

Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto



Análise Técnico-Económica de Estratégias de Self-Healing em Smart Grids

Roberto Marino Marques Moreira

Versão Final

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

Orientador: Prof. Dr. Hélder Filipe Duarte Leite
Coorientador: Dr. Nuno Filipe Gonçalves da Silva

Julho de 2011

Resumo

Este trabalho tem como principal objetivo identificar o posicionamento estratégico de um equipamento de corte telecomandado, de forma a permitir estratégias de *Self-Healing*, através da análise de uma rede de distribuição de média tensão.

A seleção de um local para a colocação do equipamento de corte telecomandado faz-se calculando a energia não distribuída, com a rede dividida em zonas, delimitadas por equipamentos de corte telecomandados já instalados. É assim contabilizada a taxa de avarias por quilómetro e dessa forma dada uma maior relevância a zonas com elevados comprimentos de linha. Posteriormente é realizada uma análise económica simulando um defeito na zona selecionada. Para isso são avaliados os custos da energia não distribuída, a redução de venda de energia elétrica durante o tempo de interrupção, as compensações aos clientes pela violação dos padrões dos indicadores individuais de continuidade de serviço e as penalidades/proveitos impostos pelo regulador através do mecanismo de incentivo à melhoria da qualidade de serviço.

Face à situação original, sem equipamento de corte telecomandado, são calculados os benefícios para a qualidade de serviço e os benefícios económicos. Os resultados finais são apresentados pela posição do(s) equipamento(s) de corte telecomandado(s), os benefícios com a redução da energia não distribuída e a redução do número de clientes não afetados e ainda os benefícios económicos do projeto de investimento no período de vida dos equipamentos, apresentando inclusive o prazo de retorno de capital.

Abstract

The project main goal is to achieve a strategic position for a remote switching device through the analysis of a medium voltage distribution network, envisaging Self-Healing strategies.

The place selected to install the remote switching device is attained dividing the network in several zones, having pre existent remote switching devices as boundaries, and calculating the energy not supplied. Failure rate per kilometre is taken into account resulting on a higher relevance for zones with higher length. Thereafter a failure event on the selected zone is analysed thru an economic evaluation. Thereunto the cost of energy not supplied, reduction on the electricity sales during the interruption, customer compensations and regulatory penalties/benefits associated with quality of service are taken into account.

Comparing to the original scenario, without a remote switching device, the improvement of quality of service as well as the economic benefits are calculated. Results are disclosed by the position of the remote switching device(s), benefits with the reduction of the energy not supplied, reduction on the number of costumers not served as well as the economic benefits within the equipments life cycle, along with the payback period.

Agradecimentos

Gostaria de prestar o meu sincero agradecimento ao Dr. Nuno Silva pela dedicação, empenho e pelo voto de confiança prestado. Ao meu orientador Prof. Dr. Hélder Leite pelas vitais sugestões, acompanhamento e pela sua disponibilidade. A ambos pelos níveis de exigência requeridos ao longo deste trabalho mas essencialmente pela sua amizade.

À empresa acolhedora, Efacec - Engenharia e Sistemas S.A, pela oportunidade concedida e a abertura demonstrada na pessoa do Mr. Fernando Gomes. Sem descurar o meu particular agradecimento ao Departamento de SmartGrids e Plataformas, nomeadamente ao André Simões, Aníbal Pinto, Filipe Campos, Pedro Soares e Rui Gonçalves pela motivação e companheirismo.

A todos os meus colegas de curso que me acompanharam nesta caminhada de 5 anos fornecendo palavras de incentivo e pela amizade que persiste. A todos os docentes da Faculdade de Engenharia que me ajudaram na vida académica.

À minha família pelo apoio incondicional, a plena confiança, orgulho e conselhos. A todos eles que tudo fizeram para que eu nunca desistisse.

A ti Telma, que sei que sempre acreditaste em mim e tantas vezes tiveste gestos e palavras indispensáveis.

A todos, o meu sincero obrigado.

Índice

Resumo	i
Abstract	iii
Agradecimentos	v
Índice	vii
Lista de Figuras	xi
Lista de Tabelas	xiii
Abreviaturas e Símbolos	xv
Capítulo 1	1
INTRODUÇÃO	1
1.1 IMPORTÂNCIA DA REPOSIÇÃO DE SERVIÇO	1
1.2 SELF-HEALING: BENEFÍCIOS E DESAFIOS	2
1.3 OBJETIVOS E MOTIVAÇÃO DO TRABALHO	3
1.4 ESTRUTURA DA DISSERTAÇÃO	4
1.5 DISSEMINAÇÃO DE RESULTADOS	5
Capítulo 2	7
REDE DE DISTRIBUIÇÃO DE MÉDIA TENSÃO: QUALIDADE DE SERVIÇO	7
2.1 QUALIDADE DE SERVIÇO TÉCNICA: CONTINUIDADE DE SERVIÇO	7
2.2 INDICADORES DE CONTINUIDADE DE SERVIÇO NO SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO	8
2.2.1 Indicadores Gerais	9
2.2.2 Indicadores Individuais	13
2.2.3 Valores Padrão para Redes de Média Tensão	15

2.3	ANÁLISE ECONÓMICA DAS INTERRUPÇÕES DE SERVIÇO	16
2.3.1.	<i>Impacto Económico no Consumidor</i>	17
2.3.2.	<i>Impacto Económico no Operador da Rede de Distribuição</i>	19
2.4	REPOSIÇÃO DE SERVIÇO NA REDE DE MÉDIA TENSÃO	20
2.4.1.	<i>Algoritmos de Reposição de serviço</i>	20
2.4.2.	<i>Visão do Operador da Rede de Distribuição</i>	22
2.5	A CONTRIBUIÇÃO DAS SMART-GRIDS: O CONCEITO DE SELF-HEALING	24
2.5.1.	<i>Desafios na Implementação do Self-Healing</i>	25
2.5.2.	<i>Impacto da Geração Distribuída</i>	28
2.6	RESUMO	29
Capítulo 3		31
	EQUIPAMENTOS DE CORTE NA REDE DE DISTRIBUIÇÃO DE MÉDIA TENSÃO	31
3.1	LEVANTAMENTO DOS EQUIPAMENTOS DE CORTE AUTOMÁTICOS E TELECOMANDADOS	31
3.1.1.	<i>Interruptor Auto-Religador</i>	32
3.1.2.	<i>Interruptor Aéreo Telecomandado</i>	33
3.2	DISPOSIÇÃO ESTRATÉGICA DOS EQUIPAMENTOS DE CORTE NA REDE DE DISTRIBUIÇÃO	35
3.2.1.	<i>A Prática do Operador da Rede de Distribuição: A EDP Distribuição</i>	38
3.3	RESUMO	39
Capítulo 4		41
	POSICIONAMENTO ESTRATÉGICO DE EQUIPAMENTOS DE CORTE TELECOMANDADOS	41
4.1	INTRODUÇÃO	41
4.2	DESENVOLVIMENTO DO MÉTODO PARA ANÁLISE TÉCNICO-ECONÓMICA	43
4.3	ANÁLISE TÉCNICA DA QUALIDADE SERVIÇO	46
4.3.1.	<i>Cálculo da Energia Não Distribuída</i>	47
4.4	ANÁLISE ECONÓMICA NA INSTALAÇÃO DE UM EQUIPAMENTO DE CORTE TELECOMANDADO	48
4.4.1.	<i>Custo da Energia Não Distribuída</i>	48
4.4.2.	<i>Redução de Venda de Energia Elétrica</i>	49
4.4.3.	<i>Compensações por Violação dos Padrões dos Indicadores Individuais</i>	50
4.4.4.	<i>Incentivos à Melhoria da Qualidade de Serviço</i>	51
4.4.5.	<i>Custo de Investimento com Equipamentos de Corte Telecomandados</i>	53
4.5	VALIDAÇÃO COM UM TRÂNSITO DE POTÊNCIAS	53
4.6	CASO DE ESTUDO	55
4.6.1.	<i>Caracterização da Rede de Distribuição</i>	55
4.6.2.	<i>Análise Técnica</i>	57
4.6.3.	<i>Aplicação da Análise Económica</i>	58
4.6.4.	<i>Validação com Trânsito de Potências no IPSA+</i>	68
4.7	RESUMO	72

Capítulo 5	75
ANÁLISE CRÍTICA DE RESULTADOS	75
5.1 ANÁLISE CRÍTICA DOS BENEFÍCIOS TÉCNICOS ALCANÇADOS	75
5.1.1. <i>Benefícios na Energia Não Distribuída</i>	76
5.1.2. <i>Benefícios no Número de Clientes Afetados</i>	77
5.2 ANÁLISE CRÍTICA DO PROJETO DE INVESTIMENTO	79
5.2.1. <i>Contribuição das diferentes componentes económicas</i>	79
5.2.2. <i>Análise de Risco</i>	80
5.3 TRÂNSITO DE POTÊNCIAS: ANÁLISE CRÍTICA	82
5.4 RESUMO	83
Capítulo 6	85
CONCLUSÕES E TRABALHOS FUTUROS	85
6.1 CONCLUSÕES	85
6.2 CONTRIBUIÇÃO DO TRABALHO	86
6.3 LIMITAÇÕES DO MÉTODO DESENVOLVIDO	87
6.4 POSSÍVEIS TRABALHOS FUTUROS	88
Referências	89
Anexo A	94
RESULTADOS DO TRÂNSITO DE POTÊNCIAS: TENSÕES	94

Lista de Figuras

Figura 1.1 - Esquema simplificado do funcionamento do <i>Self-Healing</i>	3
Figura 2.1 - Função que representa o cálculo da penalidade/prémio incorrido à EDP Distribuição conforme o valor da END.	12
Figura 2.2 - Custo de investimento em função da melhoria da fiabilidade em redes elétricas.	16
Figura 2.3 - Função do custo por interrupção para diferentes tipos de clientes.	18
Figura 2.4 - Equipamentos de automação presentes numa <i>Smart-Grid</i> com <i>Self-Healing</i> [1].	22
Figura 2.5 - Modelo de <i>Self-Healing</i> Distribuído enquadrado nas subestações [43].	27
Figura 2.6 - Rede de distribuição apresentando o conceito de DUPS [47].	29
Figura 3.1 - Esquema de funcionamento do comando V-T.	32
Figura 4.1 - Seccionamento de uma linha com um defeito a jusante de um equipamento de corte.	43
Figura 4.2 - Fluxograma do método desenvolvido	44
Figura 4.3 - Representação gráfica de várias zonas numa rede de distribuição.	45
Figura 4.4 - Instalação de um novo ECT e consequente divisão de uma zona em duas.	46
Figura 4.5 - Validação técnica na colocação de um novo ECT.	54
Figura 4.6 - Rede de distribuição da zona ocidental do Algarve	56
Figura 4.7 - Rede de distribuição de 15 kV utilizada no caso de estudo	56
Figura 4.8 - Linha 1 da subestação de Lagos em destaque na rede de estudo	58
Figura 4.9 - Posição dos ECTs para os 4 exemplos considerados (1, 2, 3 ou 4 ECTS)	59
Figura 4.10 - Rede de estudo para o caso original sem correntes excessivas nas linhas	69
Figura 4.11 - Violação das correntes máximas das linhas no caso mais desfavorável de operação dos ECTS	70
Figura 4.12 - Validação do trânsito de potências com a contribuição do parque eólico	71
Figura 5.1 - Redução do valor de END para os 4 cenários de investimento	77
Figura 5.2 - Redução do número de clientes afetados com uma interrupção de serviço para os 4 cenários de investimento	78
Figura 5.3 - Peso individual das componentes económicas no valor total para o cenário de 1 ECT	79
Figura 5.4 - Variabilidade do prazo de recuperação de capital com o factor de carga para 1 ECT	81

Figura 5.5 - Variação do prazo de recuperação de capital com o TIEPI para os 4 cenários de investimento _____ 82

Lista de Tabelas

Tabela 2.1 - Valores de SAIFI em 2009 nas 3 zonas geográficas [4]	10
Tabela 2.2 - Valores de SAIDI em 2009 nas 3 zonas geográficas [4]	10
Tabela 2.3 - Valores de TIEPI em 2009 nas 3 zonas geográficas [4]	11
Tabela 2.4 - Valores de END_{ref} , ΔV , $VEND$, RQS_{max} e RQS_{min} .	13
Tabela 2.5 - Valores de FC_{2005} para os clientes BT e MT das redes de distribuição [2]	14
Tabela 2.6 - Valores de KC_{2005} para os clientes de BT e MT das redes de distribuição [2]	15
Tabela 2.7 - Valores padrão de SAIFI, SAIDI e TIEPI para redes de MT [2]	15
Tabela 2.8 - Valores da END de referência [6] e da ED [4] de 2009 a 2010	16
Tabela 2.9 - Valores padrão dos indicadores individuais para redes de MT [2]	16
Tabela 4.1 - Valores da END para cada linha da rede do caso de estudo	57
Tabela 4.2 - Valores do CEND para o cenário de 1 ECT	60
Tabela 4.3 - Valores do CEND para o cenário de 2 ECTs	60
Tabela 4.4 - Valores do CEND para o cenário de 3 ECTs	60
Tabela 4.5 - Valores do CEND para o cenário de 4 ECTs	61
Tabela 4.6 - Valores da redução de venda de energia elétrica para 1 ECT	61
Tabela 4.7 - Valores da redução de venda de energia elétrica para 2 ECT	62
Tabela 4.8 - Valores da redução de venda de energia elétrica para 3 ECT	62
Tabela 4.9 - Valores da redução de venda de energia elétrica para 4 ECT	62
Tabela 4.10 - Valores do incentivo à qualidade de serviço para 1 ECT	64
Tabela 4.11 - Valores do incentivo à qualidade de serviço para 2 ECT	64
Tabela 4.12 - Valores do incentivo à qualidade de serviço para 3 ECT	64
Tabela 4.13 - Valores do incentivo à qualidade de serviço para 4 ECT	65
Tabela 4.14 - Análise económica para 20 anos com a colocação de 1 ECT	66
Tabela 4.15 - Análise económica para 20 anos com a colocação de 2 ECT	66
Tabela 4.16 - Análise económica para 20 anos com a colocação de 3 ECTs	67
Tabela 4.17 - Análise económica para 20 anos com a colocação de 4 ECTs	68

Tabela 4.18 - Fluxo de potência nas linhas que ultrapassaram o limite técnico _____ 70

Tabela 4.19 - Zonas da rede atualizadas após instalação dos 4 novos ECTs _____ 72

Abreviaturas e Símbolos

Lista de Abreviaturas

BT - Baixa Tensão

ECT - Equipamento de Corte Telecomandado

END - Energia Não Distribuída

ERSE - Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos

IAR - Interruptor Auto-Religador

IAT - Interruptor Aéreo Telecomandado

IEEE - Institute of Electrical and Electronics Engineers

MT - Média Tensão

NA - Ponto Normalmente Aberto

OCR - Órgão de Corte de Rede

PES - Power Energy Society

PTC - Posto de Transformação de Cliente

PTD - Posto de Transformação de Distribuição

SAIDI - System Average Interruption Duration Index

SAIFI - System Average Interruption Frequency Index

SCADA - Supervisory Control and Data Acquisition

TIEPI - Tempo de Interrupção Equivalente da Potência Instalada

V-T - Voltage-Time

Capítulo 1

Introdução

O trabalho desenvolvido tem como temas principais a reposição de serviço seguindo estratégias de *Self-Healing* e o telecomando de equipamentos de corte, numa rede de distribuição de média tensão (MT). São analisados projetos de investimento em equipamentos de corte telecomandado (ECTs) no que se refere a benefícios técnicos e económicos.

Este primeiro Capítulo contextualiza o tema do trabalho desenvolvido, apresentando uma breve referência aos seus benefícios e objetivos expectáveis, sem esquecer as razões que motivaram à elaboração deste trabalho. No encerramento do Capítulo apresenta-se sumariamente a estrutura do documento e a disseminação dos resultados alcançados com o trabalho desenvolvido.

1.1 Importância da Reposição de Serviço

As interrupções no fornecimento de energia elétrica acarretam custos económicos, tanto para o operador da rede de distribuição como para os clientes que são afetados. Por um lado os clientes perdem o acesso a um serviço contratado, por exemplo processos industriais parados além de matérias primas que se podem estragar, e por outro lado o operador pode incorrer em indemnizações a esses clientes além do custo de reparação ou substituição do equipamento danificado.

A rede de distribuição é explorada sob a concessão de um operador, sendo regulada por uma entidade externa. Em Portugal Continental o principal operador da rede de distribuição é a EDP Distribuição S.A. e a Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos o regulador. Através do cálculo de indicadores da continuidade de serviço pela EDP Distribuição, o regulador pode avaliar os níveis de qualidade de serviço na rede. Assim, conforme os limites dos indicadores de continuidade de serviço são ultrapassados ou não, o regulador impõe custos diretos ao operador através do pagamento automático de indemnizações aos clientes afetados quer através de planos de melhoria da fiabilidade da rede.

Neste sentido, de forma a reduzir os gastos económicos e de restituir o normal funcionamento à rede elétrica, procede-se à reposição do fornecimento de energia aos

clientes o quanto antes. A todo o mecanismo de restabelecimento do fornecimento de energia denomina-se por reposição de serviço.

Uma vez que a rede elétrica por restrições técnicas não deve funcionar na presença de defeitos, estes terão que ser isolados da restante rede elétrica. O isolamento do defeito é assim um dos primeiros processos da reposição de serviço. Como consequência do isolamento do defeito da rede também os clientes adjacentes serão isolados, e daí a interrupção de serviço nos clientes. Enquanto o equipamento em defeito não é substituído ou reparado, os clientes adjacentes encontrar-se-ão sem energia elétrica.

Contudo há práticas de reposição de serviço e tecnologias mais avançadas que procuram reduzir o número de clientes afetados da mesma forma que reduzem o tempo de reposição de serviço. Existem já na rede de distribuição equipamentos que reduzem substancialmente o tempo de reposição de serviço. Porém à medida que a sociedade depende cada vez mais da energia elétrica, tecnologias mais avançadas e mais eficazes serão a resposta a este desafio.

1.2 *Self-Healing*: Benefícios e Desafios

É com a problemática das interrupções de serviço para os clientes de pano de fundo que surge o *Self-Healing*, inserido no conceito muito mais abrangente que é a *Smart Grid*. Sinteticamente, uma *Smart Grid* engloba vários propósitos. Muitos deles ligados com o aperfeiçoamento de práticas atuais, como é caso da melhoria da reposição de serviço com o *Self-Healing*, e outros completamente inovadores como é exemplo o objetivo de integrar o consumidor final no mercado de eletricidade.

Face à atual prática de reposição de serviço, o mecanismo de funcionamento do *Self-Healing* tem como principais benefícios a redução do tempo de reposição de serviço, a redução do número de clientes afetados com uma interrupção de serviço e consequentemente a redução dos custos com as interrupções no fornecimento de energia elétrica. Com o telecomando dos equipamentos de corte dispersos pela rede, a reposição de serviço pode ser realizada de forma completamente autónoma ou pendente da aprovação do centro de comando. Desta forma é possível isolar o defeito da rede elétrica em cerca de 20 segundos, [1] e assim melhorar a qualidade de serviço. Por outro lado, através da colocação estratégica deste equipamentos é possível isolar o defeito interrompendo o menor número possível de clientes. O seu modo de funcionamento pode ser simplificado e retratado na Figura 1.1. A rede na situação de pré defeito seria alimentada pela central de produção, no extremo esquerdo da linha, e o interruptor I3 estaria na sua posição de aberto, de modo a garantir a topologia radial da rede. Com o aparecimento do defeito, todos os consumidores seriam desligados. Contudo com a existência dos interruptores telecomandados I1 e I2, é possível isolar o troço em defeito, e pelo menos alimentar os clientes sombreados a azul na Figura 1.1. Ainda assim dada a presença das fontes de geração dispersa (eólica e fotovoltaica), da interligação da rede no extremo direito e com a capacidade de telecomando do interruptor I3,

será possível alimentar todos os clientes sombreados a verde na Figura 1.1. Neste sentido é possível restituir o serviço elétrico a mais consumidores, note-se que apenas os consumidores entre I1 e I2 é que não estão alimentados, e em menor tempo.

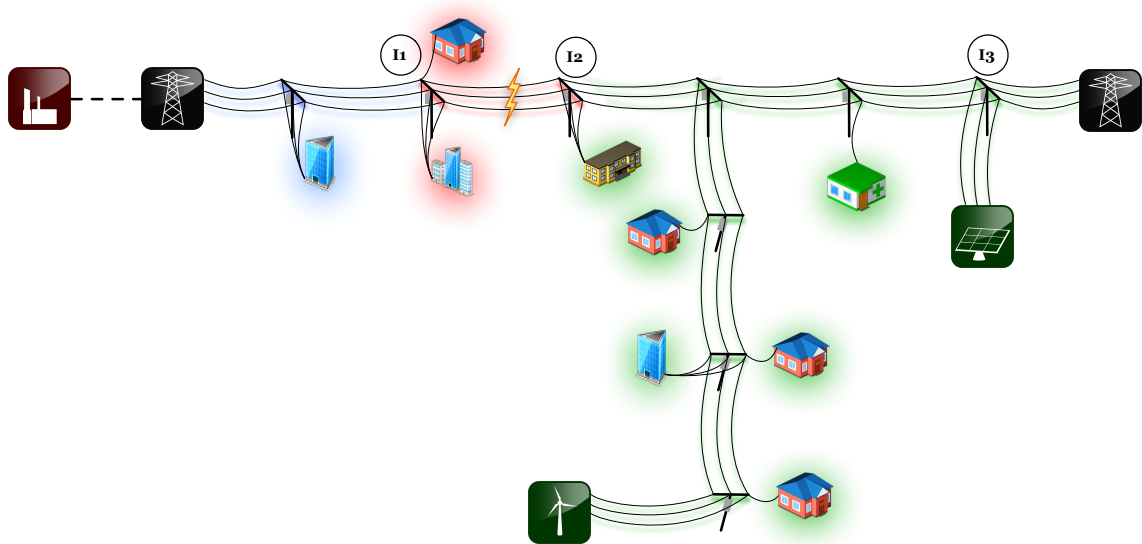


Figura 1.1 - Esquema simplificado do funcionamento do *Self-Healing*

No entanto a implementação deste conceito acarreta desafios de índole técnica e económica. Para conseguir uma comunicação bidirecional entre equipamentos de corte e entre estes e o local onde está concentrada a inteligência computacional, são necessárias redes de comunicação. A rede elétrica necessita de ser dotada de automação para conseguir telecomandar estes equipamentos. É indispensável analisar a viabilidade da exploração da rede elétrica integrada com o funcionamento destes equipamentos e garantir a segurança da rede com a sua instalação. Mas acima de tudo, é fundamental avaliar a viabilidade económica do projeto de investimento e se tal traz benefícios satisfatórios.

1.3 Objetivos e Motivação do Trabalho

No decorrer da descrição dos benefícios expectáveis com a implementação do *Self-Healing*, surgem objetivos intrínsecos como o facto de responder à questão de onde colocar um equipamento de corte telecomandado numa rede de distribuição. Este é na realidade um dos principais objetivos deste trabalho.

Associado à localização estratégica do equipamento, coloca-se o objetivo de conseguir avaliar os benefícios técnicos com a sua instalação. Como referidos na Secção 1.2, sejam eles a redução da energia não distribuída ou o número de consumidores afetados. A razão deste objetivo prende-se com o facto de poder comparar a qualidade de serviço da rede com ou sem equipamento de corte telecomandado. O outro objetivo crucial é o desenvolvimento de

uma ferramenta que possibilite a avaliação económica de projetos de investimento para equipamentos de corte telecomandados. Relevante para o conhecimento da viabilidade económica do projeto e da existência, ou não, de retorno de capital. Nesse sentido surge outro propósito, permitir analisar os benefícios económicos decorrentes das melhorias técnicas da rede.

De forma a conseguir validar um projeto de investimento deste tipo, quer a nível económico quer a nível técnico, será necessário uma ferramenta de avaliação económica. Desta forma, coloca-se uma outra meta ao trabalho a desenvolver que será a integração da metodologia implementada num ambiente de simulação de um trânsito de potências. Assim será possível validar a exploração da rede de distribuição com a inclusão de um novo equipamento.

Por último, outro dos objetivos principais é a aplicação de toda a metodologia e das ferramentas de análise, a uma rede de distribuição real. Assim será possível validar a metodologia com um caso de estudo real e justifica-lo como viável não apenas em teoria.

O crescente consumo energético aliado à necessidade atual de contenção de custos coloca tecnologias como o *Self-Healing* numa categoria de elevada importância. O desenvolvimento de uma metodologia que consiga contemplar todos os objetivos descritos é uma mais valia para empresas ligadas ao sistema elétrico de energia. Ser capaz de avaliar os benefícios económicos decorrentes de um projeto de investimento em estratégias de *Self-Healing*, significa que a concretização de tais projetos deixará de ser realizada com a ausência de informação quanto à sua viabilidade. Por outro lado, será possível a comparação de custos com interrupções de serviço e a necessidade de redução desses mesmos custos aumentando a qualidade de serviço.

1.4 Estrutura da Dissertação

A dissertação conta com seis Capítulos, sendo o Capítulo 1, uma breve introdução ao tema abordado com maior pormenor nos Capítulos seguintes.

O Capítulo 2 centra-se num tema fulcral da análise desenvolvida, a qualidade de serviço. Este começa por diferenciar qualidade de serviço técnica e comercial e focar na continuidade de serviço. São apresentados os indicadores da continuidade de serviço e as implicações económicas da violação dos seus valores padrões. É ainda focado o impacto económico que as interrupções de serviço têm nos consumidores e operador da rede de distribuição. Nesse sentido são apresentadas abordagens de reposição de serviço de vários autores para a redução desses custos com as interrupções de serviço. No fecho do Capítulo é apresentada a contribuição do *Self-Healing* e a sua diferença para com as abordagens de reposição de serviço atuais.

O Capítulo 3 expõe os diferentes equipamentos de corte automático e telecomandado utilizados atualmente. São descritos as suas principais características técnicas e o seu modo

de funcionamento. A concluir o Capítulo, são expostas as estratégias de diferentes autores para a colocação estratégica dos equipamentos de corte automáticos, contrapondo com a abordagem do operador da rede de distribuição.

O Capítulo 4 descreve a metodologia desenvolvida. Em primeiro lugar são descritos e justificados os pressupostos assumidos além do seu impacto no método desenvolvido. As equações utilizadas e a sua justificação são descritas nas secções seguintes. No fim do Capítulo é aplicado o método a um caso de estudo com a rede de distribuição do Algarve.

No Capítulo 5 são comentados os resultados obtidos no caso de estudo. É apresentada uma visão crítica do método analisando os resultados obtidos e os objetivos expectáveis. Antes de finalizar é aplicada uma análise de risco avaliando o impacto que diferentes variáveis têm no resultado final.

O Capítulo 6 finaliza esta dissertação apresentando as principais conclusões do trabalho desenvolvido, assim como a sua possível contribuição. As limitações do trabalho são ainda revistas e analisadas sob um ponto de vista crítico, expondo possíveis soluções na sua resolução. A fechar o Capítulo 6 são propostos possíveis trabalhos futuros no seguimento deste estudo.

1.5 Disseminação de Resultados

O trabalho desenvolvido no âmbito desta Dissertação resultou na submissão e aprovação de um artigo para a conferência denominada *Innovative Smart Grid Technologies Europe 2011* organizada pela *Power Energy Society* (PES) do *Institute of Electrical and Electronics Engineers* (IEEE) a decorrer no Reino Unido, na Universidade de Manchester. O artigo intitulado de *Technical and Economic Assessment for Deployment of Distribution Automation Equipments - Enabling Self-Healing Strategies* apresenta a ferramenta de análise técnico-económica na colocação de equipamentos de corte telecomandado e foi resultado do trabalho desenvolvido no contexto da dissertação.

O contributo deste trabalho foi ainda empregue, pela Efacec - Engenharia e Sistemas S.A., num projeto real de automatização da rede de distribuição de média tensão. A rede consistia numa saída de média tensão de uma subestação e a sua interligação com 3 subestações vizinhas através de pontos normalmente abertos, envolvendo um total de 4000 consumidores. Foi solicitado um número mínimo de consumidores afetados com uma interrupção de serviço, e as consequentes posições dos equipamentos de corte telecomandados.

Capítulo 2

Rede de Distribuição de Média Tensão: Qualidade de Serviço

A exploração da rede de distribuição de MT (Média Tensão) por parte da EDP Distribuição, em Portugal Continental, encontra-se sujeita a regulação por parte da ERSE (Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos). Esta entidade regula a qualidade de serviço prestada pelo operador da rede de distribuição. De acordo com [2], a qualidade de serviço divide-se em 2 vertentes:

- ⇒ Qualidade de Serviço Comercial;
- ⇒ Qualidade de Serviço Técnica.

Para o âmbito deste estudo a qualidade de serviço comercial não será alvo de análise, sendo apenas relevante a qualidade de serviço técnica. Nesse sentido este Capítulo apresenta os métodos de avaliação da qualidade de serviço técnica e o impacto económico que esta tem nos consumidores e no próprio operador da rede de distribuição. São apresentadas soluções de manutenção e de melhoria da qualidade de serviço técnica assim como as práticas atuais da EDP Distribuição em Portugal Continental.

No contexto do *Self-Healing*, na Secção 2.5 são apresentadas as suas contribuições para a melhoria da qualidade de serviço técnica, comparando-o com as soluções atuais.

2.1 Qualidade de Serviço Técnica: Continuidade de Serviço

A qualidade de serviço técnica segundo [2] diferencia-se em 2 áreas:

- ⇒ Continuidade de Serviço;
- ⇒ Qualidade da Onda de Tensão.

A qualidade da onda de tensão é avaliada em 6 características; frequência, valor eficaz, cavas de tensão, tremulação, desequilíbrio do sistema trifásico e distorção harmónica.

Embora no contexto da qualidade de serviço técnica, e com possíveis relações com as interrupções de energia, a sua análise não é incluída neste estudo. A razão da sua exclusão deve-se ao facto de apenas a continuidade de serviço, no que se refere à violação dos valores padrão, prever o pagamento de compensações aos clientes da rede de distribuição [2], implicando custos para o operador.

A continuidade de serviço nas redes de distribuição é avaliada por 2 tipos de indicadores segundo [2]: Gerais e Individuais caracterizados respetivamente nas Secções 2.2.1 e 2.2.2. Em cada ano civil o operador da rede de distribuição deve apresentar um registo destes indicadores no relatório de qualidade de serviço. Nesse sentido é incutida a responsabilidade ao operador da rede de distribuição da manutenção de um registo de todas as interrupções no fornecimento de energia elétrica e do cálculo anual destes indicadores. A excedência dos valores padrão dos indicadores, definidos pela Direção-Geral de Geologia e Energia em [2], leva ao pagamento automático de indemnizações aos consumidores afetados. Porém, apenas a violação dos padrões dos indicadores individuais originam o pagamento de indemnizações. Mais ainda, nem todas as interrupções no fornecimento de energia são contabilizadas para o seu cálculo.

Em [2, 3] são apresentadas todas as interrupções no fornecimento de energia elétrica que não preveem compensações a clientes, estas são:

- ⇒ Casos fortuitos ou de força maior;
- ⇒ Razões de interesse público;
- ⇒ Razões de serviço;
- ⇒ Razões de segurança;
- ⇒ Facto imputável ao cliente;
- ⇒ Acordo com o cliente.

Além destas acima enumeradas, apenas as interrupções com duração superior a 3 minutos são contabilizadas no cálculo dos indicadores.

Os padrões de qualidade de serviço não são uniformes em todo o país. Existem 3 classificações para os níveis de qualidade de serviço, denominadas por Zonas:

- ⇒ Zona A, capitais de distrito e localidades com mais de 25 000 clientes;
- ⇒ Zona B, localidades com 2500 a 25 000 clientes;
- ⇒ Zona C, restantes localidades.

Estas diferem entre si no valor padrão dos indicadores da continuidade de serviço, sendo a Zona A a mais rigorosa, ver Secção 2.2.3.

2.2 Indicadores de Continuidade de Serviço no Sistema de Distribuição

Os indicadores de continuidade de serviço são diferentes, caso se trate de uma rede elétrica de distribuição ou uma rede de transporte. Sendo este estudo focado em redes

elétricas de distribuição de MT, excluir-se-á os indicadores de continuidade de serviço para redes de transporte. Mais ainda, os indicadores de continuidade de serviço para redes de distribuição distinguem-se para redes de MT e BT (Baixa Tensão). Sendo este estudo voltado para redes de MT, serão utilizados apenas os indicadores de continuidade de serviço para redes de distribuição de MT.

Nas secções 2.2.1 e 2.2.2 são caracterizados os indicadores Gerais e Individuais respetivamente. Na Secção 2.2.3 são descritos os valores padrão para os indicadores Gerais e Individuais em vigor.

2.2.1. Indicadores Gerais

Os indicadores gerais em redes de distribuição de MT são:

- ⇒ TIEPI - Tempo de Interrupção Equivalente da Potência Instalada
- ⇒ SAIFI - Frequência Média de Interrupções do Sistema (*“System Average Interruption Frequency Index”*)
- ⇒ SAIDI - Duração Média das Interrupções do Sistema (*“System Average Interruption Duration Index”*)
- ⇒ END - Energia Não Distribuída

Com a exceção à END que é calculada globalmente, todos os indicadores gerais são calculados com base na classificação das zonas geográficas (ver Secção 2.1). Os operadores da rede de distribuição deve apresenta-los, em cada ano civil ou trimestre, discriminados por interrupções previstas e acidentais [2].

Os 6 indicadores de continuidade de serviço para redes de distribuição de MT definidos por [2] são caracterizados a seguir.

i. Frequência Média de Interrupções do Sistema (SAIFI)

O SAIFI representa o número médio de interrupções por zona geográfica, A, B ou C, ver Secção 2.1. No seu cálculo são contabilizados todos os pontos de entrega (Posto de Transformação de Distribuição, PTD e Posto de Transformação de Cliente, PTC). Salienta-se que este contempla apenas as interrupções longas e todas aquelas que não estejam listadas no ponto 1 do Artigo 14º de [2] ver Secção 2.1.

O seu cálculo é dado pela equação (Eq. 2.1) de acordo com [2] e [3].

$$SAIFI = \frac{\sum_{j=1}^k FI_j}{k} \text{ [adimensional]} \quad , \quad (Eq. 2.1)$$

onde Fl_j é o número de interrupções em PTD e PTC, no período de um ano civil ou trimestre e k a quantidade total de pontos de entrega (PTC e PTD), na zona geográfica analisada.

Destaca-se para o facto da violação dos valores padrão, ver Secção 2.2.3, deste indicador não contemplar o pagamento de compensações aos consumidores afetados. Em 2009 este indicador nas 3 zonas geográficas tomou os valores apresentados na Tabela 2.1.

Tabela 2.1 - Valores de SAIFI em 2009 nas 3 zonas geográficas [4].

	Zona A	Zona B	Zona C
SAIFI [adimensional]	0,93	1,74	2,96

ii. Tempo Médio de Interrupções do Sistema (SAIDI)

O SAIDI representa a duração média das interrupções por zona geográfica, A, B ou C ver Secção 2.1. No seu cálculo são contabilizados todos os pontos de entrega (PTD e PTC). Salienta-se que este contempla apenas as interrupções longas e todas aquelas que não estejam listadas no ponto 1 do Artigo 14º de [2], ver Secção 2.1.

O seu cálculo é dado pela equação (Eq. 2.2) de acordo com [2] e [3].

$$SAIDI = \frac{\sum_{j=1}^k \sum_{i=1}^x DI_{ij}}{k} \text{ [minutos]}, \quad (\text{Eq. 2.2})$$

onde DI_{ij} é a duração da interrupção i no ponto de entrega j (PTD e PTC) em [minutos], k é a quantidade total de pontos de entrega (PTC e PTD), na zona geográfica analisada e x é o número de interrupções no ponto de entrega j , no período de um ano civil ou trimestre.

Destaca-se para o facto da violação dos valores padrão (ver Secção 2.2.3) deste indicador não contemplar o pagamento de compensações aos consumidores afetados. Em 2009 este indicador nas 3 zonas geográficas tomou os valores apresentados em Tabela 2.2.

Tabela 2.2 - Valores de SAIDI em 2009 nas 3 zonas geográficas [4].

	Zona A	Zona B	Zona C
SAIDI [min]	0,74	1,64	2,81

iii. Tempo de Interrupção Equivalente da Potência Instalada (TIEPI)

O TIEPI pode ser entendido como o quociente entre a energia não distribuída nos postos de transformação interrompidos e a potência instalada de todos os postos de transformação da rede de distribuição. Este deve ser diferenciado por zona geográfica, A, B ou C, ver Secção 2.1. Salienta-se que o seu cálculo contempla apenas as interrupções longas e todas aquelas que não estejam listadas no ponto 1 do Artigo 14º de [2], ver Secção 2.1.

O seu cálculo é dado pela equação (Eq. 2.3) de acordo com [2] e [3].

$$TIEPI = \frac{\sum_{j=1}^k \sum_{i=1}^x DI_{ij} \cdot PI_j}{\sum_{j=1}^k PI_j} \text{ [horas]} \quad (\text{Eq. 2.3})$$

onde DI_{ij} é a duração da interrupção i no ponto de entrega j em [horas], PI_j é a potência instalada no ponto de entrega j (PTD ou PTC) em [kW], k é a quantidade total de pontos de entrega (PTC e PTD), na zona geográfica analisada e x o número de interrupções no ponto de entrega j , no período de um ano civil ou trimestre.

Destaca-se para o facto da violação dos valores padrão (ver Secção 2.2.3) deste indicador não contemplar o pagamento de compensações aos consumidores afetados. Em 2009 este indicador nas 3 zonas geográficas tomou os valores apresentados em Tabela 2.3.

Tabela 2.3 - Valores de TIEPI em 2009 nas 3 zonas geográficas [4].

	Zona A	Zona B	Zona C
TIEPI [h]	0,66	1,36	2,21

iv. Energia Não Distribuída (END)

A END representa o valor estimado da energia não distribuída devido às interrupções de serviço. Este indicador deve ser calculado globalmente, não atendendo por isso à classificação das zonas geográficas (ver Secção 2.1). Salienta-se para o facto deste índice, tal como descrito em [2], representar uma energia estimada não distribuída, dado que será difícil prever a quantidade de energia que supostamente seria consumida durante o tempo da interrupção.

O seu cálculo é dado pela equação (Eq. 2.4) de acordo com [2] e [3].

$$END = \frac{TIEPI \cdot EF}{T} \text{ [MW.h]} \quad (\text{Eq. 2.4})$$

onde TIEPI é o tempo de interrupção equivalente da potência instalada em horas (ver Secção 2.2.1), EF a energia fornecida à rede de MT em [MW], calculada a partir da energia entregue pelo operador da rede de transporte e pelos produtores ligados às redes de distribuição, deduzida dos consumos dos clientes ligados à rede de alta tensão e T é o período de tempo considerado (ano civil ou trimestre) em [horas].

Apesar da END não contemplar o pagamento de compensações aos consumidores afetados e de não apresentar valores padrão em [2], o seu comportamento acarreta impactos económicos para o operador da rede de distribuição.

Através do Incentivo à Melhoria da Qualidade de Serviço, previsto em [5], conforme o valor da END a operadora da rede de distribuição (i.e. EDP Distribuição) pode sofrer prémios ou penalidades extraordinários (ver Figura 2.1).

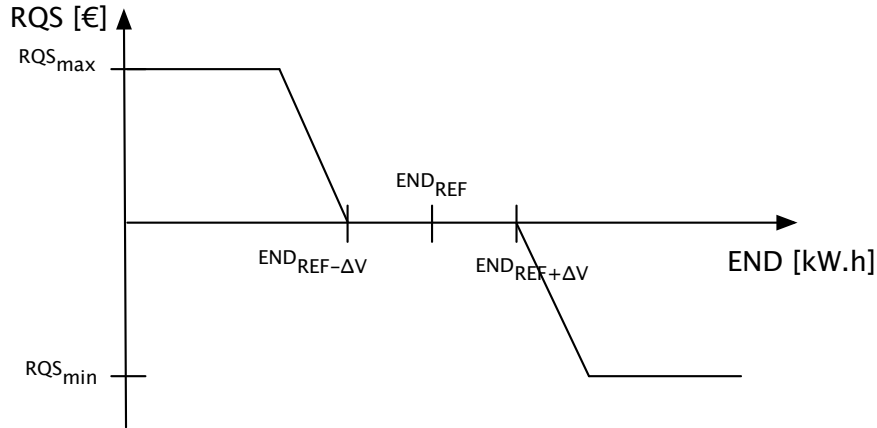


Figura 2.1 - Função que representa o cálculo da penalidade/prémio incorrido à EDP Distribuição conforme o valor da END.

O método de cálculo da penalidade incorrido à EDP Distribuição caso a END ultrapasse o valor da END de referência, a menos de uma margem de tolerância, é dado pela equação (Eq. 2.5).

$$RQS = \text{Max}\{RQS_{min}; (END_{Ref} + \Delta V - END) \cdot VEND\} \text{ [€]}, \quad (\text{Eq. 2.5})$$

onde RQS_{min} é o valor máximo da penalidade em [€], END_{Ref} é o valor da END de referência em [kW.h], ΔV o valor da margem de tolerância em [kW.h], END o valor da Energia Não Distribuída calculada no ano civil em [kW.h], $VEND$ é a valorização da END em [€/kW.h].

O método de cálculo do prémio incorrido à EDP Distribuição caso a END não ultrapasse o valor da END de referência, a menos de uma margem de tolerância, é dado pela equação (Eq. 2.6).

$$RQS = \text{Min}\{RQS_{max}; (END_{Ref} - \Delta V - END) \cdot VEND\} \text{ [€]}, \quad (\text{Eq. 2.6})$$

onde RQS_{max} é o valor máximo do prémio em [€].

Caso o valor da END se situe entre as margens de tolerância ($END_{Ref} \pm \Delta V$) não estão previstos penalidades nem prémios a incorrer à EDP Distribuição.

O Incentivo à Melhoria da Qualidade de Serviço tem um desfasamento de 2 anos, sendo a penalidade/prémio incluído no preço das tarifas aos clientes, Tarifa de Uso da Rede de Distribuição. Desta forma os clientes irão pagar acima do valor da taxa de inflação pelo

serviço no caso da atribuição de prémio (ver equação Eq. 2.6), ou irão pagar abaixo do valor de taxa de inflação pelo serviço no caso da atribuição de penalidade (ver equação Eq. 2.5).

Os valores de RQS_{min} , RQS_{max} , END_{Ref} , ΔV e $VEND$ em 2009 são apresentados na Tabela 2.4 [6].

Tabela 2.4 - Valores de END_{Ref} , ΔV , $VEND$, RQS_{max} e RQS_{min} .

Parâmetros	Valores
END_{Ref} [kW.h]	$0,000151 \times ED$
ΔV [kW.h]	$0,12 \times END_{Ref}$
$VEND$ [€/kW.h]	1,5
RQS_{max} [€]	5 000 000
RQS_{min} [€]	- 5 000 000

Em 2009 o valor de RQS correspondeu a uma penalidade de 523 mil € a repercutir em 2011 com base no valor de END de 7345,95 MW.h [7].

2.2.2. Indicadores Individuais

Os indicadores individuais da continuidade de serviço para as redes de distribuição de MT são:

- ⇒ Número de Interrupções;
- ⇒ Duração Total das Interrupções.

O seu cálculo deverá ser discriminado segundo a classificação das zonas geográficas (ver Secção 2.1). Estes devem obedecer a padrões mínimos impostos pela Direção-Geral de Geologia e Energia (ver Secção 2.2.3). Caso esses limites sejam violados está previsto em [2] o pagamento de indemnizações aos consumidores afetados, de acordo com as zonas geográficas.

Nesta secção são caracterizados os 2 indicadores individuais de continuidade de serviço para as redes de distribuição de MT.

i. Número de Interrupções

Este indicador contabiliza o número de interrupções acidentais longas num ponto de entrega, num ano civil ou trimestre. Salienta-se que o seu cálculo contempla apenas as interrupções longas e todas aquelas que não estejam listadas no ponto 1 do Artigo 14º de [2] (ver Secção 2.1).

Caso se ultrapasse o valor padrão definido para este indicador (ver Secção 2.2.3) existe uma compensação a pagar aos consumidores afetados. O valor dessas compensações é calculado pela equação (Eq. 2.7).

$$CN = (NI - NIP) \cdot FC \text{ [€]}, \quad (\text{Eq. 2.7})$$

onde NI é o número de interrupções no ponto de entrega, NIP o número de interrupções padrão e FC é o valor unitário de compensação do número de interrupções, em [€].

O valor de FC é ainda atualizado todos os anos de acordo com a equação (Eq. 2.8).

$$FC = FC_{2005} \cdot (1 + IPC/100)^{\text{ano}} \text{ [€]}, \quad (\text{Eq. 2.8})$$

onde FC_{2005} é o valor unitário de referência da compensação do número de interrupções de no ano de 2005, em [€] e IPC é a variação média anual do índice de preços no consumidor sem habitação em Portugal continental verificada em junho do ano em análise, em [%], publicada pelo Instituto Nacional de Estatística.

O valor de FC_{2005} toma os valores apresentados na Tabela 2.5.

Tabela 2.5 - Valores de FC_{2005} para os clientes BT e MT das redes de distribuição [2].

	FC_{2005} [€]
Clientes de BT com potência contratada $\leq 20,7$ kVA	1
Restantes clientes de BT	5
Clientes de MT	20

ii. Duração Total das Interrupções

Este indicador contabiliza o tempo total das interrupções acidentais longas num ponto de entrega, num ano civil ou trimestre. Salienta-se que o seu cálculo contempla apenas as interrupções longas e todas aquelas que não estejam listadas no ponto 1 do Artigo 14º de [2] (ver Secção 2.1).

Caso se ultrapasse o valor padrão definido para este indicador (ver Secção 2.2.3) existe uma compensação paga aos consumidores afetados. O valor dessas compensações é calculado pela equação (Eq. 2.9).

$$CD = (DI - DIP) \cdot PC \cdot KC \text{ [€]}, \quad (\text{Eq. 2.9})$$

onde DI é a duração total das interrupções longas, em [horas], DIP o valor padrão da duração total das interrupções, em [horas], PC é o valor médio da potência contratada, em [kW] e KC é o valor unitário de compensação da duração das interrupções, em [€/kW.h].

O valor de KC é ainda atualizado todos os anos de acordo com a equação (Eq. 2.10).

$$KC = KC_{2005} \cdot (1 + \frac{IPC}{100}) \text{ [€/kWh]} \quad (\text{Eq. 2.10})$$

onde KC_{2005} é o valor unitário de referência de compensação da duração da interrupções no ano de 2005, em [€/kW.h] e IPC é a variação média anual do índice de preços no consumidor sem habitação em Portugal continental verificada em junho do ano em análise, em [%], publicada pelo Instituto Nacional de Estatística.

O valor de KC_{2005} toma os valores apresentados na Tabela 2.6.

Tabela 2.6 - Valores de KC_{2005} para os clientes de BT e MT das redes de distribuição [2].

	KC_{2005} [€/kW.h]
Clientes de BT com potência contratada $\leq 41,1$ kVA	0,365
Clientes de BT com potência contratada $> 41,1$ kVA	0,313
Clientes em MT	0,293

2.2.3. Valores Padrão para Redes de Média Tensão

Os indicadores da continuidade de serviço definidos em [2] (ver Secção 2.2) tem associados valores padrão. Estes garantem a manutenção da qualidade de serviço dentro de limites estabelecidos por [2].

Quando ultrapassados os valores padrão dos indicadores individuais está previsto o pagamento de compensações aos consumidores afetados pela baixa qualidade de serviço. Significando um custo acrescido para o operador da rede de distribuição.

Os valores padrão para os indicadores da continuidade de serviço gerais, à exceção da END, são os apresentados na Tabela 2.7. Salienta-se que apesar da existência de valores padrão, os indicadores gerais não preveem compensações a consumidores em [2].

Tabela 2.7 - Valores padrão de SAIFI, SAIDI e TIEPI para redes de MT [2].

	Zonas Geográficas		
	A	B	C
SAIFI [adimensional]	3	6	8
SAIDI [minutos]	3	5	10
TIEPI [horas]	2	4	10

Descrita no Secção 2.2.1 a END tem um mecanismo de regulação diferente do SAIFI, SAIDI e TIEPI. Na Tabela 2.8 são apresentados os valores de referência de 2009 a 2011 da END e END_{Ref} . Salienta-se para o facto do cálculo da END ser global e não discriminado por zona geográfica como acontece com o SAIFI, SAIDI e TIEPI.

Tabela 2.8 - Valores da END de referência [6] e da ED [4] de 2009 a 2010.

	2009	2010	2011
ED [GW.h]	46 416	Por contabilizar	Por contabilizar
END _{Ref} [GW.h]	0,000151 x ED	0,000142 x ED	0,000134 x ED

Os valores padrão dos indicadores individuais para redes de MT são apresentados na Tabela 2.9.

Tabela 2.9 - Valores padrão dos indicadores individuais para redes de MT [2].

	Zonas Geográficas		
	A	B	C
Número de Interrupções [adimensional]	8	16	25
Duração Total de Interrupções [horas]	4	8	16

2.3 Análise Económica das Interrupções de Serviço

As interrupções de serviço acarretam geralmente a interrupção do fornecimento de energia elétrica aos consumidores. A melhoria da qualidade de serviço, redução do número de interrupções e sua duração, implica investimentos nas redes de energia elétrica (ver Figura 2.2).

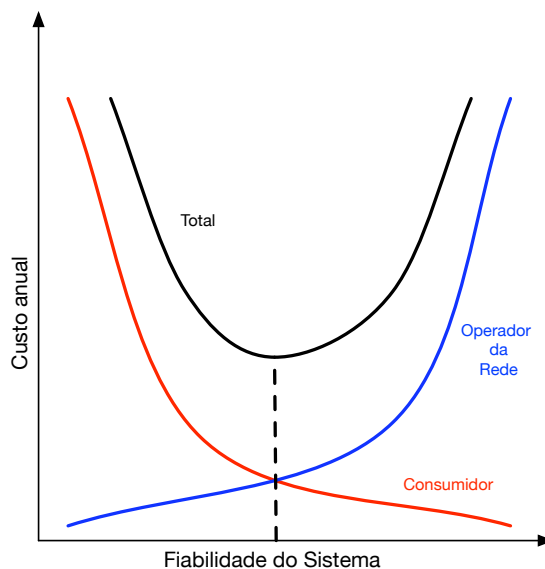


Figura 2.2 - Custo de investimento em função da melhoria da fiabilidade em redes elétricas.

Contudo as interrupções de energia também acarretam custos para o operador da rede de distribuição. Assim a dificuldade está em decidir o quão longe se deve ir no investimento para a melhoria da qualidade de serviço [8]. Como é descrito na Secção 2.2.2 existe a possibilidade

de essas interrupções de serviço originarem o pagamento de compensações aos consumidores afetados. Significa por isso que podem haver custos acrescidos para o operador da rede de distribuição. Em 2009 devido aos 77 218 incumprimentos a EDP Distribuição pagou em 2010 aos consumidores afetados 680 831 € [7]. Em relação ao Incentivo à Melhoria da Qualidade de Serviço, houve uma penalização de 523 000 € [7]. A Secção 2.3.2 foca-se nas implicações económicas do ponto de vista do operador da rede de distribuição.

Para os consumidores há também implicações económicas com as interrupções de serviço. Sejam de natureza intangível como o medo, perda de tempo livre ou falta de serviços públicos (hospitais por exemplo), ou por outro lado, custos associados com processos de fabrico interrompidos, equipamento danificados ou produtos estragados [9]. A Secção 2.3.1 caracteriza os impactos económicos das interrupções de serviço para os consumidores.

2.3.1. Impacto Económico no Consumidor

O cálculo dos custos com interrupções no fornecimento de energia para os consumidores tem vindo a ser endereçado por diferentes pontos de vista. Segundo [10] estes podem se dividir em 3 categorias: avaliações analíticas indiretas, casos de estudo após a interrupção de serviço e inquéritos aos clientes.

Vários artigos abordam o cálculo dos custos de interrupção para os clientes através de inquéritos realizados diretamente aos consumidores [10-14]. Em [11] são inquiridos consumidores residenciais de 3 companhias distribuidoras. Classificados pelo tipo de habitação em cidade, propriedades isoladas, aldeias e pequenas e grandes cidades, foram inclusive questionados quanto à sua experiência com interrupções passadas e as de duração superior a 4 horas. Os inquéritos pediam depois aos intervenientes para imaginarem cenários de interrupções de serviço de diferentes durações, em diferentes alturas do dia e do ano, à semelhança do que foi realizado em [12], e por fim avaliar a indesejabilidade do cenário para cada cliente. Ainda assim em [10, 13, 14] os autores vão mais longe e têm em conta não só os clientes residenciais mas também comerciais, industriais e grandes consumidores. Outro aspeto positivo das abordagens de [12, 13] é o recurso a métodos de “vontade em aceitar” e “vontade em pagar” (do anglo-saxónico “*willingness to accept*” e “*willingness to pay*”, respetivamente) que repercutem a vontade dos clientes em pagar pela melhoria da qualidade de serviço.

Outras abordagens incluem o trabalho realizado pelos inquéritos a consumidores e agregar essa informação em funções de custo por tipo de cliente [15-17]. Através dos cenários definidos nos inquéritos a clientes, onde são idealizadas falhas de serviço com diferentes interrupções, é possível construir funções por tipo de cliente, ver Figura 2.3.

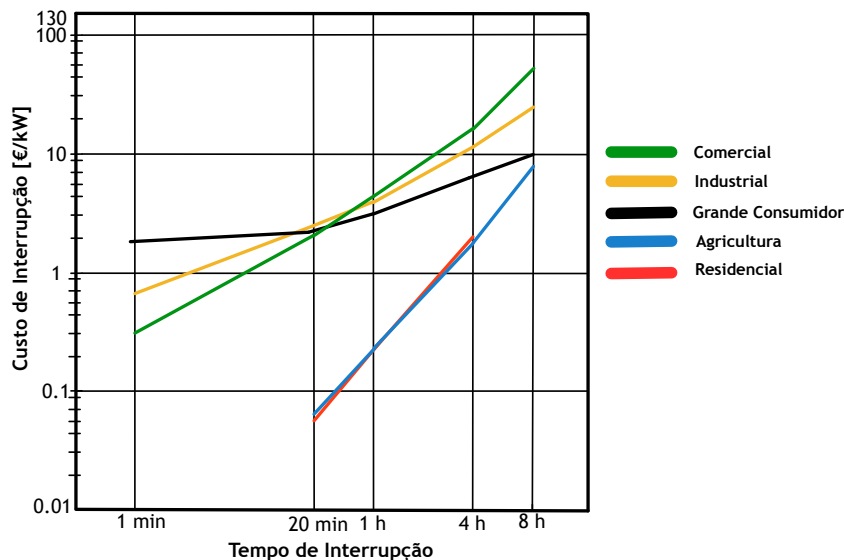


Figura 2.3 - Função do custo por interrupção para diferentes tipos de clientes.

Em [16] é inclusive mencionado de um questionário realizado em Portugal pelo grupo de trabalho CIGRE TF 38.06.01, em 1997-1998 para clientes comerciais, industriais e residenciais com cenários de falhas de serviço de 1 minuto a 6 horas. A mais valia desta metodologia de avaliação dos custos por interrupção é a recolha de informação diretamente de quem está na melhor posição para avaliar o custo de interrupção, ou seja, o próprio cliente [16].

Há ainda quem defenda o cálculo dos custos por interrupção de serviço em função da energia consumida anualmente através de métodos analíticos [8]. De forma também analítica, [18] faz uso da relação do consumo de energia com o Produto Interno Bruto (GDP, “*Gross Domestic Product*” na literatura inglesa), uma vez que sem fornecimento de energia elétrica certas atividades de consumidores não podem ser realizadas e daí a redução no GDP.

Em [18], em analogia ao estudo desta dissertação, o autor apresenta uma metodologia para a avaliação de custos e benefícios para a reconfiguração de redes elétricas. Este faz uso das penalidades impostas ao operador da rede em não alimentar os consumidores e o custo da Energia Não Distribuída. Desta forma os custos decorrentes para o operador da rede de distribuição seguem o mesmo mecanismo imposto pela ERSE. O seu procedimento será desta forma considerado neste trabalho.

A realçar a importância do conhecimento dos custos com a falha do fornecimento de energia, em [19] são realizados estudos centrados num só ramo da rede. Caracterizando-o em todo o seu pormenor, potência contratada por clientes industriais, residenciais, comerciais, escritórios ou edifícios de negócios e instituições governamentais e o diagrama de cargas de cada tipo de cliente. São depois analisados cenários diferenciados pela duração das interrupções, hora do dia e calculados os custos globais e custos por cada ponto de entrega de energia.

Em análise aos estudos efetuados, e apesar das diferentes técnicas utilizadas, de uma forma geral o custo da END é comum a todos os autores. Seja pelos inquéritos realizados aos

consumidores para avaliar os custos associados com a interrupção de energia, resultando em custos por tipo de cliente e por duração da interrupção. Através da agregação da informação proveniente dos inquéritos em funções resultando em custo por duração para diferentes tipos de clientes. Por métodos analíticos ou por estudos especializados em acontecimentos reais de interrupções, apresentando os valores finais em custo por quilowatt-hora. Todos eles tem de comum um custo pela Energia Não Distribuída para o cliente, sendo considerado neste trabalho.

2.3.2. Impacto Económico no Operador da Rede de Distribuição

As interrupções no fornecimento de energia aos consumidores acarretam também custos para o operador da rede de distribuição. Na Secção 2.2.2 descreve-se que a violação dos valores padrão dos indicadores individuais geram o pagamento de indemnizações aos clientes. Assim demonstra a metodologia utilizada por [18] na avaliação dos custos e benefícios com a reconfiguração de sistemas de distribuição. Em [20] o autor utiliza sistemas difusos para avaliar os custos totais com uma interrupção de serviço do ponto de vista do operador da rede de distribuição. Este modeliza os sistemas difusos com base em 3 parâmetros: extensão da interrupção, categoria da interrupção e disponibilidade das equipas de manutenção.

Na Secção 2.2.1, é descrito o mecanismo de incentivo à melhoria da qualidade de serviço, regulado pela ERSE. Este pode incorrer num custo variável atingindo um máximo para o operador da rede de distribuição de 5 milhões de euros [6].

Porém, há a redução de proveitos pela interrupção da venda de energia aos clientes, pelo sistema tarifário, sendo o seu valor obtido por [21]. Para além desta redução dos proveitos da venda de energia a clientes, existem custos associados com clientes que mudam de comercializador, descontentamento dos clientes e aumento de custos com manutenção ou reparação dos equipamentos originários da falha, como descreve [9].

O autor de [18] vai ainda mais longe e considera o impacto que as interrupções de energia tem no Produto Interno Bruto, apontando no sentido da avaliação dos custos com interrupções de energia não só para os clientes e os operadores da rede de distribuição, mas o impacto que estes tem na sociedade em geral. Nesse sentido, torna-se evidente a importância, quer económica, com os custos descritos nas secções 2.3.1 e 2.3.2, quer da qualidade de serviço técnica (ver Secção 2.1), das interrupções de serviço. Dessa forma, a redução do número de interrupções ou a redução da sua duração através de manobras de reposição de serviço é fundamental para reduzir os custos associados. Na Secção 2.4 é abordado o tema da reposição de serviço em redes de MT.

2.4 Reposição de Serviço na Rede de Média Tensão

Em [22, 23] ambos os autores definem a reposição de serviço tendo como objetivo principal o de restituir o serviço de fornecimento de energia ao maior número de clientes possível, transferindo cargas (entenda-se clientes) em zonas fora de serviço para outras linhas da rede, verificando o cumprimento dos limites técnicos da rede. Da mesma forma que [24] estuda a contribuição das fontes de energia renováveis para a melhoria dos índices de fiabilidade, [25] vai ainda mais longe e tem em conta a sua localização na rede de distribuição para a realização da reposição de serviço. Estudos mais recentes apontam a automatização da rede como responsável do corte em custos de manutenção, melhoria da eficiência e da qualidade da entrega [26].

A importância da reposição de serviço, para além da redução de custos (ver Secção 2.3) é comprovada por estudos apontados por [22] em como a satisfação dos clientes está intrinsecamente ligada ao número de interrupções e sua duração.

A Secção 2.4.1 apresenta os processos de reposição de serviço denominados geralmente por algoritmos de reposição de serviço, sendo de seguida na Secção 2.4.2 apresentada a prática comum da EDP Distribuição no que toca à reposição de serviço.

2.4.1. Algoritmos de Reposição de serviço

Desde o início da década de 80 que são efetuados estudos sobre a reposição de serviço, tal como aponta [27] ao definir planos de reposição de serviço. O seu principal objetivo, embora com 30 anos, continua a ser o mesmo dos de hoje em dia: minimizar o tempo requerido para a reposição de serviço. O conjunto de ações guia previa tirar partido da experiência das equipas de manutenção assim como estabelecer a coordenação de ações simultâneas entre equipas para reduzir os tempos de reposição de serviço. Desta forma, podem-se definir os algoritmos de reposição de serviço, como sendo ações de referência a conduzir em situações de interrupção de energia, quer sejam manuais (por equipas de manutenção) ou automáticas.

A identificação precoce do local da falha resulta na redução de tempos de reposição [28]. Vários métodos são descritos em [29] na procura da localização do defeito na linha:

- ⇒ Medição da impedância;
- ⇒ Análise de curto-circuito;
- ⇒ Ondas viajantes;
- ⇒ Inteligência artificial;
- ⇒ Monitorização;

Contudo, numa rede de distribuição em constante mudança, todos estes métodos debatem-se com dificuldades. Os métodos por medição dos valores de impedância são influenciáveis por muitos factores como descreve [30]. Este depara-se com o problema da

variabilidade da resistividade do solo, onde resultados efetuados mostram que a diferença entre a verdadeira localização da falha e a solução apresentada chega a atingir 10 quilómetros. Por outro lado, através da monitorização da rede com equipamentos específicos na deteção da falha obriga à disseminação destes por toda a rede, levando a custos de investimento avultados [29].

Na rede de distribuição de média tensão portuguesa são instalados equipamentos que através de processos automáticos de religação conseguem reduzir a área de localização da falha (ver Secção 2.4.2). Estes em coordenação com os disjuntores na saída da subestação conseguem determinar se o defeito se encontra a montante ou a jusante da sua posição [31].

Conhecida a localização da falha, o algoritmo de acordo com as características da rede identifica quais os equipamentos de corte a fechar/abrir de forma a isolar a falha da restante rede. Contudo, o processo de reposição de serviço não se limita ao envio de ordens de comando de abertura/fecho aos equipamentos. Este procedimento deve verificar a viabilidade técnica da exploração da rede nas condições impostas, tal como sugerem [23, 25, 26, 28, 32, 33]. Contudo as técnicas podem divergir.

Em [23] são utilizados algoritmos genéticos para identificar qual o(s) equipamento(s) a abrir/fechar. Nessa seleção são utilizados os custos de operação do equipamento, a potência do transformador, corrente admissível no cabo e a queda de tensão, conjugando-os numa função objetivo com diferentes factores multiplicativos (pesos), aplicando penalidades se alguma das condições limite forem violadas. Deixando a decisão final para o operador com base na sua experiência conforme afirma o autor. De forma semelhante é efetuada a análise em [25], com diferenças na função objetivo, recorrendo à meta heurística de “*Binary Particle Swarm Optimization*” (BPSO) e ao trânsito de potências simplificado (Trânsito de Potências DC).

No caso de [28], tal como em [27], são enumeradas ações a ser executadas em diferentes situações. Estas seguem regras impostas à partida: a obrigatoriedade em manter a rede numa configuração em malha aberta e o requisito em alimentar cargas prioritárias. No entanto sem nunca especificar situações de desvios de tensão. Em contrapartida a abordagem de [33] continua a incluir limites de corrente nos cabos, tensões limite e topologias finais radiais utilizando uma meta heurística, neste caso o “*Simulated Annealing*”. Este procedimento será de igual modo adotado neste trabalho. Ainda que obtendo resultados em tempo reduzido, 20 segundos num caso de estudo com 52 barramentos, o desafio das meta heurísticas, como é relatado neste exemplo, continua a ser a não garantia de soluções ótimas.

Em síntese, os algoritmos de FDIR (Algoritmos de “*Fault Detection, Isolation and Restoration*”) embora uma matéria em estudo há largos anos é uma das estruturas fulcrais na reposição de serviço e redução de custos com as interrupções. Ainda assim, o método de implementação automático destes algoritmos requer um elevado grau de automação da rede de distribuição. A começar pela deteção do local da falha, pela necessidade de equipamentos

adequados, até à abertura/fecho dos equipamentos de corte por telecomando no caso do *Self-Healing* (ver Secção 2.5). Na Figura 2.4 é apresentado um exemplo ilustrativo dos equipamentos de automação utilizados à escala do *Self-Healing*.

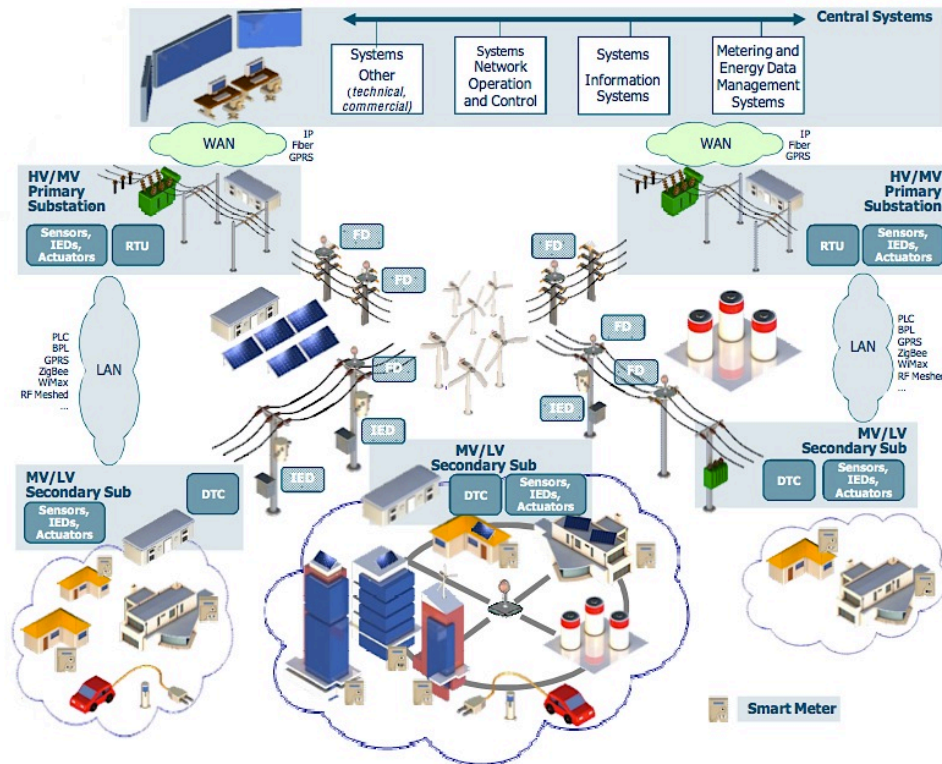


Figura 2.4 - Equipamentos de automação presentes numa *Smart-Grid* com *Self-Healing* [1].

Para o funcionamento do *Self-Healing* de forma automática é necessário a capacidade de telecomandar os equipamentos de corte na rede e em simultâneo monitorizar o seu estado, com base em redes de comunicação. Na Secção 3.1 são descritos os equipamentos com a possibilidade de efetuar ações de telecomando.

2.4.2. Visão do Operador da Rede de Distribuição

A abordagem para a reposição de serviço pela EDP Distribuição divide-se em 2 métodos: para redes aéreas e para redes subterrâneas [34]. As duas grandes diferenças entre os dois métodos colocam-se ao nível da localização dos defeitos e dos equipamentos a utilizar para isolar o defeito. Repare-se que numa rede subterrânea não existe a possibilidade de localizar um defeito por inspeção visual tal como pode ser realizado numa linha aérea. Por outro lado, em redes subterrâneas não é comum a existência de equipamentos de corte entre pontos de entrega, ou seja a meio do cabo [34].

Nas linhas aéreas, segundo o autor de [34], a localização de defeitos pela EDP Distribuição resume-se a 3 práticas distintas: recurso a Interruptores Auto-Religadores (IARs) (ver Secção 3.1.1), recurso a equipas de manutenção no terreno e Interruptores Aéreos Telecomandados

(IATs). Quando existem na linha IARs e estes encontram-se a montante do local de defeito, através do comando tensão-tempo (ver Secção 3.1.1), o local aproximado do defeito é conhecido. O método de funcionamento dos IARs permite a divisão da linha em secções e identifica em qual das secções se encontra o defeito, auxiliando o trabalho das equipas de manutenção.

Quando na linha não existem IARs, cabe às equipas de manutenção percorrer toda a linha e encontrar uma visualização da falha [34]. Por ventura, se a linha contém equipamentos de corte de operação manual estes podem ser usados para auxiliar as equipas. O processo é semelhante àquele realizado pelos IARs, contudo de uma forma manual e em coordenação com operadores na subestação, sendo um processo extremamente moroso, traduzindo-se em elevado impacto a nível do tempo de indisponibilidade.

Na situação de haverem IATs ao longo da linha, estes à semelhança dos IARs, podem ser usados para dividir a rede em secções e auxiliar as equipas no terreno [34]. Porém, o modo de funcionamento de um IAT é diferente de um IAR, ver Secção 3.1.2. Em suma o IAT é um ECT que abre/fecha consoante ordens enviadas pelo Centro de Comando, enquanto que um IAR atua em coordenação com religações do disjuntor na subestação. Assim, e tal como refere [34], o IAT permite isolar a rede para ações de manutenção programada por telecomando, ao contrário do IAR. Mais ainda, o IAT evita que o disjuntor da subestação seja ligado vezes consecutivas sobre um defeito, podendo danificar não só o disjuntor como outros equipamentos.

Quanto às redes subterrâneas, o autor de [34] descreve vários métodos de localização de defeitos. Contudo aponta um como sendo o mais habitual na sua experiência, o Método Acústico. Este método consiste em ligar um gerador de ondas de choque a uma das extremidades do cabo e percorrer o local na direção da outra extremidade até se ouvir um ruído. Segundo o autor, nesse local onde é perceptível o ruído é também sentido uma ligeira vibração do solo, conforme a potência debitada pelo gerador de ondas de choque.

Em 2002 os mesmos métodos de reposição de serviço utilizados pela EDP Distribuição são referidos em [35]. De igual modo o autor sublinha que a localização dos defeitos na rede é relevante para se conseguir tempos reduzidos de reposição de serviço. Este refere que são usadas múltiplas equipas no terreno em constante comunicação via rádio para que a localização do defeito seja o mais breve possível.

Da mesma forma o autor de [35] aponta o método de deteção das vibrações no solo (método acústico em [34]) como o mais utilizado pelas equipas em redes subterrâneas. É ainda referido pelo autor que por vezes a audição do ruído produzido pelas descargas do gerador de choques é confundido com ruído ambiente. Nesse sentido e tal como [34] descreve, é possível sentir pequenas vibrações no solo no local do defeito. Em casos extremos é referida a utilização de uma bobina que detete o campo magnético das descargas.

2.5 A Contribuição das *Smart-Grids*: O Conceito de *Self-Healing*

Em [36] as *Smart-Grids* são definidas como um conceito que funde tecnologias de comunicação com meios de informação em todas as vertentes do sistema elétrico: geração, transporte, distribuição e consumo. Levando à redução de custos, eficiência energética, menores impactos ambientais, aperfeiçoamento de transações no mercado elétrico e melhoramento da prestação de serviços no global.

A definição Europeia dada por [37] refere as *Smart-Grids* como redes elétricas inteligentes capazes de integrar o comportamento e as ações de todos os agentes, produtores, consumidores e ambos (“*prosumers*”¹), de forma eficiente, económica e segura do ponto de vista do fornecimento de energia. É ainda mencionada que a sua grande diferença para as redes elétricas atuais é o facto de fornecer não só energia elétrica, mas também informação aos clientes.

Os objetivos a alcançar por este novo conceito de rede elétrica abrangem os três níveis de exploração da rede; produção, distribuição e consumo, tal como relatam [36-38]. Do ponto de vista de [39] estes resumem-se a:

- ⇒ Interação com os clientes;
- ⇒ Facilidade de integração da geração distribuída;
- ⇒ Equilíbrio do consumo ao longo do dia e diminuição da volatilidade dos preços;
- ⇒ Redução de custos com o sistema de distribuição de energia;
- ⇒ Aplicar o conceito de “*self-healing*” e operação em modo de ilha;
- ⇒ Permitir gestão dos equipamentos em tempo real;
- ⇒ Gerir o consumo e a produção de forma dinâmica em tempo real.

É apontado pelo autor de [36] que a chave para a melhoria da fiabilidade da rede e do aumento de qualidade no fornecimento de energia nas *Smart-Grids* é o *Self-Healing*. Este deverá ser capaz de automaticamente eliminar ou mitigar interrupções de serviço sentidas pelos consumidores. Fazendo uso de informação em tempo real de sensores dispersos pela rede e de equipamentos telecomandados para dar resposta a situações de defeito.

Da mesma forma, [40] refere-se aos equipamentos telecomandados e a sensores dispersos pela rede como os agentes centrais na reposição de serviço das *Smart-Grids*.

Dois casos reais da implementação de *Self-Healing*, na ilha de Wight no Reino Unido [41] e na Dinamarca [42], apontam para a redução do valor dos indicadores de continuidade de serviço (ver Secção 2.2), significando por isso uma melhoria na qualidade de serviço. No caso português, no *InovGrid* [43], também são esperados benefícios no que toca à qualidade de serviço técnica devido à automatização da rede e do telecomando dos equipamentos.

¹ O termo “*Prosumers*” advém da conjugação anglo-saxónica dos termos “*Producer*” e “*Consumer*”, que descreve um cliente que é simultaneamente consumidor e produtor de energia.

O projeto português de desenvolvimento de uma *Smart-Grid*, *InovGrid*, teve início em 2007 na cidade de Évora a ser usada para a fase piloto [44]. Aparte de outras expectativas, no âmbito do *Self-Healing* é esperado alcançar-se com este projeto melhor eficiência na rede em termos de localização de defeitos, deteção antecipada de defeitos e sua prevenção, reconfiguração dinâmica da rede assim como integração de fontes de geração distribuída [44]. O autor sublinha ainda que a melhoria da qualidade de serviço levará à redução de custos com a rede e à melhoria da satisfação dos clientes. Está previsto que o projeto venha a estender-se a todo o país entre 2012 e 2017, [44].

Na Secção 2.5.1 são apresentados os requisitos ao funcionamento do *Self-Healing* com referências diretas à rede de distribuição portuguesa e os desafios decorrentes da sua implementação.

2.5.1. Desafios na Implementação do *Self-Healing*

Além dos avultados investimentos necessários a um projeto desta natureza, há desafios tecnológicos e logísticos a vencer [44]. Como refere o autor de [37], o fornecimento de energia deixa de ser o único serviço prestado pelas *Smart-Grids* para se lhe juntar a disponibilização de informação do que está a acontecer na rede em tempo real. Tal como o autor de [45] menciona, serão necessárias redes de comunicações bidirecionais na rede de distribuição para a disponibilização da informação. Neste sentido o centro de comando poderá comunicar com os equipamentos assim como a comunicação entre equipamentos, em tempo real. Mais ainda é imperativo a instalação desses equipamentos com capacidade de comunicação bidirecionais permitindo a monitorização e operação da rede. Estes e outros desafios são corroborados por outros autores:

- ⇒ Localização dos defeitos na rede [29, 46-48]
- ⇒ Custos de Investimento [17, 49, 50];
- ⇒ Redes de Comunicação [41, 49];
- ⇒ Restrições técnicas de exploração da rede [46, 51].

Em [45] é mencionada a criação de uma rede alargada (“*Wide Area Network*”, WAN) para possibilitar a comunicação entre os sistemas de SCADA (“*Supervisory Control and Data Acquisition*”) e equipamentos capazes de realizar ações na rede através de telecomando. Ainda assim, estes deverão enviar ao centro de comando informação sobre o seu estado e a aquisição de dados. Dos principais impactos expectáveis deste projeto, alguns relacionam-se diretamente com a melhoria da qualidade de serviço:

- ⇒ Otimizar a operação da rede de distribuição;
- ⇒ Redução de perdas de potência com a contribuição das fontes de geração dispersas;
- ⇒ Reduzir o tempo de resolução de defeitos na rede;
- ⇒ Modo de funcionamento em ilha;

- ⇒ Minimizar a manutenção corretiva e otimizar a manutenção preditiva;
- ⇒ Monitorização dos equipamentos;
- ⇒ Melhor eficácia na análise de defeitos;
- ⇒ Melhoria dos indicadores de qualidade de serviço;
- ⇒ Informação detalhada da operação de rede.

No entanto, para além das redes de comunicação e dos equipamentos telecomandados há restrições a ter em conta [38]. Classificação de cargas (prioridades), capacidade dos cabos e transformadores, número de operações de cada equipamento e sequência de operações a seguir são mencionadas em [43]. O autor de [52] descreve que no caso prático da ENEL² um dos principais desafios é a posição estratégica dos equipamentos de corte automáticos, assunto que será aprofundado na Secção 3.2.

A opinião do autor de [48] é de que a deteção do defeito é a base para conseguir implementar o conceito de *Self-Healing* eficazmente, à imagem do que foi referido na Secção 2.5. Outro dos seus pontos de vista refere que as estratégias de implementação deste conceito necessitam de ser analisadas em maior pormenor, impedindo que defeitos sucessivos aconteçam pela violação de parâmetros técnicos da rede aquando da reconfiguração. Em [53] esse tema é igualmente abordado e são apresentadas 2 soluções:

- ⇒ Modo Preventivo de Funcionamento;
- ⇒ Modo Corretivo de Funcionamento.

Resumidamente, o modo preventivo limita-se a manter a rede a operar num estado normal e prevenir o acontecimento de defeitos. Caso estes ocorram, este deverá prevenir que defeitos sucessivos possam ocorrer. Para isso localiza o defeito e isola-o da rede. Quanto ao modo corretivo, este deverá colocar a rede num estado de funcionamento ótimo e melhorar a eficiência da rede, levando-a para um estado de maior segurança e menor vulnerabilidade operacional. O funcionamento do modo corretivo é fruto da falha do modo preventivo ou da falha de algum sistema de proteção na rede.

Outra opinião é apresentada pelo autor de [43]. A sua visão diverge para 3 modelos de implementação: modelo Centralizado, modelo Distribuído nos equipamentos e modelo Distribuído nas subestações.

O modelo Centralizado segundo o autor é caracterizado por:

- ⇒ Inteligência concentrada no Centro de Comando, em sistemas SCADA/DMS;
- ⇒ Informação topológica de toda a rede;
- ⇒ Permite o processo de minimização de perdas na rede de forma mais eficaz que os outros modelos;
- ⇒ Consegue lidar com múltiplas falhas simultâneas;
- ⇒ É dos três modelos aquele com maior dependência em redes de comunicação;

² ENEL é uma das empresas de distribuição de energia elétrica Italiana. Fornece serviços de produção, distribuição e venda direta de energia elétrica aos clientes. É a maior companhia Italiana do tipo e uma das maiores da Europa.

Em contrapartida a abordagem Distribuída pelos equipamentos de corte na rede é caracterizada por:

- ⇒ Dissemina toda a inteligência pelos equipamentos telecomandados, espalhados pela rede;
- ⇒ Elevada eficiência com baixo número de equipamentos comunicantes;
- ⇒ Dada a sua reduzida área de atuação não tem em consideração a Geração Distribuída (ver Secção 2.5.2) nem a integração do veículo elétrico na rede;
- ⇒ Como desvantagem em relação à solução Centralizada, não consegue lidar com múltiplas falhas simultâneas.

Situada entre os dois modelos encontra-se a terceira abordagem denominada por Distribuída enquadrada nas subestações:

- ⇒ Dissemina a inteligência pelas subestações, criando áreas de controlo limitadas (DGA, “*Distribution Grid Area*”), ver Figura 2.5;
- ⇒ Necessita de redes de comunicação locais, entre subestação e equipamentos dentro da sua DGA;
- ⇒ Permite a redução das perdas na rede;
- ⇒ Considera a integração do veículo elétrico na rede assim como a Geração Distribuída;
- ⇒ Controlo quer na subestação quer pelo centro de comando.

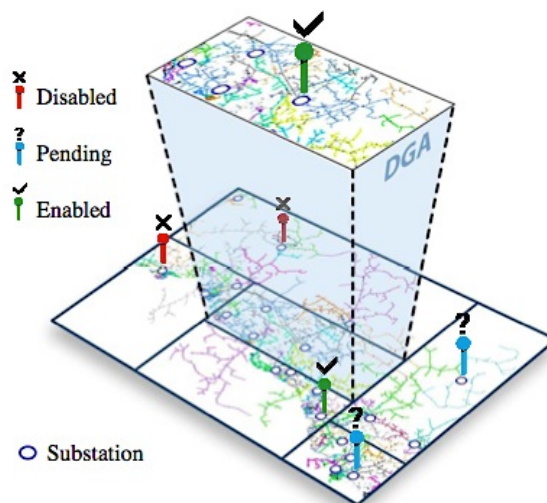


Figura 2.5 - Modelo de *Self-Healing* Distribuído enquadrado nas subestações [43].

Outro facto relevante nesta opção é o paralelismo do seu conceito de funcionamento com o conceito das MicroRedes³ e a sua operação em modo ilha, viabilizando o controlo e exploração da MicroRede tendo em conta a contribuição das fontes de energia distribuída.

³ MicroRede é um conceito criado para definir uma parte da rede de distribuição que por razões de manutenção ou defeito ficou isolada e continua em funcionamento alimentando os clientes através de fontes de geração dispersa.

Como apontam os autores em [40, 46] a geração distribuída desempenha um papel fundamental no funcionamento das MicroRedes, significando que um maior número de clientes é alimentado. Na Secção 2.5.2 é abordado o impacto da geração distribuída nas redes de distribuição e o seu contributo para o *Self-Healing*.

2.5.2. Impacto da Geração Distribuída

O autor de [40] combina o conceito de *Self-Healing* e o telecomando dos equipamentos de corte ao longo da rede com a exploração intencional da rede em modo de ilha. O autor refere ainda a “utilidade especial” do funcionamento em modo ilha em linhas radiais com defeitos no único ponto injetor de potência. Não havendo assim outra forma de alimentar os clientes, a linha sofreria um completo apagão. Contudo como defende o autor, e tendo em consideração a contribuição de eventuais fontes de geração distribuída, é possível telecomandar os equipamentos de corte a montante e a jusante da falha e criar uma MicroRede.

Da mesma forma [46] aplica o conceito descrito por [40] numa rede de teste com capacidade de telecomando dos equipamentos de corte e com várias fontes de geração distribuída. O seu estudo tem como objetivo comprovar o funcionamento de uma rede de distribuição com a integração de tecnologias de telecomando e de monitorização dispersas pela rede. À semelhança do modelo de DGA defendida por [43], o autor dissemina a inteligência do processo em pequenas células definidas por áreas de atuação de cada subestação.

Em [47] o autor vai ainda mais longe e refere um novo conceito de reposição de serviço, Fornecimento Dinâmico de Energia Ininterrupto (DUPS, “*Dynamic Uninterrupted Power Supply*”), com especial relevância para cargas prioritárias. Em linhas gerais, o funcionamento de todo o processo segundo o autor baseia-se numa fonte de armazenamento de energia que servirá de fonte de energia para a carga prioritária aquando de uma falha na linha. Assim durante os breves minutos de telecomando e isolamento da falha, ou mesmo da sua eliminação, a carga será alimentada pela fonte de armazenamento de energia. Depois do telecomando dos equipamentos de corte, e visto que o armazenamento de energia é finito, a carga prioritária terá que ser alimentada por outras vias. Segundo o autor, estas podem ser outras linhas ligadas por interruptores normalmente abertos e/ou fontes de geração distribuída. A Figura 2.6 apresenta um esquema de uma rede de distribuição com o conceito de DUPS.

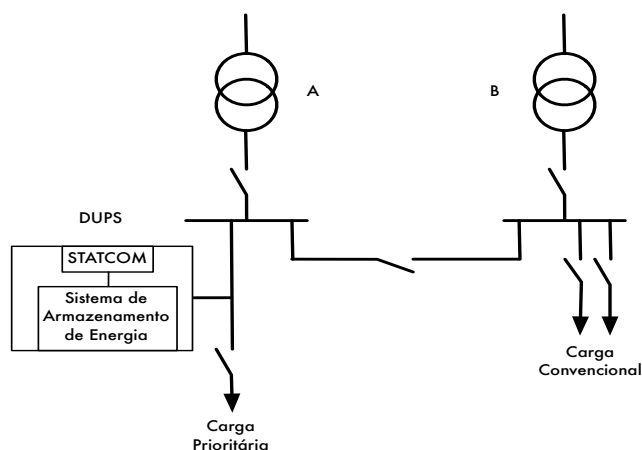


Figura 2.6 - Rede de distribuição apresentando o conceito de DUPS [47].

Repare-se que apenas a carga prioritária está diretamente ligada ao sistema de DUPS. Deste modo a energia armazenada será gasta em primeiro lugar para essa carga e posteriormente, se possível, para outras cargas.

2.6 Resumo

Nas secções 2.1 e 2.2 é caracterizada a qualidade de serviço e a justificação da análise específica da continuidade de serviço. Em particular na Secção 2.2 são descritos os indicadores de continuidade de serviço em redes de média tensão, finalizando com os valores padrão impostos pela ERSE.

No seguimento da regulação da continuidade de serviço, na Secção 2.3 são descritos os impactos económicos associados. Quer do ponto de vista do consumidor, que vê o fornecimento de energia interrompido, quer do ponto de vista do operador da rede de distribuição com as compensações pagas aos clientes e o mecanismo de incentivo à melhoria da qualidade de serviço imposto pela ERSE.

Dessa forma, a Secção 2.4, apresenta várias abordagens de reposição de serviço e consequente diminuição dos custos com as interrupções. De um modo geral apresentam-se as diferentes abordagens quer por diferentes autores, quer em diferentes épocas com a disponibilização de novos recursos. De seguida, e focando o âmbito desta dissertação, é descrita a abordagem da reposição de serviço do operador da rede de distribuição em Portugal Continental.

A fechar o Capítulo 2, na Secção 2.5, e novamente focando o âmbito desta dissertação, é apresentada a contribuição do *Self-Healing* para a reposição de serviço. São apresentados os diferentes tipos de implementação e a sua caracterização. Descrevem-se os benefícios decorrentes de uma estratégia de *Self-Healing* em virtude da prática atual do operador da rede de distribuição portuguesa e os desafios à sua implementação. A finalizar a Secção 2.5 é destacada a influência da geração distribuída em estratégias de *Self-Healing*.

Na sequência do conceito de *Self-healing*, e dos desafios da sua implementação, o Capítulo 3 aborda o tema dos equipamentos de corte em redes de MT, comparando a realidade atual com a necessidade de telecomandar esses equipamentos.

Capítulo 3

Equipamentos de Corte na Rede de Distribuição de Média Tensão

A colocação de equipamentos de corte na rede de média tensão é realizada pelo operador da rede de distribuição (EDP Distribuição) há vários anos no sentido da melhoria da qualidade de serviço [31]. Com a chegada de novas tecnologias, esses equipamentos têm vindo a ser modernizados. Quer com a substituição por mais recentes, quer pela adoção das novas tecnologias no momento de investimento. Nesse sentido podem-se encontrar diversos tipos de equipamentos, manuais e automáticos.

Os equipamentos automáticos presentes na rede de distribuição são descritos na Secção 3.1. Comparam-se as diferentes características e apresentam-se os modos de funcionamento de cada tipo. Na Secção 3.2 são apresentadas várias abordagens quanto à colocação estratégica de equipamentos de corte na rede de distribuição de média tensão, contrapondo com as medidas utilizadas pela EDP Distribuição.

3.1 Levantamento dos Equipamentos de Corte Automáticos e Telecomandados

O operador da rede de distribuição conta com equipamentos de corte automáticos e/ou telecomandados, já instalados na rede. Estes têm vindo a ser instalados no seguimento de planos de investimento e de melhoria da qualidade de serviço. Nas Secções 3.1.1 e 3.1.2 são descritos os equipamentos habitualmente encontrados na rede e o seu modo de funcionamento em comparação com o funcionamento por telecomando, previsto no *Self-Healing*.

3.1.1. Interruptor Auto-Religador

Os IARs (Interruptores Auto-Religadores) segundo [31] é a geração anterior aos IATs (Interruptores Aéreos Telecomandados). Estes ao contrário de um IAT não tem capacidade de telecomando nem de monitorização do seu estado. Assim, e segundo o autor, após eventos de defeito na linha era necessária a deslocação de uma equipa ao local e verificar o seu estado de abertura ou fecho. O seu princípio de funcionamento limita-se ao comando tensão-tempo (V-T), descrito abaixo [31].

A colocação de um IAR na rede de distribuição tem como objetivo reduzir o tempo de intervenção para reparação e o tempo de localização do defeito [34]. Resultando assim em tempos de reposição de serviço menores.

i. Funcionamento do Comando Tensão-Tempo

Um equipamento de corte dotado do comando V-T (Tensão-Tempo) quando situado a montante do local de defeito, em conjunto com o disjuntor na subestação, isola o defeito da restante rede de distribuição. Desta forma permite que parte dos clientes nessa linha da rede sejam alimentados (ver Figura 3.1).

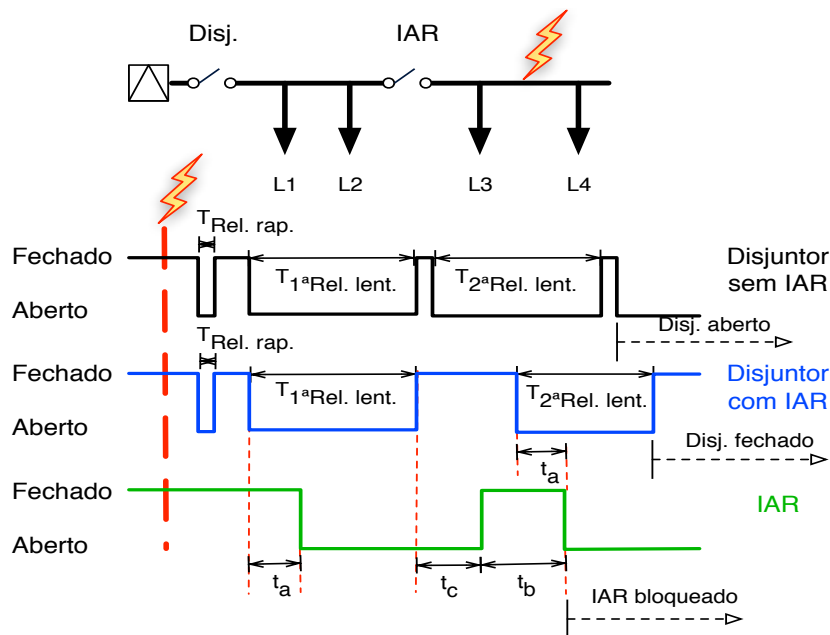


Figura 3.1 - Esquema de funcionamento do comando V-T.

O seu princípio de funcionamento, de acordo com [54], é descrito da seguinte forma:

1. Com o aparecimento de um defeito na rede os relés de proteção enviam uma ordem de abertura ao disjuntor. O equipamento de corte ao detetar a falta de tensão, após o tempo (t_a), abre os seus terminais. O tempo (t_a) funciona como um tempo de espera

para evitar a abertura do equipamento de corte quando o disjuntor efetua religações rápidas para eliminar defeitos fugitivos.

2. O disjuntor ao fim de algum tempo ($T_{1^a\text{Rel.,lent.}}$) volta a fechar. Como o equipamento de corte encontra-se aberto, a zona de defeito não é alimentada e os relés de proteção não sentem o defeito. Ao fim do tempo de confirmação (t_c) o equipamento de corte volta a fechar. Inicia-se depois a contagem do tempo de bloqueio (t_b).
3. Com o fecho do equipamento de corte os relés de proteção voltam a sentir o defeito e enviam nova ordem de abertura ao disjuntor. O equipamento de corte ao sentir nova falta de tensão durante o tempo de bloqueio (t_b), abre e mantém o seu estado de aberto bloqueado.
4. Após decorrer o tempo da 2ª religação lenta ($T_{2^a\text{Rel.,lent.}}$) o disjuntor volta a fechar. Uma vez que o defeito encontra-se isolado pela abertura do equipamento de corte, os clientes L_1 e L_2 são alimentados.

O diagrama da Figura 3.1 representa o funcionamento do comando V-T em conjunto com o disjuntor. Salienta-se para o facto de na Figura 3.1 o equipamento de corte estar a montante do defeito. Caso este estivesse a jusante do defeito, os relés de proteção iriam sentir o defeito independente do estado de abertura ou fecho do IAR. Dessa forma o comando V-T não permitiria o isolamento de defeitos a montante do IAR. Sendo que nesse caso todo o ramo a jusante do órgão de corte sairia de serviço e todos os consumidores não seriam alimentados.

3.1.2. Interruptor Aéreo Telecomandado

Os IATs são constituídos por um órgão de corte e um dispositivo de comando. A comunicação com o centro de comando é usualmente realizado por ondas de rádio frequência. No equipamento existe ainda um mecanismo de acionamento manual. Assim tal como descreve [55] estes equipamentos podem ser acionados remotamente pelo centro de comando ou localmente.

Estes equipamentos tem 2 modos de funcionamento:

- ⇒ Comando V-T (ver Secção 3.1.1);
- ⇒ Interruptor.

O funcionamento como interruptor permite aos IATs ações remotas de isolamento de troços da linha com defeito, sendo que para isso é necessário conhecer o local do defeito [55]. Além do mais, é possível executar ações de isolamento na linha para a intervenção de trabalhos na rede [34]. O opção de controlo remoto desabilita a opção de comando local, e vice-versa. Assim apenas um dos modos de funcionamento é possível.

Em [35] o autor refere que à data (2002) a rede de distribuição tinha instalados 144 IAT, sendo que 28 deles não estavam a ser explorados no máximo das suas potencialidades. Este indica como uma das razões a baixa qualidade dos equipamentos, devido a contenções de

custos, e que colocavam em causa o seu funcionamento quando requerido. Salienta ainda a importância de analisar a zona de instalação do equipamento na rede no que toca a cobertura de rede na banda de rádio frequência. Este refere o exemplo de colocação de IATs em depressões geográficas que se deparam com dificuldades de comunicação.

i. Órgão de Corte de Rede Tipo 1

O OCR1 (órgão de corte de rede tipo 1) é um interruptor-seccionador colocado na rede de distribuição de média tensão. Dada a sua caracterização de interruptor-seccionador, este deverá garantir uma distância de seccionamento na sua posição de aberto. Desta forma não são necessários seccionadores adicionais. Contudo, por razões de segurança adicionais, a operadora da rede de distribuição coloca mesmo assim seccionadores em série com o OCR1.

Este deverá ser capaz de ser telecomandado a partir do centro de comando, sendo que um mecanismo de recurso manual deverá ser possível no local. Este deve ser capaz de executar ordens de abertura e fecho.

O equipamento possibilita a seguinte informação ao operador:

- ⇒ OCR aberto;
- ⇒ OCR fechado;
- ⇒ Defeito entre fases;
- ⇒ Defeito homopolar;
- ⇒ Corrente por fase na linha;
- ⇒ Tensão na linha.

O seu meio de isolamento e corte deve de ser a vácuo ou a hexafluoreto de enxofre, com um tempo máximo de manobra de 8 segundos. Prevê uma corrente de fecho em curto-circuito de 20 kA.

Todas as descrições aqui incluídas, assim como outras características detalhadas deste equipamento podem ser consultadas em [56].

ii. Órgão de Corte de Rede Tipo 2

O OCR2 (órgão de corte de rede tipo 2) está classificado como sendo um interruptor de defeitos ("*fault interruptor*") colocado nas redes de distribuição de média tensão. Neste sentido, e contrário ao que é requerido ao OCR1, este equipamento não dispõe de distância de seccionamento na sua posição de aberto. Sendo por isso necessário o acoplamento de um seccionador. Da mesma forma que o OCR1, está previsto o seu funcionamento por telecomando e local como modo de recurso.

O equipamento possibilita a seguinte informação ao operador:

- ⇒ OCR aberto;
- ⇒ OCR fechado;
- ⇒ Corrente por fase na linha;

⇒ Tensão na linha.

O seu meio de isolamento e corte deve de ser a vácuo ou a hexafluoreto de enxofre, com um tempo máximo de manobra de 160 ms. Prevê uma corrente de fecho em curto-circuito de 30 kA. Ou seja, 50 vezes mais rápido que o OCR1 e com um poder de abertura/fecho a correntes de curto-circuito mais severas.

Todas as descrições aqui incluídas, assim como outras características detalhadas deste equipamento podem ser consultadas em [57].

iii. Órgão de Corte de Rede Tipo 3

O OCR3 (órgão de corte de rede tipo 3) faz parte de um projeto da EDP Distribuição ainda em curso. Estes são equipamentos com características técnicas semelhantes aos OCR2. Podem no entanto funcionar também como seccionadores. Com o objetivo de testar o funcionamento dos equipamentos em ambos os sentidos de fluxo de potência, estes serão dotados de 2 tipos de definições; um para fluxo de potência normal e outro para fluxo de potência inverso.

Estão ainda previstos, no projeto piloto, equipamentos para detetar defeitos (FCI, “*Fault Current Indicator*”). Contudo, por razões económicas, os FCIs não será dotados de comunicação remota. Servindo assim para a identificação do local de defeito apenas no terreno.

É referido que a integração do OCR3 na rede, em conjunto com OCR2, realizar-se-á sem dificuldades. Adianta-se ainda que o funcionamento coordenado entre os 2 tipos de equipamentos poderá ser possível ou eventualmente contribuir para a reposição de serviço automática.

Todas descrições sobre o equipamento e os detalhes do projeto podem ser consultadas em [58].

3.2 Disposição Estratégica dos Equipamentos de Corte na Rede de Distribuição

Na Secção 2.4 são abordados os algoritmos de FDIR (“*Fault Detection, Isolation and Restoration*”) e como estes podem reduzir o tempo de interrupção através de ações automatizadas de abertura/fecho de equipamentos de corte. De forma a alcançar menores tempos de interrupção e com o objetivo de aumentar a qualidade de serviço técnica, o *Self-Healing* surge tirando partido de técnicas de reposição de serviço conferindo-lhes a capacidade de ações telecomandados calculadas automaticamente e executadas com a devida prioridade (ver Secção 2.5).

A importância da disposição estratégica de equipamentos de corte em redes de distribuição é mostrada pelo estudo efetuado em [52]. A ENEL, um dos operadores da rede de distribuição italiana, viu-se obrigada a tomar medidas para a melhoria da qualidade de

serviço com os apertados níveis impostos pelo regulador italiano. A solução escolhida foi colocação de equipamentos automáticos pela rede de distribuição em parceria com detetores de defeito direcionais. A sua abordagem contempla a colocação de equipamentos nos possíveis circuitos de defeito. Para isso são analisadas todas as possíveis origens de defeitos na linha e calculado o caminho que a corrente de defeito seguirá. A escolha do local de instalação é realizado através de uma função objetivo com base nos custos de investimento e a redução dos custos com a energia não fornecida aos consumidores realimentados.

Contudo muitos autores recorrem a meta heurísticas para dar resposta à colocação estratégica de equipamentos de corte como o “*Simulated Annealing*” [59], “*Binary Genetic Algorithms*” [60], “*Multiple-Population Genetic Algorithm*” [61], “*Particle Swarm Optimization*” [62] e ainda outras derivações dos algoritmos genéticos [31, 61, 63]. Mesmo assim, mais recentemente, surgem abordagens recorrendo a formulações analíticas mas que utilizam igualmente conceitos de algoritmos genéticos [64].

A abordagem de [64] passa pela representação binária do espaço das soluções, isto é uma determinada linha da rede é ou não usada para a inclusão de um equipamento de corte tomando o valor de 1 ou 0 respetivamente. O espaço das soluções é dividido depois em subespaços mutuamente exclusivos para simplificar a metodologia e reduzir o tempo de computação. Posto isto, o problema em encontrar a localização ótima do equipamento resume-se a encontrar a melhor relação entre o custo de investimento e os benefícios de fiabilidade. O problema consiste em encontrar a melhor relação investimento/benefício, dado pela equação (Eq. 3.1). O custo de interrupção do sistema é tido em conta apenas pelo custo da END.

$$Max[R_0 - R(.) - C] \text{ [€]}, \quad (\text{Eq. 3.1})$$

onde R_0 é um valor de referência para o custo da fiabilidade em [€], $R(.)$ é uma função que representa o custo da fiabilidade em [€] e C o custo de investimento em [€].

Para além da eficácia dos resultados conseguidos pelo método usado, o autor ao longo de todo o processo apresenta os resultados em percentagem, permitindo dessa forma que o método sirva para realizar análises comparativas com cenários distintos. Contudo o valor de referência para o custo da fiabilidade não é apresentado, impedindo dessa forma conhecer a sua ordem de grandeza perante os custos de investimento.

Face a [64], o autor de [31] descreve todos os principais valores utilizados no método de cálculo. O seu estudo apresenta como objetivo a redução da END e a consequente melhoria dos níveis de qualidade de serviço. Para isso conta com a implementação de algoritmos genéticos para a representação do espaço de soluções em cromossomas de tamanho variável, relacionado com o comprimento da linha em análise. A sua análise conta também com a inclusão de um factor de utilização de carga aquando do cálculo da END, possibilitando que

diferentes cenários de carga possam ser tidos em conta. Por outro lado, para além de apresentar os valores económicos utilizados o autor realiza ainda a análise do projeto de investimento num período de 10 anos. Em contrapartida a sua análise baseia-se apenas em OCRs e no seu comando V-T (ver Secção 3.1.1), levando à decisão de colocar o equipamento no início de cada linha.

Em [50] é estudada em pormenor a regulação da qualidade de serviço nas redes de distribuição dos casos português e finlandês. O autor à semelhança de [60] não assume a instalação de nenhum equipamento, apenas a reconfiguração da rede atendendo aos equipamentos de corte já existentes. Quanto às variáveis económicas envolvidas o autor distingue-as para as duas análises efetuadas (Portuguesa e Finlandesa), contudo considera no caso finlandês custos fixos por interrupção, além dos habituais custos por duração da interrupção. Outra abordagem do autor quanto aos custos envolvidos no caso finlandês é a diferenciação entre custos com interrupções planeadas e interrupções não planeadas ou acidentais.

Em [62] os autores deparam-se com o desafio de reduzir o número de interrupções com origem em contatos de ramos de árvores com linhas de média tensão. Propõem um método de colocação estratégica de equipamentos de corte para as equipas de manutenção conseguirem repor o serviço ao maior número de clientes, utilizando sistemas difusos. Nesse sentido são classificados os locais em redor das linhas em quatro escalas, referentes à densidade de árvores na zona:

- ⇒ Muito Denso (>80 [árvores/km]);
- ⇒ Moderadamente Denso (41-80 [árvores/km]);
- ⇒ Pouco Denso (10-40 [árvores/km]);
- ⇒ Muito Pouco Denso (<10 [árvores/km]).

A função objetivo usada pretende minimizar os custos de interrupção, utilizando o cálculo da END multiplicada pelo custo da energia não distribuída. Da mesma forma, este trabalho terá em consideração o custo da energia não distribuída. A proposta dos autores tem em consideração dois tipos: Residencial e Agricultor. Não obstante da solução apresentada para as redes aéreas, o método carece de uma resposta para as interrupções nas redes de distribuição subterrâneas, que na sua maioria encontram-se em zonas urbanas.

Os autores de [61] à semelhança do que é referido na Secção 2.5.2, têm em conta a existência de fontes de geração distribuída na rede. Assim na colocação de um dado equipamento de corte, tem em conta a possibilidade de utilizar a fonte de geração distribuída para alimentar os clientes, ou mesmo para a operação numa MicroRede. Em relação ao método de avaliação de inclusão de um equipamento, este é realizado pela otimização de uma função com base em índices de fiabilidade afetados por factores multiplicativos, ver equação (Eq. 3.2).

$$C = W_{SAIFI} \cdot \frac{SAIFI}{SAIFI_T} + W_{SAIDI} \cdot \frac{SAIDI}{SAIDI_T} \text{ [adimensional]}, \quad (\text{EQ. 3.2})$$

onde W_{SAIFI} é um parâmetro multiplicativo definido pelo agente de decisão, $SAIFI$ é o valor do indicador de continuidade de serviço $SAIFI$, W_{SAIDI} é outro parâmetro multiplicativo definido pelo agente de decisão, $SAIDI$ é o valor do indicador de continuidade de serviço $SAIDI$ em [min] e os valores de $SAIDI_T$ em [min] e $SAIFI_T$ são valores de referência a atingir. Neste sentido caso o valor das variáveis $SAIFI$ e $SAIDI$ sejam inferiores aos valores de referência, o seu quociente é inferior a 1. Por outro lado, caso $SAIFI$ e $SAIDI$ sejam superiores aos valores alvo, o seu quociente é superior à unidade. Proporcionando desta forma que sejam atingidos objetivos estabelecidos para a fiabilidade do linha em análise. Além disso os autores dividem a rede em diferentes zonas, delimitadas por equipamentos de proteção ou OCRs. Estabelecendo um método de cálculo para determinar a quantidade de clientes, ou quantidade de carga, que não é alimentada numa situação de defeito na rede. Contudo, a falta de uma análise económica por parte dos autores não garante que a melhoria dos índices de fiabilidade seja viável do ponto de vista económico.

O estudo efetuado por [60] distancia-se dos autores referidos uma vez que este pretende encontrar a melhor reconfiguração da rede tendo em conta os equipamentos de corte já instalados na rede. Assemelhando-se a um algoritmo de reposição de serviço que tem em consideração custos por interrupção. O autor apresenta 2 funções objetivo para diferentes fins:

- ⇒ Minimizar as Perdas na rede;
- ⇒ Minimizar os custos por interrupções de serviço.

À semelhança dos outros autores, também [60] recorre à END e a funções de custo por tipo de cliente como em [15] para as duas funções objetivo.

3.2.1. A Prática do Operador da Rede de Distribuição: A EDP Distribuição

A tomada de decisão da instalação de equipamentos de corte na rede de distribuição segue o objetivo de redução da END [35]. O procedimento de cálculo apresentado pelo autor tem por base a diferença entre a END média anual antes da instalação de um equipamento e após a sua instalação. A equação (Eq. 3.3) representa a função objetivo utilizada pelo autor.

$$Max(END_0 - END) \text{ [MVA.h]}, \quad (\text{Eq. 3.3})$$

onde END_0 é a média anual da energia não distribuída na linha em estudo antes da inclusão de um equipamento em [MVA.h] e END é a média anual da energia não distribuída na linha

depois de se incluir o equipamento em [MVA.h]. Após algumas simplificações assumidas pelo autor este chega à equação (Eq. 3.4).

$$Max(L_{jusante} \cdot P_{montante}) \text{ [km.MVA]}, \quad (\text{Eq. 3.4})$$

onde $L_{jusante}$ é o comprimento total da linha a jusante do equipamento em [km] e $P_{montante}$ é a carga total a montante do equipamento em [MVA]. Assim o melhor local de instalação do equipamento, segundo [35], é onde o produto das duas variáveis é máximo. O mesmo método de cálculo é corroborado por [34] quando o equipamento a colocar se trata de um IAT.

Quanto à avaliação económica dos benefícios decorrentes da colocação de um novo equipamento, o autor de [34] tem em consideração apenas a redução em END. A formulação usada pelo autor é dada pela equação (Eq. 3.5).

$$G = \lambda \cdot t \cdot h \cdot L_{jusante} \cdot S_{montante} \cdot fc \cdot \frac{n}{2 \times (n+1)} [\text{€}], \quad (\text{Eq. 3.5})$$

onde λ é a taxa de avarias em [avarias/km.ano], t é o ganho de tempo na reposição de serviço em [horas], h é o custo da END em [€/MVA.h], $L_{jusante}$ é o comprimento da linha a jusante do equipamento em [km], $S_{montante}$ é a potência total a montante do equipamento em [MVA], fc é o factor de carga e n o número de IATs na linha. Os custos de investimento referidos pelo autor são de 13 500 € (em 2001) para um equipamento. Segundo a sua opinião, o número de equipamentos a colocar na rede fica definido pela equação (Eq. 3.6).

$$\lambda \cdot t \cdot h \cdot L_{jusante} \cdot S_{montante} \cdot fc \cdot \frac{n}{2 \times (n+1)} = n \times C, \quad (\text{Eq. 3.6})$$

onde C é o custo anualizado do equipamento em euros, num período de vida útil de 20 anos e com uma taxa de atualização de 10%.

Contudo o autor de [34] faz ainda uma distinção entre a localização estratégica de IAT e IAR, ao contrário de [35] que considera ambos no mesmo método descrito atrás. A colocação de IAR segundo [34] segue um regra empírica de escolha de locais com linhas particularmente longas e/ou linhas que alimentem clientes “importantes”, sem especificar.

3.3 Resumo

O Capítulo 3 surge no seguimento das estratégias de reposição de serviço, em particular na necessidade de equipamentos automáticos para a implementação do *Self-Healing*, no contexto de uma *Smart-Grid*, apresentados no Capítulo 2.

Começa-se por apresentar na Secção 3.1 os tipos de equipamentos adequados ao *Self-Healing*. Nesse sentido são focados os equipamentos de corte automáticos e telecomandados geralmente utilizados na rede de distribuição portuguesa de MT. As suas características são resumidamente explicadas e as diferenças entre si. É descrito o modo de funcionamento automático, em concreto o comando V-T, e na parte final é relatado um projeto piloto da EDP Distribuição, com um novo tipo de equipamento de corte.

Visando o desafio de instalar os equipamentos de corte em posições estratégicas, tendo em conta os benefícios e custos envolvidos, são abordados diferentes pontos de vista na Secção 3.2. São sobretudo comparadas as soluções que diferentes autores defendem e o que têm de comum entre si. Focando o âmbito desta Dissertação, a Secção 3.2.1 apresenta a metodologia utilizada pela EDP Distribuição para a colocação estratégica de equipamentos de corte automáticos e telecomandados.

Neste sentido, apresentadas as diferentes metodologias de vários autores, inclusive a prática da EDP Distribuição para a colocação dos equipamentos de corte na rede de distribuição de média tensão, é descrito no Capítulo 4 o método desenvolvido no âmbito desta Dissertação.

Capítulo 4

Posicionamento Estratégico de Equipamentos de Corte Telecomandados

Na sequência das interrupções de serviço na rede de distribuição de média tensão são apresentados no Capítulo 2 diferentes abordagens de algoritmos de reposição de serviço. É focada a reposição de serviço no contexto do *Self-Healing* e as vantagens que este representa face à realidade atual. Nesse seguimento, o Capítulo 3 refere os diferentes equipamentos de corte automáticos e telecomandados geralmente empregues pela EDP Distribuição. A fechar o capítulo são referidos diferentes métodos para a colocação estratégica desses equipamentos de corte na rede de distribuição, contrapondo com a prática utilizada pela EDP Distribuição.

Nesse sentido, este capítulo expõe a metodologia implementada pelo autor e as diferenças que a separam de outras metodologias. Em primeiro lugar, na Secção 4.1, são detalhados todos os pressupostos e considerações tomadas à partida. As Secções 4.2 e 4.3 apresentam respetivamente como foram realizadas a análise técnica e a análise económica na colocação de um ECT (equipamento de corte telecomandado) numa dada linha da rede. Posteriormente a solução de colocar um ECT é validada sobre um trânsito de potências, de forma a garantir a viabilidade da exploração da rede com esse novo equipamento.

A Secção 4.5 apresenta a aplicação do método num caso de estudo. Foi selecionada uma zona da rede de distribuição de Média Tensão (MT) do barlavento Algarvio e simulada no programa IPSA+ do Grupo IPSA Power.

4.1 Introdução

Antes de se proceder à descrição do método implementado importa referir algumas considerações iniciais, quer na análise técnica quer na análise económica.

Uma restrição do programa IPSA+ criou uma consideração no método de validação (ver Secção 4.5) no caso de estudo. Dado que o programa era validado segundo uma licença académica limitada a 50 barramentos, a rede elétrica do caso de estudo viu-se reduzida quanto ao número de barramentos. O seu impacto ao nível do trânsito de potência coloca-se essencialmente com variação das quedas de tensão nos barramentos. Há ainda a influência nas perdas de potência ativa e reativa na rede. Contudo, como foi referido, esta limitação da licença do programa verificou-se apenas na validação da solução, não trazendo perda de generalidade ao método em si.

O método de análise económica é realizado para avaliar os benefícios, face aos custos de investimento, de um novo ECT durante o seu período de vida. Desta forma não serão tidos em conta os equipamentos sem telecomando já instalados, e que poderiam vir a ser dotados dessa capacidade com a aquisição de módulos separados. É garantida assim que a análise económica sobre o período de vida de todos os equipamentos é equitativa.

Ainda referente aos equipamentos de corte presentes na rede, é assumido à partida que todos os equipamentos de corte em pontos normalmente abertos (NAs) da rede são telecomandados. Neste caso será considerada a possibilidade de alimentar a linha com defeito a partir de um desses NAs, abrindo um equipamento de corte a jusante do defeito e fechando o NA. Assim a rede continua numa topologia radial e os clientes no extremo da linha são alimentados por outro ponto injetor. As implicações deste pressuposto refletem-se na análise económica, uma vez que os benefícios serão menores caso os NAs não sejam telecomandados, uma vez que o tempo de reposição será maior (operação manual) o que significa maior tempo de interrupção. A razão desta tomada de decisão coloca-se com o próprio conceito de *Self-Healing*. Este prevê alimentar de forma automática o maior número de clientes através de outros pontos injetores de potência, geralmente NAs. São ainda admitidos que os disjuntores das saídas de média tensão, na subestação, são telecomandados.

No momento da análise económica é contabilizada a redução dos ganhos com a venda de energia elétrica (ver Secção 4.4.2). Para o seu cálculo no caso de estudo é necessário conhecer a potência contratada dos clientes. Uma vez que o acesso a esses dados é barrado por questões de privacidade, foi admitida uma potência contratada média de 6,9 kVA para clientes BT e de 250 kVA para clientes MT.

A instalação de um novo equipamento numa linha cria uma divisão virtual em 2 partes da linha. Aquando da análise económica de forma a avaliar os benefícios decorrentes da aquisição do novo equipamento é considerada a ocorrência de um único defeito numa das partes da linha (ver Figura 4.1).

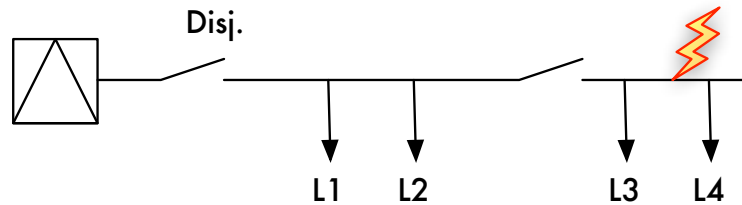


Figura 4.1 - Seccionamento de uma linha com um defeito a jusante de um equipamento de corte.

Contudo a existência de defeitos simultâneos é provável de ocorrer. Mas sendo um acontecimento de segunda ordem, a sua probabilidade é diminuta e assim desprezada da análise. O impacto de tal ocorrência seria um apagão total para todos os clientes, ou seja, o investimento no ECT não traria benefício para interrupções acidentais. A juntar a esta consideração está ainda o facto de defeitos no próprio equipamento não serem considerados, uma vez que no custo inicial é incluído um valor para a manutenção do equipamento no seu período de vida.

No que se refere à atualidade das referências para os valores utilizados ao longo das análises técnica e económica, sublinha-se que apesar do facto de alguns remeterem para anos passados, como 2008 e 2009, à data da realização desta Dissertação eram os mais atuais e/ou em vigor.

4.2 Desenvolvimento do método para Análise técnico-económica

O método de planeamento do operador da rede de distribuição (EDP Distribuição) quanto à colocação estratégica de equipamentos de corte em redes aéreas prevê o seu funcionamento por telecomando e através do comando tensão-tempo (V-T) (ver Secção 2.4.2). Desta forma, através do comando V-T os equipamentos devem ser colocados no início de cada linha, havendo ainda uma limitação quanto ao número de equipamentos a colocar por razões de coordenação de tempos de funcionamento. Neste método de análise essa limitação deixa de existir dado que o comando V-T não será utilizado. Através do telecomando do equipamento e da sua integração no conceito de *Self-Healing*, não são necessárias as religações por parte do disjuntor na saída da subestação. O equipamento opera com a linha desligada uma vez que sensores na rede fornecem o local do defeito. Assim, as religações por parte do disjuntor não são necessárias e com isso não existem os tempos de religações, bloqueio, confirmação e o tempo de manobra em modo telecomandado é inferior ao tempo de manobra quando com comando V-T (ver Secção 2.5).

O método desenvolvido para avaliar a colocação de ECTs, numa rede de distribuição de média tensão, divide-se em dois:

- ⇒ Análise Técnica;
- ⇒ Análise Económica.

A análise técnica é realizada em antemão da análise económica de forma a ser usada como uma ferramenta de decisão para a escolha do local a colocar o novo ECT. Desta forma é possível ter uma base de comparação equitativa para toda a rede e inspecionar o local com pior qualidade de serviço técnica.

O objetivo da análise económica prende-se com a viabilidade económica do investimento para o local selecionado. Neste sentido a comparação dos benefícios face aos custos de investimento, em todo o período de vida do projeto, permite calcular o prazo de recuperação de capital (“*payback period*”).

A Figura 4.2 apresenta o fluxograma do método desenvolvido.

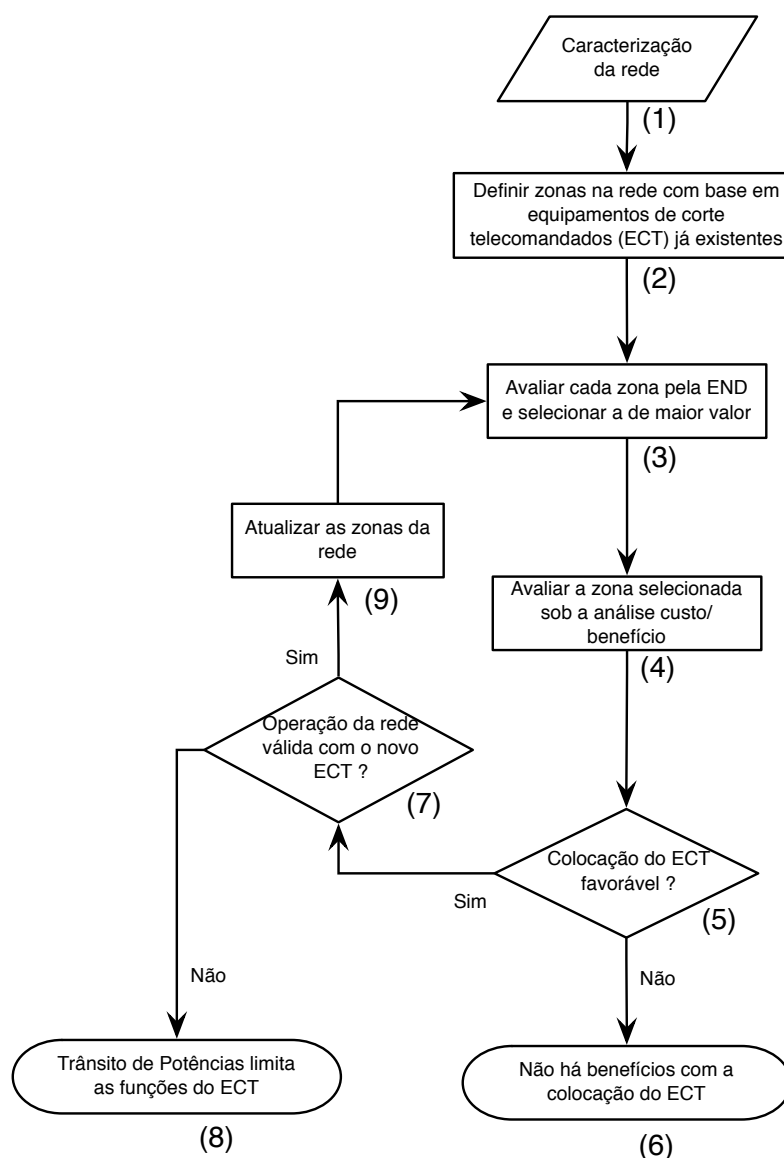


Figura 4.2 - Fluxograma do método desenvolvido

(1) - O algoritmo é iniciado com a aquisição de parâmetros da rede para as análises técnica e económica:

- ⇒ Existência de ECTs na rede e a sua posição;
- ⇒ Comprimento das linhas em [m];
- ⇒ Valor da potência das cargas, geralmente potência instalada do transformador do posto de transformação, em [MVA];
- ⇒ Tipo de cargas, caso sejam postos de transformação de distribuição (PTD) ou postos de transformação de cliente (PTC);
- ⇒ Características elétricas da rede;
- ⇒ Topologia da rede;

(2) - A rede é dividida em diferentes zonas definidas pelos ECTs já instalados. Assim uma zona define-se como a secção de uma linha compreendida entre dois ECT, no pior caso entre a subestação e o ponto normalmente aberto no fim da linha. A Figura 4.3 mostra uma representação gráfica de uma pequena rede com zonas diferenciadas pela sua coloração.

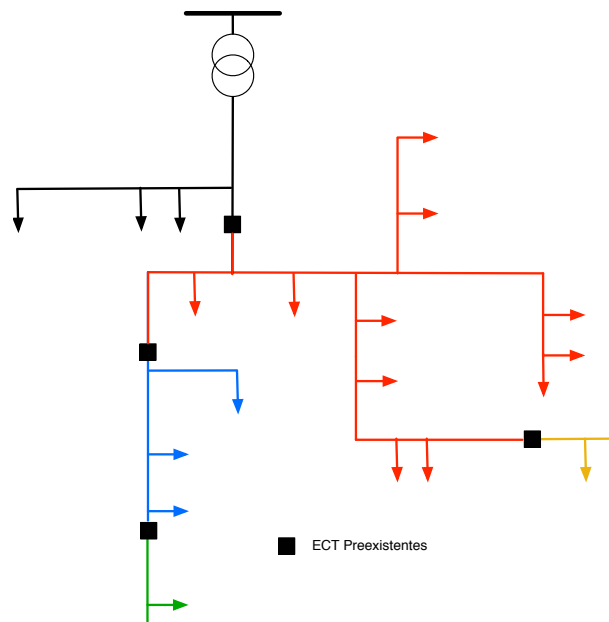


Figura 4.3 - Representação gráfica de várias zonas numa rede de distribuição.

(3) - O impacto de uma interrupção dentro de cada zona é avaliado através do cálculo da END. Assim é possível comparar a fiabilidade de cada zona. Deverá seleccionar-se a zona com maior END de forma a obter aquela que implicará maior impacto na melhoria da qualidade de serviço técnica. O processo (3) pode ser visto em maior detalhe na Secção 4.3.1

(4) - Analisar a colocação de um ECT na zona seleccionada. Seguindo a lógica do processo (2) a colocação vai provocar a divisão da zona avaliada em duas novas zonas. Desta forma será avaliada cada uma dessas novas zonas através da análise económica. A Figura 4.4 mostra o processo de divisão de uma zona em duas quando da colocação de um novo ECT. O processo (4) pode ser visto em maior detalhe na Secção 4.4.

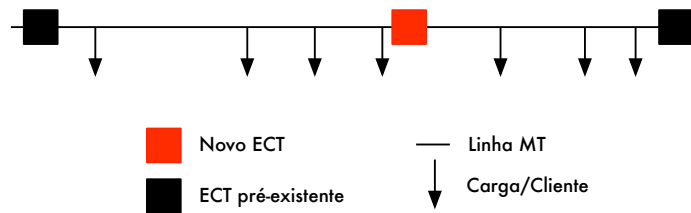


Figura 4.4 - Instalação de um novo ECT e consequente divisão de uma zona em duas.

(5) - Verificação da existência de benefícios económicos que justifiquem o investimento.

(6) - A instalação do novo ECT não tem benefícios económicos.

(7) - A instalação do novo ECT acarreta benefícios económicos suficientes para justificar o custo de investimento. É avaliada a viabilidade da operação da rede com o novo ECT. Para isso é utilizado um programa de trânsito de potências e avaliados os limites de tensões e correntes na rede.

(8) - O trânsito de potências da rede com o novo ECT apresenta a violação de parâmetros técnicos, tensões e/ou correntes admissíveis.

(9) - O trânsito de potências da rede com o novo ECT apresenta as tensões e correntes na rede dentro dos limites operacionais admissíveis. Neste sentido a colocação do ECT no local selecionado é viável. A sua instalação implica a divisão da zona avaliada em duas zonas, devendo atualizar-se a rede com as duas novas zonas. Este processo pode ser visto em mais detalhe na Secção 4.5.

4.3 Análise Técnica da Qualidade Serviço

Na Secção 3.2 são referidas metodologias de diferentes autores quanto à colocação estratégica de equipamentos de corte em redes de distribuição. É apresentada inclusive a metodologia usada pelo operador da rede de distribuição portuguesa (i.e. a EDP Distribuição). No fim da secção é possível concluir que na sua maioria os autores têm em conta o valor da END para a seleção dos locais apropriados para a colocação de um novo equipamento de corte. Tome-se o exemplo de [31, 34, 35, 60, 62] que tem como função objetivo a redução da END e consequentemente os custos associados. Porém, mesmo em [50, 61] são consideradas as reduções nos indicadores de continuidade de serviço SAIDI e SAIFI (ver Secção 2.2), o que consequentemente origina reduções ao nível da END. Inclusivamente a abordagem da EDP Distribuição tem em conta a redução da END com a colocação de um novo equipamento de corte.

Em contrapartida o investimento num equipamento telecomandado terá que ser avaliado sob o ponto de vista económico. A Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE) penaliza a EDP Distribuição caso o valor de END seja demasiado elevado (ver Secção 2.2.1).

Neste sentido, conjugando as razões descritas atrás, optou-se por realizar a análise técnica da rede com base na END. Por outro lado, esta permite relacionar a melhoria do

ponto de vista técnico na colocação de um novo ECT, com a melhoria económica (ver Secção 4.4).

4.3.1. Cálculo da Energia Não Distribuída

A END foi o indicador de continuidade de serviço seleccionado para avaliar as várias zonas da rede de distribuição de média tensão. Como referido na Secção 4.2, as zonas são definidas tendo por base os ECTs já existentes. Neste sentido e de forma resumida, uma zona é definida por um ou mais troços de uma linha de média tensão, tendo como fronteiras delimitadoras os ECTs (ver Figura 4.3).

Apresentada em [34, 35] o cálculo da END é dado pela equação (Eq. 4.1).

$$END = \lambda \cdot r \cdot P \text{ [MVA.h]}, \quad (\text{Eq. 4.1})$$

onde λ é o valor da taxa de avarias em [nº de avarias], r é o tempo de reposição de serviço em [horas] e P o valor da potência total da zona, geralmente potência instalada do transformador, em [MVA].

Uma vez que a probabilidade de avaria de uma linha aumenta à medida que o seu comprimento aumenta, faz sentido utilizar-se uma taxa de avarias distribuída. Assim a taxa de avarias, λ , será substituída por uma taxa de avarias por quilómetro, ver equação (Eq. 4.2).

$$END = (\lambda' \cdot L) \cdot r \cdot P \text{ [MVA.h]}, \quad (\text{Eq. 4.2})$$

onde λ' é o valor da taxa de avarias por quilómetro em [nº de avarias/km] e L é o comprimento da linha em [km] dentro de cada zona. Deste modo a consideração de uma taxa de avarias em função do comprimento da linha, permite contabilizar a elevada probabilidade de interrupção em uma linha de alguns quilómetros, face a uma linha com poucos metros.

A potência instalada no transformador, P , é dimensionada por excesso em relação à ponta máxima do consumo. Nesse sentido o valor de P é superior à verdadeira potência consumida. Desta forma afeta-se a potência instalada do transformador de um factor multiplicativo, factor de carga, ver equação (Eq. 4.3).

$$END = (\lambda' \cdot L) \cdot r \cdot (P \cdot f_c) \text{ [MVA.h]}, \quad (\text{Eq. 4.3})$$

onde f_c é o factor de carga avaliado para cada posto de transformação adimensional.

4.4 Análise Económica na Instalação de um Equipamento de Corte Telecomandado

Com a seleção da zona a colocar o ECT é possível calcular os benefícios económicos associados. O ECT deverá ser colocado na linha de forma a distribuir uniformemente a totalidade das cargas. Contudo, a distribuição de carga é realizada de forma discreta, isto é, a carga não está distribuída de forma contínua ao longo da linha. Assim a divisão de carga com 50% para cada lado do local de instalação do ECT será atingido apenas em casos pontuais.

São apresentados vários pontos de vista sobre os custos incorridos aos consumidores com uma interrupção de serviço, ver Secção 2.3. Apesar das diferentes metodologias de avaliação, todos os autores têm de comum a contabilização dos custos da END para os consumidores. Mais ainda, e como referido na Secção 4.3, a análise técnica segundo o cálculo da END e a análise económica segundo os custos da END, possibilita uma relação direta entre os benefícios técnicos e os benefícios económicos.

Do ponto de vista do operador da rede de distribuição são tidos em consideração os custos com as compensações por violação dos padrões dos indicadores individuais e os custos ou prémios através do mecanismo de incentivo à melhoria da qualidade de serviço. Estes custos são impostos pela ERSE à operadora da rede de distribuição como descrito na Secção 2.2.

Ainda assim é considerada a influência da perda de venda de energia elétrica, durante uma interrupção. Uma vez que durante o tempo de reposição de serviço os clientes não estão a consumir energia elétrica, os fornecedores de serviços vêm assim uma redução nos seus lucros. Da mesma forma, uma interrupção de serviço que afete apenas metade dos clientes possibilita que os outros clientes continuem alimentados e a redução do lucro pela venda de eletricidade seja menor.

Pelas razões identificadas, optou-se por realizar a análise económica tendo em conta os custos com a END, a redução na venda de energia, as compensações pagas aos clientes por violação dos indicadores individuais e os incentivos à melhoria da qualidade de serviço. Na Secção 4.4.5 são apresentadas vários tipos de equipamentos e os custos associados com a sua aquisição e manutenção.

4.4.1. Custo da Energia Não Distribuída

Os autores de [15-17] utilizam o custo da END (CEND) para avaliar o impacto económico das interrupções de serviço. Da mesma forma, o impacto do ponto de vista técnico é avaliado pela END (ver Secção 4.3.1). Neste sentido, a utilização do CEND permite relacionar os benefícios técnicos com os benefícios económicos na aquisição de um novo ECT.

Sendo a análise económica realizada sob cenários reais, o cálculo do CEND deixa de ter em conta a probabilidade de interrupção de uma linha, taxa de avarias por quilómetro (λ'). Neste sentido o cálculo do CEND é dado pela equação (Eq. 4.4)

$$CEND = TIEPI \cdot P \cdot fc \cdot V_{END} \text{ [€]}, \quad (\text{Eq. 4.4})$$

onde TIEPI é o valor do tempo de interrupção equivalente da potência instalada em [horas] definido na Secção 2.2.1, P é o valor da potência total em [MW], fc é o factor de carga adimensional, e V_{END} é o valor unitário da END em [€/MW.h].

Dado que a análise económica é realizada durante todo o tempo de vida dos equipamentos, importa analisar a taxa de aumento do consumo energético ao longo desse período. Desta forma afeta-se o valor da energia fornecida (EF) por uma taxa de aumento de consumo energético, ver equação (Eq. 4.5).

$$CEND = TIEPI \cdot P \cdot fc \cdot V_{END} \cdot i_c \text{ [€]}, \quad (\text{Eq. 4.5})$$

onde i_c é o valor da taxa de aumento do consumo energético em percentagem.

A colocação de um ECT, como explicado na Secção 4.2, divide a zona em duas. Assim um defeito numa das zonas permite que os clientes na outra zona continuem a ser alimentados (ver Figura 4.1). Como consequência a END será menor, logo há uma redução face ao valor da END sem equipamento instalado. Esse benefício pode ser contabilizado em termos económicos pela equação (Eq. 4.6).

$$B_{CEND} = CEND_{inicial} - CEND_{final} \text{ [€]}, \quad (\text{Eq. 4.6})$$

onde $CEND_{inicial}$ é o valor do custo da END sem ECT em [€] e $CEND_{final}$ é o valor do custo da END com ECT em [€]. O valor de $CEND_{final}$ deverá ser calculado para o pior cenário global, isto é, somando todas as componentes económicas será utilizada a zona que provoca menores benefícios.

4.4.2. Redução de Venda de Energia Elétrica

A redução de venda de energia elétrica resulta da consequência dos consumidores sofrerem uma interrupção de serviço. Deste modo não podem consumir energia da rede elétrica, logo por parte do fornecedor de serviço há uma redução ao nível das vendas da energia elétrica.

A dificuldade em calcular este valor para uma dada zona da rede, coloca-se com o conhecimento do número de clientes em BT (Baixa Tensão para cada posto de transformação. Por outro lado o sistema tarifário diferencia clientes em BT e clientes em MT, para além de considerar várias opções tarifárias.

Deste modo é necessário diferenciar os vários tipos de clientes pelo nível de tensão, BT ou MT. O cálculo da redução de venda de energia eléctrica (RVEE) é dado pela equação (Eq. 4.7), diferenciando para clientes em BT e clientes em MT.

$$RVEE = \sum_{i=1}^x TIEPI \cdot P_i \cdot fc \cdot t_i \text{ [€]}, \quad (\text{Eq. 4.7})$$

onde x é o número total de clientes em BT e em MT, TIEPI é o tempo de interrupção equivalente da potência instalada em [horas], P_i é a potência contratada pelo cliente i em [kW], fc é o factor de carga adimensional e t_i é o valor da tarifa contratada pelo cliente i em [€/kW.h].

Uma vez que a análise económica é realizada durante todo o tempo de vida útil dos equipamentos, é incluída a taxa de aumento do valor da tarifa da venda de energia eléctrica. O cálculo final da redução da venda de energia eléctrica é dada pela equação (Eq. 4.8).

$$RVEE = \sum_{i=1}^x TIEPI \cdot P_i \cdot fc \cdot t_i \cdot i_t \text{ [€]}, \quad (\text{Eq. 4.8})$$

onde i_t é a taxa de aumento do valor da tarifa em percentagem.

Da mesma forma que é calculado o benefício do CEND com a colocação de um novo ECT, o cálculo do benefício decorrente da redução de venda de energia eléctrica é dado pela equação (Eq. 4.9).

$$B_{RVEE} = RVEE_{inicial} - RVEE_{final} \text{ [€]}, \quad (\text{Eq. 4.9})$$

onde $RVEE_{inicial}$ é o valor da redução de venda de energia eléctrica sem ECT em [€] e $RVEE_{final}$ é o valor da redução da venda de energia eléctrica com o ECT em [€]. O valor de $RVEE_{final}$ deve ser calculado para o pior cenário, isto é, somando todas as componentes económicas será utilizada a zona que provoca menores benefícios.

4.4.3. Compensações por Violação dos Padrões dos Indicadores Individuais

Todos os anos civis o operador da rede de distribuição deve apresentar um relatório de qualidade de serviço da rede de distribuição. Assim, caso o valor dos indicadores individuais ultrapasse um limite definido pela Direcção Geral de Energia e Geologia, o operador incorrerá no pagamento de compensações aos clientes afetados (ver Secção 2.2.2).

O cálculo do valor das compensações são, à semelhança da redução da venda de energia elétrica, calculados diferenciando os clientes pelo nível de tensão. O cálculo das compensações pela violação do valor padrão do número de interrupções, é dado pela equação (Eq. 2.7). O cálculo das compensações pela violação do valor padrão de duração total das interrupções, é dado pela equação (Eq. 2.9). Assim é possível calcular o valor total das compensações a pagar aos clientes pela equação (Eq. 4.10).

$$CT = CN + CD \text{ [€]}, \quad (\text{Eq. 4.10})$$

onde CN é o valor das compensações a pagar aos clientes (MT e BT) pela violação do valor padrão do número de interrupções em [€], dado pela equação (Eq. 2.7), e CD é o valor das compensações a pagar aos clientes (MT e BT) pela violação do valor padrão da duração total das interrupções em [€], dado pela equação (Eq. 2.9).

A redução dos custos de violação dos padrões dos indicadores individuais com um novo ECT face ao caso original sem ECT é dada pela equação (Eq. 4.11).

$$B_{CT} = CT_{inicial} - CT_{final} \text{ [€]}, \quad (\text{Eq. 4.11})$$

onde $CT_{inicial}$ é o valor das compensações por violação dos padrões dos indicadores individuais sem ECT em [€] e CT_{final} é o valor das compensações por violação dos padrões dos indicadores individuais com o novo ECT em [€]. O valor de CT_{final} deve ser calculado para o pior cenário, isto é, somando todas as componentes económicas será utilizada a zona que provoca menores benefícios.

4.4.4. Incentivos à Melhoria da Qualidade de Serviço

O mecanismo de incentivo à melhoria da qualidade de serviço é descrito em pormenor na Secção 2.2.1. Em suma este rege-se pelo valor da END de referência e compara-o com o valor da END num dado ano. Caso a END seja superior à END de referência, o operador da rede de distribuição incorre numa penalização. Caso a END seja inferior à END de referência, ao operador da rede de distribuição é atribuído um prémio. O seu método de cálculo é dado pelas equações (Eq. 2.5) e (Eq. 2.6) respetivamente.

O incentivo à melhoria da qualidade de serviço utiliza a END de referência (END_{REF}) definida anualmente pela ERSE e a END anual calculada pela equação (Eq. 2.4). Para a análise económica em todo o período de vida dos equipamentos há que ter em conta dois factores:

- ⇒ taxa de aumento do consumo energético;
- ⇒ taxa de redução da END_{REF} .

A taxa de aumento do consumo será a mesma taxa utilizada na equação (Eq. 4.5), i_c . A taxa de redução da END_{REF} será o valor médio da redução apresentada pela ERSE. As equações (Eq. 4.12) e (Eq. 4.13) apresentam a forma de cálculo dos incentivos à melhoria da qualidade de serviço tendo em conta as taxas atrás descritas.

No caso de atribuição de prémio:

$$RQS = \text{Min}\{RQS_{\max}; (END_{Ref} \cdot i_{END} - \Delta V - END) \times VEND\} [\text{€}], \quad (\text{Eq. 4.12})$$

onde $RQS_{\max}$ é o valor máximo do prémio em [€], END_{Ref} é o valor da END de referência em [kW.h], i_{END} é a taxa de redução da END_{REF} em percentagem, ΔV o valor da margem de tolerância em [kW.h], END o valor da Energia Não Distribuída em [kW.h], $VEND$ é a valorização da END em [€/kW.h].

No caso de atribuição de penalidade:

$$RQS = \text{Max}\{RQS_{\min}; (END_{Ref} \cdot i_{END} + \Delta V - END) \times VEND\} [\text{€}], \quad (\text{Eq. 4.13})$$

onde $RQS_{\min}$ é o valor máximo da penalidade em [€].

A taxa de aumento do consumo energético influencia a energia fornecida (EF) e consequentemente a END pela equação (Eq. 2.4). A equação (Eq. 4.14) apresenta o método de cálculo da END tendo em conta a taxa de aumento do consumo energético.

$$END = \frac{TIEPI \times EF \times i_c}{T} [\text{MW.h}], \quad (\text{Eq. 4.14})$$

onde TIEPI é o tempo de interrupção equivalente da potência instalada em [horas] calculado pela equação (Eq. 2.3), EF é a energia fornecida em [MW.h], i_c é a taxa de aumento do consumo energético em percentagem e T é o período de tempo da avaliação, geralmente um ano, em [horas].

O benefício decorrente do novo ECT é dado pela equação (Eq. 4.15).

$$B_{IMQS} = RQS_{\text{final}} - RQS_{\text{inicial}} [\text{€}], \quad (\text{Eq. 4.15})$$

onde RQS_{inicial} é o valor do prémio ou penalidade do incentivo à melhoria da qualidade de serviço sem ECT em [€] e RQS_{final} é o valor do prémio ou penalidade do incentivo à melhoria da qualidade de serviço com o novo ECT em [€]. O valor de RQS_{final} deve ser calculado para o pior cenário, isto é, somando todas as componentes económicas será utilizada a zona que provoca menores benefícios.

4.4.5. Custo de Investimento com Equipamentos de Corte Telecomandados

Os equipamentos utilizados para a análise económica foram:

- ⇒ Órgão de Corte de Rede Tipo 1 (OCR1);
- ⇒ Órgão de Corte de Rede Tipo 2 (OCR2);
- ⇒ Solução de automação de postos de transformação baseados num Controlador de Transformador de Distribuição (DTC).

O custo de investimento de cada um dos equipamentos tem em conta o preço de aquisição do equipamento, de todos os acessórios necessários à sua instalação e o preço de mão de obra para a sua instalação. Ainda assim é acrescentado um valor referente a custos de manutenção, justificado por [34] como sendo 2% do preço de aquisição. Assim o investimento para cada tipo de equipamento é dado pela equação (Eq. 4.16).

$$I = P_A + P_{MO} + P_M \text{ [€]}, \quad (\text{Eq. 4.16})$$

onde P_A é o preço de aquisição do equipamento e todos os acessórios necessários ao seu funcionamento em modo telecomandado em [€], P_{MO} é o preço da mão de obra de instalação do equipamento em [€] e P_M é o valor do custo de manutenção previsto, em [€].

Neste sentido, os valores para os equipamentos especificados de acordo com o fornecedor Efacec são aproximadamente:

- ⇒ OCR1 - 18 696 €;
- ⇒ OCR2 - 20 096 €;
- ⇒ DTC - 6 540 €;

O DTC é uma solução proposta pelo fornecedor de forma a telecomandar postos de transformação subterrâneos. Com este tipo de equipamento é possível automatizar as celas dos postos de transformação e telecomanda-las. Contudo o mesmo equipamento não pode ser utilizado em redes aéreas, pela adversidade climatérica, modo de operação e pela diferença intrínseca entre postos de transformação e uma linha de média tensão. Desta forma numa rede subterrânea, onde a acessibilidade dos cabos é praticamente inexistente, será possível realizar o seccionamento da linha no próprio posto de transformação.

Todos estes equipamentos têm um período de vida de 20 anos garantidos pelo fornecedor.

4.5 Validação com um Trânsito de Potências

O cálculo de um trânsito de potências permite conhecer o estado do sistema em regime estacionário. O trânsito de potências permite determinar a tensão nos barramentos do sistema a partir do qual se determina as potências que circulam nas linhas da rede. Conhecendo o valor de potência e tensão é possível determinar o fluxo de corrente nas linhas.

As tensões nos barramentos e correntes admissíveis são duas variáveis sujeitas a limites técnicos. Mais detalhes sobre um trânsito de potências podem ser consultados em [65].

Neste sentido importa analisar o funcionamento da rede com a instalação de um novo ECT. Uma vez ultrapassados os limites técnicos da rede, e o funcionamento do ECT na rede seja limitado, os benefícios económicos analisados anteriormente deverão ser revistos. Neste sentido a validação com um Trânsito de Potências pretende confirmar a colocação do ECT na rede sem que nenhum limite de tensão e corrente seja violado.

Os principais impactos de um novo ECT numa linha verificam-se ao nível das correntes na linha e as tensões em cada carga. Atente-se na Figura 4.5.

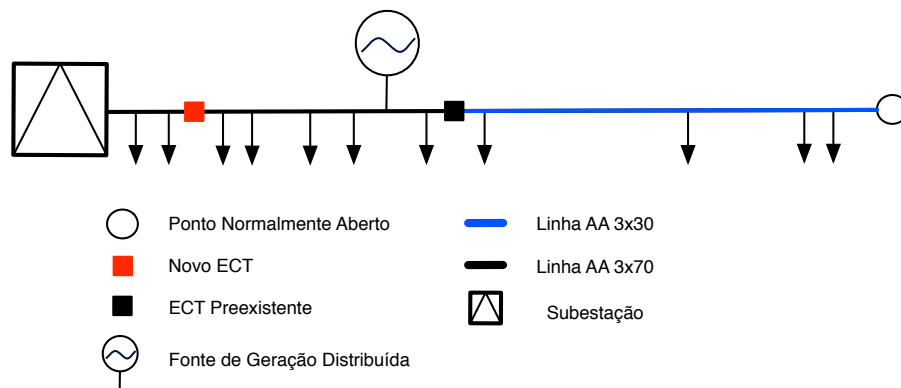


Figura 4.5 - Validação técnica na colocação de um novo ECT.

O habitual funcionamento do sistema elétrico da Figura 4.5 faz-se de uma forma radial injetando potência no lado da subestação e manter o Ponto Normalmente Aberto (NA) aberto. No entanto, a topologia de exploração da rede pode ser alterada, isto é, fechar-se o NA e abrir a linha na saída da subestação. Dessa forma a linha é energizada pelo outro extremo e as cargas são igualmente alimentadas, contudo é necessário garantir a estabilidade do sistema.

A linha AA 3x70 (alumínio-aço, trifásica com 70mm^2 de secção reta) suporta uma corrente admissível superior à linha AA 3x30 (alumínio-aço, trifásica com 30mm^2 de secção reta). Desta forma é possível alimentar o elevado número de cargas no início da linha, exigindo mais corrente, e alimentar as cargas no fim da linha, que exigem menor corrente, de forma económica. Contudo a colocação do novo ECT no início da linha implica o funcionamento do sistema elétrico no sentido inverso ao habitual. A abertura do novo ECT e o fecho do NA implica que a linha AA 3x30 alimente as cargas quase na sua totalidade. Contudo a sua corrente máxima admissível pode ser inferior à corrente exigida pelas cargas, o que invalida a abertura do novo ECT perante um dado regime de consumo. No entanto a Fonte de Geração Distribuída pode contribuir para a alimentação das cargas do lado esquerdo da linha implicando que menores correntes circulem na linha AA 3x30 e a operação do sistema seja viável nessa condição.

Associada à limitação das correntes nas linhas, encontra-se a variação da tensão na linha. Uma vez que linhas de secções menores apresentam maior resistência de passagem às correntes, levam a maiores quedas de tensão. Estando a queda de tensão também imposta a limites de operação, esta terá que ser avaliada no trânsito de potências.

O cálculo do trânsito de potências poderá ser realizado analiticamente ou através de ferramentas computacionais de forma iterativa. Nesta Dissertação será usada uma ferramenta computacional, em concreto o programa de simulação IPSA+.

4.6 Caso de Estudo

A aplicação da análise a um caso de estudo tem como objetivo confirmar a metodologia sob um cenário real. Ainda assim o recurso a um caso real, como é a rede de distribuição de média tensão do Algarve, possibilita que a validação do método seja realizada sob casos reais. Como por exemplo a distribuição de cargas e topologias de exploração de redes de distribuição. Assim como taxas de avaria, tempos de reposição de serviço e consumos energéticos realistas.

A seguir serão apresentadas as características da rede utilizada, assim como todos os valores utilizados na análise técnica e económica. É aplicado um exemplo uma rede aérea com vários cenários de investimento, variando no número de ECTs a instalar.

4.6.1. Caracterização da Rede de Distribuição

A rede de distribuição de média tensão utilizada para o caso de estudo é a rede da zona ocidental do Algarve. A Figura 4.6 apresenta a topologia dessa rede.

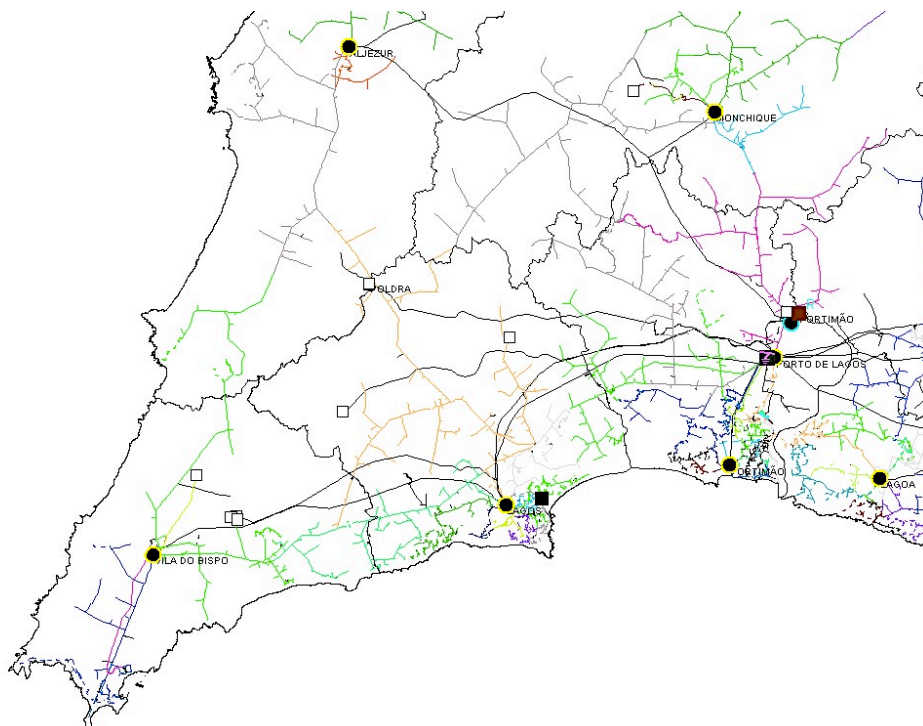


Figura 4.6 - Rede de distribuição da zona ocidental do Algarve

Foi utilizada a rede de distribuição que interliga as subestações de Vila do Bispo, Aljezur e Lagos. Trata-se de uma rede de 15 kV, alimentada por 2 linhas de 60 kV, uma em Aljezur e outra a ligar as subestações de Lagos e Vila do Bispo. A Figura 4.7 apresenta em pormenor a rede de distribuição utilizada.

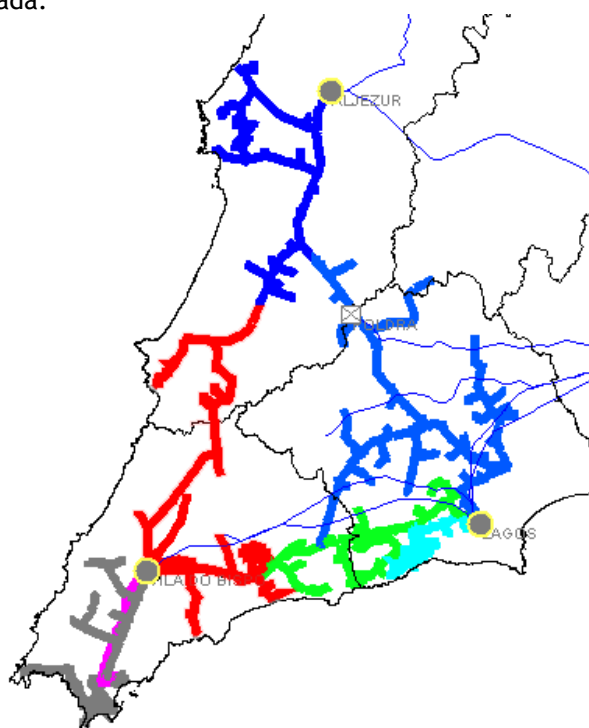


Figura 4.7 - Rede de distribuição de 15 kV utilizada no caso de estudo

As 8 linhas que constituem toda a rede alimentam os 80,94 [MW] de potência instalada com um factor de potência de 0,93 indutivo, repartidos em 68,75 [MW] em PTD e 12,19 [MW] em PTC. Na sua totalidade a rede tem 114 [km] de extensão. Além disso a rede conta com 2 parques eólicos. Um no concelho de Aljezur com 55 [MVA] de potência instalada, ligado à linha de cor azul escuro na Figura 4.7, e o outro parque no concelho e Vila do Bispo com 50 [MVA] de potência instalada, ligado à linha de cor vermelha na Figura 4.7.

A subestação de Aljezur tem 10 [MVA] de potência instalada, Vila do Bispo conta com 20 [MVA] e Lagos com 63 [MVA] de potência instalada. Em média os postos de transformação encontram-se a 30% da sua capacidade instalada, significando que dos 80,94 [MW] instalados apenas 24,28 [MW] são utilizados.

Em toda a rede existem 11 NAs em toda a rede sendo 2 deles telecomandados, apesar de se considerar que todos os 11 são telecomandados. Contudo, além destes 2 NAs telecomandados, mais nenhum ECT foi encontrado na rede.

4.6.2. Análise Técnica

Na Secção 4.3.1 é apresentado o método de análise técnica da rede. Através da equação (Eq. 4.3) chegou-se aos seguintes resultados para todas as linhas da rede utilizada, ver Tabela 4.1.

Tabela 4.1 - Valores da END para cada linha da rede do caso de estudo

Subestação	Linha	Comprimento [m]	Carga PTD [MW]	Carga PTC [MW]	λ [nº av/km]	r [h]	fc	END [MW.h]
Lagos	1	32282	9,37	4,038	0,0973	2,5	0,3	31,6
Vila Bispo	5	27830	11,21	0,735	0,0973	2,5	0,3	24,3
Lagos	2	19075	11,46	2,45	0,0973	2,5	0,3	19,4
Lagos	3	8173	15,77	1,07	0,0973	2,5	0,3	10,0
Vila Bispo	1	8350	12,72	3,47	0,0973	2,5	0,3	9,9
Aljezur	1	9383	6,67	0,425	0,0973	2,5	0,3	4,9
Vila Bispo	2	1191	1,55	0	0,0973	2,5	0,3	0,1
Vila Bispo	6	8377	0	0	0,0973	2,5	0,3	0,0

Os valores utilizados no cálculo são procedentes de:

- ⇒ Comprimento, Carga de PTD e PTC são os valores retirados da rede;
- ⇒ A taxa de avarias por quilómetro, λ , é o valor apresentado no Relatório de Qualidade de Serviço da EDP Distribuição em 2009 na página 49 do documento, [4], denominado por IKR;
- ⇒ O tempo da reposição de serviço, r, é o valor apresentado por [34] no seu estudo;
- ⇒ O valor do factor de carga é também proveniente da rede de estudo e foi conseguido através de uma média do valor da ponta do consumo em cada PT face à potência instalada no PT.

Note-se que a linha 6 da subestação de Vila do Bispo apresenta 0 [MW] de carga, PTD e PTC. Esta razão deve-se ao facto de esta ser uma linha exclusivamente para ligar um dos parques eólicos. Daí o facto de não apresentar nenhuma carga e consequentemente a sua END ser igual a 0 [MW.h].

O valor mais elevado de END é encontrado na linha 1 da subestação de Lagos. Assim o primeiro exemplo a considerar para a colocação de um ECT será nesta linha. A Figura 4.8 apresenta em pormenor a linha 1 da subestação de Lagos.

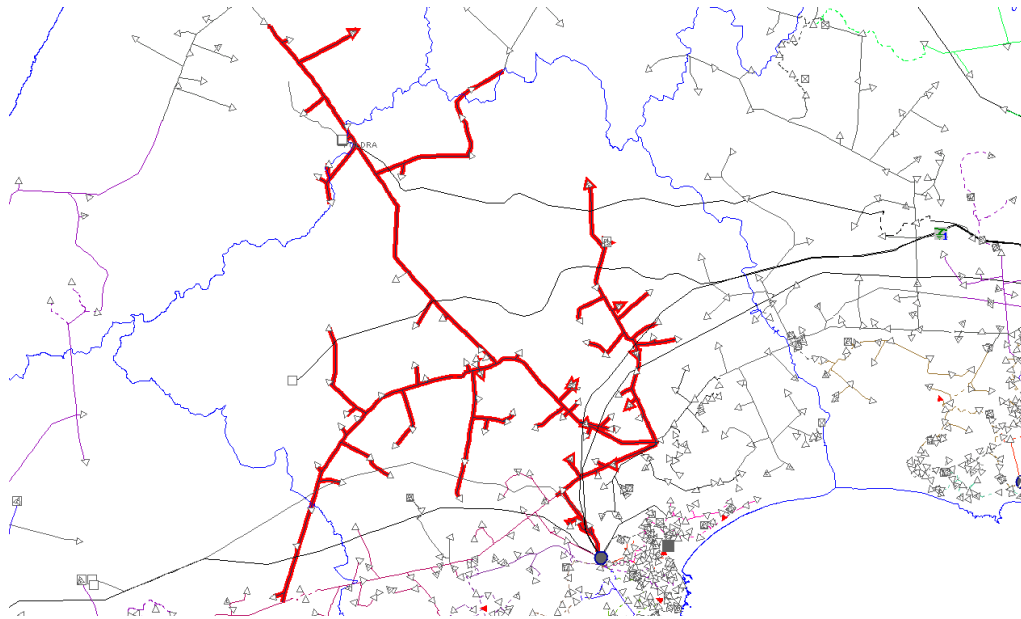


Figura 4.8 - Linha 1 da subestação de Lagos em destaque na rede de estudo

Esta linha é ligada a um parque eólico de 55 [MVA] e tem 3 NAs. Tem ligação à linha 1 da subestação Aljezur e duas ligações à linha 2 da subestação de Lagos, através dos correspondentes NAs. Pela classificação zonal descrita no Regulamento de Qualidade de Serviço [2], esta encontra-se numa zona B.

4.6.3. Aplicação da Análise Económica

A análise económica como descrita na Secção 4.4 é realizada para diferentes componentes tendo em conta o benefício alcançado pela colocação do ECT face ao cenário original. Assim, como descrito na Secção 4.6, será analisada a instalação de até 4 ECTs. A Figura 4.9 apresenta esquematicamente a posição dos ECTs em cada exemplo.

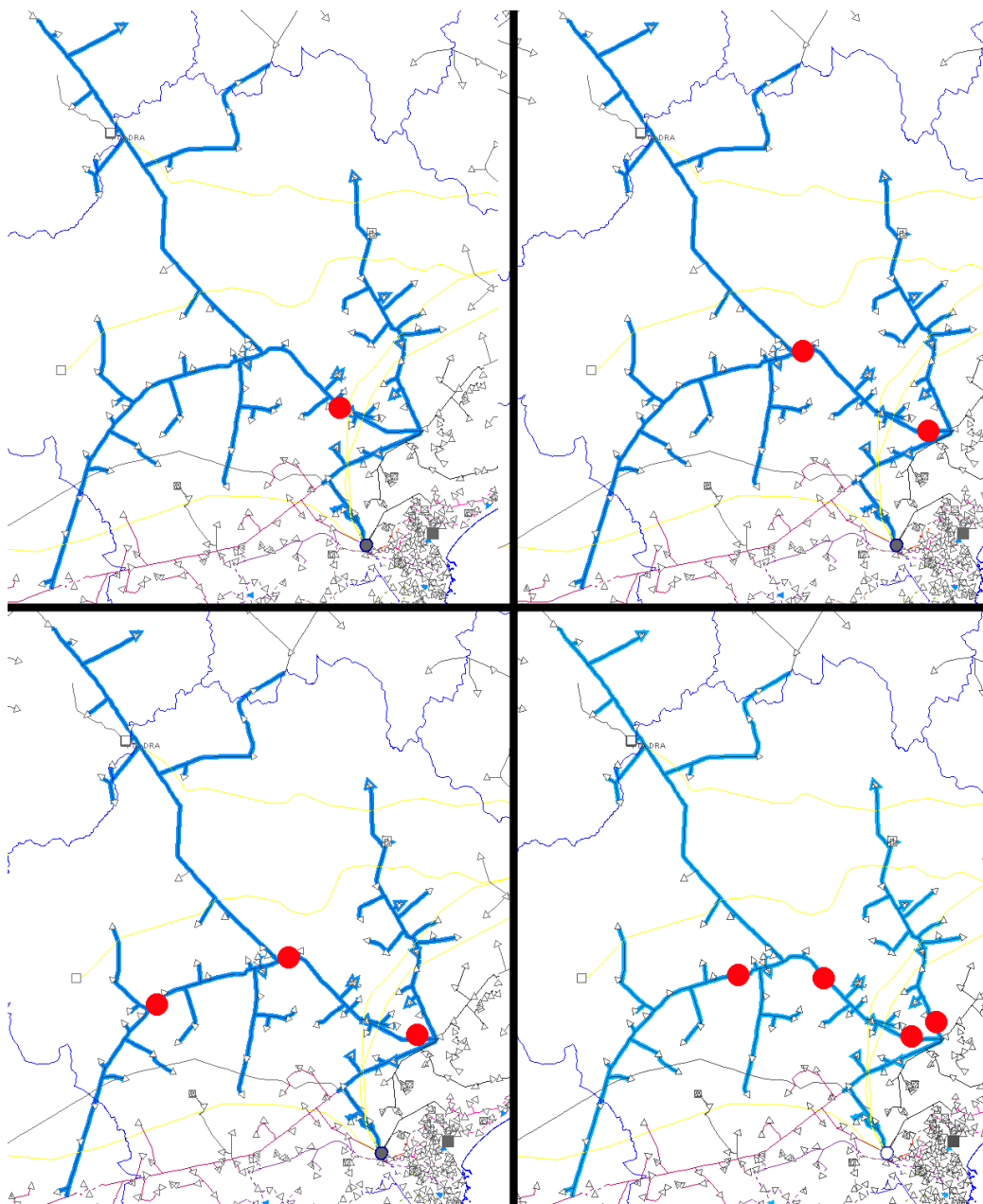


Figura 4.9 - Posição dos ECTs para os 4 exemplos considerados (1, 2, 3 ou 4 ECTS)

O cálculo das diferentes componentes económicas será apresentado a seguir, sendo que a análise económica para todo o período de vida dos equipamentos, 20 anos, será realizada no final. Desta forma, será apenas apresentado a descrição de todos os valores para o ano 1. Simplificando a apresentação dos resultados.

i. Análise do Custo da Energia Não Distribuída

Descrito na Secção 4.4.1 a análise económica deixa de ter em conta o carácter probabilístico de interrupção de serviço e passa a utilizar valores de interrupção de serviço reais. Recorrendo à equação (Eq. 4.4) foram obtidos os valores contidos na Tabela 4.2, para o cenário de instalação de 1 ECT.

Tabela 4.2 - Valores do CEND para o cenário de 1 ECT

Zona	Carga PTD [MW]	Carga PTC [MW]	fc	TIEPI [h]	VEND [€/MW.h]	CEND [€]
0	9,370	4,038	0,3	2,02	1500	12188
1.1	4,070	1,913	0,3	2,02	1500	5439
1.2	5,200	2,225	0,3	2,02	1500	6749

A denominação de Zona 0 representa o caso original sem a colocação de ECT, e consequentemente as Zonas 1.1 e 1.2 representam a divisão em 2 secções após a colocação do ECT.

No cenário de 2 ECT os resultados são os apresentados na Tabela 4.3.

Tabela 4.3 - Valores do CEND para o cenário de 2 ECTs

Zona	Carga PTD [MW]	Carga PTC [MW]	fc	TIEPI [h]	VEND [€/MW.h]	CEND [€]
0	9,370	4,038	0,3	2,02	1500	12188
2.1	2,980	1,813	0,3	2,02	1500	4357
2.2	1,440	2,100	0,3	2,02	1500	3218
2.3	4,95	0,125	0,3	2,02	1500	4613

A denominação de Zona 0 representa o caso original sem a colocação de ECT, e consequentemente as Zonas 2.1, 2.2 e 2.3 representam a divisão em 3 secções após a colocação dos 2 novos ECTs.

No cenário de 3 ECT os resultados são os apresentados na Tabela 4.4.

Tabela 4.4 - Valores do CEND para o cenário de 3 ECTs

Zona	Carga PTD [MW]	Carga PTC [MW]	fc	TIEPI [h]	VEND [€/MW.h]	CEND [€]
0	9,370	4,038	0,3	2,02	1500	12188
3.1	2,98	1,813	0,3	2,02	1500	4357
3.2	1,440	2,100	0,3	2,02	1500	3218
3.3	2,175	0	0,3	2,02	1500	1977
3.4	2,775	0,125	0,3	2,02	1500	2636

A denominação de Zona 0 representa o caso original sem a colocação de ECT, e consequentemente as Zonas 3.1, 3.2, 3.3 e 3.4 representam a divisão em 4 secções após a colocação dos 3 novos ECTs.

No cenário de 4 ECT os resultados são os apresentados na Tabela 4.5.

Tabela 4.5 - Valores do CEND para o cenário de 4 ECTs

Zona	Carga PTD [MW]	Carga PTC [MW]	fc	TIEPI [h]	VEND [€/MW.h]	CEND [€]
0	9,370	4,038	0,3	2,02	1500	12188
4.1	1,73	0,600	0,3	2,02	1500	2118
4.2	1,250	1,213	0,3	2,02	1500	2239
4.3	1,34	2,1	0,3	2,02	1500	3127
4.4	2,075	0,125	0,3	2,02	1500	2000
4.5	2,975	0	0,3	2,02	1500	2704

A denominação de Zona 0 representa o caso original sem a colocação de ECT, e consequentemente as Zonas 4.1, 4.2, 4.3, 4.4 e 4.5 representam a divisão em 5 secções após a colocação dos 4 novos ECTs.

Os valores utilizados no cálculo são procedentes de:

- ⇒ Carga de PTD e PTC são os valores retirados da rede;
- ⇒ O valor to TIEPI é apresentado no Relatório de Qualidade de Serviço da EDP Distribuição em 2009 na página 39 do documento, [4];
- ⇒ O valor de VEND é apresentado no documento denominado por Proveitos Permitidos das Empresas Reguladas do Sector elétrico, na página 73, publicado pela ERSE.

ii. Análise da Redução de Venda de Energia Elétrica

O cálculo da redução de venda de energia elétrica é apresentado na Secção 4.4.2. O seu cálculo é dado pela equação (Eq. 4.7). Descrito na Secção 4.1, de forma a simplificar o cálculo desta componente, e uma vez que a potência contratada de cada cliente é um dado privado, foi assumido valor de 6,9 kVA em BT e 250 kVA em MT, ambos com um factor de carga de 0,3.

Para o cenário de colocação de 1 ECT foram obtidos os valores apresentados na Tabela 4.6.

Tabela 4.6 - Valores da redução de venda de energia elétrica para 1 ECT

Zona	Nº Clientes BT	Nº Clientes MT	TIEPI [h]	Tarifa BT [€/kW.h]	Tarifa MT [€/kW.h]	Total [€]
0	1343	10	2,02	0,1326	0,0876	1632
1.1	594	6	2,02	0,1326	0,0876	736
1.2	764	4	2,02	0,1326	0,0876	897

A denominação de Zona 0 representa o caso original sem a colocação de ECT, e consequentemente as Zonas 1.1 e 1.2 representam a divisão em 2 secções após a colocação do ECT.

No cenário de 2 ECT os resultados são os apresentados na Tabela 4.7.

Tabela 4.7 - Valores da redução de venda de energia elétrica para 2 ECT

Zona	Nº Clientes BT	Nº Clientes MT	TIEPI [h]	Tarifa BT [€/kW.h]	Tarifa MT [€/kW.h]	Total [€]
0	1343	10	2,02	0,1326	0,0876	1632
2.1	432	5	2,02	0,1326	0,0876	543
2.2	209	3	2,02	0,1326	0,0876	270
2.3	717	2	2,02	0,1326	0,0876	819

A denominação de Zona 0 representa o caso original sem a colocação de ECT, e consequentemente as Zonas 2.1, 2.2 e 2.3 representam a divisão em 3 secções após a colocação dos 2 novos ECTs.

No cenário de 3 ECT os resultados são os apresentados na Tabela 4.8.

Tabela 4.8 - Valores da redução de venda de energia elétrica para 3 ECT

Zona	Nº Clientes BT	Nº Clientes MT	TIEPI [h]	Tarifa BT [€/kW.h]	Tarifa MT [€/kW.h]	Total [€]
0	1343	10	2,02	0,1326	0,0876	1632
3.1	432	5	2,02	0,1326	0,0876	543
3.2	209	3	2,02	0,1326	0,0876	270
3.3	315	0	2,02	0,1326	0,0876	348
3.4	402	2	2,02	0,1326	0,0876	471

A denominação de Zona 0 representa o caso original sem a colocação de ECT, e consequentemente as Zonas 3.1, 3.2, 3.3 e 3.4 representam a divisão em 4 secções após a colocação dos 3 novos ECTs.

No cenário de 4 ECT os resultados são os apresentados na Tabela 4.9.

Tabela 4.9 - Valores da redução de venda de energia elétrica para 4 ECT

Zona	Nº Clientes BT	Nº Clientes MT	TIEPI [h]	Tarifa BT [€/kW.h]	Tarifa MT [€/kW.h]	Total [€]
0	1343	10	2,02	0,1326	0,0876	1632
4.1	251	2	2,02	0,1326	0,0876	303
4.2	181	4	2,02	0,1326	0,0876	253
4.3	194	2	2,02	0,1326	0,0876	241
4.4	301	2	2,02	0,1326	0,0876	359
4.5	431	0	2,02	0,1326	0,0876	476

A denominação de Zona 0 representa o caso original sem a colocação de ECT, e consequentemente as Zonas 4.1, 4.2, 4.3, 4.4 e 4.5 representam a divisão em 5 secções após a colocação dos 4 novos ECTs.

Os valores utilizados no cálculo são procedentes de:

- ⇒ N° de clientes em BT e em MT obtidos através da divisão da potência média contratada pela potência total;
- ⇒ O valor to TIEPI é apresentado para Direção de Rede e Clientes Sul no Relatório de Qualidade de Serviço da EDP Distribuição em 2009 na página 39 do documento, [4];
- ⇒ O valor da tarifa de BT é apresentado no documento denominado por Tarifas, na página 1, publicado pela ERSE [66];
- ⇒ O valor da tarifa de MT é calculado tendo em consideração a tarifa para horas de cheias e em média utilização, sendo realizada uma média para os 4 períodos apresentados no sistema tarifário, todos estes valores são utilizados do documento denominado por Tarifas, na página 6, publicado pela ERSE [66].

iii. Análise da Compensação por Violação dos Padrões dos Indicadores Individuais

O cálculo das compensações por violação dos padrões dos indicadores individuais é apresentado na Secção 2.2.2. O seu cálculo é dado pelas equações (Eq. 2.7) e (Eq. 2.9). Contudo, uma vez que o valor padrão do indicador Número de Interrupções é 16 e o valor padrão do indicador Duração Total das Interrupções é 8 horas, para a classificação zonal B, os seus valores não são ultrapassados pelo cenário utilizado. Desta forma não existem compensações por violação dos padrões dos indicadores individuais.

iv. Análise do Incentivo à Qualidade de Serviço

O mecanismo de incentivo à qualidade de serviço é descrito na Secção 2.2.1. Resumidamente, este prevê a atribuição de prémios ou penalidades ao operador da rede de distribuição caso a END ultrapasse um dado valor de referência. O seu cálculo é dado pelas equações (Eq. 2.5) e (Eq. 2.6) caso seja atribuído um prémio ou penalidade.

Os valores apresentados na Tabela 2.4 são valores referentes a Portugal Continental. Desta forma o prémio máximo de 5 000 000 [€] e a penalidade de 5 000 000 [€] será para a energia distribuída em Portugal Continental, 46 146 000 [MW.h] apresentados no Relatório e Contas 2009, na página 7, publicado pela EDP Distribuição [67]. Assim dado que a rede de estudo é uma pequena parte da rede de distribuição de Portugal Continental, deverá atualizar-se o valor máximo do prémio e da penalidade para a energia distribuída na rede de estudo. Desta forma, com 80,94 [MW] instalados e com um factor de carga de 0,3 resulta numa potência consumida de 24,28 [MW]. Durante 1 ano (8760 [h]) dá uma energia distribuída aproximada de 212 710 [MW.h]. A penalidade e prémio máximo correspondente a esta energia distribuída será de 23 047 [€]. Desta forma os valores obtidos para o cenário de 1 ECT são os apresentados na Tabela 4.10.

Tabela 4.10 - Valores do incentivo à qualidade de serviço para 1 ECT

Zona	ED [MW.h]	TIEPI [h]	END _{REF} [MW.h]	ΔV [MW.h]	END [MW.h]	Penalidade/Prémio [€]
0	35236	0,3	4,7	0,57	1,4	4203
1.1	15723	0,1	2,1	0,25	0,27	5831
1.2	19513	0,2	2,6	0,31	0,41	5613

A denominação de Zona 0 representa o caso original sem a colocação de ECT, e consequentemente as Zonas 1.1 e 1.2 representam a divisão em 2 secções após a colocação do ECT.

No cenário de 2 ECT os resultados são os apresentados na Tabela 4.11.

Tabela 4.11 - Valores do incentivo à qualidade de serviço para 2 ECT

Zona	ED [MW.h]	TIEPI [h]	END _{REF} [MW.h]	ΔV [MW.h]	END [MW.h]	Penalidade/Prémio [€]
0	35236	0,3	4,7	0,57	1,3	4214
2.1	12596	0,1	1,7	0,20	0,17	5975
2.2	9303	0,1	1,2	0,15	0,09	6092
2.3	13337	0,1	1,8	0,21	0,19	5942

A denominação de Zona 0 representa o caso original sem a colocação de ECT, e consequentemente as Zonas 2.1, 2.2 e 2.3 representam a divisão em 3 secções após a colocação do ECT.

No cenário de 3 ECT os resultados são os apresentados na Tabela 4.12.

Tabela 4.12 - Valores do incentivo à qualidade de serviço para 3 ECT

Zona	ED [MW.h]	TIEPI [h]	END _{REF} [MW.h]	ΔV [MW.h]	END [MW.h]	Penalidade/Prémio [€]
0	35236	0,3	4,7	0,57	1,3	4214
3.1	12596	0,1	1,7	0,20	0,17	5975
3.2	9303	0,1	1,2	0,15	0,09	6092
3.3	5716	0,1	0,8	0,09	0,04	6179
3.4	7621	0,1	1,0	0,12	0,06	6138

A denominação de Zona 0 representa o caso original sem a colocação de ECT, e consequentemente as Zonas 3.1, 3.2, 3.3 e 3.4 representam a divisão em 5 secções após a colocação do ECT.

No cenário de 4 ECT os resultados são os apresentados na Tabela 4.13.

Tabela 4.13 - Valores do incentivo à qualidade de serviço para 4 ECT

Zona	ED [MW.h]	TIEPI [h]	END _{REF} [MW.h]	ΔV [MW.h]	END [MW.h]	Penalidade/Prémio [€]
0	35236	0,3	4,7	0,57	1,3	4214
4.1	6123	0,1	0,8	0,10	0,04	6172
4.2	6473	0,1	0,9	0,10	0,05	6164
4.3	9040	0,1	1,2	0,15	0,09	6100
4.4	5782	0,1	0,8	0,09	0,04	6178
4.5	7818	0,1	1,0	0,13	0,05	6159

Os valores utilizados no cálculo são procedentes de:

- ⇒ A energia distribuída (ED) é proveniente da potência instalada na linha, multiplicada pelo factor de carga 0,3, vezes 8760 [h];
- ⇒ O valor do TIEPI é calculado pela equação (Eq. 2.3) se uma dada falha ocorresse na linha;
- ⇒ A END_{REF} é obtida por $0,000134 \times ED$, como se apresenta na Tabela 2.4;
- ⇒ O valor de ΔV é obtido por $0,12 \times END_{REF}$, como apresentado na Tabela 2.4
- ⇒ O valor da END é calculado pela equação (Eq. 2.4).

Note-se que em todos os cenários, o valor do incentivo à qualidade de serviço é positivo. Isto corresponde à atribuição de um prémio ao operador da rede de distribuição. Caso o valor fosse negativo seria uma penalidade, o que não se verifica.

v. Custo de Investimento dos Equipamentos

Dos 3 equipamentos apresentados, OCR1, OCR2 e DTC, foi selecionado para este exemplo o OCR2. A razão da sua escolha divide-se em 2 partes. Por um lado, dado que o exemplo trata de uma rede aérea, não seria possível a colocação do DTC, mais adequado a redes subterrâneas. Por outro lado, a opção do OCR2 face ao OCR1 deveu-se ao facto de este ser um equipamento com capacidade de corte de correntes de curto circuito superiores ao OCR1 e tempos de manobra inferiores (ver Secção 3.1.2). Porém a rede não foi alvo de análise para correntes de curto circuito.

Deste modo o custo de investimento é de 20 096 [€] para 1 ECT, 40 192 [€] para 2 ECTs, 60 288 [€] para 3 ECTs e 80 384 [€] para 4 ECTs.

vi. Análise Económica para o período de vida dos equipamentos

Referido na Secção 4.4.5 o OCR2 tem um período de vida de 20 anos. Dessa forma a análise económica será realizada nesse período de vida do equipamento.

A análise a 20 anos para a colocação de 1 ECT tem como resultados os valores apresentados na Tabela 4.14.

Tabela 4.14 - Análise económica para 20 anos com a colocação de 1 ECT.

Ano	B _{CEND} [€]	B _{RVEE} [€]	B _{IMQS} [€]	Custo Inv. [€]	Total [€]	Total Atualizado [€]	Total Acumulado [€]
0	5439	409	1400	20096	-12849	-12849	-12849
1	5607	419	1443	0	7470	6790	-6059
2	5781	430	1488	0	7699	6361	302
3	5960	440	1534	0	7935	5959	6261
4	6145	451	1582	0	8178	5583	11843
5	6335	463	1631	0	8429	5230	17073
6	6532	474	1681	0	8687	4900	21973
7	6734	486	1733	0	8954	4590	26563
8	6943	498	1787	0	9228	4300	30863
9	7158	511	1842	0	9512	4029	34892
10	7380	524	1900	0	9803	3774	38666
11	7609	537	1958	0	10104	3536	42202
12	7845	550	2019	0	10414	3313	45515
13	8088	564	2082	0	10734	3104	48619
14	8339	578	2146	0	11063	2908	51526
15	8597	592	2213	0	11402	2724	54250
16	8864	607	2281	0	11752	2552	56802
17	9139	622	2352	0	12113	2391	59193
18	9422	638	2425	0	12485	2240	61433
19	9714	654	2471	0	12839	2094	63527
20	10015	670	2334	0	13019	1930	65456

Da Tabela 4.14 conclui-se que do ponto de vista económico a colocação de 1 ECT é viável. O prazo de recuperação de capital é de 1,95 anos.

A análise a 20 anos para a colocação de 2 ECTs tem como resultados os valores apresentados na Tabela 4.15.

Tabela 4.15 - Análise económica para 20 anos com a colocação de 2 ECTs

Ano	B _{CEND} [€]	B _{RVEE} [€]	B _{IMQS} [€]	Custo Inv. [€]	Total [€]	Total Atualizado [€]	Total Acumulado [€]
0	7575	461	1728	40192	-30428	-30428	-29819
1	7810	473	1782	0	10064	9148	-20103
2	8052	485	1837	0	10373	8571	-11001
3	8301	497	1894	0	10692	8030	-2476
4	8559	509	1953	0	11020	7523	5510
5	8824	522	2013	0	11359	7048	12991
6	9097	535	2076	0	11708	6603	19998
7	9379	548	2140	0	12068	6187	26562
8	9670	562	2206	0	12439	5796	32711
9	9970	576	2275	0	12821	5430	38470
10	10279	591	2345	0	13215	5088	43866
11	10598	605	2418	0	13621	4767	48920
12	10926	620	2493	0	14039	4466	53654
13	11265	636	2570	0	14471	4184	58089
14	11614	652	2650	0	14916	3920	62243
15	11974	668	2732	0	15374	3673	66134
16	12345	685	2817	0	15847	3441	69780
17	12728	702	2904	0	16334	3224	73195
18	13123	720	2994	0	16836	3021	76393
19	13529	738	3058	0	17325	2825	79385
20	13949	756	2939	0	17644	2615	82156

Da Tabela 4.15 conclui-se que do ponto de vista económico a colocação de 2 ECTs é viável. O prazo de recuperação de capital é de 3,62 anos.

A análise a 20 anos para a colocação de 3 ECTs tem como resultados os valores apresentados na Tabela 4.16.

Tabela 4.16 - Análise económica para 20 anos com a colocação de 3 ECTs.

Ano	B _{CEND} [€]	B _{RVEE} [€]	B _{IMQS} [€]	Custo Inv. [€]	Total [€]	Total Atualizado [€]	Total Acumulado [€]
0	7831	580	1772	60288	-50105	-50105	-50105
1	8074	594	1827	0	10495	9539	-40565
2	8324	609	1883	0	10816	8937	-31626
3	8582	624	1942	0	11148	8372	-23250
4	8848	640	2002	0	11490	7843	-15402
5	9122	656	2064	0	11842	7348	-8049
6	9405	672	2128	0	12206	6884	-1159
7	9697	689	2194	0	12580	6449	5296
8	9997	706	2262	0	12966	6042	11345
9	10307	724	2332	0	13363	5660	17012
10	10627	742	2404	0	13773	5303	22323
11	10956	761	2479	0	14196	4968	27298
12	11296	780	2556	0	14631	4654	31960
13	11646	799	2635	0	15080	4360	36328
14	12007	819	2716	0	15543	4085	40421
15	12379	840	2801	0	16020	3827	44256
16	12763	861	2888	0	16511	3585	47850
17	13159	882	2977	0	17018	3359	51217
18	13567	904	3069	0	17540	3147	54371
19	13987	927	3116	0	18031	2940	57319
20	14421	950	2999	0	18370	2723	60050

Da Tabela 4.16 conclui-se que do ponto de vista económico a colocação de 3 ECTs é viável. O prazo de recuperação de capital é de 6,18 anos.

A análise a 20 anos para a colocação de 4 ECTs tem como resultados os valores apresentados na Tabela 4.17.

Tabela 4.17 - Análise económica para 20 anos com a colocação de 4 ECTs.

Ano	B _{CEND} [€]	B _{RVEE} [€]	B _{IMQS} [€]	Custo Inv. [€]	Total [€]	Total Atualizado [€]	Total Acumulado [€]
0	9061	751	1897	80384	-68675	-68675	-68675
1	9342	770	1956	0	12068	10969	-57704
2	9631	789	2016	0	12437	10276	-47426
3	9930	809	2079	0	12818	9626	-37796
4	10238	829	2143	0	13210	9018	-28773
5	10555	850	2210	0	13615	8448	-20319
6	10882	871	2278	0	14032	7914	-12398
7	11220	893	2349	0	14462	7414	-4977
8	11568	916	2422	0	14905	6945	1976
9	11926	938	2497	0	15361	6506	8491
10	12296	962	2574	0	15832	6095	14594
11	12677	986	2654	0	16317	5710	20313
12	13070	1011	2736	0	16817	5349	25672
13	13475	1036	2821	0	17332	5011	30692
14	13893	1062	2908	0	17863	4695	35396
15	14324	1088	2998	0	18410	4398	39803
16	14768	1115	3091	0	18975	4120	43933
17	15225	1143	3187	0	19556	3860	47802
18	15697	1172	3286	0	20155	3616	51427
19	16184	1201	3340	0	20725	3380	54815
20	16686	1231	3230	0	21147	3135	57959

Da Tabela 4.17 conclui-se que do ponto de vista económico a colocação de 4 ECTs é viável. O prazo de recuperação de capital é de 7,72 anos.

Os valores das taxas utilizadas no cálculo são procedentes de:

- ⇒ Taxa de aumento do consumo energético, i_c , usada nas equações (Eq. 4.5) e (Eq. 4.14) é de 3,1% retirada do Relatório e Contas 2009, página 3, publicado pela EDP Distribuição [67].
- ⇒ Taxa do aumento do valor da tarifa de venda de energia, i_t , usada na equação (Eq. 4.8) é de 2,9% retirada do documento denominado Tarifas e Preços para a Energia Elétrica e Outros Serviços em 2009, página 21, publicado pela ERSE.
- ⇒ Taxa de redução do valor da END de referência, i_{END} , usada nas equações (Eq. 4.12) e (Eq. 4.13) é de 5,8% retirada do documento denominado Proveitos Permitidos das Empresas Reguladas do Sector Elétrico, página 73, publicado pela ERSE [6].
- ⇒ Taxa de atualização para o cálculo do Valor Atualizado é de 10% retirada de [68], página 45, e de igual modo utilizada nos estudos realizados pelos autores de [34, 69].

4.6.4. Validação com Trânsito de Potências no IPSA+

A validação da instalação de um ECT com um trânsito de potências é descrita e justificada na Secção 4.5. Neste caso de estudo, e como referido na Secção 4.1, o limite de 50

barramentos imposto pelo programa levou à redução da rede analisada. A validação da exploração da rede com os ECTs colocados pode ser realizada apenas para o pior cenário. Este é definida com base na menor secção reta dos cabos no ponto injetor da linha e para a situação que há maior concentração de carga no extremo oposto ao ponto injetor. Caso o pior cenário não satisfaça os limites de exploração da rede será necessário encontrar qual o cenário imediatamente a seguir que permite a exploração da rede, isto é, secção reta dos condutores maior e menor concentração de cargas no final da linha.

O trânsito de potências foi realizado em primeiro lugar com a rede no seu estado original, sem nenhum ECT colocado. O resultado surgiu sem nenhuma violação de limites de tensão (ver Tabela A.1 no Anexo A) e de fluxo de potência nas linhas (ver Figura 4.10).

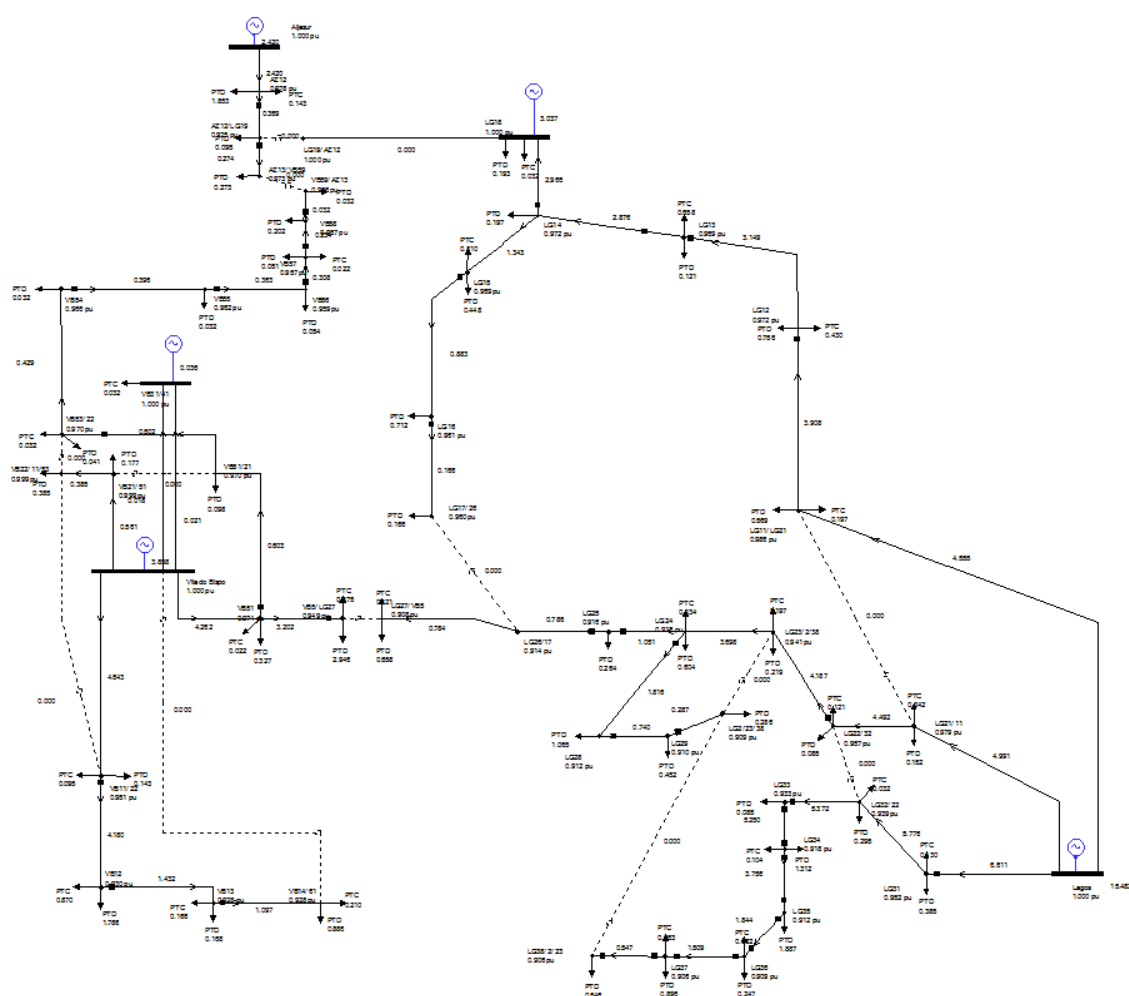


Figura 4.10 - Rede de estudo para o caso original sem correntes excessivas nas linhas

As fontes de produção dispersa (parques eólicos) foram ambas desligadas, estado apenas a controlar a potência reativa e conseqüente valor da tensão. Nas subestações, modelizadas por geradores com potência instalada igual à dos transformadores correspondentes, foi estabelecido o valor de 1 [p.u.] para a tensão.

Na avaliação do caso mais desfavorável, o cenário de 4 ECTs com abertura no local mais desfavorável, revelou-se insatisfatório. Com a abertura de um dos ECTs o trânsito de potências apresentou uma violação no fluxo de potência na linha, no local de fecho do NA, em cerca de 3 [MVA] para uma linha. Os valores do fluxo de potência nas linhas com violação dos limites técnicos são apresentados na Tabela 4.18.

Tabela 4.18 - Fluxo de potência nas linhas que ultrapassaram o limite técnico

Do Barramento	Para o Barramento	Potência [MVA]	Limite [MVA]
AZ12	Aljezur	9.296	6.5
AZ12	AZ12/LG19	8.019	6.0
LG18	LG19/AZ12	8.266	6.5
LG19/AZ12	AZ12/LG19	8.042	6.5

A Figura 4.11 apresenta a rede com a nova topologia e as linhas com violação dos limites de potência a vermelho.

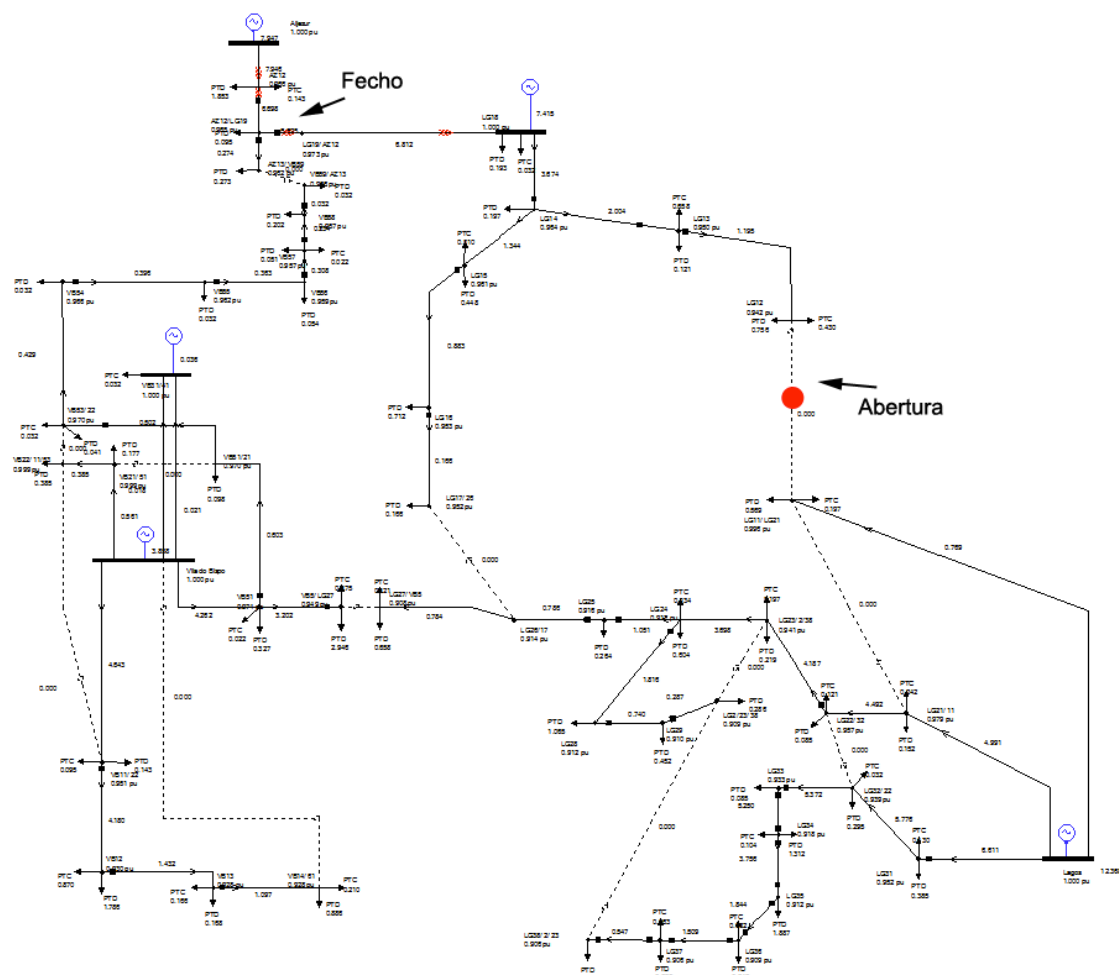


Figura 4.11 - Violação das correntes máximas das linhas no caso mais desfavorável de operação dos ECTs

Como foi referido na Secção 4.6.1 a rede conta com 2 parques eólicos com uma potência instalada de 55 [MVA] e 50 [MVA]. Uma vez que estes parques eólicos encontravam-se apenas

a injetar potência reativa para controlar o valor da tensão, é possível que injetem potência ativa na rede. Dado que um dos parques, com potência instalada de 55 [MVA], encontra-se ligado na linha em estudo, a sua capacidade de produção pode contribuir para alimentar uma parte das cargas e assim aliviar o fluxo de potência das linhas em violação. Neste sentido foi admitido que este parque eólico está a injetar 5 [MW] de potência ativa e a controlar a tensão através da injeção de potência reativa. A rede foi avaliada correndo um novo trânsito de potências para o cenário descrito.

Considerando a injeção de 5 [MW] de potência pelo parque eólico, a rede não apresentou qualquer violação de tensões e fluxos de potência nas linhas. A Figura 4.12 apresenta a rede com a nova topologia e a injeção de potência de 5 [MW] pelo parque eólico ligado na linha em estudo.

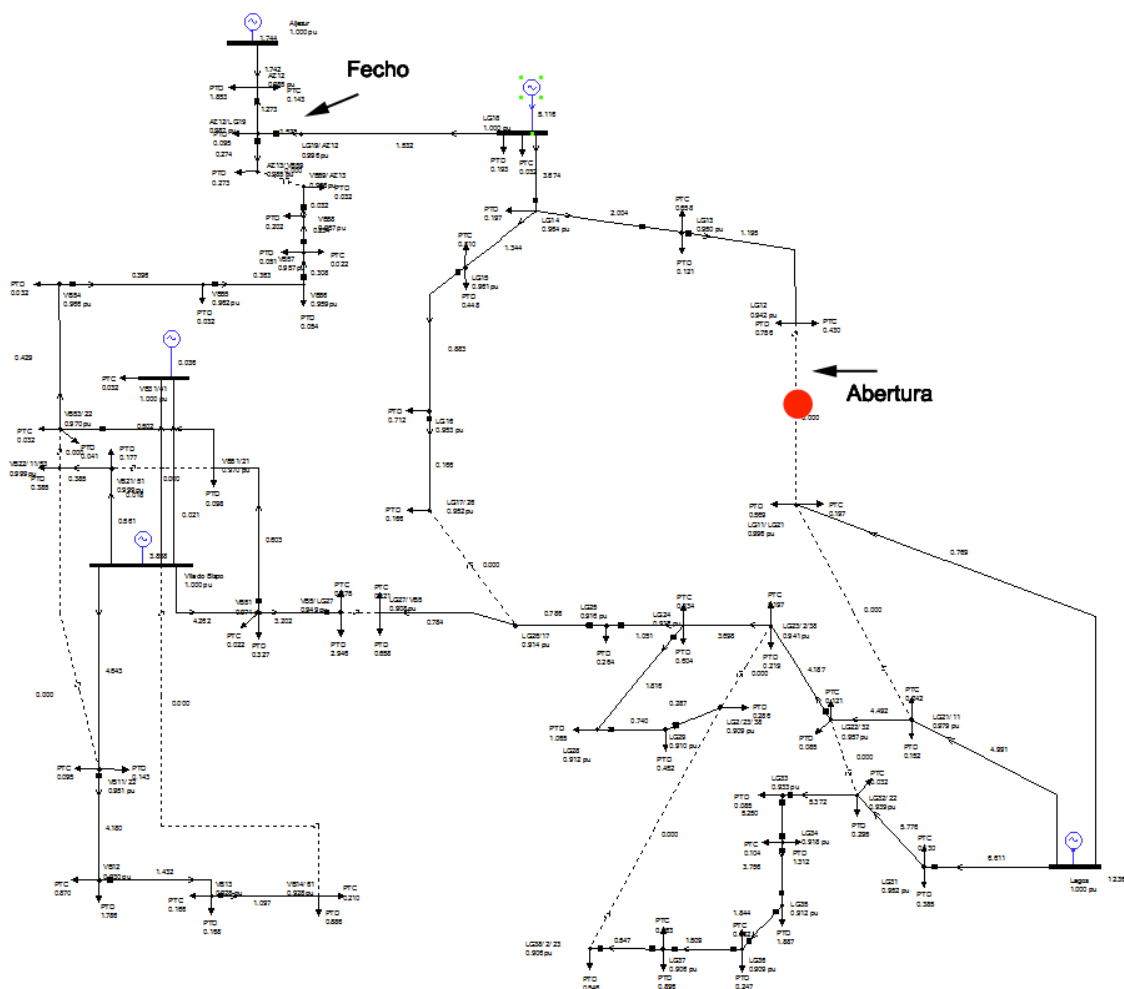


Figura 4.12 - Validação do trânsito de potências com a contribuição do parque eólico

O trânsito de potências nas outras situações, devido à secção transversal das linhas ou devido a menores valores de carga a alimentar, não apresentaram qualquer limitação quanto ao funcionamento do ECT.

i. Atualização das zonas da Rede

A viabilização económica do projeto de investimento para os cenários de 1, 2, 3 e 4 ECTs foi comprovada na Secção 4.6.3. Foram obtidos prazos de retorno de capital de 1,95 anos, 3,62 anos, 6,18 anos e 7,72 anos respetivamente para 1, 2, 3 e 4 ECTs colocados na rede. Da mesma forma o processo de validação com um trânsito de potências com a colocação dos ECTs na rede, revelou-se aceitável, a menos de uma consideração para o cenário de 4 ECTs. Mesmo assim, foi visto que através da contribuição das fontes de geração distribuída o funcionamento do ECT pode realizar-se sem nenhum entrave.

Desta forma, considerando que o projeto de investimento é realizado, é necessário atualizar a rede com os novos ECTs e as correspondentes zonas. As zonas definidas no momento inicial da análise eram as dadas pela Tabela 4.1. Admitindo que era escolhido o projeto de investimento para 4 ECTs, a zona selecionada na análise, definida pela subestação de Lagos - Linha 1 na Tabela 4.1, será retirada e 5 novas zonas serão inseridas na listagem. As 5 novas zonas, correspondem às zonas 4.1, 4.2, 4.3, 4.4 e 4.5 definidas ao longo da análise económica nas Tabela 4.5, Tabela 4.9 e Tabela 4.13.

A Tabela 4.19 apresenta a nova listagem com a atualização das zonas da rede.

Tabela 4.19 - Zonas da rede atualizadas após instalação dos 4 novos ECTs

Subestação	Linha	Comprimento [m]	Carga PTD [MW]	Carga PTC [MW]	λ [nº av/km]	r [h]	fc	END [MW.h]
Lagos	4	32282	9,37	4,038	0,0973	2,5	0,3	31,6
Vila Bispo	5	27830	11,21	0,735	0,0973	2,5	0,3	24,3
Lagos	2	19075	11,46	2,45	0,0973	2,5	0,3	19,4
Lagos	3	8173	15,77	1,07	0,0973	2,5	0,3	10,0
Vila Bispo	1	8350	12,72	3,47	0,0973	2,5	0,3	9,9
Aljezur	1	9383	6,67	0,425	0,0973	2,5	0,3	4,9
Lagos	4.5	9674	2,98	0	0,0973	2,5	0,3	2,1
Lagos	4.4	12424	2,08	0,13	0,0973	2,5	0,3	2,0
Lagos	4.3	2932	1,34	2,1	0,0973	2,5	0,3	0,7
Lagos	4.1	3861	1,73	0,6	0,0973	2,5	0,3	0,7
Lagos	4.2	3391	1,25	1,21	0,0973	2,5	0,3	0,6
Vila Bispo	2	1191	1,55	0	0,0973	2,5	0,3	0,1
Vila Bispo	6	8377	0	0	0,0973	2,5	0,3	0,0

Repare-se que a soma do comprimento das 5 zonas é igual ao comprimento da zona eliminada 32 282 [m]. De igual modo se pode confirmar para a carga PTD e carga PTC.

4.7 Resumo

O Capítulo 4 apresenta a metodologia desenvolvida para a análise técnica e económica da colocação de ECT de forma a possibilitar estratégias de *Self-Healing*. Antes de se iniciar a descrição detalhada do método desenvolvido são apresentados na Secção 4.1 todos os

pressupostos considerados na análise. É ainda referido o impacto das considerações tomadas e a devida justificação.

Na Secção 4.2 é apresentada a metodologia, com recurso a um fluxograma. São detalhados os passos a seguir para a implementação do método, tendo em conta as considerações descritas na Secção 4.1. Ainda assim, dada a complexidade nos processos de análise técnica, análise económica e na validação com o trânsito de potências, estes são detalhados respetivamente nas Secções 4.3, 4.4 e 4.5. Em relação à análise económica são apresentadas as várias equações utilizadas no cálculo dos benefícios decorrentes da colocação de um novo ECT, sem deixar de apresenta os custos de investimento.

De forma a validar a metodologia descrita, esta é aplicada a um caso de estudo na Secção 4.6. Submetendo a análise à rede de distribuição do barlavento Algarvio, interligando 3 subestações. Desta forma é possível testar a validade do método sob um caso real, com distribuição de cargas reais e topologia de exploração real. São aplicados 4 cenários de investimento; 1 ECT, 2 ECTs, 3 ECTs e 4 ECTs. Calculando para cada um deles os benefícios decorrentes.

Capítulo 5

Análise Crítica de Resultados

A metodologia desenvolvida e apresentada no Capítulo 4 é validada num caso de estudo para a rede do barlavento Algarvio na Secção 4.6. São realizados 4 cenários de investimento e apresentados os resultados obtidos para o período de vida dos equipamentos.

Neste sentido o Capítulo 5 analisa a metodologia desenvolvida e os resultados obtidos no caso de estudo com uma visão crítica. Em primeiro lugar, na Secção 5.1 são analisados os benefícios técnicos alcançados com a colocação de um novo ECT (Equipamento de Corte Telecomandado), e a influência das diferentes componentes no cálculo da END (Energia Não Distribuída). Nesse seguimento, são analisados os resultados económicos obtidos no caso de estudo. É analisada a influência das diferentes componentes económicas no projeto de investimento, assim como a contribuição da incerteza nos resultados obtidos. A fechar, na Secção 5.3 é avaliada a importância da validação da colocação de um novo ECT com um trânsito de potências.

5.1 Análise Crítica dos Benefícios Técnicos Alcançados

A equação para a classificação das zonas quanto à END, (Eq. 4.3), em comparação à equação (Eq. 4.1) incorpora 2 diferenças:

- ⇒ Avaliação da taxa de avarias por quilómetro;
- ⇒ Utilização de um factor de carga.

A substituição do valor de taxa de avarias fixo, por um parâmetro distribuído pela extensão da linha permite que a classificação de cada zona tenha em conta o comprimento da linha. Desta forma, linhas curtas serão preteridas face a linhas mais compridas. A elevada probabilidade de uma linha com vários quilómetros que atravessasse uma área florestal em sofrer defeitos é desta maneira valorizada e ponderada na classificação pela END. Os autores de [34, 60, 62] corroboram este método de cálculo para a END.

Ainda assim a multiplicação da potência instalada por um factor de carga tem em conta o real consumo de carga. Esta consideração permite distinguir postos de transformação com elevada potência instalada por razões de sobredimensionamento e postos de transformação com elevada potência mas que se encontram à plena carga. Neste sentido a classificação das zonas na rede distingue zonas com baixo consumo energético face a zonas com elevado consumo energético. Do mesmo modo, o operador da rede de distribuição tem em conta o mesmo factor de carga na análise técnica pela END [34, 35].

Em contrapartida, o uso do tempo de reposição de serviço fixo não tem em conta o carácter accidental e multifacetado da origem das interrupções de serviço. Defeitos em linhas em comparação com defeitos em transformadores acarretam consequências distintas e tempos de reposição de serviço diferentes.

Atente-se na equação (Eq. 5.1) que reproduz a equação (Eq. 4.3).

$$END = (\lambda' \cdot L) \cdot r \cdot (P \cdot f_c) \text{ [MVA.h]}, \quad (\text{Eq. 5.1})$$

Num eventual cenário de se atingir uma divisão uniforme da zona com a colocação do ECT, o comprimento da linha será metade em cada zona. Da mesma forma, se simultaneamente a divisão da carga for uniforme, a END em cada uma dessas novas zonas passa a ser dada pela equação (Eq. 5.2).

$$END' = (\lambda' \cdot L/2) \cdot r \cdot (P/2 \cdot f_c) = \frac{(\lambda' \cdot L) \cdot r \cdot (P \cdot f_c)}{4} = \frac{END}{4} \text{ [MVA.h]}, \quad (\text{Eq. 5.2})$$

Neste cenário os benefícios técnicos decorrentes da instalação de um novo ECT naquela zona, traria como benefício uma redução a nível da END em 75%. Assim qualquer que seja a zona escolhida, a redução de END será sempre de 75%. No entanto este valor pode ser ainda maior, mas apenas para uma zona. Na eventualidade de uma divisão não uniforme, pode levar a reduções de END superiores a 75%, mas apenas numa das zonas, sendo que a outra será garantidamente inferior a 75%. Por esta razão o cálculo dos benefícios inclui sempre o pior cenário, isto é, quando a divisão não era uniforme era escolhida a zona com pior redução para o cálculo económico.

5.1.1. Benefícios na Energia Não Distribuída

Na secção 2.5 é apresentada a contribuição do *Self-Healing* para a reposição de serviço, sobretudo no que toca às melhorias na qualidade de serviço. É referido por diversos autores que a implementação do *Self-Healing* numa rede de distribuição acarreta reduções ao nível da END, entre eles [1, 32, 38, 47, 70].

A Figura 5.1 apresenta o valor da END para o pior e o melhor cenário, no exemplo da rede do Algarve.

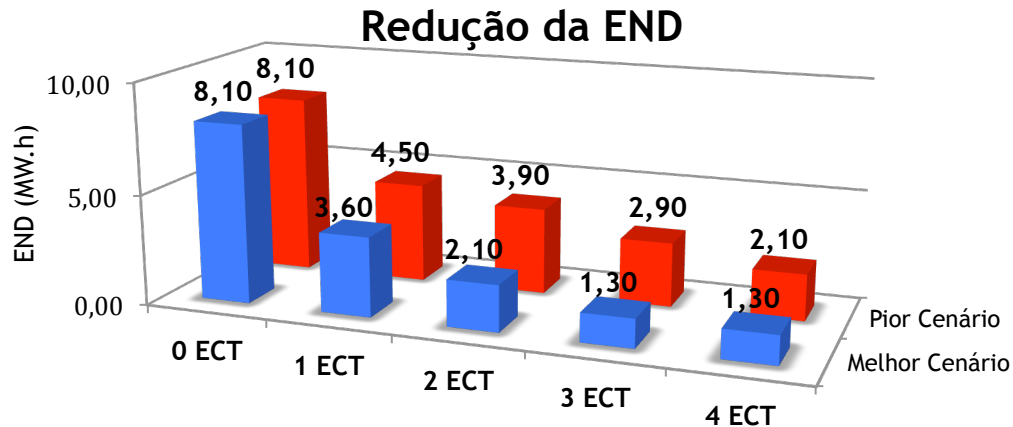


Figura 5.1 - Redução do valor de END para os 4 cenários de investimento

O pior cenário é definido pela ocorrência de um defeito numa das zonas divididas e que resulta na pior redução de END face à zona original. Em contrapartida o melhor cenário fica definido pela ocorrência de um defeito numa das restantes zonas divididas e que resulta na melhor redução de END face à zona original.

Como se ilustra na Figura 5.1 ao longo de todos os 4 cenários de investimento há uma redução média da END de 30.8%. Além disso atente-se nos valores do melhor cenário na colocação de 3 e 4 ECTs. Estes são iguais devido ao facto de a divisão da carga ter sido idêntica. Note-se ainda que o valor da END no melhor cenário para 1 ECT passa a ser praticamente o mesmo valor mas no pior cenário com 2 ECTs. Isto é, com a instalação de mais um ECT o valor da redução de END, neste caso de estudo, passa de melhor cenário para pior cenário.

5.1.2. Benefícios no Número de Clientes Afetados

Na Figura 5.1 é apresentada a redução do valor da END para os 4 cenários de investimento. Contudo este indicador pode indicar que apesar da redução da END ser favorável, podem ainda existir muitos clientes afetados com uma possível interrupção de serviço. O facto do valor da END ser reduzido não implica que poucos clientes foram afetados. Existe a possibilidade de interromper o serviço a muitos clientes e mesmo assim o valor da END ser reduzido, basta que para isso esses clientes tenham baixos consumos energéticos ou a duração do defeito seja pequena.

Como é apresentado pelo autor de [50], independentemente do nível de consumo do cliente e da duração do defeito, uma interrupção de serviço pode implicar custos fixos aos clientes. Neste sentido o número de clientes afetados por uma falha é um indicador relevante a calcular.

A Figura 5.2 apresenta o número de clientes afetados no caso original sem ECT e nos 4 cenários de investimento, respetivamente 1 ECT, 2 ECTs, 3 ECTs e 4 ECTs.

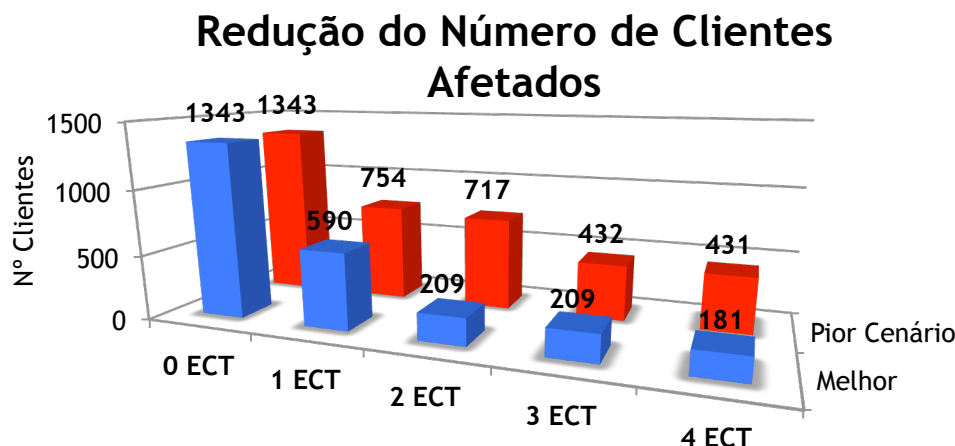


Figura 5.2 - Redução do número de clientes afetados com uma interrupção de serviço para os 4 cenários de investimento

O pior cenário é definido pela ocorrência de um defeito numa das zonas divididas e que resulta na pior redução de END face à zona original. Em contrapartida o melhor cenário fica definido pela ocorrência de um defeito numa das restantes zonas divididas e que resulta na melhor redução de END face à zona original.

Assinala-se para o facto da instalação de 1 ECT reduzir o número de clientes afetados para 44% (de 1343 para 754) no pior cenário e de 56% (de 1343 para 590) no melhor cenário. Justifica-se novamente que a existência de valores iguais, neste caso no número de clientes afetados no melhor cenário para 2 e 3 ECTs, deve-se à distribuição de carga idêntica. Dado que neste estudo foi assumida uma potência média por cliente, logo potência igual em duas zonas provoca igual número de clientes afetados.

Referente ao que foi dito sobre a independência de END e número de clientes, compara-se a Figura 5.1 e a Figura 5.2. O valor de 4,5 [MW.h] no pior cenário para 1 ECT afeta quase o mesmo número de clientes (754) que o pior cenário para 2 ECTs com 3,9 [MW.h] (com 717 clientes). Além do facto de valores iguais de END (1,3 [MW.h]) afetarem um número diferente de clientes (209 e 181 clientes).

5.2 Análise Crítica do Projeto de Investimento

Na aplicação da metodologia de análise ao caso de estudo da rede do Algarve foram utilizados valores provenientes de interrupções de serviço passadas. Em particular o valor do TIEPI (Tempo de interrupção Equivalente da Potência Instalada) é retirado das situações ocorridas em 2009 na zona Sul de Portugal. Dada a sua utilização em várias componentes económicas, a sua influência deve de ser analisada. Deste modo é possível identificar o impacto da sua contribuição para a viabilidade do projeto.

A validação da viabilidade económica do projeto de investimento tem em consideração a contribuição de várias componentes (ver Secção 4.4). Apesar dos resultados económicos favoráveis no caso de estudo, a consequência que cada componente tem no resultado final deve de ser analisada. Neste sentido é possível compreender o comportamento do tempo de recuperação de capital na eventualidade de umas das componentes falhar.

5.2.1. Contribuição das diferentes componentes económicas

A Figura 5.3 apresenta o peso que cada componente económica tem no valor total ao fim de 1 ano, para o cenário de 1 ECT.



Figura 5.3 - Peso individual das componentes económicas no valor total para o cenário de 1 ECT

A inspeção da Figura 5.3 indica que o custo da END (CEND) tem a maior contribuição para o valor total dos benefícios. Este resultado tem origem em duas características da equação de cálculo do CEND (Eq. 4.5). Por um lado devido ao elevado valor da END (1,5 €/kW.h) que face aos valores das tarifas para clientes BT (0,1326 €/kW.h) e clientes MT (0,0876 €/kW.h) destaca o CEND. Por outro, lado em comparação com o valor do incentivo à melhoria da qualidade de serviço (IMQS) o CEND utiliza o valor de TIEPI igual a 121 minutos. Em contrapartida o IMQS contabiliza o TIEPI igual a 121 minutos multiplicado pela percentagem

de potência interrompida na linha face ao valor da potência instalada em toda a rede de estudo, tal como opera o mecanismo de IMQS descrito na Secção 2.2.1.

Com uma contribuição de 72% no valor total do projeto de investimento, uma perturbação no CEND é preponderante para o prazo de recuperação de capital. Na secção 5.2.2 será avaliado o impacto da incerteza de diversos factores, usados no cálculo económico, na viabilidade económica do projeto.

5.2.2. Análise de Risco

Dado o elevado contributo que diferentes componentes económicas têm no valor total do projeto de investimento, uma pequena variação nos seus valores de cálculo pode influenciar a viabilidade económica. Desta forma é relevante conhecer o risco de não haver retorno de capital com variações no factor de carga e no TIEPI.

i. Incerteza no Factor de Carga

O factor de carga (f_c) é utilizado para modelizar o consumo energético efetivo face à potência instalada nos postos de transformação. Foi usado o valor de 30% (0,3) para modelizar o consumo energético nos postos de transformação. Este valor é proveniente da média da ponta máxima do consumo registado em cada PTD na rede do caso de estudo.

O seu valor é contabilizado na seguintes componentes:

- ⇒ Cálculo da END, equação (Eq. 4.3);
- ⇒ Cálculo da CEND, equação (Eq. 4.5);
- ⇒ Cálculo da RVEE, equação (Eq. 4.8);
- ⇒ Cálculo da energia fornecida, equação (Eq. 4.14).

Desta forma o seu impacto no prazo de recuperação de capital é analisado na Figura 5.4 - Variabilidade do prazo de recuperação de capital com o factor de carga para 1 ECT

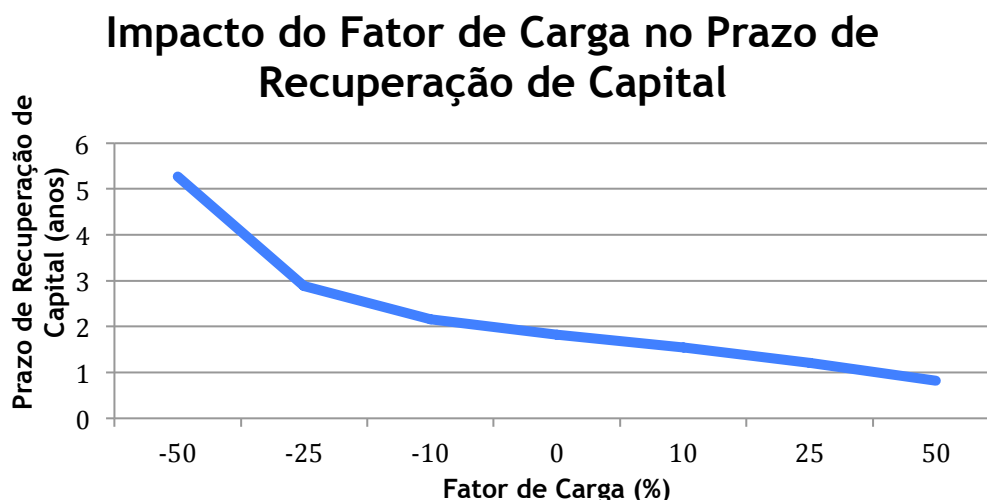


Figura 5.4 - Variabilidade do prazo de recuperação de capital com o factor de carga para 1 ECT

O impacto que uma redução no seu valor de 50% (redução de 0,3 para 0,15) acarreta uma aumento de 270% no prazo de recuperação de capital (aumento de 1,95 anos para 5,27 anos). Significando que se a análise económica fosse realizada num período de 5 anos, com um factor de carga 0,15 face à potência instalada de 80,94 [MW], o projeto não apresentava retorno de capital.

Com efeito, uma zona com baixo consumo energético, pode não justificar o custo de investimento de um novo ECT.

ii. Incerteza no valor do Tempo de Interrupção Equivalente da Potência Instalada

O valor de TIEPI dado no caso de estudo é de 121 minutos, cerca de 2,02 horas. Este valor, é proveniente do resultado das interrupções de serviço ao longo do ano de 2009 na região Sul de Portugal.

O valor de TIEPI é utilizado exclusivamente na análise económica, uma vez que retrata um cenário real das interrupções de serviço. O seu valor é utilizado nas seguintes componentes económicas:

- ⇒ Cálculo do CEND, equação (Eq. 4.5);
- ⇒ Cálculo da RVEE, equação (Eq. 4.8);
- ⇒ Cálculo do CT, equação (Eq. 4.10).

O seu impacto no prazo de recuperação de capital é avaliado na Figura 5.5.

Impacto do TIEPI no Prazo de Recup. de Capital

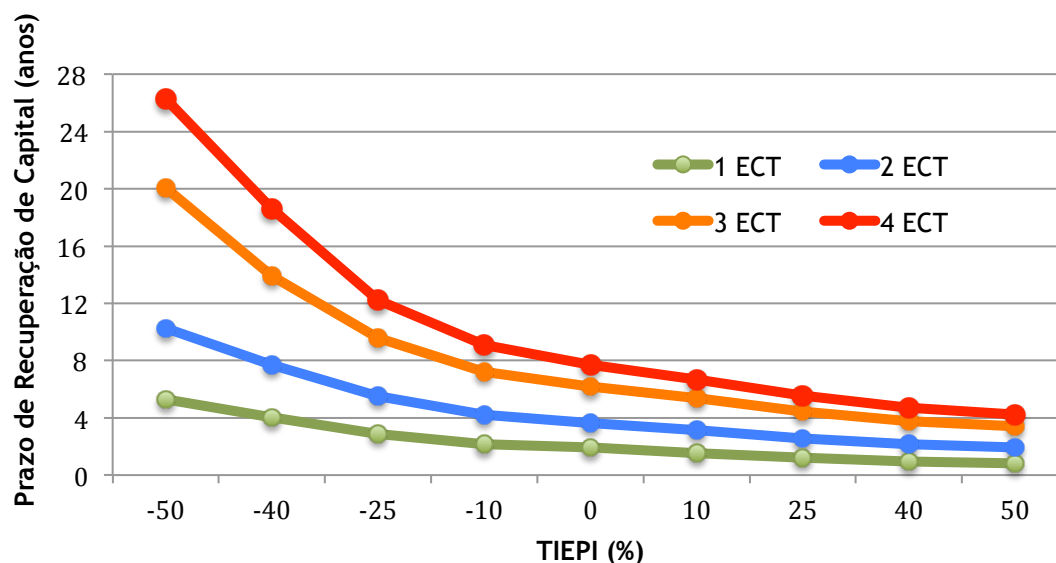


Figura 5.5 - Variação do prazo de recuperação de capital com o TIEPI para os 4 cenários de investimento

A redução de 50% no valor do TIEPI (redução de 121 [min] para 61 [min]) corresponde a um aumento de 340% no prazo de recuperação de capital para o cenário de 4 ECTs (aumento de 7,72 [anos] para 26,29 [anos]). Por outro lado, atente-se que a redução de 50% no valor do TIEPI provoca que no espaço de 20 anos (tempo de vida dos equipamentos) não há retorno de capital.

Note-se a sobreposição das curvas para os cenários de 3 ECTs e 4 ECTs, devido à distribuição de carga idêntica para o pior cenário em ambos os casos.

Com efeito, uma zona da rede de distribuição que apresente boa qualidade de serviço, e consequentemente baixo valor de TIEPI, pode não justificar o investimento de um novo ECT.

5.3 Trânsito de Potências: Análise Crítica

A validação do projeto de investimento foi sujeita a um trânsito de potências como descrito na Secção 4.5. Assim apesar do curto prazo de recuperação de capital ou dos benefícios atingidos com a redução da END, a colocação de um ECT pode ser condicionada pelas características técnicas da rede.

O processo de validação, neste caso de estudo, revelou-se fulcral para o cenário de investimento de 4 ECTs. A situação mais desfavorável dada a secção transversal do cabo e devido à elevada carga a alimentar no extremo da linha, provocou a violação dos limites de corrente nos cabos. Desta forma aquele cenário de investimento deveria de ser reanalisado do ponto de vista técnico e económico de forma a garantir a sua viabilidade com aquela restrição. Contudo a contribuição do parque eólico, ainda que no início da linha, solucionou o

limite de corrente no condutor. Considerando que este injeta 5 [MW] na linha, dos 55 [MVA] instalados, as correntes máximas dos condutores deixam de ser ultrapassadas. Porém coloca-se a questão da incerteza da garantia de potência. Sendo o parque eólico dependente da energia do vento, e sendo este um recurso energético inconstante, a garantia de alimentar as cargas através do parque eólico ainda não pode ser garantida com as tecnologias atuais. Deste modo, como consequência da ausência de vento, a falta de potência proveniente dos aerogeradores provocaria correntes excessivas nos cabos, colocando o sistema elétrico de energia em perigo. Com efeito, o que poderia ser a solução para uma interrupção de serviço, levaria a uma maior interrupção de serviço.

Ainda assim, como é referido na Secção 2.5.2, existem sistemas sob desenvolvimento e em estudo para armazenar energia e entrega-la à rede quando for necessário [47]. Por outro lado, mesmo com a utilização de recursos energéticos inconstantes, a elevada diversificação de fontes de geração dispersa pode dar garantias de abastecimento de energia. Neste sentido, a inviabilidade do funcionamento do ECT naquele local pode solucionar-se com o desenvolvimento e a integração destas tecnologias na rede.

5.4 Resumo

Os resultados da aplicação da metodologia do caso de estudo apresentados no Capítulo 4 são alvo de uma análise crítica no Capítulo 5. A equação de cálculo da END utilizada na análise técnica da rede é analisada e indicada a redução de END máxima expectável.

Nas Secções 5.1.1 e 5.1.2 são apresentados os resultados da redução da END para o exemplo da rede de estudo, assim como o número de clientes afetados por uma possível interrupção nos 4 cenários de investimento. Todos os valores apresentados são confrontados com o caso original, sem ECT. É indicado que ao longo dos 4 cenários de investimento há uma redução média da END em 30.8%.

De igual modo são analisados os resultados económicos do caso de estudo, na Secção 5.2. São avaliadas as contribuições individuais das componentes económicas para o valor total do projeto de investimento. É justificada a percentagem de 72% da CEND no valor total e as consequências dessa contribuição elevada para a viabilidade económica do projeto. Ainda nos resultados económicos, é analisada individualmente a influência do factor de carga e do TIEPI no prazo de recuperação de capital. É assinalado o caso de uma redução de 50% no valor do factor de carga prolongar o prazo de recuperação de capital em 270%, da mesma forma, reduzir o TIEPI em 50% prolonga o prazo de recuperação em 340%. As razões desse efeito em ambos os casos é justificada na Secção 5.2.2.

Por último, a Secção 5.3 apresenta algumas considerações quanto à validação com o trânsito de potências. É analisado o caso particular do cenário de investimento de 4 ECTS, e o funcionamento no caso mais desfavorável. São argumentadas as características voláteis dos recursos energéticos dispersos, como o caso do vento. Explica-se a consequência da ausência

de vento e resultante ausência de potência injetada pelo parque eólico na exploração da rede no caso mais desfavorável de colocação dos ECTs. Por outro lado são indicadas tecnologias em desenvolvimento no ponto de vista de outros autores para adereçar o desafio da elevada variabilidade dos recursos energéticos distribuídos.

Capítulo 6

Conclusões e Trabalhos Futuros

Neste trabalho foi desenvolvida uma ferramenta para analisar os benefícios decorrentes da colocação de ECTs (Equipamento de Corte Telecomandados). Pela comparação dos custos de investimento e dos consequentes benefícios, será possível avaliar a viabilidade do projeto de investimento com base em informação mais alargada.

Neste Capítulo são apresentadas as conclusões resultantes do trabalho desenvolvido e sobretudo da sua aplicação ao caso de estudo, sendo de seguida referida a contribuição deste trabalho. No fecho do Capítulo são apresentadas as limitações do método e possíveis trabalhos futuros.

6.1 Conclusões

Com a colocação estratégica de ECTs na rede assiste-se a benefícios na qualidade de serviço. Dependendo da análise económica, é possível determinar para uma determinada área da rede de distribuição qual o número de ECTs a colocar e obter um retorno de investimento dentro do período de vida dos equipamentos.

Do ponto de vista técnico são significativas as melhorias alcançadas. Por um lado, a redução da END (Energia Não Distribuída) com a redução do valor da carga interrompida, e por outro lado o número de clientes afetados que também é reduzido, tal como referido pelos autores de [1, 32, 38, 39, 44, 45, 58, 71]. Ainda assim, o processo de *Self-Healing* proporciona que as religações do disjuntor na subestação sob defeito sejam evitadas. Este mecanismo refere-se ao comando tensão-tempo (comando V-T) implementado pelas práticas atuais do operador da rede de distribuição, sendo que necessita que o disjuntor realize várias religações sob defeito de forma a reduzir a extensão da rede interrompida. Com o processo de *Self-Healing* tal não será necessário devido à localização dos defeitos através, por exemplo,

de sensores dispersos pela rede. Prolongando dessa forma a vida útil do disjuntor e dos outros equipamentos na linha.

Devido ao elevado valor da energia não distribuída de 1,5 [€/kW.h], o CEND (Custo da Energia Não Distribuída) tem um papel relevante na viabilidade económica do projeto de investimento. Desta forma o prazo de retorno de capital pode ser fortemente influenciado pelo CEND.

O cálculo do prazo de recuperação do capital investido é influenciado por todas as componentes económicas, contudo na sua maioria pelo CEND. Assim variações no TIEPI (Tempo de Interrupção Equivalente da Potência Instalada) alteram por completo o valor do prazo de recuperação de capital. Analisado no caso de exemplo, essas variações podem anular por completo o retorno do capital investido no tempo de vida dos equipamentos. O mesmo se sucede com o factor de carga, significando que zonas com baixo consumo energético podem não justificar o investimento na melhoria da qualidade de serviço.

A validação da instalação do ECT (Equipamento de Corte Telecomandado) numa linha com um trânsito de potências revelou-se fulcral. Este procedimento evidencia-se por viabilizar o funcionamento do ECT nas suas plenas capacidades, avaliando a violação de limites de exploração da rede. A não realização deste processo, e na eventualidade dos limites técnicos serem ultrapassados, a aparente melhoria na reposição de serviço pode transformar-se numa área de interrupção superior. Este procedimento de validação vai ao encontro do que é proposto por diversos autores, [22, 25, 33, 40, 60, 69].

O carácter genérico desta ferramenta permite que possa ser aplicada a redes subterrâneas ou aéreas e de topologia radial ou em anel. Desta forma é possível uma análise metódica sobre a forma de investimentos deste tipo numa rede de distribuição.

Sumariamente as principais conclusões com esta análise técnico-económica são:

- ⇒ Com a implementação do *Self-Healing* assiste-se a uma melhoria da qualidade de serviço;
- ⇒ Através de estratégias de *Self-Healing*, as interrupções de serviço comportam custos menores;
- ⇒ A viabilidade económica do projeto de investimento em ECTs verifica-se e pode ser comprovada pelo prazo de retorno de capital antes do fim de vida dos equipamentos, para o caso de estudo analisado.

6.2 Contribuição do Trabalho

A diferença entre o trabalho desenvolvido e as abordagens atuais, é marcada pelo modo de funcionamento dos equipamentos de corte. Em [31, 34, 35], os autores centram a sua metodologia em equipamentos operados pelo comando V-T (ver Secção 3.1.1). Neste sentido o processo de reposição de serviço faz-se em tempos superiores do que aqueles considerados no processo de *Self-Healing*. Este trabalho considera o funcionamento dos equipamentos de

corte em modo telecomandado, assentes nem estratégias de reposição de serviço segundo o conceito de *Self-Healing*.

No que se refere ao contributo pelas técnicas de análise utilizadas, este trabalho além da posição exata do local de instalação do equipamento, fornece resultados sobre o número de clientes afetados e sobre a energia não distribuída, na ocorrência de uma falha. Nesse sentido, o contributo do trabalho desenvolvido pode ser colocado como uma ferramenta de análise aos benefícios técnicos alcançados com a instalação dos equipamentos de corte telecomandados. Aplicável a projetos de investimento para a melhoria da qualidade de serviço ou mesmo no planeamento da rede de distribuição por parte do operador da rede.

Não obstante dos custos para os clientes afetados com uma interrupção de serviço, este trabalho tem também em consideração dos custos incorridos ao operador da rede de distribuição com as interrupções de serviço. Assim, a presença dos custos aplicados pela entidade reguladora dos serviços energéticos ao operador da rede, são uma mais valia não considerada em trabalhos anteriores.

Contrapondo com outros trabalhos na área que consideram a desagregação de clientes por residencial, industrial, comercial ou outros do género, este trabalho seguiu um abordagem diferente. A desagregação do clientes foi realizada tendo em conta o nível de tensão a que contratam o serviço de fornecimento energético, assim são diferenciados os clientes em baixa tensão dos clientes em média tensão, com as devidas implicações técnicas e económicas que isso acarreta.

6.3 Limitações do Método Desenvolvido

Com a aplicação da metodologia ao caso de estudo detetou-se uma limitação no método de análise técnica. Uma vez que o cálculo da END tem apenas em consideração o valor total da potência, duas zonas com igual valor de potência mas com diferente número de cargas não são diferenciadas. Neste sentido, por exemplo, uma situação de 10 clientes com 100 [kVA] e 1 cliente com 1000 [kVA] não são distinguidos para a seleção da zona com maior valor de END. Implicando que na situação de 1 cliente a colocação de um ECT e a divisão dessa zona em duas, traria menores benefícios do que a situação de 10 clientes e a divisão de 5 clientes para cada zona.

Outro factor importante coloca-se com a diferenciação das zonas com vários pontos injetores e zonas com apenas 1 ponto injetor (radiais). Os benefícios económicos e técnicos são superiores aquando da possibilidade de alimentar as cargas pelos 2 ou mais pontos injetores. Desta forma, a preferência por zonas com mais do que um ponto injetor deveria ser contabilizada.

Uma das considerações apontadas na introdução do método coloca-se com o facto de assumir que defeitos nos equipamentos e nos sistemas auxiliares, como por exemplo redes de comunicação, não são analisados. Esta consideração pode ser vista como uma limitação da

análise, uma vez que a sua ocorrência pode comprometer os resultados alcançados. Assim deve ser avaliada a possibilidade de uma falha nos sistemas que efetuam a reposição de serviço e qual o seu impacto no projeto de investimento.

A indicação do local a colocar o ECT deve ser confrontada com a experiência que as equipas de manutenção e de operações têm no terreno. A colocação de um ECT num determinado local pode ser dificultado pela acessibilidade do terreno, custos de mão de obra demasiadamente elevados face a outros locais e devido a erros do mapeamento da realidade do terreno para bases de dados. Nesse sentido a consulta dessas equipas assim como o recurso a sistemas de informação geográfica (GIS) deve ser realizada de forma a reduzir eventuais tomadas de decisão problemáticas.

6.4 Possíveis Trabalhos Futuros

A continuação deste trabalho e a sua integração num sistema SCADA seria relevante para o operador da rede de distribuição, em particular para projetos de planeamento. Dessa forma, todo o processo de análise e de cálculo ao ser incorporado no programa de exploração de rede poderia ser realizado de forma automática. Permitindo a identificação de locais com pior qualidade de serviço técnica e emitindo alertas com propostas de investimento para o operador.

O processo de *Self-Healing*, contempla ainda a possibilidade de reduzir as perdas de potência na rede. No entanto, apesar da análise realizada identificar locais estratégicos para a colocação de ECTs, esta centra-se apenas no objetivo de melhorar a continuidade de serviço. Assim o uso deste equipamentos para a redução das perdas ativas e reativas na rede é praticável mas sem ser alvo de análise. Um possível trabalho futuro implementaria uma análise multiobjetivo com o intuito de proporcionar uma ferramenta de análise tendo em conta a plenitude das funcionalidades do *Self-Healing*.

Em particular com o acompanhamento de perto do desenvolvimento e implementação de novas ferramentas de engenharia, um projeto piloto para a implementação do *Self-Healing* seria um possível trabalho futuro. A concretização do investimento numa rede de distribuição de reduzidas dimensões, seguindo o conceito de operação em DGA ("*Distribution Grid Areas*") apresentado pelo autor de [43] revelar-se-ia numa forma de transpor o trabalho demonstrativo para o ambiente empresarial.

Referências

- [1] Silva, N., et al., "New Approach to Self-Healing on the Context of SmartGrids", PowerGrid Europe Amsterdam, Junho 2010.
- [2] Direcção-Geral de Geologia e Energia, "Regulamento da Qualidade de Serviço", Diário da República - II Série nº 48, 8 Março 2006.
- [3] Rodrigues, R., "Análise de indicadores de continuidade de serviço em redes de distribuição de energia elétrica para alocação de recursos de investimento", Dissertação de Mestrado Integrado, FEUP, 2008.
- [4] EDP Distribuição, "Relatório de Qualidade de Serviço 2009", www.edpdistribuicao.pt -> a edp distribuição -> Indicadores de Gestão -> Relatório da Qualidade de Serviço -> Relatório Qualidade de Serviço 2009, acedido em Junho 2011.
- [5] Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos, "Regulamento Tarifário do Sector Elétrico", Serviços Energéticos, www.erse.pt -> ELECTRICIDADE -> Regulamentos -> Tarifário -> Regulamento Tarifário do Sector Eléctrico - Dezembro de 2009, acedido em Junho 2011.
- [6] Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos, "Proveitos Permitidos das Empresas Reguladas do Sector Elétrico", www.erse.pt -> ELECTRICIDADE -> Tarifas e Preços -> Tarifas de anos anteriores -> Tarifas Reguladas em 2009 -> Proveitos permitidos das empresas reguladas do sector eléctrico para 2009, acedido em Junho 2011.
- [7] Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos, "Relatório da Qualidade de Serviço do Sector Elétrico 2009", www.erse.pt -> ELECTRICIDADE -> Qualidade de Serviço -> Relatório da Qualidade de Serviço -> Relatório da Qualidade de Serviço 2009, acedido em Junho 2011.
- [8] Allan, R.N. and M.G. Da Silva, *Evaluation of reliability indices and outage costs in distribution systems*. Power Systems, IEEE Transactions on, 1995. **10**(1): p. 413-419.
- [9] Billinton, R. and R. Allan, "Reliability Evaluation of Power Systems", Plenum Press, New York, 1996.
- [10] Samdal, K., et al. "Interruption Costs and Consumer Valuation of Reliability of Service in a Liberalised Power Market". in *Probabilistic Methods Applied to Power Systems, 2006. PMAPS 2006. International Conference on*. pp. 1-7, 2006.
- [11] Kariuki, K.K. and R.N. Allan, *Assessment of customer outage costs due to electric service interruptions: residential sector*. Generation, Transmission and Distribution, IEE Proceedings-, 1996. **143**(2): p. 163-170.

- [12] Kjolle, G.H., et al., *Customer Costs Related to Interruptions and Voltage Problems: Methodology and Results*. Power Systems, IEEE Transactions on, 2008. **23**(3): p. 1030-1038.
- [13] Kariuki, K.K. and R.N. Allan, *Factors affecting customer outage costs due to electric service interruptions*. Generation, Transmission and Distribution, IEE Proceedings-, 1996. **143**(6): p. 521-528.
- [14] Sullivan, M.J., et al., *Interruption costs, customer satisfaction and expectations for service reliability*. Power Systems, IEEE Transactions on, 1996. **11**(2): p. 989-995.
- [15] Wacker, G. and R. Billinton, *Customer cost of electric service interruptions*. Proceedings of the IEEE, 1989. **77**(6): p. 919-930.
- [16] Billinton, R. "Economic cost of non-supply". in *Power Engineering Society Winter Meeting, 2002. IEEE*. pp. 959-962 vol.2, 2002.
- [17] Goel, L. and R. Gupta. "Well-being reliability worth indices due to different customer outage cost functions". in *Power Engineering Conference, 2007. IPEC 2007. International*. pp. 140-145, 2007.
- [18] Momoh, J.A. and A.C. Caven. "Evaluation of cost benefit analysis for the reconfigured distribution system". in *Transmission and Distribution Conference and Exposition, 2003 IEEE PES*. pp. 643-648 vol.2, 2003.
- [19] Billinton, R. and W. Wangdee, *Estimating customer outage costs due to a specific failure event*. Generation, Transmission and Distribution, IEE Proceedings-, 2003. **150**(6): p. 668-672.
- [20] Rodriguez, R.A. and A. Vargas. "Penalty costs by electric service quality as real time decision making criteria on load restoration in MV networks". in *Transmission and Distribution Conference and Exposition, 2001 IEEE/PES*. pp. 287-292 vol.1, 2001.
- [21] Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos, "Tarifas de Venda a Clientes Finais em 2010", www.erse.pt -> ELECTRICIDADE -> Tarifas e Preços -> Tarifas Reguladas em 2010 -> Preços das Tarifas de Venda a Clientes Finais em Portugal Continental para 2010, 2010.
- [22] Toune, S., et al., *Comparative study of modern heuristic algorithms to service restoration in distribution systems*. Power Delivery, IEEE Transactions on, 2002. **17**(1): p. 173-181.
- [23] Kyeong Jun, M., et al. "Development of real-time-service restoration system for distribution automation system". in *Industrial Electronics, 2001. Proceedings. ISIE 2001. IEEE International Symposium on*. pp. 1514-1519 vol.3, 2001.
- [24] Jenkins, N., et al., "Embedded Generation", The Institution of Electrical Engineers, United Kingdom, 2000.
- [25] Ye, T., et al. "A new strategy of distribution system service restoration using distributed generation". in *Sustainable Power Generation and Supply, 2009. SUPERGEN '09. International Conference on*. pp. 1-5, 2009.
- [26] Gill, H.M. "Smart Grid distribution automation for public power". in *Transmission and Distribution Conference and Exposition, 2010 IEEE PES*. pp. 1-4, 2010.
- [27] Kafka, R.J., et al., *System Restoration Plan Development for a Metropolitan Electric System*. Power Engineering Review, IEEE, 1981. **PER-1**(8): p. 33-33.

- [28] Chia-Hung, L., et al. "Fault detection, isolation and restoration using a multiagent-based Distribution Automation System". in *Industrial Electronics and Applications, 2009. ICIEA 2009. 4th IEEE Conference on*. pp. 2528-2533, 2009.
- [29] Kezunovic, M., *Smart Fault Location for Smart Grids*. Smart Grid, IEEE Transactions on, 2011. 2(1): p. 11-22.
- [30] Garcia-Osorio, G., et al. "Analysis of the ground effect in the single phase fault location for power distribution systems". in *Transmission and Distribution Conference and Exposition: Latin America, 2008 IEEE/PES*. pp. 1-6, 2008.
- [31] Sousa, P.M.d., "Distribuição otimizada dos aparelhos de corte telecomandados numa rede de distribuição de Média Tensão", Dissertação de Mestrado Integrado na FEUP, 2009.
- [32] Seca, L.M.L.d.S., "Estudo de Estratégias de Funcionamento em Rede Isolada e Reposição de Serviço em Redes de Distribuição com Elevada Componente de Produção Distribuída", Dissertação de Mestrado da FEUP, 2006.
- [33] Matos, M.A. and P. Melo. "Multiobjective reconfiguration for loss reduction and service restoration using simulated annealing". in *Electric Power Engineering, 1999. PowerTech Budapest 99. International Conference on*. pp. 213, 1999.
- [34] Lourenço, J.L., "Pesquisa, Detecção e Reparação de Avarias na Rede de Distribuição MT/BT", Relatório de Estágio na FEUP, 2001.
- [35] Rocha, N.A.d.C.P.d., "Pesquisa, Detecção e Reparação de Avarias em Redes de Distribuição MT e BT", Relatório de Estágio na FEUP, 2002.
- [36] Electric Power Research Institute, "IntelliGrid", www.epri.com -> Research -> Power Delivery & Utilization -> Distribution -> IntelliGrid, acedido em Junho de 2011.
- [37] SmartGrids - European Technology Platform, "Definition", www.smartgrids.eu -> Definition, acedido em Junho de 2011.
- [38] SmartGrids - European Technology Platform, "Smart Grids Strategic Deployment Document for Europe's Electricity Networks of the Future", <http://www.smartgrids.eu> -> Documents of Interest -> SDD, Strategic Deployment Document for Europe's electricity networks of the future. 2010, acedido em Junho de 2011.
- [39] Silva, N., "Smart Grid Solutions and current projects deployment: InovGrid Project", Retele electrice inteligente - SMART GRID. Solutii de finantare a investitiilor Bran, Romania, 2010.
- [40] Uluski, R.W. "The role of Advanced Distribution Automation in the Smart Grid". in *Power and Energy Society General Meeting, 2010 IEEE*. pp. 1-5, 2010.
- [41] Macleman, D., et al., "Evaluation of a self healing distribution automation scheme on the isle of wight", in *Electricity Distribution - Part 2, 2009. CIRED 2009. The 20th International Conference and Exhibition on*. p. 1-29, 2009.
- [42] Rasmussen, K. "A real case of a self-healing network". in *Electricity Distribution - Part 2, 2009. CIRED 2009. The 20th International Conference and Exhibition on*. pp. 1-1, 2009.
- [43] Bernardo, A., et al., "Preventive Assessment for Combined Control Centre and Substation-Centric Self-Healing Strategies", CIRED Frankfurt, 2011.
- [44] Blanquet, A., "InovGrid Project - Distribution Network Evolution as a Decisive Answer to the New Challenges in the Electrical Sector", Eurelectric Brussels, May 2009.

- [45] Cunha, L.V. and N. Silva, "InovGrid - The evolution of distribution networks to tackle the new energy challenges", *Transmission & Distribution Europe Barcelona*, 2009.
- [46] Le-Thanh, L., et al. "Test bench for self-healing functionalities applied on distribution network with distributed generators". in *PowerTech, 2009 IEEE Bucharest*. pp. 1-6, 2009.
- [47] Tianyou, L. and X. Bingyin. "The self-healing technologies of smart distribution grid". in *Electricity Distribution (CICED), 2010 China International Conference on*. pp. 1-6, 2010.
- [48] Gao, X. and X. Ai. "The Application of Self-Healing Technology in Smart Grid". in *Power and Energy Engineering Conference (APPEEC), 2011 Asia-Pacific*. pp. 1-4, 2011.
- [49] Moslehi, K., et al. "Feasibility of a self-healing grid - part I methodology and cost models". in *Power Engineering Society General Meeting, 2006. IEEE*. pp. 8 pp., 2006.
- [50] Paar, M., et al. "An application of genetic algorithms to the distribution network reconfiguration for minimization of interruption costs". in *Electricity Distribution - Part 1, 2009. CIRED 2009. 20th International Conference and Exhibition on*. pp. 1-4, 2009.
- [51] Samarakoon, K., et al. "Smart metering and self-healing of distribution networks". in *Sustainable Energy Technologies (ICSET), 2010 IEEE International Conference on*. pp. 1-5, 2010.
- [52] Noce, C. "Optimal placement of automation devices in Enel distribution network". in *Electricity Distribution - Part 1, 2009. CIRED 2009. 20th International Conference and Exhibition on*. pp. 1-4, 2009.
- [53] Chen-Ching, L., et al., *The strategic power infrastructure defense (SPID) system. A conceptual design*. Control Systems, IEEE, 2000. 20(4): p. 40-52.
- [54] EDP Distribuição, "DMA-C64-156/E", www.edpdistribuicao.pt -> profissional -> Documentos Normativos -> Pesquisar por: DMA-C64-156/E, 1991, acedido em Junho de 2011.
- [55] Ribeiro, A.R., "Coordenação do Sistema de Protecção numa Rede de Média Tensão com Elevada Penetração de Geração Eólica", *Dissertação de Mestrado Integrado, FEUP*, 2010.
- [56] EDP Distribuição, "DMA-C64-152/N", www.edpdistribuicao.pt -> profissional -> Documentos Normativos -> Pesquisar por: DMA-C64-152/N, 2007, acedido em Junho 2011.
- [57] EDP Distribuição, "DMA-C64-154/N", www.edpdistribuicao.pt -> profissional -> Documentos Normativos -> Pesquisar por: DMA-C64-154/N, 2007, acedido em Junho 2011.
- [58] Rosa, J., et al., "EDP Distribution Automation (R)Evolution", *21st CIRED Frankfurt*, 2011.
- [59] Billinton, R. and S. Jonnavithula, *Optimal switching device placement in radial distribution systems*. Power Delivery, IEEE Transactions on, 1996. 11(3): p. 1646-1651.
- [60] Nabaei, V., et al. "Distribution network reliability enhancement for minimizing penalty cost". in *Environment and Electrical Engineering (EEEIC), 2010 9th International Conference on*. pp. 345-348, 2010.
- [61] Zhang, L., et al. "Research on optimization of recloser placement of DG-enhanced distribution networks". in *Electric Utility Deregulation and Restructuring and Power Technologies, 2008. DRPT 2008. Third International Conference on*. pp. 2592-2597, 2008.

- [62] Kurutach, W. and Y. Tuppadung. "Feeder-switch relocation based upon risk analysis of trees-caused interruption and value-based distribution reliability assessment". in *TENCON 2004. 2004 IEEE Region 10 Conference*. pp. 577-580 Vol. 3, 2004.
- [63] Yang, W., et al. "Optimal allocation of switches in distribution networks". in *Intelligent Control and Automation, 2004. WCICA 2004. Fifth World Congress on*. pp. 5155-5159 Vol.6, 2004.
- [64] Carvalho, P.M.S., et al., *A decomposition approach to optimal remote controlled switch allocation in distribution systems*. Power Delivery, IEEE Transactions on, 2005. 20(2): p. 1031-1036.
- [65] Grainger, J., "Power System Analysis", McGraw Hill New York, 1994.
- [66] Entidade Reguladora dos Serviços Elétricos, "Preços das Tarifas de Venda a Clientes Finais em Portugal Continental", www.erse.pt -> ELETRICIDADE -> Tarifas e Preços -> Tarifas Reguladas em 2011, acedido em Junho 2011.
- [67] EDP Distribuição, "Relatório e Contas 2009", www.edpdistribuicao.pt -> a edp distribuição -> Indicadores de Gestão -> Relatório e Contas -> Relatório e Contas EDP Distribuição 2009, acedido em Junho 2011.
- [68] Rothwell, G., "Electricity Economics, Regulation and Deregulation", T. Gómez, Editor, IEEE Press, 2003.

Anexo A

Resultados do Trânsito de Potências: Tensões

As tensões nos barramentos da rede do caso de estudo, para a situação original, sem nenhum ECT estão apresentadas na Tabela A.1.

Tabela A.1 - Tensões e desfasamentos nos barramentos da rede de estudo para o caso original

Nº Barra.	Nome Barra.	Tensão [p.u]	Desfasamento [°]	Nº Barra.	Nome Barra.	Tensão [p.u]	Desfasamento [°]
1	Vila do Bispo	1.000	0.00	26	LG19/AZ12	1.000	-6.59
2	VB11/22	0.951	-1.02	27	LG14	0.972	-5.36
3	VB12	0.930	-1.50	28	LG15	0.969	-5.43
4	VB13	0.928	-1.55	29	LG16	0.960	-5.69
5	VB14/61	0.928	-1.56	30	LG17/26	0.958	-5.72
6	VB21/51	0.999	-0.01	31	LG13	0.969	-4.08
7	VB22/11/53	0.999	-0.03	32	LG12	0.972	-2.88
8	VB31/41	1.000	-0.01	33	LG11/LG21	0.986	-1.20
9	VB51	0.974	-0.53	34	LG21/11	0.979	-0.38
10	VB5/LG27	0.949	-1.05	35	LG22/32	0.957	-0.99
11	VB51/21	0.970	-0.63	36	LG32/22	0.939	-1.34
12	VB54	0.966	-0.74	37	LG23/2/38	0.941	-1.34
13	VB55	0.962	-0.83	38	LG2/23/38	0.909	-1.99
14	VB57	0.957	-0.99	39	LG38/2/23	0.906	-2.13
15	Aljezur	1.000	0.00	40	LG24	0.917	-1.82
16	AZ12/LG19	0.975	-0.31	41	LG25	0.916	-1.84
17	AZ13/VB59	0.973	-0.38	42	LG26/17	0.914	-1.88
18	VB53/22	0.970	-0.65	43	LG28	0.912	-1.94
19	AZ12	0.978	-0.25	44	LG31	0.952	-1.05
20	Lagos	1.000	0.00	45	LG29	0.910	-1.98
21	LG27/VB5	0.908	-1.99	46	LG37	0.906	-2.11
22	VB56	0.959	-0.91	47	LG36	0.909	-2.06
23	VB59/AZ13	0.956	-1.00	48	LG35	0.912	-1.98
24	VB58	0.957	-0.99	49	LG34	0.918	-1.83
25	LG18	1.000	-6.59	50	LG33	0.933	-1.49

O valor mais baixo de tensão corresponde aos barramentos número 39 e 46, ambos com 0,906 [p.u.], que correspondem a uma zona radial.

Na Tabela A.2 são apresentadas as tensões nos barramentos da rede de estudo para o caso mais desfavorável com 4 ECTs.

Tabela A.2 - Tensões e defasamentos nos barramentos da rede de estudo para 4 ECTs

Nº Barra.	Nome Barra.	Tensão [p.u]	Desfasamento [°]	Nº Barra.	Nome Barra.	Tensão [p.u]	Desfasamento [°]
1	Vila do Bispo	1.000	0.00	26	LG19/AZ12	0.973	-11.88
2	VB11/22	0.951	-1.02	27	LG14	0.964	-17.30
3	VB12	0.930	-1.50	28	LG15	0.961	-17.37
4	VB13	0.928	-1.55	29	LG16	0.953	-17.67
5	VB14/61	0.928	-1.56	30	LG17/26	0.952	-17.71
6	VB21/51	0.999	-0.01	31	LG13	0.950	-17.59
7	VB22/11/53	0.999	-0.03	32	LG12	0.942	-17.75
8	VB31/41	1.000	-0.01	33	LG11/LG21	0.996	-0.08
9	VB51	0.974	-0.53	34	LG21/11	0.979	-0.38
10	VB5/LG27	0.949	-1.05	35	LG22/32	0.957	-0.99
11	VB51/21	0.970	-0.63	36	LG32/22	0.939	-1.34
12	VB54	0.966	-0.74	37	LG23/2/38	0.941	-1.34
13	VB55	0.962	-0.83	38	LG2/23/38	0.909	-1.99
14	VB57	0.957	-0.99	39	LG38/2/23	0.906	-2.13
15	Aljezur	1.000	0.00	40	LG24	0.917	-1.82
16	AZ12/LG19	0.965	-6.72	41	LG25	0.916	-1.84
17	AZ13/VB59	0.962	-6.79	42	LG26/17	0.914	-1.88
18	VB53/22	0.970	-0.65	43	LG28	0.912	-1.94
19	AZ12	0.966	-3.90	44	LG31	0.952	-1.05
20	Lagos	1.000	0.00	45	LG29	0.910	-1.98
21	LG27/VB5	0.908	-1.99	46	LG37	0.906	-2.11
22	VB56	0.959	-0.91	47	LG36	0.909	-2.06
23	VB59/AZ13	0.956	-1.00	48	LG35	0.912	-1.98
24	VB58	0.957	-0.99	49	LG34	0.918	-1.83
25	LG18	1.000	-15.88	50	LG33	0.933	-1.49

Os barramentos que constituem a linha analisada são: do número 25 a 34. O valor mais baixo de tensão corresponde aos barramentos número 39 e 46, ambos com 0,906 [p.u.], que correspondem a uma zona radial.