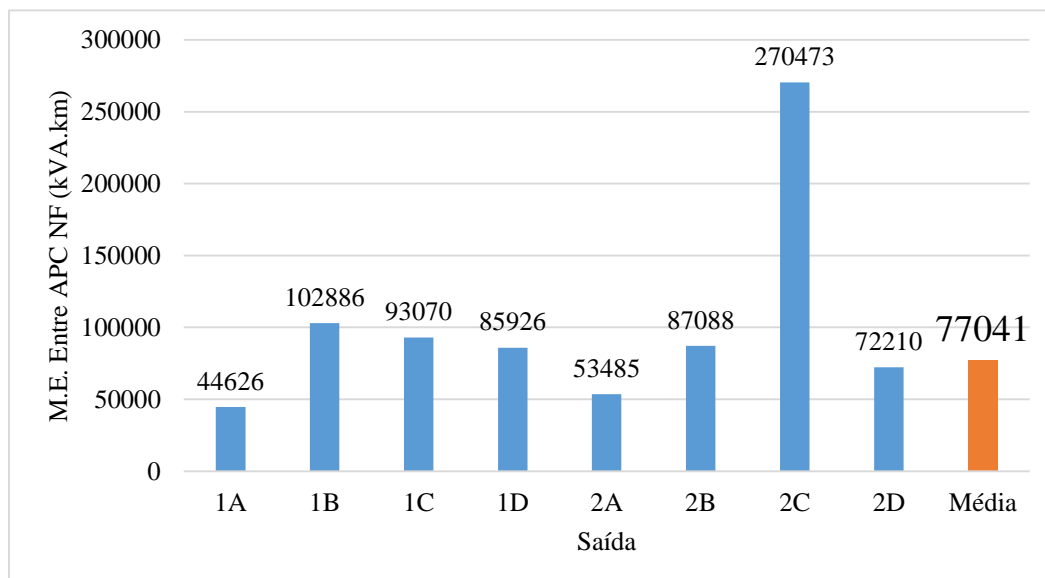


Figura 4.56 - Momento elétrico ótimo entre os APC NF da rede de testes 1 e 2.

Através da análise da Figura 4.56 verifica-se que o momento elétrico entre saídas diferentes apresenta uma variabilidade aceitável. A disparidade da saída 2C levou à sua exclusão no

cálculo da média. Tendo por base todo o estudo da localização ótima de APC NF apresentado no presente trabalho, conclui-se que a instalação de um APC NF do tipo OCR3 a cada 77 041 kVA.km permite aproximar a otimização apresentada. Note-se que o cálculo do momento elétrico entre APC NF é efetuado tendo em conta o número ótimo de APC NF do tipo OCR3, identificado para cada saída no cenário INF1. É utilizado o OCR3 pois como já foi demonstrado, é o equipamento que permite minimizar a END e o custo da END.

É ainda importante acrescentar que se utilizou a potência instalada no cálculo do momento elétrico em detrimento da carga, uma vez que a carga varia com os estimadores de corrente utilizados, e como tal, é uma variável difícil de aferir. Pelo contrário, a potência instalada é de fácil acesso, assim, optou-se pela utilização da potência instalada no cálculo do momento elétrico.

4.4. SUMÁRIO

No Capítulo 4 colocaram-se em prática as metodologias propostas no Capítulo 3. Na secção 4.1 apresentaram-se as duas redes de distribuição em estudo, a rede de teste 1, localizada no distrito do Porto, caracteriza-se por ser mista e urbana, e a rede de testes 2, localizada no distrito de Bragança, caracteriza-se por ser maioritariamente aérea e rural.

O estudo da localização ótima de APC NA, apresentado na secção 4.2, permitiu minimizar a potência ativa de perdas da rede de testes 1 e 2. Na Figura 4.57 e 4.58 mostra-se a percentagem de perdas e a taxa interna de rendibilidade de todos os cenários estudados, respetivamente.

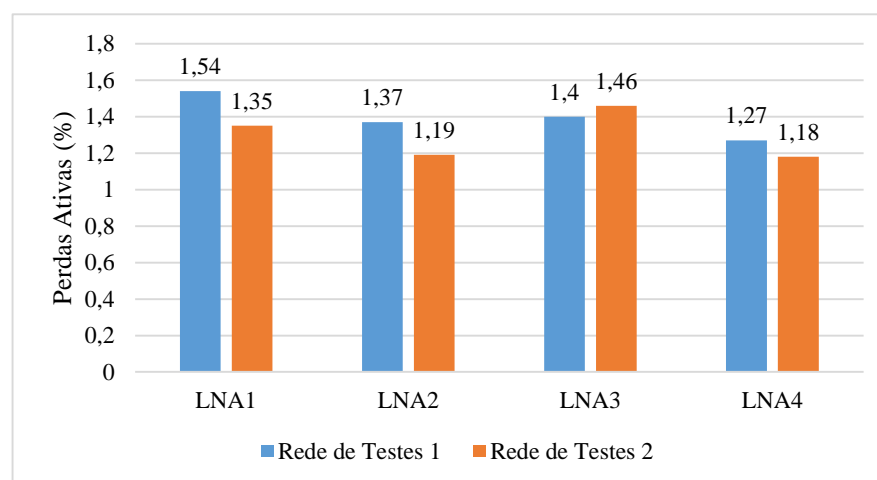


Figura 4.57 - Percentagem de perdas ativas dos cenários topológicos da rede de testes 1 e 2.

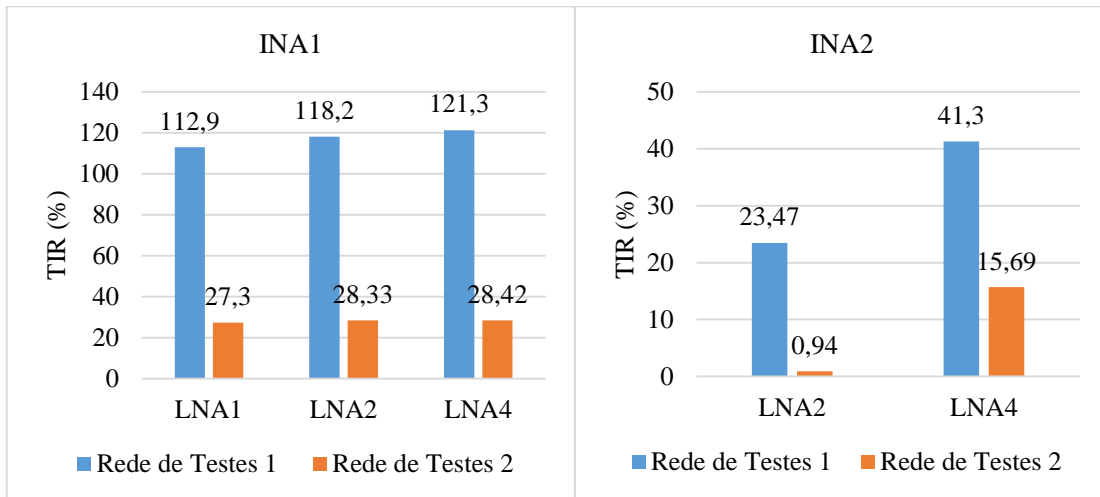


Figura 4.58 - TIR do cenário INA1 e INA2 na localização ótima de APC NA da rede de testes 1 e 2.

Relembre-se que o cenário LNA1, LNA2, LNA3 e LNA4, corresponde respetivamente, à exploração real da rede de testes 1 e 2, à otimização do *Dplan*, à otimização do *Tomlab* e à otimização do *Tomlab* introduzida no *Dplan*. Os resultados do cenário LNA3 são obtidos por uma ferramenta diferente dos restantes cenários, daí os seus resultados serem ligeiramente incoerentes para com os restantes.

Da análise da Figura 4.57 retira-se que as perdas são sempre minimizadas no cenário LNA4 e maximizadas no cenário LNA1. Desta forma, a utilização da metodologia proposta implementada em *Tomlab*, garante a melhor solução e maximiza o lucro do operador da rede. A utilização do *Dplan* reduz o benefício quando comparado com a metodologia apresentada.

De acordo com a Figura 4.58 se o objetivo for planear pela primeira vez a exploração de ambas as redes (INA1), existe viabilidade económica da adoção de todos os cenários topológicos. Se a rede já se encontrar em exploração e o objetivo for o replaneamento (INA2), ou seja, replanear a o cenário LNA1 para adotar o cenário LNA2 ou LNA4, na rede de testes 1 é viabilizada a utilização da solução ótima do cenário LNA2 e LNA4, já na rede de testes 2, apenas a utilização do cenário LNA4 é economicamente viável.

Finalizando o Capítulo 4, na secção 4.3 apresentou-se o estudo da localização ótima de APC NF. Consideraram-se dois cenários de investimento, no primeiro cenário, INF1, considera-se a aquisição e instalação dos APC NF, ou seja, a rede ainda não se encontra em exploração, no segundo cenário, INF2, considera-se a deslocação dos APC NF já existentes, ou seja, a rede já se encontra em exploração. Na Figura 4.59 mostra-se a END das redes de distribuição consideradas, antes e após a implementação dos cenários referidos. Na Figura 4.60 mostra-

se o custo da END e o VAL esperado com a implementação dos cenários. É ainda importante referir que no cenário INF1 o APC NF que minimiza o custo da END é o OCR3.

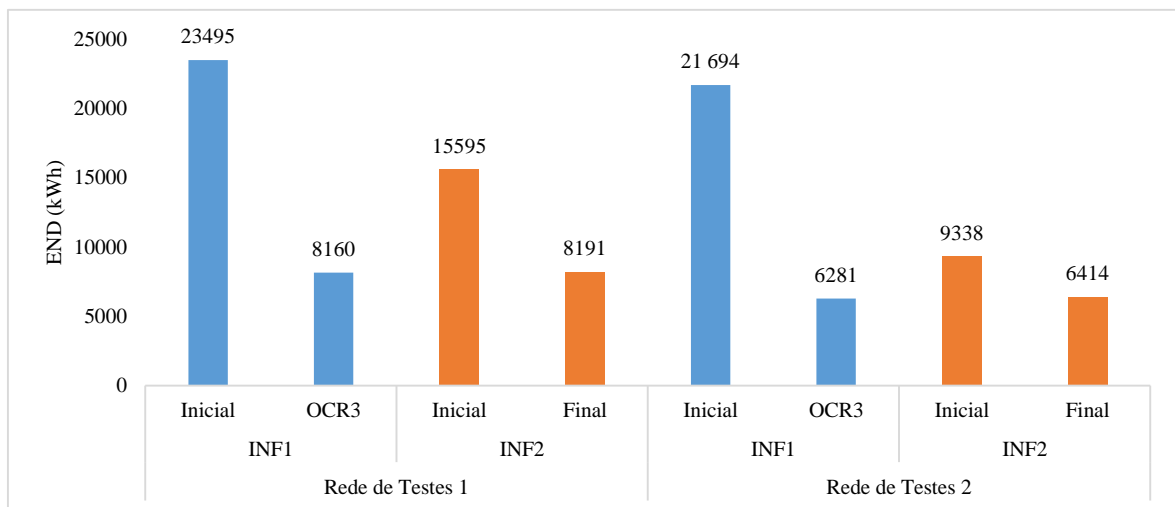


Figura 4.59 - END da solução ótima no cenário INF1 e INF2 da rede de testes 1 e 2.

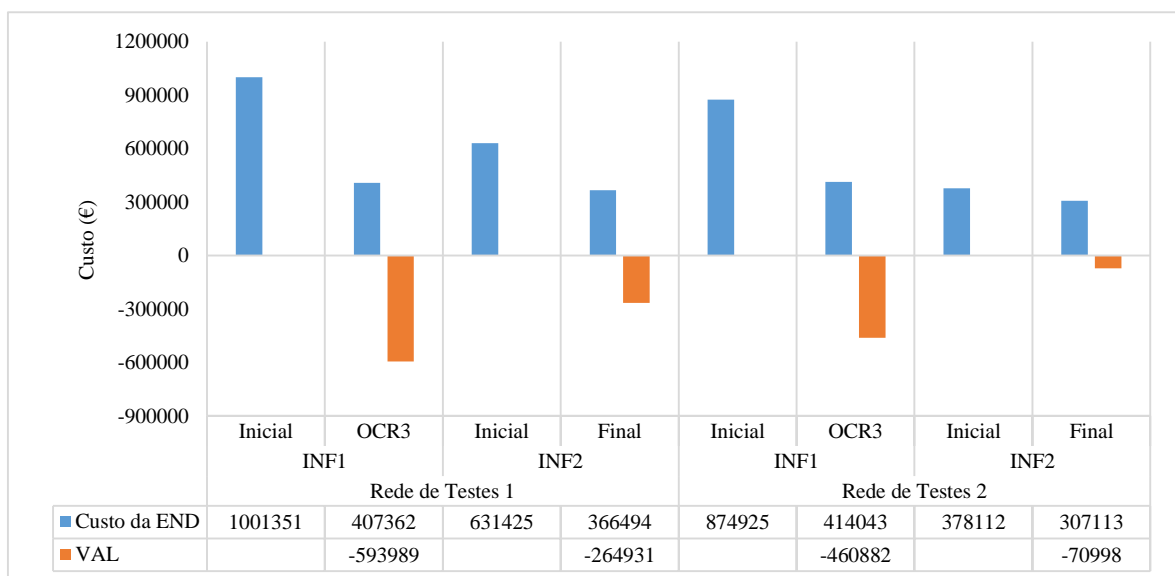


Figura 4.60 - Custo da END e VAL das soluções ótimas do cenário INF1 e INF2 da rede de testes 1 e 2.

De acordo com a Figura 4.59, a otimização segundo o cenário INF2 resulta num ligeiro aumento da END quando comparado com a otimização do cenário INF1. Tal, deve-se ao facto de no cenário INF2 os APC NF instalados inicialmente na rede serem do tipo OCR2, e desta forma aumentarem a END comparativamente com o OCR3. Na rede de testes 1 o aumento é pouco significativo (0,38 %) porque a rede apenas dispunha de três APC NF do tipo OCR2. Na rede de testes 2 o aumento é mais significativo (2,12 %) porque a rede já dispunha de 8 APC NF do tipo OCR2. Pelo contrário, de acordo com a Figura 4.60, o custo da otimização do cenário INF1 é superior ao do cenário INF2. Na rede de testes 1 a diferença

é de 1,00 %, já na rede de testes 2 a diferença é de 2,58 %. Quantos mais APC NF tiver a rede inicial (cenário INF2) menor é o custo da END, uma vez que o investimento associado à deslocação de APC NF é de apenas € 3 000, e a aquisição de um OCR3 apresenta um custo de € 17 000. O panorama apenas poderia ser diferente se o benefício com a adoção do OCR3 comparativamente com o OCR2 fosse muito mais significativo.

Na rede de testes 2 o facto do custo da END na topologia inicial do cenário INF2 ser mais baixo do que a otimização do cenário INF1 não quer dizer que a solução é melhor. Uma vez que na topologia inicial do cenário INF2 não é considerado qualquer investimento. Na realidade aquando do planeamento houve um investimento, contudo, o objetivo do cenário INF2 é apenas avaliar a deslocação dos APC NF, ou seja, se é economicamente viável otimizar a rede ou se é mais vantajoso manter o número e a localização dos APC NF pré existente.

De acordo com secção 2.6.2 em que se define a abordagem ao VAL efetuada no presente estudo, o VAL apresentado na Figura 4.60 representa o benefício esperado com a adoção das otimizações. O sinal negativo do VAL deve-se ao facto de ser um custo negativo, isto é, o operador das redes deixa de suportar um custo igual ao VAL.

A dificuldade de encontrar a solução que minimiza o custo da END para todas as saídas de Portugal levou à criação de um critério baseado no momento elétrico. Conclui-se que a instalação de um APC NF do tipo OCR3 a cada 77 041 kVA.km permite aproximar a otimização efetuada no presente estudo. Tendo em conta que o número de APC NF na otimização do cenário INF1 (OCR3) e INF2 é igual, o critério referido também pode ser utilizado no âmbito do cenário INF2.

5. CONCLUSÕES

Na presente dissertação apresentaram-se duas metodologias determinísticas para otimizar a exploração de redes de distribuição. Através da localização ótima de aparelhos de corte (APC) normalmente abertos (NA), a primeira metodologia permite encontrar a topologia radial ideal que minimiza a potência ativa de perdas. A segunda metodologia, através da localização ótima de APC normalmente fechados (NF) nas saídas radiais obtidas pela primeira metodologia, permite definir o número, o local e tipo de APC NF que devem ser instalados de forma a minimizar o custo da energia não distribuída (END). Para efetivar os APC NA e NF são testados três equipamentos do mercado, o seccionador, o OCR2 e o OCR3. As metodologias são testadas em duas redes de distribuição reais, designadas rede de testes 1 e 2.

Na localização ótima de APC NA comparou-se a otimização da metodologia proposta implementada em *Tomlab*, com o *software* utilizado pela EDP distribuição, *Dplan*. Concluindo-se que a utilização do *Tomlab* permite maximizar os proveitos, conseguindo uma diminuição de 22,8 kW e 4 kW de perdas na rede de testes 1 e 2 respetivamente, comparativamente com a otimização do *Dplan*.

Numa outra perspetiva, se a intenção for planear a exploração das duas redes pela primeira vez, a utilização do *Tomlab* em detrimento do *Dplan* permite uma poupança extraordinária de € 29 071 e € 1 415 na rede de testes 1 e 2 respetivamente, num período de 30 anos. Por

outro lado, considerando que as duas redes já estão em exploração, a deslocação dos APC NA para os locais indicados pelo *Tomlab* permite uma poupança de € 65 649 e € 11 975 na rede de testes 1 e 2 respetivamente. Já a utilização do *Dpaln* permite uma poupança de apenas € 36 579 e € 1 560 na rede de testes 1 e 2 respetivamente, sendo mesmo inviabilizando a solução para a rede de testes 2, apresentando uma taxa interna de rendibilidade mais baixa que a taxa de atualização.

Acrescenta-se ainda que o nível de perdas em ambas as redes é muito baixo quando comparado com a referência imposta pela ERSE (7,8 %). A atual exploração de ambas as redes apresenta um nível de perdas entre 1 % e 2 %. A sua otimização permite uma redução extraordinária, contudo, apenas em algumas décimas percentuais.

No que respeita à localização ótima de APC NF, no âmbito do cenário INF1, conclui-se que a utilização do seccionador, OCR2 e OCR3 na rede de testes 1, permite reduzir a END em 36,4 %, 64,6 % e 65,3 % do valor inicial, respetivamente. Já no cenário INF2 a otimização permitiu reduzir a END da exploração real em 47,5 %. De igual forma para a rede de testes 2, no âmbito do cenário INF1 conclui-se que a localização ótima de APC NF do tipo seccionador, OCR2 e OCR3, permite reduzir a END em 10,6 %, 68,0 % e 71,0 %, respetivamente. Já no cenário INF2 a otimização permitiu reduzir a END da exploração real em 31,3 %.

Assim, se o objetivo for planear pela primeira vez a exploração de uma rede de distribuição, a utilização do OCR3 permite minimizar a END. Da mesma forma os custos também são minimizados com a utilização do OCR3. Apesar da redução da END para com o OCR2 ser relativamente baixa, a mesma pode resultar em benefícios económicos maiores do que esperado, pois esta redução pode viabilizar a instalação de mais ou menos APC NF.

Em ambas as redes a utilização do OCR2 ou OCR3 potencializou reduções da END na mesma ordem de grandeza. Contudo com o seccionador o efeito foi muito mais significativo na rede de testes 1. Conclui-se assim que quando os APC são manobrados manualmente a natureza da rede é fundamental para a viabilização da instalação dos APC NF, isto é, se estiver na presença de uma rede muito densa em traçados aéreos, a instalação de APC NF manuais, no caso seccionadores, pode não diminuir a END, pelo contrário pode mesmo aumentá-la.

Numa perspetiva de custos, no âmbito do cenário INF1, a utilização do OCR3 permite uma poupança de € 593 989 e € 460 882 na rede de testes 1 e 2 respetivamente, ao fim de 30 anos. Já no cenário INF2 a poupança é de € 264 931 e € 70 998. Como é de esperar, a otimização no cenário INF1 permite maiores proveitos que o cenário INF2, aliás, nos termos da metodologia apresentada é impossível melhores proveitos no cenário INF1, uma vez que está-se perante a melhor solução global ao problema. No cenário INF2 as duas redes já eram munidas de APC NF, e como tal, a END inicial já era baixa. Mesmo assim, a otimização indicou que ainda é possível reduzir a END, apresentando poupanças consideráveis.

Na presente dissertação estudaram-se duas redes de distribuição completamente diferentes, a rede de testes 1, urbana e muito densa em termos de carga, e a rede de testes 2, rural e muito extensa. Apesar das diferenças, através do estudo do momento elétrico ótimo entre APC NF, conclui-se que o mesmo é idêntico para as duas redes. Assim a instalação de um APC NF do tipo OCR3 a cada 77 041 kVA.km permite aproximar a otimização efetuada na presente dissertação.

Conclui-se ainda que o OCR3 é o equipamento que detém mais vantagens técnicas e económicas, sendo ideal para instalar nos pontos NA e NF das redes de distribuição. É um aparelho telecomandado, reduzindo substancialmente a END quando comparado com o seccionador que é de manobra manual. Por outro lado, o facto de funcionar como um disjuntor permite a atuação na presença de defeito, característica que o OCR2 não apresenta. Esta característica para além de ter impacto direto na END, permite também diminuir o desgaste dos disjuntores das subestações, já que parte dos defeitos são tratados pelo OCR3, evitando assim manobras no disjuntor da subestação.

Finalizando, através do presente estudo é possível concluir que as metodologias apresentadas potencializam poupanças significativas para o operador das redes estudadas, viabilizando assim a sua utilização. Conclui-se ainda que a atual exploração das redes de distribuição está próxima do valor ideal de perdas ativas, contudo, em termos de END ainda existe muito potencial de redução.

5.1. CONTRIBUIÇÃO DO ESTUDO

Durante o últimos anos a Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE) tem vindo a impor níveis de referência para as perdas e END cada vez mais exigentes, tendo levado os

operadores da rede nacional de distribuição a tomar medidas para otimizar a exploração das suas redes. Desta forma, surge a necessidade de estudar a localização ótima dos APC NA e NF, visando minimizar as perdas e a END.

No estudo da localização ótima de APC NA as restrições de exploração das redes de distribuição impõem o número de APC NA, não se ganhando pela otimização nesse sentido. O benefício está em otimizar a localização dos APC NA, contudo, as redes da EDP Distribuição já se encontram bem otimizadas nesse sentido. Ainda assim, como se demonstra no presente estudo, não é garantida a solução ótima, garantindo-se a mesma através da metodologia proposta. É importante citar que apesar do *Dplan* não garantir a solução ótima em termos de perdas, não quer dizer que não seja a garantida a melhor solução. O *Dplan* permite atender para além das perdas também à fiabilidade da rede aquando da otimização dos APC NA.

O contributo mais significativo do presente estudo encontra-se na otimização dos APC NF. Na EDP Distribuição a localização de APC NF segue uma metodologia empírica, que define normalmente um APC NF por saída, o que por vezes resulta em soluções distantes da ótima. Por outro lado, a recente atualização da valorização da END, que até então era de € 1,5, e recentemente passou para € 3, influência de forma agressiva o número de APC NF instalados por saída. Como se demonstrou ao longo do estudo, o custo direto da END (diretamente influenciado pela valorização da END) domina o panorama de custo na maioria das soluções. Ora, com esta atualização, o mesmo passou exatamente para o dobro, diminuindo assim o número de APC NF que é economicamente viável instalar por saída. Com o presente estudo chega-se à conclusão que na maioria das saídas, a instalação de três APC NF minimiza o custo da END. Por outro lado a instalação de um APC NF do tipo OCR3 a cada 77 041 kVA.km, permite aproximar a otimização efetuada para qualquer tipo de rede ou saída.

5.2. LIMITAÇÕES DAS FERRAMENTAS DESENVOLVIDAS

As considerações assumidas para o desenvolvimento das metodologias apresentadas são apresentadas na secção 3.1.4 e 3.2.4, respetivamente para a localização de APC NA e NF. Estas considerações, apesar de justificadas, podem ser também entendidas como limitações.

Resumidamente, na primeira metodologia, salienta-se o facto de ser usado um trânsito de potência ótimo baseado no modelo DC. Devido às simplificações introduzidas pelo modelo DC, a potência ativa de perdas do cenário LNA3 é ligeiramente diferente da apresentada

pelo *Dplan* para a mesma topologia (LNA4). A utilização de um modelo completo poderia aproximar os resultados.

Na metodologia de localização ótima de APC NF a maior limitação encontra-se nos limites térmicos dos condutores. Na localização ótima de APC NA verificou-se que, o sobredimensionamento dos condutores garante que o limite térmico está longe de ser atingido. Contudo, na ocorrência de um defeito a topologia da rede pode ser totalmente diferente, e nesta situação o panorama inicialmente definido pode ser muito diferente. O limite térmico pode mesmo inviabilizar a instalação de um APC NF por falta de capacidade de alimentar uma determinada zona. Considerar os limites térmicos implica calcular um trânsito de potências para cada solução, na presente metodologia o mesmo não foi modelado por falta tempo.

5.3. TRABALHOS FUTUROS

Na presente secção apresentam-se possíveis melhorias ao trabalho desenvolvido, assim como diferentes abordagens passíveis de realizar futuramente. De seguida enunciam-se alguns pontos exequíveis de ser explorados:

- Ultrapassar todas as considerações apresentadas na secção 3.1.4 e 3.2.4. Nomeadamente, utilizar um modelo completo para o cálculo do trânsito de potências ótimo; contabilizar o crescimento da carga; para além das linhas de distribuição, considerar também a ocorrência de defeitos noutros equipamentos das redes de distribuição, tais como aparelhagem de corte; calcular um trânsito de potências para todas as soluções de localização de APC NF, de forma a validar os limites térmicos dos condutores; modelar a instalação de APC NF nas linhas derivadas das linhas de eixo principal; e modelar a diferenciação da localização de APC NA e NF em linhas aéreas e subterrâneas, assim como os diferentes custos de investimento nestas duas topologias;
- Na metodologia de localização de APC NA apresentada no presente estudo, apenas se consideraram as perdas nas linhas de distribuição, considerar as perdas nos transformadores pode completar o modelo;
- Em ambas as metodologias apresentadas, indica-se a linha a alocar o APC NA e NF, sendo os mesmos instalados imediatamente a jusante do barramento. Na prática estes equipamentos podem ser localizados em “qualquer” apoio/poste da rede. Portanto,

considerar os apoios como possíveis locais a receber um APC NA ou NF, vai aumentar a flexibilidade do método, podendo reduzir as perdas e a END;

- Para além da END, contabilizar outros indicadores gerais de continuidade de serviço na avaliação da fiabilidade das redes de distribuição;
- As redes de distribuição utilizadas no presente estudo foram retiradas do *software* de planeamento de redes de distribuição da EDP Distribuição, *Dplan*. A implementação das metodologias apresentadas requer um denso trabalho de tratamento dos dados das redes, de forma a transformar as saídas do *Dplan* em entradas do *Tomlab*. Assim, um trabalho de grande utilidade seria desenvolver uma ferramenta informática, que trata-se de forma automática os dados das redes de distribuição;
- No presente estudo são desenvolvidas duas metodologias deterministas independentes para localizar otimamente os APC NA e NF. Uma abordagem diferente passa por modelar ambos os problemas num só, através de uma modelação multi-objetivo não linear;
- Associado à proposta anterior, seria também interessante comparar a modelação determinista com algumas heurísticas, nomeadamente, *ant colony optimization, genetic algorithms, particle swarm optimization*, entre outras.

REFERÊNCIAS

- Abdelaziz, A.Y. et al., 2009. Distribution Systems Reconfiguration using a modified particle swarm optimization algorithm. *Electric Power Systems Research*, 79, pp.1521–1530. Available at: <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0378779609001394>.
- Abdelaziz, A.Y., Osama, R. & Elkhodary, S.M., 2013. Distribution Systems Reconfiguration Using Ant Colony Optimization and Harmony Search Algorithms. *Electric Power Components and Systems*, 41, pp.537–554.
- Ajaja, A. & Galiana, F.D., 2012. Distribution network reconfiguration for loss reduction using MILP. *Innovative Smart Grid Technologies*, pp.1–6. Available at: http://ieeexplore.ieee.org/xpls/abs_all.jsp?arnumber=6175611.
- Assis, L.S. De et al., 2012. Optimal allocation of remote controlled switches in radial distribution systems. *IEEE Power and Energy Society General Meeting*. Available at: http://ieeexplore.ieee.org/xpl/login.jsp?tp=&arnumber=6345462&url=http://ieeexplore.ieee.org/xpls/abs_all.jsp?arnumber=6345462.
- Baran, M.E. & Wu, F.F., 1989. Network reconfiguration in distribution systems for loss reduction and load balancing. *IEEE Transactions on Power Delivery*, 4(2), pp.1401–1407. Available at: http://ieeexplore.ieee.org/xpl/login.jsp?tp=&arnumber=25627&url=http://ieeexplore.ieee.org/xpls/abs_all.jsp?arnumber=25627.
- Barbosa, F.M., 2013. *Análise da Fiabilidade da Rede De Transporte e Distribuição*. Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto.
- Billinton, R. & Allan, R.N., 1996. *Reliability Evaluation of Power Systems*. Second Edi., New York and London: Plenum Press.
- Billinton, R. & Jonnavithula, S., 1996. Optimal switching device placement in radial distribution systems. *IEEE Transactions on Power Delivery*, 11(3), pp.1646–1651. Available at: <http://ieeexplore.ieee.org/xpl/articleDetails.jsp?arnumber=517529>.
- Billinton, R. & Li, W., 1994. *Reliability Assessment of Electric Power Systems Using Monte Carlo Methods*. New York and London: Plenum Press.
- Brown, R.E., 2009. *Electric Power Distribution Reliability*. Second Edi., CRC Press.
- Carlen, M. et al., 2010. Ultra high efficiency distribution transformers. *IEEE Power and Energy Society*, pp.1–7. Available at: <http://ieeexplore.ieee.org/xpl/articleDetails.jsp?tp=&arnumber=5484301&contentType>

e=Conference+Publications&sortType=desc_p_Publication_Year&searchField=Search_All&queryText=ownership+cost+power+transformers.

Carpentier, J., 1962. Contribution to the economic dispatch problem. *Bulletin de la Societe Francoise des Electriciens*, 3, pp.431–447.

Castro, R., 2011. *Uma Introdução às Energias Renováveis: Eólica, Fotovoltaica e Mini-Hídrica*. 1ª Edição, IST Press.

Debnath, K. & Goel, L., 1995. Power system planning - a reliability perspective. *ELSEVIER Electric Power Systems Research*. Available at: <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/037877969500976X>.

Dezaki, H.H. et al., 2010. Optimized Protective Devices Allocation in Electric Power Distribution Systems Based on the Current Conditions of the Devices. *IEEE International Conference on Power and Energy*. Available at: http://ieeexplore.ieee.org/xpl/login.jsp?tp=&arnumber=5697648&url=http://ieeexplore.ieee.org/xpls/abs_all.jsp?arnumber=5697648.

Dias, F.M. et al., 2015. Distribution networks planning using decomposition optimisation technique. *IET Generation, Transmission & Distribution*, pp.1–12. Available at: <http://digital-library.theiet.org/content/journals/10.1049/iet-gtd.2014.0860>.

Dias, F.M., 2014. *Fiabilidade em Sistemas Eléctricos de Energia*. Instituto Superior de Engenharia do Porto.

Direção Geral da Energia e Geologia & Ministério da Economia e do Emprego, 2013. *Relatório de Monitorização da Segurança de Abastecimento do Sistema Eléctrico Nacional 2013-2030*. Portugal.

DNT et al., 2007. *DMA-C64-152/N - Órgão de corte de rede tipo 1*. 2ª Edição, EDP Distribuição – Energia, S.A.

DPL, 2010. *Guia Técnico de Planeamento de Redes de Distribuição*. EDP Distribuição – Energia, S.A.

DTI, 2007. *DMA-C64-154/N - Órgão de Corte de Rede Tipo 2*. 4ª Edição, EDP Distribuição – Energia, S.A.

DTI, 2011. *DMA-C98-404/N - Unidade Remota de Rede (URR) para telecomando de aparelhagem de Média Tensão de redes subterrâneas e mistas*. 2ª Edição, EDP Distribuição – Energia, S.A.

DTI & DAT, 2009. *DEF-C98-410/N - Telecomando da rede de MT. Funções de automatismo*. 1ª Edição, EDP Distribuição – Energia, S.A.

DTI & DAT, 2014. *DMA-C64-157/N - Órgão de Corte de Rede Tipo 3*. 1ª Edição, EDP Distribuição – Energia, S.A.

EDP Distribuição, 2015. *DPlan - Distribution Planning*.

- EDP Distribuição, 2012. EDP Distribuição em números 2012. Available at: http://www.edpdistribuicao.pt/pt/edpdistribuicao/indicadoresGestao/ListEDPDistribuicaoemNumeros/distribuicao_numeros_2012.pdf [Accessed August 23, 2015].
- EDP Distribuição, 2014. *Plano de Desenvolvimento e Investimento da Rede de Distribuição, 2015-2019*.
- Electrical Engineering Portal, 2015. Electrical Engineering Portal - How reactive power is helpful to maintain a system healthy. Available at: <http://electrical-engineering-portal.com/how-reactive-power-is-helpful-to-maintain-a-system-healthy> [Accessed May 29, 2015].
- ERSE, 2014a. *Alteração do procedimento nº 6 do manual de procedimentos da qualidade de serviço do setor elétrico*.
- ERSE, 2014b. *Diretiva N.º 15/2014 - Tarifas e preços para a energia elétrica e outros serviços em 2015 e parâmetros para o período de regulação 2015-2017*.
- ERSE, 2014c. *Parâmetros de regulação para o período 2015 a 2017*.
- ERSE, 2015a. Portal ERSE - Actividades do Sector. Available at: <http://www.erse.pt/pt/electricidade/actividadesdosector/Paginas/default.aspx> [Accessed August 26, 2015].
- ERSE, 2015b. Portal ERSE - Continuidade de serviço. Available at: <http://www.erse.pt/pt/electricidade/qualidadedeservico/qualidadedeservicotecnica/Paginas/Continuidadedeservico.aspx> [Accessed March 5, 2015].
- ERSE, 2015c. Portal ERSE - Distribuição. Available at: <http://www.erse.pt/pt/electricidade/actividadesdosector/distribuicao/Paginas/default.aspx> [Accessed August 26, 2015].
- ERSE, 2015d. Portal ERSE - Glossário. Available at: <http://www.erse.pt/pt/glossario/Paginas/glossario.aspx?folder=664e186b-ff5e-4c7c-a1b5-5156e212800f> [Accessed August 27, 2015].
- ERSE, 2015e. Portal ERSE - Perdas nas redes de distribuição. Available at: <http://www.erse.pt/pt/electricidade/actividadesdosector/distribuicao/Paginas/RND-Perdas.aspx> [Accessed May 29, 2015].
- ERSE, 2015f. Portal ERSE - Qualidade de Serviço Técnica. Available at: <http://www.erse.pt/pt/electricidade/qualidadedeservico/qualidadedeservicotecnica/Paginas/default.aspx> [Accessed March 5, 2015].
- ERSE, 2014d. *Regulamento N.º 551/2014*, Diário da Republica, 2ª série, Nº241.
- ERSE, 2013. *Regulamento N.º 455/2013*, Diário da Republica, 2ª série, Nº232.
- Frank, S., Steponavice, I. & Rebennack, S., 2012. Optimal power flow: a bibliographic survey I. *Energy Systems*, 3, pp.259–289.

- Gan, L. & Low, S.H., 2014. Optimal Power Flow in Direct Current Networks. *IEEE Transactions on Power Systems*, 29(6), pp.1–13. Available at: <http://ieeexplore.ieee.org/xpl/articleDetails.jsp?arnumber=6803964>.
- Garcia, L., Opazo, H. & Lopez, E., 2006. Switches optimum location in medium voltage network via minimization of energy not supplied. *Proceedings of the 16th IEEE International Conference on Electronics, Communications and Computers*. Available at: <http://ieeexplore.ieee.org/xpl/articleDetails.jsp?arnumber=1604740>.
- Gomes, F.V. et al., 2005. A new heuristic reconfiguration algorithm for large distribution systems. *IEEE Transactions on Power Systems*, 20(3), pp.1373–1378. Available at: <http://ieeexplore.ieee.org/xpl/login.jsp?tp=&arnumber=1490589&url=http://ieeexplore.ieee.org/iel5/59/32048/01490589.pdf?arnumber=1490589>.
- Holmstrom, K., Goran, A.O. & Edvall, M.M., 2010. User's Guide for Tomlab 7. p.268. Available at: <http://tomopt.com/tomlab/>.
- INTS et al., 2007. *DEF-C13-551/N - Função de automatismo: religação rápida e/ou lenta de disjuntores*. 3ª Edição, EDP Distribuição – Energia, S.A.
- Jamian, J.J. et al., 2014. Minimization of Power Losses in Distribution System via Sequential Placement of Distributed Generation and Charging Station. *Arabian Journal for Science and Engineering*, 39, pp.3023–3031. Available at: <http://link.springer.com/10.1007/s13369-013-0922-5>.
- Kashem, M. a. et al., 2006. Distributed generation for minimization of power losses in distribution systems. *2006 IEEE Power Engineering Society General Meeting*, pp.1–8. Available at: http://ieeexplore.ieee.org/xpl/login.jsp?tp=&arnumber=1709179&url=http://ieeexplore.ieee.org/xpls/abs_all.jsp?arnumber=1709179.
- Khodr, H.M., Matos, M. a & Pereira, J., 2009. Distribution Systems Reconfiguration Based on OPF Using Benders Decomposition. *IEEE Transactions on Power Delivery*, 24(4), pp.2166–2176. Available at: http://ieeexplore.ieee.org/xpl/login.jsp?tp=&arnumber=5235762&url=http://ieeexplore.ieee.org/xpls/abs_all.jsp?arnumber=5235762.
- Lehtonen, M., 1998. *Fault Management in Electrical Distribution Systems*, Espoo.
- Lin, C.-H. & Lin, S.-Y., 2008. Distributed Optimal Power Flow With Discrete Control Variables of Large Distributed Power Systems. *IEEE Transactions on Power Systems*, 23(3), pp.1383–1392. Available at: <http://ieeexplore.ieee.org/xpl/login.jsp?tp=&arnumber=4578739&url=http://ieeexplore.ieee.org/iel5/59/4578730/04578739>.
- Ma, L. et al., 2010. Optimal Switch Placement in Distribution Networks under Different Conditions Using Improved GA. *IEEE Second International Conference on Computational Intelligence and Natural Computing*. Available at: <http://ieeexplore.ieee.org/xpl/articleDetails.jsp?arnumber=5643849>.

- Mehfuz, S. & Rashid, F., 2014. Ant colony system algorithm for optimal network reconfiguration. *International Journal of Computational Intelligence Systems*, 7(5), pp.973–978. Available at: <http://www.tandfonline.com/doi/abs/10.1080/18756891.2014.960235>.
- Merlin, A. & Back, H., 1975. Search for a minimal-loss operating spanning tree configuration in an urban power distribution system. *Proceedings of the 5th Power System Computation Conference (PSCC)*, pp.1–18.
- Mistry, K. & Roy, R., 2011. Enhancement of voltage stability index of distribution system by network reconfiguration including static load model and daily load curve. *2011 IEEE PES International Conference on Innovative Smart Grid Technologies-India*, pp.17–22. Available at: <http://ieeexplore.ieee.org/xpl/articleDetails.jsp?arnumber=6145379>.
- MVA - Electrotécnia, 2015. MVA - Electrotécnia. Available at: <http://www.mva.pt/info/noticias/1208> [Accessed September 15, 2015].
- Nualhong, D. et al., 2004. Reactive tabu search for optimal power flow under constrained emission dispatch. *IEEE Region 10 Conference TENCN*, 3, pp.327–330. Available at: http://ieeexplore.ieee.org/xpl/login.jsp?tp=&arnumber=1414773&url=http://ieeexplor.e.ieee.org/xpls/abs_all.jsp?arnumber=1414773.
- Oliveira, L.W. et al., 2014. Artificial Immune Systems applied to the reconfiguration of electrical power distribution networks for energy loss minimization. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, 56, pp.64–74. Available at: <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0142061513004663>.
- Oliveira, L.W. et al., 2010. Optimal reconfiguration and capacitor allocation in radial distribution systems for energy losses minimization. *International Journal of Electrical Power and Energy Systems*, 32, pp.840–848. Available at: <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0142061510000396>.
- Paiva, J.P.S., 2011. *Redes de Energia Elétrica: Uma Análise Sistémica*. 3ª Edição, Lisboa: IST Press.
- Palma, R.E.P., 2008. *Ubicación óptima de seccionadores NC y NO en redes de media tensión vía minimización de la energía no suministrada utilizando algoritmos genéticos y modos de falla*. Universidad de Concepción - Facultad de Ingeniería.
- Pereira, F.S., Vittori, K. & Costa, G.R.M., 2008. Ant colony based method for reconfiguration of power distribution system to reduce losses. In *IEEE/PES Transmission and Distribution Conference and Exposition: Latin America, T and D-LA*. Available at: <http://ieeexplore.ieee.org/xpl/articleDetails.jsp?arnumber=4641831>.
- Pezzini, P. et al., 2010. Energy efficiency optimization in distribution transformers considering Spanish distribution regulation policy. *Energy*, 35, pp.4685–4690. Available at: <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0360544210005141>.

- Purchala, K. et al., 2005. Usefulness of DC Power Flow for Active Power Flow Analysis. In *IEEE Power Engineering Society General Meeting*. pp. 2457–2462. Available at: http://ieeexplore.ieee.org/xpl/articleDetails.jsp?tp=&arnumber=1489581&contentType=Conference+Publications&searchField=Search_All&queryText=Usefulness+of+D+C+Power+Flow+for+Active+Power+Flow+Analysis.
- Ramesh, L. et al., 2009. Minimization of Power Loss in Distribution Networks by Different Techniques. *International Journal of Electrical and Electronics Engineering*, 3(4), pp.521–527.
- Ramos, R., Vallejos, J. & Baran, B., 2004. Multiobjective reactive power compensation with voltage security. *2004 IEEE/PES Transmission and Distribution Conference and Exposition: Latin America*. Available at: http://ieeexplore.ieee.org/xpl/login.jsp?tp=&arnumber=1432396&url=http://ieeexplore.ieee.org/xpls/abs_all.jsp?arnumber=1432396.
- Rausand, M. & Hoyland, A., 2004. *System reliability theory: models, statistical methods and applications*. Second Edi., Canada: John Wiley & Sons, Inc., Hoboken, New Jersey.
- Sadati, N., Amraee, T. & Ranjbar, A.M., 2009. A global Particle Swarm-Based-Simulated Annealing Optimization technique for under-voltage load shedding problem. *Applied Soft Computing Journal*, 9, pp.652–657. Available at: <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1568494608001269>.
- Santos, C. et al., 2011. *Harmonização de Metodologias de Estudos MT e BT com as DRCs*. EDP Distribuição - Energia, S.A..
- Solidal, 2015. *Guia técnico - Condutores elétricos*. Available at: <http://www.solidal.pt/var/imagens/gerais/File/guiatecnico/guiatecnico.pdf>.
- Su, C.T. & Lee, C.S., 2001. Feeder reconfiguration and capacitor setting for loss reduction of distribution systems. *Electric Power Systems Research*, 58, pp.97–102. Available at: <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0378779601001249>.
- Subrahmanyam, J.B. V. & Radhakrishna, C., 2009. A Simple Method for Feeder Reconfiguration of Balanced and Unbalanced Distribution Systems for Loss Minimization. *Electric Power Components and Systems*, 38, pp.72–84. Available at: <http://www.tandfonline.com/doi/abs/10.1080/15325000903273270#.VegWDPIViko>.
- Tong, X., Zhang, Y. & Wu, F.F., 2006. A decoupled semismooth Newton method for optimal power flow. In *IEEE Power Engineering Society General Meeting*. Available at: http://ieeexplore.ieee.org/xpl/login.jsp?tp=&arnumber=1709065&url=http://ieeexplore.ieee.org/xpls/abs_all.jsp?arnumber=1709065.
- Torres, J. et al., 2013. A genetic algorithm based on the edge window decoder technique to optimize power distribution systems reconfiguration. *Electrical Power and Energy Systems*, 45, pp.28–34. Available at: <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S014206151200525X>.

- World Data Bank, 2015. World Development Indicators. Available at:
<http://databank.worldbank.org/data//reports.aspx?source=2&country=PRT&series=&period=> [Accessed August 27, 2015].
- Zhang, L., Xu, Y. & Wang, Z., 2008. Research on optimization of recloser placement of DG-enhanced distribution networks. *3rd International Conference on Deregulation and Restructuring and Power Technologies*. Available at:
<http://ieeexplore.ieee.org/xpl/login.jsp?tp=&arnumber=4523848&url=http://ieeexplor.e.ieee.org/iel5/4511470/4523365/04523848.pdf?arnumber=4523848>.
- Zhang, W., Li, F. & Tolbert, L.M., 2007. Review of reactive power planning: Objectives, constraints, and algorithms. *IEEE Transactions on Power Systems*, 22(4), pp.2177–2186. Available at:
http://ieeexplore.ieee.org/xpl/login.jsp?tp=&arnumber=4349142&url=http://ieeexplor.e.ieee.org/xpls/abs_all.jsp?arnumber=4349142.
- Zidan, A. & El-Saadany, E.F., 2012. Network reconfiguration in balanced distribution systems with variable load demand and variable renewable resources generation. In *IEEE Power and Energy Society General Meeting*. Available at:
<http://ieeexplore.ieee.org/xpl/articleDetails.jsp?arnumber=6345160>.

ANEXOS

Nos Anexos mostra-se informação não essencial para se perceber e interpretar a presente dissertação, contudo fundamental para a implementação da mesma.

A. CARATERIZAÇÃO DA REDE DE TESTES 1

No Anexo A mostra-se a caraterização da rede de testes 1, onde se apresenta o *layout* da rede em *Dplan*, a identificação das cargas e as características das linhas de distribuição.

A.1. LAYOUT DA REDE EM *DPLAN*

Na Figura A1 é possível consultar o *layout* da rede de testes 1 em *Dplan* (EDP Distribuição 2015). A saída 1A (verde), 1B (azul) e 1C (laranja) correspondem às saídas da subestação 1. A saída 1D (rosa) corresponde à única saída da subestação 67.

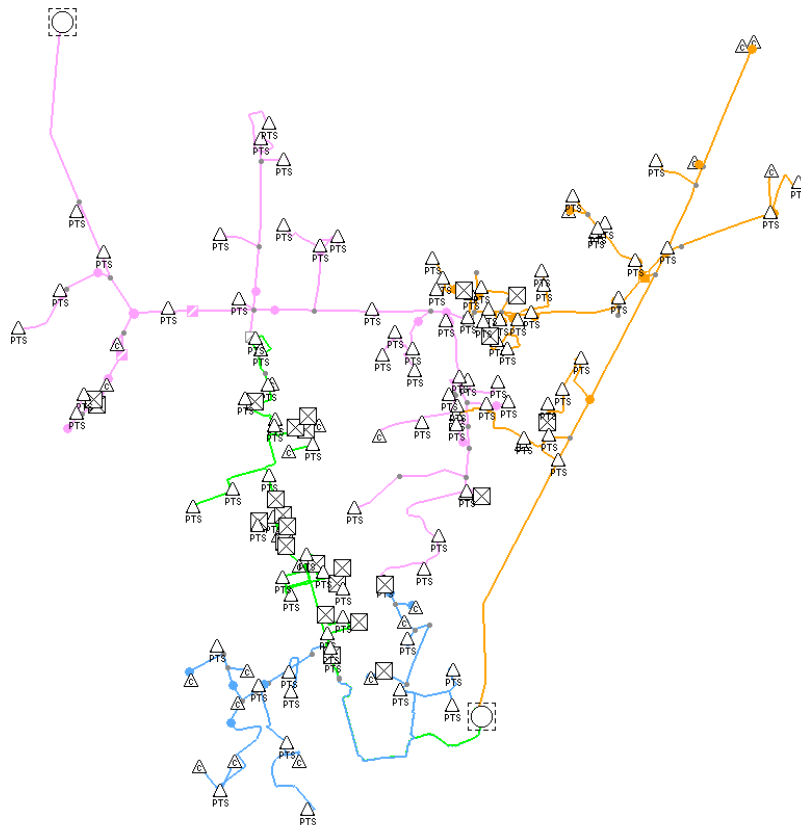


Figura A1 - *Layout* da rede de testes 1 em *Dplan*.

A.2. IDENTIFICAÇÃO DAS CARGAS

Na Tabela A1 mostra-se as cargas presentes em cada barramento da rede de testes 1 (EDP Distribuição 2015). Note-se que os barramentos sem carga não se encontram aqui identificados. P representa a carga ativa e Q representa a carga reativa.

Tabela A1 - Identificação das cargas na rede de testes 1.

Nó	P (kW)	Q (kvar)	Nó	P (kW)	Q (kvar)	Nó	P (kW)	Q (kvar)	Nó	P (kW)	Q (kvar)
3	48	19	61	191	77	121	133	54	181	159	64
4	96	38	62	96	38	123	53	21	183	159	64
5	150	60	63	150	60	127	133	54	184	101	41
6	764	361	64	60	24	130	209	84	185	101	41
7	96	38	65	150	60	131	133	54	186	405	162
8	119	48	70	67	27	132	210	84	187	159	64
10	96	38	72	67	27	133	799	321	188	25	10
11	96	38	75	83	33	134	133	54	189	159	64
12	96	38	76	33	13	135	133	54	190	40	16
15	150	60	79	167	67	137	167	67	191	101	41
18	24	10	81	83	33	139	106	42	193	101	41
20	60	24	83	943	378	142	84	34	194	40	16
21	420	169	84	133	54	144	106	42	195	159	64
24	150	60	85	210	84	147	167	67	196	159	64
27	75	30	86	133	53	149	333	134	197	159	64
28	150	60	88	50	20	150	529	212	198	101	41
29	48	15	91	133	54	151	84	34	199	80	32
31	48	19	93	83	33	152	264	106	201	38	15
33	75	30	95	210	84	155	167	67	202	76	31
34	150	60	96	105	42	156	167	67	203	159	64
36	95	38	97	83	33	159	106	42	204	159	64
37	119	48	100	83	33	160	66	27	205	159	64
40	150	60	101	133	54	161	167	67	206	25	10
43	96	38	102	133	54	162	106	42	207	63	25
46	150	60	104	105	42	166	42	17	208	101	41
47	150	60	106	105	42	168	53	21	209	25	10
48	150	60	107	133	54	170	167	67	210	159	64
49	96	38	108	343	138	171	26	11	211	40	16
50	96	38	109	133	54	173	106	42	212	126	51
51	96	38	113	133	54	174	106	42	213	101	41
52	95	38	115	133	54	175	1322	531	214	63	25
53	96	38	116	133	54	176	101	41	215	159	64
54	150	60	117	105	42	177	159	64	216	101	41
58	96	38	118	133	54	178	101	41	218	101	41
59	150	40	119	33	13	179	159	64	219	101	41
60	150	40	120	133	54	180	101	41			

A.3. CARATERÍSTICAS DAS LINHAS DE DISTRIBUIÇÃO

Na Tabela A2 é possível consultar as características das linhas de distribuição da rede de testes 1, isto é, o tipo de condutor e o comprimento associado (EDP Distribuição 2015).

Tabela A2 - Características das linhas de distribuição da rede de testes 1.

Linha		Condutor	Comp. (m)	Linha		Condutor	Comp. (m)
Nó 1	Nó 2			Nó 1	Nó 2		
1	2	15_AA_160_A_SG	2124,5	110	105	15_AA_160_A_SG	104,9
1	137	15_LXHIOV_240_S	1184,7	111	110	15_AA_050_A_SG	80,4
1	176	15_LXHIOV_240_S	2111,5	111	112	15_AA_050_A_SG	18,5
2	3	15_AA_090_A_SG	157,7	112	113	15_LXHIOV_240_S	19,0
2	9	15_AA_160_A_SG	310,0	114	111	15_AA_050_A_SG	442,5
3	4	15_LXHIOV_240_S	268,8	114	115	15_LXHIOV_240_S	41,2
3	5	15_LXHIOV_240_S	485,5	114	120	15_AA_050_A_SG	30,4
5	6	15_LXHIOV_240_S	51,5	115	116	15_LXHIOV_240_S	251,9
5	7	15_LXHIOV_240_S	462,4	116	117	15_LXHIOV_240_S	142,2
7	8	15_LXHIOV_240_S	286,3	117	118	15_LXHIOV_240_S	363,1
8	124	15_AA_050_A_SG	101,7	118	119	15_LXHIOV_240_S	400,5
9	10	15_AA_040_A_RT	336,6	120	121	15_LXHIOV_120_S	367,4
9	13	15_AA_160_A_SG	1020,1	122	114	15_AA_050_A_SG	158,4
10	11	15_LXHIOV_240_S	307,2	122	123	15_AA_020_A_RT	290,2
11	12	15_LXHIOV_240_S	324,6	124	122	15_AA_020_A_RT	170,3
13	14	15_AA_160_A_SG	706,3	125	124	15_AA_050_A_SG	157,2
13	22	15_AA_160_A_SG	84,2	125	126	15_AA_050_A_SG	60,8
14	15	15_AA_040_A_RT	344,6	126	127	15_LXHIOV_120_S	123,9
14	16	15_CU_085_A_SG	143,3	128	125	15_AA_050_A_SG	210,6
16	17	15_AA_050_A_SG	33,2	128	129	15_AA_030_A_RT	497,2
16	19	15_CU_085_A_SG	912,2	129	130	15_AA_050_A_SG	404,1
17	18	15_CU_050_A_RT	24,4	131	128	15_AA_050_A_SG	111,0
19	20	15_AA_040_A_RT	71,9	131	132	15_LXHIOV_240_S	8,5
19	21	15_LXHIOV_120_S	51,7	133	131	15_LXHIOV_240_S	160,0
22	23	15_AA_050_A_SG	238,8	134	133	15_LXHIOV_240_S	1219,0
22	30	15_AA_050_A_SG	114,4	134	135	15_LXHIOV_240_S	322,7
22	38	15_AA_160_A_SG	276,9	136	134	15_LXHIOV_240_S	481,1
23	24	15_AA_020_A_RT	7,1	136	150	15_LXHIOV_120_S	36,6
23	25	15_AA_050_A_SG	107,0	137	138	15_AA_090_A_SG	66,1
25	26	15_AA_040_A_RT	692,8	137	151	15_PHCA#_035_S	481,8
26	27	15_LXHIOV_240_S	38,0	137	153	15_LXHIOV_240_S	2066,8
26	29	15_AA_050_A_SG	313,3	138	139	15_AA_050_A_SG	280,5
27	28	15_LXHIOV_240_S	492,6	138	140	15_AA_090_A_SG	464,2
30	31	15_AA_050_A_SG	6,6	140	141	15_AA_050_A_SG	110,8
30	32	15_AA_050_A_SG	373,2	141	142	15_AA_050_A_SG	96,6
32	33	15_AA_050_A_SG	39,5	141	143	15_AA_050_A_SG	86,6
32	35	15_AA_050_A_SG	139,0	143	144	15_AA_050_A_SG	10,4
33	34	15_LXHIOV_240_S	39,5	143	145	15_AA_050_A_SG	163,9
35	36	15_AA_050_A_SG	127,9	145	146	15_AA_050_A_SG	112,6
35	37	15_AA_050_A_SG	155,9	145	148	15_AA_050_A_SG	85,2
38	39	15_AA_050_A_SG	47,3	146	147	15_LXHIOV_120_S	37,9
38	41	15_AA_160_A_SG	620,6	148	149	15_LXHIOV_240_S	82,2
39	40	15_LXHIOV_240_S	37,4	149	136	15_LXHIOV_120_S	30,8
41	42	15_AA_050_A_SG	15,3	151	152	15_LXHIOV_120_S	374,7
41	44	15_AA_160_A_SG	231,9	153	154	15_AA_160_A_SG	196,2
42	43	15_LXHIOV_240_S	36,1	154	155	15_LXHIOV_240_S	34,3
44	45	15_AA_050_A_SG	61,9	154	157	15_AA_160_A_SG	182,0
44	49	15_AA_050_A_SG	89,8	155	156	15_LXHIOV_240_S	459,8
44	55	15_AA_160_A_SG	194,6	157	158	15_AA_090_A_SG	30,2
45	46	15_LXHIOV_240_S	27,4	157	163	15_AA_160_A_SG	102,9
46	47	15_LXHIOV_240_S	148,8	158	159	15_AA_050_A_SG	39,1
47	48	15_LXHIOV_240_S	125,2	159	160	15_LXHIOV_240_S	537,4
49	50	15_LXHIOV_240_S	446,0	160	161	15_LXHIOV_240_S	799,3
49	52	15_LXHIOV_240_S	437,5	160	162	15_LXHIOV_240_S	264,2

50	51	15_LXHIOV_240_S	136,9	163	164	15_AA_235_A_SG	118,9
52	53	15_LXHIOV_240_S	239,8	164	165	15_AA_050_A_SG	252,9
53	54	15_LXHIOV_240_S	386,1	164	171	15_AA_050_A_SG	38,4
55	56	15_AA_090_A_SG	117,9	164	172	15_AA_235_A_SG	177,2
55	66	15_AA_160_A_SG	73,2	165	166	15_AA_050_A_SG	140,7
56	57	15_AA_020_A_RT	175,2	165	167	15_AA_050_A_SG	105,4
57	58	15_AA_030_A_RT	117,2	167	168	15_AA_020_A_RT	62,1
58	59	15_LXHIOV_240_S	198,1	167	169	15_AA_040_A_RT	270,4
58	60	15_LXHIOV_240_S	299,5	169	170	15_PHCA#_095_S	67,2
60	61	15_LXHIOV_240_S	81,3	172	173	15_LXHIOV_240_S	918,8
60	63	15_LXHIOV_240_S	114,2	173	174	15_LXHIOV_240_S	237,2
60	65	15_LXHIOV_240_S	183,3	173	175	15_LXHIOV_240_S	252,7
61	62	15_LXHIOV_240_S	221,3	176	177	15_LXHIOV_240_S	67,9
63	64	15_LXHIOV_240_S	294,8	177	178	15_LXHIOV_240_S	36,3
66	110	15_AA_160_A_SG	161,7	177	179	15_LXHIOV_240_S	186,4
67	68	15_AA_235_A_SG	1304,0	179	180	15_LXHIOV_240_S	490,3
68	69	15_AA_030_A_RT	77,6	179	182	15_AA_235_A_SG	499,6
69	70	15_LXHIOV_240_S	6,9	180	181	15_LXHIOV_240_S	247,1
71	68	15_AA_235_A_SG	418,8	182	220	15_LXHIOV_240_S	186,4
71	72	15_AA_050_A_SG	12,9	183	184	15_LXHIOV_240_S	215,2
73	71	15_AA_160_A_SG	172,5	183	185	15_LXHIOV_240_S	190,0
73	74	15_AA_050_A_SG	346,6	185	186	15_LXHIOV_240_S	510,0
74	75	15_AA_050_A_SG	52,6	186	187	15_LXHIOV_240_S	84,0
74	76	15_AA_050_A_SG	482,7	187	188	15_LXHIOV_240_S	222,3
77	73	15_AA_160_A_SG	299,2	188	189	15_LXHIOV_240_S	223,4
77	78	15_AA_050_A_SG	154,7	189	190	15_LXHIOV_240_S	168,1
78	79	15_AA_050_A_SG	81,5	190	191	15_LXHIOV_240_S	119,3
78	80	15_AA_160_A_SG	345,6	192	193	15_AA_160_A_SG	34,4
80	81	15_AA_050_A_SG	40,6	193	194	15_LXHIOV_120_S	45,7
80	82	15_AA_050_A_SG	212,2	194	195	15_LXHIOV_240_S	355,6
82	83	15_LXHIOV_120_S	2,4	195	196	15_LXHIOV_240_S	251,5
82	84	15_AA_050_A_SG	145,3	195	197	15_LXHIOV_240_S	44,7
84	85	15_LXHIOV_240_S	152,6	197	198	15_LXHIOV_240_S	129,7
85	86	15_LXHIOV_120_S	92,4	198	199	15_LXHIOV_240_S	82,5
87	77	15_AA_160_A_SG	237,5	199	200	15_LXHIOV_240_S	163,0
87	88	15_AA_050_A_SG	12,1	200	201	15_LXHIOV_240_S	319,1
89	87	15_AA_160_A_SG	611,6	200	202	15_PHCA#_095_S	172,0
89	91	15_AA_050_A_SG	119,8	202	203	15_LXHIOV_240_S	456,4
89	92	15_AA_050_A_SG	445,5	203	204	15_LXHIOV_240_S	337,0
90	89	15_AA_160_A_SG	199,8	203	205	15_LXHIOV_240_S	793,3
92	93	15_AA_050_A_SG	285,2	205	206	15_LXHIOV_240_S	222,7
92	94	15_AA_050_A_SG	620,7	205	212	15_LXHIOV_240_S	69,4
94	95	15_AA_050_A_SG	161,4	206	207	15_LXHIOV_240_S	98,7
94	96	15_AA_050_A_SG	146,1	207	208	15_LXHIOV_240_S	181,3
96	97	15_LXHIOV_240_S	722,0	208	209	15_LXHIOV_240_S	185,9
98	89	15_AA_160_A_SG	430,3	208	210	15_LXHIOV_240_S	238,0
98	99	15_AA_050_A_SG	426,9	210	211	15_LXHIOV_240_S	173,9
99	100	15_AA_050_A_SG	26,1	212	213	15_LXHIOV_240_S	308,1
99	101	15_AA_050_A_SG	188,3	213	214	15_LXHIOV_240_S	116,4
101	102	15_LXHIOV_240_S	529,5	214	215	15_LXHIOV_240_S	250,7
103	98	15_AA_160_A_SG	429,9	215	216	15_LXHIOV_240_S	58,1
103	104	15_CU_016_A_RT	13,6	215	217	15_AA_160_A_SG	252,9
105	103	15_AA_160_A_SG	402,5	217	218	15_AA_050_A_SG	26,6
105	106	15_AA_050_A_SG	334,6	217	90	15_AA_160_A_SG	137,5
106	107	15_LXHIOV_240_S	220,2	218	219	15_LXHIOV_240_S	267,2
106	109	15_LXHIOV_240_S	243,9	220	183	15_LXHIOV_240_S	352,1
107	108	15_LXHIOV_240_S	217,9	220	192	15_AA_235_A_SG	238,4

B. CARATERIZAÇÃO DA REDE DE TESTES 2

No Anexo B mostra-se a caraterização da rede de testes 2, onde se apresenta o *layout* da rede em *Dplan*, a identificação das cargas e as características das linhas de distribuição.

B.1. LAYOUT DA REDE DE TESTES 2 EM *DPLAN*

Na Figura B1 é possível consultar o *layout* da rede de testes 2 em *Dplan* (EDP Distribuição 2015). A saída 2A (azul) e 2B (laranja) correspondem às saídas da subestação 1. A saída 2C (verde) e 2D (rosa) correspondem às saídas da subestação 248.

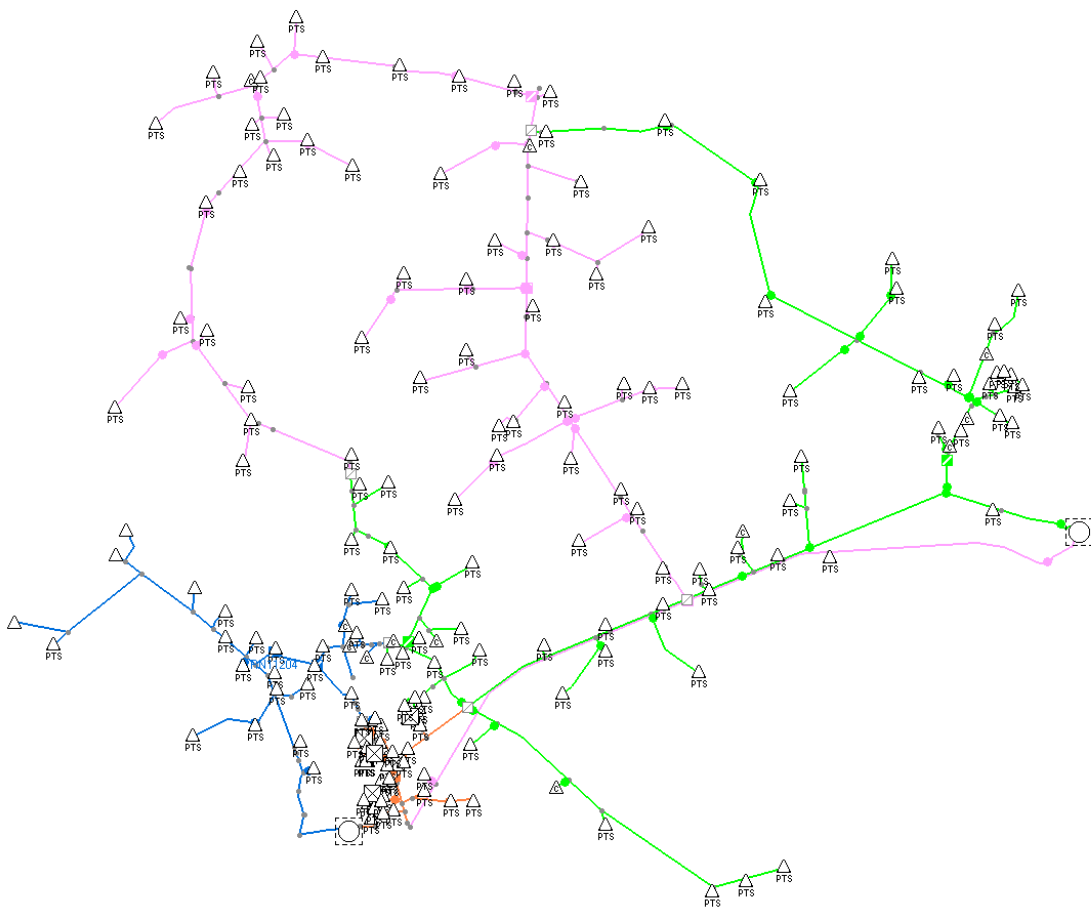


Figura B1 - *Layout* da rede de testes 2 em *Dplan*.

B.2. IDENTIFICAÇÃO DAS CARGAS

Na Tabela B1 mostra-se as cargas presentes em cada barramento da rede de testes 2 (EDP Distribuição 2015). Note-se que os barramentos sem carga não se encontram aqui identificados. P representa a carga ativa e Q representa a carga reativa.

Tabela B1 - Identificação das cargas na rede de testes 2.

Nó	P (kW)	Q (kvar)	Nó	P (kW)	Q (kvar)	Nó	P (kW)	Q (kvar)	Nó	P (kW)	Q (kvar)
10	35	14,1	93	138,4	55,6	175	153,8	61,8	263	13,7	5,5
12	70	28,1	94	138,4	55,6	177	153,8	61,8	265	27,45	11
14	35	14,1	96	87,9	35,3	179	30,8	12,4	267	27,4	11
16	35	14,1	99	138,4	55,6	181	61,5	24,7	269	27,4	11
17	70	28,1	100	87,9	35,3	183	46,2	18,5	271	13,7	5,5
19	175,1	70,3	101	69,22	27,79	185	30,8	12,4	272	8,5	3,4
22	70	28,1	102	138,4	55,6	187	30,8	12,4	274	43,9	17,6
23	35	14,1	104	54,94	22,06	189	24,6	9,9	277	6,9	2,8
25	70	28,1	105	138,4	55,6	192	30,77	12,35	278	13,7	5,5
27	35	14,1	106	138,4	55,6	193	30,8	12,4	280	13,7	5,5
29	35,2	14,04	107	138,4	55,6	195	30,8	12,4	282	27,4	11
32	35,2	14,04	108	138,4	55,6	198	61,5	24,7	284	13,7	5,5
33	35,2	14,04	112	87,9	35,3	200	30,8	12,4	286	43,9	17,6
36	35,2	14,04	114	351,6	141,2	201	30,8	12,4	287	43,9	17,6
38	35	14,1	115	138,4	55,6	203	30,8	12,4	290	13,7	5,5
40	280,1	112,5	116	54,94	22,06	206	15,4	6,2	291	13,72	5,51
42	70	28,1	117	68,6	27,6	208	30,8	12,4	293	27,4	11
45	441,2	177,1	119	27,45	11,02	209	30,8	12,4	296	13,7	5,5
47	35	14,1	121	54,9	22	211	61,5	24,7	297	6,9	2,8
48	35	14,1	123	68,6	27,6	214	30,8	12,4	300	13,7	5,5
50	350,2	140,6	126	68,62	27,55	215	15,4	6,2	302	27,4	11
52	35	14,1	127	13,7	5,5	218	123,1	49,4	304	27,4	11
55	35,2	14,06	129	13,7	5,5	219	61,5	24,7	306	27,4	11
58	35	14,1	131	68,6	27,6	221	30,8	12,4	308	13,7	5,5
62	138,4	55,6	133	27,4	11	224	61,5	24,7	310	8,8	3,5
63	87,9	35,3	135	27,4	11	226	30,8	12,4	311	27,4	11
64	138,4	55,6	137	13,7	5,5	227	30,8	12,4	313	27,4	11
65	54,9	22,1	139	27,4	11	229	61,5	24,7	315	68,6	27,6
66	35,2	14,1	142	61,5	24,7	230	61,5	24,7	318	68,6	27,6
67	69,2	27,8	146	61,5	24,7	232	30,8	12,4	320	13,7	5,5
68	351,6	141,2	147	30,8	12,4	234	30,8	12,4	321	13,7	5,5
69	138,4	55,6	149	61,5	24,7	236	30,8	12,4	324	17,3	6,9
70	109,9	44,1	151	61,5	24,7	237	30,8	12,4	325	109,8	44,1
71	226,4	90,9	153	98,5	39,5	239	30,8	12,4	327	109,8	44,1
72	138,4	55,6	155	123,1	49,4	244	30,8	12,4	329	109,8	44,1
76	22	8,8	157	61,5	24,7	246	30,8	12,4	331	13,7	5,5
78	11	4,4	160	61,5	24,7	250	68,6	27,6	332	27,4	11
79	11	4,4	162	153,8	61,8	252	27,4	11	335	13,7	5,5
81	138,4	55,6	164	98,5	39,5	254	172,9	69,4	337	27,4	11
82	138,4	55,6	165	61,5	24,7	255	172,9	69,4	339	13,7	5,5
85	138,4	55,6	167	61,5	24,7	256	172,9	69,4	342	43,9	17,6
86	44	17,6	168	30,8	12,4	257	172,9	69,4	344	13,7	5,5
87	138,4	55,6	170	61,54	24,71	259	172,9	69,4			
89	138,4	55,59	172	30,8	12,4	260	68,62	27,55			
91	138,4	55,6	173	61,5	24,7	261	86,47	34,72			

B.3. CARATERÍSTICAS DAS LINHAS DE DISTRIBUIÇÃO

Na Tabela B2 é possível consultar as características das linhas de distribuição da rede de testes 2, isto é, o tipo de condutor e o comprimento associado (EDP Distribuição 2015).

Tabela B2 - Características das linhas de distribuição da rede de testes 2.

Linha		Condutor	Comp. (m)	Linha		Condutor	Comp. (m)
Nó 1	Nó 2			Nó 1	Nó 2		
1	2	30_AA_090_A_SG	1 193,3	169	174	30_AA_040_A_RT	216,1
1	64	30_AA_040_A_RT	818,4	171	172	30_AA_050_A_SG	563,9
2	3	30_AA_090_A_SG	514,2	171	173	30_AA_040_A_RT	1 774,6
3	4	30_AA_050_A_SG	611,6	174	175	30_AA_040_A_RT	36,1
4	5	30_AA_050_A_SG	479,5	174	176	30_AA_040_A_RT	391,3
5	6	30_AA_050_A_SG	463,4	176	177	30_AA_040_A_RT	715,4
5	7	30_AA_040_A_RT	316,4	176	178	30_AA_040_A_RT	660,5
7	8	30_AA_050_A_SG	198,6	178	179	30_AA_040_A_RT	884,9
8	9	30_AA_040_A_RT	161,0	178	180	30_AA_040_A_RT	727,9
9	10	30_AA_040_A_RT	177,7	180	181	30_AA_040_A_RT	6,7
9	11	30_AA_040_A_RT	1 401,8	180	182	30_AA_040_A_RT	1 788,4
11	12	30_AA_040_A_RT	104,1	182	183	30_AA_040_A_RT	125,3
11	13	30_AA_040_A_RT	410,4	182	184	30_AA_040_A_RT	1 545,2
11	15	30_AA_040_A_RT	840,2	184	185	30_AA_040_A_RT	37,1
11	18	30_AA_040_A_RT	501,1	184	186	30_AA_040_A_RT	1 417,2
13	14	30_AA_050_A_SG	485,9	186	187	30_AA_040_A_RT	219,7
15	16	30_AA_040_A_RT	104,6	186	188	30_AA_040_A_RT	544,7
15	17	30_AA_040_A_RT	1 648,7	188	189	30_AA_090_A_SG	362,3
18	19	30_AA_040_A_RT	164,3	188	190	30_AA_090_A_SG	833,7
18	20	30_AA_040_A_RT	406,5	190	191	30_AA_040_A_RT	354,6
20	21	30_AA_040_A_RT	317,1	190	299	30_AA_040_A_RT	261,4
20	37	30_AA_040_A_RT	559,1	191	192	30_AA_040_A_RT	60,2
21	22	30_AA_040_A_RT	511,6	191	193	30_AA_040_A_RT	2 385,3
21	23	30_AA_050_A_SG	259,4	191	194	30_AA_090_A_SG	520,1
21	24	30_AA_040_A_RT	745,5	194	195	30_AA_040_A_RT	1 283,4
24	25	30_AA_040_A_RT	58,5	194	196	30_AA_090_A_SG	1 659,6
24	26	30_AA_040_A_RT	329,0	196	197	30_AA_040_A_RT	533,8
26	27	30_AA_040_A_RT	532,6	196	202	30_AA_090_A_SG	639,5
26	28	30_AA_040_A_RT	665,7	197	198	30_AA_040_A_RT	152,1
28	29	30_AA_050_A_SG	615,0	197	199	30_AA_040_A_RT	1 354,9
28	30	30_AA_050_A_SG	1 594,8	199	200	30_AA_040_A_RT	334,3
30	31	30_AA_050_A_SG	509,2	199	201	30_AA_040_A_RT	1 522,6
30	34	30_AA_050_A_SG	2 347,6	202	203	30_AA_040_A_RT	883,3
31	32	30_AA_050_A_SG	297,4	202	204	30_AA_090_A_SG	756,5
31	33	30_AA_050_A_SG	892,9	204	205	30_AA_040_A_RT	1 257,1
34	35	30_AA_040_A_RT	478,9	204	210	30_AA_090_A_SG	697,1
34	36	30_AA_050_A_SG	1 339,6	205	206	30_AA_040_A_RT	249,8
37	38	30_AA_040_A_RT	35,8	205	207	30_AA_040_A_RT	1 901,6
37	39	30_AA_050_A_SG	1 131,9	207	208	30_AA_040_A_RT	421,9
39	40	30_AA_040_A_RT	68,1	207	209	30_AA_040_A_RT	1 532,3
39	41	30_AA_040_A_RT	508,9	210	211	30_AA_040_A_RT	264,3
41	42	30_AA_040_A_RT	101,8	210	212	30_AA_090_A_SG	908,9
41	43	30_AA_040_A_RT	396,9	212	213	30_AA_040_A_RT	1 274,4
43	44	30_AA_040_A_RT	439,8	212	216	30_AA_090_A_SG	921,4
43	49	30_AA_040_A_RT	180,4	213	214	30_AA_040_A_RT	350,4
44	45	30_AA_040_A_RT	93,9	213	215	30_AA_040_A_RT	1 358,6
44	46	30_AA_050_A_SG	651,2	216	217	30_AA_040_A_RT	1 176,2
46	47	30_AA_050_A_SG	857,5	216	220	30_AA_090_A_SG	660,3
46	48	30_AA_050_A_SG	339,2	217	218	30_AA_040_A_RT	101,3
49	50	30_AA_040_A_RT	6,7	217	219	30_AA_040_A_RT	519,0
49	51	30_AA_040_A_RT	319,4	220	221	30_AA_050_A_SG	125,0
51	52	30_AA_050_A_SG	305,7	220	222	30_AA_090_A_SG	412,9
51	53	30_AA_040_A_RT	197,1	222	223	30_AA_040_A_RT	1 262,0
53	54	30_AA_050_A_SG	213,9	222	228	30_AA_040_A_RT	1 988,7

54	55	30_AA_050_A_SG	478,3	222	231	30_AA_090_A_SG	246,0
54	56	30_AA_040_A_RT	232,9	223	224	30_AA_040_A_RT	376,1
56	117	30_AA_040_A_RT	464,2	223	225	30_AA_040_A_RT	725,5
56	118	30_AA_040_A_RT	129,0	225	226	30_AA_040_A_RT	25,7
57	39	30_AA_040_A_RT	1 229,1	225	227	30_AA_040_A_RT	840,6
57	58	30_AA_040_A_RT	59,6	228	229	30_AA_040_A_RT	45,8
59	57	30_AA_040_A_RT	148,3	228	230	30_AA_040_A_RT	1 543,0
60	59	30_AA_050_A_SG	172,0	231	232	30_AA_040_A_RT	785,5
61	60	30_AA_040_A_RT	292,2	231	233	30_AA_090_A_SG	2 074,0
62	61	30_AA_040_A_RT	235,9	233	234	30_AA_040_A_RT	158,9
62	114	30_LXHIOV_070_S	4,6	233	235	30_AA_090_A_SG	495,5
62	115	30_LXHIOV_070_S	289,1	235	236	30_AA_040_A_RT	187,1
63	61	30_AA_040_A_RT	53,6	235	237	30_AA_040_A_RT	1 467,5
64	65	30_LXHIOV_070_S	306,3	235	238	30_AA_090_A_SG	1 563,0
65	66	30_LXHIOV_070_S	290,2	238	239	30_AA_090_A_SG	97,2
66	67	30_PHCA#_095_S	281,4	238	240	30_AA_090_A_SG	989,5
66	68	30_LXHIOV_070_S	445,8	240	241	30_AA_090_A_SG	1,0
68	69	30_LXHIOV_070_S	179,0	240	242	30_AA_090_A_SG	37,2
69	70	30_LXHIOV_070_S	129,8	241	285	30_AA_160_A_SG	576,1
70	71	30_LXHIOV_070_S	509,4	242	243	30_AA_160_A_SG	8 117,1
71	72	30_LXHIOV_070_S	176,3	242	245	30_AA_160_A_SG	3 746,2
72	73	30_LXHIOV_070_S	363,4	243	244	30_AA_050_A_SG	339,0
73	74	30_AA_040_A_RT	220,0	245	246	30_AA_050_A_SG	178,6
74	75	30_AA_040_A_RT	282,3	245	247	30_AA_160_A_SG	5 573,6
74	80	30_AA_160_A_SG	221,5	248	247	30_LXHIOV_120_S	1 263,8
74	83	30_AA_160_A_SG	535,1	248	345	30_LXHIOV_120_S	669,8
75	76	30_AA_040_A_RT	329,3	249	250	30_AA_040_A_RT	79,6
75	77	30_AA_040_A_RT	891,9	249	251	30_AA_050_A_SG	473,9
77	78	30_AA_040_A_RT	87,3	251	252	30_AA_040_A_RT	1 148,5
77	79	30_AA_030_A_RT	640,4	251	253	30_AA_040_A_RT	347,5
80	81	30_AA_040_A_RT	277,8	251	97	30_AA_040_A_RT	951,3
81	82	30_LXHIOV_070_S	284,1	253	254	30_AA_050_A_SG	400,3
83	84	30_AA_040_A_RT	111,2	254	255	30_LXHIOV_120_S	276,3
83	88	30_AA_160_A_SG	407,5	255	256	30_LXHIOV_120_S	400,4
84	85	30_PHCA#_050_S	105,9	255	257	30_LXHIOV_120_S	575,3
85	86	30_LXHIOV_070_S	92,9	257	258	30_AA_040_A_RT	230,4
86	87	30_LXHIOV_070_S	269,6	258	259	30_AA_040_A_RT	158,7
88	89	30_LXHIOV_120_S	128,7	258	260	30_AA_040_A_RT	125,4
88	90	30_AA_160_A_SG	85,1	260	261	30_LXHIOV_070_S	79,8
90	91	30_CU_025_A_RT	134,5	262	263	30_AA_040_A_RT	866,3
90	92	30_AA_160_A_SG	184,1	262	264	30_AA_040_A_RT	2 295,5
90	98	30_CU_025_A_RT	424,7	264	265	30_AA_040_A_RT	347,1
92	93	30_LXHIOV_120_S	303,1	264	266	30_AA_040_A_RT	1 118,7
93	94	30_LXHIOV_120_S	408,0	266	267	30_AA_040_A_RT	405,7
94	95	30_AA_160_A_SG	555,2	266	268	30_AA_040_A_RT	3 394,7
95	96	30_CU_025_A_RT	311,7	268	269	30_AA_040_A_RT	137,0
95	97	30_AA_160_A_SG	1 282,8	268	270	30_AA_040_A_RT	843,1
97	262	30_AA_040_A_RT	826,6	270	271	30_AA_040_A_RT	88,4
97	273	30_AA_160_A_SG	2 264,1	270	272	30_AA_040_A_RT	969,6
98	99	30_LXHIOV_070_S	37,8	273	274	30_AA_050_A_SG	316,6
98	109	30_CU_025_A_RT	160,9	273	275	30_AA_160_A_SG	1 385,6
99	100	30_LXHIOV_070_S	253,7	275	276	30_CU_016_A_RT	263,2
99	101	30_LXHIOV_120_S	382,9	275	279	30_AA_160_A_SG	392,4
101	102	30_LXHIOV_120_S	480,8	276	277	30_CU_016_A_RT	212,6
102	103	30_LXHIOV_070_S	62,3	276	278	30_AA_040_A_RT	1 558,4
102	106	30_LXHIOV_070_S	174,8	279	280	30_AA_050_A_SG	162,3
103	104	30_CU_025_A_RT	71,9	279	281	30_AA_160_A_SG	1 107,1
103	105	30_CU_025_A_RT	41,8	281	282	30_AA_040_A_RT	1 970,8

106	107	30_LXHIOV_120_S	474,8	281	283	30_AA_160_A_SG	715,3
107	108	30_LXHIOV_120_S	611,9	283	284	30_AA_040_A_RT	66,8
109	110	30_AA_040_A_RT	153,4	283	241	30_AA_160_A_SG	617,6
110	111	30_AA_040_A_RT	172,7	285	286	30_AA_040_A_RT	36,4
110	113	30_AA_040_A_RT	234,0	285	287	30_AA_040_A_RT	584,5
111	112	30_LXHIOV_070_S	51,3	285	288	30_AA_160_A_SG	1 216,5
113	62	30_LXHIOV_070_S	408,9	288	289	30_AA_040_A_RT	561,8
113	116	30_LXHIOV_070_S	244,9	288	292	30_AA_160_A_SG	800,2
116	63	30_LXHIOV_070_S	534,2	289	290	30_AA_040_A_RT	80,5
118	119	30_AA_040_A_RT	37,4	289	291	30_AA_050_A_SG	603,4
118	120	30_AA_040_A_RT	319,1	292	293	30_AA_050_A_SG	160,0
120	121	30_AA_040_A_RT	215,1	292	294	30_AA_160_A_SG	715,3
120	122	30_AA_040_A_RT	273,4	294	295	30_AA_040_A_RT	968,3
120	249	30_AA_040_A_RT	824,8	294	298	30_AA_160_A_SG	3 657,8
122	123	30_AA_040_A_RT	237,1	295	296	30_AA_040_A_RT	388,2
122	124	30_AA_040_A_RT	541,4	295	297	30_AA_040_A_RT	1 203,2
124	125	30_AA_040_A_RT	386,1	298	343	30_AA_160_A_SG	1 469,5
124	128	30_AA_040_A_RT	801,3	299	300	30_AA_040_A_RT	106,4
125	126	30_AA_040_A_RT	328,0	299	301	30_AA_040_A_RT	1 686,7
125	127	30_AA_050_A_SG	814,4	301	302	30_AA_050_A_SG	177,8
128	129	30_AA_040_A_RT	1 115,7	301	303	30_AA_050_A_SG	2 540,4
128	130	30_AA_040_A_RT	340,1	303	304	30_AA_050_A_SG	94,9
130	131	30_AA_040_A_RT	528,7	303	305	30_AA_050_A_SG	2 845,1
130	132	30_AA_040_A_RT	1 054,8	305	306	30_AA_050_A_SG	233,8
132	133	30_AA_040_A_RT	23,0	305	307	30_AA_050_A_SG	2 417,4
132	134	30_AA_040_A_RT	1 027,4	307	308	30_AA_040_A_RT	2 051,7
134	135	30_AA_040_A_RT	284,4	307	309	30_AA_050_A_SG	1 342,4
134	136	30_AA_040_A_RT	614,9	307	312	30_AA_050_A_SG	1 776,5
136	137	30_AA_040_A_RT	1 030,3	309	310	30_AA_050_A_SG	240,4
136	138	30_AA_040_A_RT	377,8	309	311	30_AA_050_A_SG	934,9
138	139	30_AA_040_A_RT	220,2	312	313	30_AA_050_A_SG	164,2
138	140	30_AA_040_A_RT	426,3	312	314	30_AA_050_A_SG	750,3
140	141	30_AA_040_A_RT	290,0	314	315	30_AA_050_A_SG	291,5
141	142	30_AA_040_A_RT	141,5	314	316	30_AA_050_A_SG	621,3
141	143	30_AA_040_A_RT	2 061,9	316	317	30_AA_050_A_SG	1 210,8
143	144	30_AA_050_A_SG	397,1	316	322	30_AA_050_A_SG	159,5
144	145	30_AA_040_A_RT	203,1	317	318	30_AA_050_A_SG	84,7
145	146	30_AA_040_A_RT	22,7	317	319	30_AA_050_A_SG	467,3
145	147	30_AA_040_A_RT	1 083,1	319	320	30_AA_050_A_SG	190,1
145	148	30_AA_050_A_SG	1 132,7	319	321	30_AA_050_A_SG	1 303,5
148	149	30_AA_040_A_RT	609,4	322	323	30_AA_050_A_SG	533,8
148	150	30_AA_040_A_RT	1 170,1	322	330	30_AA_050_A_SG	652,7
150	151	30_AA_040_A_RT	441,5	322	333	30_AA_050_A_SG	140,3
150	152	30_AA_040_A_RT	146,7	323	324	30_AA_050_A_SG	506,9
152	153	30_AA_040_A_RT	2 630,8	323	325	30_AA_050_A_SG	287,0
152	154	30_AA_040_A_RT	573,0	325	326	30_LXHIOV_070_S	352,1
154	155	30_AA_040_A_RT	277,2	326	327	30_LXHIOV_070_S	182,6
154	156	30_AA_040_A_RT	2 713,0	327	328	30_LXHIOV_070_S	239,9
156	157	30_AA_040_A_RT	51,2	328	329	30_LXHIOV_070_S	399,3
156	158	30_AA_050_A_SG	414,5	330	331	30_AA_050_A_SG	91,0
158	159	30_AA_040_A_RT	726,7	330	332	30_AA_050_A_SG	401,7
159	160	30_AA_040_A_RT	70,5	333	334	30_AA_040_A_RT	349,2
159	161	30_AA_040_A_RT	1 014,8	334	335	30_AA_050_A_SG	52,7
161	162	30_AA_040_A_RT	451,9	334	336	30_AA_040_A_RT	377,4
161	163	30_AA_040_A_RT	976,7	336	337	30_AA_050_A_SG	84,8
161	166	30_AA_040_A_RT	584,1	336	338	30_AA_050_A_SG	363,3
163	164	30_AA_040_A_RT	69,0	338	339	30_AA_050_A_SG	49,2

163	165	30_AA_040_A_RT	1 349,6	338	340	30_AA_050_A_SG	205,1
166	167	30_AA_040_A_RT	577,2	340	341	30_CU_016_A_RT	71,1
166	168	30_AA_040_A_RT	298,4	340	298	30_CU_016_A_RT	1 011,7
166	169	30_AA_040_A_RT	813,6	341	342	30_AA_050_A_SG	543,8
169	170	30_AA_040_A_RT	157,5	343	344	30_AA_050_A_SG	185,2
169	171	30_AA_040_A_RT	948,9	343	345	30_AA_160_A_SG	1 519,1

C. TRÂNSITO DE POTÊNCIAS ÓTIMO

No Anexo C mostra-se o resultado do trânsito de potências ótimo (TPO) DC para o cenário LNA3 da rede de testes 1 e 2.

C.1. CENÁRIO LNA3 DA REDE DE TESTES 1

Na Tabela C1 mostra-se os resultados do TPO DC no cenário LNA3 da rede de testes 1, com a identificação do trânsito de potências (S_{ij}), potência ativa de perdas de ponta (P_{ij}^{pp}) e potência de reativa de perdas de ponta (Q_{ij}^{pp}) em todas as linhas de distribuição.

Tabela C1 - Resultados do TPO DC no cenário LNA3 da rede de testes 1.

Linha		S_{ij} (kVA)	P_{ij}^{pp} (kW)	Q_{ij}^{pp} (kvar)	Linha		S_{ij} (kVA)	P_{ij}^{pp} (kW)	Q_{ij}^{pp} (kvar)
Nó 1	Nó 2				Nó 1	Nó 2			
1	2	5883,7	116,69417	138,63870	106	109	143,5	0,00205	0,00412
1	137	6523,5	20,61522	41,35689	107	108	369,6	0,01217	0,02442
1	176	4450,9	17,10380	34,31253	110	66	1111,4	0,31698	0,37659
2	3	2460,4	1,59497	2,36294	110	111	143,5	0,00290	0,00611
2	9	3423,3	5,76409	6,84804	111	112	143,5	0,00067	0,00140
3	4	102,9	0,00116	0,00233	112	113	143,5	0,00016	0,00032
3	5	2306,0	1,05564	2,11775	114	115	579,9	0,00567	0,01137
5	6	844,6	0,01502	0,03013	114	120	287,1	0,00439	0,00925
5	7	1299,4	0,31923	0,64042	115	116	436,4	0,01961	0,03935
7	8	1196,5	0,16761	0,33624	116	117	292,8	0,00499	0,01000
8	124	1068,0	0,20304	0,42795	117	118	179,4	0,00478	0,00959
9	10	308,7	0,05574	0,14237	118	119	35,9	0,00021	0,00042
9	13	3114,7	15,70250	18,65538	120	121	143,5	0,00340	0,01142
10	11	205,8	0,00532	0,01067	122	114	867,0	0,20848	0,43941
11	12	102,9	0,00141	0,00282	122	123	57,4	0,00174	0,00720
13	14	704,8	0,55660	0,66127	124	122	924,4	0,26449	1,09491
13	22	2409,9	0,77607	0,92201	124	125	143,5	0,00567	0,01196
14	15	162,1	0,01573	0,04018	125	126	143,5	0,00219	0,00462
14	16	542,7	0,07018	0,08104	126	127	143,5	0,00115	0,00385
16	17	25,7	0,00004	0,00008	128	129	225,4	0,04480	0,13997
16	19	517,0	0,40522	0,46794	129	130	225,4	0,03595	0,07578
17	18	25,7	0,00003	0,00004	131	128	225,4	0,00988	0,02083
19	20	64,3	0,00052	0,00132	131	132	226,1	0,00018	0,00035
19	21	452,7	0,00475	0,01598	133	131	595,0	0,02316	0,04646
22	23	456,0	0,08696	0,18329	134	133	1456,4	1,05712	2,12073
22	30	526,2	0,05548	0,11693	134	135	143,5	0,00272	0,00545
22	38	1427,7	0,89552	1,06392	136	134	1743,4	0,59792	1,19950
23	24	162,1	0,00034	0,00141	136	150	569,7	0,00534	0,01794
23	25	293,9	0,01619	0,03412	137	138	3169,3	1,11023	1,64480
25	26	293,9	0,10399	0,26562	137	151	374,8	0,02821	0,23690

26	27	243,3	0,00092	0,00185	137	153	2800,1	6,62589	13,29243
26	29	50,6	0,00140	0,00296	138	139	113,9	0,00637	0,01343
27	28	162,1	0,00529	0,01061	138	140	3055,4	7,24100	10,72752
30	31	51,4	0,00003	0,00006	140	141	3055,4	1,81107	3,81712
30	32	474,8	0,14729	0,31043	141	142	90,0	0,00137	0,00289
32	33	243,3	0,00410	0,00864	141	143	2965,4	1,33361	2,81080
32	35	231,4	0,01303	0,02747	143	144	113,9	0,00024	0,00050
33	34	162,1	0,00042	0,00085	143	145	2851,5	2,33301	4,91720
35	36	102,9	0,00237	0,00500	145	146	179,4	0,00635	0,01337
35	37	128,6	0,00451	0,00951	145	148	2672,1	1,06470	2,24404
38	39	162,1	0,00218	0,00459	146	147	179,4	0,00055	0,00184
38	41	1265,6	1,57733	1,87395	148	149	2672,1	0,24001	0,48150
39	40	162,1	0,00040	0,00081	149	136	2313,1	0,07399	0,24863
41	42	102,9	0,00028	0,00060	151	152	284,8	0,01364	0,04584
41	44	1162,8	0,49755	0,59112	153	154	2800,1	2,44084	2,89984
42	43	102,9	0,00016	0,00031	154	155	358,8	0,00181	0,00362
44	45	486,2	0,02561	0,05397	154	157	2441,2	1,72097	2,04460
44	49	676,5	0,07196	0,15166	155	156	179,4	0,00605	0,01214
45	46	486,2	0,00265	0,00531	157	158	478,4	0,01155	0,01711
46	47	324,2	0,00639	0,01282	157	163	1962,8	0,62876	0,74701
47	48	162,1	0,00134	0,00270	158	159	478,4	0,01567	0,03302
49	50	205,8	0,00772	0,01549	159	160	364,5	0,02920	0,05858
49	52	367,8	0,02420	0,04856	160	161	179,4	0,01052	0,02111
50	51	102,9	0,00059	0,00119	160	162	113,9	0,00140	0,00281
52	53	265,0	0,00688	0,01381	163	164	1962,8	0,71889	0,77564
53	54	162,1	0,00415	0,00832	164	165	282,0	0,03522	0,07423
55	56	1111,4	0,24328	0,36042	164	171	28,5	0,00005	0,00012
56	57	1111,4	0,39333	1,62829	164	172	1652,3	0,75917	0,81909
57	58	1111,4	0,25672	0,80207	165	166	45,6	0,00051	0,00108
58	59	155,7	0,00196	0,00394	165	167	236,4	0,01031	0,02173
58	60	852,8	0,08906	0,17868	167	168	57,0	0,00037	0,00152
60	61	308,6	0,00317	0,00635	167	169	179,4	0,01513	0,03864
60	63	226,4	0,00239	0,00480	169	170	179,4	0,00090	0,00240
60	65	162,1	0,00197	0,00395	172	173	1652,3	1,02565	2,05759
61	62	102,9	0,00096	0,00192	173	174	113,9	0,00126	0,00252
63	64	64,3	0,00050	0,00100	173	175	1424,5	0,20963	0,42055
66	55	1111,4	0,14349	0,17047	176	177	4341,9	0,52365	1,05052
67	68	5797,1	68,75225	74,17935	177	178	108,9	0,00018	0,00035
68	69	71,8	0,00071	0,00221	177	179	4061,3	1,25726	2,52223
68	71	5725,3	21,53808	23,23823	179	180	280,6	0,01579	0,03167
69	70	71,8	0,00001	0,00003	179	182	3609,0	10,20912	11,01499
71	72	71,8	0,00012	0,00025	180	181	171,7	0,00298	0,00597
71	73	5653,6	8,74779	10,39282	182	220	3609,0	0,99282	1,99172
73	74	125,6	0,00958	0,02019	183	184	108,9	0,00104	0,00210
73	77	5527,9	14,50801	17,23627	183	185	1068,0	0,08861	0,17777
74	75	89,7	0,00074	0,00156	185	186	959,0	0,19181	0,38479
74	76	35,9	0,00109	0,00230	186	187	523,1	0,00940	0,01885
77	78	1797,8	0,87535	1,84495	187	188	351,5	0,01123	0,02252
77	87	3730,2	5,24323	6,22923	188	189	324,2	0,00960	0,01926
78	79	179,4	0,00459	0,00968	189	190	152,5	0,00160	0,00321
78	80	1618,3	1,43606	1,70611	190	191	108,9	0,00058	0,00116
80	81	89,7	0,00057	0,00120	192	193	2260,4	0,27866	0,33106
80	82	1528,6	0,86834	1,83017	193	194	2151,5	0,09504	0,31935
82	83	1015,5	0,00111	0,00374	194	195	2107,9	0,64605	1,29606
82	84	513,1	0,06701	0,14123	195	196	171,7	0,00303	0,00608
84	85	369,6	0,00852	0,01710	195	197	1764,5	0,05686	0,11407
85	86	143,5	0,00085	0,00287	197	198	1592,8	0,13456	0,26995
87	88	53,9	0,00006	0,00013	198	199	1483,9	0,07425	0,14895

87	89	3676,3	13,11566	15,58208	199	200	1397,8	0,13021	0,26122
89	90	498,5	0,07880	0,09362	200	201	40,9	0,00022	0,00044
89	91	143,5	0,00432	0,00911	200	202	1356,9	0,13231	0,35103
89	92	518,9	0,21007	0,44276	202	203	1275,1	0,30344	0,60874
89	98	2515,3	4,31932	5,13158	203	204	171,7	0,00406	0,00815
90	217	498,5	0,05420	0,06440	203	205	931,8	0,28161	0,56494
92	93	89,7	0,00402	0,00848	205	206	446,8	0,01818	0,03648
92	94	429,2	0,20023	0,42201	205	212	313,3	0,00278	0,00559
94	95	226,1	0,01444	0,03044	206	207	419,6	0,00710	0,01425
94	96	203,1	0,01056	0,02226	207	208	351,5	0,00916	0,01837
96	97	89,7	0,00238	0,00477	208	209	27,2	0,00006	0,00011
98	99	376,8	0,10615	0,22372	208	210	215,3	0,00451	0,00905
98	103	2138,4	3,11938	3,70598	210	211	43,6	0,00014	0,00027
99	100	89,7	0,00037	0,00078	212	213	177,1	0,00395	0,00792
99	101	287,1	0,02718	0,05728	213	214	68,1	0,00022	0,00044
101	102	143,5	0,00446	0,00895	215	216	108,9	0,00028	0,00057
103	104	113,4	0,00030	0,00043	217	215	280,6	0,03159	0,03754
103	105	2025,0	2,61919	3,11173	217	218	217,9	0,00221	0,00466
105	106	770,1	0,34748	0,73238	218	219	108,9	0,00130	0,00260
105	110	1255,0	0,26211	0,31140	220	183	1348,6	0,26180	0,52521
106	107	513,2	0,02371	0,04756	220	192	2260,4	1,91138	2,06226

C.2. CENÁRIO LNA3 DA REDE DE TESTES 2

Na Tabela C2 mostra-se os resultados do TPO DC no cenário LNA3 da rede de testes 2, com a identificação do trânsito de potências (S_{ij}), potência ativa de perdas de ponta (P_{ij}^{pp}) e potência de reativa de perdas de ponta (Q_{ij}^{pp}) em todas as linhas de distribuição.

Tabela C2 - Resultados do TPO DC no cenário LNA3 da rede de testes 2.

Linha		S_{ij} (kVA)	P_{ij}^{pp} (kW)	Q_{ij}^{pp} (kvar)	Linha		S_{ij} (kVA)	P_{ij}^{pp} (kW)	Q_{ij}^{pp} (kvar)
Nó 1	Nó 2				Nó 1	Nó 2			
1	2	2390,8	3,11484	2,84958	176	177	165,8	0,02007	0,00854
1	64	4792,4	19,19348	8,16610	178	176	934,9	0,58954	0,25083
2	3	2390,8	1,34214	1,22785	178	179	33,2	0,00100	0,00042
3	4	2390,8	2,83959	1,53051	180	178	968,1	0,69662	0,29639
4	5	2390,8	2,22630	1,19995	180	181	66,3	0,00003	0,00001
5	7	2390,8	1,84693	0,78580	182	180	1034,4	1,95402	0,83136
7	8	2390,8	0,92213	0,49701	182	183	49,8	0,00032	0,00013
8	9	2390,8	0,93996	0,39992	184	182	1084,2	1,85458	0,78905
9	10	37,7	0,00026	0,00011	184	185	33,2	0,00004	0,00002
9	11	2353,1	7,92584	3,37215	186	184	1117,4	1,80671	0,76869
11	12	75,4	0,00060	0,00026	186	187	33,2	0,00025	0,00011
11	13	37,7	0,00060	0,00025	188	186	1150,6	0,73637	0,31330
11	15	113,2	0,01099	0,00467	188	189	26,5	0,00012	0,00011
11	18	2126,8	2,31432	0,98466	190	188	1177,1	0,52753	0,48261
13	14	37,7	0,00056	0,00030	191	190	1177,1	0,50169	0,21345
15	16	37,7	0,00015	0,00006	191	192	33,2	0,00007	0,00003
15	17	75,4	0,00958	0,00408	191	193	33,2	0,00269	0,00114
18	19	188,7	0,00597	0,00254	194	191	1243,4	0,36723	0,33596
18	20	1938,1	1,55925	0,66340	194	195	33,2	0,00144	0,00061
20	21	377,9	0,04624	0,01968	196	194	1276,7	1,23520	1,13002
20	37	1560,2	1,38968	0,59126	196	197	132,7	0,00960	0,00408
21	22	75,4	0,00297	0,00126	197	198	66,3	0,00068	0,00029

21	23	37,7	0,00030	0,00016	197	199	66,4	0,00610	0,00260
21	24	264,7	0,05336	0,02270	199	200	33,2	0,00038	0,00016
24	25	75,4	0,00034	0,00014	199	201	33,2	0,00171	0,00073
24	26	189,3	0,01204	0,00512	202	196	1409,3	0,58009	0,53069
26	27	37,7	0,00077	0,00033	202	203	33,2	0,00099	0,00042
26	28	151,6	0,01562	0,00665	204	202	1442,5	0,71886	0,65764
28	29	37,9	0,00072	0,00039	204	205	83,0	0,00884	0,00376
28	30	113,7	0,01674	0,00902	205	206	16,6	0,00007	0,00003
30	31	75,8	0,00238	0,00128	205	207	66,4	0,00856	0,00364
30	34	37,9	0,00274	0,00148	207	208	33,2	0,00047	0,00020
31	32	37,9	0,00035	0,00019	207	209	33,2	0,00172	0,00073
31	33	37,9	0,00104	0,00056	210	204	1525,5	0,74082	0,67773
34	36	37,9	0,00156	0,00084	210	211	66,3	0,00119	0,00050
37	38	37,7	0,00005	0,00002	212	210	1591,8	1,05176	0,96219
37	39	1522,4	2,13089	1,14852	212	213	49,8	0,00323	0,00137
39	40	301,8	0,00634	0,00270	213	214	33,2	0,00039	0,00017
39	41	1182,8	0,72708	0,30935	213	215	16,6	0,00038	0,00016
39	57	37,7	0,00179	0,00076	216	212	1641,6	1,13394	1,03738
41	42	75,4	0,00059	0,00025	216	217	198,9	0,04752	0,02022
41	43	1107,4	0,49696	0,21144	217	218	132,6	0,00182	0,00077
43	44	550,9	0,13628	0,05798	217	219	66,3	0,00233	0,00099
43	49	556,5	0,05707	0,02428	220	216	1840,5	1,02150	0,93451
44	45	475,4	0,02167	0,00922	220	221	33,2	0,00011	0,00006
44	46	75,5	0,00301	0,00162	222	220	1873,7	0,66193	0,60556
46	47	37,7	0,00099	0,00053	222	223	132,7	0,02268	0,00965
46	48	37,7	0,00039	0,00021	222	228	132,5	0,03568	0,01518
49	50	377,4	0,00097	0,00041	223	224	66,3	0,00169	0,00072
49	51	179,2	0,01047	0,00445	223	225	66,4	0,00327	0,00139
51	52	37,7	0,00035	0,00019	225	226	33,2	0,00003	0,00001
51	53	141,4	0,00402	0,00171	225	227	33,2	0,00095	0,00040
53	54	141,4	0,00347	0,00187	228	229	66,3	0,00021	0,00009
54	55	37,9	0,00056	0,00030	228	230	66,3	0,00692	0,00294
54	56	103,5	0,00255	0,00108	231	222	2139,0	0,51396	0,47019
56	117	73,9	0,00259	0,00110	231	232	33,2	0,00088	0,00038
56	118	29,6	0,00012	0,00005	233	231	2172,2	4,46886	4,08830
57	58	37,7	0,00009	0,00004	233	234	33,2	0,00018	0,00008
62	114	378,9	0,00042	0,00009	235	233	2205,4	1,10048	1,00676
62	115	149,2	0,00406	0,00091	235	236	33,2	0,00021	0,00009
64	65	4643,2	4,16778	0,93922	235	237	33,2	0,00165	0,00070
65	66	4584,0	3,84801	0,86716	238	235	2271,8	3,68380	3,37009
66	67	74,6	0,00039	0,00020	238	239	33,2	0,00005	0,00004
66	68	4471,5	5,62578	1,26778	240	238	2305,0	2,40080	2,19635
68	69	4092,7	1,89209	0,42639	241	283	2541,5	1,01498	1,58231
69	70	3943,5	1,27387	0,28707	242	240	2305,0	0,09024	0,08256
70	71	3825,1	4,70371	1,05999	242	243	33,2	0,00228	0,00355
71	72	3581,1	1,42722	0,32163	243	244	33,2	0,00030	0,00016
72	73	3432,0	2,70143	0,60877	245	242	2338,2	5,21125	8,12409
73	74	3432,0	2,64573	1,12566	245	246	33,2	0,00016	0,00009
74	75	47,4	0,00065	0,00028	247	245	2371,4	7,97502	12,43268
74	80	298,3	0,00501	0,00782	248	247	2371,4	2,55842	0,92388
74	83	3086,3	1,29695	2,02188	248	345	3620,4	3,16049	1,14129
75	76	23,7	0,00019	0,00008	249	120	1083,5	0,98861	0,42061
75	77	23,7	0,00051	0,00022	249	250	73,9	0,00044	0,00019
77	78	11,8	0,00001	0,00001	251	249	1157,4	0,51563	0,27792
77	79	11,8	0,00012	0,00004	251	252	29,5	0,00102	0,00043
80	81	298,3	0,02524	0,01074	251	253	1098,7	0,42826	0,18221
81	82	149,2	0,00399	0,00090	253	254	1098,7	0,39250	0,21155
83	84	345,7	0,01357	0,00578	254	255	912,4	0,08281	0,02990

83	88	2740,6	0,77885	1,21418	255	256	186,3	0,00500	0,00181
84	85	345,7	0,00640	0,00177	255	257	539,7	0,06033	0,02179
85	86	196,5	0,00226	0,00051	257	258	353,4	0,02939	0,01251
86	87	149,2	0,00378	0,00085	258	259	186,3	0,00562	0,00239
88	89	149,1	0,00103	0,00037	258	260	167,1	0,00358	0,00152
88	90	2591,4	0,14538	0,22665	260	261	93,2	0,00044	0,00010
90	91	149,2	0,00244	0,00134	262	263	14,8	0,00019	0,00008
90	92	393,0	0,00724	0,01128	262	264	112,5	0,02969	0,01263
90	98	2049,3	1,45249	0,80055	264	265	29,6	0,00031	0,00013
92	93	393,0	0,01686	0,00609	264	266	83,0	0,00786	0,00335
93	94	243,9	0,00874	0,00315	266	267	29,5	0,00036	0,00015
94	95	94,7	0,00127	0,00198	266	268	53,4	0,00990	0,00421
95	96	94,7	0,00228	0,00126	268	269	29,5	0,00012	0,00005
97	251	2285,6	5,07421	2,15889	268	270	23,9	0,00049	0,00021
97	262	127,3	0,01368	0,00582	270	271	14,8	0,00002	0,00001
98	99	1123,4	0,03009	0,00678	270	272	9,2	0,00008	0,00004
98	109	925,8	0,11233	0,06191	273	97	2412,9	3,35410	5,22888
99	100	94,7	0,00144	0,00032	273	274	47,3	0,00058	0,00031
99	101	879,5	0,10662	0,03850	275	273	2460,2	2,13385	3,32657
101	102	805,0	0,11215	0,04050	275	276	22,2	0,00016	0,00006
102	103	208,4	0,00171	0,00038	276	277	7,4	0,00001	0,00001
102	106	447,5	0,02209	0,00498	276	278	14,8	0,00035	0,00015
103	104	59,2	0,00021	0,00011	279	275	2482,4	0,61524	0,95913
103	105	149,2	0,00076	0,00042	279	280	14,8	0,00003	0,00002
106	107	298,3	0,01521	0,00549	281	279	2497,2	1,75664	2,73852
107	108	149,2	0,00490	0,00177	281	282	29,5	0,00175	0,00075
109	110	925,8	0,13427	0,05713	283	281	2526,7	1,16196	1,81144
110	111	94,7	0,00158	0,00067	283	284	14,8	0,00001	0,00001
110	113	831,1	0,16502	0,07021	285	241	2541,5	0,94681	1,47603
111	112	94,7	0,00029	0,00007	285	286	47,3	0,00008	0,00004
113	62	677,2	0,11836	0,02667	285	287	47,3	0,00134	0,00057
113	116	153,9	0,00366	0,00083	288	285	2636,1	2,15090	3,35314
116	63	94,7	0,00302	0,00068	288	289	29,5	0,00050	0,00021
118	119	29,6	0,00003	0,00001	289	290	14,8	0,00002	0,00001
120	121	59,1	0,00077	0,00033	289	291	14,8	0,00011	0,00006
120	122	1024,3	0,29293	0,12463	292	288	2665,6	1,44672	2,25537
122	123	73,9	0,00132	0,00056	292	293	29,5	0,00011	0,00006
122	124	950,4	0,49930	0,21243	294	292	2695,1	1,32203	2,06099
124	125	88,7	0,00310	0,00132	294	295	22,2	0,00049	0,00021
124	128	861,7	0,60751	0,25847	295	296	14,8	0,00009	0,00004
125	126	73,9	0,00183	0,00078	295	297	7,4	0,00007	0,00003
125	127	14,8	0,00014	0,00008	298	294	2717,3	6,87219	10,71341
128	129	14,8	0,00025	0,00011	298	340	888,3	1,00135	0,37251
128	130	846,9	0,24910	0,10598	299	300	14,8	0,00002	0,00001
130	131	73,9	0,00295	0,00126	301	299	14,8	0,00038	0,00016
130	132	773,0	0,64348	0,27378	301	302	29,5	0,00013	0,00007
132	133	29,5	0,00002	0,00001	303	301	44,3	0,00405	0,00218
132	134	743,4	0,57980	0,24669	303	304	29,5	0,00007	0,00004
134	135	29,5	0,00025	0,00011	305	303	73,8	0,01259	0,00679
134	136	713,9	0,32001	0,13615	305	306	29,5	0,00017	0,00009
136	137	14,8	0,00023	0,00010	307	305	103,3	0,02097	0,01130
136	138	699,1	0,18855	0,08022	307	308	14,8	0,00046	0,00019
138	139	29,5	0,00020	0,00008	307	309	39,0	0,00166	0,00089
138	140	669,6	0,19520	0,08305	309	310	9,5	0,00002	0,00001
140	141	669,6	0,13279	0,05650	309	311	29,5	0,00066	0,00036
141	142	66,3	0,00063	0,00027	312	307	157,1	0,03561	0,01919
141	143	603,3	0,76642	0,32608	312	313	29,5	0,00012	0,00006

143	144	603,3	0,11740	0,06328	314	312	186,6	0,02122	0,01144
144	145	603,3	0,07548	0,03211	314	315	73,9	0,00129	0,00070
145	146	66,3	0,00010	0,00004	316	314	260,6	0,03426	0,01847
145	147	33,2	0,00122	0,00052	316	317	103,5	0,01053	0,00567
145	148	503,9	0,23357	0,12589	317	318	73,9	0,00038	0,00020
148	149	66,3	0,00273	0,00116	317	319	29,5	0,00033	0,00018
148	150	437,6	0,22880	0,09734	319	320	14,8	0,00003	0,00002
150	151	66,3	0,00198	0,00084	319	321	14,8	0,00023	0,00012
150	152	371,3	0,02065	0,00879	322	316	364,0	0,01716	0,00925
152	153	106,1	0,03026	0,01287	322	323	373,6	0,06051	0,03262
152	154	265,2	0,04115	0,01751	322	330	44,3	0,00104	0,00056
154	155	132,6	0,00498	0,00212	323	324	18,6	0,00014	0,00008
154	156	132,5	0,04867	0,02071	323	325	355,0	0,02938	0,01583
156	157	66,3	0,00023	0,00010	325	326	236,7	0,01245	0,00280
156	158	66,3	0,00148	0,00080	326	327	236,7	0,00645	0,00145
158	159	66,3	0,00326	0,00139	327	328	118,3	0,00212	0,00048
159	160	66,3	0,00032	0,00013	328	329	118,3	0,00353	0,00080
161	162	165,8	0,01268	0,00539	330	331	14,8	0,00002	0,00001
161	163	172,4	0,02964	0,01261	330	332	29,5	0,00028	0,00015
163	164	106,1	0,00079	0,00034	333	322	781,9	0,06968	0,03756
163	165	66,3	0,00605	0,00258	334	333	781,9	0,21802	0,09276
166	161	338,2	0,06820	0,02902	334	335	14,8	0,00001	0,00001
166	167	66,3	0,00259	0,00110	336	334	796,7	0,24458	0,10406
166	168	33,2	0,00034	0,00014	336	337	29,5	0,00006	0,00003
169	166	437,6	0,15911	0,06769	338	336	826,2	0,20142	0,10856
169	170	66,3	0,00071	0,00030	338	339	14,8	0,00001	0,00000
169	171	99,5	0,00959	0,00408	340	338	841,0	0,11781	0,06350
171	172	33,2	0,00050	0,00027	340	341	47,3	0,00020	0,00007
171	173	66,3	0,00796	0,00339	341	342	47,3	0,00099	0,00053
174	169	603,4	0,08036	0,03419	343	298	3605,6	4,86099	7,57804
174	175	165,8	0,00101	0,00043	343	344	14,8	0,00003	0,00002
176	174	769,2	0,23640	0,10058	345	343	3620,4	5,06640	7,89827

D. RESULTADOS DA EXPLORAÇÃO OTIMIZADA DO CENÁRIO INF2

No Anexo D mostram-se todas as soluções para a exploração otimizada da rede de testes 1 e 2 no cenário INF2, com indicação da END e do custo da END.

D.1. REDE DE TESTES 1

Na Tabela D1 mostram-se todas as soluções para a exploração otimizada da rede de testes 1 no cenário INF2. Sombreado a verde encontra-se a solução que minimiza o custo da END.

Tabela D1 - Número ótimo de APC NF na exploração otimizada da rede de testes 1 no cenário INF2.

Número de APC NF	END (kWh)	Custo (€)	Número de APC NF	END (kWh)	Custo (€)
Saída 1A			Saída 1B		
0	4 858	205 975	0	7 828	328 905
1	2 512	98 902	1	4 111	180 040
2	1 688	67 976	2	3 576	170 560
3	1 263	64 740	3	3 422	181 640
4	1 082	74 841	4	3 313	194 480
Saída 1C			Saída 1D		
0	6 305	267 810	0	4 504	198 661
1	3 333	130 240	1	2 409	81 589
2	2 266	86 089	2	1 615	54 979
3	1 737	76 243	3	1 242	57 745
4	1 387	79 870	4	1 037	66 918

D.2. REDE DE TESTES 2

Na Tabela D2 mostram-se todas as soluções para a exploração otimizada da rede de testes 2 no cenário INF2. Sombreado a verde encontra-se a solução que minimiza o custo da END.

Tabela D2 - Número ótimo de APC NF na exploração otimizada da rede de testes 2 no cenário INF2.

Número de APC NF	END (kWh)	Custo (€)	Número de APC NF	END (kWh)	Custo (€)
Saída 2A			Saída 2B		
0	2 007	85 074	0	4 332	182 344
1	1 014	41 722	1	2 295	92 997
2	746	43 575	2	1 609	61 908
3	576	50 538	3	1 235	53 180
4	493	64 362	4	983	60 569
Saída 2C			Saída 2D		
0	10 113	398 958	0	5 242	208 549
1	5 190	213 958	1	2 790	117 899
2	3 870	166 578	2	1 918	87 605
3	2 689	138 468	3	1 476	73 747
4	2 296	140 457	4	1 226	77 447