

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

**CARLOS EDUARDO SANCHES DOS REIS**

Julho de 2016

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

Carlos Eduardo Sanches dos Reis



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

**2016**



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

Candidato: Carlos Eduardo Sanches dos Reis, Nº 1151658, 1151658@isep.ipp.pt

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

Apoio: GECAD

Supervisão:

Bruno Canizes, brmrc@isep.ipp.pt

Edson Theodoro, edsontheodoro@utfpr.edu.br



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

**2016**



Dedico este trabalho aos meus avós, Adilson Carlos dos Reis e Veci Moschetta dos Reis,  
Ângelo Sanches e Idney Carvalho Sanches.



## *Agradecimentos*

Agradeço em primeiro lugar ao Senhor Jesus, Àquele que tem suprido cada uma das minhas necessidades segundo a Sua riqueza e soberania. Obrigado Senhor por ter me propiciado esta oportunidade, cujos frutos serão para honrar e glorificar o Teu nome nesta terra.

Agradeço imensamente, a minha namorada, companheira na tribulação, no reino, e na perseverança, Esther Christo, que foi de extrema e vital importância, no apoio espiritual e emocional que me prestou, ao longo do percurso desse trabalho e principalmente nos momentos mais difíceis.

Agradeço aos meus pais, Carlos Eduardo dos Reis e Cibele Carvalho Sanches dos Reis, pela educação que me deram e por sempre me apoiarem nas decisões que tomei ao longo do percurso de 5 anos e meio de graduação e mestrado.

Agradeço aos meus orientadores, Doutor Sérgio Ramos, por ter aberto a porta para realização deste trabalho junto ao Grupo de Investigação em Engenharia do Conhecimento e Apoio a Decisão (GECAD), Mestre Bruno Canizes, pela paciência, ajuda e orientação inquestionáveis que me prestou, ao Doutor Edson Theodoro, pela sua disponibilidade e demonstração de interesse no meu trabalho mesmo estando envolvido num curto período de tempo.

Agradeço a equipa do GECAD pelo agradável convívio e assistência prestadas em diversas situações.





## *Resumo*

De um sistema elétrico de energia é esperado o fornecimento de energia elétrica da forma mais econômica possível assegurando, simultaneamente, um elevado grau de continuidade e qualidade de serviço.

É extremamente importante a garantia e segurança no fornecimento da energia elétrica, que se tornou um dos serviços mais básicos e essenciais nos dias de hoje. Nesse sentido, o sistema de distribuição é que assume o papel da entrega da energia elétrica produzida aos consumidores finais. Deste modo, a análise dos sistemas elétricos, nomeadamente dos sistemas de distribuição, bem como os estudos realizados para o seu planeamento, assume, devido a complexidade das atuais redes de distribuição, uma importância crucial.

Este trabalho, portanto, tem como objeto de estudo uma rede de distribuição real, e soluciona o problema da localização ótima de aparelhos de corte (APC) normalmente abertos (NA) e normalmente fechados (NF) para essa rede baseando-se em duas metodologias desenvolvidas e aplicadas com a ferramenta de otimização *Tomlab*. A primeira consiste em um modelo de programação quadrática inteira mista (PQIM) desenvolvido e aplicado à localização ótima dos APC NA, e a segunda consiste em um modelo de programação linear inteira mista (PLIM) desenvolvido e aplicado à localização ótima dos APC NF.

A solução do problema da localização ótima de APC NA, encontra a posição e a quantidade ótima de APC NA que devem ser instalados na rede de testes de forma a minimizar a energia de perdas e a potência não entregue (PNE) da rede, reduzindo consequentemente, seus respectivos custos e determinando a configuração radial ideal da rede. A solução do problema da localização ótima dos APC NF, encontra a posição e a quantidade ótima de APC NF que devem ser instalados na rede de teste minimizando o custo esperado de interrupção (CEI) e os custos de investimentos em APC NF, maximizando a continuidade no serviço da distribuição de energia elétrica e aumentando a fiabilidade da rede de distribuição.

Note-se que ambas as soluções encontradas são ótimos globais e foram testadas e validadas em uma rede de distribuição com dados reais, comprovando a viabilidade e o valor do presente estudo.

***Palavras-Chave***

Aparelho de Corte Normalmente Aberto e Fechado, Energia não Distribuída, Fiabilidade, Potência Ativa de Perdas, Programação Linear Inteira Mista, Programação Quadrática Inteira Mista, Redes de Distribuição.

## *Abstract*

An electric power system is expected to provide electricity as economically as possible while ensuring a high degree of continuity and quality of service.

It is extremely important to provide electric energy with security and guarantee, since delivering electricity became an essential service nowadays. Electric power distribution systems has the purpose to delivery electricity to the final customers of the whole electric supply chain, thus due to the complexity of actual distribution systems, its analysis and planning has a major importance.

This thesis aims to solve the problem for the optimal location of normally open and normally closed switches on a real distribution network. The optimization approaches are developed in Tomlab software. The method for the optimal location of normally open switches is formulated as a mixed integer quadratic program and mixed integer linear program is utilized to model the problem for the optimal location of normally closed switches.

The goal of the proposed normally open switch placement problem is to find the optimal radial topology that minimizes the power losses and the unsupplied power. The objective of the normally closed switch placement problem is to find the optimal number and location of normally closed switches in order to minimize the expected outage cost to customers in conjunction with normally closed switch capital investment, installation, and annual operation and maintenance costs improving the level of reliability and service quality of distribution network.

Note that both solutions are global solutions and were successfully tested and validated in a distribution network with real data, proving the viability and the value of the present study.

### ***Keywords***

Active Power Losses, Distribution Networks, Energy Not Supplied, Mixed Integer Linear Programming, Mixed Integer Quadratic Programming, Normally Open and Closed Switches, Reliability.

# Índice

<b>AGRADECIMENTOS</b> .....	<b>I</b>
<b>RESUMO</b> .....	<b>III</b>
<b>ABSTRACT</b> .....	<b>V</b>
<b>ÍNDICE</b> .....	<b>VII</b>
<b>ÍNDICE DE FIGURAS</b> .....	<b>IX</b>
<b>ÍNDICE DE TABELAS</b> .....	<b>XI</b>
<b>ACRÓNIMOS</b> .....	<b>XIII</b>
<b>1. INTRODUÇÃO</b> .....	<b>1</b>
1.1. CONTEXTUALIZAÇÃO.....	1
1.2. MOTIVAÇÃO .....	3
1.3. OBJETIVOS .....	4
1.4. ESTRUTURA DO DOCUMENTO .....	4
<b>2. ENQUADRAMENTO</b> .....	<b>7</b>
2.1. ESTADO DA ARTE .....	7
2.1.1. Aparelhos de corte normalmente abertos.....	7
2.1.2. Aparelhos de corte normalmente fechados .....	9
2.2. TRÂNSITO DE POTÊNCIA ÓTIMO .....	11
2.2.1. Formulação do trânsito de potência ótimo.....	11
2.2.2. Trânsito de potência ótimo DC.....	12
2.3. FIABILIDADE DE REDES DE DISTRIBUIÇÃO.....	13
2.3.1. Indicadores de continuidade de serviço .....	13
2.3.2. Duração das interrupções de fornecimento.....	16
2.3.3. Vantagens e desvantagens da automação de redes de distribuição.....	17
2.4. APARELHAGEM DE CORTE.....	20
2.4.1. Descrição dos APC.....	20
2.4.2. Interruptor Auto-Religador (IAR) .....	21
2.4.3. Disjuntor auto-religador (DAR) .....	21
2.4.4. Órgão de corte de rede de média tensão do tipo 1 (OCR1) .....	21
2.4.5. Órgão de corte de rede de média tensão do tipo 2 (OCR2) .....	22
2.4.6. Órgão de corte de rede de média tensão do tipo 3 (OCR3) .....	23
2.5. FERRAMENTA <i>TOMLAB</i> .....	23

2.6. SUMÁRIO .....	26
<b>3. MÉTODOS DE OTIMIZAÇÃO E MODELIZAÇÃO.....</b>	<b>27</b>
3.1. MODELIZAÇÃO APC NA (PQIM).....	27
3.1.1. Tratamento com unidades .....	30
3.1.2. Energia de perdas .....	31
3.2. MODELIZAÇÃO APC NF (PLIM).....	33
3.3. SUMÁRIO .....	36
<b>4. ESTUDO DE CASO .....</b>	<b>37</b>
4.1. REDE DE DISTRIBUIÇÃO EM ESTUDO .....	37
4.2. CENÁRIOS PROPOSTOS .....	40
4.3. LOCALIZAÇÃO ÓTIMA DE APARELHOS DE CORTE NORMALMENTE ABERTOS .....	41
4.4. LOCALIZAÇÃO ÓTIMA DE APARELHOS DE CORTE NORMALMENTE FECHADOS .....	46
4.4.1. Comparação cenário CNF1 e CNF2.....	48
4.4.2. Resultados cenário CNF3.....	49
4.4.3. Resultados cenário CNF4.....	51
4.4.4. Resultados cenário CNF5.....	51
4.5. SUMÁRIO .....	53
<b>5. CONCLUSÕES.....</b>	<b>55</b>
5.1. PRINCIPAIS CONTRIBUTOS .....	57
5.2. TRABALHOS FUTUROS .....	58
<b>REFERÊNCIAS DOCUMENTAIS.....</b>	<b>59</b>
<b>ANEXOS.....</b>	<b>63</b>
<b>ANEXO A. IDENTIFICAÇÃO DAS CARGAS NA REDE DE TESTES.....</b>	<b>64</b>
<b>ANEXO B. TRÂNSITO DE POTÊNCIA ÓTIMO .....</b>	<b>66</b>
<b>ANEXO C. IDENTIFICAÇÃO DAS LOCALIZAÇÕES DE APC NF POR FEEDER .....</b>	<b>70</b>

## *Índice de Figuras*

Figura 2.1	Rede completamente automatizada com APC NF [1]	18
Figura 2.2	Rede parcialmente automatizada com APC NF [1]	19
Figura 2.3	Esquema de montagem de um OCR1 e foto do mesmo	22
Figura 2.4	Órgão de corte de rede de média tensão do tipo 2	22
Figura 2.5	OCR3 instalado num apoio (esquerda) e em pormenor (direita)	23
Figura 2.6	Definição de um PQIM em Matlab	25
Figura 2.7	Definição de um PLIM em Matlab	26
Figura 4.1	Rede de testes [7]	38
Figura 4.2	Topologia da rede de testes no cenário CNA1	44
Figura 4.3	Topologia da rede de testes no cenário CNA2	45
Figura 4.4	Rede de teste para a localização ótima de APC NF	47
Figura 4.5	APC NF instalados na rede de testes para o cenário CNF2	49
Figura 4.6	Número ótimo de APC NF instalados versus variação na FDC	50
Figura 4.7	CEI, custo total e custo dos APC NF instalados versus variação na FDC	50
Figura 4.8	Custo total, CEI e custo dos APC NF versus número de APC NF disponíveis para instalação	51



Figura 4.9 Localização ótima dos 10 APC NF na primeira situação do cenário CNF5

53

## Índice de Tabelas

Tabela 2.1	Principais índices de fiabilidade segundo ERSE [15]	14
Tabela 2.2	Classificações dos tempos de interrupção [1]	17
Tabela 4.1	Características elétricas dos condutores subterrâneos da rede de testes	39
Tabela 4.2	Características elétricas dos condutores aéreos da rede de testes	39
Tabela 4.3	Parâmetros da rede de testes	39
Tabela 4.4	Fator de carga e fator de perdas da rede de distribuição em estudo	40
Tabela 4.5	Parâmetros básicos para a implementação da metodologia de localização ótima de APC NA	41
Tabela 4.6	Localização dos APC NA na rede de testes	42
Tabela 4.7	Perdas e custos na rede de testes	42
Tabela 4.8	Taxa de ocupação das linhas no cenário CNA1 da rede de testes	43
Tabela 4.9	PNE e seus custos na rede de testes	46
Tabela 4.10	Parâmetros da rede de testes por <i>feeder</i>	46
Tabela 4.11	Parâmetros básicos para a localização de APC NF na rede de testes	46
Tabela 4.12	Resultados CNF1 e CNF2	48
Tabela 4.13	Resultado do cenário CNF5, com 10 APC NF pré adquiridos	52

Tabela 4.14	Resultado do cenário CNF5, com possibilidade de adquirir até 10 APC NF	52
Tabela A	Identificação das cargas na rede de testes	64
Tabela B	Resultado do TPO DC do cenário CNA2 da rede de testes	66
Tabela C.1	Identificação das possíveis posições de se instalar um APC NF no <i>feeder</i> A	70
Tabela C.2	Identificação das possíveis posições de se instalar um APC NF no <i>feeder</i> B	71
Tabela C.3	Identificação das possíveis posições de se instalar um APC NF no <i>feeder</i> C	72
Tabela C.4	Identificação das possíveis posições de se instalar um APC NF no <i>feeder</i> D	73

## *Acrónimos*

APC	–	Aparelhos de Corte
AT	–	Alta Tensão
BT	–	Baixa Tensão
CA	–	Custo de Aquisição
CB	–	<i>Circuit Breaker (Disjuntor)</i>
CEI	–	Custo Esperado de Interrupção
CI	–	Custo de Instalação
CM	–	Custo de Manutenção
DAR	–	Disjuntor Auto Religador
DC	–	<i>Direct Current (Corrente Contínua)</i>
END	–	Energia Não Distribuída
ERSE	–	Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos
FDC	–	Função de Dano causado ao Cliente
FOR	–	<i>Forced Outage Rate (Taxa de Avaria Forçada)</i>
IAR	–	Interruptor Auto-Religador
INV	–	Investimento Total
MT	–	Média Tensão
NA	–	Normalmente Abertos

- NF – Normalmente Fechados
- OCR1 – Órgão de Corte de Rede de Média Tensão do Tipo 1
- OCR2 – Órgão de Corte de Rede de Média Tensão do Tipo 2
- OCR3 – Órgão de Corte de Rede de Média Tensão do Tipo 3
- PC – Ponto de Carga
- PF – Ponto de Falha
- PLIM – Programação Linear Inteira Mista
- PNE – Potência Não Entregue
- PNL – Programação Não Linear
- PQIM – Programação Quadrática Inteira Mista
- RND – Rede Nacional de Distribuição
- RNT – Rede Nacional de Transporte
- SEE – Sistemas Elétricos de Energia
- TI – Transformadores de Intensidade
- TIEPI – Tempo de Interrupção Equivalente da Potência Instalada
- TPO – Trânsito de Potência Ótimo

# 1. INTRODUÇÃO

Na presente dissertação desenvolveu-se uma metodologia para a localização ótima de aparelhos de corte (APC) normalmente fechados (NF) em redes de distribuição de energia elétrica de média tensão (MT) com o objetivo de minimizar o custo esperado de interrupção e os custos de investimentos em APC NF, implicando em uma melhoria na fiabilidade da rede. O presente trabalho também desenvolve uma metodologia para a localização ótima de aparelhos de corte normalmente abertos (APC NA), baseando-se no trabalho de [6], com o fim de minimizar as perdas de energia e a potência não entregue (PNE) da rede e encontrar a configuração radial ideal da rede de distribuição. Neste capítulo pretende-se fazer a contextualização dos objetos de estudo bem como definir os objetivos do presente estudo. Ao fim do capítulo apresenta-se uma breve descrição da estrutura do documento.

## 1.1. CONTEXTUALIZAÇÃO

Em Portugal, o sistema de eletricidade é dividido entre os setores de produção, transporte, distribuição, consumo e mercados e comercialização. Atualmente a produção de eletricidade tem recorrido a diferentes tecnologias e a diferentes fontes primárias de energia (carvão, gás natural, fuel, gasóleo, água, vento, sol, biomassa e resíduos). Entre os produtores e os consumidores está a Rede Nacional de Transporte (RNT), responsável por assegurar o equilíbrio entre a procura e a oferta de energia através dos limites térmicos de condução das linhas de transmissão. A partir dos pontos de entrega da RNT a Rede Nacional de Distribuição (RND) é alimentada por meio da qual são abastecidos os

consumos da maioria dos consumidores finais. Já as empresas de comercialização são responsáveis pela gestão das relações com os consumidores finais, incluindo a faturação e o serviço ao cliente [26].

O enfoque do presente trabalho está no setor da distribuição de energia elétrica, constituído por infraestruturas de alta, média e baixa tensão (AT, MT e BT) onde situam-se a grande maioria dos quase 6,1 milhões de consumidores em Portugal Continental [26].

O desenvolvimento da atual RND é baseado na adoção de soluções que proporcionam uma melhoria de eficiência energética e económica expressas pela redução da energia de perdas, e uma melhoria da qualidade técnica do serviço prestado aos clientes expressas pela minimização de interrupções de fornecimento. As estratégias seguidas no passado recente são motivadas essencialmente pela garantia de abastecimento, melhoria da eficiência da rede, melhoria da qualidade de serviço e redução dos custos operacionais [15].

A energia de perdas nos elementos de uma rede pode ser do tipo constante, no caso em que depende apenas do fato de o equipamento estar ligado ou não, por exemplo, as perdas no circuito magnético dos enrolamentos dos transformadores. Por outro lado, como é estudado nesta dissertação, as perdas de energia podem variar com o quadrado da corrente que percorre o equipamento (enrolamentos de cobre dos transformadores e nas linhas), sendo estas denominadas perdas por efeito de *Joule*. Neste trabalho estas perdas serão reduzidas através da localização ótima dos APC NA na rede de distribuição.

As interrupções de fornecimento da rede de distribuição são causadas devido a falha de um determinado equipamento da rede associada a incidentes aleatórios (tipicamente incidentes que têm por causa fenómenos naturais e ambientais, envelhecimento de material, manobras, derrube ou perfurações acidentais, etc) ou devido a interrupções necessárias a trabalhos programados (trabalhos de manutenção, ligação de novas instalações, etc). Em cada interrupção da rede haverá uma potência não entregue (PNE) associada. Dessa forma, este trabalho pretende minimizar a PNE da rede de distribuição através da localização ótima dos APC NF.

## 1.2. MOTIVAÇÃO

A melhoria da eficiência e qualidade do serviço é o objetivo principal dos vários projetos lançados pelas empresas de distribuição de energia elétrica. Esta melhoria é alcançada através da instalação de novos equipamentos, deslocação de equipamentos já existentes, automação da rede, entre outras. Segundo [4] a fiabilidade em sistemas de energia implica em prover energia elétrica aos consumidores com ausência de interrupções nos serviços de entrega. Neste contexto, a utilização dos aparelhos de corte (APC) normalmente abertos (NA) e normalmente fechados (NF) nas redes de distribuição tem-se demonstrado eficientes no que diz respeito a diminuição de perdas e ao aumento da fiabilidade das mesmas.

Os APC NA são responsáveis por permitir a exploração radial da rede de distribuição que são, em sua maioria, parcialmente malhadas, garantindo que todas as cargas apenas são alimentadas por uma fonte de produção. Através da procura de uma função objetivo adequada, é possível otimizar a localização dos APC NA, maximizando os benefícios da rede de distribuição.

Os APC NF, por sua vez, têm o objetivo de reduzir o tempo de interrupção e o número de clientes afetados durante faltas permanentes na rede de distribuição, através do isolamento das faltas e da restauração de energia aos demais clientes da rede.

Contudo, tendo em mãos estes dois tipos de APC, não basta alocá-los na rede de distribuição de forma aleatória, caracterizando o problema de localização ótima de APC NA e NF como um problema de otimização combinatória, podendo aumentar a dificuldade da sua resolução quanto maior for o tamanho da rede.

É neste sentido que a presente dissertação propõe duas metodologias determinísticas, uma para a localização ótima de APC NA, minimizando as perdas e conseqüentemente os seus custos e a potência não entregue (PNE), e outra para a localização ótima de APC NF, minimizando o custo esperado de interrupção e os custos de investimentos em APC NF.

Projetos de automação nas redes têm sido uma crescente vertente no âmbito dos investimentos nas redes de distribuição, e quando tais projetos são postos nas mãos dos



tomadores de decisões, estes se mostram os mais eficazes para aumentar a fiabilidade e a eficiência das companhias de eletricidade.

Segundo [1] APC automatizados são utilizados nas redes de distribuição para diversos propósitos, cujos principais são a redução do tempo requerido para deteção e localização de faltas, maior rapidez no isolamento do equipamento com defeito e restauração de cargas localizadas a montante e a jusante da zona em falta de forma mais rápida.

### **1.3. OBJETIVOS**

A presente dissertação visa proporcionar uma maior eficiência energética e aumentar a qualidade técnica do serviço prestado aos clientes de redes de distribuição, cumprindo os seguintes objetivos:

- Caracterização e parametrização de uma rede elétrica, rede real de média tensão com 220 barramentos;
- Implementação de um modelo de trânsito de potência ótimo DC com vista a minimização dos custos das perdas de energia;
- Definição da localização e do número ótimo de APC NA minimizando a potência ativa de perdas e transformando a topologia parcialmente malhada da rede de distribuição numa topologia malhada explorada radialmente;
- Definição da localização e do número ótimo de APC NF minimizando o custo esperado de interrupção e os custos de investimentos em APC NF.

### **1.4. ESTRUTURA DO DOCUMENTO**

O presente documento está organizado em cinco capítulos. O Capítulo 1 contém uma breve introdução da dissertação onde faz-se a contextualização dos assuntos estudados e apresenta-se a motivação do estudo bem como a definição dos objetivos a serem cumpridos no decorrer do trabalho. No Capítulo 2 apresenta-se o estado da arte dos estudos mais relevantes relacionados com esta dissertação no que diz respeito aos problemas de localização ótima de aparelhos de corte normalmente abertos e normalmente fechados, faz-se uma revisão bibliográfica do trânsito de potência ótimo, apresenta-se a sua formulação e

o modelo do trânsito de potência ótimo DC. O Capítulo 2 também introduz o conceito dos índices de fiabilidade de redes de distribuição e define matematicamente os índices mais relevantes para a presente dissertação, faz uma abordagem sucinta dos aparelhos de corte (APC) existentes no mercado atual e mostra as suas principais especificações técnicas e por fim o capítulo apresenta os recursos da ferramenta de otimização *Tomlab*. O Capítulo 3 define os métodos de otimização utilizados nesta dissertação, sendo a Programação Quadrática Inteira Mista (PQIM) modelizada para a localização dos APC NA e a Programação Linear Inteira Mista (PLIM) modelizada para a localização dos APC NF. O Capítulo 4 apresenta os resultados da aplicação das metodologias propostas no capítulo anterior para uma rede de distribuição real nas condições dos cenários definidos. Por fim, o Capítulo 5 apresenta as conclusões do estudo e apresenta propostas para trabalhos futuros. Ao final do documento há ainda os Anexos trazendo informações que são fundamentais para implementação do estudo.



## 2. ENQUADRAMENTO

A abordagem do presente trabalho para a resolução do problema da localização ótima de aparelhos de corte (APC) normalmente abertos (NA) e normalmente fechados (NF) necessita de ser enquadrada dentro do estado da arte dos estudos já realizados neste âmbito fazendo-se necessário também a apresentação de conceitos e ferramentas essenciais utilizadas para o seu desenvolvimento.

Desta forma, o Capítulo 2 deste trabalho apresenta o estado da arte referente aos estudos de localização ótima de APC NA e NF, o conceito de trânsito de potência ótimo, índices de fiabilidade de redes de distribuição, aparelhagem de corte e da ferramenta *Tomlab*.

### 2.1. ESTADO DA ARTE

Nesta subsecção pretende-se fazer uma exposição do estado da arte referente aos estudos de localização ótima de aparelhos de corte normalmente aberto (APC NA) e da localização ótima de aparelhos de corte normalmente fechados (APC NF).

#### 2.1.1. APARELHOS DE CORTE NORMALMENTE ABERTOS

Segundo [6] 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. Considerando a semelhança existente entre a reconfiguração de redes de distribuição e a localização ótima de APC NA o estado da arte apresentado na presente subsecção refere-se à reconfiguração de rede de distribuição.

Em [25] é apresentada a primeira técnica de reconfiguração de redes de distribuição para minimizar a energia de perdas. Nesta técnica inicia-se com um sistema de distribuição malhado obtido considerando todos os aparelhos de corte (APC) fechados e então os APC são abertos sucessivamente para tornar a rede radial. Um modelo equivalente de uma rede resistiva linear é usado para a determinação do ramo que será aberto. Desde então, muitas outras técnicas têm sido propostas para a minimização da energia de perdas, tornando esta função objetivo a mais comum na literatura. Em [5] Fizeram o uso de heurísticas e da técnica de “*branch-exchanges*” para determinar a configuração do sistema de distribuição que poderiam reduzir as perdas nas linhas introduzindo aproximações para o cálculo do trânsito de potência na transferência de cargas do sistema.

No trabalho e [22] apresenta uma abordagem heurística para resolver o problema de reconfiguração do sistema de distribuição baseado no trânsito de potência ótimo (TPO) no qual os ramos abertos e fechados são representados por funções contínuas. Nesta abordagem, inicialmente todos os ramos são considerados fechados, e a partir do resultado do TPO, uma técnica heurística é usada para determinar o próximo laço que será rompido pela abertura de um APC. Depois, a lista de APC que são candidatos para serem abertos é atualizada e então o processo mencionado anteriormente é repetido até que todos os laços sejam rompidos, tornando o sistema de distribuição radial. Este método não garante a solução ótima global do problema.

Os trabalhos citados acima, assim como muitos outros na literatura, fazem uso de algoritmos baseados em métodos heurísticos que caracterizam-se pelo tempo de processamento que permitem aplicações em tempo real. Apesar dos métodos determinísticos terem um elevado tempo de processamento, atualmente estes têm sido empregues na resolução do problema de reconfiguração de sistemas de distribuição, garantindo a solução ótima global, ao contrário das heurísticas.

Um exemplo é apresentado por [24] na reconfiguração de uma rede de distribuição para minimizar a energia de perdas. O autor utiliza uma técnica baseada na decomposição de Benders, a qual divide o problema em dois sub-problemas: o primeiro é modelizado com

Programação Quadrática Inteira Mista (PQIM), e determina a topologia radial da rede de distribuição. O segundo, denominado problema escravo, é modelizado com Programação Não-Linear (PNL) e determina a viabilidade da solução do problema principal por meio do TPO. Dias et al. [13] apresentam uma técnica idêntica, modelizando um problema multiobjectivo, minimizando os custos associados com a energia de perdas, potência reativa e energia não distribuída (END). Ajaja & Galiana [2] apresenta uma técnica determinística para a reconfiguração de redes de distribuição, modelizada como Programação Linear Inteira Mista (PLIM). Os autores usam o TPO linearizado e a energia de perdas na abordagem proposta.

Batista et al. [7] propõe uma técnica determinística para a localização dos APC NA em uma rede de distribuição real de média tensão (MT). Inicialmente é considerada uma rede malhada sem a existência de APC com a possibilidade de se abrir todos os ramos. O objetivo é alcançar uma topologia radial ideal para a rede minimizando a energia de perdas. O método foi modelizado com PQIM representando corretamente as perdas por efeito *Joule* e foi aplicado o TPO linearizado (DC), dadas as características da rede utilizada no estudo.

### **2.1.2. APARELHOS DE CORTE NORMALMENTE FECHADOS**

A metodologia para a localização ótima dos APC NF em rede de distribuição consiste em determinar todos os possíveis locais em que se pode alocar um APC NF na rede e verificar o custo e o benefício propiciado pelo mesmo à rede. Trata-se de um problema de otimização que exige uma análise de custo-benefício com o fim de justificar os gastos com o investimento. Dessa forma, o estado da arte presente nesta subsecção objetiva apresentar as diferentes abordagens para a resolução deste problema.

Garcia et al. [21] utilizam uma metodologia baseada na minimização da energia não distribuída (END) para o sistema elétrico como um todo, considerando todas as possíveis localizações dos APC NF em cada alimentador. O objetivo da metodologia é alocar os APC NF em uma rede de distribuição de MT considerando os APC NF e NA previamente instalados na rede e também fontes independentes de geração. O método para o 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. Dessa

forma utiliza-se o princípio onde são avaliadas as indisponibilidades de todos os elementos da rede tendo em conta a zona da respetiva carga.

Assis et al. [4] fazem o uso de um algoritmo genético para definir o local e o número de APC NA e NF em uma rede de distribuição radial e se estes devem ou não ser automatizados. Para avaliar a fiabilidade da rede, o algoritmo genético utiliza dois indicadores de continuidade de serviço, SAIDI e END (subsecção 2.3). A heurística proposta tem como objetivo minimizar a END.

Carvalho et al. [11] propõem a localização de APC NA e NF utilizando técnicas clássicas de otimização. Os autores utilizam técnicas de decomposição e análise convexa nas quais o espaço de solução é dividido em dois subespaços independentes menores através de uma decomposição feita em duas etapas e então o problema é resolvido para cada subespaço. O objetivo da abordagem é maximizar o *trade-off* entre os custos da END e os custos de investimento.

Conforme já mencionado na subsecção anterior, algoritmos com metodologia heurística apenas exploram uma estreita região do espaço de busca e têm a tendência de ficar preso em um ótimo local. Em contrapartida, abordagens determinísticas garantem a solução ótima do problema em um número finito de passos, estando hoje amplamente disponível por meio de *solvers* comerciais.

Abiri-Jahromi et al. [1] apresentam uma metodologia de PLIM com o objetivo de encontrar de forma otimizada o número e a localização de APC NF minimizando os custos de interrupção dos clientes e os custos de investimento, instalação e manutenção dos APC NF. Os autores quantificam o custo esperado de interrupção dos clientes considerando os efeitos da topologia do sistema, durações das interrupções, variação de carga, probabilidade de falha de equipamento e reconhecem também tipos distintos de clientes (residencial, pequenos-usuários e comercial) associando a cada tipo de cliente uma função de dano. Nos casos de estudo os autores consideram todas as combinações dos possíveis locais em que se possa alocar um APC NF e também a diferença entre considerar caminhos alternativos para o suprimento de energia através de APC NA já alocados na rede e não considerar tais aparelhos. Verifica-se que na ausência de APC NA os clientes localizados a jusante do local em falta não podem ser restaurados através de um caminho alternativo de alimentação. Por se tratar de uma abordagem com PLIM o modelo garante a convergência

para a solução ótima global e ainda mostra que a abordagem determinística é apropriada para o problema devido a disponibilidade em larga escala de *solvers* comerciais de PLIM.

Apesar de não utilizar um método de otimização, Batista [6] resolve o problema da localização de APC NF por um algoritmo de pesquisa exaustiva que apura todas as soluções possíveis e seleciona a melhor segundo um objetivo. A metodologia pretende encontrar o menor custo possível da END. A única restrição do problema é dada pela instalação de apenas um APC NF por linha e o método aplica-se para cada saída individualmente.

## 2.2. TRÂNSITO DE POTÊNCIA ÓTIMO

O problema do trânsito de potência ótimo (TPO) teve sua origem na década de 60 [10], desde então, surgiram na literatura inúmeros trabalhos com propostas de modelagem e de abordagens de resoluções para este problema [27]. O TPO tem como finalidade otimizar uma função objetivo específica, satisfazendo restrições ditadas pelas peculiaridades físicas e operacionais da rede elétrica, permitindo conhecer o estado do sistema na situação atual de forma relativamente simples. Segundo [3] esta ferramenta computacional tem um papel muito importante no planejamento e operação dos sistemas elétricos de energia (SEE), sendo empregado em centros de controle e baseada em programação não linear e não convexa que envolve centros geradores, centros de consumo de energia elétrica, tais como linhas de transmissão, transformadores, condensadores, representados por seus limites físicos de operação.

### 2.2.1. FORMULAÇÃO DO TRÂNSITO DE POTÊNCIA ÓTIMO

De forma geral o problema do TPO é modelizado de acordo com as equações (2.1), (2.2), (2.3).

$$\text{Minimizar } f(x, y) \tag{2.1}$$

$$\text{Sujeito a: } h(x, y) = 0 \tag{2.2}$$

$$g(x, y) \geq 0 \tag{2.3}$$

$$\underline{x} \leq x \leq \bar{x} \tag{2.4}$$

$$y_i \in D_{y_i}, i = 1, 2, \dots, n_y \tag{2.5}$$



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

A função objetivo do TPO representa o aspeto que se deseja otimizar, ou seja, sua formulação vai depender do objetivo do estudo. Na literatura, segundo [19], as funções objetivo mais utilizadas são 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. O presente trabalho pretende obter a minimização da potência de perdas nas linhas, como explica detalhadamente a subsecção 3.1.

As restrições de igualdade são representadas pelas equações não lineares dos trânsitos de potência correspondentes ao balanço de potência em cada nó da rede. As restrições de desigualdade podem ser físicas (limites de geração de potência ativa e reativa, limites de transmissão de potência ativa e reativa nas linhas, etc), operacionais (limites das magnitudes de tensões nos barramentos, defasagem angular, etc) e de segurança (relacionadas com possíveis contingências).

Segundo [27] e [6], a maioria dos trabalhos da literatura considera todas as variáveis do problema de TPO como contínuas devido a dificuldade de solução imposta pelas variáveis discretas em problemas de programação não linear. Contudo, caso o estudo não seja feito de forma adequada, as formulações lineares ficam longe da realidade de um sistema eléctrico de energia, pois algumas variáveis somente podem ser ajustadas por meio de passos discretos.

### **2.2.2. TRÂNSITO DE POTÊNCIA ÓTIMO DC**

A abordagem de [3] para a formulação do trânsito de potência ótimo DC (TPO DC) não leva em conta as magnitudes das tensões nas barras, as potências reativas e a potência de perdas, dessa forma, este modelo é capaz de estimar com baixo custo computacional e precisão aceitável a distribuição dos fluxos de potência ativa em uma rede de distribuição.

O TPO DC é muito útil em estudos de planeamento de expansão de redes elétricas, análise de segurança e na operação de sistemas elétricos de energia.

Segundo [20] as equações do TPO podem ser linearizadas se, as perdas de potência ativa nas linhas forem baixas, se as tensões estiverem perto dos valores de referência e se a diferença entre o ângulo da tensão de barramentos diferentes for baixa. Os resultados deste modelo são tanto melhores quanto mais elevado é o nível de tensão da rede de distribuição em estudo, dado que em uma rede de distribuição de baixa tensão (BT) a potência ativa depende de maneira significativa das quedas de tensão.

No presente estudo, a escolha pelo TPO DC se justifica, pois, as redes de distribuição da EDP Distribuição contam com reguladores de tensão e bateria de condensadores moduláveis, garantindo desta forma que a tensão é mantida dentro dos níveis de referência.

### **2.3. FIABILIDADE DE REDES DE DISTRIBUIÇÃO**

Nesta subsecção pretende-se fazer uma abordagem sobre o conceito de fiabilidade de uma rede de distribuição de energia elétrica de MT. A fiabilidade [16] de uma rede pode ser traduzida por indicadores de continuidade de serviço, que se caracteriza e avalia as situações onde ocorrem a interrupção de fornecimento de energia elétrica aos pontos de entrega de uma rede. Neste trabalho a rede em estudo é de distribuição, sendo todos os pontos de entrega de energia do tipo consumidores finais. As interrupções de fornecimento podem ser do tipo prevista, consistindo na interrupção do fornecimento de energia para permitir a execução de trabalhos na rede da qual os clientes são informados com antecedência, e do tipo acidental, provocada por defeitos permanentes ou transitórios, ligados na maioria das vezes, a acontecimentos externos, a avarias ou a interferências.

#### **2.3.1. INDICADORES DE CONTINUIDADE DE SERVIÇO**

A continuidade de serviço de uma rede de distribuição de média tensão (MT) é avaliada através do número e duração das interrupções de fornecimento. Esta avaliação se dá por meio do cálculo de alguns índices de fiabilidade definidos pela Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE) na Tabela 2.1.

**Tabela 2.1 Principais Índices de Fiabilidade segundo ERSE [16]**

Indicador Geral	Aplicação			
	Transporte	Distribuição		
		AT	MT	BT
ENF (energia não fornecida)	√			
TIE (tempo de interrupção equivalente)	√			
END (energia não distribuída)			√	
TIEPI (tempo de interrupção equivalente da potência instalada)			√	
SAIFI (frequência média de interrupções longas)	√	√	√	√
SAIDI (duração média das interrupções longas)	√	√	√	√
SARI (tempo médio de reposição de serviço do sistema)	√			
MAIFI (frequência média de interrupções breves)	√	√	√	

A Tabela 2.1 enuncia os principais índices de fiabilidade utilizados de acordo com sua aplicação em redes de transporte e de distribuição. Considerando que a rede em estudo neste trabalho é de média tensão (MT), são definidos matematicamente os seguintes indicadores que foram utilizados para a presente dissertação:

- TIEPI: Tempo de interrupção equivalente da potência instalada na rede, segundo [16] é o indicador que representa o tempo de interrupção equivalente, referente a interrupções longas, da potência instalada, num determinado período de tempo estabelecido (trimestre ou ano civil) e que é dado pela expressão seguinte (minutos):

$$TIEPI = \frac{\sum_{j=1}^k \sum_{i=1}^x DI_{ij} \times PI_j}{\sum_{j=1}^k PI_j} \quad (2.6)$$

em que:

$DI_{ij}$  – 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  $j$ .

- END: Energia não distribuída, é o indicador que representa o valor estimado da energia não distribuída, nos pontos de entrega, devido a interrupções longas, dado pela expressão seguinte (em MWh):

$$END = \frac{TIEPI \times ED_{rede}}{T} \quad (2.7)$$

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.

A potência não entregue (PNE), outro indicador utilizado para avaliar a continuidade de serviço de redes de distribuição, também aplicado na realização deste trabalho, é calculada em função dos índices de fiabilidade dos equipamentos instalados na rede. Batista et al. [7], Garcia et al. [21] destacam três índices essenciais:

- Taxa de avarias ( $\lambda$ ): indica o número de avarias de um equipamento dentro de um determinado período de tempo. Ainda é comum que a taxa de avaria de um equipamento, por exemplo, de uma linha de distribuição, seja dada em função do seu comprimento, sendo diretamente proporcional ao mesmo. Em suma, esta taxa representa a probabilidade de avaria de um determinado equipamento;
- Duração média das interrupções de serviço ( $r$ ): descreve qual a duração média das avarias do equipamento;
- Indisponibilidade ( $U$ ): Define o tempo em que um equipamento se encontra fora de serviço.

Em um sistema de distribuição de energia estes índices se relacionam matematicamente conforme a equação (4.6).

$$U_i = \lambda_i \times r_i \quad (2.8)$$

em que:

$i$  – representa a posição do equipamento na rede de distribuição.

- FOR: *Forced Outage Rate*, corresponde a outro índice relevante para ser considerado na análise de fiabilidade de uma rede de distribuição, que representa a probabilidade de um determinado equipamento da rede (linhas de distribuição, subestações, etc) não estar disponível para serviço quando requerido. Este índice é definido como o número de horas em que o equipamento está indisponível sobre o número de horas totais de um ano, dado nos termos da equação (2.9).

$$FOR_i = \frac{U_i}{T} \quad (2.9)$$

em que:

$T$  – é o número total de horas em uma ano comercial (8760 horas).

Dessa forma pode-se calcular a PNE em cada linha da rede de distribuição através da seguinte expressão:

$$PNE_{ij} = FOR_{ij} \times S_{ij} \quad (2.10)$$

em que:

$FOR_{ij}$  – é a probabilidade de a linha de transmissão entre os barramentos  $i$  e  $j$  estar indisponível;

$S_{ij}$  – é a potência aparente transitada na linha  $ij$  em kVA.

A PNE total da rede de distribuição pode ser determinada através da equação (2.11).

$$PNE = \sum_{ij=1}^{NL} PNE_{ij} \quad (2.11)$$

em que:

$PNE$  – é a potência não entregue total da rede de distribuição, em kW;

$NL$  – é o número total de linhas existente na rede de distribuição.

### 2.3.2. DURAÇÃO DAS INTERRUPÇÕES DE FORNECIMENTO

A duração das interrupções do fornecimento de energia elétrica aos clientes finais depende diretamente do nível de automação da rede de distribuição em questão [8]. Considerando

que uma rede de distribuição seja completamente automatizada com APC NA e NF, no caso da ocorrência de uma falha em uma secção da rede, é possível isolar completamente esta falha através da comutação dos APC, tanto NA como NF, instalados na rede de distribuição. Desta forma, os clientes serão submetidos a um tempo de interrupção com duração igual ao tempo de comutação dos APC NA e NF. No caso de uma rede de distribuição parcialmente automatizada com APC NA e NF, por não ser possível isolar todos os possíveis pontos de falha existentes na rede, alguns irão experienciar um tempo de interrupção com duração igual ao tempo de reparação do ponto de falha em questão.

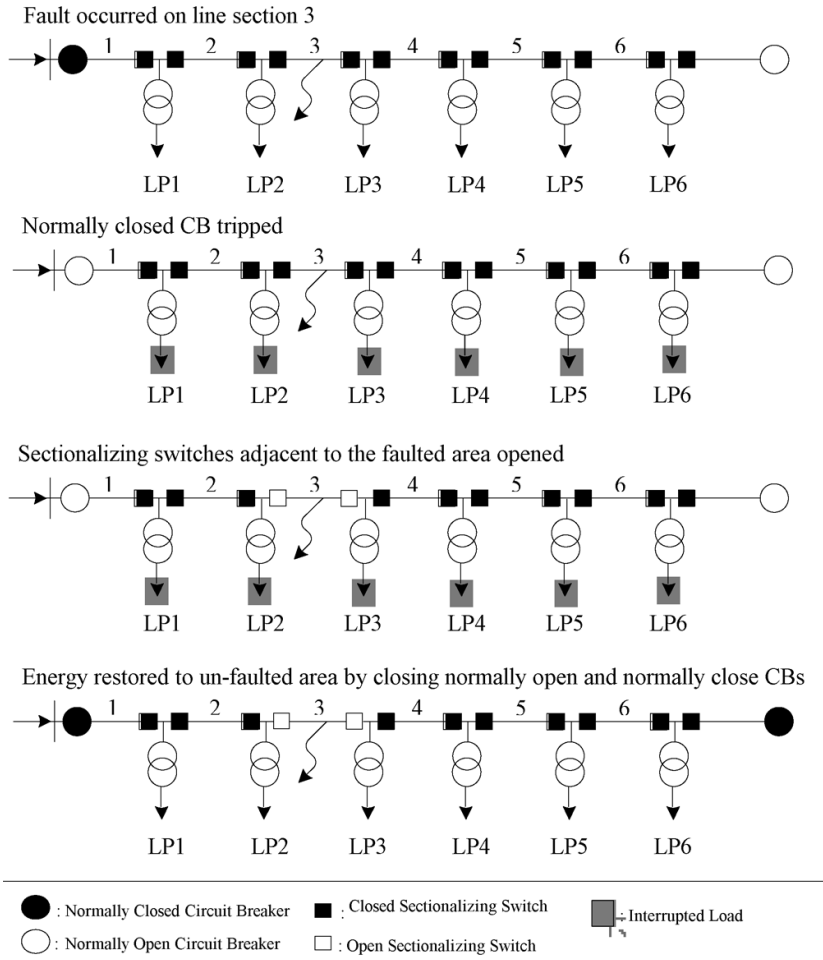
A Tabela 2.2 apresenta uma classificação das durações dos tempos de interrupção iguais aos de comutação e de reparação.

**Tabela 2.2 Classificações dos Tempos de Interrupção [1].**

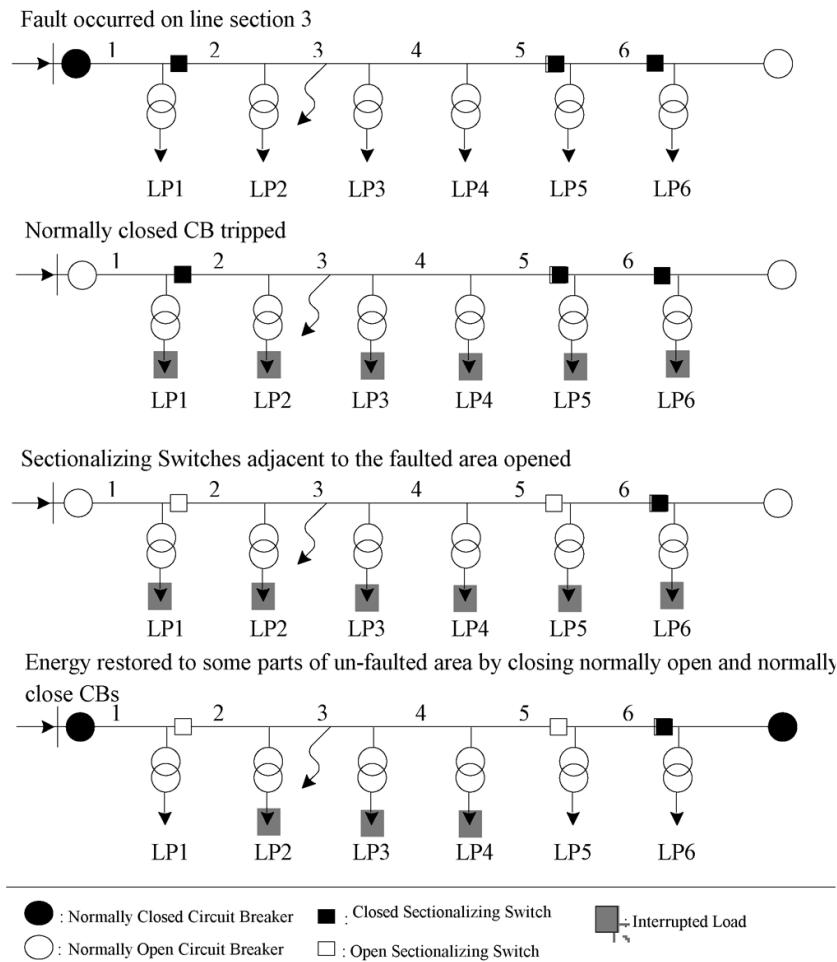
<b>Duração da Interrupção</b>	<b>Classificação</b>
10 min	Tempo de Comutação dos APC NA e NF
5 horas	Tempo de Reparação de uma falha
10 horas	Tempo de Reparação de uma falha

### **2.3.3. VANTAGENS E DESVANTAGENS DA AUTOMAÇÃO DE REDES DE DISTRIBUIÇÃO**

Com o fim de se avaliar as vantagens e desvantagens da alocação de APC NF em uma rede de distribuição radial, as Figuras 3.1 e 3.2 apresentam uma rede de distribuição totalmente e parcialmente automatizadas com APC NF, respetivamente.



**Figura 2.1 Rede completamente automatizada com APC NF [1].**



**Figura 2.2 Rede parcialmente automatizada com APC NF [1].**

No caso da ocorrência de uma falha na linha 3, todos os pontos de carga (PC) da Figura 3.1 são restaurados após o ponto de falha (PF) ser completamente isolado pelos APC NF, o que significa que os clientes destes PC apenas experienciam uma duração de interrupção igual ao tempo de comutação dos CB NA e NF e dos APC NF. Por outro lado, na Figura 3.2, os PC 2, 3 e 4 são submetidos a uma duração de interrupção igual ao tempo de reparação necessário da falha na linha 3, que corresponde a um tempo muito mais longo do que o tempo de comutação. De forma semelhante aos PC da Figura 3.1, os PC 1, 5 e 6 da Figura 3.2 são submetidos apenas a uma duração de interrupção igual ao tempo de comutação dos CB NA e NF e dos APC NF.

Apesar de os PC 2, 3 e 4 na rede de distribuição da Figura 3.1 experimentarem um tempo de interrupção muito inferior em comparação com a rede da Figura 3.2, o custo de



investimento e de operação na rede da Figura 3.1 é muito maior devido ao elevado número de APC NF instalados na rede.

## **2.4. APARELHAGEM DE CORTE**

Nesta subsecção pretende-se fazer uma apresentação dos aparelhos de corte (APC) utilizados pelas concessionárias de redes de distribuição de média tensão (MT) em Portugal e descrever quais são os tipos, características técnicas e vantagens e desvantagens do seu uso.

### **2.4.1. DESCRIÇÃO DOS APC**

Os APC são uma série de dispositivos com capacidade de atuação de forma remota ou por meio de automatismos. São utilizados em redes de distribuição MT, de forma mais concreta, quando trata-se de um troço aéreo, são alocados num ponto intermédio das linhas aéreas e instalados nos apoios. Se o local candidato a um APC for um troço subterrâneo, o dispositivo apenas pode localizar-se nos postos de transformação. O principal objetivo dos APC é melhorar a continuidade e qualidade de serviço, permitindo retirar o maior benefício dos mesmos, ou seja, se existir um defeito num determinado ponto da rede, é possível isolar o defeito e realimentar as cargas não afetadas através da manobra dos APC normalmente abertos (NA) e normalmente fechados (NF).

Atualmente os tipos de APC utilizados em Portugal são [18]:

- Interruptor Auto-Religador (IAR) – Possui automatismos para isolamento de defeitos, mas não tem capacidade de ser atuado remotamente;
- Disjuntor Auto-Religador (DAR) – Equipamento que funciona de forma integrada com uma proteção e uma função de automatismo associada;
- Órgão de Corte de Rede de Média Tensão do Tipo 1 (OCR1) – Possui capacidade de ser telecomandado;
- Órgão de Corte de Rede de Média Tensão do Tipo 2 (OCR2) – Podem ter automatismos para isolamento de defeitos e podem ser atuados remotamente;
- Órgão de Corte de Rede de Média Tensão do Tipo 3 (OCR3) – Possui funções de proteção de deteção e isolamento de defeitos.

#### **2.4.2. INTERRUPTOR AUTO-RELIGADOR (IAR)**

Foi o primeiro APC instalado em Portugal em linhas aéreas MT. Este equipamento permite uma certa automação a rede de distribuição no que diz respeito à pesquisa e seccionamento de defeitos. O IAR permite o corte em carga e o fecho dos contatos sob uma corrente de circuito. Seu funcionamento é baseado no automatismo *Voltage Time* (VT) [18].

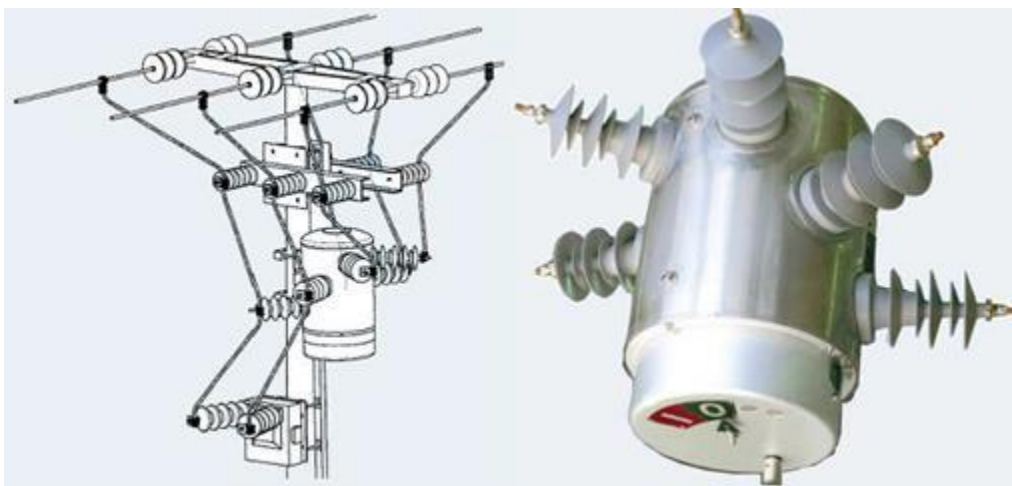
Quando ocorre o disparo do disjuntor da saída da subestação inicia-se um temporizador de confirmação de falha de tensão, uma vez finalizada a temporização o IAR abre. Após a religação do disjuntor, um temporizador retarda o fecho do IAR, verificando-se uma de duas situações. A primeira é que se o disjuntor da saída voltar a disparar antes do IAR fechar, existe uma avaria a montante do IAR, a segunda, é 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 [6].

#### **2.4.3. DISJUNTOR AUTO-RELIGADOR (DAR)**

O DAR tem a particularidade de promover um ciclo de religações após a deteção de um defeito, este tem a característica de depender da proteção associada ou de uma ordem manual ou telecomandada. Para realizar a manobra de fecho, o DAR necessita de tensão na rede a montante, sendo equipados com um transformador de tensão para o carregamento da bateria (Batista 2015).

#### **2.4.4. ÓRGÃO DE CORTE DE REDE DE MÉDIA TENSÃO DO TIPO 1 (OCR1)**

Este tipo de aparelho é um interruptor-seccionador, capaz de garantir uma distância de seccionamento quando aberto, permitindo a sua utilização sem seccionadores associados. O OCR1 pode ou não ter capacidade de medição da tensão e corrente na linha, caso tenha, possibilita que o operador tenha uma noção mais exata da localização dos defeitos que ocorram na linha, permitindo que o isolamento dos mesmos seja feito de uma forma mais precisa [18]. Na Figura 2.1 mostra-se o esquema de montagem e o equipamento em si.



**Figura 2.3** Esquema de Montagem de um OCR1 e foto do mesmo.

O OCR1 pode ser comandado de forma manual ou elétrica e remotamente por meio de um centro de comando (CC). Deve ser preferencialmente instalado nas fronteiras das linhas MT uma vez que suporta uma menor corrente de curto-circuito do que o IAR. Este equipamento está disponível para tensões estipuladas de 12 kV, 17,5 kV ou 36 kV.

#### **2.4.5. ÓRGÃO DE CORTE DE REDE DE MÉDIA TENSÃO DO TIPO 2 (OCR2)**

É um interruptor-disjuntor que não garante distância de seccionamento, por isso, tem de ser associado um seccionador à montagem. A sua corrente nominal de funcionamento é superior à do OCR1, podendo ser usado em zonas com carga mais elevada. Na Figura 2.2 mostra-se o aspeto de um OCR2.



**Figura 2.4** Órgão de corte de rede de média tensão do tipo 2.

A principal característica deste equipamento é o corte em vácuo, cujo processo de abertura e fecho consiste na utilização de atuadores magnéticos. Tal sistema de acionamento permite que o equipamento, em caso de falha de tensão auxiliar, possa fazer vários ciclos de manobras apenas com o uso de uma bateria (o OCR1 consome mais bateria por manobra do que o OCR2). Este equipamento está disponível para tensões estipuladas de 12 kV, 17,5 kV ou 36 kV.

#### **2.4.6. ÓRGÃO DE CORTE DE REDE DE MÉDIA TENSÃO DO TIPO 3 (OCR3)**

O OCR3 distingue-se do OCR1 por poder efetuar manobras sobre defeito, e do OCR2 por dispensar a montagem de um seccionador auxiliar. Uma rede com grande implementação deste tipo de aparelho possibilita um alto grau de automação. O OCR3 difere dos demais equipamentos também pela capacidade de deteção de tensão nos terminais de ambos os lados, o que possibilita a implementação de funções de proteção mais avançadas e diferentes tipos de automatismos. Pode-se ver o aspeto de um OCR3 na Figura 2.3.



**Figura 2.5** OCR3 instalado num apoio (esquerda) e em pormenor (direita).

### **2.5. FERRAMENTA TOMLAB**

O *Tomlab* [23] é uma ferramenta (*toolbox*) em ambiente MATLAB desenvolvido para a modelização em ambiente de controlo ideal destinado à investigação, ensino e solução prática de problemas de otimização. O *Tomlab* surgiu devido à crescente necessidade do desenvolvimento de ferramentas viáveis, avançadas e robustas para serem utilizadas no desenvolvimento de algoritmos e programas que solucionam diferentes tipos de problemas aplicados à otimização. Atualmente estão disponíveis boas ferramentas no âmbito de

análise numérica, pesquisa operacional e otimização, contudo, devido aos diferentes sistemas e linguagens e a falta de padronização, fazer o uso dessas ferramentas se torna complexo e dispendioso. Muitas vezes precisa-se reformular o problema, reescrever as especificações das funções ou fazer uma nova rotina de código para fazer tudo funcionar como esperado. Dessa forma, o princípio do *Tomlab* é que o usuário defina o seu problema de uma vez por todas e possa aplicar todos os *solvers* (*softwares* matemáticos) disponíveis no mesmo.

Na presente dissertação são utilizadas duas formulações, Programação Quadrática Inteira Mista (PQIM) e Programação Linear Inteira Mista (PLIM), sendo as equações (2.12) e (2.13), respetivamente a sua representação matemática geral em *Tomlab* [23].

$$\text{Minimizar } f(x) = \frac{1}{2}x^T Fx + c^T x \quad (2.12)$$

$$\text{Minimizar } f(x) = c^T x \quad (2.13)$$

Ambas as formulações estão sujeitas a um conjunto de restrições dadas pelas equações (2.14) e (2.15).

$$\text{sujeito a } x_L \leq x \leq x_U \quad (2.14)$$

$$b_L \leq Ax \leq b_U \quad (2.15)$$

A equação (2.14) refere-se às restrições das variáveis do problema, e a equação (2.15) refere-se às restrições lineares do problema. Tanto as variáveis como as restrições são definidas por um limite inferior ( $x_L/b_L$ ) e um limite superior ( $x_U/b_U$ ). Para restrições de igualdade faz-se o limite superior igual ao limite inferior.

Para ilustrar a formulação de um PQIM em ambiente *Tomlab* considera-se a função quadrática da equação (2.16) sujeita as restrições que se seguem nas equações (2.17), (2.18), (2.19) e (2.20).

$$\text{Minimizar } f(x) = 4x_1^2 + 1x_1x_2 + 4x_2^2 + 3x_1 - 4x_2 \quad (2.16)$$

$$\text{sujeito a } x_1 + x_2 \leq 5 \quad (2.17)$$

$$x_1 - x_2 = 0 \quad (2.18)$$

$$x_1 \geq 0 \quad (2.19)$$

$$x_2 \geq 0 \quad (2.20)$$

O problema apresentado nas equações (2.16) - (2.20) é definido conforme ilustra a Figura 2.4.

```

F      = [ 8   1           % Matrix F in 1/2 * x' * F * x + c' * x
          1   8 ];
c      = [ 3  -4 ]';      % Vector c in 1/2 * x' * F * x + c' * x
A      = [ 1   1           % Constraint matrix
          1  -1 ];
b_L    = [-inf  0 ]';    % Lower bounds on the linear constraints
b_U    = [ 5   0 ]';    % Upper bounds on the linear constraints
x_L    = [ 0   0 ]';    % Lower bounds on the variables
x_U    = [ inf inf ]';  % Upper bounds on the variables
x_0    = [ 0   1 ]';    % Starting point
x_min  = [-1 -1 ];      % Plot region lower bound parameters
x_max  = [ 6   6 ];      % Plot region upper bound parameters

```

**Figura 2.6** Definição de um PQIM em Matlab.

Para ilustrar a formulação em ambiente *Tomlab* de um PLIM considere a função linear da equação (2.21) sujeita as restrições que se seguem nas equações (2.22), (2.23), (2.24).

$$\text{Minimizar } f(x) = -7x_1 - 5x_2 \quad (2.21)$$

$$\text{sujeito a } x_1 + 2x_2 \leq 6 \quad (2.22)$$

$$4x_1 + 2x_2 \leq 12 \quad (2.23)$$

$$x_1, x_2 \geq 0 \quad (2.24)$$

O problema apresentado nas equações acima (2.21, 2.22, 2.23 e 2.24) é definido conforme ilustra a Figura 2.5.

```

c      = [-7 -5]';    % Coefficients in linear objective function
A      = [ 1  2
          4  1 ];    % Matrix defining linear constraints
b_U    = [ 6 12 ]';  % Upper bounds on the linear inequalities
x_L    = [ 0  0 ]';  % Lower bounds on x

% x_min and x_max are only needed if doing plots
x_min  = [ 0  0 ]';
x_max  = [10 10 ]';

% b_L, x_U and x_0 have default values and need not be defined.
% It is possible to call lpAssign with empty [] arguments instead
b_L    = [-inf -inf]';
x_U    = [];
x_0    = [];

```

Figura 2.7 Definição de um PLIM em Matlab.

## 2.6. SUMÁRIO

Na primeira subsecção do Capítulo 2 apresentou-se o estado da arte dos estudos da localização ótima de APC NA e NF. Na subsecção 2.2 fez-se a revisão bibliográfica com respeito ao trânsito de potência ótimo e a linearização das suas equações, no modelo DC, explicando como esta deve ser feita e justificando a escolha da aplicação do TPO DC para a presente dissertação. Na subsecção 2.3 definiu-se o conceito de fiabilidade em redes de distribuição de energia citando os principais indicadores de continuidade de serviço de acordo com a ERSE e definindo matematicamente alguns índices de fiabilidade como TIEPI, PNE e o FOR, utilizados para o desenvolvimento do presente trabalho. Na subsecção 2.3 também se apresentou os efeitos causados em uma rede de distribuição pelos diferentes tipos de interrupções e as desvantagens e vantagens de se automatizar, totalmente ou parcialmente, uma rede de distribuição. Nas subsecções 2.4 e 2.5 são apresentados conceitos sobre a aparelhagem de corte existente em redes de distribuição e sobre a ferramenta *Tomlab*.

# 3. MÉTODOS DE OTIMIZAÇÃO E MODELIZAÇÃO

Neste capítulo pretende-se abordar os métodos de resoluções aplicados para a resolução dos problemas de localização ótima dos APC NA e dos APC NF. São apresentadas as modelizações em Programação Quadrática Inteira Mista (PQIM) e Programação Linear Inteira Mista (PLIM) aplicadas a resolução da localização ótima de APC NA e APC NF respetivamente.

## 3.1. MODELIZAÇÃO APC NA (PQIM)

Tal como é referido na subsecção 2.2 o uso do trânsito de potência ótimo DC (TPO DC) possui certas desvantagens, apesar da simplicidade de sua aplicação, que merecem a atenção do presente estudo. Considerando que a rede em estudo garante que os níveis de tensão se encontram dentro dos valores de referência devido a presença de reguladores de tensão e bateria de condensadores moduláveis, aliado à utilização de um método de programação quadrática inteira mista (PQIM), que permite modelar as perdas de potência pela expressão correta, conclui-se que é viável a utilização do TPO DC.



Na formulação elaborada por [7], [24] e [13], apresenta-se um método determinístico, cujo objetivo é encontrar a topologia radial ideal que minimiza a potência ativa de perdas através de um TPO baseado no modelo DC. A função objetivo consiste apenas de uma componente quadrática, que traduz as perdas de potência nas linhas da rede causada pelo efeito *Joule*. O presente trabalho, acrescenta à função objetivo uma componente linear que consiste no produto entre o FOR, explicado na subsecção 2.3.1, e a potência aparente que circula nas linhas, ou seja, o problema irá minimizar também a potência não entregue (PNE) em cada linha da rede. Outra modificação em relação ao trabalho de [7] é o acréscimo na função objetivo de coeficientes de valorização da potência de perda ( $V_p$ ) e de valorização da PNE ( $V_{PNE}$ ), dados em euros por kW. Na equação (3.1) apresenta-se a função objetivo.

$$\text{Minimizar } \sum_{ij=1}^{NL} V_p \times (R_{ij} \times S_{ij}^2) + V_{PNE} \times (FOR_{ij} \times S_{ij}) \quad (3.1)$$

em que:

$R_{ij}$  – é a resistência das linhas  $ij$ , em p.u.;

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

$FOR_{ij}$  – é a probabilidade de a linha de transmissão entre os barramentos  $i$  e  $j$  estar indisponível;

$NL$  – é o número total de linhas na rede de distribuição.

A função objetivo descrita na equação (3.1) está sujeita a restrições de balanço de potência, obtida pela aplicação da primeira lei de *Kirchhoff*, de limites de geração e de limites térmicos dos condutores. As restrições mencionadas acima são apresentadas nas equações (3.2), (3.3) e (3.4).

Balanço de Potência

$$\sum_{i=1}^{NB} S_{gen_i} + \sum_{ji=1}^{NL} S_{ji} - \sum_{ij=1}^{NL} S_{ij} - L_i = 0 \quad (3.2)$$

Limites de geração

$$S_{gen_i}^{min} \leq S_{gen_i} \leq S_{gen_i}^{max} \quad (3.3)$$

### Limites térmicos dos condutores

$$S_{ij} \leq S_{ij}^{max} \times y_{ij} \quad (3.4)$$

Nota-se que a restrição (3.3) impõe um limite de geração apenas à subestação e não a cada saída da mesma. Este limite é dependente da corrente máxima debitada por cada subestação, e na prática, é imposto pelos transformadores de intensidade (TI) instalados no painel MT de cada saída da subestação. Visto que a corrente máxima debitada por cada subestação é dada pela soma das correntes debitadas em cada saída, se o limite térmico da primeira linha de cada saída for superior à corrente nominal do TI (colocado entre a saída e a proteção da saída), o mesmo assume o valor da corrente nominal do TI, se o limite térmico da primeira linha de cada saída for inferior à corrente nominal do TI, o que limita a linha é na realidade o seu próprio limite térmico de condução. Desta forma garante-se que todas as saídas solicitem à subestação, no máximo, a corrente nominal do TI.

Como o objetivo da presente formulação é obter a configuração radial ideal da rede, é preciso acrescentar uma restrição que garanta que o trânsito de potência flua apenas em um único sentido. A restrição (3.5) representa este conceito.

### Trânsito de potência unidirecional

$$y_{ij} + y_{ji} \leq 1 \quad (3.5)$$

Outra importante restrição é garantir a alimentação de todos os barramentos da rede e que estes sejam alimentados exclusivamente por uma fonte. Dessa forma assegura-se a alimentação de todas as cargas e também a topologia radial da rede. A equação (3.6) representa esta restrição.

$$\sum_{j \in NB} y_{ij}^j = 1 \quad (3.6)$$

A restrição (3.6) também garante a instalação do número mínimo de APC NA na rede de distribuição.

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  $j$ .

### 3.1.1. TRATAMENTO COM UNIDADES

As variáveis utilizadas neste trabalho são todas expressas em por unidade (p.u.). A resistência, reatância, limite térmico dos condutores e potência aparente máxima gerada, convertidas do sistema internacional para p.u., são dadas pelas equações (3.7), (3.8), (3.9) e (3.10) respectivamente.

$$R_{ij}(p.u.) = \frac{R_{ij}(\Omega)}{Z_b} \quad (3.7)$$

$$X_{ij}(p.u.) = \frac{X_{ij}(\Omega)}{Z_b} \quad (3.8)$$

$$S_{ij}^{max}(p.u.) = \frac{S_{ij}^{max}(VA)}{S_b} \quad (3.9)$$

$$Sgen_i^{max}(p.u.) = \frac{Sgen_i^{max}(VA)}{S_b} \quad (3.10)$$

onde:

$$Z_b = \frac{(V_b)^2}{S_b} \quad (3.11)$$

$$S_{ij}^{max}(VA) = \sqrt{3} \times I_{ij}^{max} \times V_b \quad (3.12)$$

$$Sgen_i^{max}(VA) = \sqrt{3} \times V_b \times \sum_{j=1}^{NS} I_{ij}^{Tj} \quad (3.13)$$

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;

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

$NS$  – é o número de saídas da subestação  $i$ .

### 3.1.2. ENERGIA DE PERDAS

Baseando-se em [6] e [14] o presente trabalho faz o cálculo da energia de perdas levando em consideração o fator de carga e o fator de perdas. No cálculo do fator de perdas é utilizada a equação empírica estabelecida por [17] que consiste em uma equação simples binominal que envolve a potência de ponta e o fator de carga do diagrama anual de cargas.

- Fator de carga – é a razão entre a energia distribuída à rede em estudo e a energia total consumida pelas cargas instaladas na rede (se toda a potência instalada fosse consumida durante o período de um ano). A avaliação de benefício baseia-se nos valores médios das cargas, contudo a prática de planejamento da EDP Distribuição define a rede de estudo no cenário de ponta, fazendo-se necessária a conversão de valores máximos em valores médios através do fator de carga, representado pela equação (3.14).

$$\alpha = \frac{ED_{rede}}{S_{rede} \times T} \quad (3.14)$$

- Fator de perdas – exprime a proporcionalidade entre a energia anual de perdas e a potência de perdas de ponta. Considera-se um diagrama anual de cargas em dois patamares, em que 20% da energia consumida se verifica à ponta máxima e os restantes 80% se obtêm à ponta média, podendo existir uma fração do tempo total durante o qual se tem carga nula. Este fator surge pelo fato do cálculo da energia de perdas não ser afetado diretamente pelo fator de carga. A equação (3.15) define o fator de perdas.

$$\beta = 0,2 \times \alpha + 0,8 \times \alpha^2 \quad (3.15)$$

Por fim, a energia de perdas é calculada em função dos fatores acima definidos conforme a equação (3.16).

$$W_{perdas} = \beta \times T \times P_{perdas}^{ponta} \quad (3.16)$$

onde:

$$P_{perdas}^{ponta} (kW) = P_{perdas}^{ponta} (p.u.) \times S_b \quad (3.17)$$

em que:

$\alpha$  – 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 em um ano;

$\beta$  – é o fator de perdas, em kWh;

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

Com a energia de perdas pode-se calcular também o custo direto da energia ativa de perdas que resulta do produto entre a energia ativa de perdas e o custo das perdas. Na equação (3.18) mostra-se a metodologia empregue para o cálculo.

$$CD_{perdas} = W_{perdas} \times V_p \quad (3.18)$$

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.

Com o cálculo da PNE (subsecção 2.2.1) pode-se calcular o custo direto da PNE conforme mostra a equação (3.19).

$$CD_{PNE} = END \times V_{PNE} \quad (3.19)$$

em que:

$PNE$  – é a potência não entregue total da rede de distribuição, em kW;

$V_{PNE}$  – é a valorização da PNE, em euros por kW.

### 3.2. MODELIZAÇÃO APC NF (PLIM)

A formulação para a resolução do problema da localização de APC NF tem como objetivo encontrar o número e a localização ótima destes equipamentos na rede de distribuição. A modelização aqui desenvolvida baseia-se no trabalho de [1], que visa minimizar o custo total do sistema, expresso pelo custo esperado de interrupção (CEI) dos clientes e pelos gastos com investimento total (INV) na aquisição, instalação e manutenção dos APC NF.

O método empregado para calcular o CEI para cada alimentador (*feeder*) é expresso pela equação (3.20).

$$CEI = \sum_{i=1}^{PF} \sum_{j=1}^{PL} \lambda(i) \times C^{dij}(i, j) \times L(j) \quad (3.20)$$

em que:

$PF$  – Número total de possíveis pontos de falha do *feeder*;

$PL$  – Número total de pontos de carga do *feeder*;

$\lambda(i)$  – Taxa média de avaria do ponto de falha  $i$  do *feeder*;

$C^{dij}(i, j)$  – Função de dano (custo) causado ao cliente, em euros por kW;

$L(j)$  – Carga média do cliente localizado no ponto de carga  $j$ , em kW;

$CEI$  – Custo esperado de interrupção, em euros.

Uma falha pode ocorrer em cada secção da linha de distribuição ou nos componentes instalados de cada *feeder*. Na presente dissertação, uma falha é definida como a ocorrência de uma falha permanente em uma linha de distribuição do *feeder*, ou seja, cada linha de distribuição será considerada um possível ponto de falha (PF) do *feeder*.

Outra importante consideração feita no presente desenvolvimento consiste no fato de os pontos inicial e final da rede de distribuição estarem conectados a um *Circuit Breaker* (CB) normalmente fechado e normalmente aberto, respetivamente.

Desta forma, considerando o caso em que ocorra uma falha em qualquer um dos possíveis PF da rede, as ações de comutação dos aparelhos instalados na mesma se darão, após ocorrência da falha, na sequência que se segue:

- Passo 1: Os CB NF operam por forma a cortar a alimentação a todos os pontos de carga (PC) localizados a jusante do PF;
- Passo 2: O PF é isolado através da abertura dos APC NF adjacentes, se existir algum APC NF.
- Passo3: Os CB NA e NF são fechados com o fim de restaurar a energia a quantos clientes interrompidos for possível.

Conforme análise efetuada na subsecção 2.3.3, é necessário ponderar os custos frente aos benefícios que podem ser obtidos, como a melhoria da fiabilidade da rede, instalando-se APC NF na rede de distribuição. Dessa forma, pode-se determinar matematicamente os benefícios da instalação dos APC NF considerando todas as combinações possíveis de alocação destes equipamentos na rede e avaliando todas as possíveis contingências na mesma utilizando a equação (3.20). O investimento total (INV), traduzido pelos custos da aquisição (CA), instalação (CI) e manutenção (CM) dos APC NF são traduzidos na equação (3.21).

$$INV = \sum_{NF=1}^{N_{NF}} CA(NF) + CI(NF) + CM(NF) \quad (3.21)$$

em que:

$N_{NF}$  – Número total de APC NF instalados na rede de distribuição;

$INV$  – Investimentos na aquisição, instalação e manutenção dos APC NF, em euros.

Considerando um horizonte temporal de investimento, é necessário realizar a avaliação económica [9] em termos do fator de recuperação de capital (FRC) dado pela equação (3.22).

$$FRC = \frac{td \times (1 + td)^t}{(1 + td)^t - 1} \quad (3.22)$$

em que:

$td$  – é a taxa de desconto anual;

$t$  – é o tempo de vida do projeto de investimento.

Uma vez definidos o CEI e o INV, a abordagem para resolver o problema de localização ótima de APC NF em uma rede de distribuição, de acordo com o número de *feeders* existente na rede, é feito com o modelo de Programação Linear Inteira Mista (PLIM).

A função objetivo apresentada na equação (3.23) visa minimizar o CEI somado ao INV da rede de distribuição.

$$\begin{aligned} \text{Minimizar} \quad & \sum_{f=1}^{N_f} \sum_{i=1}^{PF_f} \sum_{j=1}^{PL_f} [\lambda(i, f) \times C^{dij}(i, j, f) \times L(j, f) \times FRC^{-1}] \\ & + \sum_{f=1}^{N_f} \sum_{NF=1}^{N_{NF}} [CA(NF) + CI(NF) + (CM(NF) \times FRC^{-1})] \times X(NF, f) \end{aligned} \quad (3.23)$$

As variáveis de decisões da função objetivo são duas, sendo  $C^{dij}(i, j, f)$  o custo assumido pela função de dano causado ao cliente (FDC), em euros por kW, e  $X(NF, f)$  corresponde a variável binária que traduz a existência ou não dos APC NF nos possíveis locais de alocação dos mesmos.

A função objetivo descrita na equação (3.23) está sujeita à equação (3.24), que restringe o problema quanto ao número de APC NF disponíveis para instalação, e às equações (3.25) e (3.26), que, por sua vez, restringem a FDC, baseando-se na existência ou inexistência dos APC NF entre o local onde ocorre a falha e cada ponto de carga da rede.

$$\text{Sujeito à} \quad \sum_{NF=1}^{N_{NF}} X(NF, f) \leq N \quad (3.24)$$

$$C^{dij}(i, j, f) \geq C^{dij, \text{Comutação}}(i, j, f) \quad (3.25)$$

$$C^{dij}(i, j, f) \geq C^{dij, \text{Reparação}}(i, j, f) \times \left[ 1 - \sum_{NF=NF_i}^{NF_j} X(NF, f) \right] \quad (3.26)$$

em que:

$X(NF, f)$  – é a variável binária de decisão, assume 1 se um APC NF está instalado na posição  $NF$  do *feeder*  $f$ ;



$N$  – é a quantidade de APC NF disponíveis para instalação na rede de distribuição;

$C_{ij}^{d_{Comutação}}$  ( $i, j, f$ ) – é o custo assumido pela FDC para tempos de interrupção igual ao tempo de comutação dos APC NF, em euros por kW;

$C_{ij}^{d_{Reparação}}$  ( $i, j, f$ ) – é o custo assumido pela FDC para tempos de interrupção igual ao tempo de reparação da falha não isolada pelos APC NF, em euros por kW.

Em suma, a função objetivo é quantificada em termos da taxa média de avaria, a carga média interrompida devido a uma falha e a FDC. A FDC depende do grau de automação da rede de distribuição, ou seja, da quantidade de APC NF instalados na rede.

### 3.3. SUMÁRIO

Neste capítulo apresentou-se a modelização desenvolvida para a resolução do problema da localização ótima de APC NA e NF em redes de distribuição. Um modelo de PQIM foi desenvolvido para a localização ótima dos APC NA objetivando minimizar a energia de perdas e a PNE da rede de distribuição, sendo restrita a um conjunto de restrições técnicas de balanço de potência, limites de geração e limites térmicos dos condutores, e a restrições que garantem o abastecimento de todas as cargas da rede bem como a topologia radial ideal da rede, ou seja, um trânsito de potência unidirecional. Para a localização ótima dos APC NF um modelo de PLIM foi desenvolvido objetivando minimizar o custo esperado de interrupção da rede e o custo total de investimento (aquisição, instalação e manutenção) em APC NF instalados na rede estando sujeita a um conjunto de equações que restringem o problema quanto ao número de APC NF disponíveis para instalação e ao valor assumido pela FDC.

# 4. ESTUDO DE CASO

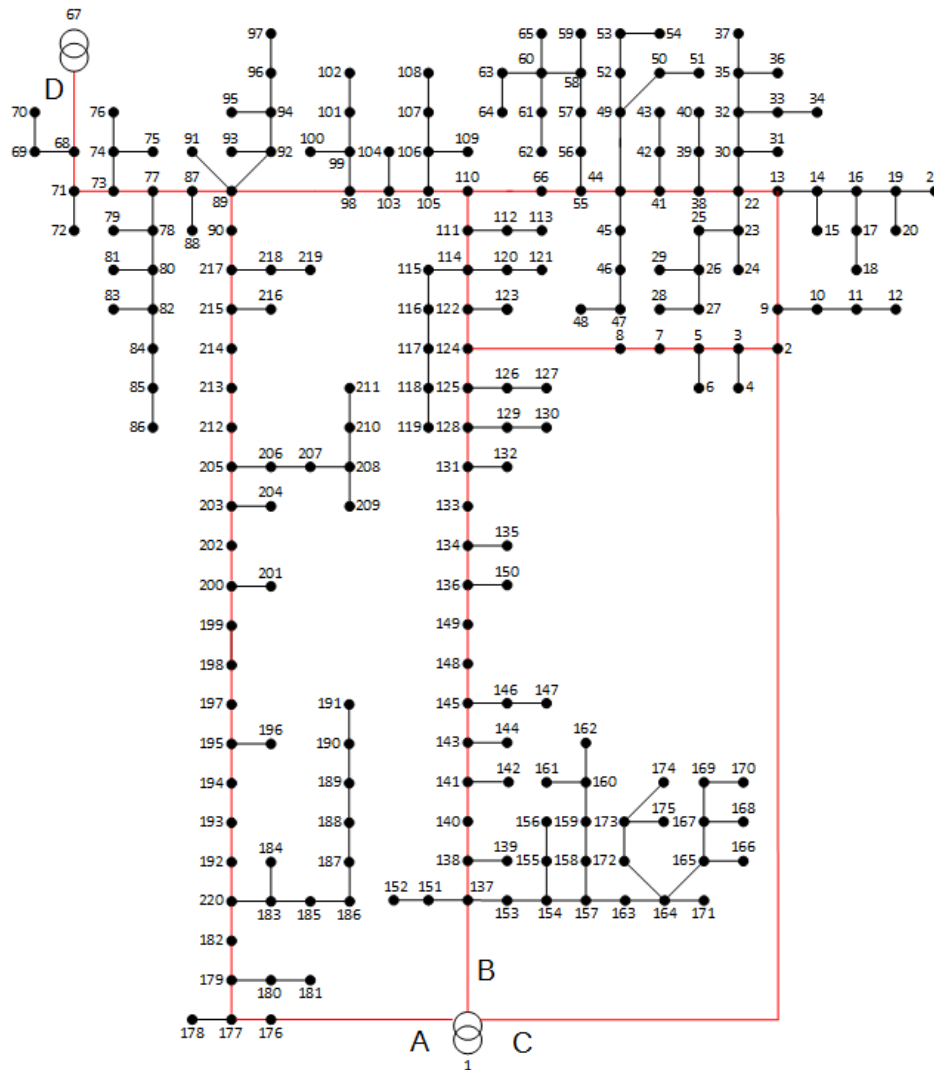
No presente capítulo é aplicada a modelização desenvolvida no Capítulo 3 para encontrar a localização ótima de aparelhos de corte (APC) normalmente abertos (NA) e normalmente fechados (NF). O caso de estudo consistirá em duas fases distintas. Na primeira fase o objetivo é obter a localização ótima dos APC NA e obter a topologia radial ótima da rede de distribuição em estudo aplicando a modelização desenvolvida na subsecção 3.1. Na segunda fase considera-se a rede de distribuição em estudo no estado resultante da primeira fase e aplica-se a modelização desenvolvida na subsecção 3.2 com o objetivo de localizar otimamente os APC NF da rede de distribuição.

Na subsecção 4.1 apresentam-se as características da rede de distribuição estudada, nas subsecções 4.2 e 4.3 apresentam-se os resultados da implementação da metodologia de localização ótima de APC NA e NF.

## **4.1. REDE DE DISTRIBUIÇÃO EM ESTUDO**

A rede de testes localiza-se no distrito do Porto, sob a concessão da EDP Distribuição, sendo explorada com um nível de tensão de 15 kV. É composta por três saídas da subestação 1, a saída A (1-176), a saída B (1-137) e a saída C (1-2), e por uma saída da subestação 67, a saída D (67-68). Conta com 22,6 MVA de carga distribuídos por 143

barramentos de carga, num total de 220 barramentos. Trata-se de uma rede 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 teste com as linhas de eixo principal assinaladas a vermelho.



**Figura 4.1 Rede de testes [7].**

Os dados de carga da rede referem-se aos valores de ponta do ano de 2014. No Anexo A mostra-se a carga existente em cada barramento da rede de teste. Cada uma das saídas são dotadas de transformadores de intensidade de 400 A.

As características dos condutores subterrâneos e aéreos que compõem a rede de testes são apresentadas na Tabela 4.1 e Tabela 4.2 respetivamente.

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

Condutor	Secção (mm <sup>2</sup> )	Resistência (ohm/km)	Reactância (ohm/km)	Corrente Máxima (A)
LXHIOV	240	0,160	0,092	420
LXHIOV	120	0,324	0,101	285
PHCAV	95	0,231	0,094	275
PHCAV	35	0,782	0,094	130

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

Condutor	Secção (mm <sup>2</sup> )	Resistência (ohm/km)	Reactância (ohm/km)	Corrente Máxima (A)
Alumínio-Aço	235	0,143	0,353	460
Alumínio-Aço	160	0,229	0,357	360
Alumínio-Aço	90	0,411	0,376	255
Alumínio-Aço	50	0,731	0,394	180
Alumínio-Aço	40	0,919	0,391	155
Alumínio-Aço	30	1,181	0,399	135
Alumínio-Aço	20	1,643	0,409	110
Cobre	85	0,216	0,374	315
Cobre	50	0,402	0,384	240

Na Tabela 4.3 apresentam-se alguns parâmetros da rede de testes, necessários a implementação da metodologia descrita na subsecção 3.1.

**Tabela 4.3** Parâmetros da rede de testes.

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

O fator de carga e o fator de perdas descritos na subsecção 3.1.2 foram calculados para a rede de testes e seus resultados são apresentados na Tabela 4.4.

**Tabela 4.4 Fator de carga e fator de perdas da rede de distribuição em estudo.**

Fator de carga ( $\alpha$ )	Fator de perdas ( $\beta$ )
46,1 %	26,2 %

## 4.2. CENÁRIOS PROPOSTOS

O impacto positivo causado na rede de testes pela localização ótima dos APC NA pode ser verificado através da comparação dos resultados obtidos para os seguintes cenários:

- CNA1 – Cenário topológico com a localização dos APC NA com a rede de testes no estado atual de exploração.
- CNA2 – Cenário topológico obtido com aplicação da metodologia desenvolvida no presente trabalho, com as localizações ótima dos APC NA na rede de testes.

A rede de teste utilizada para a localização ótima dos APC NF, em todos os cenários descritos abaixo, corresponde a rede de testes no estado em que a mesma se encontra após a localização ótima dos APC NA, ou seja, a rede do cenário CNA2. Para a localização ótima dos APC NF são propostos os seguintes cenários:

- CNF1 – Para analisar o impacto que a alocação dos APC NF pode ter na rede de testes, neste primeiro cenário efetua-se o cálculo do CEI da rede sem APC NF instalados.
- CNF2 – Neste cenário a rede de distribuição possui caminhos alternativos (APC NA) para a alimentação de eventuais cargas que fiquem interrompidas devido as falhas na rede. Para este cenário não se considera a restrição de número de APC NF disponíveis para a instalação, pretendendo-se obter o número e a localização ótima dos mesmos.
- CNF3 – Neste cenário pretende-se fazer uma análise de sensibilidade entre o número de APC NF localizados na rede de distribuição de teste (rede na mesma configuração do cenário CNF2) e a função de dano causado ao cliente (FDC). Por meio de incrementos, com passos de 50 % dentro de um intervalo de 100 % a 1000 %, no valor dos custos assumidos pela FDC ( $C_{ij}^{Comutação}$ ,  $C_{ij}^{Reparação}$ ).

- CNF4 – Este cenário tem o objetivo de fazer uma análise do efeito da inadequação do orçamento com respeito a restrição que limita o número de APC NF disponíveis para instalação na rede. O número de APC NF disponíveis é aumentado de 0 a 10, com o fim de ilustrar o efeito da alocação dos APC NF sobre a fiabilidade da rede de testes em termos do CEI.
- CNF5 – Neste cenário propõe-se primeiramente que o investidor da rede de distribuição tem disponíveis 10 APC NF, pré adquiridos, e pretende instalá-los na rede de testes, ou seja, os APC NF não têm custo de aquisição assume-se o custo de instalação zero. Depois, é considerada a situação em que o investidor da rede dispõe de uma quantia para investir em até 10 APC NF, e deseja-se conhecer o número e a localização ótima dos mesmos.

Note-se que em todos os cenários acima descritos o tipo de APC instalado é o OCR3. Para os cenários da localização ótima dos APC NF (CNF1 – CNF5) o horizonte de tempo de investimento para o cálculo do FRC foi de 30 anos, sob uma taxa de desconto de 0,05 % (CIA, 2014), correspondente a taxa de desconto de Portugal em dezembro de 2014. Note-se também que para o estudo de caso não foi considerado o custo de manutenção ( $CM$ ) dos APC NF.

#### **4.3. LOCALIZAÇÃO ÓTIMA DE APARELHOS DE CORTE NORMALMENTE ABERTOS**

A metodologia proposta na subsecção 3.1 é aplicada à rede de testes com o objetivo de obter a topologia radial ótima da rede que minimiza as perdas e consequentemente os seus custos. Para a implementação da metodologia de localização ótima de APC NA consideram-se os parâmetros descritos na Tabela 4.5.

**Tabela 4.5 Parâmetros básicos para a implementação da metodologia de localização ótima de APC NA.**

<b>Descrição</b>	<b>Símbolo</b>	<b>Valor</b>	<b>Unidade</b>
Número de horas de um ano	$T$	8 760	Horas
Valorização das perdas	$V_p$	0,04365	€/kWh
Valorização da PNE	$V_{PNE}$	3	€/kW

Nas Tabelas 4.6 e 4.7 são apresentados os resultados da localização ótima de APC NA na rede de testes no que diz respeito a localização dos APC NA e as perdas e seus custos, respetivamente.

**Tabela 4.6 Localização dos APC NA na rede de testes.**

CNA1	CNA2
55-66	44-55
8-124	111-114
89-90	125-128
134-136	214-215

**Tabela 4.7 Perdas e custos na rede de testes.**

Cenários	$P_{perdas}^{ponta}$ (kW)	$P_{perdas}$ (%)	$Q_{perdas}^{ponta}$ (kvar)	$W_{perdas}$ (MWh)	$CD_{perdas}$ (€)
CNA1	331,7	1,54	456,7	761,5	33 239 475
CNA2	301,7	1,40	382,3	692,4	30 223 260

Através da análise dos resultados das Tabelas 4.6 e 4.7 pode-se ver as diferentes localizações dos APC NA quando o cenário CNA1 é comparado com o CNA2. A solução encontrada no cenário CNA2 possui uma energia de perdas, e conseqüente um custo direto de perdas, 9,02 % menor, em relação ao cenário CNA1. Nota-se também uma redução de 30 kW em termos de perdas de potência ativa nas linhas de distribuição da rede, atingindo um dos objetivos propostos para a metodologia da localização ótima dos APC NA.

Apesar das simplificações introduzidas no método desenvolvido do presente estudo, no que se refere a utilização de um modelo DC para o cálculo do TPO, o resultado garante o mínimo global do problema, que representa a topologia da rede de testes com menores perdas. Isto se justifica pela utilização de uma modelização quadrática da função objetivo, que representa corretamente as perdas por efeito *Joule*.

Como pode ser verificado na Tabela 4.8, o trânsito de potências resultante do cenário CNA1 está longe dos limites térmicos dos condutores, fato este que permite concluir que as simplificações não influenciam a solução ótima do problema.

**Tabela 4.8 Taxa de ocupação das linhas no cenário CNA1 da rede de testes.**

<b>Linha</b>	<b>Ocupação (%)</b>	<b>Linha</b>	<b>Ocupação (%)</b>
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	1822-220	33,1

As linhas exibidas na Tabela 4.8 com suas correspondentes taxas de ocupação são linhas da rede de distribuição que apresentam uma taxa de ocupação superior a 30 %. As linhas sombreadas correspondem a linhas de distribuição com uma taxa de ocupação superior a 50 %. Note-se que as seis linhas sombreadas correspondem a algumas linhas de eixo principal da saída D (71-73, 73-77) e da saída B (140-141, 141-143, 143-145 e 145-148). Note-se também que a carga considerada para a rede de testes corresponde ao pico registrado no ano de 2014, o que implica que na realidade, na maior parte do tempo, a rede é explorada com um nível de carga ainda inferior ao do considerado para o teste, permitindo-se concluir que não se preveem problemas na transferência de carga entre as saídas no caso da ocorrência de defeitos.

Nas Figuras 4.2 e 4.3 apresenta-se a topologia da rede de testes no cenário CNA1 e CNA2, respectivamente.



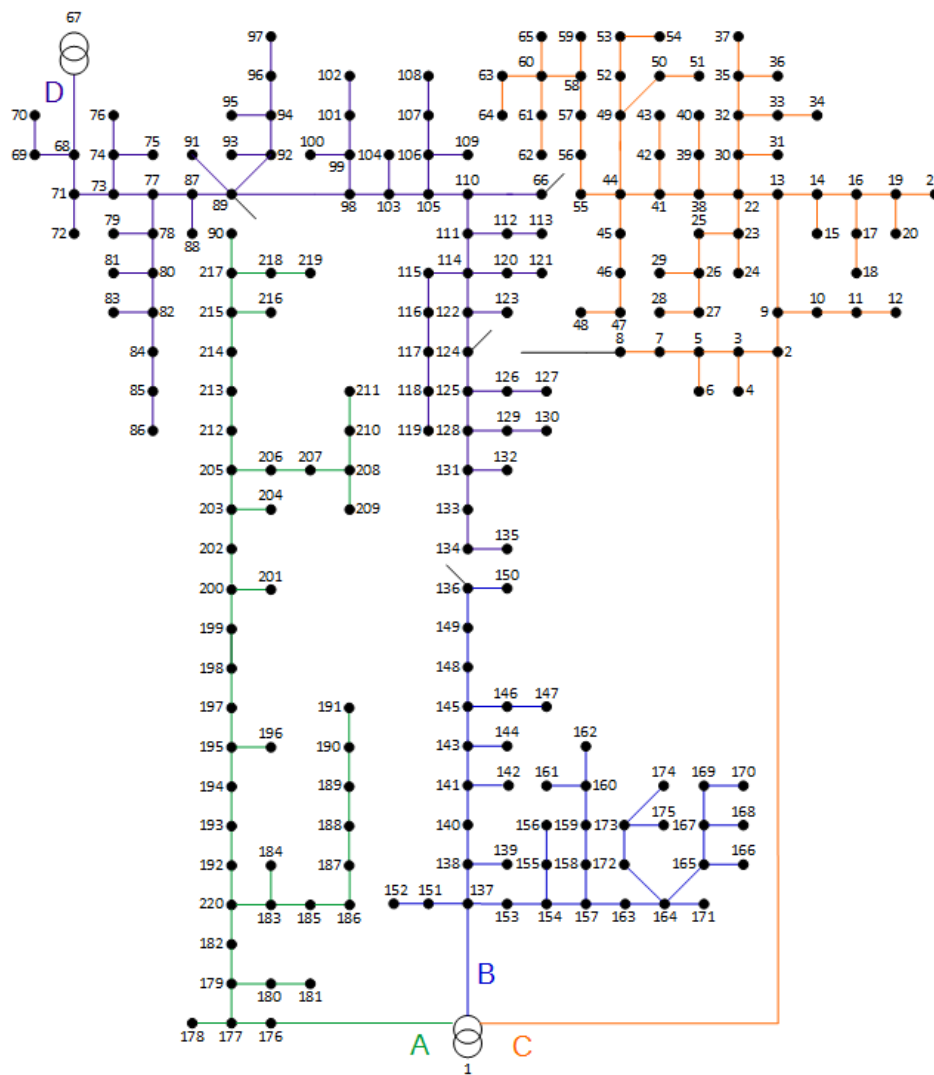
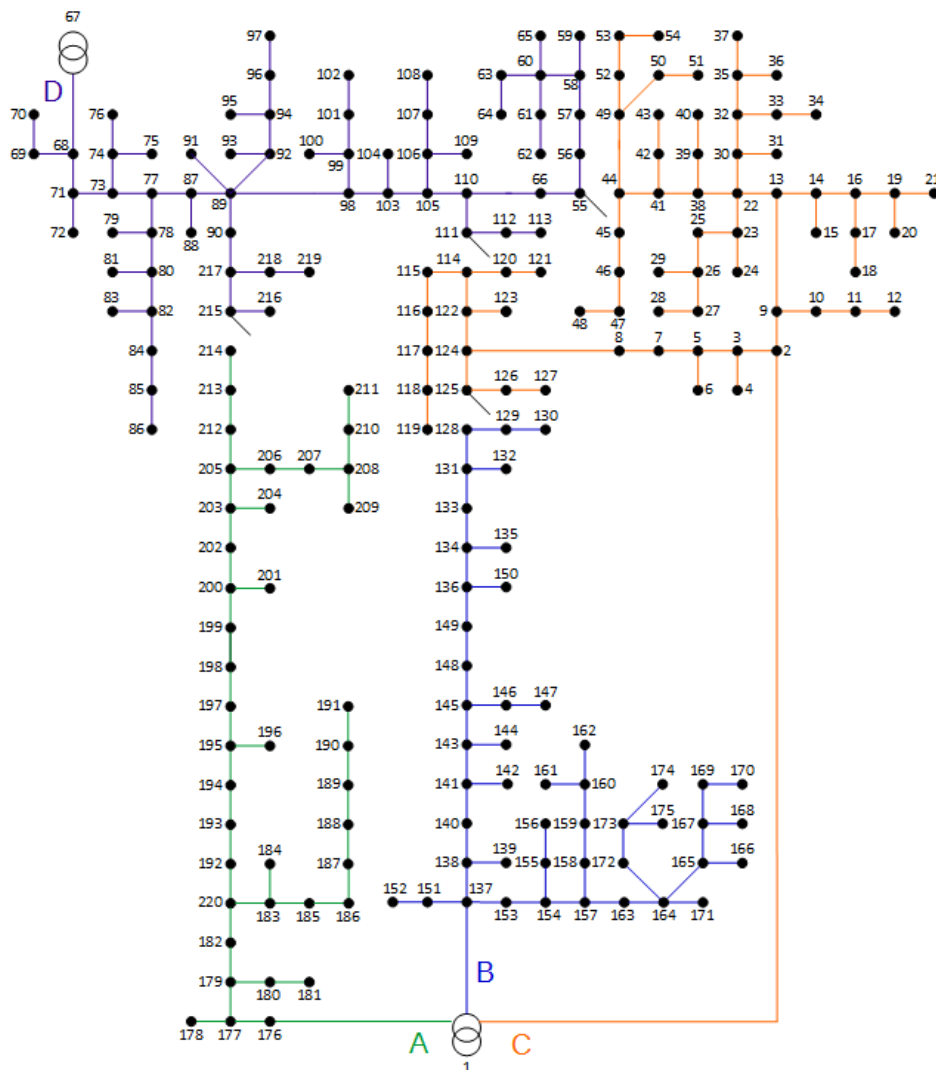


Figura 4.2 Topologia da rede de testes no cenário CNA1.



**Figura 4.3 Topologia da rede de testes no cenário CNA2.**

O TPO DC completo na rede de testes do cenário CNA2 com a identificação do trânsito de potências em cada uma das linhas de distribuição é apresentado no Anexo B.

Na Tabela 4.9 apresentam-se os resultados da PNE calculada para os cenários CNA1 e CNA2, bem como o custo da PNE para cada um dos cenários.

Tabela 4.9 PNE e seus custos na rede de testes.

Cenário	PNE (kW/kWh)	CD <sub>PNE</sub> (€)
CNA1	2,68	8,04
CNA2	0,006	0,018

#### 4.4. LOCALIZAÇÃO ÓTIMA DE APARELHOS DE CORTE NORMALMENTE FECHADOS

A metodologia proposta na subsecção 3.2 é aplicada a rede de testes, dentro dos cenários propostos na subsecção 4.2 (CNF1, CNF2, CNF3 e CNF4), com o fim de resolver o problema de localização ótima de APC NF e efetuar as análises propostas em cada cenário, obtendo os resultados apresentados na presente subsecção. As Tabelas 4.10 e 4.11 apresentam os parâmetros da rede de distribuição (pontos de carga e pontos de falha) por cada *feeder* e os parâmetros necessários para a localização dos APC NF na rede de distribuição, respetivamente. No Anexo C pode-se ver a identificação das possíveis localizações de APC NF na rede de testes.

Tabela 4.10 Parâmetros da rede de testes por *feeder*.

<i>Feeder</i>	Pontos de falha (PF)	Pontos de carga (PC)	Carga ativa (kW)	Possíveis localizações de APC NF
A	40	40	4 130, 14	79
B	48	48	6 053, 82	95
C	67	68	5 441, 27	133
D	63	64	5 391, 53	125
Total	218	220	21 016, 76	432

Tabela 4.11 Parâmetros básicos para a localização de APC NF na rede de testes.

Descrição	Símbolo	Valor	Unidade
Horizonte de tempo de investimento	t	30	anos
Fator de recuperação de capital	FRC	0,0336	-
Possíveis localizações de APC NF	$N_{NF}$	432	posições
Custo de aquisição e instalação do APC NF	(CA + CI)	17 000	€
Custo associado ao tempo de comutação dos APC NF	$C_{ij}^{Comutação}$	0,06	€/kW

Tempo de comutação dos APC NF	$T^{Comutação}$	10	min
Custo associado ao tempo de reparação de uma falha na rede	$C^{d_{ij}^{Reparação}}$	5	€/kW
Tempo de reparação de uma falha na rede	$T^{Reparação}$	10	horas
Número de <i>feeders</i>	-	4	-

A Figura 4.4 mostra a rede de distribuição de teste, com uma nova nomenclatura nos PC, para viabilizar o desenvolvimento da metodologia, dada que a mesma é aplicada à rede de distribuição de testes por cada *feeder*. A Figura 4.4 também apresenta todos os possíveis locais para se alocar APC NF na rede de testes, numerados por *feeder*.

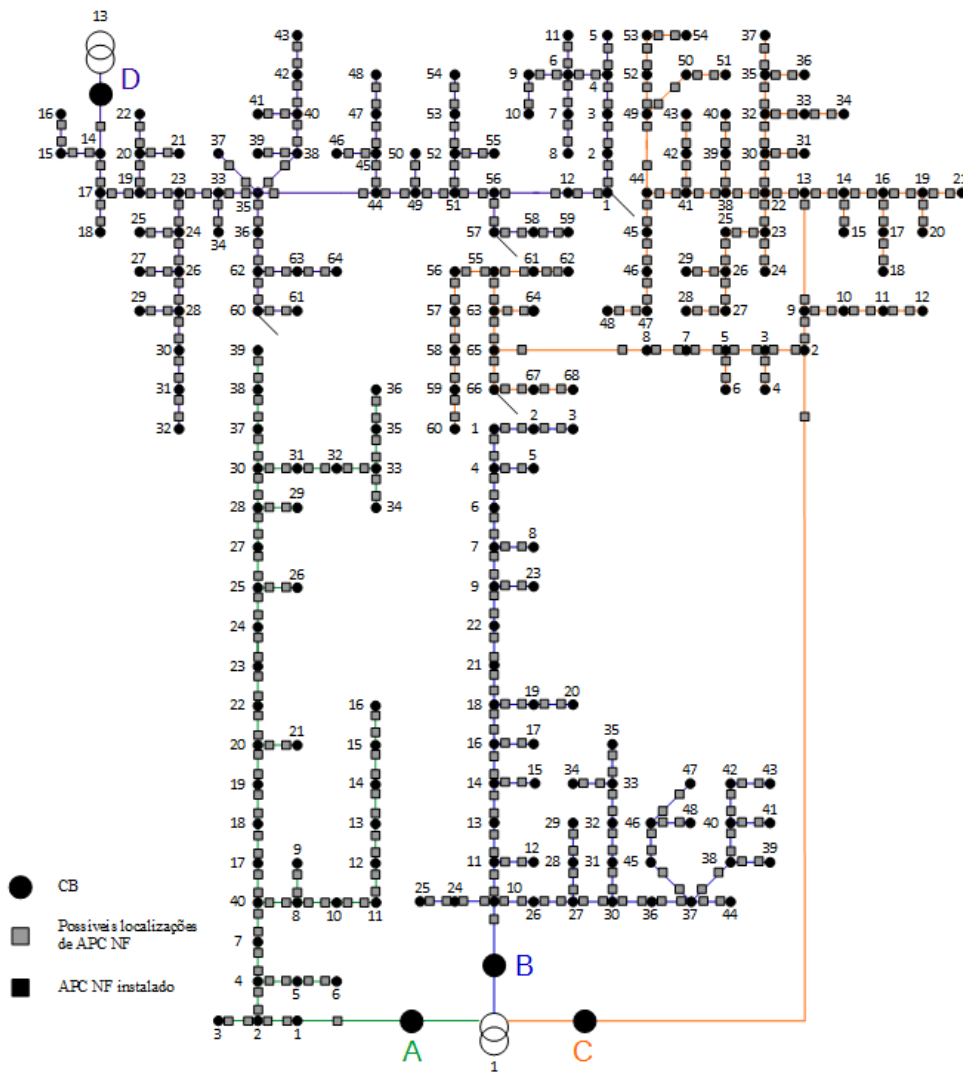


Figura 4.4 Rede de teste para a localização ótima de APC NF.

#### 4.4.1. COMPARAÇÃO CENÁRIO CNF1 E CNF2

Na Tabela 4.12 são apresentados os resultados da solução ótima encontrada nos cenários CNF1 e CNF2

**Tabela 4.12 Resultados CNF1 e CNF2.**

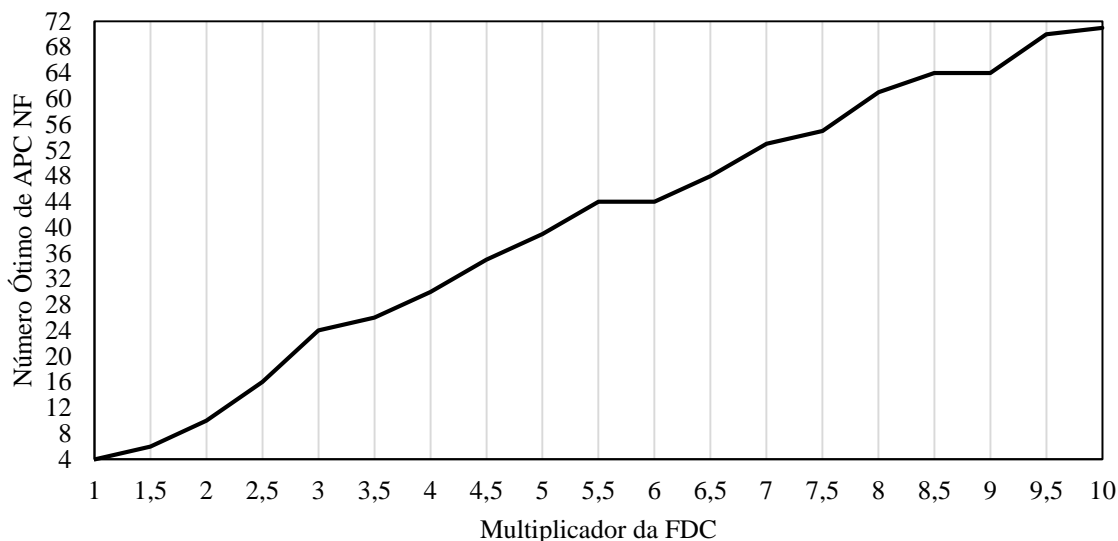
Cenário	Número Ótimo de APC NF	CEI (€)	Custo total (€)
CNF1	0	827 414, 64	827 414, 64
CNF2	4	627 287, 79	695 287, 79

Pode-se notar que mesmo com os custos de investimento nos APC NF, o custo total do sistema foi reduzido em aproximadamente 16 %, demonstrando a vantagem económica em adquirir e instalar APC NF na rede de testes.

O resultado do número de APC NF instalados no cenário CNF2 representa o número ótimo global de APC NF que devem ser instalados na rede de distribuição de forma a obter a melhor relação entre o custo do investimento realizado para a aquisição e instalação dos equipamentos e os benefícios obtidos pela instalação dos mesmos em termos do CEI (redução de 24 %) e do custo do total do sistema.

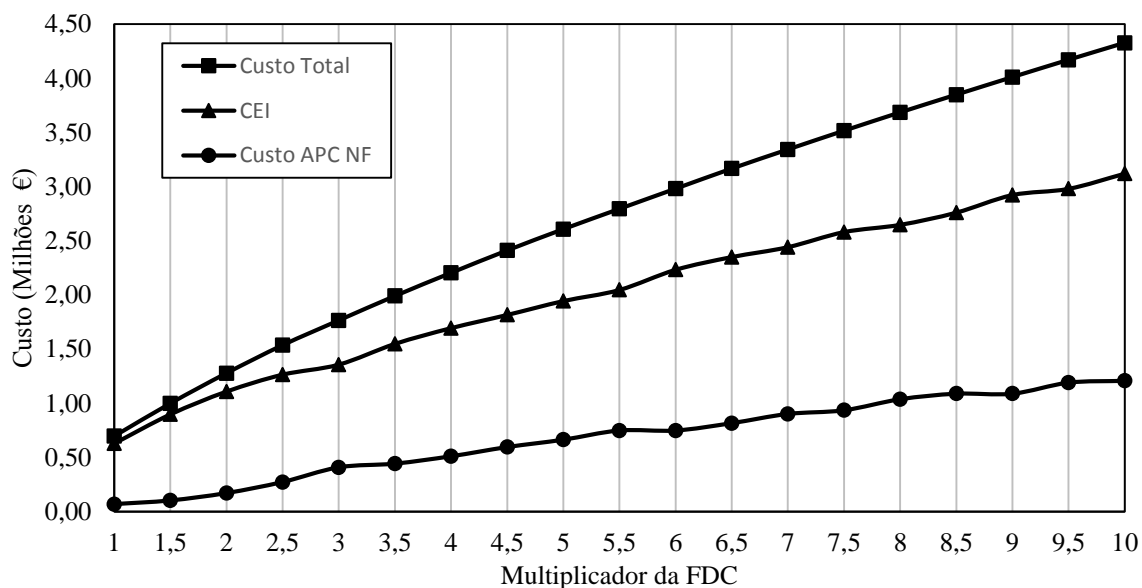
A Figura 4.5 mostra a localização ótima dos APC NF instalados na rede de testes no cenário CNF2, sendo as setas em vermelho para o auxílio da verificação das posições onde os APC NF foram instalados.





**Figura 4.6** Número ótimo de APC NF instalados versus variação na FDC.

A Figura 4.7 apresenta a evolução do custo total do sistema, CEI e custo dos APC NF instalados na rede em função da variação da FDC.



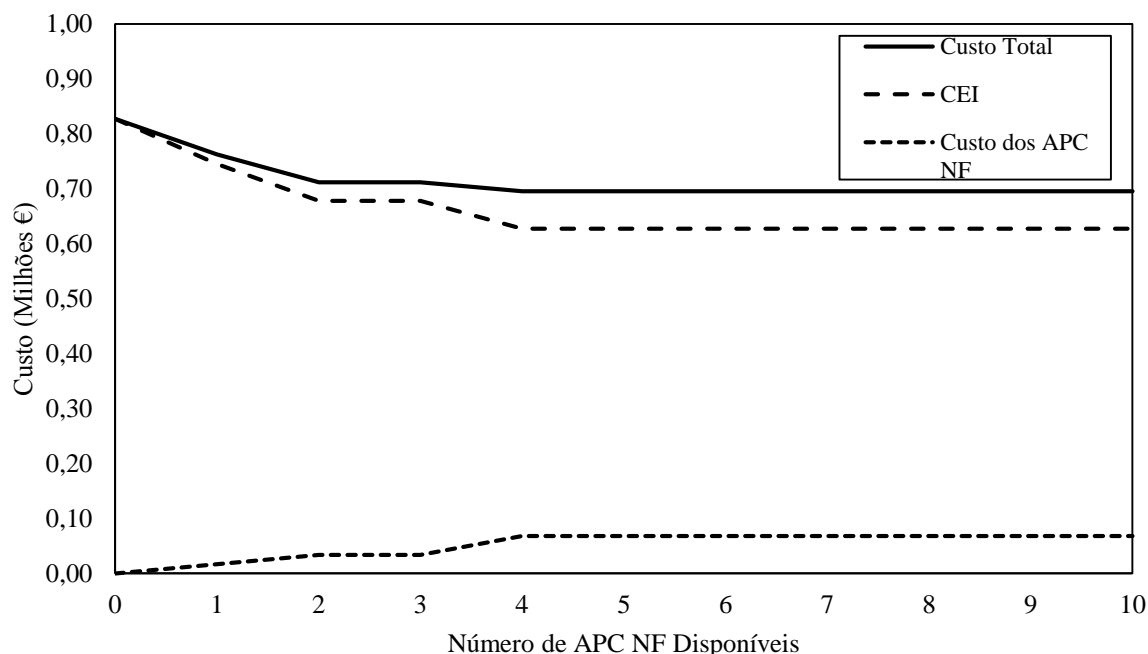
**Figura 4.7** CEI, custo total e custo dos APC NF instalados versus variação na FDC.

Note-se que o custo com investimento em APC NF é comparável com o CEI apenas quando o multiplicador da FDC é unitário (primeiros pontos da Figura 4.7), a medida que o multiplicador aumenta, estes custos se distanciam muito. Isto se deve ao fato de que a instalação do primeiro APC NF instalado na rede é o que produz o maior impacto na redução do CEI e que conforme o número de APC NF instalados aumenta, este impacto

reduz-se drasticamente. Em outras palavras, a Figura 4.7 destaca o fato de que uma rede ser completamente automatizada só se justifica com valores de CEI muito elevados.

#### 4.4.3. RESULTADOS CENÁRIO CNF4

A Figura 4.8 ilustra o efeito da alocação dos APC NF sobre o CEI.



**Figura 4.8** Custo total, CEI e custo dos APC NF versus número de APC NF disponíveis para instalação.

Como pode ser visto, o número ótimo de APC NF que devem ser instalados na rede de testes é quatro. Apesar de ser esperado que a instalação de mais APC NF provocasse uma redução no CEI da rede, isto não ocorre porque a partir do ponto ótimo o benefício de se instalar um APC NF é menor do que o seu custo. Novamente é possível verificar que a instalação do primeiro APC NF causa o maior efeito na redução do CEI, e este efeito é reduzido até que a solução alcance o número ótimo de APC NF (4 APC NF) que devem ser instalados na rede.

#### 4.4.4. RESULTADOS CENÁRIO CNF5

A Tabela 4.13 apresenta o resultado para as condições iniciais do cenário CNF5 com respeito a quantidade de APC NF instalados em cada *feeder* e suas posições (Anexo C), bem como o valor do CEI.



**Tabela 4.13 Resultado do cenário CNF5, com 10 APC NF pré adquiridos.**

<i>Feeder</i>	<b>APC NF instalados</b>	<b>Posições</b>	<b>CEI (€)</b>	<b>Custo do sistema (€)</b>
A	1	1	77 851, 34	77 851, 34
B	3	17, 50, 51	101 002, 04	101 002, 04
C	2	22, 23	199 796, 20	199 796, 20
D	4	28, 29, 64, 65	174 830, 68	174 830, 68
Total	10	-	553 480, 26	553 480, 26

A Tabela 4.14 apresenta os resultados do cenário CNF5 na segunda situação proposta.

**Tabela 4.14 Resultado do cenário CNF5, com possibilidade de adquirir até 10 APC NF.**

<i>Feeder</i>	<b>APC NF Instalados</b>	<b>Posições</b>	<b>CEI (€)</b>	<b>Custo do sistema (€)</b>
A	1	1	77 851, 34	94 851, 34
B	3	17, 50, 51	101 002, 04	152 002, 04
C	0	-	229 729, 02	229 729, 02
D	0	-	218 705, 39	218 705, 39
Total	4	-	627 287, 79	695 287, 79

Os resultados apresentados na Tabela 4.13 mostra que o CEI é idêntico ao custo total do sistema, isto porque nestes resultados considera-se que o investidor da rede de distribuição já dispõe dos APC NF previamente comprados, ou seja, não tem custos para aquisição dos equipamentos. Verifica-se também que a solução alocou todos os 10 APC NF disponíveis, já que os mesmos não acarretam custos para o sistema.

Pode-se ainda comparar o CEI do cenário CNF1, apresentado na Tabela 4.12, que representa o custo de referência do sistema operando sem APC NF, com o CEI da Tabela 4.13, e verifica-se que houve uma redução de 33 % neste custo.

Os resultados apresentados na Tabela 4.14, situação em que o investidor tem um orçamento previsto para adquirir no máximo 10 APC NF, são idênticos aos do cenário CNF2 (Tabela 4.12), que corresponde a solução ótima do problema. A localização ótima de cada APC NF para a primeira situação do cenário CNF5 pode ser vista na Figura 4.9, sendo as setas em vermelho para o auxílio da verificação das posições onde os APC NF foram instalados.



Os resultados da localização ótima dos APC NF mostraram que a metodologia desenvolvida também é adequada para aplicação em uma rede distribuição em tamanho real. Através dos resultados dos cenários propostos pode-se proceder a validação do método bem como analisar as melhoras na rede de testes em termos do CEI e posição e quantidade ótimas de APC NF instalados.

## 5. CONCLUSÕES

Na presente dissertação desenvolveu-se uma metodologia para a localização ótima de aparelhos de corte (APC) normalmente fechados (NF) em redes de distribuição de energia elétrica de MT com o objetivo de minimizar o custo esperado de interrupção e os custos de investimentos em APC NF, implicando em uma melhoria na fiabilidade da rede. O presente trabalho também desenvolveu uma metodologia para a localização ótima de aparelhos de corte normalmente abertos (APC NA), com o fim de minimizar as perdas de energia e a potência não entregue (PNE) da rede e encontrar a configuração radial ótima da rede de distribuição.

As metodologias desenvolvidas no Capítulo 3 foram aplicadas no Capítulo 4 em uma rede de testes, rede real de distribuição, localizada no distrito do Porto, sob a concessão da EDP Distribuição, explorada com um nível de tensão de 15 kV, contendo 22,6 MVA de carga distribuídos por 143 barramentos, num total de 220 barramentos.

No Capítulo 4 conduziu-se um estudo de caso em duas fases distintas. A primeira fase teve como objetivo obter o número e a localização ótima dos APC NA e a topologia radial ótima da rede de distribuição em estudo. Nesta fase foram propostos dois cenários onde o CNA1 consistiu na rede configurada na forma a que vinha a ser explorada pela companhia

e o CNA2 consistiu no resultado da aplicação da minimização da potência de ponta ativa de perdas e da PNE na rede de testes.

Por meio dos resultados obtidos nesta primeira fase conclui-se que a alocação de APC NA na rede de testes reduziu a energia de perdas em 9,02 % e que houve uma queda 30 kW de potência de ponta ativa de perdas em relação a rede no estado anterior (CNA1). O impacto causado na rede de distribuição com aplicação da metodologia proposta para a localização ótima dos APC NA também pôde ser vista em termos da redução significativa da potência não entregue (PNE) da rede, sendo a mesma reduzida em 98 % quando comparados os cenários CNA1 com CNA2.

Outra importante conclusão foi que, apesar das simplificações introduzidas pela utilização de um modelo DC para o cálculo do TPO, o resultado garantiu o mínimo global do problema, representado pela topologia da rede de testes com menores perdas. Isto justificou-se pela utilização de uma modelização quadrática (PQIM) da função objetivo, que representou corretamente as perdas por efeito *Joule*.

A partir dos resultados das taxas de ocupação nas linhas de distribuição da rede de testes pode-se concluir que apenas seis das linhas de distribuição da rede alcançaram uma taxa de ocupação superior a 50 %, concluindo que não se preveem problemas na transferência de carga entre as saídas no caso da ocorrência de defeitos.

Em resumo, esta metodologia possui vantagens significativas, pois garante a solução ótima do problema em tempo de computação dentro da realidade. O algoritmo desenvolvido em *Tomlab* apresentou um tempo de processamento computacional inferior a um segundo para obter a solução ótima do problema.

Na segunda fase do estudo de caso, aplicou-se a metodologia para a localização ótima dos APC NF na rede de distribuição de testes no estado resultante da primeira fase, com o objetivo de se encontrar o número e a localização ótima dos APC NF.

No âmbito dos cenários CNF1 e CNF2, obtenção do número e localização ótima dos APC NF na rede de distribuição permitiu reduzir o CEI em 24 % e o custo total do sistema em 16 %, provando a eficácia da metodologia desenvolvida.

Através do cenário CNF3 conclui-se que quanto maior for a fiabilidade requisitada pela rede de distribuição, simulado pela variação da FDC, mais APC NF são instalados.

Contudo, pode-se notar que este aumento não se deu de forma linear devido a complexa relação existente entre a FDC, as durações de interrupção e a topologia da rede de distribuição. Outra importante conclusão foi que os custos dos APC NF instalados e o CEI só são comparáveis quando o multiplicador da FDC é unitário. A medida que o multiplicador vai aumentando, em passos de 50 %, os custos de APC NF instalados e o CEI se distanciam drasticamente, concluindo que uma rede completamente automatizada só é justificável para valores muito elevados do CEI.

Com os resultados do cenário CNF4, concluiu-se que a instalação do primeiro APC NF na rede de distribuição é o que causa o maior impacto na redução do CEI do sistema, e como esperado, este impacto é reduzido até que se alcance o número ótimo de APC NF a serem instalados na rede.

Do cenário CNF5 conclui-se que se os APC NF não tiverem um custo, o algoritmo procede para alocação ótima de todos os APC NF disponíveis, e que se for imposta uma restrição orçamentária que limite o número de APC NF a serem instalados, o algoritmo converge para a solução ótima do problema.

Em contraste com as metodologias heurísticas a abordagem proposta neste trabalho garante a convergência para o ótimo global em passos finitos, tanto na localização dos APC NA como na dos NF. A aplicação das metodologias de PQIM e PLIM foram viáveis para a rede real de testes, devido a disponibilidade do *solver* utilizado em ambiente *Tomlab*, mostrando-se apropriada para aplicações em larga escala. Os estudos numéricos e as análises propostas nos cenários revelaram a precisão e eficiência das formulações desenvolvidas.

## **5.1. PRINCIPAIS CONTRIBUTOS**

Os principais contributos deste trabalho bem como o valor acrescentado a trabalhos anteriores foram:

- Na metodologia para a localização ótima dos APC NA, as restrições acabam por impor o número de APC NA a serem instalados na rede, ou seja, não se ganha pela otimização nesse sentido. Portanto a contribuição principal deste trabalho, no que diz respeito a localização ótima dos APC NA, é garantir a localização ótima destes equipamentos através da metodologia desenvolvida;

- Como contributo mais significativo deste trabalho destaca-se a localização ótica dos APC NF na rede de testes, dando continuidade ao trabalho de [6], que apesar de localizar os APC NF na rede, não os localizou com técnicas de otimização. Já a abordagem empregue no presente trabalho, com a modelização em PLIM, garante o número ótico de APC NF a serem instalados e as posições em que estes devem ser instalados na rede de testes. Dessa forma através do presente trabalho obteve-se uma rede de distribuição com as menores perdas de ponta ativa (localizando otimamente os APC NA) e máxima fiabilidade (determinando o número e a localização dos APC NF).

## **5.2. TRABALHOS FUTUROS**

Para futuros trabalhos propõe-se que:

- Utilize-se um modelo completo para o trânsito de potências ótico;
- Considere-se como pontos de falha os demais equipamentos da rede (transformadores e APC);
- Diferencie-se a alocação de APC NA e NF entre linha aéreas e subterrâneas;
- Calcule-se um trânsito de potência para as soluções dos APC NF;
- Avalie-se a viabilidade económica dos projetos de investimentos em APC NA e NF;
- Faça-se uma abordagem diferente passando por modelar os problemas da localização ótica dos APC NA e NF em uma única modelização multi-objetivo não linear.

## *Referências Documentais*

- [1] Abiri-Jahromi et al., 2012. Optimized Switch Placement Strategy in Distribution Systems. *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 27, no. 1, pp. 362-370.  
Available at: <http://ieeexplore.ieee.org/stamp/stamp.jsp?tp=&arnumber=6072299>.
- [2] Ajaja, A. & Galiana, F. D., 2012. Distribution network reconfiguration for loss reduction using MILP. *IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies*, pp.1-6.  
Available at: <http://ieeexplore.ieee.org/stamp/stamp.jsp?tp=&arnumber=6175611>.
- [3] Aurich, M.R.C., 2004. Um Modelo de Fluxo de Potência Ótimo Linear com Reprogramação Corretiva via Método de Pontos Interiores. Tese de Mestrado em Engenharia Elétrica orientada pelo Prof. Dr. Takaaki Ohishi e apresentada a Faculdade de Engenharia Elétrica e de Computação da Universidade Estadual de Campinas. Disponível em:  
<http://www.bibliotecadigital.unicamp.br/document/?code=vtls000332183>.
- [4] Assis, L. S. 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](http://ieeexplore.ieee.org/xpl/login.jsp?tp=&arnumber=6345462&url=http://ieeexplore.ieee.org/xpls/abs_all.jsp?arnumber=6345462).
- [5] 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](http://ieeexplore.ieee.org/xpl/login.jsp?tp=&arnumber=25627&url=http://ieeexplore.ieee.org/xpls/abs_all.jsp?arnumber=25627).
- [6] Batista, S.R., 2015. Localização Ótima de Aparelhos de Corte Normalmente Abertos e Normalmente Fechado em Redes de Distribuição. Tese de Mestrado em Engenharia Eletrotécnica – Sistemas Elétricos de Energia orientado por Dr.<sup>a</sup> Teresa Nogueira, Eng.<sup>o</sup> António Oliveira e Dr.<sup>a</sup> Zita Vale e apresentada ao Instituto Superior de Engenharia do Porto.
- [7] Batista, S. R. et al., 2015. Optimal location of normally open switches in order to minimize power losses in distribution networks.



- [8] Billinton, R. et al., 1994. A Canadian customer survey to assess power system reliability worth. IEEE Transactions on Power Systems, vol. 9, no. 1, pp. 443-450.
- [9] Canizes, B. et al., 2015. Optimal Approach for reliability assessment in radial distribution networks. IEEE Systems Journal, vol. pp, pp.1-11. Available at: <http://ieeexplore.ieee.org/stamp/stamp.jsp?tp=&arnumber=7110315>.
- [10] Carpentier, J., 1962. Contribution to the economic dispatch problem. Bulletin de la Societe Francoise des Electriciens, 3, pp.431-447.
- [11] Carvalho, P. M. S. et al., 2005. A decomposition approach to optimal remote controlled switch allocation in distribution systems. IEEE Transaction Power Delivery, vol. 20, no. 2, pp. 1031-1036. Available at: <http://ieeexplore.ieee.org/stamp/stamp.jsp?tp=&arnumber=1413349>.
- [12] Central Intelligence Agency, 2016. The World Fact Book - Central Bank Discount Rate. Disponível em: <https://www.cia.gov/library/publications/the-world-factbook/rankorder/2207rank.html>. [Acesso em Julho, 2016].
- [13] 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>.
- [14] DPL, 2010. Guia Técnico de Planeamento de Redes de Distribuição. EDP Distribuição – Energia, S.A.
- [15] EDP Distribuição, 2015. A rede de distribuição. Disponível em: <http://www.edpdistribuicao.pt/pt/rede/Pages/aRededeDistribuicao.aspx>. [Acesso em Maio, 2016].
- [16] ERSE, 2015. Portal ERSE - Continuidade de serviço. Disponível em: <http://www.erse.pt/pt/electricidade/qualidadedeservico/qualidadedeservicotecnica/Paginas/Continuidadedeservico.aspx> [Acesso em Março, 2016].
- [17] F. H. Buller and C. A. Woodrow, “Load Factor-Equivalent Hour Values Compared”, Electrical World, July 14, 1928.
- [18] Ferreira, J. F. L., 2013. Os Órgãos de Corte de Rede de 3ª Geração nas Redes de Distribuição de Média Tensão. Tese de Mestrado em Engenharia Eletrotécnica e de Computadores orientado pelo Prof. Dr. Hélder Filipe Duarte Leite e apresentada a

Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto. Disponível em:  
[https://sigarra.up.pt/feup/pt/pub\\_geral.show\\_file?pi\\_gdoc\\_id=350729](https://sigarra.up.pt/feup/pt/pub_geral.show_file?pi_gdoc_id=350729).

- [19] Frank, S., Steponavice, I. & Rebennack, S., 2012. Optimal power flow: a bibliographic survey I. *Energy Systems*, 3, pp.259-289.
- [20] 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>.
- [21] 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>.
- [22] 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>.
- [23] Holmstrom, K., Goran, A.O. & Edvall, M.M., 2010. User's Guide for Tomlab 7. p.268. Available at: <http://tomopt.com/tomlab/>.
- [24] 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](http://ieeexplore.ieee.org/xpl/login.jsp?tp=&arnumber=5235762&url=http://ieeexplore.ieee.org/xpls/abs_all.jsp?arnumber=5235762).
- [25] 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. 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](http://ieeexplore.ieee.org/xpl/login.jsp?tp=&arnumber=25627&url=http://ieeexplore.ieee.org/xpls/abs_all.jsp?arnumber=25627).

- [26] REN, 2016. O que fazemos – Setor elétrico. Disponível em:  
[https://www.ren.pt/o\\_que\\_fazemos/eletricidade/o\\_setor\\_eletrico](https://www.ren.pt/o_que_fazemos/eletricidade/o_setor_eletrico). [Acesso em Maio, 2016].
- [27] Soler, E.M., 2011. Resolução de Fluxo de Potência Ótimo com Variáveis de Controle Discreta. Tese de Doutorado em Ciências, Programa de Engenharia Elétrica orientada pelo Prof. Dr. Geraldo Roberto Martins da Costa e apresentada a Escola de Engenharia de São Carlos, da Universidade de São Paulo. Disponível em:  
<http://www.teses.usp.br/teses/disponiveis/18/18154/tde-07042011-151716/publico/Edilaine.pdf>.

## *Anexos*

Nos anexos segue informação fundamental para a implementação das metodologias desenvolvidas na presente dissertação.

## Anexo A. Identificação das cargas na rede de testes

Na Tabela A apresentam-se as cargas presentes em cada barramento da rede de testes [5] onde P representa a carga ativa e Q representa a carga reativa. Os barramentos ausentes na Tabela A são barramentos cuja carga é nula, tanto ativa como reativa.

**Tabela A Identificação das cargas na rede de testes.**

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			

## Anexo B. Trânsito de potência ótimo

O TPO DC completo na rede de testes do cenário CNA2 com a identificação do trânsito de potências em cada uma das linhas de distribuição é apresentado no presente Anexo. Na Tabela B estão identificados o trânsito de potências ( $S_{ij}$ ) em todas as linhas de distribuição.

**Tabela B Resultado do TPO DC do cenário CNA2 da rede de testes.**

Linha		$S_{ij}$ (kVA)	Linha		$S_{ij}$ (kVA)
Nó 1	Nó 2		Nó 1	Nó 2	
1	2	5883,7	106	109	143,5
1	137	6523,5	107	108	369,6
1	176	4450,9	110	66	1111,4
2	3	2460,4	110	111	143,5
2	9	3423,3	111	112	143,5
3	4	102,9	112	113	143,5
3	5	2306,0	114	115	579,9
5	6	844,6	114	120	287,1
5	7	1299,4	115	116	436,4
7	8	1196,5	116	117	292,8
8	124	1068,0	117	118	179,4
9	10	308,7	118	119	35,9
9	13	3114,7	120	121	143,5
10	11	205,8	122	114	867,0
11	12	102,9	122	123	57,4
13	14	704,8	124	122	924,4
13	22	2409,9	124	125	143,5
14	15	162,1	125	126	143,5
14	16	542,7	126	127	143,5
16	17	25,7	128	129	225,4
16	19	517,0	129	130	225,4
17	18	25,7	131	128	225,4
19	20	64,3	131	132	226,1
19	21	452,7	133	131	595,0

22	23	456,0	134	133	1456,4
22	30	526,2	134	135	143,5
22	38	1427,7	136	134	1743,4
23	24	162,1	136	150	569,7
23	25	293,9	137	138	3169,3
25	26	293,9	137	151	374,8
26	27	243,3	137	153	2800,1
26	29	50,6	138	139	113,9
27	28	162,1	138	140	3055,4
30	31	51,4	140	141	3055,4
30	32	474,8	141	142	90,0
32	33	243,3	141	143	2965,4
32	35	231,4	143	144	113,9
33	34	162,1	143	145	2851,5
35	36	102,9	145	146	179,4
35	37	128,6	145	148	2672,1
38	39	162,1	146	147	179,4
38	41	1265,6	148	149	2672,1
39	40	162,1	149	136	2313,1
41	42	102,9	151	152	284,8
41	44	1162,8	153	154	2800,1
42	43	102,9	154	155	358,8
44	45	486,2	154	157	2441,2
44	49	676,5	155	156	179,4
45	46	486,2	157	158	478,4
46	47	324,2	157	163	1962,8
47	48	162,1	158	159	478,4
49	50	205,8	159	160	364,5
49	52	367,8	160	161	179,4
50	51	102,9	160	162	113,9
52	53	265,0	163	164	1962,8
53	54	162,1	164	165	282,0
55	56	1111,4	164	171	28,5
56	57	1111,4	164	172	1652,3
57	58	1111,4	165	166	45,6



58	59	155,7	165	167	236,4
58	60	852,8	167	168	57,0
60	61	308,6	167	169	179,4
60	63	226,4	169	170	179,4
60	65	162,1	172	173	1652,3
61	62	102,9	173	174	113,9
63	64	64,3	173	175	1424,5
66	55	1111,4	176	177	4341,9
67	68	5797,1	177	178	108,9
68	69	71,8	177	179	4061,3
68	71	5725,3	179	180	280,6
69	70	71,8	179	182	3609,0
71	72	71,8	180	181	171,7
71	73	5653,6	182	220	3609,0
73	74	125,6	183	184	108,9
73	77	5527,9	183	185	1068,0
74	75	89,7	185	186	959,0
74	76	35,9	186	187	523,1
77	78	1797,8	187	188	351,5
77	87	3730,2	188	189	324,2
78	79	179,4	189	190	152,5
78	80	1618,3	190	191	108,9
80	81	89,7	192	193	2260,4
80	82	1528,6	193	194	2151,5
82	83	1015,5	194	195	2107,9
82	84	513,1	195	196	171,7
84	85	369,6	195	197	1764,5
85	86	143,5	197	198	1592,8
87	88	53,9	198	199	1483,9
87	89	3676,3	199	200	1397,8
89	90	498,5	200	201	40,9
89	91	143,5	200	202	1356,9
89	92	518,9	202	203	1275,1
89	98	2515,3	203	204	171,7
90	217	498,5	203	205	931,8

92	93	89,7	205	206	446,8
92	94	429,2	205	212	313,3
94	95	226,1	206	207	419,6
94	96	203,1	207	208	351,5
96	97	89,7	208	209	27,2
98	99	376,8	208	210	215,3
98	103	2138,4	210	211	43,6
99	100	89,7	212	213	177,1
99	101	287,1	213	214	68,1
101	102	143,5	215	216	108,9
103	104	113,4	217	215	280,6
103	105	2025,0	217	218	217,9
105	106	770,1	218	219	108,9
105	110	1255,0	220	183	1348,6
106	107	513,2	220	192	2260,4

## Anexo C. Identificação das localizações de APC NF por *feeder*

Neste anexo pretende-se informar as identificações (ID) das possíveis posições em que se pode alocar um APC NF na rede de testes. As Tabelas C.1 – C.4 identificam cada *feeder* com suas respectivas linhas de distribuição sendo as cargas enumeradas de 1 até a quantidade de cargas existente em cada *feeder*. Note-se também que as colunas “Montante” e “Jusante” das tabelas tem por referência os pontos de falha (cada linha de distribuição) e o sentido do trânsito de potência nas mesmas. Portanto, APC NF a jusante são aparelhos localizados antes do ponto de falha e APC NF a montante são aparelhos localizados depois do ponto de falha, seguindo o sentido radial do trânsito de potência na rede de testes.

**Tabela C.1 Identificação das possíveis posições de se instalar um APC NF no *feeder* A.**

<i>Feeder A</i>							
Nó 1	Nó 2	ID APC NF		Nó 1	Nó 2	ID APC NF	
		Montante	Jusante			Montante	Jusante
CB A	1	-	1	19	20	40	41
1	2	2	3	20	21	42	43
2	3	4	5	20	22	44	45
2	4	6	7	22	23	46	47
4	5	8	9	23	24	48	49
5	6	10	11	24	25	50	51
4	7	12	13	25	26	52	53
7	40	14	15	25	27	54	55
40	8	16	17	27	28	56	57
8	9	18	19	28	29	58	59
8	10	20	21	28	30	60	61
10	11	22	23	30	31	62	63
11	12	24	25	31	32	64	65
12	13	26	27	32	33	66	67
13	14	28	29	33	34	68	69

14	15	30	31	33	35	70	71
15	16	32	33	35	36	72	73
40	17	34	35	30	37	74	75
17	18	36	37	37	38	76	77
18	19	38	39	38	39	78	79

**Tabela C.2** Identificação das possíveis posições de se instalar um APC NF no *feeder B*.

<i>Feeder B</i>							
Nó 1	Nó 2	ID APC NF		Nó 1	Nó 2	ID APC NF	
		Montante	Jusante			Montante	Jusante
1	2	1	2	24	25	48	49
2	3	3	4	10	26	50	51
4	1	5	6	26	27	52	53
4	5	7	8	27	28	54	55
6	4	9	10	28	29	56	57
7	6	11	12	27	30	58	59
7	8	13	14	30	31	60	61
9	7	15	16	31	32	62	63
CB B	10	-	17	32	33	64	65
10	11	18	19	33	34	66	67
11	12	20	21	33	35	68	69
11	13	22	23	30	36	70	71
13	14	24	25	36	37	72	73
14	15	26	27	37	38	74	75
14	16	28	29	38	39	76	77
16	17	30	31	38	40	78	79
16	18	32	33	40	41	80	81
18	19	34	35	40	42	82	83
19	20	36	37	42	43	84	85
18	21	38	39	37	44	86	87
21	22	40	41	37	45	88	89
22	9	42	43	45	46	90	91
9	23	44	45	46	47	92	93
10	24	46	47	46	48	94	95

**Tabela C.3 Identificação das possíveis posições de se instalar um APC NF no *feeder C*.**

<i>Feeder C</i>							
Nó 1	Nó 2	ID APC NF		Nó 1	Nó 2	ID APC NF	
		Montante	Jusante			Montante	Jusante
CB C	2	1	1	35	36	68	69
2	3	2	3	35	37	70	71
3	4	4	5	22	38	72	73
3	5	6	7	38	39	74	75
5	6	8	9	39	40	76	77
5	7	10	11	38	41	78	79
7	8	12	13	41	42	80	81
2	9	14	15	42	43	82	83
9	10	16	17	41	44	84	85
10	11	18	19	44	45	86	87
11	12	20	21	45	46	88	89
9	13	22	23	46	47	90	91
13	14	24	25	47	48	92	93
14	15	26	27	44	49	94	95
14	16	28	29	49	50	96	97
16	17	30	31	50	51	98	99
17	18	32	33	49	52	100	101
16	19	34	35	52	53	102	103
19	20	36	37	53	54	104	105
19	21	38	39	55	56	106	107
13	22	40	41	56	57	108	109
22	23	42	43	57	58	110	111
23	24	44	45	58	59	112	113
23	25	46	47	59	60	114	115
25	26	48	49	55	61	116	117
26	27	50	51	61	62	118	119
27	28	52	53	63	55	120	121
26	29	54	55	63	64	122	123
22	30	56	57	65	63	124	125
30	31	58	59	8	65	126	127
30	32	60	61	65	66	128	129

32	33	62	63	66	67	130	131
33	34	64	65	67	68	132	133
32	35	66	67				

**Tabela C.4** Identificação das possíveis posições de se instalar um APC NF no *feeder D*.

<i>Feeder D</i>							
Nó 1	Nó 2	ID APC NF		Nó 1	Nó 2	ID APC NF	
		Montante	Jusante			Montante	Jusante
1	2	1	2	33	35	64	65
2	3	3	4	35	36	66	67
3	4	5	6	35	37	68	69
4	5	7	8	35	38	70	71
4	6	9	10	38	39	72	73
6	7	11	12	38	40	74	75
7	8	13	14	40	41	76	77
6	9	15	16	40	42	78	79
9	10	17	18	42	43	80	81
6	11	19	20	35	44	82	83
1	12	21	22	44	45	84	85
CB D	14	-	23	45	46	86	87
14	15	24	25	45	47	88	89
15	16	26	27	47	48	90	91
14	17	28	29	44	49	92	93
17	18	30	31	49	50	94	95
17	19	32	33	49	51	96	97
19	20	34	35	51	52	98	99
20	21	36	37	52	53	100	101
20	22	38	39	53	54	102	103
19	23	40	41	52	55	104	105
23	24	42	43	51	56	106	107
24	25	44	45	12	56	108	109
24	26	46	47	56	57	110	111
26	27	48	49	57	58	112	113
26	28	50	51	58	59	114	115
28	29	52	53	60	61	116	117
28	30	54	55	62	60	118	119

30	31	56	57	62	63	120	121
31	32	58	59	63	64	122	123
23	33	60	61	36	62	124	125
33	34	62	63				