

eduardo freitas

Sistema de Monitorização de Defeitos na Rede de Energia Elétrica de Média Tensão

PROJETO DE MESTRADO

Eduardo Freitas Ferreira

MESTRADO EM ENGENHARIA ELETROTÉCNICA - TELECOMUNICAÇÕES



UNIVERSIDADE da MADEIRA

A Nossa Universidade

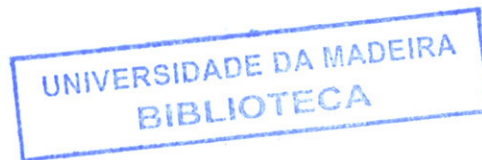
www.uma.pt

dezembro | 2015

Sis
-R

T/P
62
FER Sis
+ PDR

versão final



Sistema de Monitorização de Defeitos na Rede de Energia Elétrica de Média Tensão

PROJETO DE MESTRADO

Eduardo Freitas Ferreira

MESTRADO EM ENGENHARIA ELETROTÉCNICA - TELECOMUNICAÇÕES

ORIENTADOR
João Dionísio Simões Barros



UNIVERSIDADE da MADEIRA

Faculdade das Ciências Exatas e da Engenharia

Mestrado em Engenharia Eletrotécnica - Telecomunicações

*Sistema de monitorização de defeitos na rede de
energia elétrica de média tensão*

Eduardo Freitas Ferreira nº 2035510

Orientador: Professor Dionísio Barros

Co-orientador: Engenheiro Agostinho Figueira

Janeiro de 2016

*“Everybody makes mistakes...
But for users of the national/international power grid, our mistakes
Can plunge an entire region into darkness.”
(Siemens)*

Resumo

Nesta dissertação de Mestrado em Engenharia Eletrotécnica – Telecomunicações desenvolveu-se um sistema de monitorização de defeitos de uma rede de energia elétrica de média tensão, para melhorar a qualidade de serviço do fornecimento de energia elétrica. O sistema deteta e indica a localização da respetiva falha, que impede o funcionamento de uma parte da rede, também interliga todos os sensores instalados na rede a um ponto central que recebe toda a informação proveniente dos sensores, e ajuda na tomada de decisão.

Neste trabalho de dissertação fez-se o estudo e descrição das redes de energia elétrica, realçando a topologia, o modo de operação e parâmetros de qualidade. Assinalou-se também os principais defeitos que podem ocorrer na rede de média tensão. Apresentou-se, ao nível comercial, soluções para mitigar o problema alvo de estudo.

Explorou-se, num ambiente de simulação, soluções de deteção dos defeitos da rede, tendo sido desenvolvidos três sistemas distintos: sistema A, sistema B e sistema C. Sistema A que monitoriza o valor nominal da corrente elétrica em cada troço da rede elétrica, sistema B com a monitorização do valor da corrente elétrica em cada posto de transformação e sistema C que compara as correntes no início e final de cada troço da rede elétrica, verificando se há alguma discrepância entre ambas.

Após a análise e simulação das soluções descreve-se o procedimento realizado para criar um protótipo de um sistema de monitorização. Começou-se por testar, individualmente, os sensores de corrente, circuito de condicionamento, microcontroladores e sistema Scada, usado para a visualização dos dados. Posteriormente, elaborou-se manuais de utilização de forma a auxiliar o sistema em trabalhos futuros que venham dar continuidade a este trabalho.

Para validar a análise teórica e confirmar os resultados da simulação, testou-se experimentalmente o sistema de deteção C. Confirmou-se que o sistema de monitorização de defeitos é capaz de detetar e localizar a avaria presente na rede de energia elétrica.

Palavras-Chave: Rede de energia elétrica, Defeito, Corrente elétrica, Redes Inteligentes de Energia, Monitorização, Sensores, Microcontrolador, Módulo GSM, Sistema Scada.

Abstract

In this Electronic - Telecommunications Master Degree's final project it was developed a monitoring system of medium tension's electric power grid faults, allowing this system to be useful in the increase of the electric power supply quality. Besides detecting and locating faults, which prevents part of the grid from functioning normally, it also enables the interconnection of all the grid sensors in a central point that receives all the information descendant of the sensors and helps to make decisions.

In this course final project, a description and study of electric power grids has been done highlighting the structure, operating modes and quality parameters involved. The main faults that may occur in the power grid were also marked. Then, at a commercial level, the main solutions to the problem under study were presented.

It was also explored, in a simulation environment, all the solutions so that the system could detect network failures, being developed three distinct systems: system A, system B and system C. System A which monitors the nominal value of electric current in each lane of the electric power grid, system B that monitors the value of electric power in each transformation station and finally system C that compares the electric current at the beginning and at the end of each lane of the electric power grid, searching for discrepancy between both of them.

After the analysis and simulation of the different solutions the procedure implemented to create a prototype of a monitoring system is described. It was started with individual tests to the current sensors, conditioning circuits, microcontrollers and Scada system, used to display data. Posteriorly, user guides were elaborated in order to help the system in future projects related to this subject.

In order to validate the theoretical analysis and confirm the simulation results the detection system C was experimentally tested. It was verified that the monitoring system is able to detect and locate flaws on the electric power grid.

Key words: Electric Power Grid, Flaws, Electric Current, Smart Grids, Monitoring, Sensors, Microcontroller, GSM Module, Scada System.

Agradecimentos

No final desta grande etapa e aventura da minha vida, é com muito orgulho que lembro todos aqueles que estiveram envolvidos nestes longos cinco anos de formação e deixo os meus sinceros e profundos agradecimentos.

Em primeiro lugar agradeço aos meus pais, do fundo do meu coração, por todos os esforços que fizeram para permitir que o meu curso chega-se ao fim. Quer fisicamente, emocionalmente e economicamente estiveram sempre presentes logo esta conquista também é vossa. Obrigado e espero continuar a orgulhar-vos ao longo da minha vida.

Ao meu irmão e a minha namorada, quer por me fazer sorrir, quer pelas perguntas (mesmo às vezes não percebendo nada) sobre a evolução dos meus trabalhos académicos. Obrigado mano, pela forma única de me incentivares a realizar as coisas. Obrigado à minha namorada, pois a ela devo o apoio incondicional, motivação e conforto quando algo corria menos bem, encorajando-me a fazer sempre mais e melhor.

Aos docentes desta instituição e curso, estou grato pela vossa contribuição para a minha formação pois fizeram-me crescer a nível profissional e pessoal. Ao meu orientador, Professor Dionísio Barros, agradeço profundamente a oportunidade de desenvolver este interessante projeto. Obrigado por todo o tempo despendido, nas nossas reuniões, e toda a sua ajuda, conhecimento, experiência e conselhos foram cruciais para a concretização deste trabalho, não tenho dúvida que sem eles a sua realização seria bem mais complicada. Agradecimento muito especial, ao Professor Luís Gomes, pela cedência dos microcontroladores para o desenvolver do trabalho.

Aos colegas de curso, gostaria de deixar uma palavra amiga pois apesar de no Mestrado seguirmos caminhos distintos, vocês foram os melhores companheiros. Agradeço a vossa boa disposição, conhecimento de cada um dava ao grupo, amizade e pelos bons momentos que passamos juntos.

Ao Engenheiro Filipe Santos, por toda a paciência ao longo destes anos e apoio prestado em todos os trabalhos quando era preciso. Obrigado pelos conhecimentos que transmitiu e pelas soluções para o melhor funcionamento dos circuitos.

Por último e não menos importante, à Empresa de Eletricidade da Madeira pela proposta de trabalho lançada, pelas soluções e troca de ideias construtivas para o desenvolver do trabalho e pela disponibilização de dados da empresa. O meu muito obrigado, em especial ao Engenheiro Agostinho Figueira e ao Engenheiro Aires Henriques.

Agradeço a todos mesmo, porque o meu sonho tornou-se realidade, pois serei engenheiro eletrotécnico.

Lista de acrónimos

EDP – Energias de Portugal
RAM – Região Autónoma da Madeira
MAT – Muito Alta Tensão
AT – Alta Tensão
MT – Média Tensão
SE – Subestação
BT – Baixa Tensão
PT – Posto de Transformação
EEM – Empresa de Eletricidade da Madeira
UPS – *Uninterruptable Power Supplies*
THD – *Total Harmonic Distortion*
CC – Curto-circuito;
DTC – *Distribution Transformer Controller*
DC – *Direct Current*
FTU – *Feeder Terminal Unit*
GSM – *Global System for Mobile Communications*
PLC – *Power Line Carrier*
DEI – Dispositivo Eletrónico Inteligente
LAN – *Local Area Network*
WAN – *Wide Area Network*
PSS/E – *Power System Simulator for Engineering*
RMS – *Root Mean Square*
ADC – *Analog-to-Digital Converter*
FET – *Field-Effect Transistors*
LED – *Light Emitting Diode*
OPC – *Open Platform Communications*
SMS – *Short Message Service*
USB – *Universal Serial Bus*
FTDI – *Future Technology Devices Internacional*
COM – *Component Object Model*

Índice

Resumo.....	iii
Abstract.....	v
Agradecimentos	vii
Lista de acrónimos	ix
Índice.....	i
Índice de figuras.....	v
Índice de tabelas	xiii
1. Introdução	1
1.1. Motivação	2
1.2. Objetivos	3
1.3. Organização da dissertação	4
2. Revisão da bibliografia	5
2.1. Estrutura de uma rede de energia elétrica	5
2.2. Descrição do sistema de neutro isolado	7
2.3. Características dos elementos da rede	8
2.4. Defeitos mais comuns	11
2.5. Qualidade de serviço.....	23
2.6. Redes inteligentes de energia	24
2.7. Sistemas comerciais.....	26
2.8. Rede de comunicação de dados	29
2.9. Scada	30
3. Projeto do sistema de monitorização de defeito	33
3.1 Sistema A	33
3.2 Sistema B	35
3.3 Sistema C	38
3.4. Rede de transmissão de dados	40
3.5. Microcontrolador e sensor de corrente	42
4. Simulação de defeitos num sistema de neutro isolado	50
4.1. Curto-circuito trifásico	51
4.2. Curto-circuito fase – fase.....	55
4.3. Curto-circuito fase – fase – terra	56

4.4.	Sobrecarga	59
4.5.	Subcarga	60
4.6.	Interrupção.....	61
4.7.	Curto-circuito fase – terra	62
4.8.	Rede em malha.....	66
4.9.	Simulação da rede alvo de estudo.....	67
5.	Verificação experimental do sistema de monitorização de defeitos.....	71
5.1.	Teste ao sensor de corrente	71
5.2.	Circuito para calcular o RMS da corrente	72
5.3.	Condicionamento do sinal do sensor	76
5.4.	Programação do algoritmo no microcontrolador	77
5.5.	Monitorização dos defeitos no sistema	82
5.6.	Implementação do protótipo laboratorial.....	83
5.7.	Resultados experimentais do protótipo.....	88
5.7.1	Funcionamento normal da rede	88
5.7.2	Falha fase – fase	90
5.7.3	Falha trifásica.....	95
5.7.4	Defeito fase – terra.....	95
6.	Conclusões.....	97
6.1.	Trabalhos futuros	99
	Referências	100
	Anexo A – Análise económica para os dispositivos.....	104
	Anexo B – Rede simulada no <i>software Matlab</i>	105
	Anexo C – Manual de utilização do PSS/E.....	106
C.1	Criação de um novo cenário e análise do trânsito de energia	106
C.2	Análise de contingências	112
C.3	Análise de curto-circuitos.....	115
C.4	Análise da estabilidade	117
	Anexo D – Teste ao sensor de corrente SCT 010	122
	Anexo E – Placas desenvolvidas para o cálculo do valor RMS da corrente.....	124
	Anexo F – Código para o RMS desenvolvido no MSP430	125
	Anexo G – Manual de instalação dos <i>drivers</i> da Gboard.....	126
	Anexo H – Código para Gboard da central de despacho	130
	Anexo I – Código para Gboard do DEI com o sistema A.....	133

Anexo J – Código para Gboard do DEI com o sistema C	135
Anexo K – Sistema Scada IGSS	138
Anexo L – Material necessário para a implementação do protótipo laboratorial .	141
Anexo M – Código para o MSP430 da rede no laboratório	142
Anexo N – Código para a Gboard da rede no laboratório	144

Índice de figuras

Figura 2.1 – Estrutura da rede de energia elétrica [1].	5
Figura 2.2 – Estrutura de um posto de transformação de cabine [3].	6
Figura 2.3 – Ponto de neutro de um sistema trifásico [4].	7
Figura 2.4 – Defeito numa linha com sistema de neutro isolado [4].	7
Figura 2.5 – Modelo elétrico equivalente de um gerador.	8
Figura 2.6 – Modelo de linha longa para um troço de comprimento infinitesimal [7].	9
Figura 2.7 – Modelo de linha média [7].	9
Figura 2.8 – Modelo de linha curta [7].	10
Figura 2.9 – Modelo T do transformador [8].	10
Figura 2.10 – Relação de transformação do transformador Y- Δ .	10
Figura 2.11 – Sobretensão numa linha longa [11].	12
Figura 2.12 – Cava de tensão [11].	12
Figura 2.13 – Distorção harmónica [11].	13
Figura 2.14 – Interferência eletromagnética [11].	13
Figura 2.15 – Efeito transitório [11].	14
Figura 2.16 – Circuito de um sistema trifásico equilibrado.	14
Figura 2.17 – Fasores de corrente elétrica de um sistema desequilibrado [12].	14
Figura 2.18 – Curto-circuito numa rede de distribuição [15].	15
Figura 2.19 – Curto-circuito fase-terra [15].	15
Figura 2.20 – Detecção do defeito fase-terra com as impedâncias capacitivas [16].	16
Figura 2.21 – Detecção do defeito fase-terra com o contacto a seco à Terra [16].	16
Figura 2.22 – Exemplo de detecção do defeito fase-terra [16].	16
Figura 2.23 – Caso 1: Curto-circuito fase-terra no início da linha.	17
Figura 2.24 – Caso 2: Curto-circuito fase-terra noutra linha.	17
Figura 2.25 – Curto-circuito fase-fase [15].	19
Figura 2.26 – Circuito quando ocorre um curto-circuito entre duas fases.	20
Figura 2.27 – Curto – circuito fase-fase-terra [15].	20
Figura 2.28 – Períodos de transição de um curto-circuito [17].	21
Figura 2.29 – Corrente que circula na linha trifásica [15].	22
Figura 2.30 – a) Componentes simétricas desenvolvidas por Fortescue b) Componente direta c) Componente inversa d) Componente homopolar [15].	23
Figura 2.31 – Detecção e localização de defeitos com sistema de monitorização. a) Método convencional. b) Método com as redes inteligentes de energia	25
Figura 2.32 – Arquitetura das redes inteligentes em Portugal [1].	25

Figura 2.33 – Atuação dos indicadores de passagem de defeito [5].	27
Figura 2.34 – Nexus 1500 [23].	28
Figura 2.35 – Exemplo de um sistema de deteção de falhas por injeção de um sinal [24].	28
Figura 2.36 – Exemplo de um sistema de deteção de falhas com FTU [25].	29
Figura 2.37 – Exemplo de um sistema Scada.	31
Figura 3.1 – Modelo a simular da rede de energia elétrica com o sistema A de deteção de defeitos.	33
Figura 3.2 – Fluxograma do algoritmo do sistema de deteção de defeitos com o sistema A.	34
Figura 3.3 – Modelo a simular da rede de energia elétrica com o sistema B de deteção de defeitos.	35
Figura 3.4 – Fluxograma do algoritmo do sistema de deteção de defeitos com o sistema B.	36
Figura 3.5 – Zonas de operação da rede elétrica.	37
Figura 3.6 – Fluxograma do algoritmo desenvolvido para análise do defeito fase-terra.	37
Figura 3.7 – Rede de energia elétrica em malha com o sistema de deteção de defeitos com monitorização inicial e final da corrente (Sistema C).	38
Figura 3.8 – Fluxograma do algoritmo do sistema de deteção de defeitos com o sistema C.	39
Figura 3.9 – Diagrama geral do sistema de monitorização.	40
Figura 3.10 – Esquema geral do conteúdo do SMS enviado pelo microcontrolador.	41
Figura 3.11 – Fluxograma do algoritmo para a central de despacho para validar a receção do SMS.	42
Figura 3.12 – Microcontrolador ODROID-U3 [27].	43
Figura 3.13 – Microcontrolador AVR-GSM [28].	44
Figura 3.14 – Microcontrolador BeagleBone Black [29].	44
Figura 3.15 – Microcontrolador Gboard Pro [30].	45
Figura 3.16 – Sensor de corrente FCL [31].	47
Figura 3.17 – Sensor de corrente Magnelab SCT3000 [32].	47
Figura 3.18 – Sensor de corrente MGS 1800 [33].	47
Figura 3.19 – Sensor de corrente AmpFlex AEMC 3000 [34].	48
Figura 3.20 – Microcontrolador Gboard WR Bridge.	48
Figura 3.21 – Sensor YHDC SCT 010 [36].	49
Figura 3.22 – Sensor CS60-010 [36].	49
Figura 4.1 – Modelo total da rede elétrica no <i>Matlab</i> .	51

Figura 4.2 – Avaria criada na rede para os curto-circuitos.....	51
Figura 4.3 – Detecção do curto-circuito trifásico com o sistema de deteção A a) Antes da zona de defeito b) Depois da zona de defeito.	52
Figura 4.4 – Detecção do curto-circuito trifásico com o sistema de deteção B a) PT antes da zona de defeito b) PT depois da zona de defeito.....	52
Figura 4.5 – Evolução do período de transição da corrente durante um curto-circuito.	53
Figura 4.6 – Comparação de um curto-circuito a) Situação mais desfavorável b) Situação mais favorável.	54
Figura 4.7 – Detecção do curto-circuito fase-fase com o sistema de deteção A a) Antes da zona de defeito b) Depois da zona de defeito.	55
Figura 4.8 – Detecção do curto-circuito fase-fase com o sistema de deteção B a) PT antes da zona de defeito b) PT depois da zona de defeito.....	56
Figura 4.9 – Defeito criado na rede para o curto-circuito fase-fase-terra.	57
Figura 4.10 – Circuito com exemplo de um curto-circuito fase-fase-terra em pontos diferentes da rede.	57
Figura 4.11 – Detecção do curto-circuito fase-fase-terra com o sistema de deteção A a) Antes da zona de defeito b) Na zona entre os dois contactos à terra c) Depois da zona de defeito.....	58
Figura 4.12 – Detecção do curto-circuito fase-fase-terra com o sistema de deteção B a) PT antes da zona de defeito b) PT na zona entre os dois contactos à terra c) PT depois da zona de defeito.	59
Figura 4.13 – Corrente elétrica quando ocorre uma sobrecarga, detetado no sistema A.....	60
Figura 4.14 – Corrente elétrica quando ocorre uma sobrecarga, detetado no sistema B.....	60
Figura 4.15 – Corrente elétrica quando ocorre uma subcarga, detetado no sistema A.	61
Figura 4.16 – Corrente elétrica quando ocorre uma subcarga, detetado no sistema B.	61
Figura 4.17 – Tensão entregue à rede elétrica pelo gerador.....	61
Figura 4.18 – Interrupção visível na corrente elétrica.....	62
Figura 4.19 – Defeito criado na rede para o curto-circuito fase-terra.	62
Figura 4.20 – Detecção do curto-circuito fase-terra com o sistema de deteção A.	63
Figura 4.21 – Detecção do curto-circuito fase-terra com o sistema de deteção B.	63
Figura 4.22 – Detecção do curto-circuito fase-terra com medição da corrente através do contacto resistivo periódico.	64
Figura 4.23 – Defeito criado na rede para o curto-circuito fase-terra com deteção através do contacto à Terra e corrente homopolar.....	64

Figura 4.24 – Corrente homopolar nos ramais do sistema de MT a) Troço 1 b) Troço 2 c) Troço 3 d) Troço 4.	65
Figura 4.25 – Resultado da localização dos defeitos no sistema A.	65
Figura 4.26 – Resultado da localização dos defeitos no sistema B.	66
Figura 4.27 – Resultado da localização dos defeitos no sistema C.	67
Figura 4.28 – Patamares da tensão no PSS/E para o trânsito de potência.	67
Figura 4.29 – Rede alvo de estudo implementada no PSS/E.	67
Figura 4.30 – Solução do trânsito de potência no PSS/E para a rede alvo de estudo.	68
Figura 4.31 – Sentido da potência ao longo da rede implementada no laboratório. .	68
Figura 4.32 – Comportamento dos barramentos de distribuição na rede a) Tensão nos barramentos de distribuição b) Potência nos barramentos de distribuição.	69
Figura 4.33 – Comportamento dos barramentos de carga na rede do laboratório a) Tensão nos barramentos de carga b) Potência nos barramentos de carga.	70
Figura 5.1 – Circuito montado no laboratório para testar o sensor CS60-010.	71
Figura 5.2 – Esquema de montagem do sensor CS60-010 [36].	71
Figura 5.3 – Equação da reta do sensor CS60-010.	72
Figura 5.4 – AD8436 elemento responsável pelo cálculo do RMS da corrente [40].	73
Figura 5.5 – Circuito básico com o AD8436 [40].	73
Figura 5.6 – Circuito utilizando os <i>buffers</i> de entrada e saída do AD8436 [40].	73
Figura 5.7 – Valores de referência dados pelo <i>data sheet</i> do componente [40].	74
Figura 5.8 – Valores obtidos no laboratório para as placas impressas.	74
Figura 5.9 – Exemplo de amostragem de um sinal a) Sinal analógico b) Sinal quantizado.	75
Figura 5.10 – Circuito montado no laboratório para testar o cálculo do valor RMS. .	75
Figura 5.11 – Circuito de condicionamento com amplificação e deslocamento DC. .	76
Figura 5.12 – Comparação do resultado do circuito de condicionamento a) Resultado da simulação b) Resultado experimental.	77
Figura 5.13 – Programa <i>Arduino</i> com a estrutura do <i>script</i>	78
Figura 5.14 – Sensor de temperatura realizado com um termistor [41].	78
Figura 5.15 – Teste ao programa da temperatura.	79
Figura 5.16 – Exemplo da Central de Despacho a receber informação.	79
Figura 5.17 – Exemplo do algoritmo do sistema A a funcionar na Gboard.	80
Figura 5.18 – Exemplo do algoritmo do sistema C a funcionar na Gboard.	81
Figura 5.19 – Exemplo da configuração de um DIE através da Central para o sistema A.	81

Figura 5.20 – Exemplo da receção da informação por parte do DIE.....	82
Figura 5.21 – Sistema <i>Labview</i> do diagrama de blocos.....	83
Figura 5.22 – Esquema elétrico do protótipo da rede elétrica.....	84
Figura 5.23 – Rede elétrica montada no laboratório.....	85
Figura 5.24 – Rede elétrica montada no laboratório a funcionar.....	85
Figura 5.25 – Valor e respetiva forma de onda da corrente de entrada da rede.....	86
Figura 5.26 – Detalhe da unidade de aquisição de dados e processamento do sistema de monitorização.....	87
Figura 5.27 – Teste do sistema de monitorização de defeitos.....	88
Figura 5.28 – Teste do sistema de monitorização de defeitos com a rede em funcionamento normal.....	89
Figura 5.29 – Sistema Scada com a rede a operar normalmente com o <i>software Labview</i>	90
Figura 5.30 – Forma de onda da corrente de CC no troço 1 entre a fase b e c.....	91
Figura 5.31 – Forma de onda da corrente de CC no troço 2 entre a fase a e c.....	91
Figura 5.32 – Forma de onda da corrente de CC no troço 4 entre a fase a e b.....	92
Figura 5.33 – Detecção do defeito no troço 1 no sistema Scada.....	92
Figura 5.34 – Detecção do defeito no troço 2 no sistema Scada.....	93
Figura 5.35 – Detecção do defeito no troço 4 no sistema Scada.....	93
Figura 5.36 – Forma de onda da corrente de CC entre a fase b e c.....	94
Figura 5.37 – Comparação entre a curva de disparo do disjuntor e fusível.....	94
Figura 5.38 – Detecção do defeito no troço 1 com as proteções a atuarem.....	95
Figura 5.39 – Toro homopolar para medição da corrente homopolar [46].....	96
Figura B.1 – Rede base de energia elétrica simulada no <i>Matlab</i> com sistema A e B.....	105
Figura B.2 – Rede base de energia elétrica simulada no <i>Matlab</i> com o sistema C.....	105
Figura C.1 – Introdução dos dados sobre o barramento.....	106
Figura C.2 – Criação das centrais de uma rede.....	106
Figura C.3 – Dados sobre os geradores que constituem a rede elétrica.....	107
Figura C.4 – Criação das cargas que consomem energia.....	107
Figura C.5 – Configuração das linhas da rede de energia elétrica.....	108
Figura C.6 – Características dos transformadores.....	108
Figura C.7 – Introdução de valores da admitância de um barramento.....	109
Figura C.8 – Janela da opção <i>Solve</i>	110
Figura C.9 – Resultados obtidos pela janela de progresso.....	110

Figura C.10 – Resultados obtidos nos separadores <i>Buses</i> e <i>Machines</i>	111
Figura C.11 – Janela para criação de um ficheiro com os dados sobre o trânsito de energia.....	111
Figura C.12 – Ficheiro com os resultados obtidos.....	112
Figura C.13 – Janela de criação dos ficheiros SUB, MON e COM.	113
Figura C.14 – Janela carregar os ficheiros auxiliares.	114
Figura C.15 – Parâmetros de escolha para a contingência.	114
Figura C.16 – Ficheiro com os dados diretos, inversos e homopolares.	115
Figura C.17 – Escolha dos barramentos através da tensão nominal.....	116
Figura C.18 – Exemplo de um ficheiro de texto produzido por uma falha de curto-circuito simétrico.	116
Figura C.19 – Conversão das cargas e respetivos geradores.....	117
Figura C.20 – Passagem para o modelo dinâmico.	117
Figura C.21 – Modelos possíveis para o gerador.	118
Figura C.22 – Janela para a realização de uma solução.	118
Figura C.23 – Escolha dos canais pretendidos na saída.....	119
Figura C.24 – Criação do ficheiro de saída com a informação para os gráficos.....	119
Figura C.25 – Carregamento do ficheiro de saída para obtenção dos gráficos.....	120
Figura C.26 – Exemplo de um gráfico obtido pela simulação.....	120
Figura C.27 – Comportamento das grandezas a tentar recuperar da falha no tempo de 1 segundo.....	121
Figura D.1 – Esquema do secundário do sensor YHDC SCT 010 [36].....	122
Figura D.2 – a) Resultado no analisador de potência b) Resultado no sensor SCT 010.....	122
Figura D.3 – Equação da reta do sensor YHDC SCT 010.....	123
Figura E.1 – Placas de circuito impresso desenvolvidas para o AD8436 a) Circuito simples b) Circuito com ganho interno.....	124
Figura G.1 – Gestor de dispositivo com a Gboard desconhecida.....	126
Figura G.2 – Janela de atualização do controlador de <i>software</i>	126
Figura G.3 – Lista com todos os tipos de dispositivos encontrados no computador.....	127
Figura G.4 – Escolha do fabricante e respetivo modelo.	127
Figura G.5 – Gestor de dispositivos com USB ainda desconhecido.....	128
Figura G.6 – Lista com o tipo de dispositivo certo para a Gboard.	128
Figura G.7 – Fabricante e respetivo modelo para a Gboard.....	129

Figura G.8 – Janela do gestor de dispositivos final com o dispositivo instalado corretamente.	129
Figura K.1 – Menu principal criado no sistema Scada IGSS.	138
Figura K.2 – Área de trabalho onde se explica qual o objetivo da utilização do IGSS.	138
Figura K.3 – Área de trabalho onde se encontra a planta da rede.	139
Figura K.4 – Janela de alarmes e eventos do sistema Scada IGSS.	140
Figura K.5 – Painel de informação desenvolvido para cada troço da rede.....	140

Índice de tabelas

Tabela 2.1 – Resultados para os diferentes casos de curto-circuito fase-terra.	19
Tabela 2.2– Parâmetros a cumprir pela norma EN50160.	24
Tabela 2.3 – Exemplo de sistemas comerciais para deteção de falhas.	32
Tabela 3.1 – Codificação das imperfeições comum a todos os sistemas de deteção.	33
Tabela 3.2 – Comparação entre os três sistemas de monitorização de defeitos.	40
Tabela 3.3 - Comparação dos microcontroladores analisados.....	46
Tabela 4.1 – Defeitos a detetar pelo sistema na rede de energia elétrica.....	50
Tabela 4.2 – Características da rede implementada no protótipo laboratorial.....	68
Tabela 5.1 – Resultados obtidos pelo sensor CS060-010 e no analisador de potência Qualistar C.A 8332B.....	72
Tabela 5.2 - Comparação entre o valor RMS do MSP430 com o do multímetro UNI-T UT33C.....	76
Tabela 5.3 – Resultados da corrente para o ramal de entrada consoante a carga da rede.	87
Tabela 5.4 – Resultados da corrente de curto-circuito para o ramal de entrada consoante a resistência de defeito.	90
Tabela A.1 – Listagem do equipamento para o dispositivo inteligente de energia. .	104
Tabela D.1 – Comparação entre os resultados alcançados pelo sensor SCT 010 e o aparelho de medida.....	123
Tabela L.1 – Listagem do equipamento para a rede e sistema de monitorização...	141

1. Introdução

Esta dissertação de Mestrado em Engenharia Eletrotécnica – Telecomunicações apresenta uma solução de monitorização de defeitos para os critérios atuais de qualidade de serviço, que exige uma resposta rápida na deteção e reparação de avarias nas redes de energia elétrica de média tensão, que são responsáveis pelo fornecimento de energia a maioria dos clientes. Para poder detetar essas avarias é necessário perceber o funcionamento de uma rede de energia elétrica e identificar os defeitos mais comuns e suscetíveis de acontecer na rede.

Na rede de energia elétrica de média tensão um dos fatores de qualidade de serviço é garantir a continuidade do fornecimento de energia elétrica ao cliente. De uma forma geral, graças à estrutura típica da rede (normalmente radial) quando surge um defeito em algum troço da rede acaba por ser afetado todo o ramal desde a subestação. Um outro problema que se verifica, é que em redes elétricas de pequena dimensão, tipicamente não existe nenhum aparelho de corte automático ao longo do ramal. Logo, o troço avariado não consegue ser isolado da rede, o que era útil para dar continuidade ao fornecimento de energia aos outros clientes inseridos no mesmo ramal.

O desenvolvimento de um sistema para detetar o local onde ocorre um determinado defeito pode envolver diversas fases, tais como: criação de um modelo da rede de energia elétrica de média tensão para monitorizar grandezas elétricas. Após a modelização é importante criar um sistema capaz de monitorizar e depois detetar os principais defeitos numa rede de energia. O sistema de monitorização deve ser interligado, através de uma rede de telecomunicações, a um sistema responsável pela gestão da rede elétrica.

De forma a comprovar todos os resultados alcançados, efetuou-se testes e verificações experimentais do sistema global, construindo para esse efeito um protótipo laboratorial do sistema de deteção e monitorização de defeitos.

1.1. Motivação

Na rede elétrica de média tensão os postos de transformação estão ligados à subestação, normalmente na topologia radial. Quando ocorre um defeito na rede elétrica de média tensão é os aparelhos de proteção, existentes na subestação, que entram em ação e deixam a rede de média tensão sem energia elétrica, até que seja localizado e corrigido o defeito. A localização do defeito é por vezes demorada, o que afeta a qualidade de serviço dos clientes. Nesta dissertação pretende-se desenvolver um sistema que venha auxiliar na deteção da localização do defeito.

A origem de um defeito na rede elétrica pode ter diversas origens: deficiências de isolamento entre fases, entre fases e a terra ou entre uma fase e a terra. No caso de defeitos entre fases são os defeitos mais graves, pois produzem correntes de curto-circuito mais elevadas, mas são menos frequentes. Enquanto, nos casos de um defeito de fase à terra são mais frequentes e normalmente a corrente atinge uma amplitude mais baixa. Um dos principais fatores da magnitude da corrente de curto-circuito é o regime de neutro que está implementado (aterrado, impedante ou isolado), sendo este último caso o regime utilizado na Região Autónoma da Madeira.

O desenvolvimento desta dissertação é aliciante, pois conjuga três grandes áreas que são: a eletrotécnica, as telecomunicações e as redes. Para desenvolver o sistema de monitorização, é essencial que estas áreas estejam bem interligadas pois pretende-se obter a rápida identificação do local onde ocorre a avaria. De forma a equacionar-se as melhores soluções para repor a energia elétrica e minimizar o tempo de corte do fornecimento de energia elétrica de média tensão.

1.2. Objetivos

Com este trabalho, pretende-se desenvolver um sistema de monitorização de defeitos na rede de energia elétrica de média tensão que seja capaz de identificar a causa e origem da avaria e que transmita essa informação para a central de despacho para realizar a reposição da energia elétrica, contribuindo para que a qualidade de serviço da rede seja melhorada. No qual pretende-se alcançar os seguintes objetivos:

- Rever o funcionamento da rede de energia elétrica de média tensão e identificar os defeitos mais comuns que ocorrem na rede elétrica de média tensão;
- Encontrar soluções de sistemas, para identificar defeitos, que tenham sido implementados na área das redes inteligentes de energia;
- Modelizar a rede de energia elétrica de média tensão para criar um padrão de monitorização dos defeitos;
- Desenvolver um sistema de monitorização com base na corrente elétrica que permita identificar os defeitos numa rede de média tensão;
- Integrar o sistema de monitorização de defeitos com um sistema responsável pela gestão da rede;
- Realizar testes de verificação experimental do sistema de monitorização de defeitos numa rede elétrica de média tensão.

1.3. Organização da dissertação

No primeiro capítulo, introdução, foi apresentada a motivação para a elaboração desta tese, definindo os objetivos e descrita a organização da dissertação.

No segundo capítulo, revisão da bibliografia, apresenta-se uma revisão geral da temática do trabalho, caracteriza-se a rede elétrica, caracteriza-se a qualidade de serviço e descreve-se os principais parâmetros que caracterizam os defeitos que comprometem essa qualidade. Apresenta-se um estudo mais aprofundado e teórico, incidindo no sistema de neutro isolado e caracterizando individualmente todos os componentes da rede elétrica, com o propósito de apurar um modelo para a simulação do capítulo seguinte. Estudou-se também os sistemas comerciais utilizados em redes inteligentes de energia.

No terceiro capítulo, é realizado o projeto do sistema de monitorização de defeitos, explica-se neste capítulo os diferentes métodos criados para a deteção dos defeitos e as escolhas realizadas para os principais componentes que constituem o sistema de monitorização.

O quarto capítulo é empregue ao estudo em simulação, do sistema de monitorização de defeitos verificando em concreto os três sistemas desenvolvidos. É apresentado, os principais padrões detetados no que diz respeito aos defeitos realizados na rede.

O quinto capítulo, intitulado verificação experimental do sistema de monitorização de defeitos, descreve-se as diversas fases de construção do protótipo, desde os testes ao sensor, o desenvolvimento da programação do microcontrolador, a aplicação Scada e a construção da rede no laboratório. Neste capítulo também são apresentados os vários testes realizados com sistema de monitorização de defeitos com o intuito de avaliar o bom funcionamento do sistema e os respetivos resultados alcançados.

Finalmente, no sexto capítulo são expostas as conclusões e as perspetivas de trabalhos futuros, de modo a dar continuidade ao trabalho.

Nos anexos são apresentados vários manuais/guias de diferentes aspetos, com o intuito de fornecer um pequeno apoio na simulação de resultados. Apresenta-se também uma análise financeira dos principais elementos do sistema e todo o código desenvolvido no microcontrolador para a implementação dos algoritmos.

2. Revisão da bibliografia

Na revisão da bibliografia começou-se por fazer uma introdução à rede elétrica e descreve-se os principais defeitos. Numa segunda fase apresenta-se conceitos relacionados com as redes inteligentes de energia. Numa última fase deste capítulo, descreve-se sistemas comerciais para a deteção de defeitos da rede elétrica.

2.1. Estrutura de uma rede de energia elétrica

A rede de energia elétrica está dividida essencialmente em quatro partes distintas: a produção, o transporte, a distribuição e a comercialização, como se pode observar na Figura 2.1 [1]. Uma das principais características que a rede de energia elétrica possui é que a energia não pode ser facilmente armazenada, pelo que a energia que é produzida tem de ser consumida a cada instante.

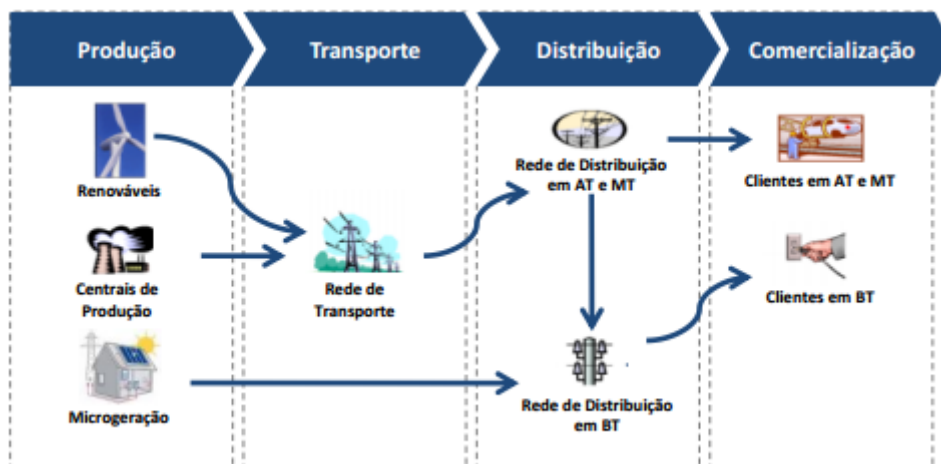
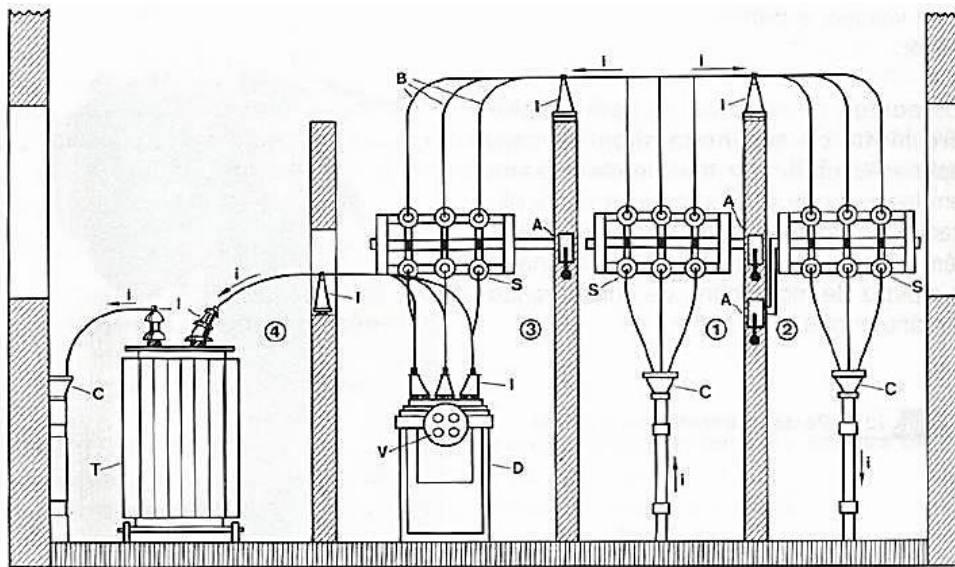


Figura 2.1 – Estrutura da rede de energia elétrica [1].

Começando pela fonte de energia de uma rede elétrica tem-se a produção que a nível mundial baseia-se atualmente nas centrais de carvão, fuel, nuclear e de gás natural, que são conhecidas como fontes de energia não renováveis. Por outro lado, tem-se recentemente investido nas fontes de energia renováveis criando as centrais hidroelétrica, eólicas, solares e geotérmicas [1]. Depois da fase de produção inicia-se a fase de transporte, responsável por fazer a ponte entre a central de produção e os centros de consumo, isto é, o início da rede de distribuição. Normalmente este transporte é realizado em Muito Alta Tensão (MAT) para minimizar as perdas de energia no seu transporte, cobrindo uma vasta área geográfica [1]. Para passar para etapa de distribuição são instaladas as subestações (SE) que são responsáveis por realizar uma redução da tensão através de um transformador, ou seja, vão transformar um nível de AT para um nível intermédio, adequado para levar a energia até os consumidores finais, habitualmente feito em Média Tensão (MT) [1]. Na rede de distribuição o principal objetivo é levar a energia à casa de cada cliente, logo a rede de distribuição começa à saída das subestações e é constituída pelos seguintes elementos: rede de MT, rede de Baixa Tensão (BT), postos de transformação (PT) e iluminação pública. Como nas subestações, os PT's trabalham com o mesmo propósito, mas neste caso transforma a energia de MT para BT. Um PT pode ser instalado de duas formas distintas: aéreo ou em cabine. Este é constituído pelos seguintes componentes: transformador, equipamentos de

interrupção e proteção e um quadro geral de BT, de onde derivam os diversos ramais/*feeders* para alimentar os consumidores finais [2]. Como uma das soluções para o desenvolvimento do sistema de monitorização fica situada num PT é fundamental saber como este se encontra estruturado, especialmente num PT de cabine (Figura 2.2), sendo geralmente construídos em alvenaria e assim os seus equipamentos são colocados em várias divisões (celas) de modo a estarem associados às diferentes tensões que existam (A.T, M.T e B.T) [3].



Pqsto de transformação interior (tipo cabine), em corte: 1 – Cella de entrada (em A.T.); 2 – Cella de saída (em A.T.); 3 – Cella de Protecção; 4 – Cella de transformação; S – Seccionador tripolar; D – Disjuntor em banho de óleo; T – Transformador trifásico; C – Caixa de fim-de-cabo; B – Barramentos; I – Isoladores; A – Comando exterior dos seccionadores; V – Volante para ligar ou desligar o disjuntor.

Figura 2.2 – Estrutura de um posto de transformação de cabine [3].

Na etapa da comercialização, a empresa gere da melhor forma possível a relação com os consumidores finais e outras empresas, no qual incluem a faturação e o seu serviço [1].

Na rede elétrica de MT, e num sistema trifásico, existe três tensões e um ponto comum, mais conhecido como ponto de neutro (local onde se encontram ligadas as três fases do sistema), visível na Figura 2.3. O ponto de neutro pode estar ou não, distribuído na rede elétrica de MT, logo as redes podem ser divididas em duas categorias: redes com o neutro distribuído (4 condutores) e redes sem a distribuição do neutro (3 condutores). Na seção seguinte apresenta-se as principais características que se encontra numa rede elétrica quando rede é ligada sem distribuição de neutro e com o regime de neutro isolado [4].

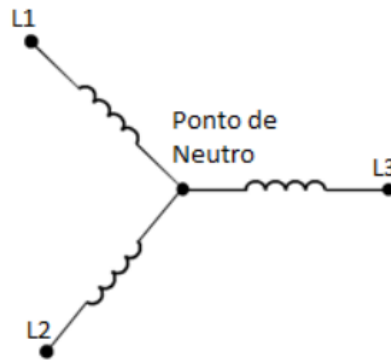


Figura 2.3 – Ponto de neutro de um sistema trifásico [4].

2.2. Descrição do sistema de neutro isolado

Este sistema é designado por neutro isolado, uma vez que o ponto neutro do transformador de MT na rede de distribuição de energia não se encontra ligado fisicamente à terra, isto é, a distribuição é feita somente entre os três condutores de fase. Não existe um único tipo de sistema de neutro. Existem vários tipos de regime distintos que indicam a forma de ligar o neutro [5]:

- Neutro distribuído e ligado à terra em vários pontos do percurso;
- Neutro ligado à terra;
- Neutro ligado à terra por uma impedância;
- Neutro ligado à terra por uma bobine de *Peterson*;
- Neutro isolado da terra.

No sistema de neutro isolado, a grande vantagem é que não deve ocorrer nenhuma tensão residual (a soma vetorial das três tensões das fases deve-se anular). Na rede elétrica existe impedâncias capacitivas ao longo das linhas (Figura 2.4) e no caso de defeito surgem impedâncias de fuga, aumentando deste modo a tensão residual, monitorizando essa tensão, pode ser importante para a deteção de um defeito ou falha na rede elétrica. A possibilidade de detetar a origem do defeito pode deixar de ser tão evidente pois essa informação vai-se refletir em toda a rede [4].

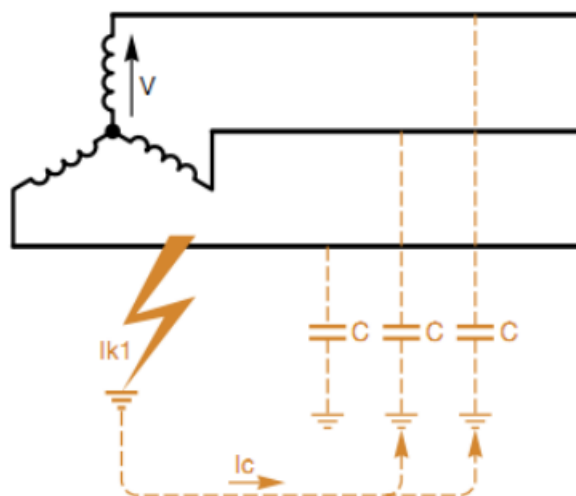


Figura 2.4 – Defeito numa linha com sistema de neutro isolado [4].

Como se pode visualizar pela Figura 2.4, quando surge um defeito numa rede com um sistema de neutro isolado a corrente de defeito fecha-se através das impedâncias capacitivas das outras linhas, o que vai fazer com que as restantes correntes se elevem perigosamente, caso a linha abranja grandes distâncias. Todavia, este sistema apresenta uma mais-valia que é garantir a distribuição da energia mesmo quando ocorre um defeito fase-terra, porque normalmente não se atinge correntes demasiado elevadas, o que pode fazer com que as proteções não atuem. Porém, se esse defeito não for eliminado a rede fica mais suscetível à ocorrência de outro defeito (linha ligada à terra). É muito importante detetar o primeiro defeito para alertar a equipa de intervenção para assim eliminar a falha, dando mais ênfase a esta falha uma vez que é a mais comum na rede de distribuição [4].

Na rede de neutro isolado, a maior desvantagem é incapacidade de eliminar as sobretensões transitórias pela terra, originando sobretensões elevadas [4]. Para verificar este comportamento pretende-se, nos próximos capítulos do trabalho, realizar simulações num sistema isolado, de modo a observar as grandezas mais importantes, sendo neste caso a corrente.

Numa rede com o sistema de neutro isolado é fulcral ter várias noções de qual é o comportamento de cada elemento da rede, ou seja, o seu modelo teórico elétrico equivalente.

2.3. Características dos elementos da rede

Começando pelo gerador, que engloba essencialmente de uma forma simplificada três elementos que são: fonte de tensão, que representa a tensão que esta a ser gerada pelo gerador, uma componente resistiva para modelizar as perdas por efeito de Joule nos enrolamentos da máquina e uma reactância de fugas devido à dispersão das linhas do campo do fluxo magnético entre o rotor e o estator. O circuito elétrico obtido é representado na Figura 2.5 e expressa-se pela equação 2.1 [6].

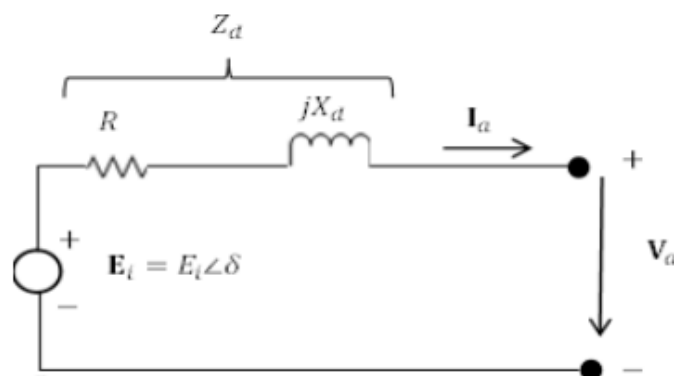


Figura 2.5 – Modelo elétrico equivalente de um gerador.

$$V_a = E_i - Z_d I_a = E_i - (R + jX_d) I_a \quad (2.1)$$

As linhas de transmissão de energia elétrica podem ser representadas por três modelos: linha longa, média e curta. A escolha do modelo que se deve utilizar para caracterizar funcionalmente a linha depende unicamente do comprimento. O modelo de linha longa ou modelo exato é caracterizado por conter todos os parâmetros que

caracterizam a linha por unidade de comprimento sendo: resistência, indutância, capacitância e condutância (Figura 2.6). É considerado um modelo de linha exata quando a sua dimensão é superior a 250 Km [7].

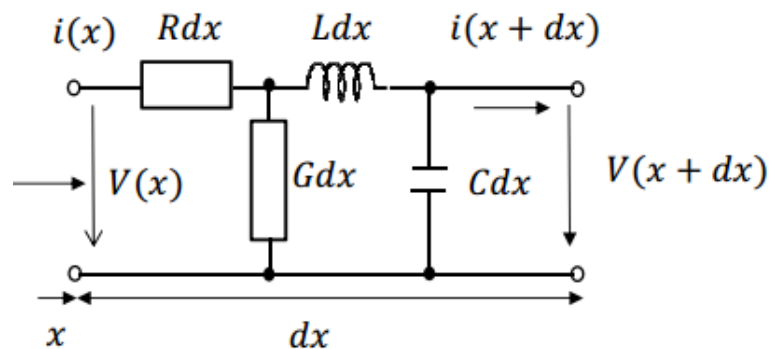


Figura 2.6 – Modelo de linha longa para um troço de comprimento infinitesimal [7].

Tem-se então no modelo os quatro principais elementos que constituem a linha, em que cada um deles tem a seguinte função:

- Resistência (R): Representa todas as perdas e respetivas quedas de tensão na componente resistiva longitudinal;
- Indutância (L): Relacionado com o consumo de energia reativa na linha e quedas de tensões no elemento indutivo que influenciará o fasor da tensão;
- Condutância (G): Representa as correntes de fuga que podem surgir no isolamento das linhas, normalmente é um elemento que se costuma desprezar;
- Capacitância (C): Representa a capacidade transversal da linha e relaciona-se com a produção de energia reativa.

Como se verifica, nos seguintes modelos, o que acontece é a simplificação do modelo anterior com a perda de alguns dos elementos anteriormente descritos. O modelo de linha média é utilizado quando o comprimento da linha está compreendido entre os 80 Km e os 250 Km e é representado por um modelo do tipo pi (Figura 2.7). A admitância transversal da linha é dividida em metade, onde fica metade junto ao nó de emissão e a restante fica perto da receção. Este é o modelo mais utilizado [7].

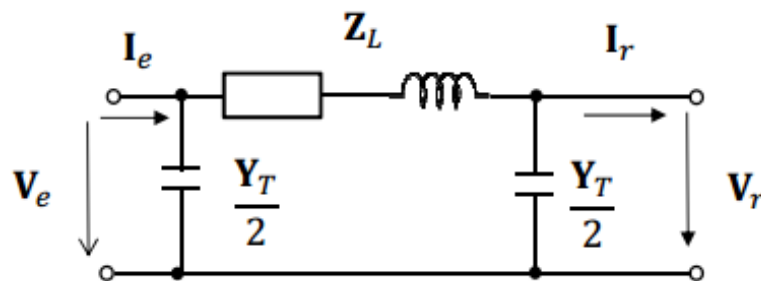


Figura 2.7 – Modelo de linha média [7].

Relativamente às linhas de transmissão com um comprimento inferior a 80 Km, diz-se que estas regem-se pelo modelo de linha curta (Figura 2.8) [7]. É o sistema mais simples possível e a corrente que é injetada na linha é igual à da receção.

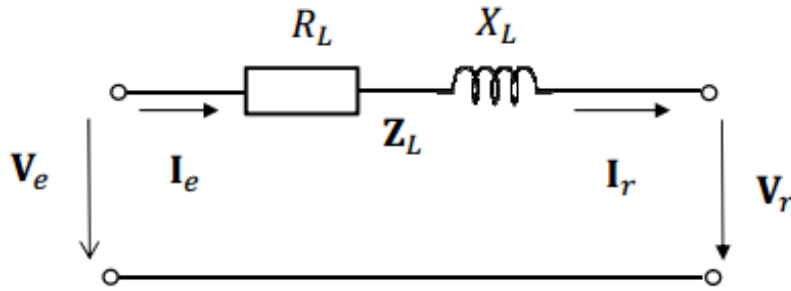


Figura 2.8 – Modelo de linha curta [7].

O modelo elétrico que se costuma utilizar para caracterizar o funcionamento do transformador é o modelo em T (Figura 2.9), em que são usados os parâmetros: resistência e reactância de dispersão, quer seja do primário bem como do secundário (elementos na horizontal) e o ramo de magnetização do transformador (elementos na vertical) [8].

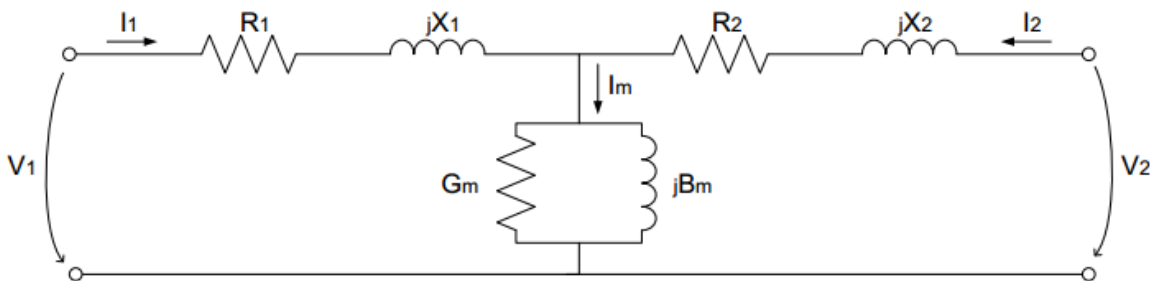


Figura 2.9 – Modelo T do transformador [8].

Como todos os transformadores encontram-se ligados na forma estrela(Y)–triângulo(Δ) pode-se verificar qual a relação entre as grandezas do primário e secundário (Figura 2.10), neste caso a corrente em específico pois é alvo de estudo.

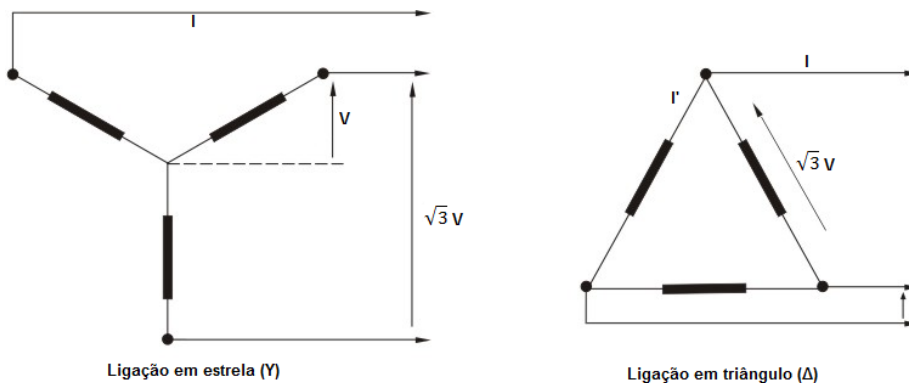


Figura 2.10 – Relação de transformação do transformador Y- Δ .

Como se sabe a potência base para o transformador é idêntica para ambos os andares do transformador, sendo este passo muito importante para compreender a relação entre as correntes do transformador (primário e secundário). Portanto, as relações são mais fáceis de deduzir nas resistências de cada andar, chegando assim à corrente no secundário (triângulo) em relação com a do primário (estrela):

$$P_1 = P_1'$$

$$\Leftrightarrow I \cdot V = \sqrt{3} V \cdot I'$$

$$\Leftrightarrow I' = \frac{I}{\sqrt{3}} \quad (2.2)$$

Logo, tem-se devido à relação de transformação, o facto de uma corrente mais pequena no secundário conduzir à explicação do abaixamento mais acentuado dos valores nominais da corrente. Relativamente ao secundário pode-se afirmar que os fasores encontram-se desfasados em relação ao primário de + 30°, ou seja, em atraso devido às relações de transformação [9].

Com estes modelos teóricos é possível modelizar uma rede de energia elétrica e entender o que ocorre numa rede quando surge um defeito. A grande maioria dos defeitos que acontecem na rede de energia elétrica estão relacionados com a fiabilidade e a segurança da rede de distribuição de energia e se não houver ações e princípios de proteção e prevenção, vários fenómenos podem ocorrer, tais como: exceder o valor máximo e seguro considerado para a intensidade da corrente elétrica, o trânsito de potência numa linha ficar condicionado o que pode levar a situações de sobrecarga. Tudo isto faz aumentar a probabilidade de uma rede entrar em instabilidade, ou seja, são interações descontroladas entre os vários elementos da rede elétrica que alteram as condições de funcionamento da rede. Então, devem ser garantidos os seguintes aspetos para aumentar a fiabilidade e segurança da rede de energia elétrica [10]:

- Balanço energético entre a produção e o consumo, pois se ocorrer um desequilíbrio entre estes dois aspetos é prejudicada a frequência da rede;
- Balanceamento entre a potência reativa e a ativa;
- Impedir o excesso dos limites térmicos, uma vez que devido à passagem de corrente todos os elementos da rede (linhas, transformadores e outros) aquecem;
- Operar segundo o critério *N-1*, isto é, pretende-se planear o inesperado, visto que, quando surge algum problema na rede, a sua propagação é muito rápida, portanto é essencial tomar as medidas de segurança corretas promovendo assim a sua fiabilidade.

2.4. Defeitos mais comuns

O fenómeno designado por instabilidade advém quando uma ou mais prevenções referidas na seção anterior não é cumprida, podendo num caso mais grave levar a um *blackout*, ou seja, a um total apagão no fornecimento da energia elétrica. Essa interrupção é incontestavelmente o problema mais grave que se tem de lidar, pois afeta todos os equipamentos que estão ligados à rede de energia à exceção dos que são ligados a UPS (*Uninterruptable Power Supplies*) ou geradores de emergência [11]. Os defeitos podem ser classificados em dois tipos: momentâneos e permanentes. Os momentâneos são eliminados pelo ciclo de religação automática das proteções, que consiste em desligar a linha defeituosa abrindo assim o disjuntor e após um tempo de isolamento é dada a ordem de religação, confirmando a ausência de defeito. Caso o defeito se mantenha é feito um disparo definitivo. Por sua vez, os defeitos permanentes requerem uma intervenção humana. Nas redes aéreas verifica-se que os defeitos momentâneos são na ordem dos 80% a 90% e nas redes subterrâneas os defeitos registados são permanentes (na ordem dos 100%) [5].

Existe vários tipos de instabilidade provocados por defeitos que se pode sentir numa rede, sendo os principais seguidamente enumerados [10] [11]:

- Perda do sincronismo;
- Oscilações auto excitadas que tendem a aumentar ou diminuir a amplitude da onda;
- Quebra dos limites de frequência;
- Interrupção que pode dever-se a vários fatores tal como: razões de segurança, razões de serviço ou manutenção e casos furtivos tal como incêndios, terremotos e outros casos;
- Colapso de tensão devido a um nível de tensão muito baixo verificado num barramento;
- Disparo de várias linhas devido a sobrecargas, resultam devido à intensidade de corrente excessiva que atravessa os equipamentos e origina uma elevação da temperatura, o que pode levar a um agravamento do isolamento do condutor;
- Sobretensões devido à ligação de linhas longas, descargas atmosféricas e situações de defeito (Figura 2.11);

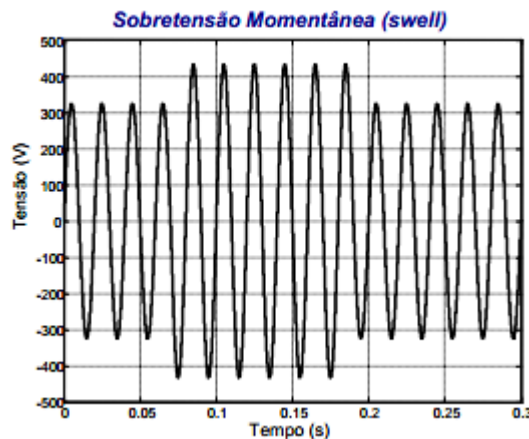


Figura 2.11 – Sobretensão numa linha longa [11].

- Cavas de tensão que podem ser provocadas por um curto-circuito num condutor que alimenta o mesmo sistema elétrico ou ao ligar cargas de grande potência (Figura 2.12);

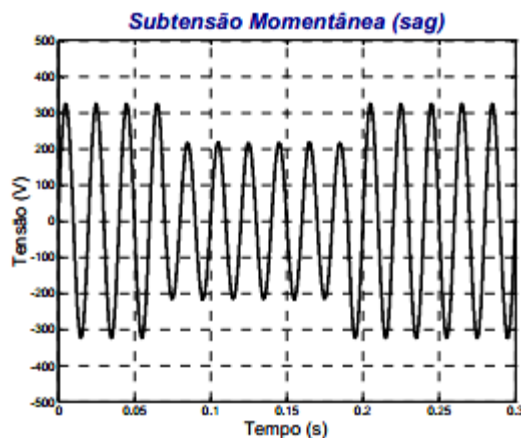


Figura 2.12 – Cava de tensão [11].

- Distorção harmónica total (THD) é um problema que surge quando existe cargas não lineares na rede (equipamento de informática, iluminação fluorescentes, pontes retificadoras, entre outros) o que faz com que circulem harmónicos nas linhas, distorcendo o sinal de alimentação (Figura 2.13). O THD pode originar problemas, tais como: aumento das perdas, redução do tempo de vida útil das máquinas e transformadores, disparos indevidos nos sistemas de proteção, erros nos contadores de energia e instrumentos de medida, inserção de interferência eletromagnética nos sistemas de telecomunicações e mau funcionamento dos equipamentos eletrónicos;

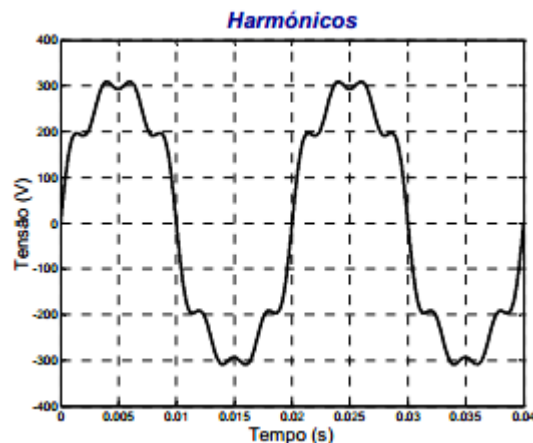


Figura 2.13 – Distorção harmónica [11].

- Ruído, ou mais conhecido por interferência eletromagnética a altas frequências, que são produzidas pelas comutações rápidas dos conversores eletrónicos de potência (Figura 2.14);

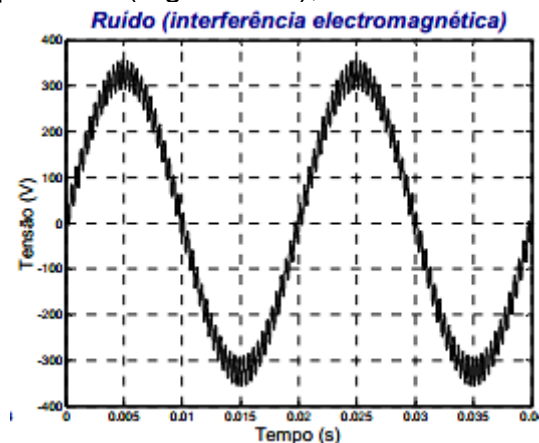


Figura 2.14 – Interferência eletromagnética [11].

- Fenómenos transitórios que ocorrem com a comutação de bancos de condensadores ou por motivo de descargas atmosféricas (Figura 2.15);

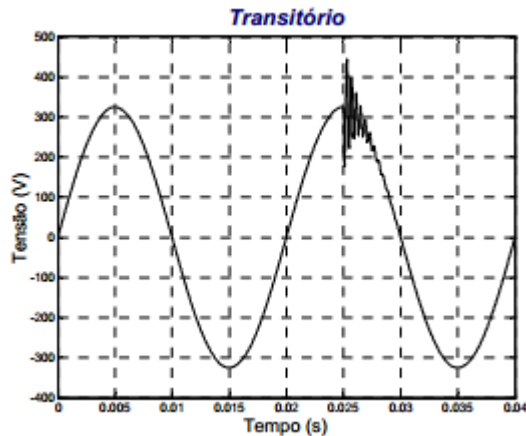


Figura 2.15 – Efeito transitório [11].

- Sistema trifásico desequilibrado porque as cargas normalmente a alimentar são monofásicas, sendo que as correntes e tensões ficam desequilibradas com amplitudes distintas e o defasamento entre ambas deixa de ser de 120° . Surgindo assim, uma corrente no condutor neutro (Figura 2.16) de acordo com a seguinte expressão e como a Figura 2.17 demonstra [12]:

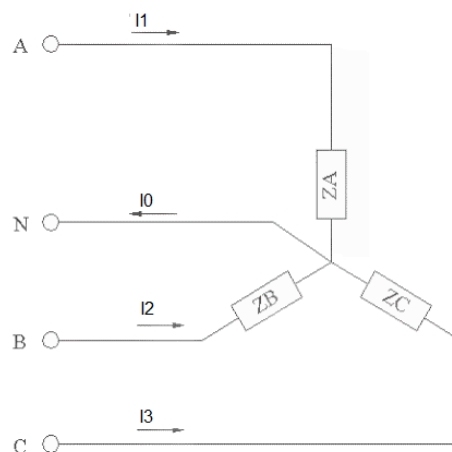


Figura 2.16 – Circuito de um sistema trifásico equilibrado.

$$\bar{I}_0 = \bar{I}_1 + \bar{I}_2 + \bar{I}_3 \quad (2.3)$$

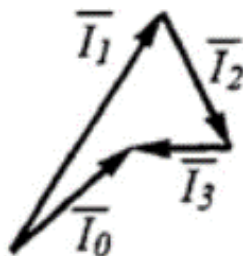


Figura 2.17 – Fasores de corrente elétrica de um sistema desequilibrado [12].

No entanto, este desequilíbrio não tem por norma ser constante ao longo da linha e da rede porque as cargas podem ter maior ou menor impedância entre linhas. Ou seja, com cargas desequilibradas implica uma maior ou menor corrente a percorrer a linha, logo os desequilíbrios podem ser distintos [13];

- Curto-Circuitos (CC) são dos defeitos mais prejudiciais numa rede de energia elétrica, uma vez que quando estes ocorrem verifica-se normalmente um aumento significativo nas correntes, o que pode fazer atuar os sistemas de proteção originando assim uma interrupção na alimentação dos consumidores. Associado a esta interrupção existe um número maior de consumidores que são afetados indiretamente, porque enquanto dura o curto-circuito nos ramos adjacentes verifica-se uma queda de tensão (cava), que vai-se tornando cada vez mais acentuada à medida que se aproxima do local de defeito [14].

Existem vários tipos de curto-circuito: os simétricos e os assimétricos. Os simétricos envolvem as três fases simultaneamente com uma impedância de defeito igual em todas as fases, tal como se pode observar na Figura 2.18, é neste defeito que surgem as correntes mais elevadas. No caso dos assimétricos, estes são divididos em várias subcategorias e a sua análise é importante uma vez que causam a circulação de correntes desequilibradas [15]:

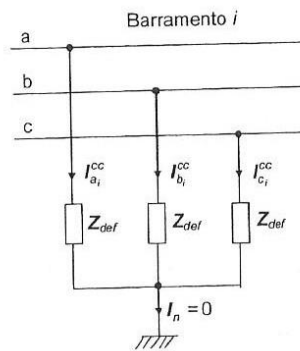


Figura 2.18 – Curto-circuito numa rede de distribuição [15].

- Curto-circuito fase-terra: Ocorre quando uma das fases toca no solo e é do tipo de falha mais comum e frequente numa rede elétrica (Figura 2.19). Quando a impedância de defeito entre a fase e a terra tem um valor nulo diz-se que o curto-circuito é franco ou metálico [15];

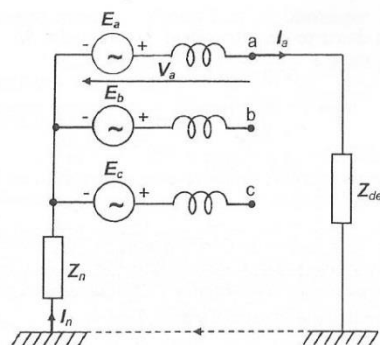


Figura 2.19 – Curto-circuito fase-terra [15].

Estudou-se duas formas de detetar este tipo de defeito. Tudo isto com o objetivo de criar um ponto na rede de comparação e análise da corrente elétrica com fuga para a Terra. Pretende-se na primeira situação, ligar um pequeno condensador/resistência em cada fase à Terra, de forma a analisar toda a corrente elétrica, que numa situação de defeito origina vários padrões na corrente de forma a

indicar qual o possível local da falha (Figura 2.20). No segundo caso, pretende-se periodicamente realizar ligações através de um contacto a seco à Terra permitindo verificar se porventura houve ou não fuga da corrente elétrica pela Terra (Figura 2.21)[16].

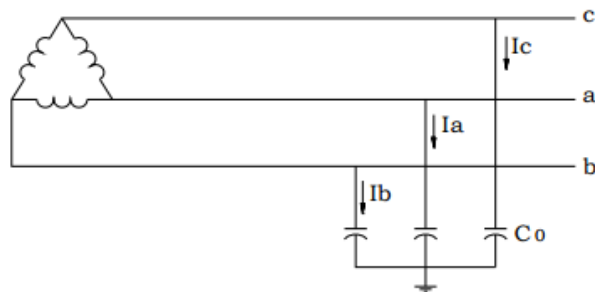


Figura 2.20 – Detecção do defeito fase-terra com as impedâncias capacitivas [16].

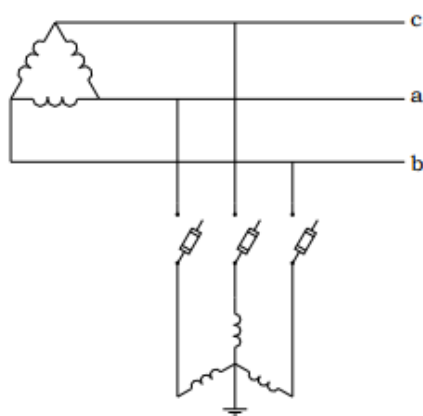


Figura 2.21 – Detecção do defeito fase-terra com o contacto a seco à Terra [16].

O objetivo destes dois métodos de deteção é monitorizar as correntes I_a , I_b e I_c (ligações criadas à Terra, visíveis na Figura 2.20), verificando uma elevação da correntes nas fases onde não ocorre o defeito e na fase que há o defeito, idealmente pretende-se obter um valor nulo de corrente, como demonstra a Figura 2.22 [16].

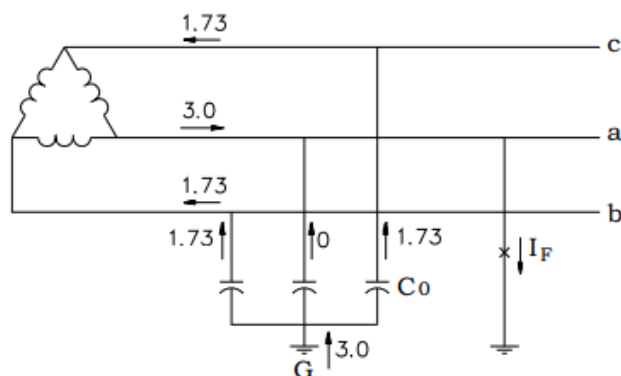


Figura 2.22 – Exemplo de deteção do defeito fase-terra [16].

Analisando estes dois métodos, a solução por instalar uma impedância capacitiva não deve ser considerada num sistema de neutro isolado, pois vai alterar o regime de neutro (neutro ligado à terra por uma impedância) utilizado em todo o sistema elétrico, o que é uma situação indesejável. Logo, a solução optada foi por

realizar contactos periódicos à Terra para assim conseguir detetar quando ocorreu o curto-circuito fase-terra.

Para demonstrar este resultado, teoricamente analisou-se o circuito equivalente a um troço de ligação entre dois postos de transformação realizando um curto-circuito do mesmo género. Analisou-se um sistema monofásico, uma vez que, para as restantes correntes a análise é a semelhante. Como tal, o principal objetivo é comprovar a influência dos condensadores de linha no aumento da corrente de defeito, fazendo uso dos modelos anteriormente apresentados. Os circuitos em análise foram os seguintes (Figura 2.23 e Figura 2.24):

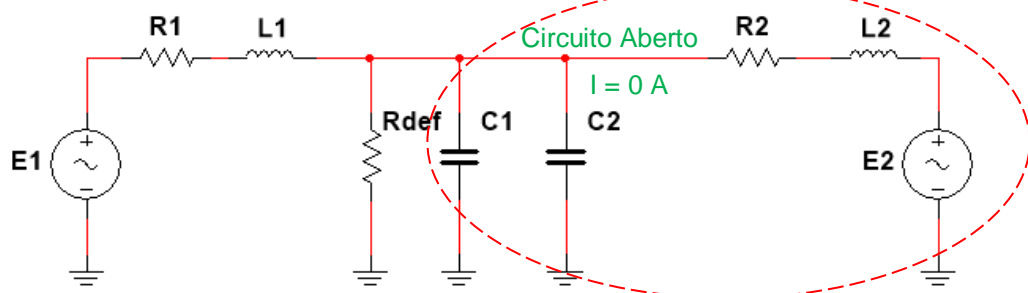


Figura 2.23 – Caso 1: Curto-circuito fase-terra no início da linha.

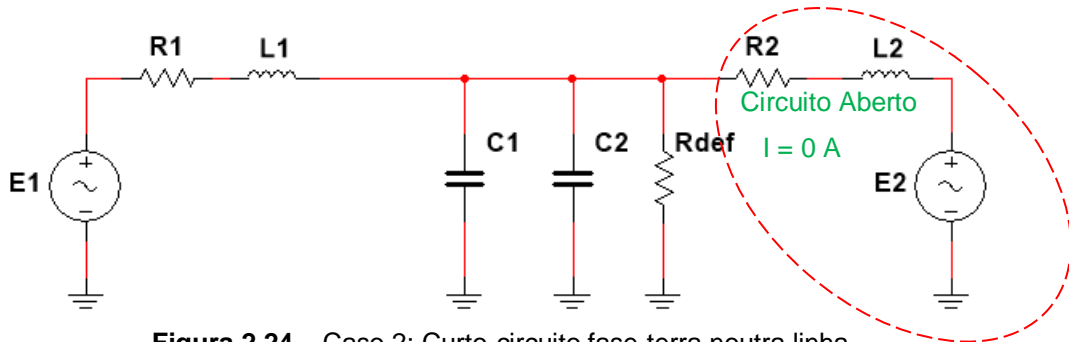


Figura 2.24 – Caso 2: Curto-circuito fase-terra noutra linha.

Analisou-se para ambos os cenários, em primeiro lugar, qual é a impedância equivalente do circuito e de seguida qual é a corrente, que por sua vez é a de defeito, verificando assim a influência dos respetivos componentes em cada caso alvo de estudo.

Caso 1:

$$Z_{eq} = R_1 + R_{def} + Z_{L1} = R_1 + R_{def} + j\omega L_1$$

$$I_1 = I_{def} = \frac{E_1}{Z_{eq}} = \frac{E_1}{R_1 + R_{def} + j\omega L_1}$$

$$\leftrightarrow I_1 = \frac{E_1(R_1 + R_{def} - j\omega L_1)}{R_1^2 + 2R_1R_{def} + R_{def}^2 + \omega^2 L_1^2} \quad (\text{Resultado após simplificação}) \quad (2.4)$$

Caso 2:

$$C_{\text{Condensadores}} = C_1 + C_2 = 2C \quad (\text{Capacidades iguais numa linha})$$

$$Z_{\text{Paralelo}} = C_{\text{Condensadores}} // R_{def} = 2C // R_{def}$$

$$\begin{aligned}
\leftrightarrow Z_{\text{Paralelo}} &= 2Z_c // R_{\text{def}} = \frac{\frac{2}{j\omega C} R_{\text{def}}}{\frac{2}{j\omega C} + R_{\text{def}}} = \frac{\frac{2}{j\omega C} R_{\text{def}}}{\frac{-2j}{\omega C} + R_{\text{def}}} \\
\leftrightarrow Z_{\text{Paralelo}} &= \frac{R_{\text{def}} \left(\frac{4}{\omega C} - 2jR_{\text{def}} \right)}{R_{\text{def}}^2 + \frac{4}{\omega^2 C^2}} \quad (\text{Resultado após simplificação}) \\
Z_{\text{Total}} &= Z_{\text{Paralelo}} + R_1 + Z_{L_1} = \frac{R_{\text{def}} \left(\frac{4}{\omega C} - 2jR_{\text{def}} \right)}{R_{\text{def}}^2 + \frac{4}{\omega^2 C^2}} + R_1 + j\omega L_1 \\
\leftrightarrow Z_{\text{Total}} &= \frac{\frac{R_{\text{def}} \left(\frac{4}{\omega C} - 2jR_{\text{def}} \right) + R_{\text{def}}^2 R_1 + \frac{4R_1}{\omega^2 C^2} + jR_{\text{def}}^2 \omega L_1 + \frac{4jL_1}{\omega C^2}}{R_{\text{def}}^2 + \frac{4}{\omega^2 C^2}}} \\
I_1 = I_{\text{def}} &= \frac{E_1}{Z_{\text{Total}}} = \frac{E_1}{\frac{R_{\text{def}} \left(\frac{4}{\omega C} - 2jR_{\text{def}} \right) + R_{\text{def}}^2 R_1 + \frac{4R_1}{\omega^2 C^2} + jR_{\text{def}}^2 \omega L_1 + \frac{4jL_1}{\omega C^2}}{R_{\text{def}}^2 + \frac{4}{\omega^2 C^2}}} \\
\leftrightarrow I_1 &= \frac{E_1 \left(R_{\text{def}}^2 + \frac{4}{\omega^2 C^2} \right)}{\frac{4R_{\text{def}}}{\omega^2 C^2} + R_{\text{def}}^2 R_1 + \frac{4R_1}{\omega^2 C^2} + j \left(R_{\text{def}}^2 \omega L_1 + \frac{4L_1}{\omega C^2} - \frac{2R_{\text{def}}^2}{\omega C} \right)} \quad (2.5)
\end{aligned}$$

Após a dedução das equações da corrente, inseriu-se as equações 2.4 e 2.5 num programa de simulação, com o intuito de provar o desejado (uma vez que só pelas equações o processo era mais moroso), chegando-se aos seguintes resultados (Tabela 2.1):

Tabela 2.1 – Resultados para os diferentes casos de curto-circuito fase-terra.

Caso	R_{def} (Ω)	C_1 (F)	C_2 (F)	$I_{condensador}$ (A)	$I_{defeito}$ (A)
1	1	0	0	0	123,23
1	10	0	0	0	21,997
1	100	0	0	0	2,291
2	1	8,5p	8,5p	329,069n	123,23
2	1	8,5n	8,5n	329,069μ	123,231
2	1	8,5 μ	8,5 μ	329,702m	123,469
2	1	8,5m	8,5m	98,069	199,547
2	10	8,5p	8,5p	587,408n	21,997
2	10	8,5n	8,5n	587,412μ	21,998
2	10	8,5 μ	8,5 μ	591,035m	22,165
2	10	8,5m	8,5m	101,202	202,439
2	100	8,5p	8,5p	611,809n	2,291
2	100	8,5n	8,5n	611,813μ	2,291
2	100	8,5 μ	8,5 μ	615,909m	2,615
2	100	8,5m	8,5m	101,319	202,639

Para o caso 1, consoante o aumento da resistência de defeito menor é a corrente de curto-circuito. Relativamente ao caso 2, verifica-se que quanto maior for as capacidades da linha (C_1 e C_2) observa-se um incremento cada vez mais notório na corrente de defeito, logo o modelo de linha que considera estes condensadores tem um papel importante quando ocorre um contacto à Terra por este motivo. Obviamente que estes condensadores inserem-se no modelo teórico para descrever as linhas, portanto o valor destes componentes vão depender unicamente do tipo de cabo que está a ser utilizado. Em relação à resistência de defeito depende do tipo de material que vai entrar em contacto para ocorrer a fuga de corrente e pode ser por exemplo: betão, corpo humano, madeira, entre outros. Na Tabela 2.1 a negrito pode-se encontrar os valores nominais do condensador para os cabos de cobre aéreos.

- Curto-circuito fase-fase: Corresponde a uma falha em duas fases e a corrente de curto-circuito é inferior à do caso simétrico, com a exceção dos casos em que a falha ocorrer perto de um gerador (Figura 2.25);

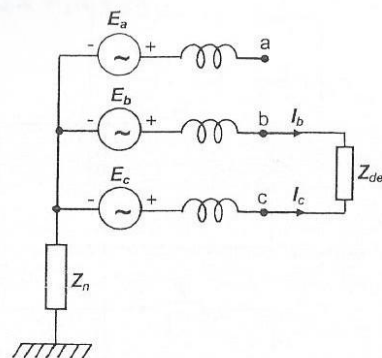


Figura 2.25 – Curto-circuito fase-fase [15].

Analisa-se teoricamente, se eventualmente duas fases entrassem em contato sem nenhuma resistência, logo numa linha indutiva a variação máxima da corrente é dada pela equação 2.6.

$$\Delta I = \frac{1}{2L} \int_0^T \frac{1}{2} V \cdot \sin(\omega t) dt = \frac{VT}{2L\pi} = \frac{V}{2L\pi f} \quad (2.6)$$

Se uma resistência for colocada entre as duas fases, o pico de corrente de curto-circuito é dado pelo circuito da Figura 2.26.

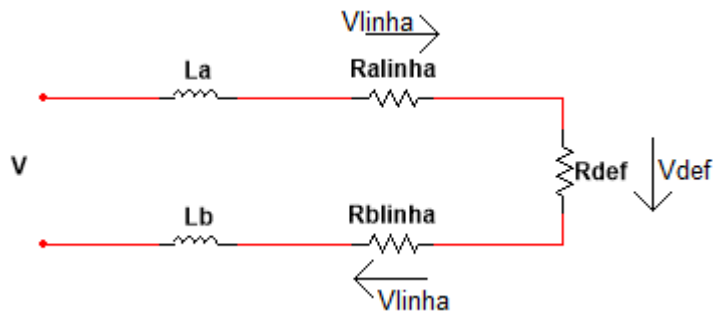


Figura 2.26 – Circuito quando ocorre um curto-circuito entre duas fases.

Retirou-se a função de transferência do circuito, aplicando para isso a Transformada de Laplace à equação da dinâmica da Figura 2.26, considerando a resistência e bobine de cada fase idêntica

$$\begin{aligned} V(t) &= 2L \frac{di}{dt} + 2V_{\text{Linha}} + V_{\text{def}} \\ \Leftrightarrow 2L \frac{di}{dt} &= V(t) - 2V_{\text{Linha}} - V_{\text{def}} \\ \Leftrightarrow \frac{di}{dt} &= \frac{V(t) - 2R_{\text{Linha}}i - R_{\text{def}}i}{2L} \\ \Leftrightarrow si &= \frac{1}{2L} (V(t) - 2R_{\text{Linha}}i - R_{\text{def}}i) \\ \Leftrightarrow i &= \frac{1}{s} \left[\frac{1}{2L} (V(t) - 2R_{\text{Linha}}i - R_{\text{def}}i) \right] \end{aligned} \quad (2.7)$$

- Curto-circuito fase-fase-terra: Situação parecida com a anterior, mas além do contacto entre as duas fases existe também um contacto com a terra (Figura 2.27);

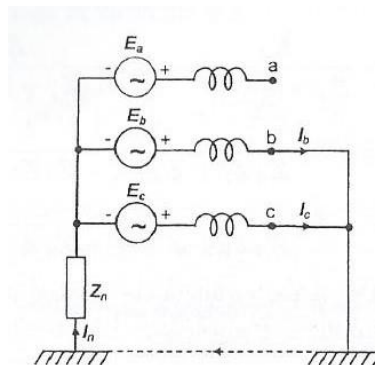


Figura 2.27 – Curto – circuito fase-fase-terra [15].

No instante em que é atingido o curto-circuito, a corrente atinge o valor de pico muito rapidamente, (um quarto de período de onda, $\frac{T}{4} = 5 \text{ ms}$), e em seguida vai diminuindo o seu valor exponencialmente (equação 2.8), passando por três períodos distintos que são: sub-transitório (diminuição rápida da corrente de CC), transitório (diminuição mais lenta da corrente de CC) e permanente (corrente de CC apresenta o seu valor estacionário). Estes períodos podem ser identificados na Figura 2.28. Na rede de energia elétrica há vários componentes que alimentam e atenuam o valor da corrente de CC, tais como geradores, máquinas assíncronas e síncronas que são responsáveis por aumentar o CC e os transformadores, linhas e cabos vão limitar o mesmo [17]. Relativamente as cargas, estas se forem lineares/passivas são representadas por impedâncias constantes que comparando com a impedância dos outros elementos da rede normalmente apresentam valores muito elevados logo despreza-se para o CC. No entanto, se as cargas forem não passivas (por exemplo: motores de indução), estas podem contribuir para o aumento do CC [17].

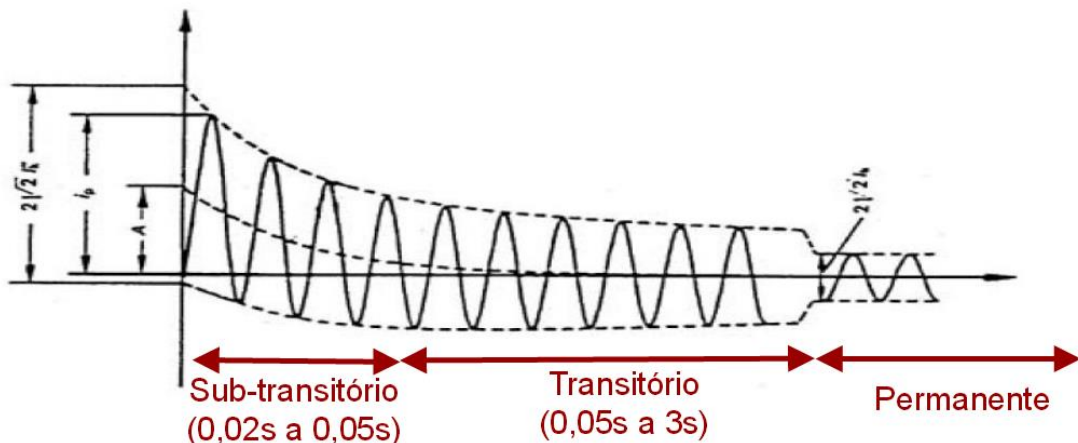


Figura 2.28 – Períodos de transição de um curto-circuito [17].

A equação 2.8 descreve o comportamento do período de transição da corrente elétrica durante um curto-circuito, em particular a segunda parcela da equação é responsável pelo decréscimo exponencial da onda, designada por componente contínua da corrente elétrica [18].

$$i(t) = \sqrt{2} \frac{V}{Z} \cos(\omega t - \phi) + \sqrt{2} \frac{V}{Z} \cos(\phi) e^{-\frac{t}{\tau}} \quad (2.8)$$

onde:

- V – Valor nominal da tensão na linha elétrica;
- Z – Impedância característica da linha elétrica;
- ϕ – Ângulo de incidência do curto-circuito;
- τ – Constante de tempo.

Com a ocorrência de um curto-circuito assimétrico, passa-se a observar uma não simetria trifásica das correntes e tensões, sendo a sua análise mais complexa, pois deixa-se de considerar uma análise monofásica, uma vez que a soma das correntes nas três fases deixa de ser nula passando existir uma corrente de neutro, se este existir ou de defeito para a terra, dependendo da estrutura da rede alvo de estudo. Deste modo, a partir do método das componentes simétricas desenvolvido por Fortescue, permite reduzir a complexidade anterior (Figura 2.30a), visto que, faz-

se uma sobreposição de três componentes simétricas em cada corrente que circula na linha trifásica (Figura 2.29), que são as seguintes componentes: direta, inversa e homopolar ou positiva, negativa e nula. As correntes nas três fases passam então a ser expressadas da seguinte forma [15]:

$$\begin{cases} I_a = I_a^d + I_a^i + I_a^h \\ I_b = I_b^d + I_b^i + I_b^h \\ I_c = I_c^d + I_c^i + I_c^h \end{cases} \quad (2.9)$$

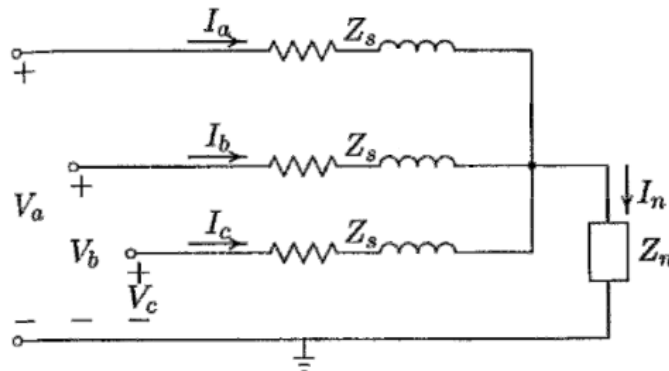


Figura 2.29 – Corrente que circula na linha trifásica [15].

Todavia, se for considerado a fase 'a' como referência as equações ainda podem ser simplificadas, uma vez que, pode-se comparar cada componente (direta, inversa e homopolar) de cada fase. Para a componente direta (Figura 2.30b) os módulos são iguais e a fase 'b' está em atraso de $2\pi/3$ e a fase 'c' está em avanço de $2\pi/3$. Relativamente à componente inversa (Figura 2.30c) os módulos são iguais, mas as fases trocam, isto é, a fase 'b' está em avanço e a fase 'c' está em atraso de $2\pi/3$. A componente simétrica homopolar (Figura 2.30d) é a mais fácil de identificar dado pois é igual em todas as fases, quer seja em módulo, quer seja em fase. Resumindo, matematicamente pode-se definir como [15]:

$$\begin{cases} I_b^d = I_a^d e^{-j\frac{2\pi}{3}} \\ I_c^d = I_a^d e^{j\frac{2\pi}{3}} \end{cases} \begin{cases} I_b^i = I_a^i e^{j\frac{2\pi}{3}} \\ I_c^i = I_a^i e^{-j\frac{2\pi}{3}} \end{cases}; \quad I_a^h = I_b^h = I_c^h \quad (2.10)$$

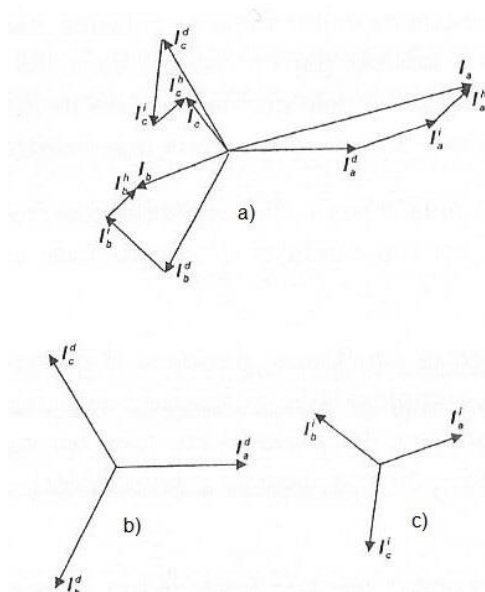


Figura 2.30 – a) Componentes simétricas desenvolvidas por Fortescue b) Componente direta c) Componente inversa d) Componente homopolar [15].

De forma a reduzir todas as perdas associadas à ocorrência de defeitos o que deve acontecer é tomar medidas de prevenção e de rápida atuação, para otimizar a distribuição da energia elétrica. O sistema de energia elétrica é dinâmico, e com o acontecimento de defeitos é essencial que todos os limites de estabilidade sejam observados e monitorizados denotando-se com mais relevância os limites de tensão, potência e frequência.

2.5. Qualidade de serviço

A qualidade da energia elétrica é essencial para todos os clientes, mas obviamente existem alguns que são mais importantes ou exigentes na qualidade de energia, destacando-se grandes industriais e hospitais. Logo, para esses utilizadores a qualidade de serviço não pode ser mediana, pois os prejuízos podem ser avultados por esse mesmo motivo comprovou-se a necessidade de criar normas europeias EN50160 que o fornecedor deve cumprir, caso contrário este é penalizado. Estas normas apresentam parâmetros mínimos para as redes de distribuição de energia que são seguidamente apresentados na Tabela 2.2 [19].

Com este quadro pretende-se mostrar as principais características e padrões limites da energia elétrica, onde pode-se encontrar divididos os principais fenómenos desencadeados na rede elétrica. Indica-se para cada parâmetro, qual a referência desejável, o limite máximo aceitável, o intervalo de tempo para cada amostra da grandeza elétrica e o período de recolha de dados, bem como a percentagem tolerável [19].

Tabela 2.2– Parâmetros a cumprir pela norma EN50160.

Parâmetro	Referência	Limite Aceitável	Tempo de Medição	Porcentagem Aceitável	Intervalo
Frequência	50 Hz	49,5 Hz a 50,5 Hz 47 Hz a 52 Hz	10 s	95% 100%	Semanal
Variações de tensão lentas	230 V	207 V a 253 V	10 min	95%	Semanal
Variações de tensão rápidas	230 V	207 V a 253 V	10 ms	95%	Semanal
Afundamento da tensão	230 V	10 a 1000 vezes abaixo de 90% da tensão	10 ms a 60s	100%	Anual
Interrupção curta	Inferior a 3 minutos	10 a 100 vezes abaixo de 1% da tensão	10 ms	100%	Anual
Interrupção longa	Superior a 3 minutos	10 a 50 vezes abaixo de 1% da tensão	10 ms	100%	Anual
Desequilíbrio de tensão	Cargas iguais pelas três fases	Inferior a 3%	10 min	95%	Anual
Distorção Harmônica Total	Sem harmônicos	Inferior a 8% até a 24ª harmônica	10 min	95%	Anual

2.6. Redes inteligentes de energia

As redes inteligentes de energia surgiram com a necessidade de evolução tecnológica da rede elétrica. Atualmente os desafios para a construção de cidades cada vez mais inteligentes, eficientes e auto-sustentáveis são cada vez maiores, e para alcançar essas metas as redes inteligentes de energia são um conceito fundamental. De forma geral, as redes inteligentes conseguem introduzir novas ideias e funcionalidades, que a rede tradicional de energia elétrica não possuía, tais como: auto-reparação de problemas e avarias da rede, captar informação em tempo real sobre os fluxos elétricos da rede o que permite ao operador uma melhor gestão da rede e tecnologias que envolvem cada vez mais os consumidores, ou seja, permite uma comunicação entre a rede elétrica e o consumidor. Com estas redes inteligentes de energia maior é a eficiência da rede elétrica pois consegue-se minimizar os custos de operação e manutenção da rede, otimizando desse modo os fluxos de energia, reduzindo os desperdícios e maximizando o uso de recursos [1].

O principal objetivo destes novos projetos de redes inteligentes de energia é aumentar a capacidade de supervisão da rede, realizando uma gestão eficaz de grandes volumes de informação. Mas, uma grande vantagem é o principal objetivo para a realização desta dissertação é a detecção de defeitos na rede elétrica com a possibilidade de detetar, localizar e solucionar a avaria com maior rapidez e eficiência. Deixando o que era convencional e menos eficiente para algo mais inteligente e eficiente (Figura 2.31).



Figura 2.31 – Detecção e localização de defeitos com sistema de monitorização. a) Método convencional. b) Método com as redes inteligentes de energia

Com este tipo de deteção de avarias os ganhos são enormes, quer para o consumidor bem como para o produtor, uma vez que estes últimos têm os seus parâmetros de funcionamento que tem de cumprir pela entidade reguladora, portanto consegue-se reduzir o tempo da interrupção e nas deslocações das equipas de piquete.

Em Portugal, a implementação deste tipo de sistemas em larga escala iniciou-se a cargo da EDP Distribuição que numa primeira fase pretende instalar 30 mil novos contadores inteligentes (*Energy Box*). A arquitetura desenvolvida tem as seguintes características apresentadas na Figura 2.32 [1].

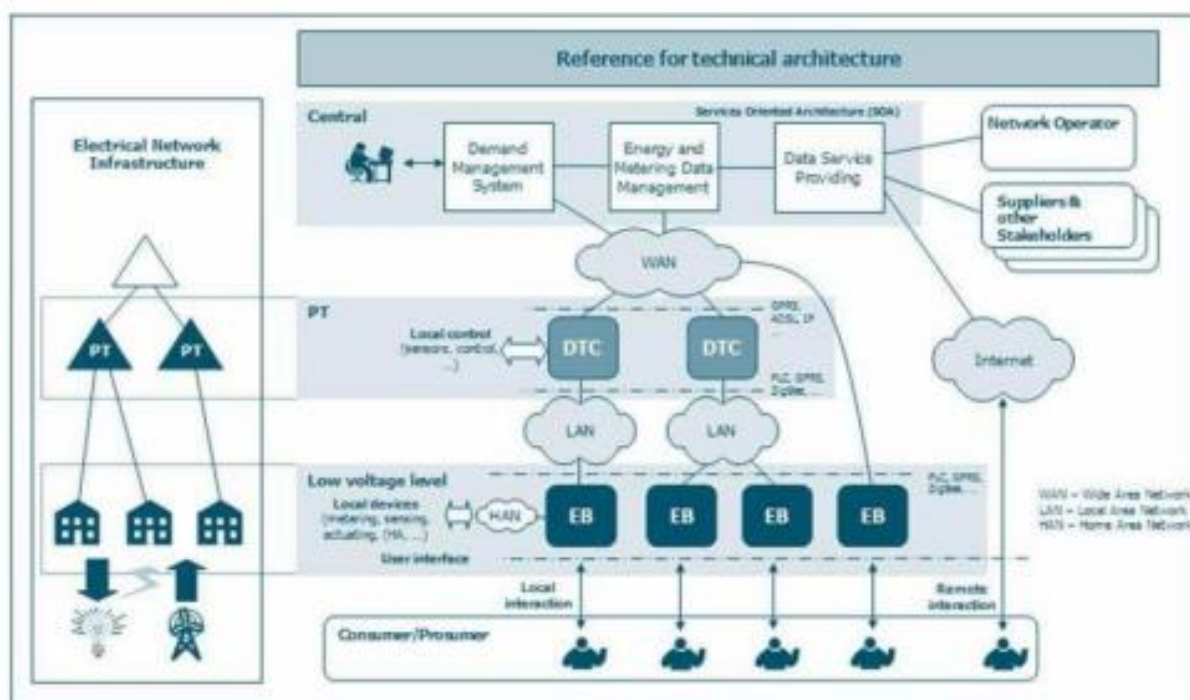


Figura 2.32 – Arquitetura das redes inteligentes em Portugal [1].

Este sistema apresenta uma arquitetura de multinível, visível na Figura 2.32, e pretende incorporar três importantes constituintes da rede, que são: a central, posto de transformação e consumidor. Desta arquitetura consegue-se retirar uma parte muito importante para esta dissertação, pois nos PT's tem-se um novo equipamento designado por DTC (*Distribution Transformer Controller*). Responsável por, gerir a informação proveniente dos contadores inteligentes para a central, e mais importante, tem a capacidade de controlar as próprias grandezas do posto de transformação, ou seja, grandezas da rede elétrica de média tensão. Relativamente à central, é responsável por concatenar toda a informação da rede e implementar o seu controlo operacional [1]. Na próxima secção da dissertação, explora-se esses equipamentos que possam ser instalados na rede de média tensão para auxiliar a deteção de defeitos.

2.7. Sistemas comerciais

Nesta secção pretende-se estudar sistemas comerciais, que estejam implementados no mercado, perceber como funcionam e avaliar as principais grandezas com que trabalham. No caso de haver comunicação com a central de operação qual o protocolo que utiliza.

Um dos sistemas, que foi criado em 2006, é o DTC. O objetivo deste sistema é controlar e automatizar o PT. O sistema utiliza uma comunicação bidireccional com a central e consegue gerir as informações provenientes da casa do consumidor, caso este tenha dispositivo para tal. As principais funções deste aparelho são: deteção de defeitos, análise da qualidade de energia, monitorização de desequilíbrios e sobrecargas, balanço energético e notificação de falhas [1]. Normalmente os defeitos que este equipamento consegue detetar são: os curto-circuitos, as sobretensões, as sobrecargas e a rutura de uma fase [20]. O DTC também apresenta um conceito muito importante, pois é expansível, isto é, pode-se adicionar ou retirar módulos consoante a aplicação desejada. É constituído pelos seguintes módulos [21]:

- ✓ *G Smart*. É a placa “mãe” ou principal, que tem as funções de comunicação, que podem ser via servidor *Web*, *GSM/GPRS* e *Ethernet*. Pode monitorizar a temperatura, a potência ativa e reativa nas três fases e respetiva fase entre a tensão e a corrente. A nível de portas tem duas portas *USB*, duas portas *Ethernet*, duas portas série *RS 232*, uma porta *RS 485* e oito portas digitais de entrada e saída para sistemas de vigilância. Relativamente ao sistema operativo, o DTC funciona com base no sistema *LINUX*;
- ✓ *G Fault*. Módulo responsável pela deteção de falhas e defeitos com oito portas digitais de entrada e cinco de saída para realizar o controlo dos disjuntores e ainda contém sete entradas analógicas em que quatro delas são para corrente e as três restantes para tensão;
- ✓ *G Plus*: Módulo vocacionado para a análise da qualidade de energia, pois pode analisar as cavas, as sobretensões, as tensões desequilibradas e o conteúdo harmónico;
- ✓ *G Breaker*. Este módulo tem por função controlar disjuntores, sendo constituído por dezasseis portas digitais de entrada e oito de saída.

Outro sistema são os indicadores de passagem de defeito e que foram criados com o intuito de reduzir as interrupções longas, atuando de forma mais rápida e

simples para a localização dos defeitos para uma melhor gestão da operacionalidade da rede. A função destes indicadores passa por detetar as correntes de defeito no estado permanente que irão despoletar os sensores, enviando sinalizações do estado da rede e guardando o resultado. O mais comum neste tipo de indicadores é que funcionam com base num código de cores, isto é, os postos de transformação a jusante do defeito são sinalizados normalmente pela cor vermelha e a montante do defeito pela cor verde (Figura 2.33). A cor a montante pode variar dependendo do defeito que faz atuar o sensor de realçar que com este sistema tem a oportunidade de saber ao certo qual o troço da rede em que ocorreu o defeito. A principal dificuldade em trabalhar com este sistema é que por vezes não são capazes de sinalizar somente as correntes de defeito, confundindo correntes importantes para o funcionamento da rede como falhas [5]. Hoje em dia, um dos mais utilizados é o Flite 110-SA, que deteta os defeitos da rede através dos seus dois sensores: um sensor do campo magnético para a corrente elétrica e outro do campo elétrico para a tensão elétrica, em que o seu custo comercial ronda os 150€. Este sistema deteta curto-circuitos assimétricos, nomeadamente os defeitos fase-fase e fase-terra [22].

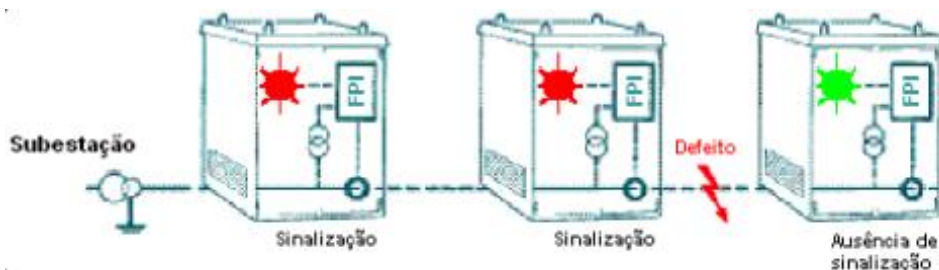


Figura 2.33 – Atuação dos indicadores de passagem de defeito [5].

No mercado, pode-se encontrar o medidor *Nexus 1500* (Figura 2.34) que monitoriza qualquer ponto da rede de distribuição de energia elétrica e permite tomar decisões de forma rápida e eficaz (resolução na ordem dos 1 ms) e encontra-se no mercado com um custo de 1818€. Tem integrado no seu analisador uma tela *touch* com 256 cores, fornecendo um quadro completo de uso, da qualidade da rede e análise às falhas de corrente. É muito útil para análises transitórias, tal como subestações, indústrias de grande porte e hospitais. Este equipamento apresenta as seguintes características [23]:

- ✓ Oito portas *Ethernet* 10/100BaseT;
- ✓ Duas portas série extensíveis;
- ✓ Uma porta de 100BaseT de fibra óptica;
- ✓ Quarenta entradas digitais;
- ✓ Dezasseis saídas para relés e disjuntores;
- ✓ *Modbus* ASCII e TCP, DNS de nível 2;
- ✓ Amostras por ciclo no total de 160 K;
- ✓ Frequência de comutação de 10MHz;
- ✓ Oito gravadores de formas de onda;
- ✓ 1 Gbyte de memória;
- ✓ Oito conversores de analógico para digital de 16 *bits*.



Figura 2.34 – Nexus 1500 [23].

O principal objetivo deste sistema é a determinação rápida e eficaz do local onde ocorreu a falha no sistema de distribuição, enquanto, novos sistemas para detetar os defeitos são desenvolvidos. É o caso do sistema com recurso à injeção de um sinal na rede, verificando qual o seu retorno e quanto tempo passou desde a sua injeção, podendo assim realizar uma estimativa a que distância a falha ocorreu (Figura 2.35) [24].

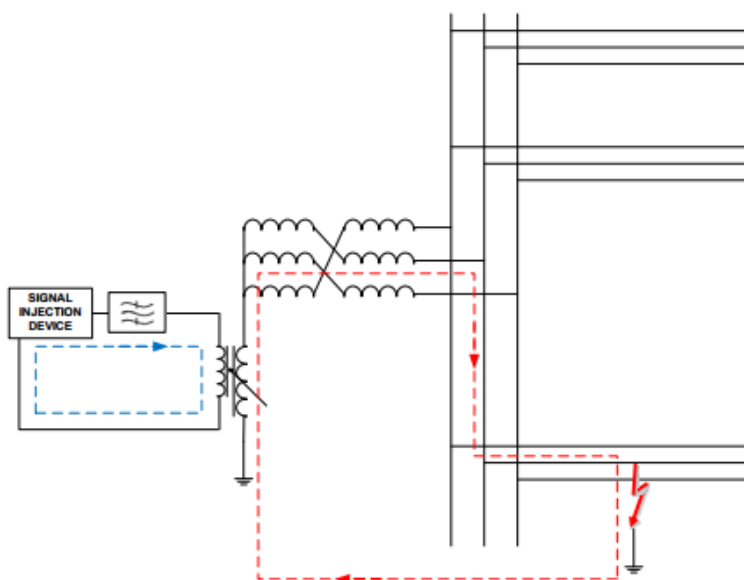


Figura 2.35 – Exemplo de um sistema de deteção de falhas por injeção de um sinal [24].

Uma vez que se está a utilizar os cabos da rede para medir a ocorrência da falha existem dois aspetos muito importantes neste sistema: a amplitude do sinal injetado e a respetiva frequência. A amplitude está relacionada com o tipo de neutro que está instalado no sistema de distribuição, juntamente com a tensão nominal da rede e também se relaciona com a sua capacitância reativa, ou seja, a influência do cabo se é subterrâneo ou aéreo. Relativamente à frequência utilizada, esta normalmente deve ser superior à da rede, pois quanto maior for a frequência, maior é a magnitude do sinal produzido na rede, logo mais fácil é a medição [24]. Outra possibilidade é a medição das impedâncias da linha até ao ponto de falha.

Nesta técnica, um exemplo de um sistema com deteção automática da falha e que faz uso do envio de mensagens (GSM), utilizam para isso detetores fixos ao longo da rede designados por unidades terminais do alimentador (FTU - *Feeder*

Terminal Unit), Figura 2.36, que quando detetam a presença do sinal injetado a uma determinada frequência são responsáveis por enviar uma mensagem à central de despacho [24].

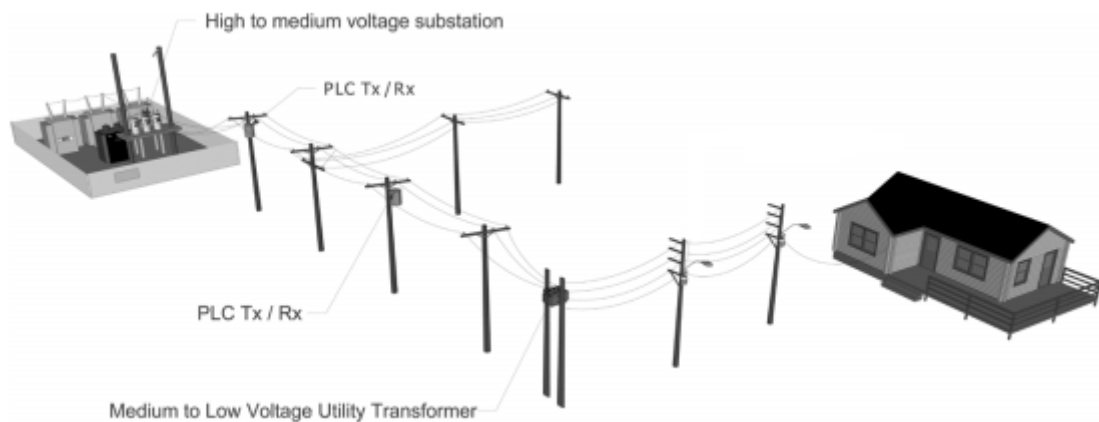


Figura 2.36 – Exemplo de um sistema de detecção de falhas com FTU [25].

Estes sistemas têm vantagens, tais como: nenhum investimento adicional é necessário, pois a infraestrutura da rede já está construída e aproveita-se os fios elétricos, que transportam a energia elétrica, para realização do canal de comunicação. Um sistema com muitos ramais surge o mesmo efeito que nas telecomunicações, ou seja, aumento da atenuação do sinal devido ao multi-percurso. Estudos realizados neste âmbito demonstram que para implementar um sistema destes com equipamentos PLC (*Power Line Carrier*) num sistema de distribuição de energia é viável, mas necessita de um repetidor a cada 1 km devido ao efeito multi-percurso [25].

Por fim, tem-se também as técnicas híbridas que se resume normalmente à junção de mais do que uma técnica de detecção de defeitos, aproveitando assim as vantagens de cada um dos sistemas. No entanto, é essencial após a detecção do defeito informar o gestor da rede, para isso é importante existir uma rede de comunicação de dados que transporte a informação relevante dos sistemas de detecção para a central de despacho.

2.8. Rede de comunicação de dados

A rede de comunicação de dados é um dos componentes vitais para o sistema de monitorização de defeitos, pois é importante para denunciar um defeito que ocorre na rede elétrica. De uma forma muito simples, a rede de comunicação de dados faz o elo de ligação entre os sensores e o sistema de controlo central da rede de energia elétrica. Existe diversos tipos de tecnologias de comunicação para a implementação de uma rede de dados, onde se destaca as redes com fios e redes sem fios (*wireless*). Começando pelas redes sem fios (redes que não requerem uma ligação física entre o transmissor e receptor) destacam-se as seguintes tecnologias [26]:

- Bandas livres do espectro radioelétrico, fazendo uso de antenas;
- Rede móvel através do GSM (*Global System for Mobile Communications*), oferecendo diversas taxas de serviço de dados;

- Comunicação por satélites numa órbita baixa da Terra, normalmente utilizados para soluções de alta velocidade;
- Redes *Wi-Fi*, através da internet encontra-se soluções de acesso remoto que permite a monitorização de equipamentos.

No caso das redes com fios, é necessária uma ligação física entre os componentes, em seguida assinala-se as tecnologias mais importantes [26]:

- Rede telefónica, utilizada sobretudo em redes de maior área geográfica e é necessário estabelecer um caminho para transmitir a informação com custo elevados de manutenção e operação;
- Redes de fibra óptica, são as redes cada vez mais utilizadas pelo grande volume de informação que consegue transportar, contudo o preço de instalação é a maior desvantagem;
- PLC, utiliza a linha de distribuição de energia como portadora do sinal de dados normalmente utilizado nas subestações subterrâneas transportando comandos, alarme e medições;
- Redes *Ethernet*, são redes locais (LAN) com o objetivo de partilhar informação armazenada em equipamentos comuns (por exemplo computadores), com velocidades de comunicação elevadas.

2.9. Scada

O sistema Scada é um sistema de controlo, supervisão e de aquisição de dados de um local remoto usando tecnologias de comunicação. Com este tipo de sistema consegue-se monitorizar desde uma central de produção até ao consumidor final. O Scada recolhe informação sobre toda a rede, quer sejam processos ou equipamentos e normalmente está associado a uma estação mestre (situada na central de despacho) onde se realiza o controlo de forma automática ou a pedido dos operadores humanos [27].

O sistema Scada compreende vários componentes importantes, que são [27]:

- DEI (Dispositivo Eletrónico Inteligente) que são pequenas unidades para recolha de informação, proveniente de sensores, e são colocados no terreno em locais específicos com capacidade de interação com o sistema de gestão;
- Rede de comunicação que é essencial para interligar ao sistema Scada com o DEI;
- Estação mestre Scada, onde toda a informação é armazenada e processada com uma interface humana para apresentar toda a informação proveniente do terreno (Figura 2.37).



Figura 2.37 – Exemplo de um sistema Scada.

No sistema Scada é importante realçar as quatro principais funções, que são apresentadas de seguida [27]:

1. Aquisição de dados: um sistema Scada é caracterizado por ter capacidade de monitorização e respetivo processamento, porque tem de recolher informação dos sensores. Os sensores mais simples têm a capacidade de detetar apenas se o equipamento está desligado ou ligado, enquanto os sensores mais complexos detetam alterações nas grandezas elétricas, tais como a corrente e a tensão;
2. Comunicação dos dados: para monitorizar e supervisionar uma rede através de uma localização central é necessária ter uma rede bem estruturada de comunicação para o transporte de todos os dados. A tendência, de hoje em dia, é utilizar redes *Ethernet* e *IP* que são mantidos numa LAN (*Local Area Network*) ou WAN (*Wide Area Network*) fechadas por razões de segurança, não expondo assim os dados mais sensíveis;
3. Apresentação dos dados: é principalmente realizada de duas formas: visual e sonora. O sistema Scada central está normalmente ligado a vários computadores para interagir com os operadores humanos que vão gerando alertas visuais e/ou sonoros sobre os sensores que estão a ser monitorizados. Na estação mestre tem-se uma visão abrangente de toda a rede e detalhes acerca do seu funcionamento, de acordo com a solicitação do operador;
4. Controlo: O principal objetivo do sistema Scada é que haja a mínima intervenção humana possível e que todos os controlos possam ser executados de forma totalmente automática.

Neste capítulo foram revistos os principais conceitos teóricos de uma rede de energia elétrica desde os seus principais constituintes até aos principais defeitos que são sentidos na rede. De seguida, verificou-se no plano teórico quais são os modelos dos componentes utilizados na distribuição, neste caso: gerador, linhas e posto de transformação. Com o aparecimento de alguns defeitos houve então a necessidade de criar as normas apresentadas anteriormente para que o fornecedor de energia elétrica apresente alguns requisitos de qualidade no serviço que está a fornecer. Abordou-se também um tema que hoje em dia é alvo de grandes avanços que são as redes inteligentes de energia, consultando ao nível comercial as soluções mais comuns para este tipo de problema (Tabela 2.3).

Tabela 2.3 – Exemplo de sistemas comerciais para deteção de falhas.

Sistema Comercial	Preço
<i>Distribution Transformer Controller (DTC) – Efacec – SmartGate</i>	Não Disponível
Indicadores de Passagem de Defeito - Flite 110-SA	300 €
Nexus 1500	1818 €
Deteção de falhas por injeção de um sinal – Trench - EFC50	1250 €
<i>Feeder Terminal Unit (FTU) – 200 Series</i>	420 €
<i>Power Line Carrier (PLC) – ABB – ETL600 R4</i>	380 €

Por fim, procurou-se informação sobre tecnologias para suportar a rede de comunicação de dados e um sistema designado por Scada, que a nível mundial é bastante utilizado para realizar a ponte entre o humano e as máquinas, funcionando com uma interação gráfica, simples e intuitiva.

3. Projeto do sistema de monitorização de defeito

Com o objetivo de detetar os defeitos da rede, optou-se por criar dois cenários de deteção de defeitos: um que analisa as correntes do *feeder* de distribuição (Sistema A) e outro que observa as correntes no secundário do transformador de intensidade que se encontra instalado em cada posto de transformação da rede (Sistema B). A finalidade é criar dois sistemas capazes de detetar o local dos defeitos da rede, retirando amostras apenas de uma grandeza elétrica da rede que é a corrente elétrica. Com esse objetivo, criou-se uma codificação para os defeitos que podem ocorrer na rede elétrica, descritos na Tabela 3.1.

Tabela 3.1 – Codificação das imperfeições comum a todos os sistemas de deteção.

Imperfeições	Codificação
Operação normal	0
Curto-circuito fase-terra	1
Curto-circuito fase-fase	2
Curto-circuito trifásico	3
Curto-circuito fase-fase-terra	4
Subcarga	5
Sobrecarga	6
Interrupção	7

3.1 Sistema A

No sistema A, pretende-se analisar a corrente elétrica em cada troço da rede, desde que aconteça uma ramificação na rede (comum na estrutura radial) é colocado um sensor de corrente, como se pode observar na Figura 3.1.

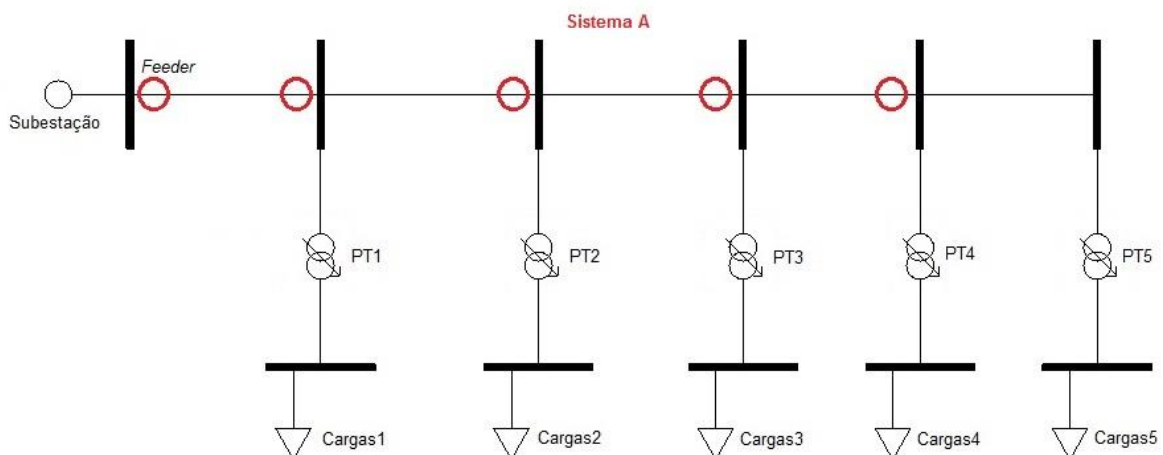


Figura 3.1 – Modelo a simular da rede de energia elétrica com o sistema A de deteção de defeitos.

Para este sistema, é importante definir uma corrente de referência para cada sensor colocado ao longo dos troços da rede elétrica. Através de comparações com a referência e consoante a amplitude de corrente elétrica obtida no sensor,

consegue-se detetar qual foi o defeito presente no troço, por exemplo: curto-circuito simétricos e assimétricos, sobrecarga e subcarga. Para detetar os possíveis padrões na grandeza elétrica, mais especificadamente, na corrente elétrica desenvolveu-se um algoritmo para o sistema alvo de estudo. Neste caso, a análise das correntes no ramal de distribuição (Figura 3.2) resultou no seguinte fluxograma.

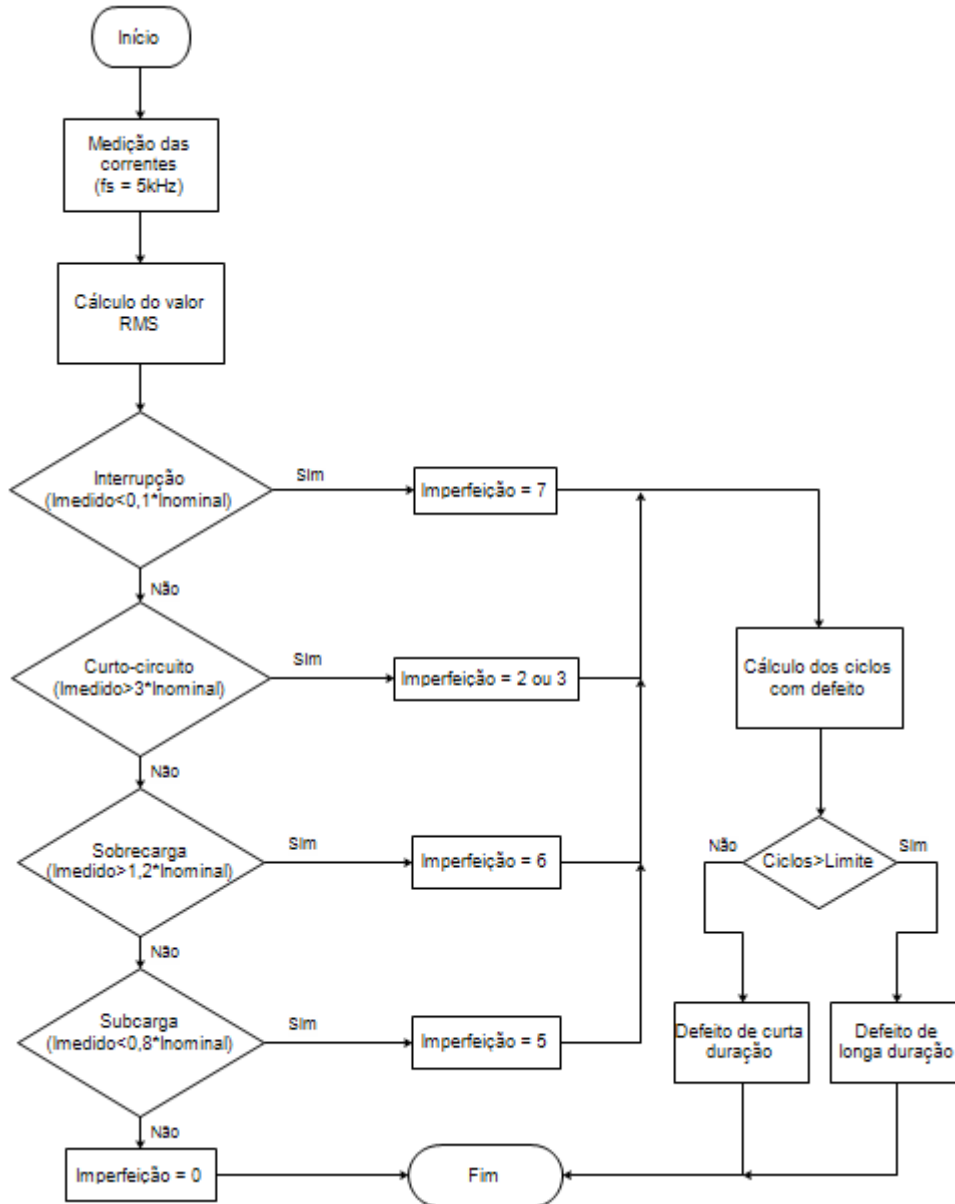


Figura 3.2 – Fluxograma do algoritmo do sistema de deteção de defeitos com o sistema A.

O fluxograma define o algoritmo de deteção de defeitos na rede elétrica e dá a indicação por troço da rede elétrica de qual o defeito que originou a avaria. Um aspeto a realçar no esquema é a deteção de quantos ciclos, de 50Hz, o defeito está ativo isto para distinguir se o defeito é de curta ou longa duração.

3.2 Sistema B

No sistema B, analisa-se a corrente elétrica entregue a cada posto de transformação que estão ligados no ramal da rede de energia elétrica (Figura 3.3).

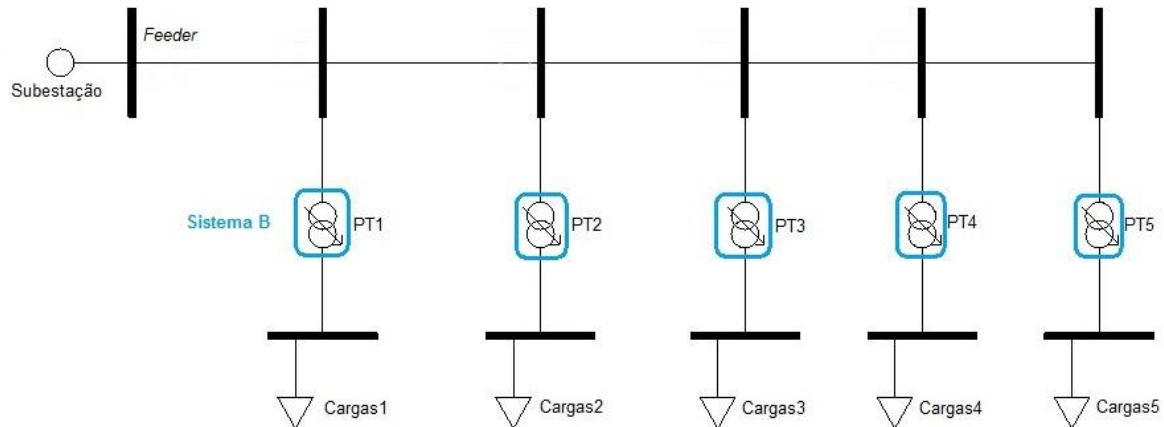


Figura 3.3 – Modelo a simular da rede de energia elétrica com o sistema B de detecção de defeitos.

Este sistema, pretende fazer uso dos transformadores de intensidade que são normalmente implementados em cada posto de transformação. Monitorizando essa corrente elétrica, consegue-se obter uma estimativa do comportamento da corrente elétrica que flui no ramal principal de distribuição, sendo necessário utilizar também uma corrente de referência. Com o sistema B, obtém-se um espelho do que acontece no ramal de distribuição, analisando também os defeitos de curto-circuito simétricos e assimétricos, sobrecarga e subcarga. Para detetar os possíveis padrões na corrente elétrica desenvolveu-se um algoritmo para o sistema B. Neste caso, analisou-se as correntes em cada posto de transformação (Figura 3.4), resultando no respetivo fluxograma.

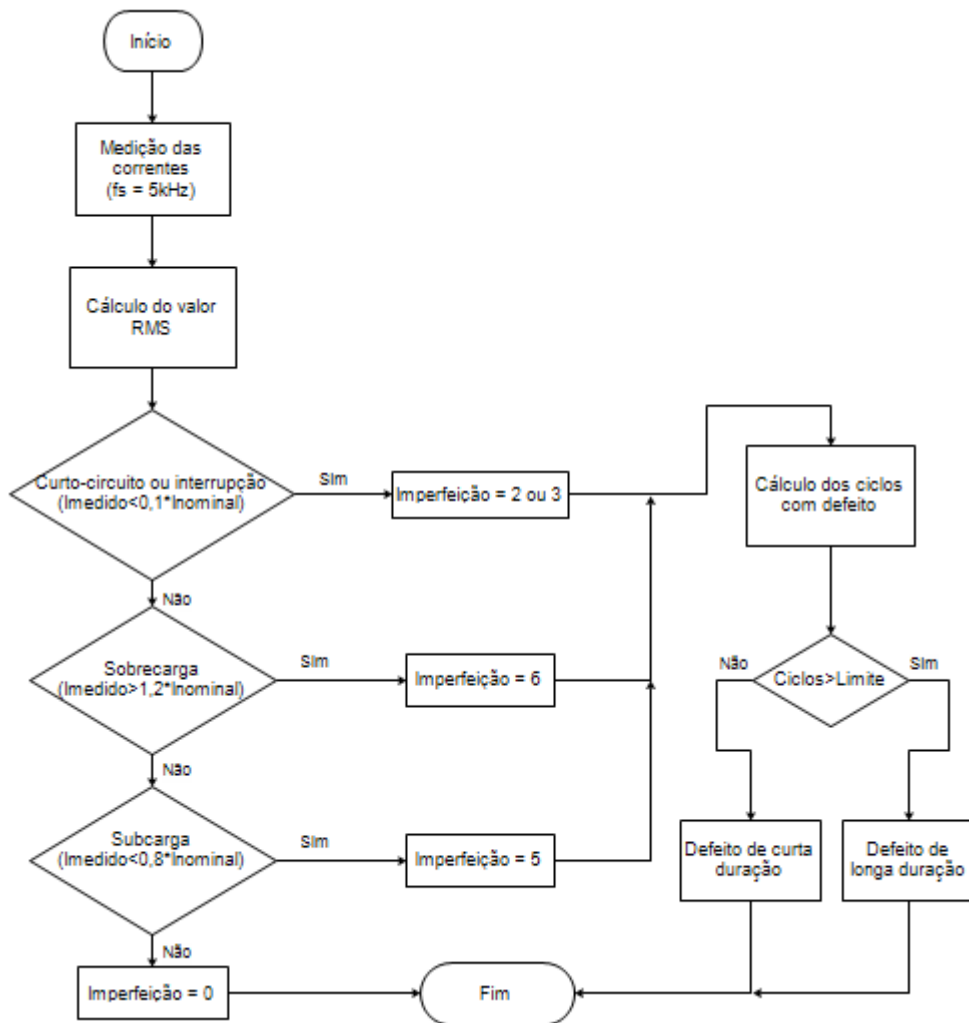


Figura 3.4 – Fluxograma do algoritmo do sistema de deteção de defeitos com o sistema B.

O fluxograma define o algoritmo de deteção de defeitos na rede elétrica e dá a indicação por posto de transformação de qual o defeito que originou a avaria. Os sistemas A e B são muito parecidos pois calculam o valor RMS das correntes e analisa-as diretamente. Contudo pode-se assinalar uma diferença principal, o sistema A (Figura 3.2) trata separadamente a interrupção e o curto-circuito. No sistema B (Figura 3.4) são agregadas os defeitos de curto-circuito e a interrupção, uma vez que a distinção do tipo de defeito é o dispositivo da subestação indicando se houve sobrelevação da corrente (curto-circuito) ou um abaixamento significativo (interrupção). Com este sistema também é possível a deteção de quantos ciclos, de 50Hz, o defeito está ativo isto para distinguir se o defeito é de curta ou longa duração.

Na deteção de defeitos como se pode constatar pelos fluxogramas anteriores é importante definir limites de atuação para gerar os alarmes conforme a percentagem da corrente em relação ao valor nominal. Definiu-se 5 zonas de operação da rede (Figura 3.5) em que a vermelho tem-se as zonas graves de avaria, a laranja tem-se duas zonas intermédias em que pode haver interrupção mas é gerado um alarme de precaução. A verde tem-se o sistema a funcionar regularmente que é a zona normal de operação em que a rede está a funcionar como o pretendido e sem defeitos.

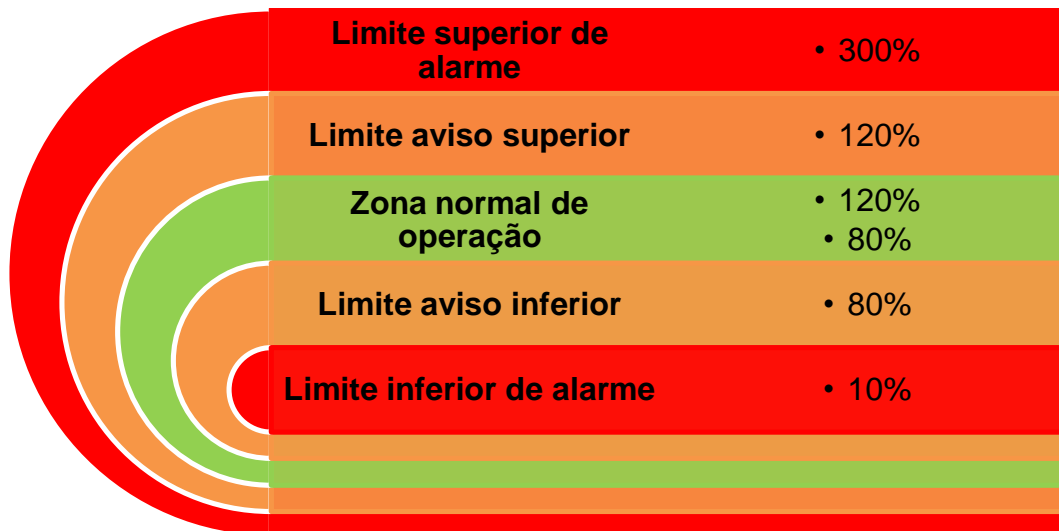


Figura 3.5 – Zonas de operação da rede elétrica.

O fluxograma visível na Figura 3.6, é para a detecção dos defeitos fase-terra, pois criou-se um método comum aos dois sistemas desenvolvidos para a detecção de defeitos.

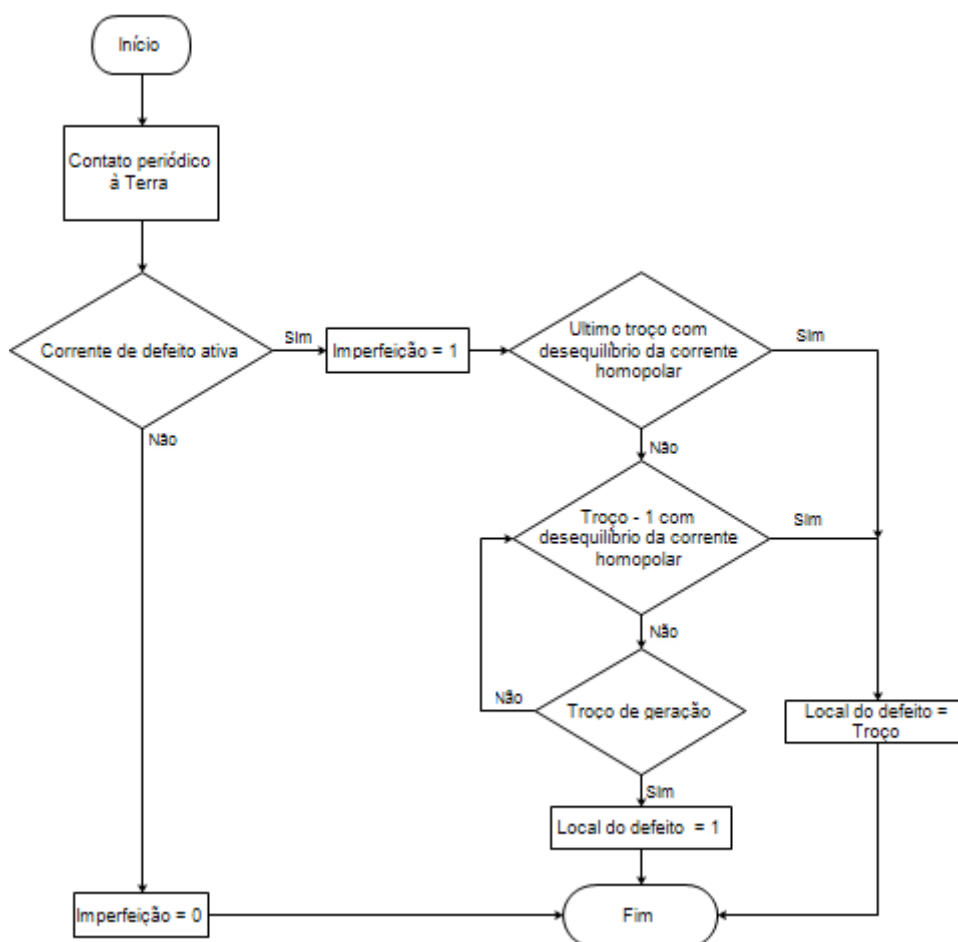


Figura 3.6 – Fluxograma do algoritmo desenvolvido para análise do defeito fase-terra.

Depois, para decodificar qual o local do defeito realizou-se um algoritmo central que recebe toda a informação do algoritmo de cada ramal ou posto de

transformação da rede (dependendo do sistema escolhido para a deteção dos defeitos), funcionando como uma central de despacho que vai gerir toda a informação que recebe.

3.3 Sistema C

Para uma rede eléctrica com ligações em malha e em anel, ou seja, que tenham alterações mais dinâmicas propôs-se utilizar um sistema de deteção de defeitos mais robusto e redundante. Esta solução analisa a corrente inicial e final de cada troço entre os postos de transformação e não utiliza uma corrente de referência. Caso estas sejam idênticas, conclui-se que não ocorre imperfeição e se há discrepância é que ocorre alguma falha naquele troço da rede eléctrica e a corrente está a ser desviada por outro circuito. Sendo assim, desenvolveu-se o sistema C (Figura 3.7) para uma análise mais individual de cada troço da rede.

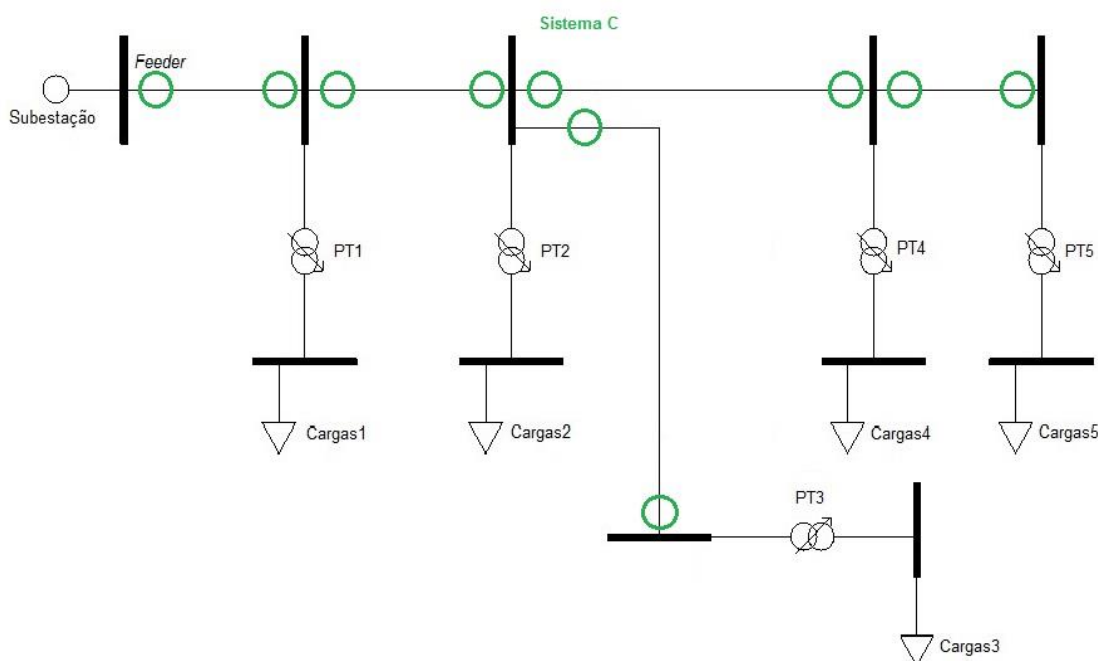


Figura 3.7 – Rede de energia eléctrica em malha com o sistema de deteção de defeitos com monitorização inicial e final da corrente (Sistema C).

Desenvolveu-se um algoritmo para o sistema de deteção de defeitos com monitorização inicial e final da corrente que está a ser alvo de estudo (Figura 3.8).

Através deste fluxograma, verifica-se que o esquema de funcionamento é mais simples comparando com todos os outros, mas também perde-se a capacidade de detetar as anomalias com este sistema, ou seja, não é capaz de identificar se houve ou não sobrecargas e subcargas na rede, pois neste sistema não se faz uso de uma corrente de referência para detetar os defeitos. Sendo assim, isto implica que na Figura 3.5, deixa de existir as zonas a laranja passando só a funcionar com a zona normal de operação (verde) e quando os limites forem ultrapassados é gerado os alarmes (vermelho).

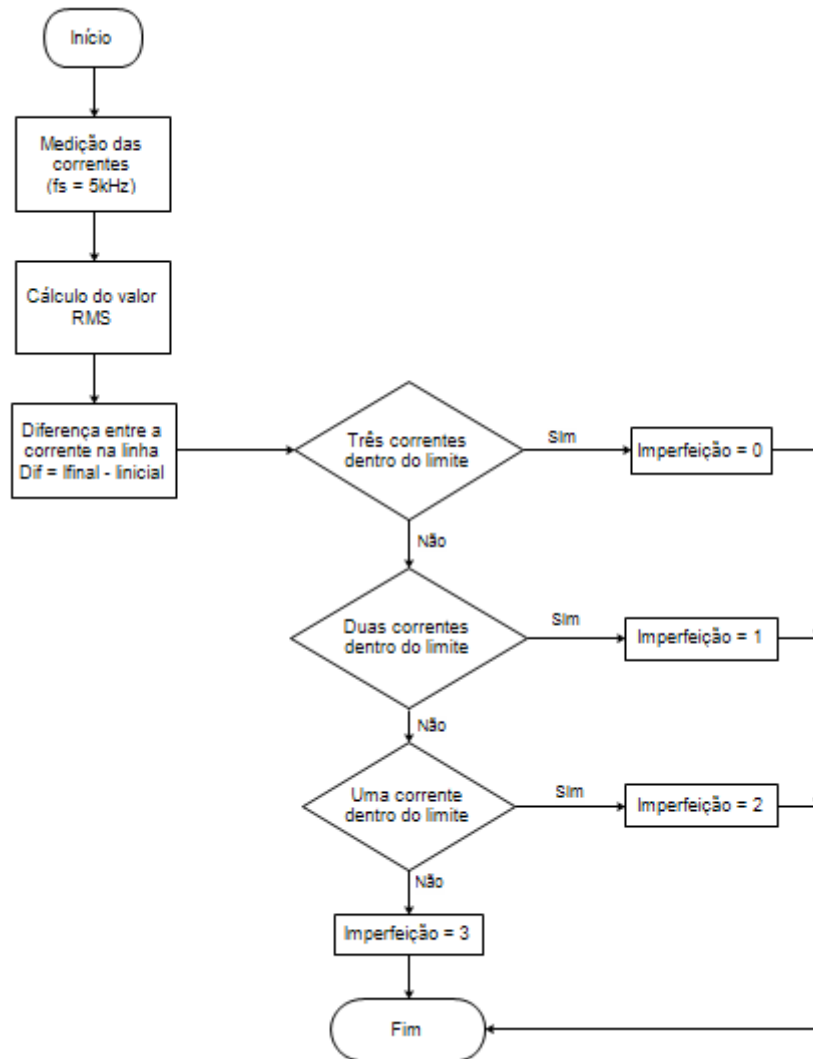


Figura 3.8 – Fluxograma do algoritmo do sistema de detecção de defeitos com o sistema C.

Na Tabela 3.2 apresenta-se as vantagens e desvantagens dos três sistemas de detecção de defeitos.

Tabela 3.2 – Comparação entre os três sistemas de monitorização de defeitos.

Vantagens	Desvantagens
Sistema A	
Capaz de detetar os defeitos e anomalias estudados	Sistema complexo
Menor número de sensores na rede elétrica	Depende do valor nominal da corrente
Custo intermédio de instalação	Funcional para uma rede radial
Sistema B	
Aproveita os transformadores já implementados nos PT's para ler as correntes	Depende do valor nominal da corrente
Menor custo de instalação	Mais vulnerável a erros de deteção
	Funcional para uma rede radial
Sistema C	
Sistema mais simples	Só é capaz de detetar defeitos
Não depende do valor nominal da corrente	Maior custo de instalação e maior número de sensores na rede
Funcional para qualquer tipo de rede	
Escalável	

Para que os dados produzidos por estes sistemas sejam úteis essa informação tem de ser entregue ao operador da rede de energia elétrica, para isso é necessária uma rede de transmissão de dados.

3.4. Rede de transmissão de dados

Para uma rede de transmissão de dados exige-se que esta tenha uma boa capacidade de transporte da informação e que o nível de segurança da comunicação seja elevado. Para esta dissertação, escolheu-se a rede móvel GSM para ser responsável pelo encaminhamento dos dados até a central de despacho. O esquema geral do sistema de monitorização de defeitos é dado pela Figura 3.9.



Figura 3.9 – Diagrama geral do sistema de monitorização.

O microcontrolador é responsável por controlar todo o fluxo de informação da corrente, permitindo ter uma noção do que se passa na rede elétrica através do algoritmo de monitorização implementado. O módulo GSM, que se encontra instalado no microcontrolador tem a função de enviar a informação recolhida para a central de despacho (sistema Scada) através de um canal de comunicação sem fios.

Na mensagem enviada pelo DEI com informação proveniente da rede elétrica, existe essencialmente três aspetos importantes que devem estar incluídos:

- Cabeçalho para aumentar a segurança do sistema;
- Indicação do troço ou posto de transformação que o sensor está localizado;
- Codificação da imperfeição que está a ocorrer no troço.

A responsabilidade de estruturar a mensagem, que é enviada pelo módulo GSM, é do microcontrolador com o objetivo de seguir o padrão estabelecido na Figura 3.10.

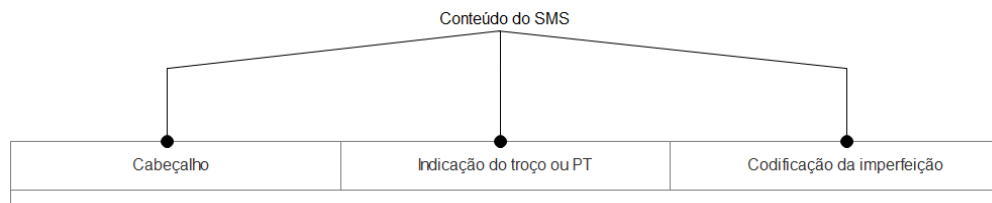


Figura 3.10 – Esquema geral do conteúdo do SMS enviado pelo microcontrolador.

Na receção, tem-se a central de despacho em que o principal objetivo, na rede de comunicação de dados, é validar a mensagem recebida apenas se a estrutura da SMS for idêntica a da Figura 3.10. Analisando em primeiro lugar se o cabeçalho é equivalente ao estipulado e se o troço ou PT pertence ao ramal alvo de monitorização, se estes dois campos forem válidos, então guarda-se o resultado da imperfeição detetado pelo DEI, tal como é descrito pelo fluxograma da Figura 3.11.

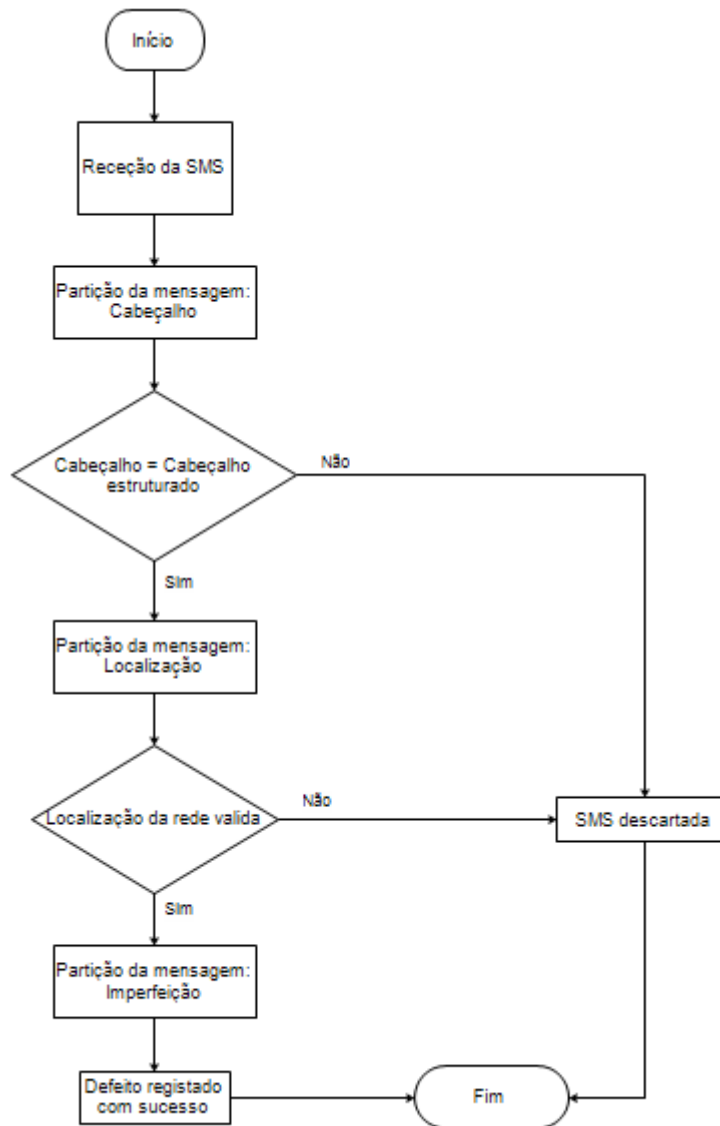


Figura 3.11 – Fluxograma do algoritmo para a central de despacho para validar a receção do SMS.

3.5. Microcontrolador e sensor de corrente

Para implementar os algoritmos anteriormente desenvolvidos, é necessário para o sistema de deteção de defeitos um processador e sensores de corrente. Os sensores para recolher a informação da corrente elétrica que está a fluir na rede e os microcontroladores para realizar a monitorização da rede e tomar as decisões necessárias, consoante o sistema de monitorização de defeitos escolhido. Relativamente aos processadores, houve vários requisitos definidos para a escolha:

- Velocidade de processamento rápido na ordem dos MHz;
- Níveis de quantização das portas ADC com o mínimo de 10 *bits*;
- Capacidade de armazenamento externo de informação, por exemplo cartão de memória micro SD;
- Incluir um sistema de comunicação de dados por exemplo: porta série UART, porta *Ethernet*, porta de fibra óptica, porta HDMI ou módulo de comunicação GSM/GPRS;

- Capacidade de atuação através de portas PWM ou GPIO;
- Se possível incluir um sistema de *backup* para a bateria.

Relativamente aos processadores para o sistema de monitorização apresenta-se, de seguida, os mais relevantes e as suas principais características:

- ODROID-U3 (Figura 3.12) [28]:
 - Samsung 4xARM Cortex-A9 ARMv7 (32 *bit* FP);
 - Frequência de operação: 1,7GHz;
 - 2GB LP-DDR2;
 - 8 GPIOs (1,8V) expansíveis a PWM/ADC (10 *bit* 5V);
 - 1 Porta UART (Rx e Tx);
 - Porta *Ethernet* 10/100;
 - Porta HDMI;
 - Slot para Cartão Micro SD e módulo eMMC;
 - 3 Portas USB 2.0;
 - 1 Porta para Linux Xubuntu 13.10;
 - Alimentação 5V/2A.

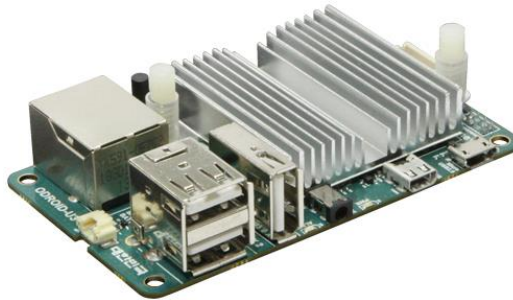


Figura 3.12 – Microcontrolador ODROID-U3 [28].

- AVR-GSM da *Olímex* (Figura 3.13) [29]:
 - ATmega 32 32KB *Flash Memory* Arquitectura RISC (8 *bit*);
 - Frequência de operação: 16MHz;
 - Tensão: 12V;
 - 2 KB RAM;
 - 1 KB EEPROM;
 - 3 Bandas GSM 900/1800/1900 MHz (14 400bps);
 - Bateria de *backup* para 200h GSM;
 - 2 Relays 240V AC/10A;
 - USB;
 - 4 Canais PWM;
 - 8 Canais ADC (10 *bit*).

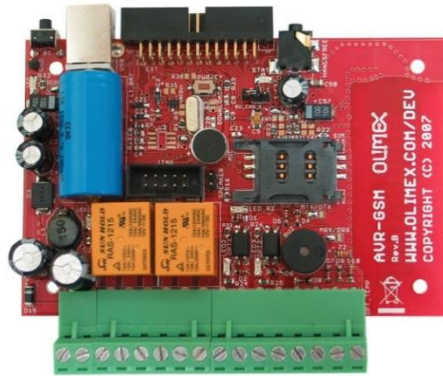


Figura 3.13 – Microcontrolador AVR-GSM [29].

- BeagleBone Black (Figura 3.14) [30]:
 - AM3358 ARM Cortex-A8 RISC (32 *bit* FP);
 - Frequência de operação: 1 GHz;
 - Tensão: 5V;
 - 512 MB DDR3 RAM;
 - 2 GB Flash eMMC;
 - Slot Cartão Micro SD (3,3V);
 - Portas USB e HDMI;
 - Porta *Ethernet* 10/100;
 - Porta Série UART;
 - 8 Canais ADC (12 *bit* a 1,8V);
 - 3 Canais PWM.

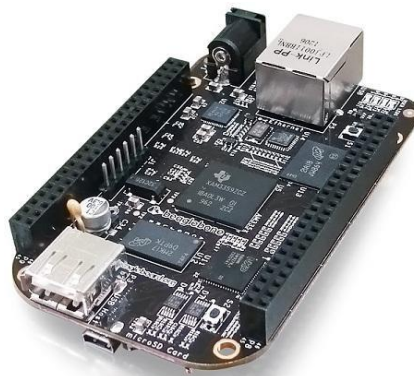


Figura 3.14 – Microcontrolador BeagleBone Black [30].

- Gboard Pro (Figura 3.15) [31]:
 - ATmega 2560 8 *bit* AVR RISC
 - Frequência de operação: 16 MHz;
 - Tensão: 7 a 23 V;
 - 256 KB Memória Flash;
 - 8 KB SRAM e 4 KB EEPROM;
 - Slot Cartão Micro SD (3,3V);
 - Módulo paralelo para LCD;
 - SIM 900 para GSM/GPRS;
 - 8 Canais ADC (10 *bit* a 3,3V);
 - Módulo nRF24L01 recetor a 2,4 GHz.



Figura 3.15 – Microcontrolador Gboard Pro [31].

Para além dos processadores foram também analisadas outras soluções, tais como: Texas Stellaris LM3S8962 Cortex M3, Arduino Intel Galileo, TS – GSM1 e Autómatos da Siemens S7-300. No entanto, foram soluções que não foram aprofundadas devido à sua limitação de processamento, custos muito avultados ou características que não respeitavam o mínimo exigido para implementação do algoritmo, como por exemplo, as portas de entrada analógica não serem suficientes. Uma vez que, das quatro soluções apresentadas anteriormente somente duas já dispõem do módulo GSM incluído, necessário para a realização deste trabalho. Para isso, pesquisou-se módulos GSM independentes que fossem possíveis para interligar as placas analisadas, descobrindo assim três módulos: Siemens TC35, o GSM SM5100B e o Sony Ericsson GR47.

Comparando os quatro processadores alvos de estudo, resumiu-se as características na Tabela 3.3.

Tabela 3.3 - Comparação dos microcontroladores analisados.

ODROID-U3	AVR-GSM	BeagleBone Black	Gboard Pro
Velocidade de processamento mais rápido	Processador mais lento	Velocidade de processamento intermédio	Processador mais lento (velocidade igual ao AVR-GSM)
Possui apenas uma porta UART	Possui um sistema GSM integrado	Não possui módulo GSM integrado	Possui um sistema GSM integrado
Necessita placa adicional para leitura dos ADC	Processador com sistema de <i>backup</i> (bateria)	Capacidade para realizar proteção/atuação (Canais PWM)	Capacidade para comunicar com ligações nos 2,4 GHz
Capacidade de armazenamento externo (cartão Micro SD)	Não tem capacidade de armazenamento externo (cartão de memória)	Capacidade de armazenamento externo (cartão Micro SD)	Capacidade de armazenamento externo (cartão Micro SD)
Menores níveis de quantização das portas ADC (10 bits) em relação ao BeagleBone Black	Menores níveis de quantização das portas ADC (10 bits) em relação ao BeagleBone Black	Maior número de bits para caracterizar as entradas analógicas (12 bits)	Menores níveis de quantização das portas ADC (10 bits) em relação ao BeagleBone Black
Portas integradas para realizar proteção/atuação (Canais PWM)	Relés de proteção para a placa	Capacidade de interligar display	Capacidade de interligar display
Capacidade de interligar display	Preço de mercado: 95,95 €	Preço de mercado: 45 €	Preço de mercado: 52 €
Preço de mercado: 66 €			

Relativamente aos sensores de corrente, realizou-se a mesma abordagem com a definição de requisitos para a escolha:

- Frequência de operação nos 50 Hz;
- Corrente máxima de leitura para MT de 5000 A e BT de 100 A;
- Tensão no secundário do sensor entre os 0 V e os 3 V.

Os sensores de corrente tiveram a mesma abordagem que os microcontroladores, isto é, foi realizada inicialmente uma pesquisa para verificar a nível do mercado quais os mais funcionais e viáveis. É de salientar os seguintes sensores de corrente com as respetivas características:

- FCL (Figura 3.16) [32]:
 - Frequência: 50 – 400 Hz;
 - Secundário: 1 a 5 A e 0,333 a 1 V;
 - Preços de mercado:
 - 300/5 A → 235€;
 - 2000/5 A → 244€;
 - 4000/5 A → 253€.



Figura 3.16 – Sensor de corrente FCL [32].

- Magnelab SCT3000 (Figura 3.17) [33]:
 - Frequência: 50 – 400 Hz;
 - Correntes iguais ou superior: 3000 A;
 - Secundário: 0,333 V;
 - Preços de mercado:
 - 3000/400 → 66€
 - 3000/3000 → 66€.



Figura 3.17 – Sensor de corrente Magnelab SCT3000 [33].

- MGS 1800 (Figura 3.18) [34]:
 - Frequência: 40 – 3000 Hz;
 - Corrente Máxima: 5000 A;
 - Tensão a aplicar: 8 – 35 V;
 - Secundário: 4 a 20 mA e 0,333 a 1V;
 - Preço de mercado: 333€.

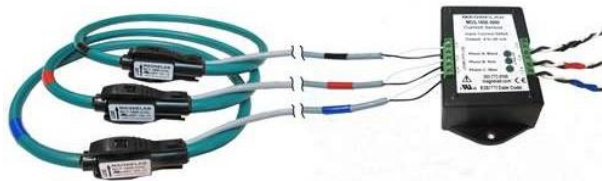


Figura 3.18 – Sensor de corrente MGS 1800 [34].

- AmpFlex AEMC 3000 (Figura 3.19) [35]:
 - Frequência: 10 – 20 000 Hz;
 - Correntes: 30 a 30 000 A;
 - Secundário: 0,1 a 100 mV e 0,1 a 100 mA;
 - Preço de mercado: 312€.



Figura 3.19 – Sensor de corrente AmpFlex AEMC 3000 [35].

Relativamente, ao microcontrolador chegou-se à conclusão que a placa Gboard Pro incluía na mesma placa um sistema de comunicação (GSM) e uma boa quantidade de sinais de entrada para ADC's, o que é muito importante para o trabalho. Escolheu-se esta placa em relação a AVR-GSM, em primeiro lugar, porque o preço de mercado é mais acessível e porque tem-se a capacidade de registar a informação dos sensores com o *slot* para o cartão Micro SD. Passando para os sensores, a escolha centrou-se no MGS 1800, pois oferece na sua solução, um sensor por cada fase de distribuição, e inclui um circuito de condicionamento do sinal, o que permite introduzir o sinal diretamente no microcontrolador. No Anexo A, faz-se uma lista de material e apresenta-se o custo final da solução encontrada para cada DEI (Dispositivo Eletrónico Inteligente).

É de salientar que estes equipamentos apresentados anteriormente são para ser instalados numa rede elétrica de MT, em particular para os sensores de corrente. Para um sistema de BT, caso alvo de estudo na verificação experimental escolheu-se a placa Gboard da *WR Bridge* (Figura 3.20), disponível na Universidade da Madeira, e o sensor de corrente SCT 010 e CS60-010 da *Coilcraft* com as seguintes características:



Figura 3.20 – Microcontrolador Gboard WR Bridge.

- SCT 010 da YHDC (Figura 3.21) [36]:
 - Frequência: 50 Hz;
 - Correntes: 0 a 80 A;
 - Secundário: 0 a 40 mA;
 - Preço de mercado: 3,40€.



Figura 3.21 – Sensor YHDC SCT 010 [36].

- CS60-010 da *Coilcraft* (Figura 3.22) [37]:
 - Frequência: 50 Hz;
 - Correntes: 0 a 10 A;
 - Secundário: 0,1 a 100 mV;
 - Preço de mercado: 6€.



Figura 3.22 – Sensor CS60-010 [37].

Nesta parte da dissertação, apresentou-se de uma forma geral as soluções que foram tomadas para a realização do sistema de monitorização de defeitos. Inicialmente caracteriza-se os três sistemas de monitorização desenvolvidos e de seguida explicita-se a rede de comunicação de dados e quais os requisitos mínimos para os microcontroladores bem como para os sensores de corrente.

4. Simulação de defeitos num sistema de neutro isolado

Após os modelos e sistemas de deteção estarem bem definidos, criou-se uma pequena rede de simulação para entender os diversos efeitos dos defeitos ao longo da rede. Para isso utilizou-se o *software* de simulação *Matlab* fazendo uso da ferramenta *SimPowerSystems* do *Simulink*, criando assim o cenário de rede elétrica baseado numa rede radial e numa rede em malha.

Nestas simulações definiu-se por: anomalia quando ocorre uma discrepância entre o que é desejado e o observado; defeito o que ocorre quando há um determinado limite que é atingido mas a rede elétrica funciona de forma satisfatória e falha quando há a incapacidade total de realizar uma determinada ação [38].

No programa de simulação, foi implementada a rede elétrica, com o intuito de examinar e testar a capacidade de deteção de defeitos. Na Tabela 4.1 encontra-se descrita a lista de defeitos alvo de estudo.

Tabela 4.1 – Defeitos a detetar pelo sistema na rede de energia elétrica.

Imperfeições	Especificações	Tipo de avaria
Curto-circuito trifásico		Falha
Curto-circuito fase-fase		Falha
Curto-circuito fase-fase-terra	- Na mesma zona de defeito - Em zonas distintas	Falha
Curto-circuito fase-terra	- Sem resistência à terra - Com resistência à terra (Exemplo: Árvore, Telhado)	Defeito
Sobrecarga	- Longa duração (> 1 minuto) - Curta duração (< 1 minuto)	Anomalia
Subcarga	- Longa duração (> 1 minuto) - Curta duração (< 1 minuto)	Anomalia
Interrupção	-Inferior a 3 minutos -Superior a 3 minutos	Falha

Com base no esquema unifilar da rede elétrica, representado no capítulo anterior, no *Matlab* implementou-se o sistema trifásico verificando quais as correntes limites. Esta rede de energia elétrica foi criada com base numa parte da rede elétrica da Empresa de Electricidade da Madeira, em concreto num ramal da zona de Machico. O esquema geral da simulação encontra-se na Figura 4.1, no Anexo B pode-se encontrar todo o esboço da rede simulada. Nas secções seguintes apresenta-se os testes de simulação para a deteção de defeitos.

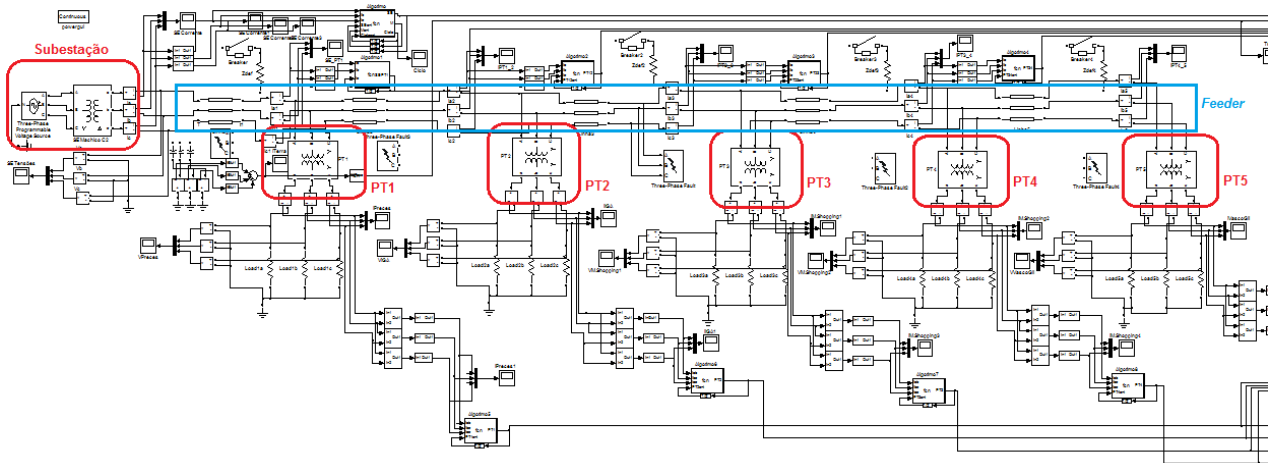


Figura 4.1 – Modelo total da rede elétrica no *Matlab*.

4.1. Curto-circuito trifásico

Neste defeito colocou-se um contato elétrico através de um circuito de baixa impedância entre as três fases. A falha criada ocorre entre o PT2 e o PT3 (Figura 4.2), e é a situação mais grave porque apresenta os valores mais elevados da corrente, como se pode observar na seguinte Figura 4.3 e Figura 4.4. Pode-se observar que quer para o sistema A (Figura 4.3) quer para o sistema B (Figura 4.4), verificou-se os valores da corrente elétrica antes e depois da zona de defeito.

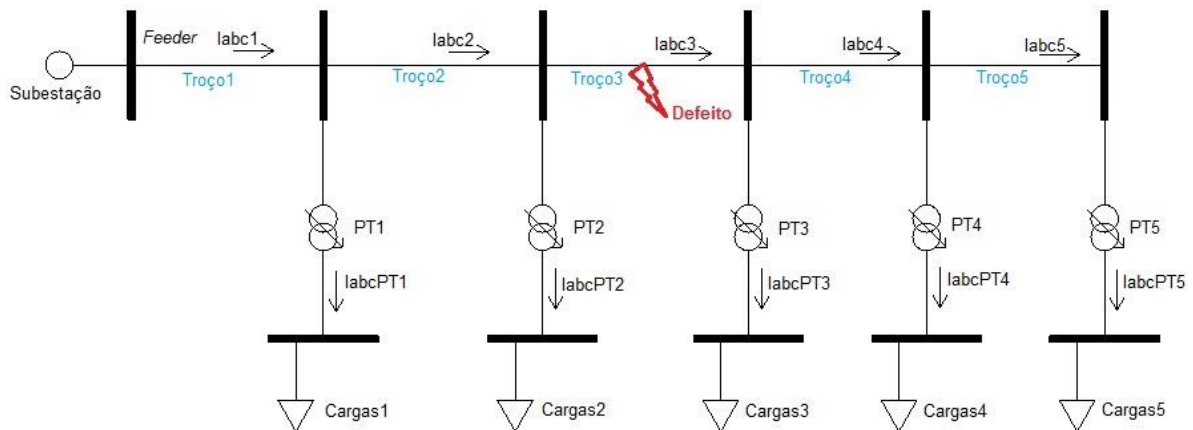


Figura 4.2 – Avaria criada na rede para os curto-circuitos.

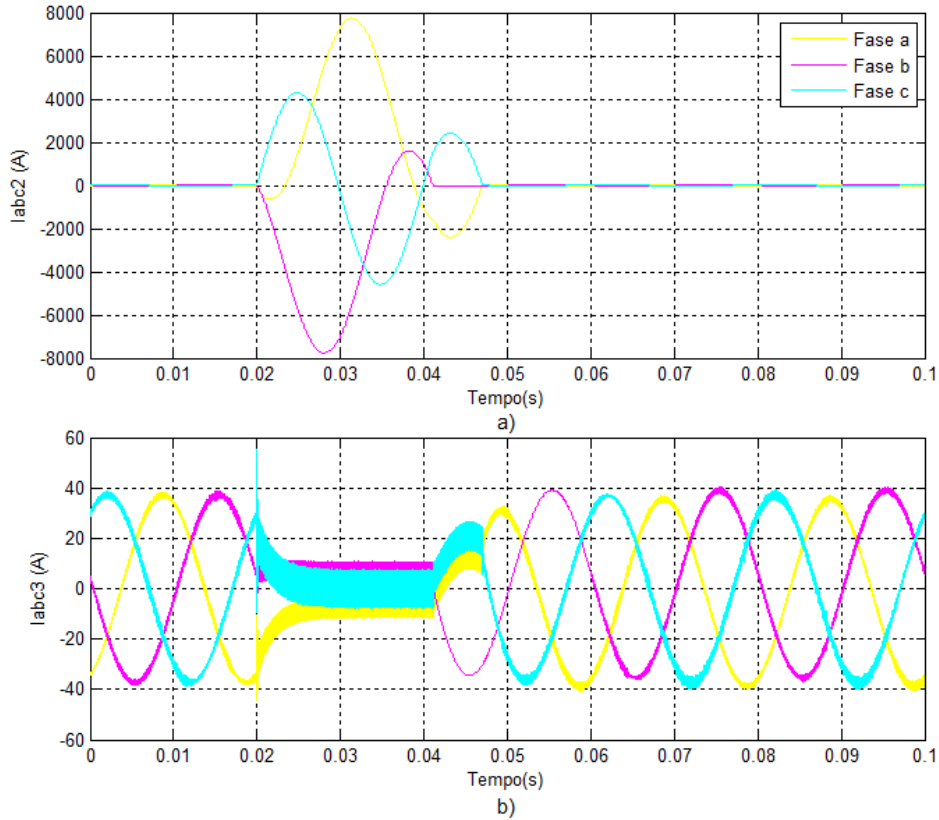


Figura 4.3 – Detecção do curto-circuito trifásico com o sistema de detecção A a) Antes da zona de defeito b) Depois da zona de defeito.

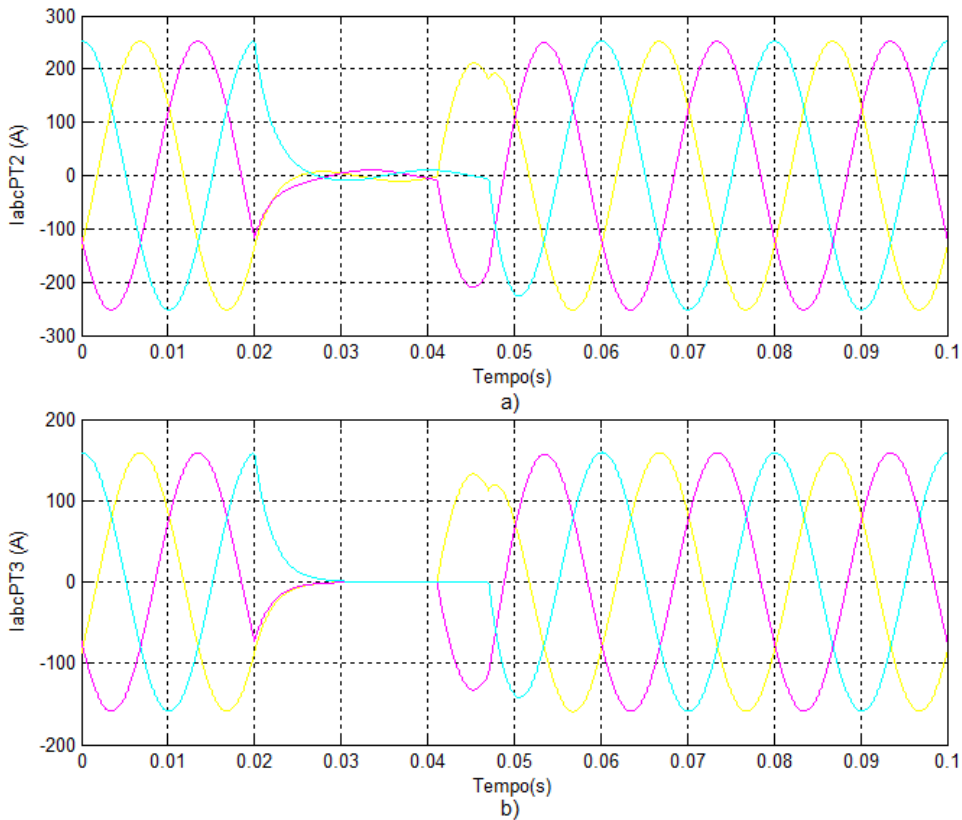


Figura 4.4 – Detecção do curto-circuito trifásico com o sistema de detecção B a) PT antes da zona de defeito b) PT depois da zona de defeito.

Pode-se concluir pelas imagens que, no caso do sistema A, há uma sobre elevação da corrente antes da falha e depois um abaixamento sendo esta uma situação também comum quando se está no sistema B. Logo após a falha verifica-se uma diminuição elevada nas correntes, podendo afirmar-se que não há passagem de corrente para as cargas. Também pode-se visualizar que neste tipo de falha há uma alteração em todas as correntes da rede.

No capítulo 2, na secção 2.4, verifica-se que quando ocorre um curto-circuito a corrente atinge o seu valor de pico em 5 ms e em seguida vai diminuindo o seu valor exponencialmente. Na Figura 4.5, observou-se o estado sub-transitório e transitório para um curto-circuito trifásico. Normalmente, o regime permanente da corrente num curto-circuito não é alcançado, uma vez que a rede é constituída por um sistema de proteção, recorrendo tipicamente a disjuntores, que vão atuar no sentido de eliminar o curto-circuito. Estes sistemas de proteção podem ser de ação rápida ou de velocidade de atuação mais lenta, tendo como objetivo comum, evitar as avarias. Os sistemas de ação mais rápida atuam numa ordem de tempo a rondar os 100 ms e os mais lentos na ordem dos 500 ms [39]. Ou seja, para os sistemas de ação rápida são necessários 5 ciclos da rede (visível na Figura 4.5 na área a roxo), logo o sistema de monitorização tem de ser capaz de detetar a falha antes que o sistema de proteção atue. Tendo em conta que, para a atualização dos valores da corrente RMS é necessário meio ciclo da rede (visível na Figura 4.5 na área a amarelo), conclui-se que o sistema é capaz de monitorizar o defeito antes das proteções atuarem.

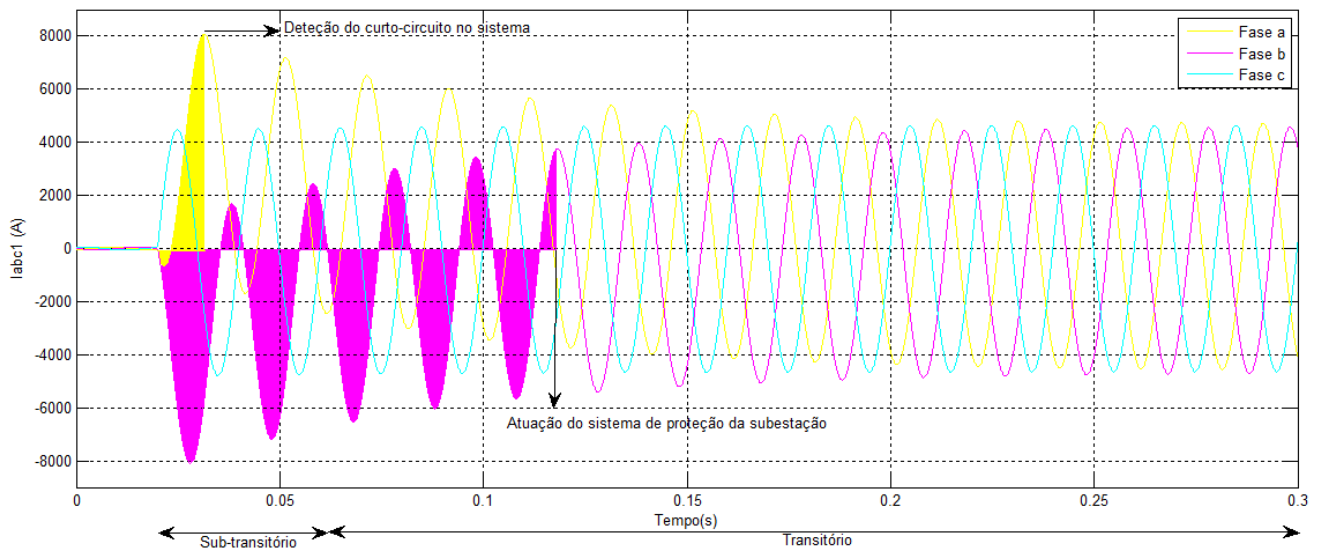


Figura 4.5 – Evolução do período de transição da corrente durante um curto-circuito.

Este comportamento da corrente, não é, no entanto, sempre análogo (decréscimo exponencial), pois existe instantes de tempo mais ou menos desfavoráveis para ocorrer o curto-circuito. Isto sucede porque o curto-circuito ocorre em instantes de tempo diferentes na onda de tensão, e a corrente elétrica depende do integral da tensão. Na Figura 4.6, observa-se que para o mesmo curto-circuito num caso tem-se um comportamento decrescente exponencial da corrente e noutro não, com fundamentação na equação 2.3, apresentada na secção 2.4. Designa-se situação mais desfavorável porque no momento em que ocorreu o curto-circuito a onda da tensão estava a passar por zero logo tem-se o valor máximo da

componente contínua da corrente, daí a razão do comportamento exponencial. Neste caso atinge-se o pico de corrente mais elevado na zona inicial, logo é a pior situação. No outro caso no momento do incidente a tensão passava pelo seu valor máximo ou mínimo, logo o valor da componente contínua da corrente nesse instante é zero, o que evita na zona inicial os picos de corrente elevados, logo designa-se por situação mais favorável. Contudo o instante de tempo em que ocorre um curto-circuito na rede elétrica é algo que não se consegue prever.

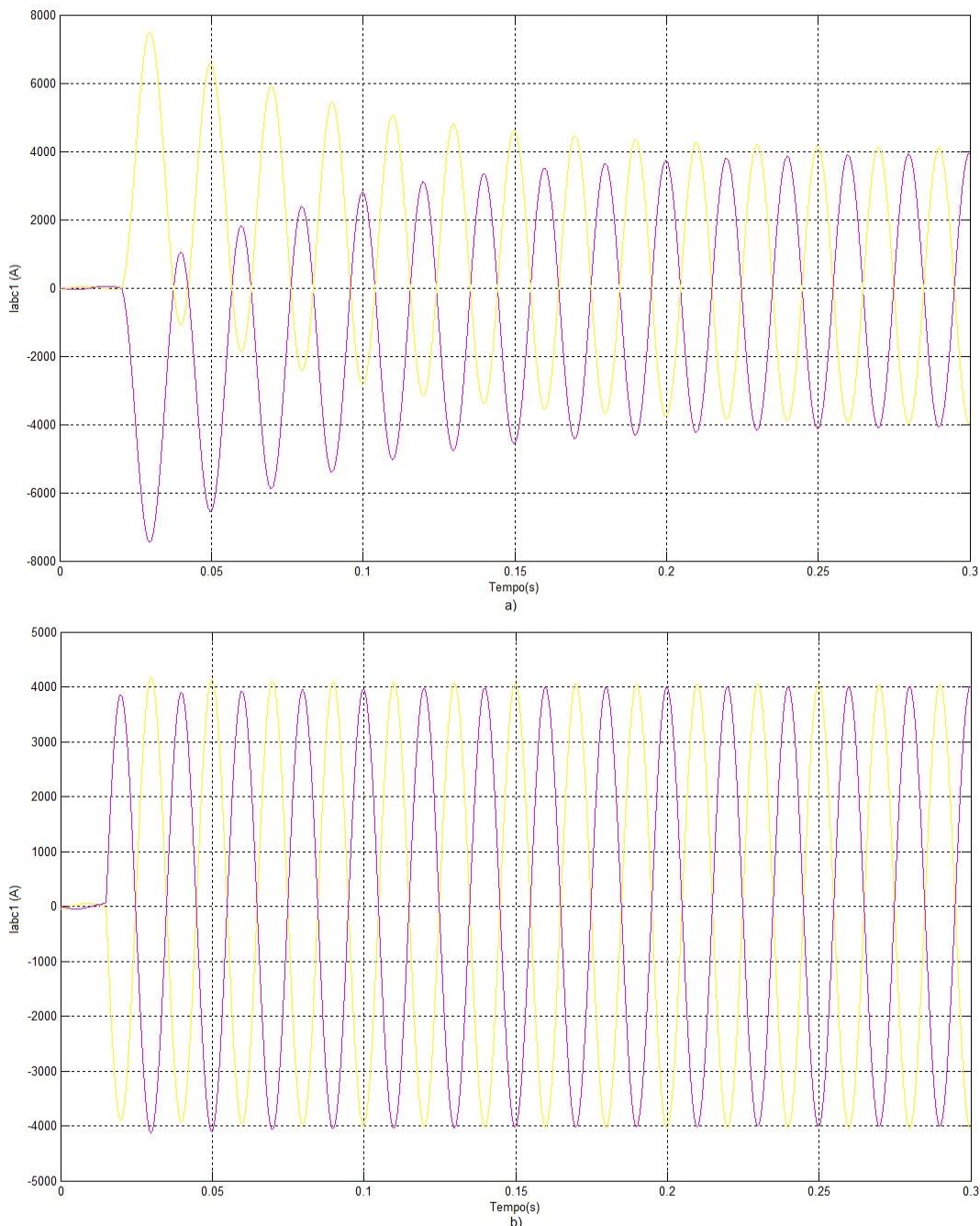


Figura 4.6 – Comparação de um curto-circuito a) Situação mais desfavorável b) Situação mais favorável.

4.2. Curto-circuito fase – fase

Este tipo de defeito ocorre com o contacto entre duas fases simultaneamente. Os padrões registados para a corrente elétrica são os apresentados na Figura 4.7 e Figura 4.8 para os respetivos sistemas. Na Figura 4.7, no caso do sistema A, verifica-se que nas fases em que ocorre o curto-circuito há um aumento da corrente. No sistema B, onde se analisou as correntes do PT2 e PT3, a situação altera-se um pouco visto que na Figura 4.8 observa-se um fenómeno interessante que é apenas uma das duas correntes que entrou em contacto com a outra vai sofrer uma redução da corrente bastante significativa. Esta informação é visível nos postos de transformação que estão localizados posteriormente à zona de falha.

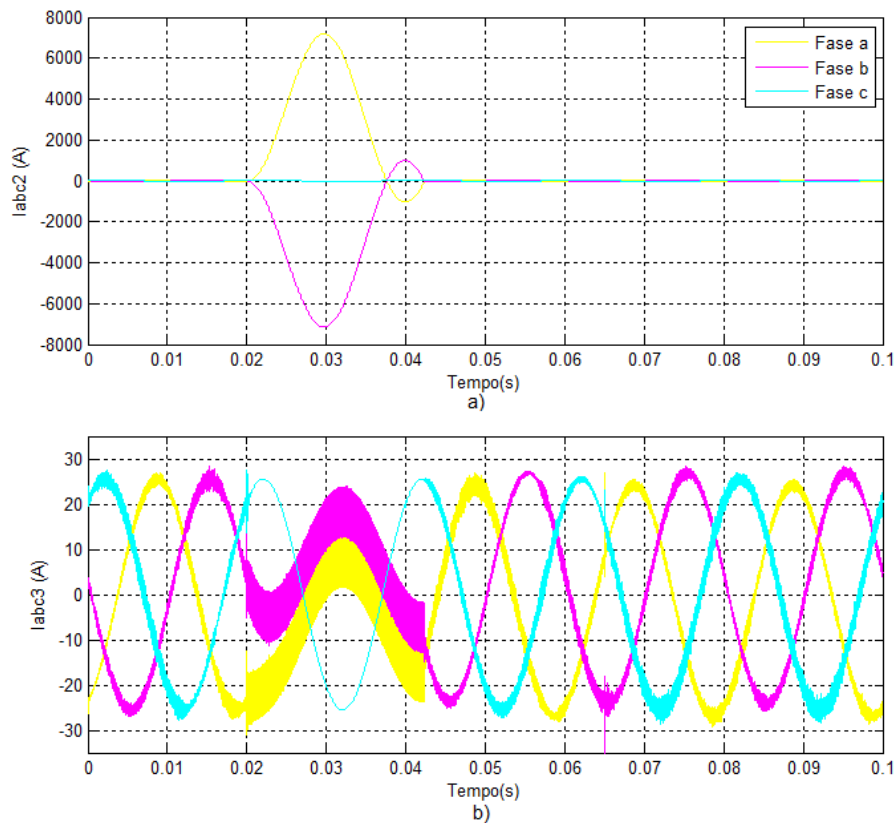


Figura 4.7 – Detecção do curto-circuito fase-fase com o sistema de deteção A a) Antes da zona de defeito b) Depois da zona de defeito.

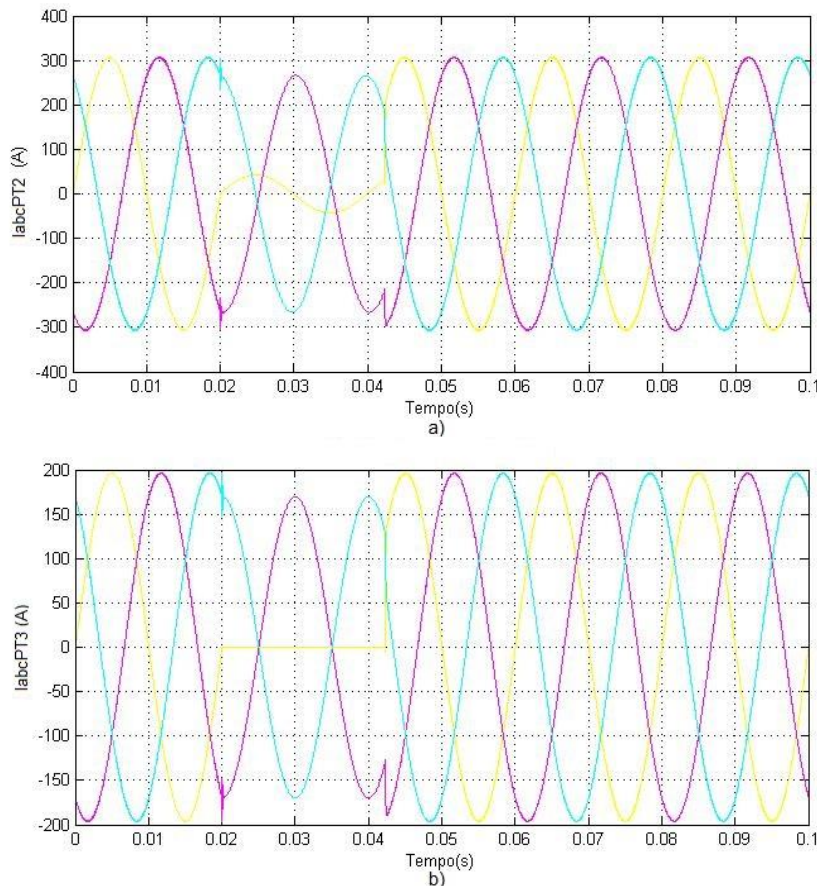


Figura 4.8 – Detecção do curto-circuito fase-fase com o sistema de deteção B a) PT antes da zona de defeito b) PT depois da zona de defeito.

4.3. Curto-circuito fase – fase – terra

Este defeito é muito parecido ao curto-circuito fase-fase, mas, neste caso o contacto entre as duas fases a analisar é feito através do toque com a Terra das duas fases, gerando um curto-circuito. No entanto, existem duas situações que podem fazer despoletar esta falha: quando as duas fases entram em contacto com a Terra na mesma zona; quando uma fase entra em contacto com a Terra num determinado local e a outra fase noutro ponto diferente (Figura 4.9).

No primeiro caso, quando o curto-circuito fase-fase-terra ocorre no mesmo local, os resultados obtidos são idênticos para o caso de curto-circuito fase-fase, isto é, para o sistema A a Figura 4.7 e o sistema B a Figura 4.8. Relativamente ao caso quando ocorre em zonas distintas tem-se um posto de transformação (cargas) na zona intermédia (Figura 4.10) o que vai originar variações na corrente como se pode reparar na Figura 4.11 e Figura 4.12.

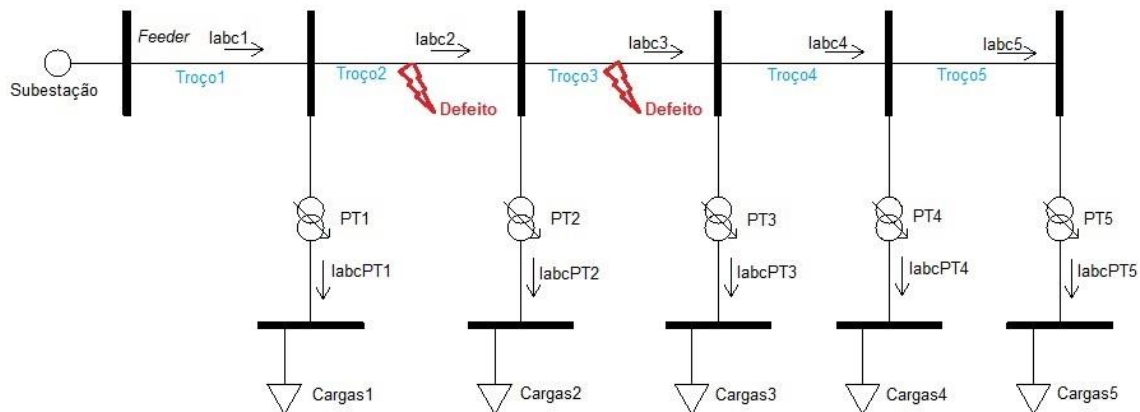


Figura 4.9 – Defeito criado na rede para o curto-circuito fase-fase-terra.

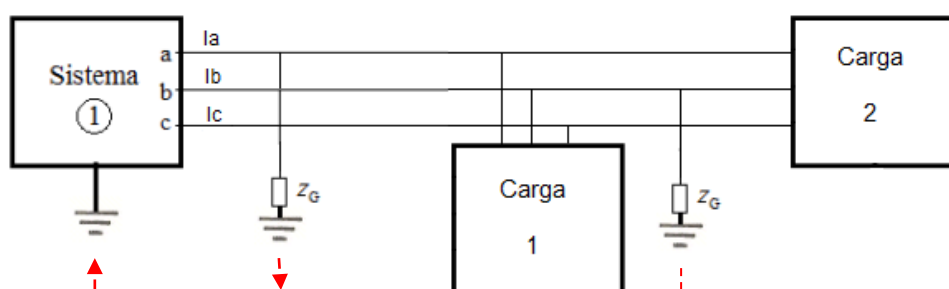


Figura 4.10 – Circuito com exemplo de um curto-circuito fase-fase-terra em pontos diferentes da rede.

No sistema A (Figura 4.11) consegue-se identificar um padrão, em que antes da zona da falha há uma sobre elevação das correntes nas fases que entraram em contacto pela Terra, porque como se observou na teoria o circuito fecha-se pela Terra. De seguida, na zona entre os dois contatos à Terra, ainda se verifica o aumento de uma corrente uma vez que na outra fase a corrente já está a fluir pelo caminho mais fácil que é a Terra e na zona depois da falha verifica-se uma descida na amplitude da corrente. Enquanto no sistema B (Figura 4.12) a situação já se torna mais complicada de observar pois não há diminuição em torno do zero para as correntes que entraram em contacto tal como na falha Fase-Fase (Figura 4.8). O que se apura é que à medida que se vai avançando ao longo da rede, depois da zona da falha, verifica-se uma ligeira diminuição das correntes, mas nunca chega à diminuição elevada e que seja facilmente perceptível, logo este defeito não é possível detetar no sistema B.

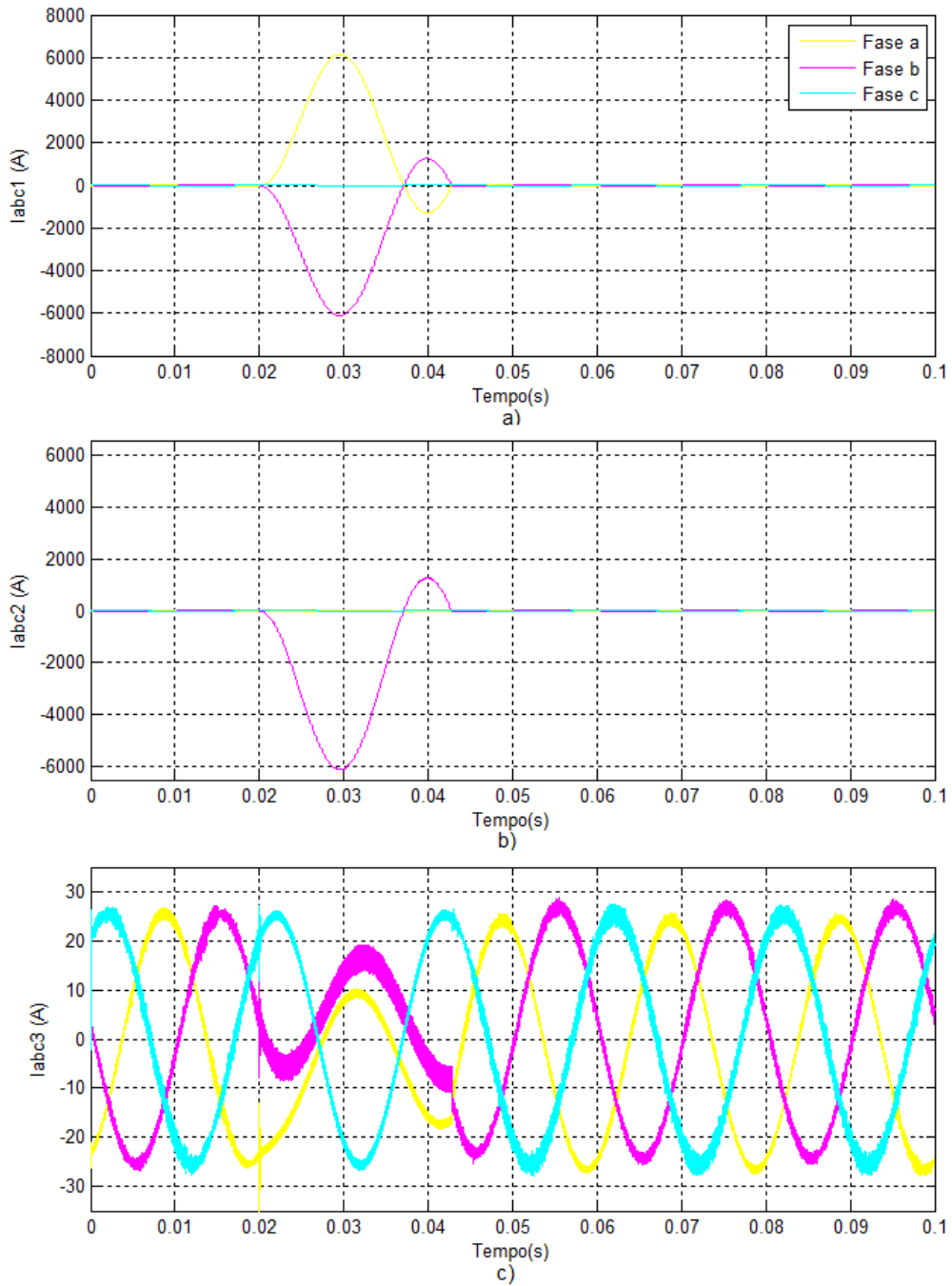


Figura 4.11 – Detecção do curto-circuito fase-fase-terra com o sistema de deteção A a) Antes da zona de defeito b) Na zona entre os dois contactos à terra c) Depois da zona de defeito.

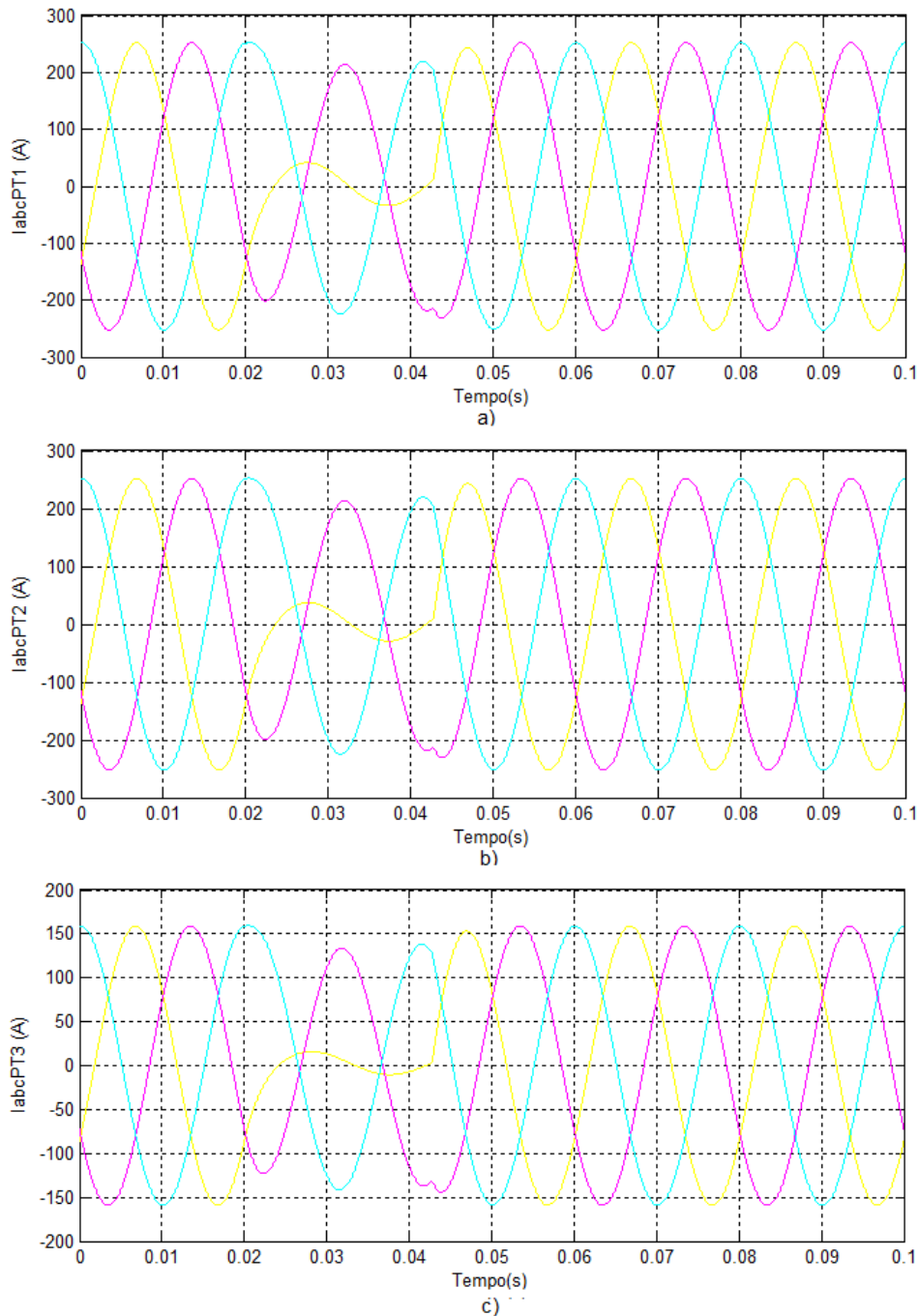


Figura 4.12 – Detecção do curto-circuito fase-fase-terra com o sistema de deteção B a) PT antes da zona de defeito b) PT na zona entre os dois contatos à terra c) PT depois da zona de defeito.

4.4. Sobrecarga

A sobrecarga não se pode considerar que seja uma avaria na rede elétrica de energia pois ocorre devido à utilização de carga excessiva. O que se verifica é um aumento substancial da corrente elétrica com valores superiores ao valor nominal (anomalia), superando assim a capacidade de condução das linhas, reduzindo a vida útil das mesmas. Verifica-se um aumento na corrente de distribuição do *feeder* (Sistema A) e também um aumento da corrente, no P.T que houve o aumento da

carga (Sistema B). Na Figura 4.13 e Figura 4.14 pode visualizar-se o aumento da corrente em ambos os sistemas de detecção de defeitos.

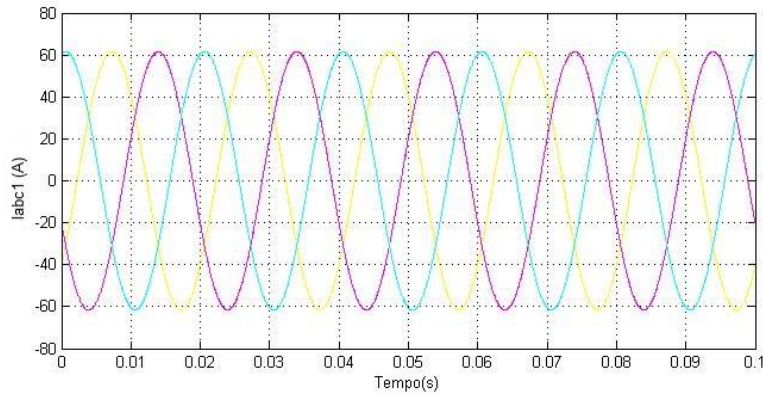


Figura 4.13 – Corrente elétrica quando ocorre uma sobrecarga, detetado no sistema A.

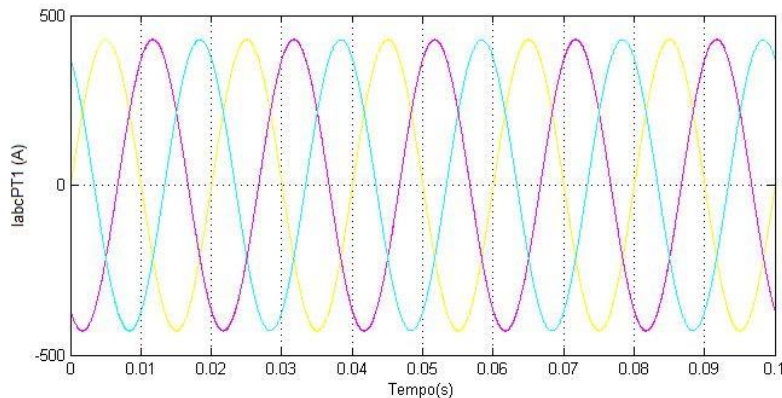


Figura 4.14 – Corrente elétrica quando ocorre uma sobrecarga, detetado no sistema B.

4.5. Subcarga

Este cenário ocorre quando o nível de carga da rede desce para valores mais baixos do que o esperado. É muito comum este tipo de anomalia ocorrer depois de uma interrupção do fornecimento de energia, em que a quantidade de carga na rede normalmente não é suficiente para a quantidade de potência gerada. Os seus efeitos são mais graves, do que na sobrecarga, pois o equipamento pode ser destruído, podendo levar a um *blackout* da rede.

Na corrente elétrica o que se pode constatar é que há uma diminuição da corrente no *feeder* (Figura 4.15) bem como no PT que está associado essa carga (Figura 4.16).

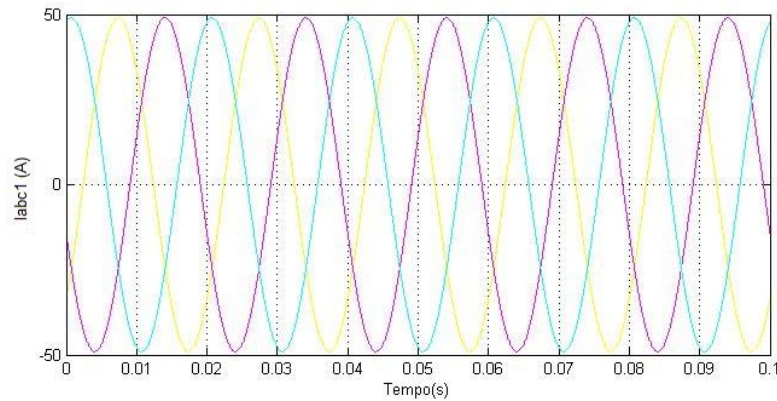


Figura 4.15 – Corrente elétrica quando ocorre uma subcarga, detetado no sistema A.

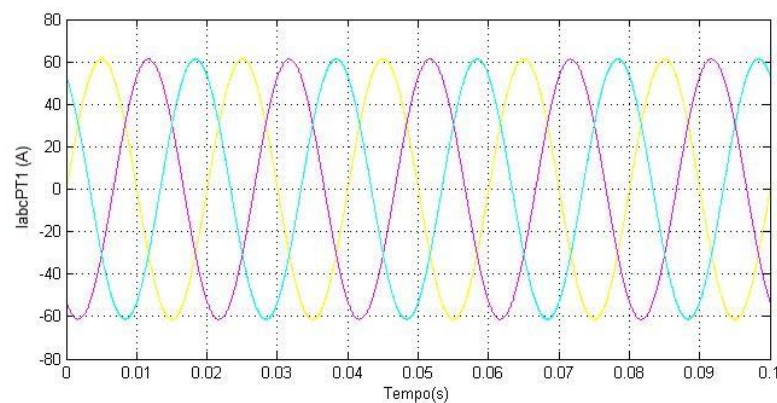


Figura 4.16 – Corrente elétrica quando ocorre uma subcarga, detetado no sistema B.

4.6. Interrupção

Normalmente a interrupção do fornecimento de energia elétrica é definida por ter grandezas elétricas inferiores a 1% [11]. Pode-se verificar na Figura 4.17 e Figura 4.18 respetivamente tensão e corrente, onde se gerou uma pequena interrupção em vários ciclos da rede. Simulou-se neste caso uma avaria no gerador, em que a tensão fornecida à rede elétrica foi de zero volts.

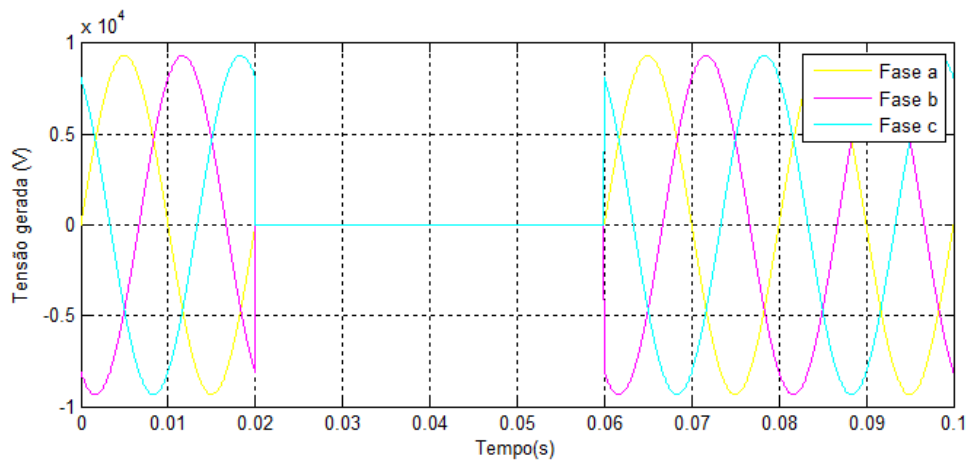


Figura 4.17 – Tensão entregue à rede elétrica pelo gerador.

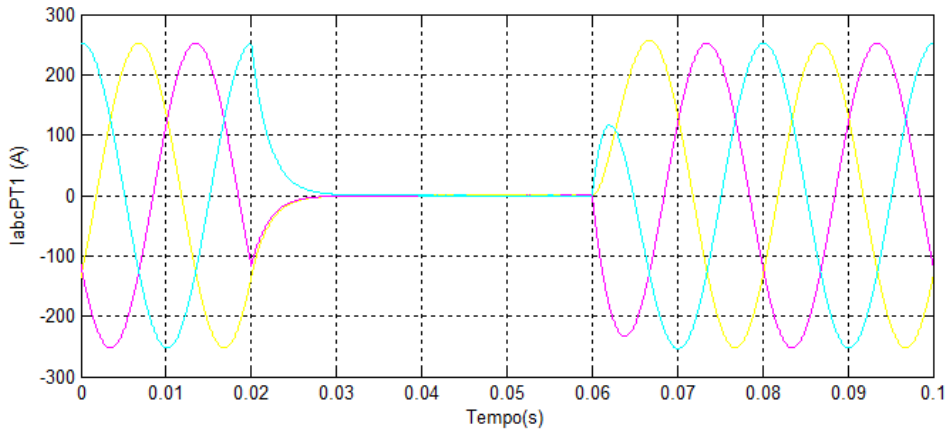


Figura 4.18 – Interrupção visível na corrente elétrica.

4.7. Curto-circuito fase – terra

Este defeito é o que ocorre mais frequentemente na rede, de modo geral 70% a 85% dos curto-circuitos que ocorrem na rede elétrica são curto-circuitos fase-terra. Resultam normalmente de uma conexão não intencional entre o condutor elétrico e a terra, ou por degradação do isolamento da linha elétrica ou por fatores ambientais [40].

Este defeito é de difícil detecção, na Figura 4.20 e Figura 4.21 mostra-se as correntes elétricas no troço 1 e no PT1, quando ocorre um defeito fase-terra com neutro isolado (Figura 4.19). O único padrão que se observa nos resultados é um pico que surge quando ocorre a ligação à Terra, mas isso não é suficiente para alterar significativamente o valor RMS da corrente, tornando a sua detecção difícil de alcançar.

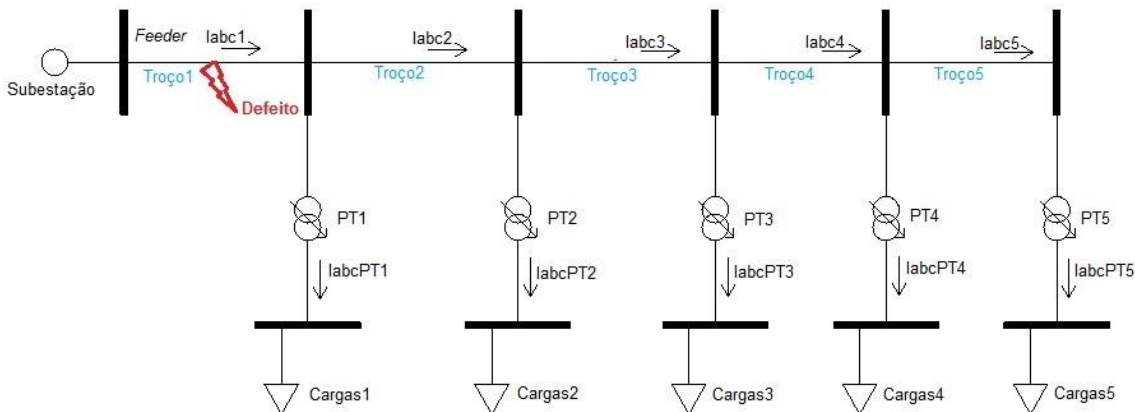


Figura 4.19 – Defeito criado na rede para o curto-circuito fase-terra.

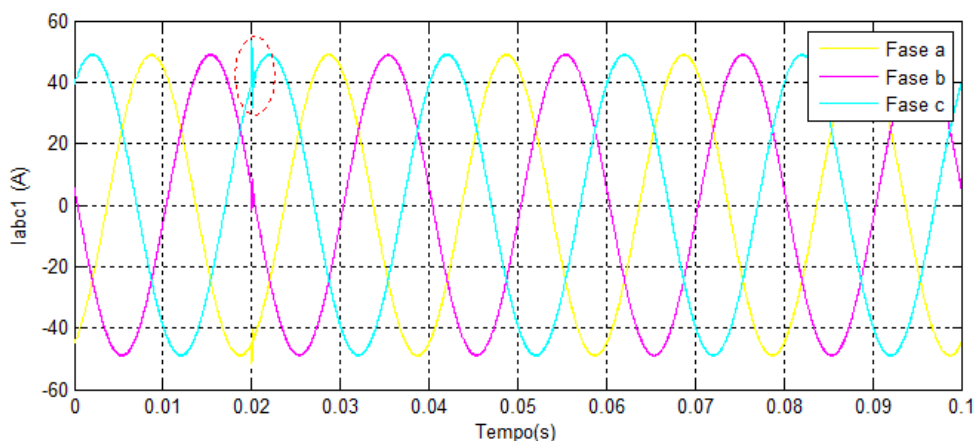


Figura 4.20 – Detecção do curto-circuito fase-terra com o sistema de detecção A.

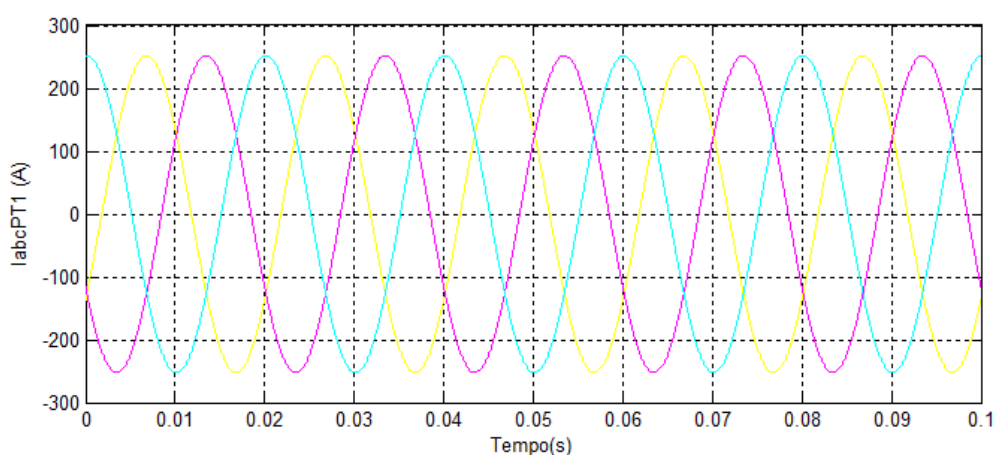


Figura 4.21 – Detecção do curto-circuito fase-terra com o sistema de detecção B.

Na revisão da bibliografia sobre este tema, refere-se que é necessário definir: ou uma impedância capacitiva de ligação à Terra ou realizar contactos periódicos à Terra, optando pela segunda solução para a deteção destes defeitos. É de realçar que foram realizados defeitos em todos os troços possíveis da rede ao longo do tempo. Como se pode observar pela Figura 4.22, a corrente que é desviada para a Terra é uma corrente baixa comparado com a ordem de grandeza que está a ser distribuída na rede, o que não facilita a deteção da falha pelo sensor. Na Figura 4.22 consegue-se detetar que quando ocorre este defeito verifica-se uma elevação das correntes nas restantes fases e na fase que houve o contacto à Terra verifica-se um valor praticamente nulo. Contudo, neste momento sabe-se que ocorreu um defeito, mas não a localização desse defeito na rede elétrica.

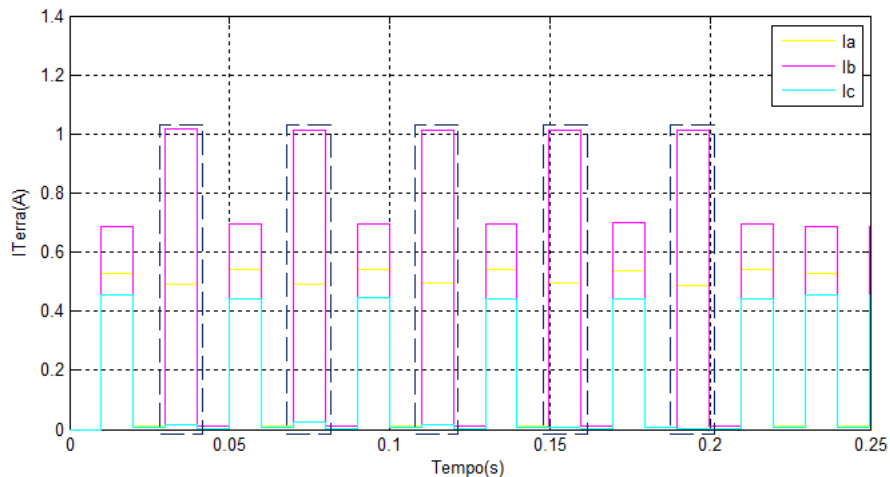


Figura 4.22 – Detecção do curto-circuito fase-terra com medição da corrente através do contacto resistivo periódico.

Para detetar a localização do defeito, completou-se a informação anterior da seguinte forma: após a deteção do defeito, quando é realizado o contacto à Terra, analisa-se qual o estado da corrente em cada dispositivo remoto, em particular da corrente homopolar (Figura 4.23). Ou seja, soma-se a componente nominal e fasorial das três correntes e se não houver fugas deve-se ter valores em torno do zero. Quando ocorre alguma fuga da corrente pela Terra obtêm-se valores elevados na corrente homopolar como observa-se na Figura 4.24.

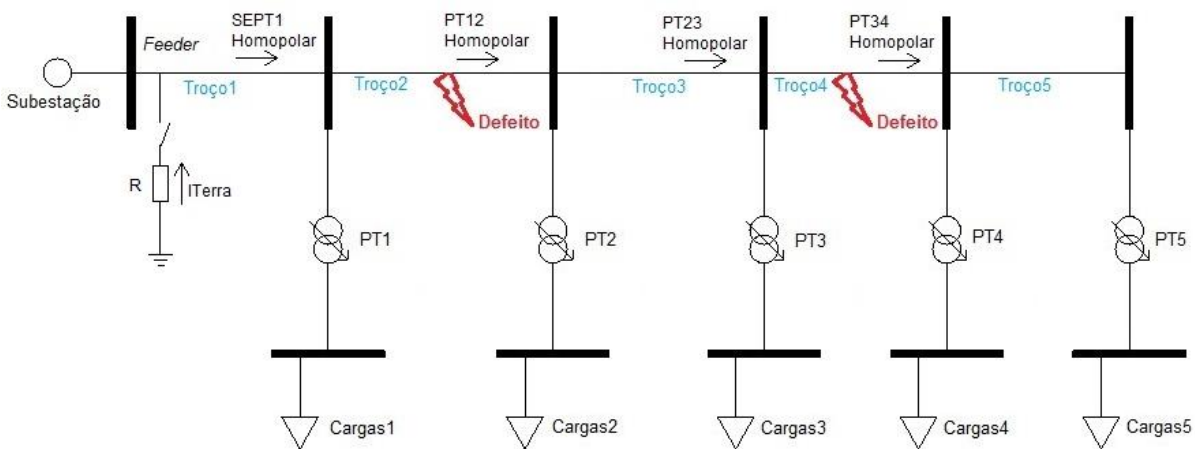


Figura 4.23 – Defeito criado na rede para o curto-circuito fase-terra com deteção através do contacto à Terra e corrente homopolar.

A Figura 4.24 mostra que há um padrão fácil para detetar qual é a localização do defeito à Terra. A localização é dada quando a corrente homopolar é inferior à corrente homopolar do troço anterior, significando que há um defeito nesse troço. Por exemplo, na Figura 4.24 realizou-se dois defeitos na rede, um entre o PT1 e o PT2 e outro entre o PT3 e o PT4, em instantes de tempo distintos. Como se pode constatar no caso do último defeito, a corrente homopolar diminui apenas no troço 4 e nos outros troços mantém-se uma corrente homopolar igual a 1,5 A, o que significa que há um desequilíbrio entre as correntes no ramal, devendo-se ao efeito do contacto à Terra realizado no último ramal.

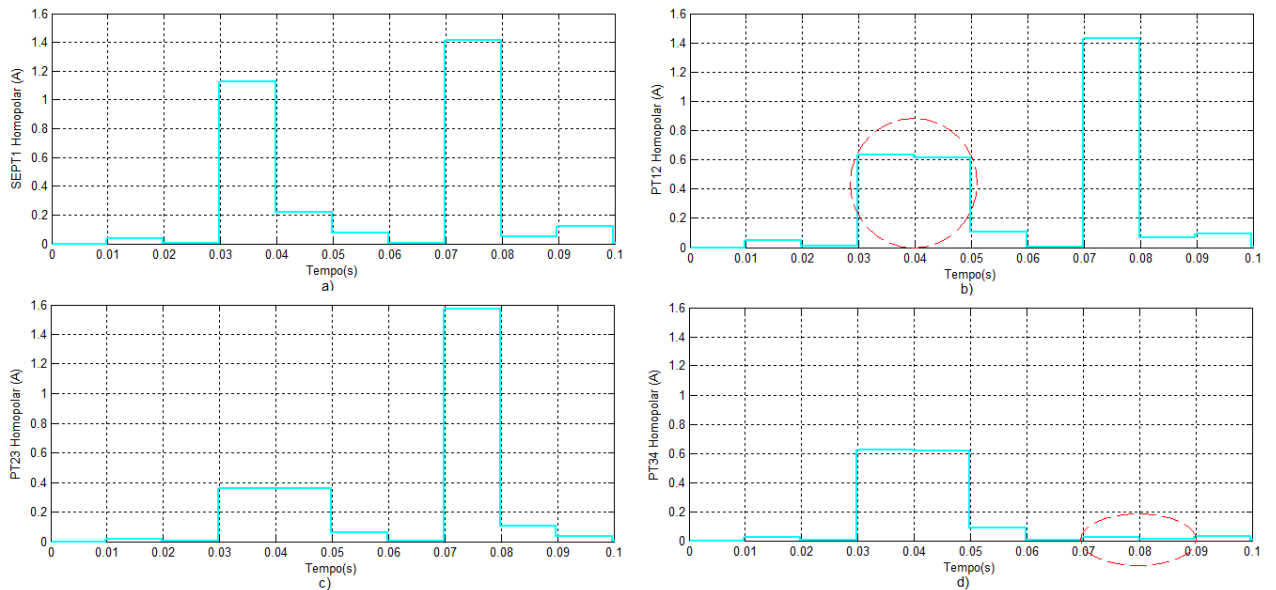


Figura 4.24 – Corrente homopolar nos ramos do sistema de MT a) Troço 1 b) Troço 2 c) Troço 3 d) Troço 4.

Para evitar falsos alarmes só se verifica se há corrente homopolar quando for verificado um defeito à Terra pelo contacto resistivo periódico à Terra pela Figura 4.22, uma vez que, a corrente homopolar podia estar desequilibrada se as cargas nas três fases também se encontrassem desequilibradas.

Para verificar o funcionamento destes sistemas de deteção de defeitos realizou-se uma simulação em que ocorre imperfeições em todos os troços da rede, de forma a testar se os sistemas indicavam o respetivo local da avaria. Sendo assim, para o sistema A, Figura 4.25, e para o sistema B, Figura 4.26, concluiu-se que, os sistemas são funcionais e capazes de detetar as imperfeições que ocorrem na rede, dando assim a indicação de qual o troço da rede que ocorreu as falhas. Observa-se também que a indicação da imperfeição ocorre de acordo com codificação apresentada na Tabela 3.1, sendo assim para este exemplo ocorreu curto-circuito entre as três fases, as duas fases e entre a fase e a Terra.

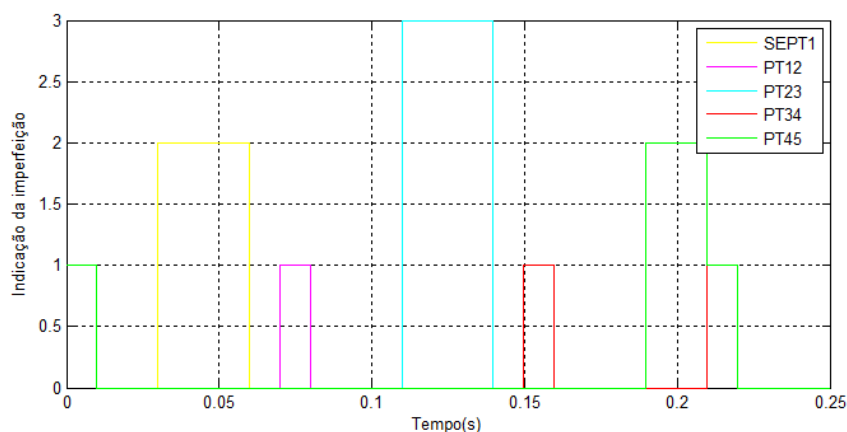


Figura 4.25 – Resultado da localização dos defeitos no sistema A.

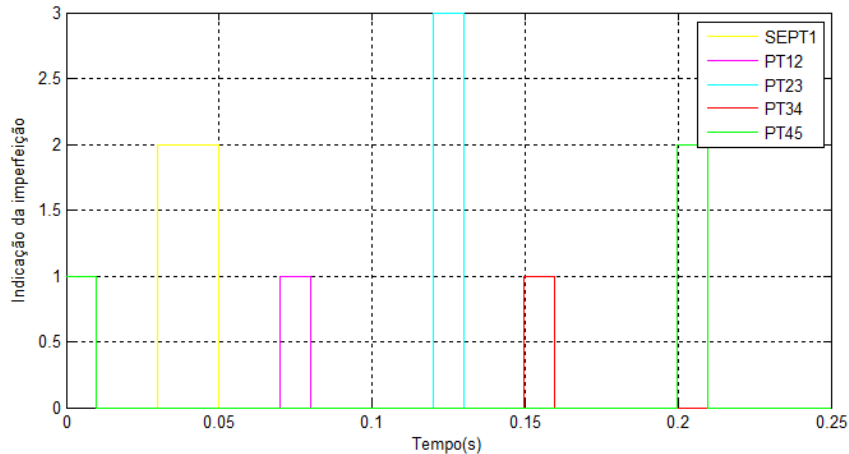


Figura 4.26 – Resultado da localização dos defeitos no sistema B.

Comparando os dois resultados anteriores, pode-se notar algumas discrepâncias entre as duas figuras. Contudo, quando ocorre curto-circuito entre a fase-terra (PT12 e PT34) ambos são idênticos pois usam o mesmo algoritmo para a detecção. Para os restantes casos não, pois foi desenvolvido para cada sistema um algoritmo, contudo pode-se notar que o sistema A deteta o intervalo completo em que ocorre a imperfeição e tal não acontece para o sistema B pois só deteta uma parte do intervalo. Deste modo, consegue-se concluir que o sistema A é mais eficaz e completo que o sistema B. Outro resultado importante é que no instante inicial, ambos os sistemas indicam que ocorre uma interrupção em todos os troços da rede, na realidade isso não é verdade, isto acontece porque é necessário meio ciclo da rede de 50 Hz (0,01s) para medição da corrente e respetivo cálculo do RMS.

4.8. Rede em malha

Os resultados obtidos na avaliação de defeitos, como as apresentadas anteriormente, observaram-se em primeiro lugar as formas de onda das correntes que são de forma análoga às formas de onda que se alcançou no sistema A, pois as correntes elétricas analisadas são as do troço de distribuição. Por esse motivo, não se apresenta novamente nesta secção, contudo os sistemas são distintos, pois o sistema A necessita de uma corrente elétrica de referência e analisa somente uma corrente elétrica em cada troço enquanto o sistema C, compara as correntes no início e no final de cada linha elétrica.

A verificação do funcionamento deste algoritmo e respetivo sistema de detecção foi feito em simulação, com ocorrência de imperfeições em todos os troços da rede, de forma a testar se este é capaz de indicar o respetivo local de falha (Figura 4.27). Atingindo assim, um resultado muito próximo ao sistema A, com a diferença do sistema C detetar o último defeito na simulação até ao final do instante definido (dos 0,19 s até aos 0,21 s), pois na eliminação do defeito o sistema A deteta que o defeito passou de curto-circuito entre duas fases para um do tipo fase-terra. Logo, conseguiu-se realizar um sistema simples e funcional.

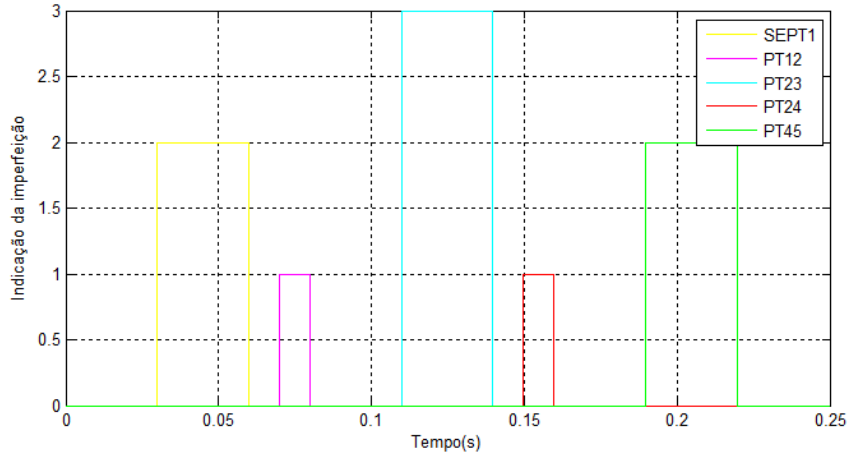


Figura 4.27 – Resultado da localização dos defeitos no sistema C.

4.9. Simulação da rede alvo de estudo

Uma vez que o PSS/E 33 (*Power System Simulator for Engineering*) é uma das possíveis ferramentas de simulação que pode ser utilizada para desenvolver este trabalho, iniciou-se as respetivas simulações de acontecimentos na rede de energia elétrica alvo de estudo. Realizando simulações do trânsito de potência e análise da estabilidade da rede, podendo assim denotar aspetos importantes da rede mais próximos da realidade. O *software* permite verificar de forma gráfica a solução do trânsito de potência através da tensão, atribuindo desta forma cores ao diagrama realizado com diversos patamares (Figura 4.28), sendo o verde para o bom funcionamento e o vermelho e o azul para as situações de instabilidade.

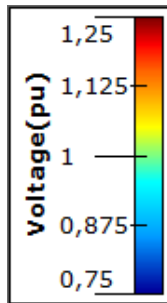


Figura 4.28 – Patamares da tensão no PSS/E para o trânsito de potência.

Na Figura 4.29, mostra-se o esquema elétrico da rede alvo de estudo, implementada no programa de simulação PSS/E.

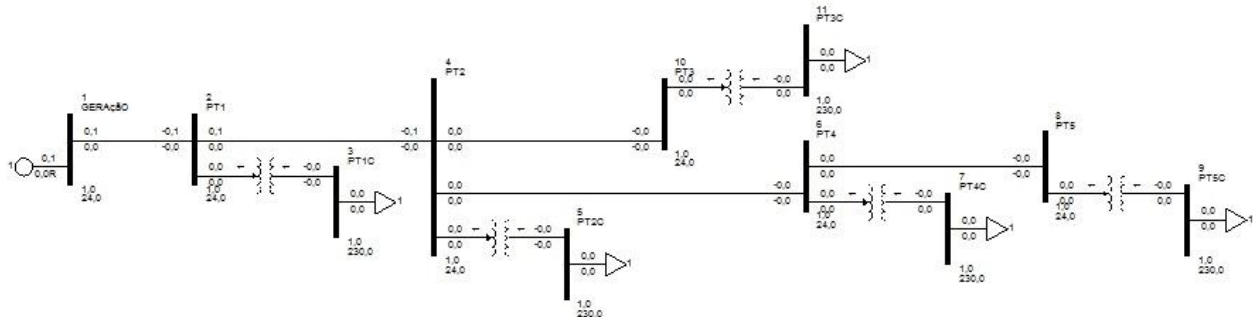


Figura 4.29 – Rede alvo de estudo implementada no PSS/E.

As principais características da rede alvo de estudo, estão definidos na Tabela 4.2.

Tabela 4.2 – Características da rede implementada no protótipo laboratorial.

Nome do barramento	Tensão Base (V)	Carga (W)	Resistência da linha (Ω)	Coefficiente de auto indução da linha (mH)
Geração	24	-	0,020	1
PT1	24	-	0,020	1
Carga1	230	45	-	-
PT2	24	-	0,020	1
Carga2	230	45	-	-
PT3	24	-	0,020	1
Carga3	230	21	-	-
PT4	24	-	0,020	1
Carga4	230	21	-	-
PT5	24	-	0,020	1
Carga5	230	9	-	-

Todavia, o PSS/E é um programa utilizado normalmente para grandes empresas e ordens de grandeza mais elevadas do que neste caso, para ultrapassar essa barreira houve a necessidade de aumentar a ordem de grandeza da tensão e respetivas cargas para o quilo (K), de forma a conseguir simular a rede.

Nas simulações, registou-se que é necessária uma potência de 0,1 MVA, para alimentar as cargas, com uma tensão de distribuição de 24 kV dá uma corrente esperada em torno dos 4,17 A. A Figura 4.30 mostra o funcionamento da rede e permite visualizar graficamente qual o sentido do fluxo de potência ativa e reativa, apresentado na Figura 4.31.

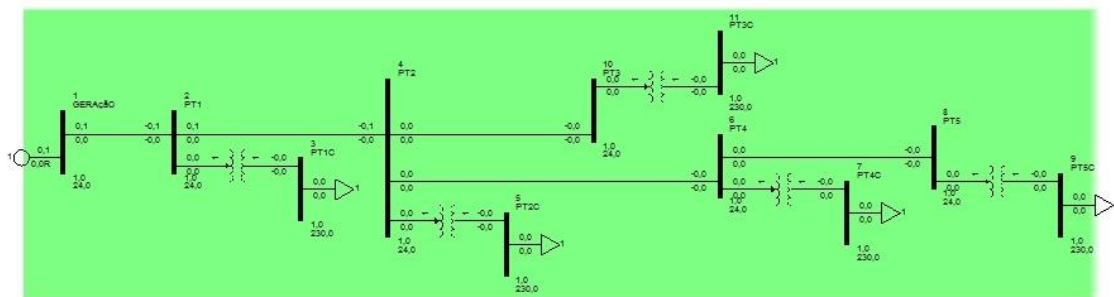


Figura 4.30 – Solução do trânsito de potência no PSS/E para a rede alvo de estudo.

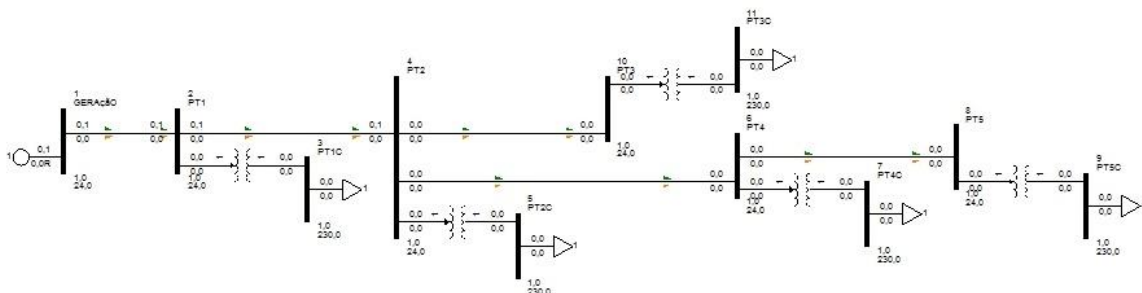


Figura 4.31 – Sentido da potência ao longo da rede implementada no laboratório.

Na análise da estabilidade para este caso realizou-se uma falha no barramento de carga (PT20) em que este ficou ligado diretamente ao potencial da Terra. Na Figura 4.32 observa-se o comportamento dos barramentos de distribuição e na Figura 4.33 os barramentos de carga.

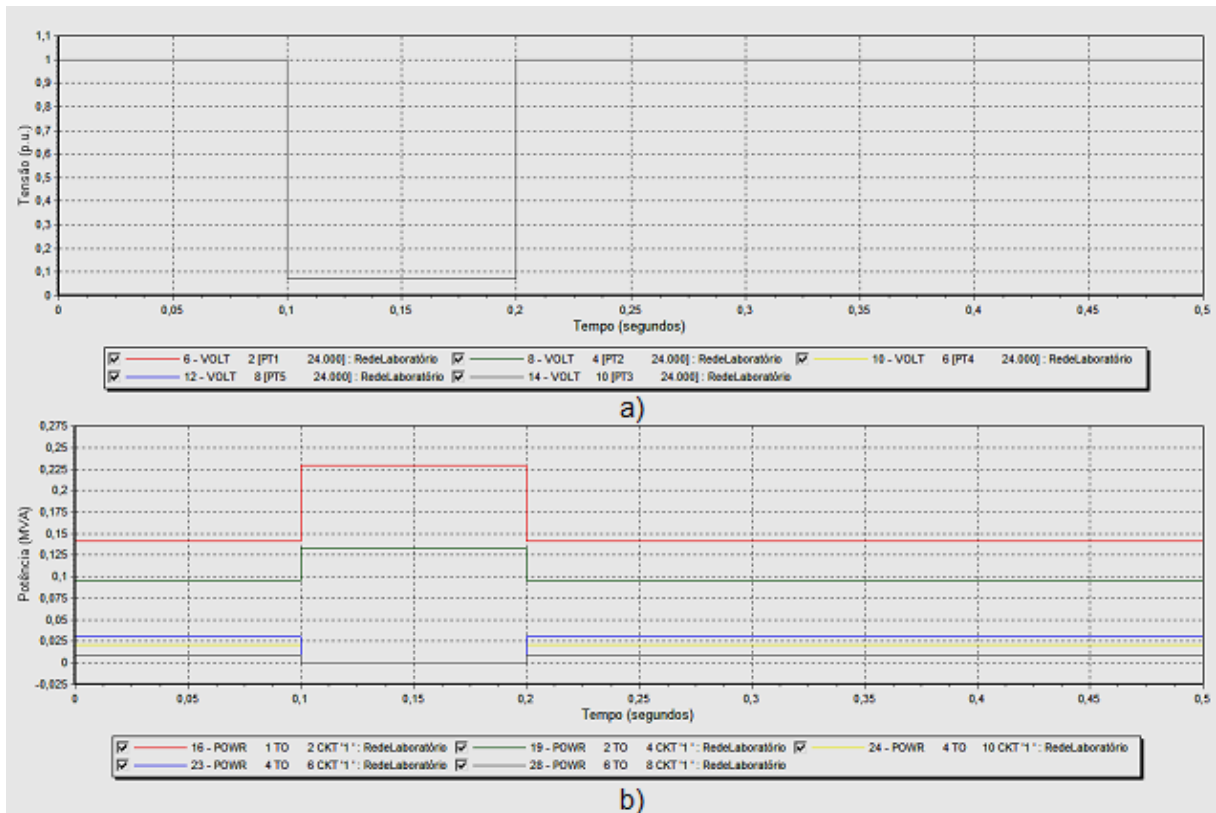


Figura 4.32 – Comportamento dos barramentos de distribuição na rede a) Tensão nos barramentos de distribuição b) Potência nos barramentos de distribuição.

Os resultados da Figura 4.32 e Figura 4.33 mostram que as tensões, quer nos barramentos de distribuição quer nos barramentos de carga, apresentam comportamentos idênticos quando ocorre a contingência (barramento PT20 em contacto com a Terra), corrobora-se que só o barramento de carga fica sem tensão. No entanto, a tensão que fica nos restantes barramentos é residual, pois uma tensão em torno dos 0,1 p.u. não é suficiente para alimentar um barramento. Relativamente à potência na altura da contingência aumenta nos barramentos anteriores onde ocorre o defeito, uma vez que, a corrente vai fluir pelo caminho mais fácil que é pelo barramento com a imperfeição pela Terra. Como se sabe, não há potência acumulada na energia elétrica logo a potência gerada para a rede tem de ser consumida nesse instante, por esse motivo verifica-se um aumento nos barramentos de distribuição que antecedem o barramento com defeito. Relativamente ao barramento de carga, verifica-se que este é o único com potência, pois foi nesse que ocorre a avaria.

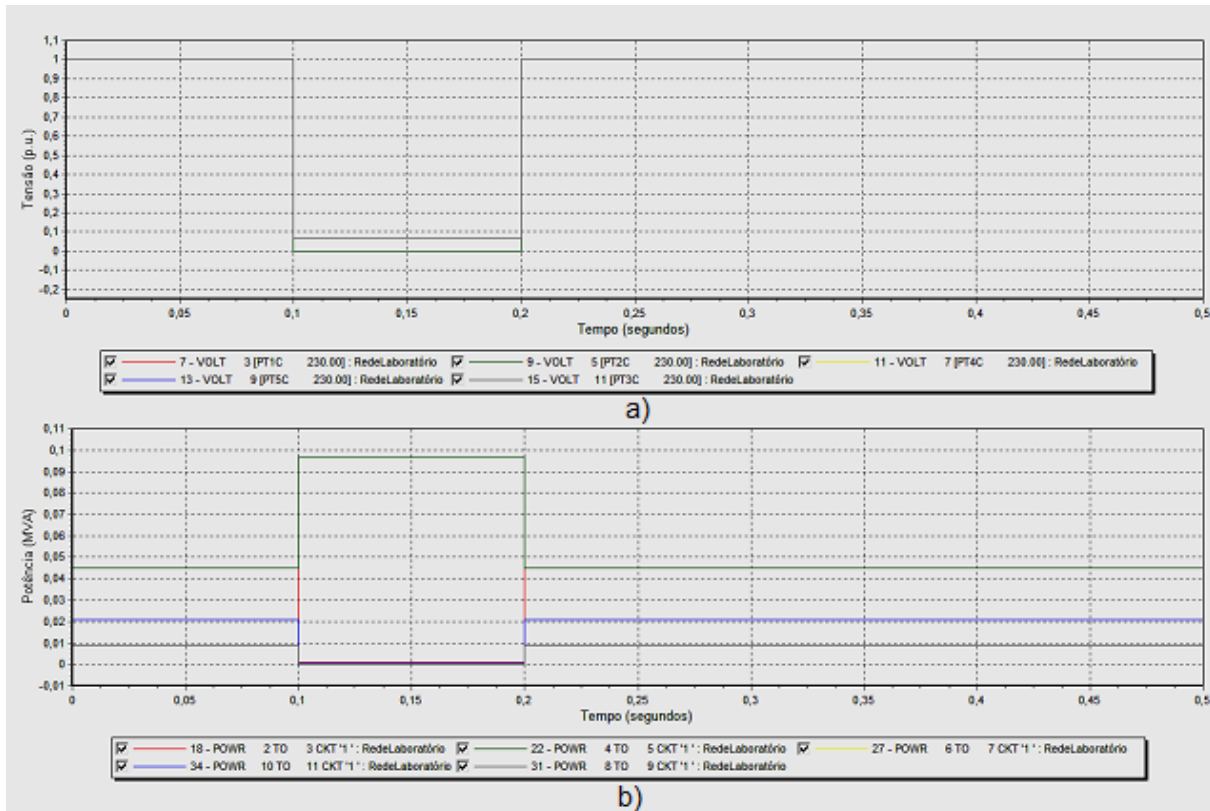


Figura 4.33 – Comportamento dos barramentos de carga na rede do laboratório a) Tensão nos barramentos de carga b) Potência nos barramentos de carga.

O Anexo C, tem como principal objetivo de auxiliar todo o funcionamento do *software* PSS/E permitindo realizar as simulações necessárias de forma mais rápida e eficaz. Fornecendo também uma nova base para quem iniciar o primeiro contacto com esta ferramenta de simulação.

Resumindo neste capítulo, provou-se através da simulação o bom funcionamento dos sistemas desenvolvidos, pois apesar de métodos e monitorizações da corrente em lugares distintos, conseguiu-se monitorizar e detetar os defeitos criados. Fez-se uso de dois *softwares* de simulação, com o intuito de no *Matlab* verificar os comportamentos transitórios da corrente elétrica e implementar os algoritmos desenvolvidos. No PSS/E aproximou-se a rede simulada com as características da rede a implementar no laboratório para verificar o trânsito de potência e estabilidade da rede.

5. Verificação experimental do sistema de monitorização de defeitos

Neste capítulo descreve-se o protótipo experimental, utilizado para validar experimentalmente um sistema de monitorização de defeitos na rede elétrica. Neste capítulo serão descritos também os principais testes e resultados obtidos.

5.1. Teste ao sensor de corrente

Para o sensor de corrente utilizou-se um sensor não invasivo designado por CS60-010, o sensor SCT010 não foi utilizado na versão final do protótipo por isso os seus testes encontram-se no Anexo D. Montou-se no laboratório um circuito simples (Figura 5.1), com uma fonte e uma carga para medir qual a corrente elétrica do circuito.

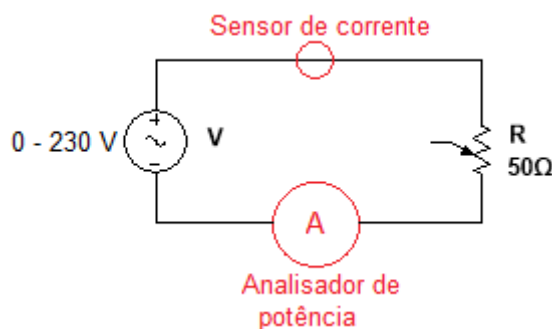


Figura 5.1 – Circuito montado no laboratório para testar o sensor CS60-010.

Na Figura 5.2, mostra-se o esquema de montagem do sensor de corrente utilizado nos teste. A resistência sugerida pelo fabricante é de 50 Ω [37].

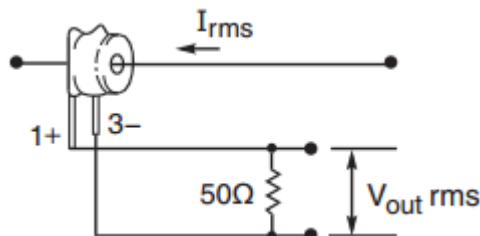


Figura 5.2 – Esquema de montagem do sensor CS60-010 [37].

Para testar o funcionamento do sensor foi feito testes que estão registados na Tabela 5.1. A corrente de saída corresponde à corrente elétrica obtida no secundário do sensor, alcançada através da lei de Ohm com a tensão medida nos terminais da resistência. O cálculo da corrente de pico é feito através da relação entre o primário e secundário do sensor: (sabendo que para 10 A obtém-se no secundário no máximo 2 mA)

$$\text{Corrente pico} = \sqrt{2} \frac{10 \times \text{corrente de saída}}{2 \text{ mA}}$$

Tabela 5.1 – Resultados obtidos pelo sensor CS60-010 e no analisador de potência Qualistar C.A 8332B.

Resistência (Ω)		22,1		
CS60-010			Analisador de potência	
Tensão (V)	Corrente saída (A)	Corrente Pico (A)	Corrente RMS (A)	Corrente Pico (A)
0,0014	6,33484E-05	0,317	0	0,000
0,0024	0,000108597	0,603	0,3	0,424
0,0032	0,000144796	0,804	0,5	0,707
0,0044	0,000199095	1,106	0,7	0,990
0,006	0,000271493	1,508	0,9	1,273
0,007	0,000316742	1,760	1,1	1,556
0,0126	0,000570136	3,167	2,2	3,111
0,0146	0,000660633	3,670	2,6	3,677
0,018	0,00081448	4,525	3,2	4,525
0,02	0,000904977	5,028	3,5	4,950

Após os resultados, pode-se afirmar que houve a necessidade de alterar a resistência nominal para os 22 Ω , devido aos cálculos realizados para obter a corrente RMS que estava a passar no sensor. O erro relativo máximo obtido é de 29 %. Na Figura 5.3, mostra-se o comportamento linear em relação ao do aparelho de medida que foi o analisador de potência.

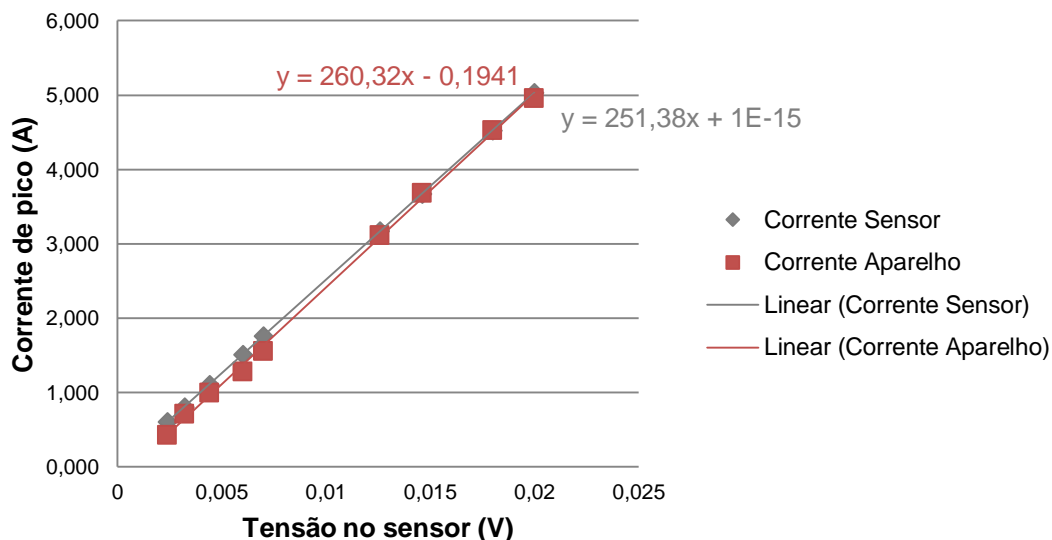


Figura 5.3 – Equação da reta do sensor CS60-010.

5.2. Circuito para calcular o RMS da corrente

À corrente monitorizada na rede elétrica é aplicado um circuito para calcular o valor RMS. O circuito eletrônico escolhido para o cálculo do valor RMS é o AD8436 da *Analog Devices* (Figura 5.4). A gama de entrada vai desde os 100 μ V até aos 3V, com uma largura de banda de 1 MHz [41].

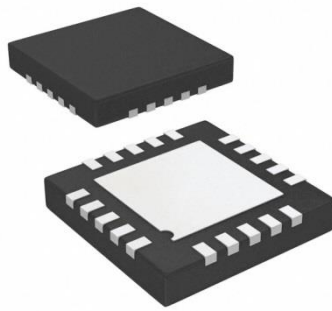


Figura 5.4 – AD8436 elemento responsável pelo cálculo do RMS da corrente [41].

O esquema de montagem, definido pelo fabricante, está esquematizado na Figura 5.5 [41].

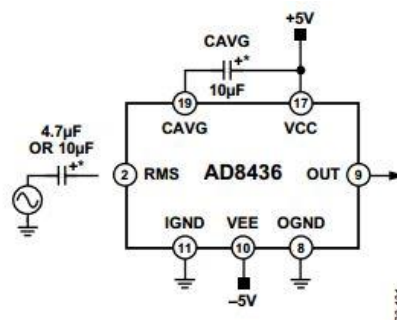


Figura 5.5 – Circuito básico com o AD8436 [41].

Na Figura 5.6, mostra-se um esquema alternativo com um *buffer* FET de entrada e saída, com um ganho interno possibilitando estender a gama de entrada [41].

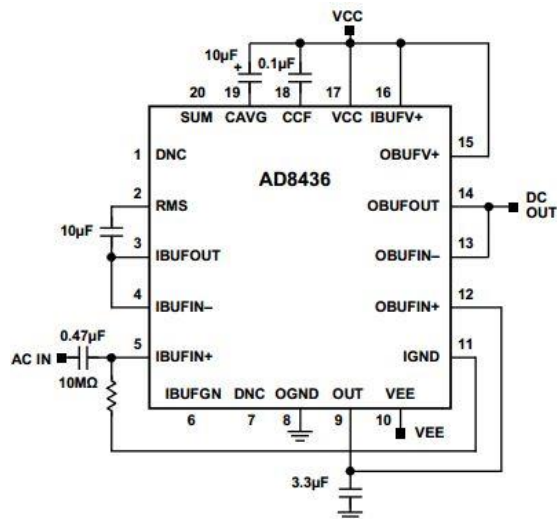


Figura 5.6 – Circuito utilizando os *buffers* de entrada e saída do AD8436 [41].

Posteriormente, testou-se os esquemas apresentados anteriormente. Para isso, desenvolveu-se duas placas impressas com os esquemas, apresentadas no Anexo E, recorrendo para isso ao *software Ultiboard*.

No *data sheet* do componente para o cálculo do RMS à frequência de 50 Hz, verificou-se que o tempo máximo para a atualização do valor RMS é de 0,2 segundos (Figura 5.7). Também na Figura 5.7, observou-se que diferentes capacidades do condensador de saída vão conduzir a resultados distintos.

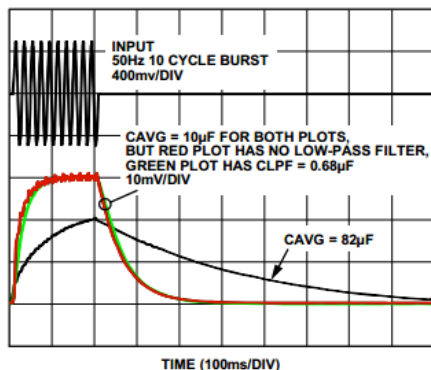


Figura 5.7 – Valores de referência dados pelo *data sheet* do componente [41].

Contudo, no laboratório, o valor RMS da forma de onda apresentava sempre algumas flutuações que eram indesejadas (Figura 5.8). Mas como o circuito desenvolvido, depende de um componente eletrônico muito pequeno e sensível à temperatura, os erros cometidos laboratorialmente ao soldar o AD8436 ao circuito provocaram o mau comportamento da placa.

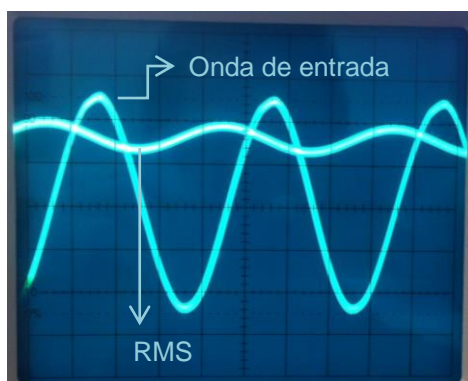


Figura 5.8 – Valores obtidos no laboratório para as placas impressas.

Contudo, o processador Gboard não tem capacidade de calcular o valor RMS das correntes e reproduzir os algoritmos de detecção de defeitos desenvolvidos, por isso utilizou-se um microcontrolador auxiliar para calcular o RMS, o MSP430. No Anexo F, pode-se encontrar o código desenvolvido para realizar o valor RMS de qualquer forma de onda de entrada.

Um conceito muito importante nesta parte do trabalho refere-se à taxa de amostragem, isto é, a velocidade de leitura no qual o ADC consegue converter o sinal analógico de entrada num sinal digital para o processamento desejado. Para isso, é necessário determinar qual a quantidade de amostras que podem ser coletadas numa determinada unidade de tempo. Denote-se que quanto maior for esse número de amostras, maior é a fidelidade do sinal obtido em relação ao sinal analógico, o que é indicado pelo Teorema de *Nyquist*. O referido teorema explicita que a taxa de amostragem deve ser no mínimo superior em duas vezes ao valor da frequência do sinal de entrada, neste caso os 50 Hz, evitando assim o efeito de *aliasing*. O período de uma onda de corrente é de 20 ms (1/50 Hz), para realizar a

função de leitura da entrada (*AnalogRead*) depende do processador utilizado e neste caso, o processador demora por volta dos 0,1 ms. Desta forma, a frequência máxima de amostragem que se consegue atingir é 10 kamostras/s (200 amostras num ciclo). Para o trabalho desenvolvido realizou-se amostra da corrente a 3,5 kamostras/s (Figura 5.9).

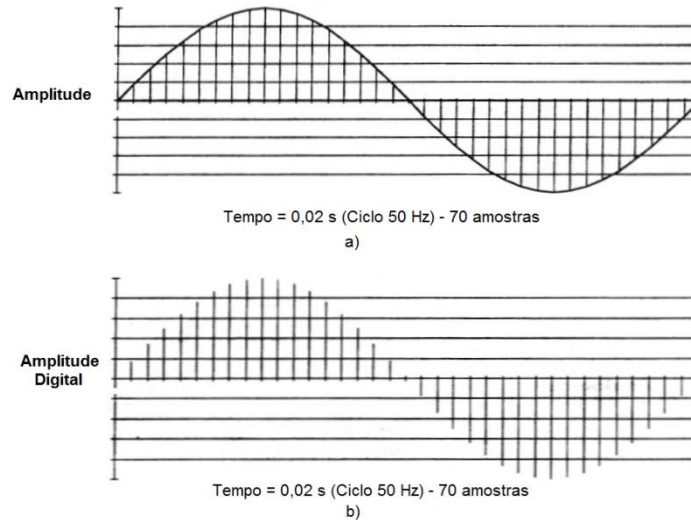


Figura 5.9 – Exemplo de amostragem de um sinal a) Sinal analógico b) Sinal quantizado.

No laboratório, realizou-se o teste ao processador MSP430 com o intuito de verificar o cálculo do valor RMS. Utilizou-se a montagem da Figura 5.10, comparando o resultado RMS obtido com o do multímetro (UNI-T UT33C) inserido no circuito (Tabela 5.2). Como se pode examinar, os resultados são idênticos o que valida o processo de cálculo do valor RMS através do microcontrolador, obtendo no máximo um erro relativo de 3,45 %.

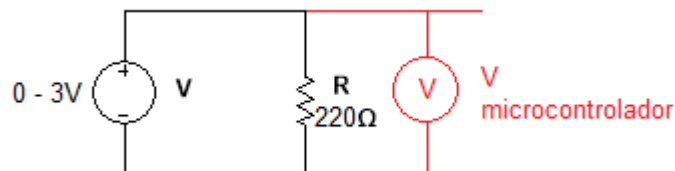


Figura 5.10 – Circuito montado no laboratório para testar o cálculo do valor RMS.

Tabela 5.2 - Comparação entre o valor RMS do MSP430 com o do multímetro UNI-T UT33C.

Resistência (Ω)	220,3			
	RMS MSP430	RMS Multímetro	RMS MSP430	RMS Multímetro
Circuito	Tensão (V)	Tensão (V)	Tensão (V)	Tensão (V)
Laboratório	0,02	0,02	0,99	1
Laboratório	0,04	0,04	1,19	1,2
Laboratório	0,05	0,06	1,39	1,4
Laboratório	0,08	0,08	1,58	1,6
Laboratório	0,1	0,1	1,79	1,8
Laboratório	0,2	0,2	1,99	2
Laboratório	0,29	0,3	2,29	2,3
Laboratório	0,39	0,4	2,48	2,5
Laboratório	0,49	0,49	2,68	2,7
Laboratório	0,59	0,6	2,98	3
Laboratório	0,69	0,7	3,08	3,1
Laboratório	0,79	0,8	3,17	3,19
Laboratório	0,89	0,9		

5.3. Condicionamento do sinal do sensor

A tensão à entrada do ADC varia entre os 0 e 3 V e a tensão à saída do sensor varia entre os 0,1 e os 100 mV. O circuito da Figura 5.11 faz o condicionamento, realizando o deslocamento do sinal e ajuste do ganho, com os amplificadores operacionais configurados na montagem não-inversora, com o objetivo de amplificar o valor à saída do sensor. A função transferência entre a tensão de entrada do ADC e a tensão à saída do sensor é dada segunda a relação:

$$V_{\text{ADC}}(t) = \left(1 + \frac{R_7}{R_6}\right) \left(1 + \frac{R_4}{R_3}\right) V_{\text{Saída Sensor}}(t) + \left(\frac{R_4}{R_3}\right) V_{\text{ref}}$$

O valor de referência para o circuito é de 0,3 V, para que a onda seja formada em torno do valor intermédio da escala do ADC, neste caso os 1,5 V.

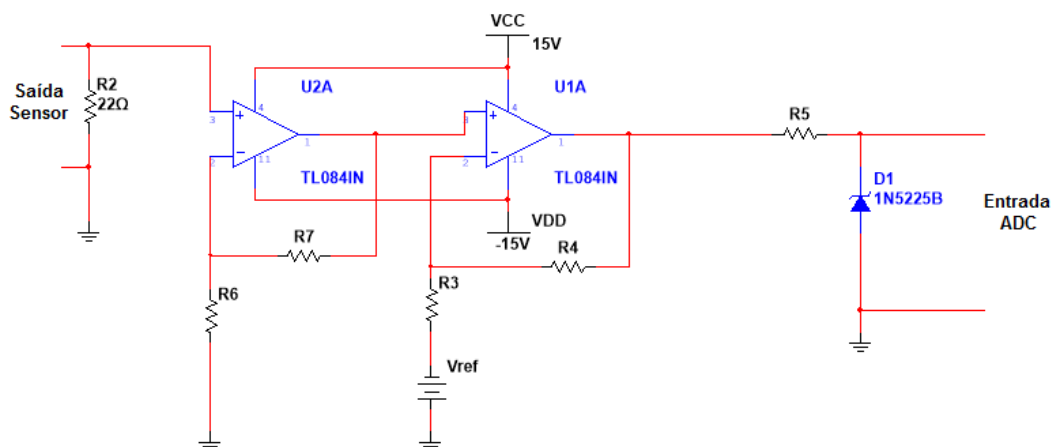


Figura 5.11 – Circuito de condicionamento com amplificação e deslocamento DC.

Na Figura 5.12, mostra-se os resultados experimentais (direita) que são muito idênticos aos resultados obtidos na simulação (esquerda). Observa-se para os 20 mV à saída do sensor, a amplificação da onda obtém na entrada do ADC uma tensão de 2,148 V, simulação, e 2,12 V, experimentais. Através da função transferência era de esperar teoricamente uma tensão nos 2,1 V, concluindo que o condicionamento do sinal funciona como esperado. Com esta configuração é possível distinguir em valor RMS no microcontrolador os diferentes níveis de corrente.

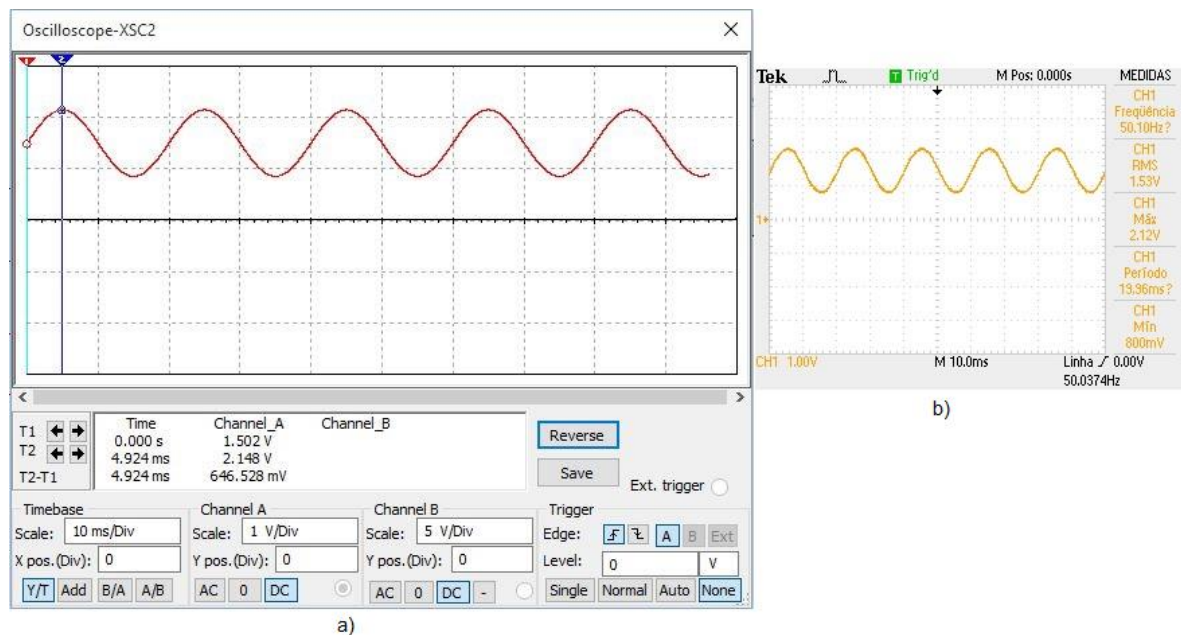


Figura 5.12 – Comparação do resultado do circuito de condicionamento a) Resultado da simulação b) Resultado experimental.

5.4. Programação do algoritmo no microcontrolador

A principal função do microcontrolador é implementar os algoritmos desenvolvidos no capítulo 3. Neste protótipo implementa-se o algoritmo para o sistema A e C, com duas funções distintas DEI ou Central de Despacho. O DEI tem a responsabilidade de alertar a Central se houve alguma anomalia na rede através do controlo que faz da corrente. Por sua vez, o microcontrolador da Central de Despacho tem a função de receber todos os alertas provenientes dos DEI espalhados na rede. A placa Gboard foi a escolhida para o desenvolvimento do trabalho, e no Anexo G, é ilustrado num pequeno manual como se deve proceder na instalação dos *drivers* desde microcontrolador.

O *firmware* do microcontrolador foi criado em linguagem simplificada C e a sua compilação fez-se com recurso ao programa *Arduino*, onde todos os *scripts* desenvolvidos apresentam a mesma estrutura: declaração das bibliotecas, inicialização das variáveis, atribuição das portas com funções implementadas e função principal do microcontrolador (visível na Figura 5.13).

```

Temperatura | Arduino 1.0.6
File Edit Sketch Tools Help
Temperatura §
//Bibliotecas adicionadas
#include <SoftwareSerial.h>
SoftwareSerial mySerial(3,2);
//Inicialização de valores/variáveis
char Numero[20];
String Mensagem;
double temperatura;
float sensor;
float rntc;
int aux;
double a = 0.001129148;
double b = 0.000234125;
double c = 0.0000000876741;
//Atribuição das portas
void setup() {
  pinMode(6, OUTPUT); // PIN de saída para ligar Módulo GSM
  digitalWrite(6, HIGH); // Ligação do Módulo
  digitalWrite(6, LOW);
  delay(5000); // Atraso importante para aguardar que o módulo inicialize
  Serial.begin(19200); // Inicialização da comunicação série com PC
  mySerial.begin(19200); // Inicialização da comunicação série com módulo GSM
  mySerial.println("\r"); // Reset ao módulo
  mySerial.println("AT+CMGF=1\r");
  Serial.println("GSM initialized");
}
//Função principal
void loop()
{ ...

```

Figura 5.13 – Programa *Arduino* com a estrutura do *script*.

Antes de criar os algoritmos no microcontrolador, é necessário perceber como é que todos os elementos que constituem a placa funcionam, por exemplo o ADC e o módulo GSM. Para isso, desenvolve-se programas, que posteriormente foram evoluindo para a solução final do algoritmo:

1. Leitura dos valores por parte do ADC;
2. Ativação do módulo GSM e comunicação série do microcontrolador com o computador e respetivo módulo GSM;
3. Configuração do módulo GSM para enviar uma mensagem (Gboard enviar SMS para um telemóvel);
4. Elaboração de um programa exemplo para um sensor de temperatura, utilizando um termístor (Figura 5.14) e enviando mensagens para o telemóvel em que se refere a temperatura [42];

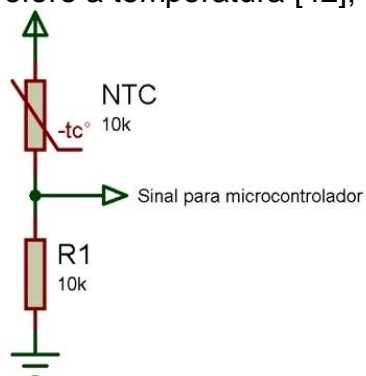


Figura 5.14 – Sensor de temperatura realizado com um termístor [42].

De seguida, apresenta-se o resultado de um pequeno teste, feito numa divisão de uma casa para provar o funcionamento do programa (Figura 5.15).

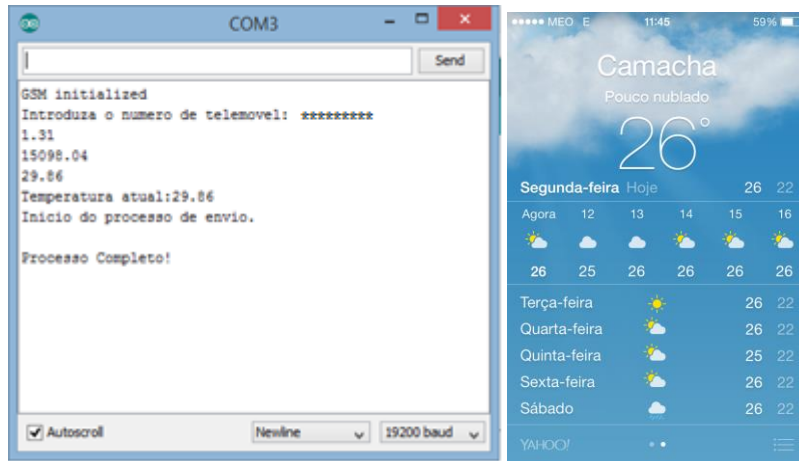


Figura 5.15 – Teste ao programa da temperatura.

5. Indicação ao módulo GSM que vai receber uma mensagem (Gboard recebe SMS);
6. Desenvolvimento do programa para a Central de Despacho, é apresentado no Anexo H. Na Figura 5.16, mostra-se um exemplo como a Central recebe a mensagem e fragmenta a informação útil acerca do DEI com base no algoritmo apresentado no capítulo 3;

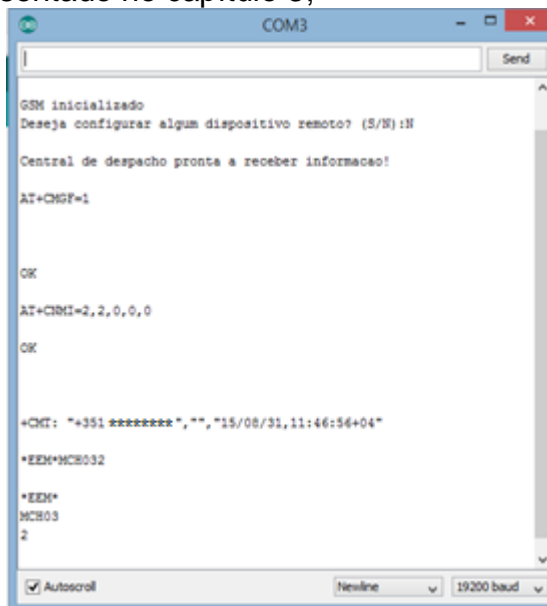


Figura 5.16 – Exemplo da Central de Despacho a receber informação.

7. Evolução do programa para o DEI com o algoritmo do sistema A, que se encontra exibido no Anexo I. Na Figura 5.17, efetuou-se um teste onde se realizou algumas contingências na rede, verificando que o algoritmo implementado no microcontrolador é capaz de detetar essas contingências;


```

COM3

GSM inicializado
Valores dos sensores no inicio do ramal:
0.45
0.00
6.24 → Corrente inicial na fase Ia do troço MCH05
0.45
0.00
6.24 → Corrente inicial na fase Ib do troço MCH05
0.45
0.00
6.16 → Corrente inicial na fase Ic do troço MCH05
Valores dos sensores no final do ramal:
0.44
0.00
5.98 → Corrente final na fase Ia
0.44
0.00
6.07 → Corrente final na fase Ib
0.44
0.00
6.02 → Corrente final na fase Ic
Medicao da corrente completa!

*EEM*MCH05 0 → Sem contingência no troço MCH05 (correntes dentro dos limites)

Processo de envio do estado da corrente completo!

Valores dos sensores no inicio do ramal:
0.45
0.00
6.24 → Corrente inicial na fase Ia do troço MCH05
0.45
0.00
6.24 → Corrente inicial na fase Ib do troço MCH05
0.46
0.00
6.29 → Corrente inicial na fase Ic do troço MCH05
Valores dos sensores no final do ramal:
0.15
0.00
2.04 → Corrente final na fase Ia
0.15
0.00
2.08 → Corrente final na fase Ib
0.14
0.00
1.95 → Corrente final na fase Ic
Medicao da corrente completa!

*EEM*MCH05 3 → Curto-Circuito das três fases no troço MCH05 (fuga de corrente dentro do troço, valores fora dos limites)

Processo de envio do estado da corrente completo!

```

Figura 5.18 – Exemplo do algoritmo do sistema C a funcionar na Gboard.

- Ativar nos algoritmos a opção de remotamente alterar a sua configuração (Figura 5.19), podendo apenas o dispositivo remoto DEI receber essa informação nas horas mais críticas para a rede que são das 11h às 12h e das 19h às 20h (Figura 5.20).

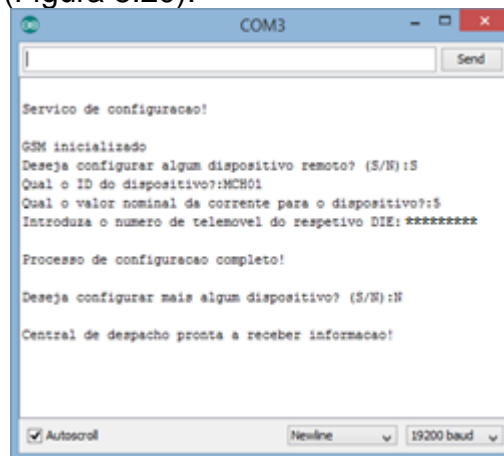


Figura 5.19 – Exemplo da configuração de um DIE através da Central para o sistema A.

```
COM3
GSM inicializado
AT+CMGF=1

OK

AT+CMMI=2,2,0,0,0

OK

+CMT: "+351 *****", "", "15/09/01,11:26:24+04"

Horas da configuracao:11
*EEM*MCH05060

Horas da configuracao:11
*EEM*
MCH05
060
Dispositivo Inteligente de Energia com o ID:MCH05 configurado com sucesso!

Horas da configuracao:11
+CMT: "+351*****", "", "15/09/01,11:26:44+04"

Horas da configuracao:11
*EEM*MCH01060

Horas da configuracao:11
*EEM*
Atencao o ID do dispositivo que pretende configurar nao corresponde ao mesmo!
```

Figura 5.20 – Exemplo da receção da informação por parte do DIE.

5.5. Monitorização dos defeitos no sistema

Outro objetivo neste trabalho, é a interface entre homem-máquina, neste caso trata-se de uma rede montada no laboratório. Essa interface foi realizada através de um sistema Scada com a finalidade de adquirir a informação da rede e realizar a monitorização de todos os seus procedimentos. Logo, a parte de apresentação dos dados foi uma parte relevante para este trabalho, pois é a forma visual que existe para alertar algum inconveniente que surgiu na rede.

A monitorização no sistema de defeitos está ligada a um sistema Scada. Inicialmente, escolheu-se o *software* IGSS da *Schneider Electric* para a implementação do sistema Scada, a implementação encontra-se no Anexo K. Para realizar a parte de comunicação de dados, este programa não consegue ligar-se diretamente ao microcontrolador Gboard. Para isso, é necessário enviar a informação para um servidor OPC (*Open Platform Communications*), em que o *software* acede a esse servidor para adquirir a informação da rede. O problema surge no microcontrolador, pois tem-se um total de memória disponível de 30 Kbytes, o que é bastante limitativo pois para adicionar a biblioteca necessária para enviar a informação para o servidor excede-se esse valor. Não pode ser esquecido que, o microcontrolador inicialmente tem de receber através de uma SMS, a informação da rede antes de colocá-la no servidor.

Por esse motivo, escolheu-se o *software*, para o sistema Scada, o *Labview* programa da *National Instruments*, com uma licença gratuita de seis meses para estudantes. Este programa, permitiu em grande parte aproveitar todo o trabalho desenvolvido a nível gráfico da apresentação dos resultados, havendo apenas a necessidade de aprender como adquirir os dados. Existindo duas janelas distintas: painel frontal (visualização dos dados de informação, isto é, a plataforma visual) e

diagrama de blocos (é a programação utilizada através de blocos para controlar os objetos inseridos no painel frontal). Na Figura 5.21, pode-se observar o código desenvolvido no *Labview* para a leitura dos dados de uma porta USB e conforme o recebido decide-se quais os LED's a ligar e o tipo de alarme escrever no painel frontal.

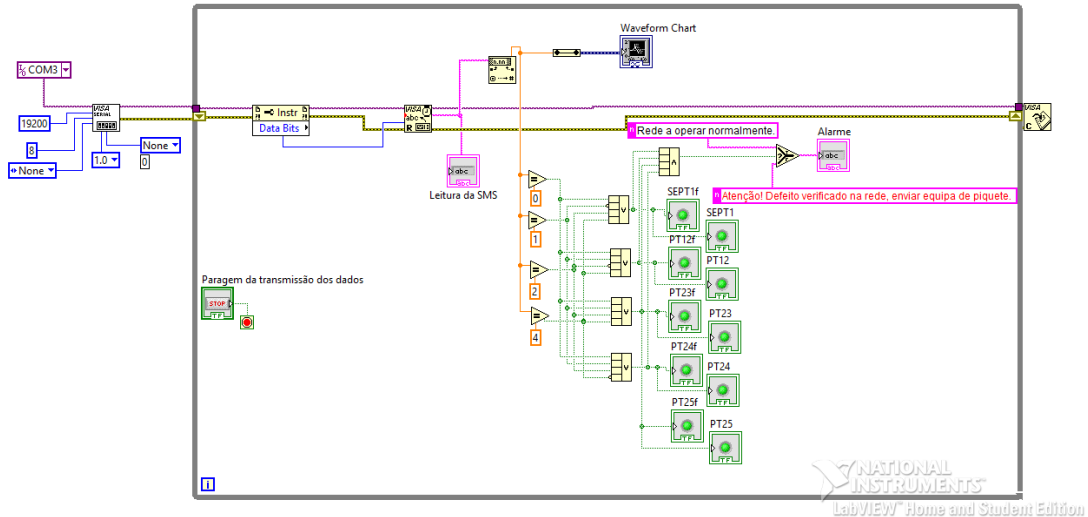


Figura 5.21 – Sistema *Labview* do diagrama de blocos.

5.6. Implementação do protótipo laboratorial

Esta secção descreve a montagem do sistema e a ligação dos respetivos módulos (microcontroladores) e sensores. Na Figura 5.22, observa-se a configuração que a rede do laboratório contém. A lista de material para a implementação do protótipo, está indicado no Anexo L.

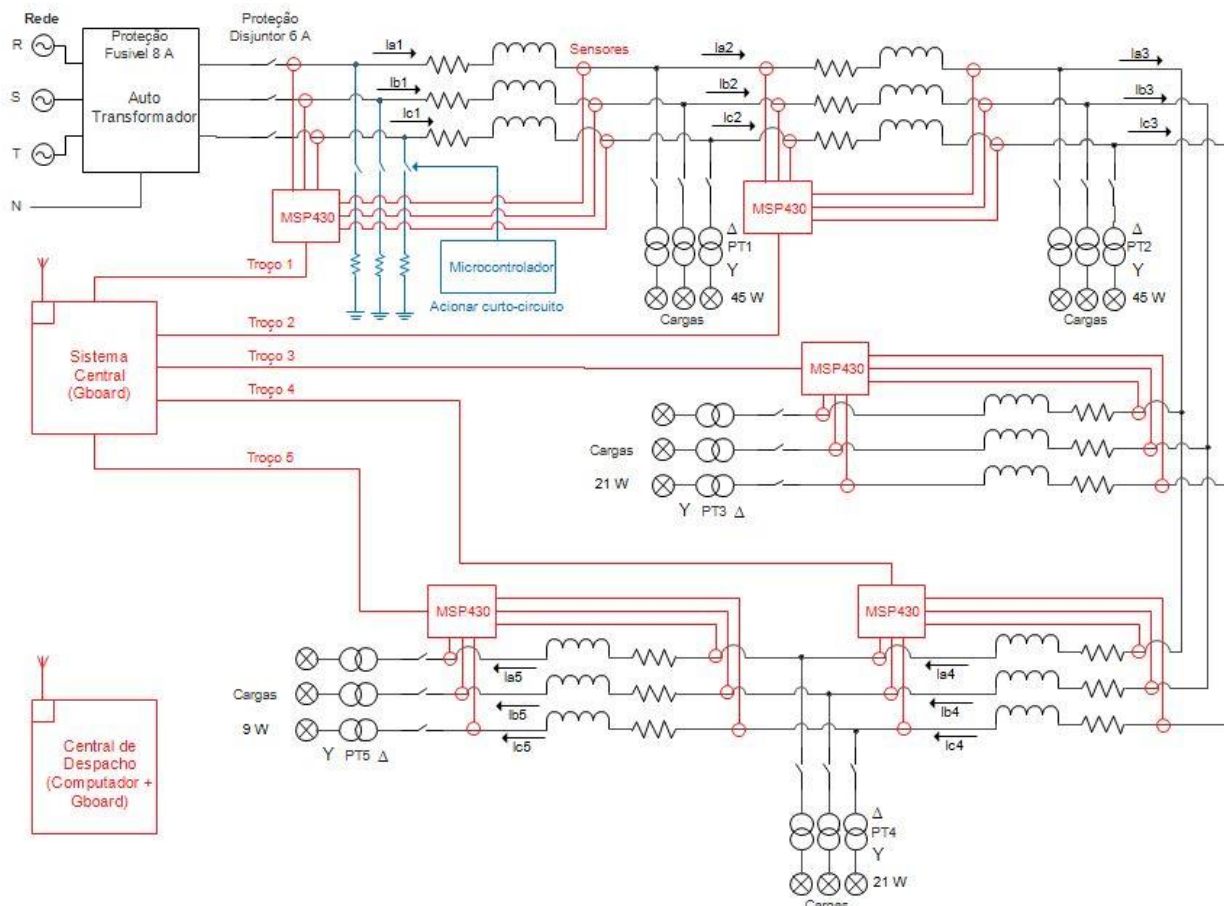


Figura 5.22 – Esquema elétrico do protótipo da rede elétrica.

A alimentação da rede, é realizada por um autotransformador trifásico, com uma tensão de 24 V em cada fase do sistema. É importante realçar a escolha para o transformador de uma tensão mais baixa para a zona de distribuição ou média tensão, com a intenção de que para a mesma potência consegue-se assim obter correntes mais elevadas no primário do que no secundário, o que é mais simples de medir com o sensor escolhido. E também por questões de segurança utilizou-se um sistema de baixa tensão. À saída do autotransformador trifásico é ligado uma rede em malha os transformadores monofásicos de cada fase, fazendo a conversão de 24 V para os 230 V, com o objetivo de alimentar as cargas de cada posto de transformação, utilizando cargas comuns: lâmpadas.

No protótipo laboratorial, por questões de simplicidade e redução de custos utilizou-se o microcontrolador MSP430, que calcula o RMS da corrente e também ficou responsável pela comparação entre as correntes do mesmo tronco. No protótipo a informação é passada para um sistema central (Gboard) por uma ligação física. Num sistema real a informação é transmite-se por SMS. O sistema central tem a função de transmitir a informação recebida para a central de despacho através de SMS's. No Anexo M e N, encontra-se o código desenvolvido para o microcontrolador MSP430 e Gboard, respetivamente.

Na Figura 5.23, visualiza-se uma fotografia da maquete do protótipo da rede de energia elétrica do laboratório. O protótipo é caracterizado por:

- Linhas azuis: Ramal de distribuição ou mais conhecido por *feeder*,

- Linhas vermelhas: Transformadores monofásicos que estão a representar os postos de transformação (PT);
- Linhas verdes: Toda a carga que existe na rede elétrica;
- Linhas laranja: É a entrada da rede, onde se liga a tensão que se quer injetar na mesma, com um sistema de proteção associado (botão de pressão que aciona o contactor para este entrar em funcionamento).

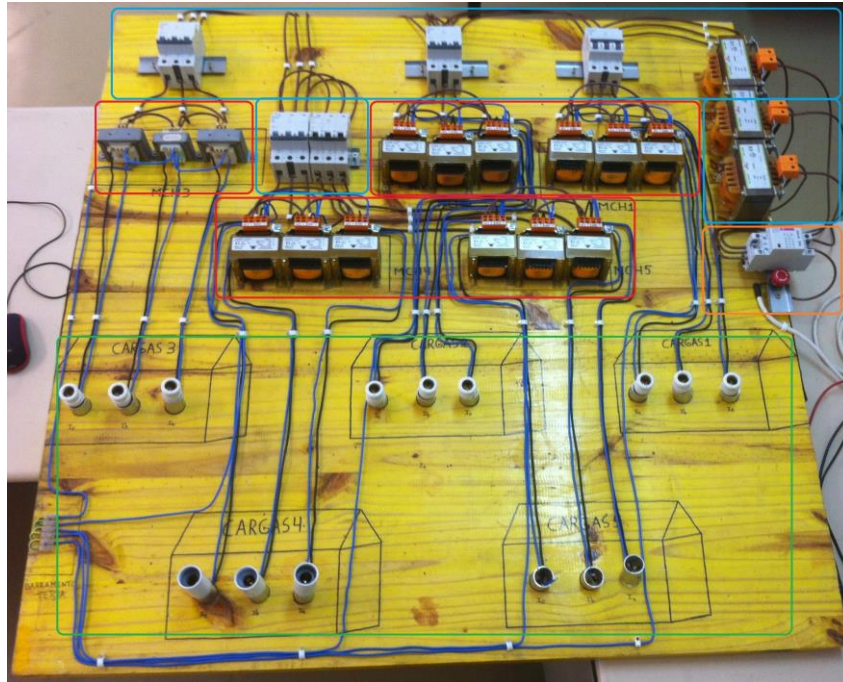


Figura 5.23 – Rede elétrica montada no laboratório.

Na Figura 5.24 mostra-se a rede em modo de funcionamento.

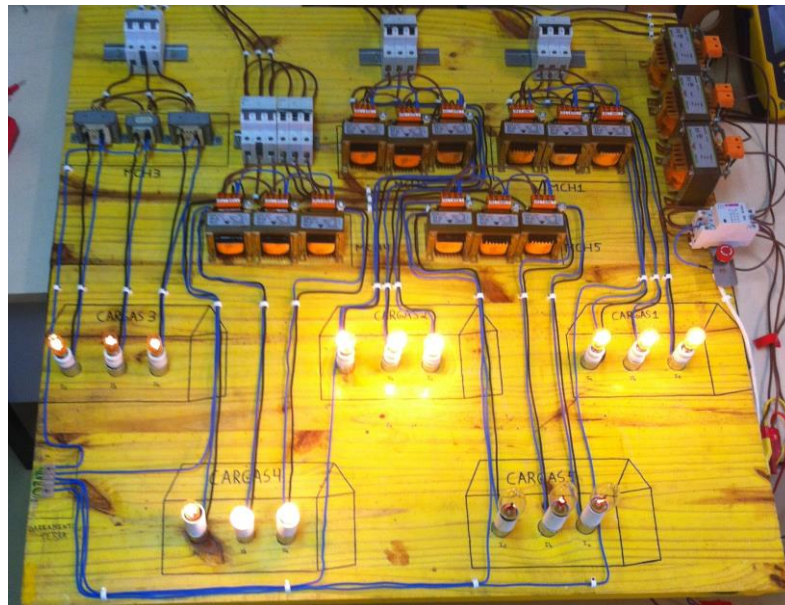


Figura 5.24 – Rede elétrica montada no laboratório a funcionar.

Com o analisador de potência Qualistar C.A 8332B registou-se a corrente que representa-se na Figura 5.25.

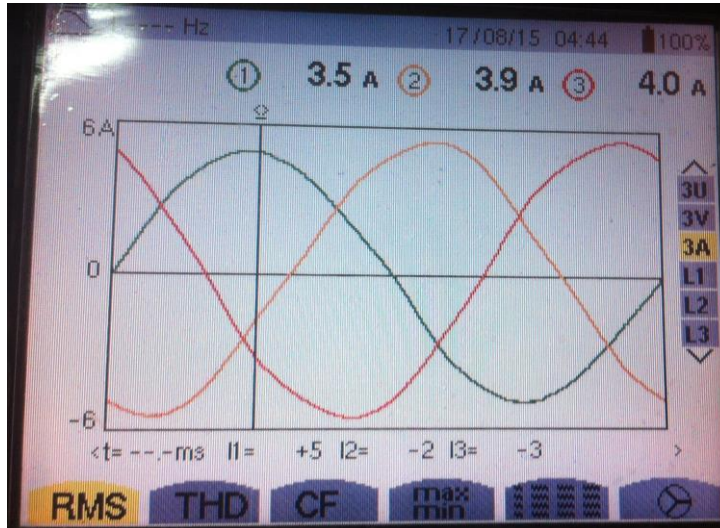


Figura 5.25 – Valor e respetiva forma de onda da corrente de entrada da rede.

Como se pode visualizar, o resultado alcançado é bastante próximo ao resultado alcançado na simulação do PSSE (4,17 A), ficando num registo mais baixo que são os 4 A. Observa-se um desequilíbrio na corrente da fase a porque há um problema de calibração do auto-transformador trifásico, uma vez que as cargas são equilibradas. Na Tabela 5.3, observa-se estados da corrente no principal ramal de alimentação em diversos cenários de funcionamento.

Tabela 5.3 – Resultados da corrente para o ramal de entrada consoante a carga da rede.

	Corrente (A)	Carga por fase (W)	PT1	PT2	PT3	PT4	PT5
I_a	1,1	15	X				
I_b	1,3						
I_c	1,2						
I_a	1,1	15		X			
I_b	1,2						
I_c	1,3						
I_a	0,5	7		X			
I_b	0,4						
I_c	0,5						
I_a	0,9	7			X		
I_b	1,2						
I_c	1,2						
I_a	0,7	3					X
I_b	0,7						
I_c	0,8						
I_a	2,2	30	X	X			
I_b	2,3						
I_c	2,3						
I_a	2,6	37	X	X	X		
I_b	2,6						
I_c	2,8						
I_a	3,2	41	X	X	X	X	
I_b	3,6						
I_c	3,6						
I_a	3,5	44	X	X	X	X	X
I_b	3,9						
I_c	4						

Nestas secções anteriores verificou-se e testou-se individualmente cada componente que faz parte do sistema de monitorização. De todas as unidades anteriormente apresentadas, teve-se que dar mais foco à unidade de aquisição dos dados, processamento e à rede de dados, pois são as que albergam mais componentes que foram testados (Figura 5.26). Todo o sistema inicia-se com a leitura do sinal analógico do sensor de corrente, passando depois por um circuito de condicionamento do sinal que vai permitir o condicionamento de sinal para dar entrada no ADC, com os níveis de tensão corretos. Essa informação necessita de ser convertida no valor RMS da onda, o que é feito pelo MSP430 (processador secundário).



Figura 5.26 – Detalhe da unidade de aquisição de dados e processamento do sistema de monitorização.

5.7. Resultados experimentais do protótipo

Nesta seção é descrita quais são os principais testes e resultados obtidos.

5.7.1 Funcionamento normal da rede

O primeiro teste é realizado com a rede a funcionar em regime de operação normal e permanente. Neste modo de funcionamento testa-se a rede, os sensores, os microcontroladores, rede de dados e sistema de monitorização. O sistema de deteção de defeitos é o sistema C.

Começou-se a monitorizar a rede desligada (sem corrente), para verificar o funcionamento do sistema de monitorização (Figura 5.27).

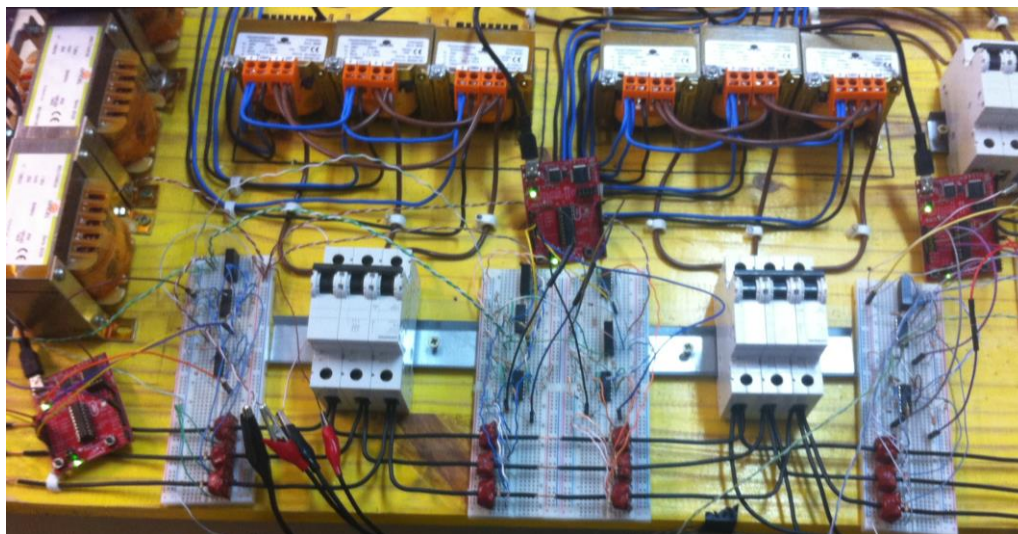


Figura 5.27 – Teste do sistema de monitorização de defeitos.

De modo a facilitar visualmente a presença de defeitos ou não da rede, nos microcontroladores acrescentou-se essa indicação através de um LED verde (na parte inferior esquerda de cada microcontrolador). Quando este encontra-se ligado, a rede está a operar normalmente e quando este apaga-se é indicação que há alguma anomalia naquele troço pois a corrente inicial e final estão a divergir. De seguida, testou-se a mesma situação mas quando as cargas estão ligadas, ou seja, há corrente a passar em todos os troços da rede (Figura 5.28). Concluindo, que o sistema de aquisição de dados está a funcionar corretamente, como se pode observar pela indicação dos LED's nos microcontroladores e pela informação proveniente da rede de dados visível no sistema de monitorização (Figura 5.28).

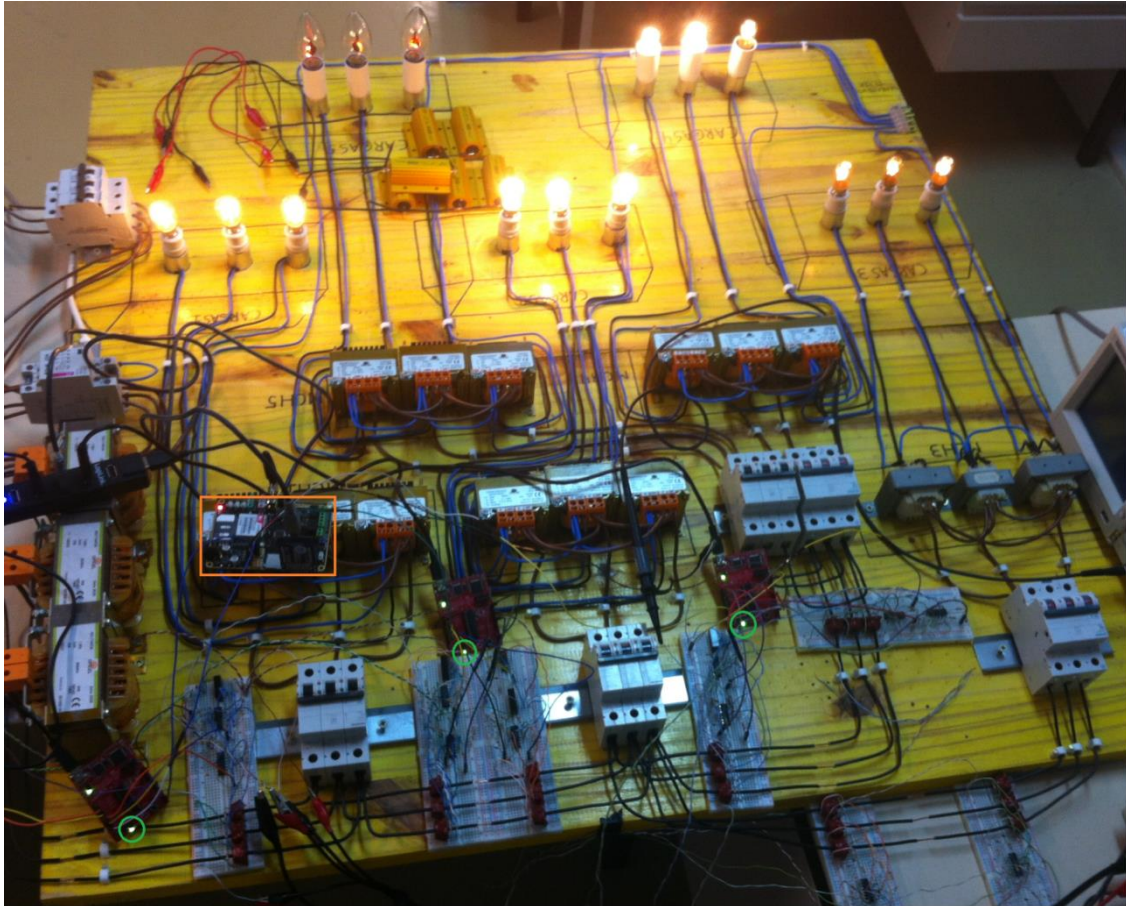


Figura 5.28 – Teste do sistema de monitorização de defeitos com a rede em funcionamento normal.

Com a rede em funcionamento testou-se a parte do processamento dos dados, isto é, o envio através de SMS do funcionamento da rede para a central de despacho. Neste caso em concreto, tem-se um sistema central (Gboard a laranja na Figura 5.28), que recebe os dados de todos os troços da rede e toma a decisão de indicar qual o troço que está com defeito ou indica se a rede está a operar normalmente, como nesta situação. Na Figura 5.29, verifica-se o funcionamento do sistema Scada e a apresentação dos resultados quando a rede está a operar normalmente, observando que os LED's a verde indicam o bom funcionamento da rede, bem como, o texto escrito no alarme. No gráfico e na caixa de texto da leitura de SMS, pode-se verificar qual a mensagem que o microcontrolador está a receber dos sensores repartidos ao longo da rede.

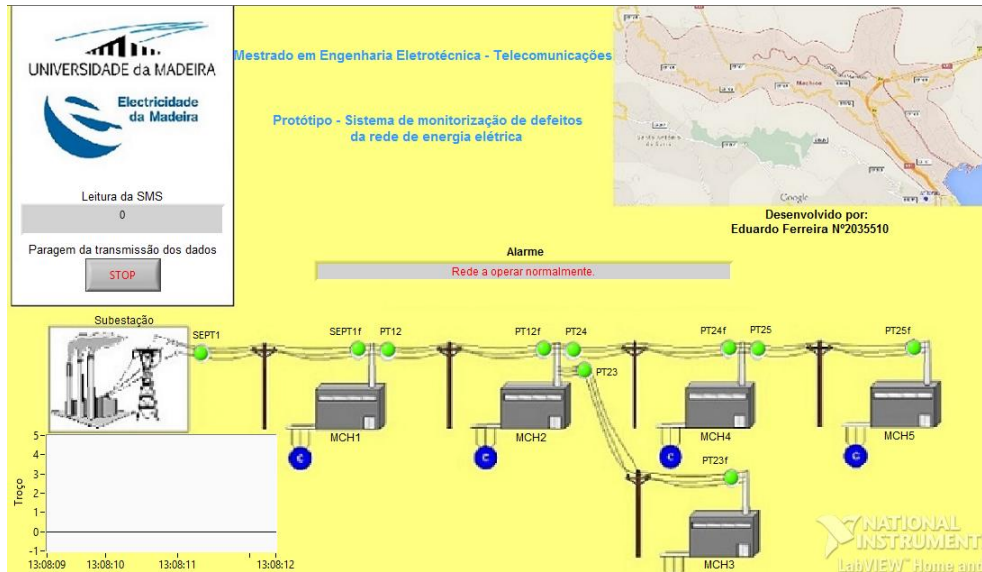


Figura 5.29 – Sistema Scada com a rede a operar normalmente com o software Labview.

5.7.2 Falha fase – fase

Se eventualmente duas fases entrassem em contato sem nenhuma resistência, a variação máxima da corrente de entrada é dada pela equação 2.6, do capítulo 2:

$$\Delta I = \frac{VT}{2L\pi} = \frac{V}{2L\pi f} = \frac{\sqrt{2} \times 24 \times \sqrt{3}}{2\pi \times 0,001 \times 50} = 187,1 \text{ A}$$

Tendo em consideração que a amplitude da tensão é $V = \sqrt{2} \times 24 \times \sqrt{3}$, uma vez que, a tensão passa a ser composta entre as duas fases. Esta variação máxima de corrente é demasiado elevada para os valores que se pretende trabalhar (6 A para o disjuntor), portanto houve a necessidade de colocar uma resistência entre as duas fases para diminuir o pico de corrente de curto-circuito. No software *Matlab*, implementou-se no *Simulink*, a função de transferência do circuito, a equação 2.7, e analisa-se o comportamento da corrente à medida que se altera o valor da resistência de falha (Tabela 5.4). Logo, quanto maior a resistência menor é a corrente de curto-circuito produzida pelo defeito.

Tabela 5.4 – Resultados da corrente de curto-circuito para o ramal de entrada consoante a resistência de defeito.

Defeito	Resistência de Contacto (Ω)	Corrente Pico (A)	Corrente RMS (A)
Fase-Fase	0,001	116	82
	0,01	114,5	81
	0,1	101	71
	1	41,5	29
	3,3	19,62	14
	5	14,65	10
	10	9,48	7
	15	7,72	5
	20	6,84	5

Conclui-se que a resistência a colocar para realizar os curto-circuitos entre as fases deve ter um valor nominal entre os 5 e os 15 Ω .

Fez-se um curto-circuito entre duas fases com uma resistência de 10 Ω , realizando esse estudo em três troços diferentes da rede e interligando duas fases distintas que foram:

- Troço 1 (Figura 5.30):
 - CC entre fase I_{b1} e I_{c1} ;
 - Amplitude das fases em RMS: 5,7 A e 5,1 A;
 - Amplitude de pico: 8,2 A e 7,9 A.

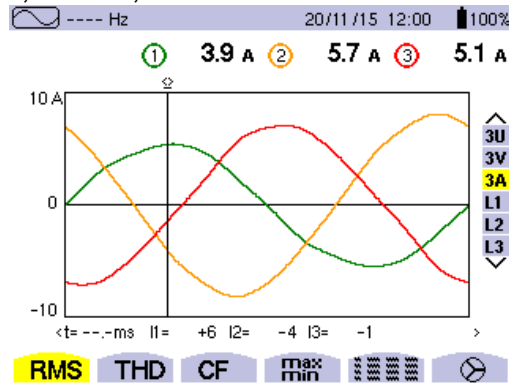


Figura 5.30 – Forma de onda da corrente de CC no troço 1 entre a fase b e c.

- Troço 2 (Figura 5.31):
 - CC entre fase I_{a2} e I_{c2} ;
 - Amplitude das fases: 5,6 A e 5,0 A;
 - Amplitude de pico: 8 A e 7,1 A.

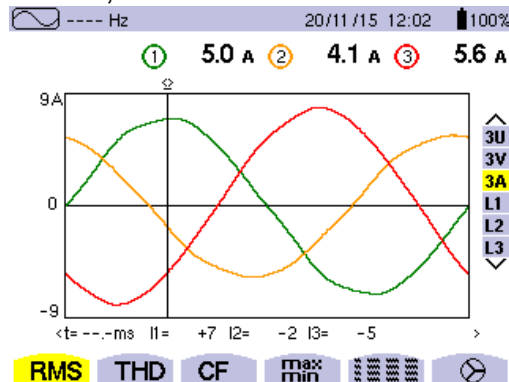


Figura 5.31 – Forma de onda da corrente de CC no troço 2 entre a fase a e c.

- Troço 4 (Figura 5.32):
 - CC entre fase I_{a4} e I_{b4} ;
 - Amplitude das fases: 5,3 A e 5,0 A;
 - Amplitude de pico: 7,4 A e 7,1 A.

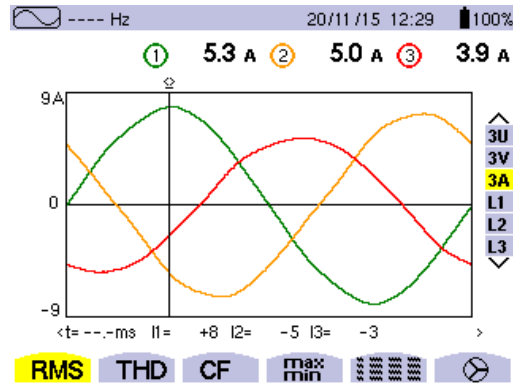


Figura 5.32 – Forma de onda da corrente de CC no troço 4 entre a fase a e b.

Conclui-se que com estes testes, que a ordem de grandeza da amplitude da corrente de defeito está de acordo com o previsto anteriormente na teoria, existindo valores pelos quais as proteções da rede não atuaram. Relativamente ao sistema Scada, é de realçar que o sistema de monitorização de defeitos foi capaz de supervisionar as imperfeições criadas ao longo da rede, enviando essa informação para o sistema de aquisição de dados. Tal como se pode observar pela Figura 5.33, Figura 5.34 e Figura 5.35, onde se detetou cada um dos defeitos individualmente. Por conseguinte, pode-se afirmar que o sistema Scada está a funcionar corretamente para este teste e recebe toda a informação proveniente dos sensores instalados na rede de energia elétrica.

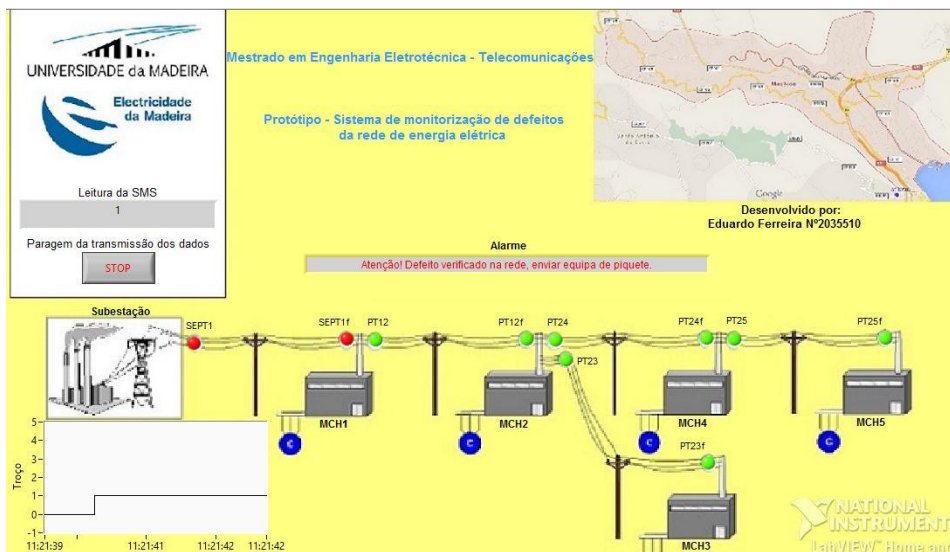


Figura 5.33 – Detecção do defeito no troço 1 no sistema Scada.

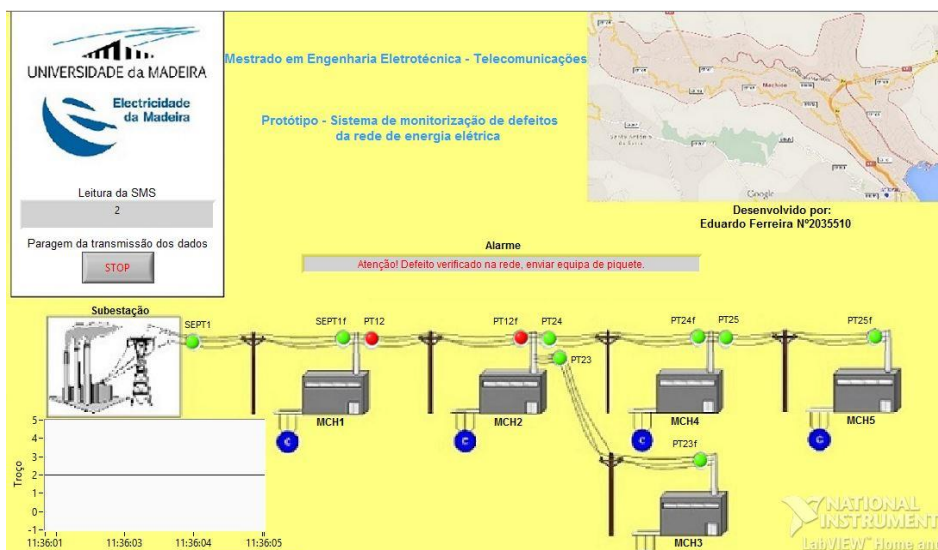


Figura 5.34 – Detecção do defeito no troço 2 no sistema Scada.

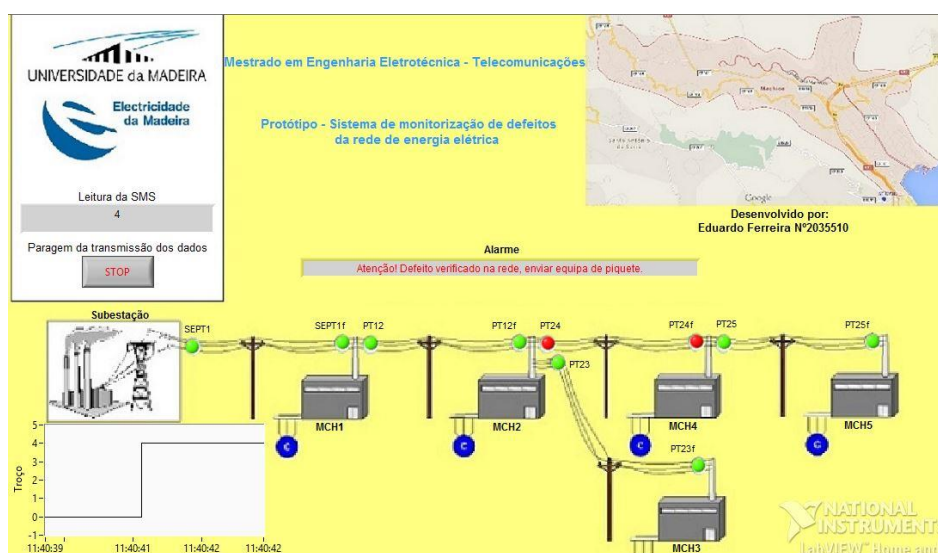


Figura 5.35 – Detecção do defeito no troço 4 no sistema Scada.

Como se pode visualizar pelas Figura 5.33, Figura 5.34 e Figura 5.35, o sistema Scada possui um gráfico (canto inferior esquerdo), que indica qual é o número do troço que sofreu a anomalia da rede, informação que é proveniente do SMS enviado da rede para a central de despacho. A importância deste gráfico, é a indicação da hora em que ocorreu o defeito, sendo de realçar que os dados do gráfico podem ser exportados para uma folha de cálculo do Excel. É gerado também um alarme, para que de forma visual, seja mais perceptível chamar a atenção do operador da rede que houve uma falha na rede. Relativamente ao atraso verificando entre a falha e apresentação da mesma no sistema Scada, foi na ordem dos 2 s a 5 s. Encontrando-se este, dividido em dois tipos de atrasos: atraso na propagação dos dados através da rede GSM (entre os 1,5 s e os 4,5 s dependendo se a central e a rede estão na mesma estrutura celular, pelo qual o atraso ainda pode aumentar) e o atraso na leitura da porta COM e apresentação no programa (entre 0,1 s e os 0,5 s).

Com o objetivo de aumentar a corrente de curto-circuito, foi-se diminuindo a resistência de contato entra as fases até aos 0,5 Ω com o intuito de fazer atuar as proteções da rede (subestação, ou seja, entrada da rede) e verificar a capacidade de

o sistema detetar e monitorizar os defeitos. Contudo, verificou-se que as proteções da rede (fusíveis e disjuntor) não atuavam e atingia-se correntes na ordem de grandeza dos 16,5 A (Figura 5.36), mas com o sistema de monitorização a alertar para a respetiva falha.

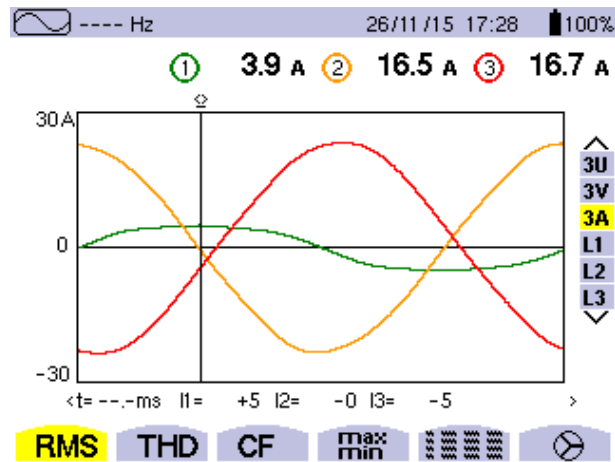


Figura 5.36 – Forma de onda da corrente de CC entre a fase b e c.

Com o objetivo de as proteções do sistema atuarem, realizou-se o contacto entre as fases através de um objeto metálico, verificando que os fusíveis de 8 A fundiam. Todavia, pretendia-se que o disjuntor de 6 A atuasse primeiro que o fusível, mas tal não aconteceu. Analisando as curvas de disparo destes sistemas de proteção (Figura 5.37), pode-se verificar que, para o disjuntor disparar em primeiro lugar as correntes de curto-circuito têm de ser inferiores a 16,5 A, mas que o tempo de permanência do defeito tem de aumentar, ou seja, o tempo de entrada em funcionamento do disjuntor é muito maior, o que pode ser prejudicial para os elementos da rede e perigoso para o utilizador. Verifica-se então que, para correntes entre os 20 A e os 48 A, o sistema de proteção que entra em vigor, com tempos de respostas mais baixos, é o fusível. Para valores de corrente de curto-circuito na ordem dos 50 A, volta-se à situação anterior, com o disjuntor a ser mais rápido e com tempos de funcionamento muito mais instantâneos [43] [44].

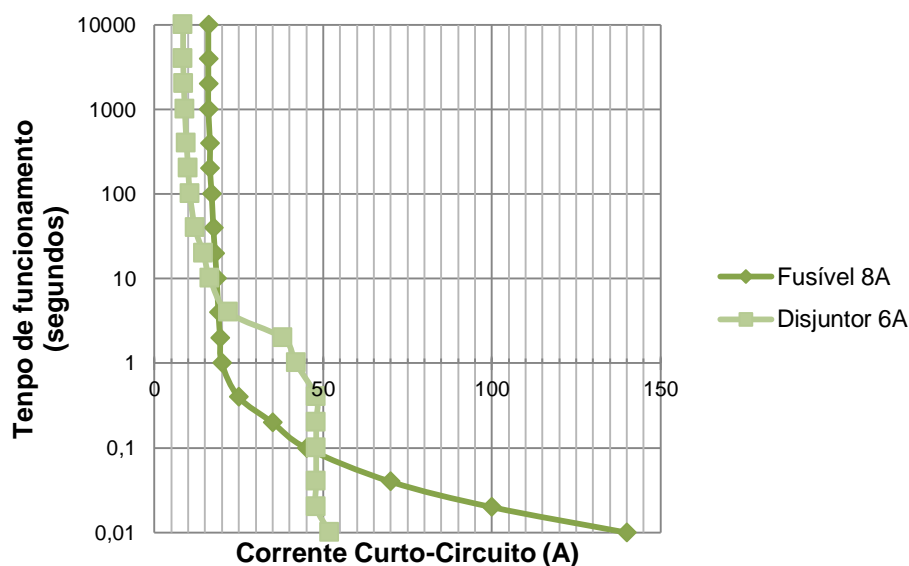


Figura 5.37 – Comparação entre a curva de disparo do disjuntor e fusível.

No entanto, o principal objetivo é monitorizar o defeito antes das proteções entrarem em funcionamento. Sendo assim, voltou-se a provocar o curto-circuito com o objeto metálico e concluiu-se que, o sistema desenvolvido é capaz de monitorizar a situação criada, referindo que a corrente ultrapassou os 20 A pois o fusível fundiu, logo o sistema tem menos de 2 s para o monitorizar o defeito e gerar o alarme da Figura 5.38. O tempo de medição estipulado, pelos parâmetros de qualidade de uma rede de energia, é entre os 10 s e os 60 s para as variações rápidas da corrente, estando o sistema do laboratório estipulado para os 10 s. Contudo, para fins de trabalho académico, estipulou-se o envio do SMS apenas quando ocorre-se alguma alteração significativa da corrente.

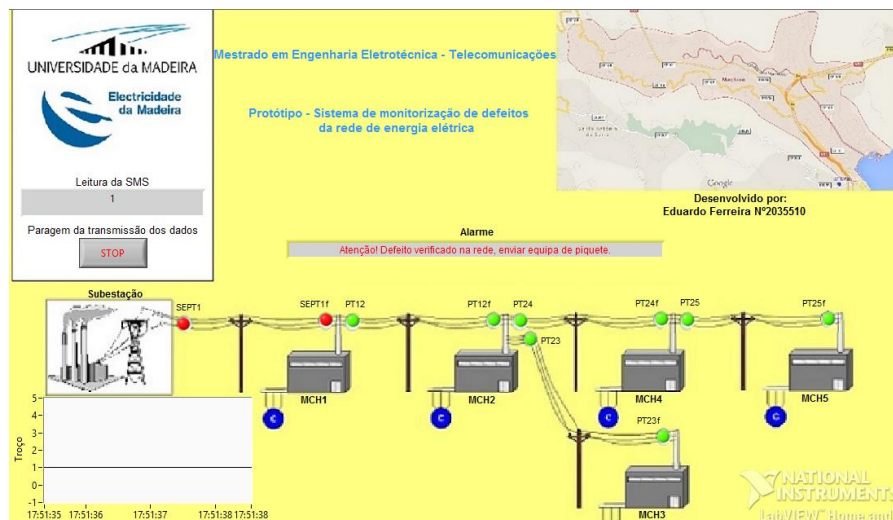


Figura 5.38 – Detecção do defeito no troço 1 com as proteções a atuarem.

5.7.3 Falha trifásica

Esta falha, foi capaz de ser detetada antes das proteções atuarem, comprovando o bom funcionamento do sistema desenvolvido, bem como a indicação do respetivo alarme no sistema Scada. Para este teste, não se conseguiu medir a corrente no analisador de potência como no caso anterior, pois é uma corrente transitória elevada e bastante rápida, pelo qual o aparelho de medição não tem a capacidade de registar o valor pois as proteções atuam rapidamente interrompendo o fornecimento da energia elétrica à rede.

5.7.4 Defeito fase – terra

Para este defeito como se observou teoricamente depende essencialmente da corrente homopolar de cada troço da rede. Sendo necessário somente registar esse valor no início ou no final de cada troço. Todavia, a corrente homopolar trata-se de uma soma da componente nominal e fasorial das três correntes. E, no caso de não existirem fugas, pretende-se atingir valores em torno do zero, mas tal não se registou devido ao fato de ocorrer alteração das características da forma de onda na saída do sensor. Isto é, amplificando esse sinal para a gama de valores de entrada do ADC do microcontrolador e realizando a soma das três correntes, os valores da corrente homopolar divergem de zero na situação normal de operação com as cargas ligadas. Deste modo, o método para deteção desta falha foi inviabilizado, pois as características da onda foram alteradas.

Uma forma de tornar novamente possível a detecção da corrente homopolar é através de um toro homopolar, isto é, um sensor de corrente que tenha a capacidade de medir em simultâneo as três fases da corrente (Figura 5.39). Medindo desta forma, a soma das mesmas, ou seja, a corrente homopolar, uma vez que, a corrente que circula nos cabos vai ser anulada pela passagem no sentido contrário dos outros cabos [45].

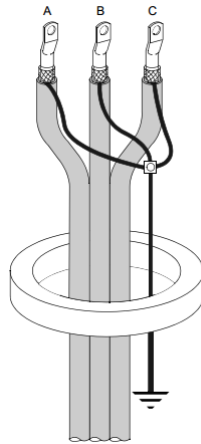


Figura 5.39 – Toro homopolar para medição da corrente homopolar [45].

Neste capítulo, apresentou-se os principais resultados e testes realizados aos componentes que constituem o sistema de monitorização de dados. Na parte experimental, verificou-se na prática o sistema C concluído que para os testes realizados o sistema conseguiu monitorizar e detetar os defeitos gerados na rede elétrica.

6. Conclusões

Nesta dissertação, a maioria dos objetivos foram atingidos, nomeadamente conseguiu-se elaborar três sistemas capazes de monitorizar defeitos na rede de energia elétrica.

A dissertação incidiu inicialmente numa pesquisa teórica sobre o tema, que revelou-se bastante útil e eficaz, tendo sido adquiridos novos conceitos fundamentais na área da Eletrotécnica. Para isso consultou-se livros e artigos relevantes na matéria, que mostraram-se muito úteis no processo de desenvolvimento do sistema, nomeadamente na compreensão da análise teórica dos defeitos. Conseguiu-se também entender que existem vários tipos de regime de neutro que podem ser instalados (impedante, isolado, entre outros) numa rede elétrica de energia. O sistema de monitorização e localização de defeitos vai depender fortemente do tipo de ligação de neutro que existe, sendo estudado nesta dissertação o regime de neutro isolado. Na revisão da bibliografia, modelizou-se os principais componentes que fazem parte da rede de energia elétrica e analisou-se quais as tecnologias mais importantes para implementar uma rede de transmissão de dados.

Na fase de projeto, realizou-se de uma forma geral, como o sistema foi idealizado, criando assim, dois algoritmos que analisam diretamente as correntes elétricas nos ramais de distribuição. O sistema A analisa o valor nominal da corrente respetiva de cada troço e retira as suas conclusões, enquanto o sistema C realiza uma comparação entre a corrente no início do troço e no final, alertando se houver alguma discrepância assinalável. Desenvolveu-se mais um algoritmo, sistema B, que é implementado no posto de transformação, fazendo uso dos transformadores de instrumentação normalmente instalados, realizando assim uma medição indireta da corrente. Nesta parte da dissertação explicou-se também a opção tomada para a rede de comunicação de dados (GSM) e como esta foi estruturada.

O uso da simulação, veio desta forma, permitir observar padrões na forma de onda da corrente elétrica que sejam determinantes para a deteção do defeito na rede elétrica. Concluiu-se, a nível da simulação, que estes três sistemas são válidos para a monitorização e deteção de defeitos de uma rede de energia elétrica. Contudo, chegando à conclusão que o sistema B, a nível dos resultados simulados é um sistema mais débil comparado com os restantes.

Relativamente à parte prática, optou-se por desenvolver o sistema que foi considerado mais escalável e robusto, que foi o sistema C, no qual conseguiu-se verificar o bom funcionamento do algoritmo, sendo capaz de detetar e monitorizar os defeitos criados na rede. O defeito entre a fase e a terra não se conseguiu medir com a exatidão necessária a corrente homopolar em cada troço da rede, o que induz a resultados errados na localização do defeito.

Neste trabalho, um outro objetivo era a utilização de um canal sem fios, neste caso GSM, para a rede de transporte da informação proveniente dos sensores para uma base de dados, onde visualiza-se a informação em tempo real. Fez-se uso, de um dos sistemas mais utilizados nesta área que é o sistema Scada, criando o esboço da rede alvo de estudo.

Para finalizar, é de salientar a mais-valia do sistema de deteção e monitorização de defeitos e a capacidade de integração com o sistema de gestão da rede, o que permite um controlo e supervisão total do que se passa ao longo da rede de energia elétrica. Deste modo, é conduzido a um aumento da qualidade de serviço, pois a capacidade de reposição de energia é realizada em menor tempo.

6.1. Trabalhos futuros

Neste trabalho realizado, apenas explorou-se uma pequena parte das redes de energia elétrica e dos muitos avanços que esta temática tem sido alvo de estudo, especialmente na área das redes inteligentes de energia. Nomeadamente, esta dissertação, investigou-se um sistema de monitorização de defeitos de baixo custo para uma rede de energia elétrica com sistema de neutro isolado.

Desenvolveu-se três sistemas para a monitorização de defeitos, mas para validar que o sistema C era o mais fiável e eficaz, tal como visto na simulação, falta explorar a parte prática dos outros sistemas criados para a resolução do problema, neste caso em concreto, o sistema A e B.

Em termos de trabalhos futuros, seria interessante realizar o estudo para sistemas com outro tipo de neutro instalado na rede elétrica, de forma a verificar as divergências do método de deteção e monitorização de falhas. O método desenvolvido analisa unicamente a corrente elétrica, devendo-se ponderar-se uma solução de monitorização da corrente e tensão era mais fácil para a deteção dos defeitos.

No caso dos microcontroladores, seria interessante tal como no utilizado, ter a capacidade de registo através de um cartão de memória dos dados da corrente daquele troço, para que assim fosse possível, mais tarde, analisar a sua forma de onda e respetiva qualidade.

Para finalizar, seria importante ponderar outras soluções para a comunicação dos dados entre o sistema Scada e os sensores da rede, tais como: Internet, fibra óptica ou rede *ethernet*, uma vez que, implementou-se a comunicação através de um módulo GSM utilizando SMS's. Verificando a existência de outras soluções poderiam ser mais económicas e igualmente fidedignas.

Referências

- [1] M. Silva, “Smart Grids em Portugal,” Instituto Superior Técnico, Lisboa, 2011.
- [2] Direção de Estudos e Planeamento EEM, “Caracterização da rede de transporte e distribuição em AT e MT,” EEM - Empresa de Eletricidade da Madeira, Madeira, 2013.
- [3] J. Matias, Sistemas Analógicos e Digitais 10º Ano, Lisboa: Didáctica Editora, 2006.
- [4] H. Tavares, “Regimes de Neutro em Média Tensão em Subestações de Distribuição de Energia Elétrica,” Instituto Superior de Engenharia do Porto, Porto, 2013.
- [5] F. Gil, “Detecção de Defeitos em Redes de Distribuição Secundária,” Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto, Porto, 2009.
- [6] J. Dionísio, “Máquinas Elétricas e Energias Renováveis - Capítulo 2: Máquinas Elétricas,” Dezembro 2014. [Online]. Available: <http://moodle.uma.pt>.
- [7] A. Nascimento, “Redes Inteligentes de Energia: Linhas de Transmissão,” Dezembro 2014. [Online]. Available: <http://moodle.uma.pt>.
- [8] F. Lima, “Reguladores Eletrónicos de Tensão para Transformadores de Baixa Tensão,” Instituto Superior Técnico, Lisboa, 2012.
- [9] L. Michels, “Estudo dirigido - Transformadores,” 2015. [Online]. Available: https://itligado.files.wordpress.com/2014/06/epo1___estudo_digitido___transformadores.pdf.
- [10] P. Torres, “Metodologias de resolução de congestionamentos: Rede Ibérica de Transporte de Electricidade,” Instituto Superior Técnico, Lisboa, 2004.
- [11] J. Marins, C. Couto e J. Luiz, “Qualidade de energia elétrica,” em *3º Congresso Luso - Moçambicano de Engenharia – CLME’2003*, Moçambique, 2003.
- [12] C. Fernandes, “Desequilíbrio entre fases e perdas na rede de baixa tensão,” Instituto Superior Técnico, Lisboa, 2010.
- [13] T. Short, *Electric Power Distribution Handbook*, Washington: CRC Press, 2004.
- [14] J. L. Pinto de Sá, “Qualidade de energia e filosofia de proteções em redes de distribuição,” 1996.
- [15] J. P. S. Paiva, *Redes de Energia Elétrica: Uma análise sistémica*, Lisboa: IST Press, 2011.
- [16] R. Tajali, “Line to ground voltage monitoring,” Square D Company, Tennessee.
- [17] C. Moreira, “Curto Circuito Conceitos Gerais,” 209/2010. [Online]. Available: <http://paginas.fe.up.pt/~ee06226/images/bibliografia/17.pdf>.
- [18] F. Sato e W. Freitas, *Análise de Curto-Circuito e Princípios de Proteção Em*

- Sistemas de Energia Elétrica - Fundamentos e Prática, Rio de Janeiro: Elsevier, 2015.
- [19] J. Barbosa, "Analisador de energia elétrico," Universidade de Aveiro, Porto, 2012.
- [20] T. T. Tatietsse e J. Voufo, "Fault Diagnosis on Medium Voltage (MV) Electric Power Distribution Networks," *Energies*, pp. 243-257, 2009.
- [21] Efacec, "SmartGate Distribution Transformer Controller," 2014. [Online]. Available: <http://www.efacec.pt/PresentationLayer/ResourcesUser/Lu%C3%ADs/Catalogos/SmartGate%20-%20Distribution%20Transformer%20Controller,%20a%20solution%20for%20Smart%20Grids.pdf>.
- [22] Schneider Electric, "Flite110-SA Schneider Electric," 2014. [Online]. Available: <http://mt.schneider-electric.be/Main/Easergy/catalogue/enmed300023uk.pdf>.
- [23] Amperis, "Analisador de qualidade de energia 1500," [Online]. Available: <http://www.amperis.com/pt/produtos/analísadores-redes/nexus-1500/>.
- [24] G. Buigues, V. Valverde, I. Zamora, J. Mazón e E. Torres, "Signal injection techniques for fault location in distribution networks," em *International Conference on Renewable Energies and Power Quality ICREPQ'12*, Espanha, 2012.
- [25] A. N. Milioudis, Georgios T. Andreou e D. P. Labridis, "Enhanced Protection Scheme for Smart Grids Using Power Line Communications Techniques—Part II: Location of High Impedance Fault Position," *IEEE Transactions on smart grid*, VOL. 3, NO. 4, Dezembro 2012.
- [26] J. Northcote-Green e R. Wilson, *Control and Automation of Electrical Power Distribution Systems*, CRC Press Taylor & Francis Group, 2007.
- [27] R. B. Roy, "Controlling of Electrical Power System Network by using SCADA," *International Journal of Scientific & Engineering Research Volume 3*, Outubro 2012.
- [28] ODROID, "ODROID Magazine," 2014. [Online]. Available: <http://magazine.odroid.com/assets/201401/pdf/ODROID-Magazine-201401.pdf>.
- [29] Olimex, "AVR-GSM cellular remote control development board," 2011. [Online]. Available: <https://www.olimex.com/Products/AVR/Development/AVR-GSM/resources/AVR-GSM.pdf>.
- [30] BeagleBone, "BeagleBone BLK SRM 0.0.1," 2 Janeiro 2013. [Online]. Available: <http://www.farnell.com/datasheets/1685587.pdf>.
- [31] Itead Studio, "Gboard Pro," 11 Maio 2013. [Online]. Available: ftp://imall.iteadstudio.com/Mainboard/IM130514001_GBoard_Pro/DS_IM130514001_GBoard_Pro.pdf.

- [32] Flex-Core, “FCL,” [Online]. Available: <http://www.flex-core.com/docs/data-sheets/transformers/FCL.pdf>.
- [33] Magnelab, “AC Split-Core Current Sensor SCT-3000 SPEC,” 2014. [Online]. Available: http://www.magnelab.com/wp-content/uploads/2015/03/AC-Split-Core-Current-Sensor-SCT-3000_specsheet.pdf.
- [34] Magnelab, “MGS-1800 4-20mA (SPEC),” 2014. [Online]. Available: <http://www.aimdynamics.com/v/vspfiles/techspecs/MGS-1800.pdf>.
- [35] AEMC Instruments, “AmpFlex Flexible Current Probes,” Abril 2010. [Online]. Available: <http://www.aemc.com/products/pdf/2112.00.pdf>.
- [36] YHDC, “80A Split core current transformer SCT-010,” Novembro 2013. [Online]. Available: <http://www.yhdc.com/en/product/349/>.
- [37] Coilcraft, “50/60Hz Current Sensor – CS60-010,” Janeiro 2005. [Online]. Available: <http://gardnerswebsite.com/currentsensor/sen60.pdf>.
- [38] A. Nascimento, “Sistemas de Telecomunicações: SDH,” 2014. [Online]. Available: <http://moodle.uma.pt>.
- [39] A. Nascimento, “Redes Inteligentes de Energia: Automatização das Redes de distribuição de Energia,” 2015, [Online]. Available: <http://moodle.uma.pt>.
- [40] J. L. Blackburn, Symmetrical Components for Power Systems Engineering, New York: Marcel Dekker, 1993.
- [41] Analog Devices, “AD8436 - Analog Devices,” 2014. [Online]. Available: <http://www.analog.com/media/en/technical-documentation/data-sheets/AD8436.pdf>.
- [42] “Termistor NTC 10k no PIC,” [Online]. Available: <http://microcontrolado.com/termistor-ntc-10k-no-pic/>. [Acedido em 28 Janeiro 2015].
- [43] Littelfuse, “Cartridge Fuse Fast-Acting Littelfuse,” Novembro 2015. [Online]. Available: <http://www.farnell.com/datasheets/1971585.pdf>.
- [44] “Rede Elétrica e Manutenção de Ferramentas Elétricas,” [Online]. Available: http://portal.iefp.pt/xeobd/attachfileu.jsp?look_parentBoui=13349511&att_display=n&att_download=y. [Acedido em 23 Novembro 2015].
- [45] Schneider Electric, “Protecção das redes eléctricas Sepam série 10,” Fevereiro 2008. [Online]. Available: http://www.schneiderelectric.pt/documents/mini-web/sepam_10/downloads/not_po.pdf.
- [46] Instituto Superior de Engenharia de Lisboa, “Manual PSSE,” Novembro 2009. [Online]. Available: http://pwp.net.ipl.pt/deea.isel/sfaias/Doc/Manual_PSS-E.doc.pdf.
- [47] University of Pittsburgh, “PSSE Stability,” Abril 2014. [Online]. Available: <http://www.youtube.com/watch?v=PUJA9lnAnHk>.

- [48] "Power system analyses (Dynamic Modeling)," [Online]. Available: <http://64.190.51.133/Programs/Blacksea/Dynamic%20Modeling%20Training/BS TP%20DYN%20ISTANBUL%2020110516%20%281%29.pdf>. [Acedido em 24 Outubro 2014].
- [49] Shneider Electric, "Scada Training Videos IGSS," [Online]. Available: <http://igss.schneider-electric.com/products/igss/training/scada-training-videos.aspx>. [Acedido em 30 Abril 2015].
- [50] Schneider Electric, "Help and Manual - IGSS V11," [Online]. Available: <http://igss.schneider-electric.com/products/igss/support/help-and-manuals-v11.aspx>. [Acedido em 29 Julho 2015].

Anexo A – Análise económica para os dispositivos

Neste anexo pode-se encontrar todos os equipamentos que foram pesquisados e que são capazes de desempenhar as funções pretendidas para os algoritmos desenvolvidos. Assim, é possível analisar na Tabela A.1 quais são as soluções economicamente mais viáveis, concluindo que a situação mais favorável é o microcontrolador Gboard Pro e o sensor MGS 1800.

Tabela A.1 – Listagem do equipamento para o dispositivo inteligente de energia.

Equipamento	Preço	Opção
Microcontrolador		
Texas Stellaris LM3S8962 Cortex M3	60 €	Não
Arduino Intel Galileo	54 €	Não
ODROID – U3	66 €	Sim
TS – GSM1	55 €	Não
AVR-GSM	95,95 €	Sim
BeagleBone Black	45 €	Sim
Autómato – Siemens SIMATIC S7-300	1 258 €	Não
Gboard Pro	52 €	Sim
Módulos GSM		
GR47 Sony Ericsson	15 €	Não
Siemens TC35	17 €	Não
GSM SM5100B	47,50 €	Não
Sensores		
FCL	253 €	Sim
Magnelab SCT3000	66 €	Sim
MGS - 1800	333 €	Sim
AmpFlex AEMC 3000	312 €	Sim
Dispositivo Inteligente de Energia		
Gboard Pro + MGS - 1800	385 €	
AVR-GSM + 3 FCL	855 €	
BeagleBone Black + 3 AmpFlex AEMC 3000	981 €	

Anexo B – Rede simulada no software *Matlab*

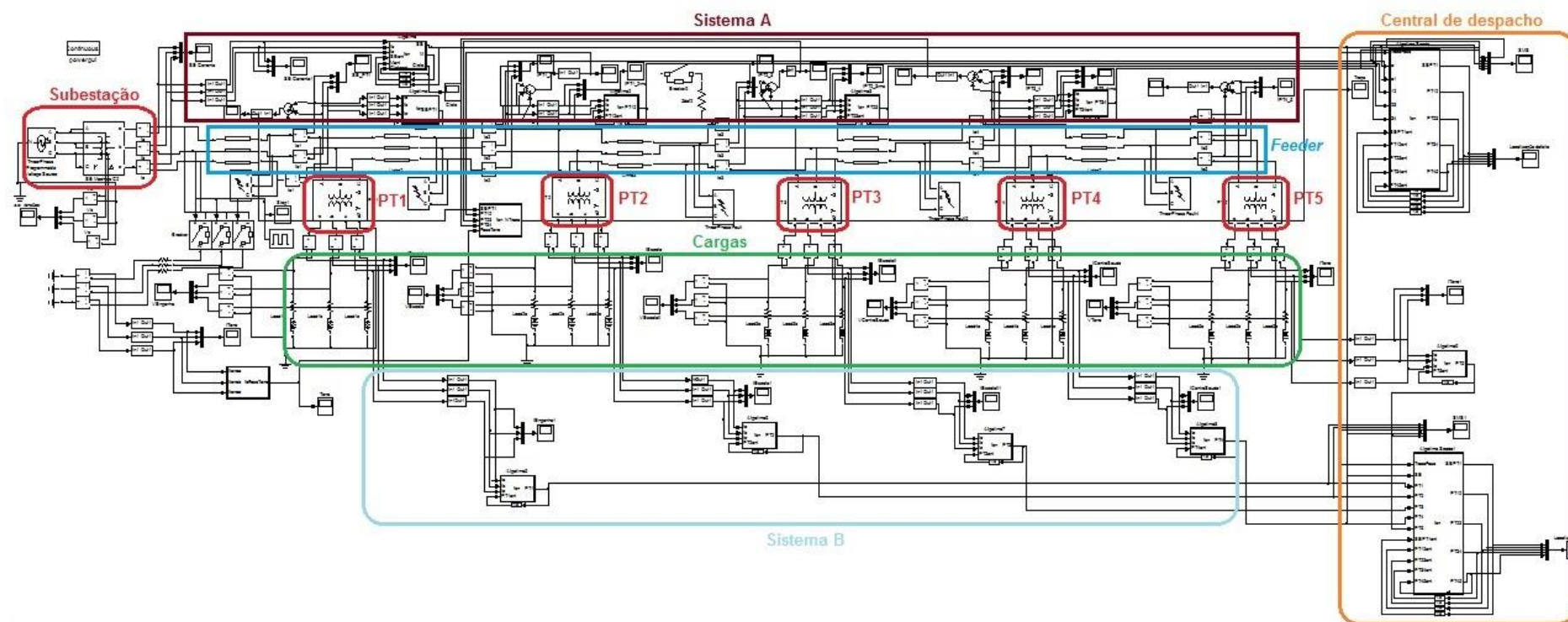


Figura B.1 – Rede base de energia elétrica simulada no *Matlab* com sistema A e B.

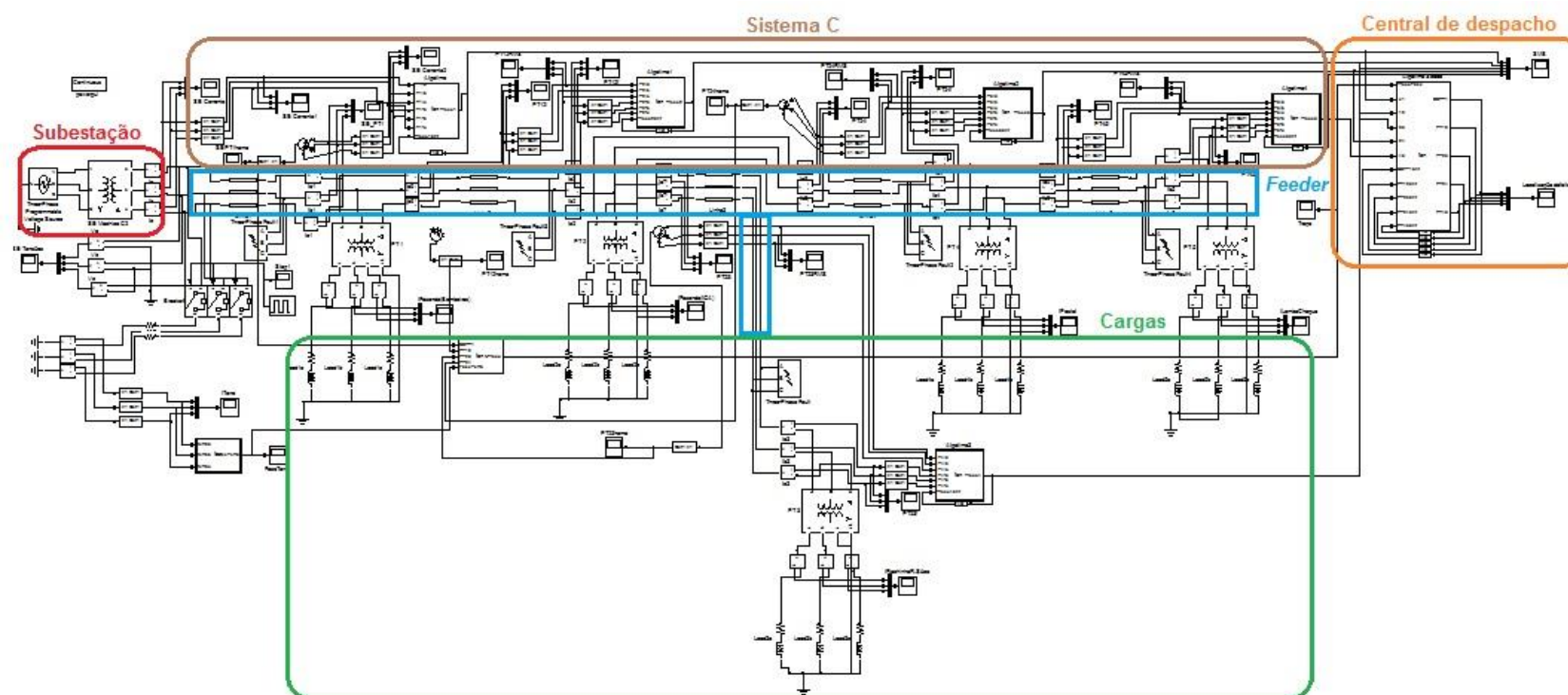


Figura B.2 – Rede base de energia elétrica simulada no *Matlab* com o sistema C.

Anexo C – Manual de utilização do PSS/E

Neste anexo, apresenta-se uma breve descrição como se deve proceder para criação do cenário e respetiva análise do seu desempenho.

C.1 Criação de um novo cenário e análise do trânsito de energia

Depois de criar um novo ficheiro de simulação, tem-se de escolher a sua respetiva identificação e qual a base de potência que se vai trabalhar. Para começar a introduzir dados, relativamente aos barramentos seleciona-se o separador *Buses* (Figura C.1) [46].

Bus Number	Bus Name	Base kV	Area Num	Area Name	Zone Num	Zone Name	Owner	Owner Name	Code
1	G1	18,0	1		1		1		2
2	T1	230,0	1		1		1		1
3	L3	230,0	1		1		1		1
5	L5	230,0	1		1		1		1
6	L6	230,0	1		1		1		1
7	L7	230,0	1		1		1		3
41	L41	230,0	1		1		1		1
42	L42	230,0	1		1		1		1
43	L43	230,0	1		1		1		1
44	L44	230,0	1		1		1		1
45	L45	230,0	1		1		1		1
46	L46	230,0	1		1		1		1
47	L47	230,0	1		1		1		1
48	L48	230,0	1		1		1		1
49	L49	230,0	1		1		1		1
410	L410	230,0	1		1		1		1

Figura C.1 – Introdução dos dados sobre o barramento.

Como se pode observar pela Figura C.1, existem vários campos que necessitam de ser preenchidos, tais como [46]:

- *Bus Number*: Indica o número do barramento que se está a trabalhar e não precisa de ser sequencial, como se pode visualizar;
- *Bus Name*: É o nome que caracteriza o barramento com que se está a laborar;
- *Base kV*: É a base nominal que se deve considerar para o seu funcionamento;
- *Code*: Indica qual é o código do barramento, isto é, pode tomar valores de 1 a 3. Em que 1 significa um barramento de carga, 2 significa um barramento de geração e 3 significa um barramento de referência.

As células a cinzento da Figura C.1 indicam que são células apenas de leitura, logo o seu valor não pode ser alterado.

Passando agora para os dados dos geradores no simulador, em primeiro lugar tem-se de criar as centrais que vão acolher os respetivos geradores. Ativando o separador *Plants* pode-se passar à criação das centrais (Figura C.2) [46].

Bus Number	Bus Name	Area Num	Area Name	Code	PGen (MW)	QGen (Mvar)	QMax (Mvar)	QMin (Mvar)	VSched (pu)	Remote Bus	Remote Bus Name	Voltage (pu)	RMPCT
1	G1	18,000	1	2	125,0	-22,7	9999,0	-9999,0	1,0000	0		1,0000	100,00
7	L7	230,00	1	3	-115,8	6,0	9999,0	-9999,0	1,0000	0		1,0000	100,00

Figura C.2 – Criação das centrais de uma rede.

Neste separador apenas é necessário preocupar-se com três campos, pois os restantes serão somente de leitura [46]:

- *Bus Number*: Indica qual é o barramento a que a central se vai ligar;
- *VSched*: Indica qual o valor de tensão que é necessário controlar no barramento;
- *Remote Bus*: Caso o barramento que se pretenda controlar não esteja ligado diretamente ao da central indica-se neste campo qual é esse barramento.

A partir deste momento, já se consegue introduzir dados em relação aos geradores e para isso acede-se ao separador *Machines* (Figura C.3).

Bus Number	Bus Name	Id	Area Num	Area Name	Zone Num	Zone Name	Code	VSched (pu)	Remote Bus	In Service	PGen (MW)	PMax (MW)	PMin (MW)	QGen (Mvar)
1	G1	18,000	1	1	1		2	1,0000	0	<input checked="" type="checkbox"/>	125,0000	9999,0000	-9999,0000	-22,7036
7	L7	230,00	1	1	1		3	1,0000	0	<input checked="" type="checkbox"/>	-115,8436	9999,0000	-9999,0000	5,9826
*										<input checked="" type="checkbox"/>				

Figura C.3 – Dados sobre os geradores que constituem a rede elétrica.

Neste caso, os principais campos a preencher são [46]:

- *Bus Number*: Indica qual o barramento que vai alojar o gerador;
- *Id*: Serve para identificação do gerador caso haja mais do que um gerador por barramento;
- *PGen*: Indica a potência ativa gerada em MW pelo gerador (só se introduz caso seja do conhecimento do utilizador e depende do tipo de barramento);
- *QGen*: Indica a potência reativa gerada em MVAr pelo gerador;
- *R Source* e *X Source*: Impedância característica do gerador em pu unidades, se for do conhecimento do utilizador, pois quanto mais completa é a informação, maior é o grau de credibilidade da simulação.

Relativamente às cargas que estão a consumir energia da rede e para a introdução dos seus dados, deve-se ativar o separador *Load* (Figura C.4).

Bus Number	Bus Name	Id	Code	Area Num	Area Name	Zone Num	Zone Name	Owner	Owner Name	In Service	Scalable	Interruptible	Pload (MW)	Qload (Mvar)
*										<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/> Yes	<input type="checkbox"/> Yes		

Figura C.4 – Criação das cargas que consomem energia.

No presente caso, os campos que se destacam a serem preenchidos são [46]:

- *Bus Number*: Indica qual o barramento onde a carga se encontra ligada;
- *Id*: Serve para identificação da carga caso haja mais do que uma por barramento;
- *Pload*: Total de potência ativa consumida pela carga em MW;
- *Qload*: Total de potência reativa consumida pela carga em MVAr.

Para este caso em específico não há nenhuma carga na rede elétrica. Passando para as linhas da rede elétrica deve-se proceder à escolha do separador Branches (Figura C.5).

	From Bus Number	From Bus Name	To Bus Number	To Bus Name	Id	Line R (pu)	Line X (pu)	Charging B (pu)
	2	T1 230,00	3	L3 230,00	1	0,012600	0,071800	0,147300
	3	L3 230,00	41	L41 230,00	1	0,001260	0,007180	0,014730
	5	L5 230,00	6	L6 230,00	1	0,012600	0,071800	0,147300
	5	L5 230,00	410	L410 230,00	1	0,012600	0,071800	0,147300
	6	L6 230,00	7	L7 230,00	1	0,012600	0,071800	0,147300
	41	L41 230,00	42	L42 230,00	1	0,001260	0,007180	0,014730
	42	L42 230,00	43	L43 230,00	1	0,001260	0,007180	0,014730
	43	L43 230,00	44	L44 230,00	1	0,001260	0,007180	0,014730
	44	L44 230,00	45	L45 230,00	1	0,001260	0,007180	0,014730
	45	L45 230,00	46	L46 230,00	1	0,001260	0,007180	0,014730
	46	L46 230,00	47	L47 230,00	1	0,001260	0,007180	0,014730
	47	L47 230,00	48	L48 230,00	1	0,001260	0,007180	0,014730
	48	L48 230,00	49	L49 230,00	1	0,001260	0,007180	0,014730
	49	L49 230,00	410	L410 230,00	1	0,001260	0,007180	0,014730
*								

Figura C.5 – Configuração das linhas da rede de energia elétrica.

Deve-se então, efetuar o preenchimento dos seguintes itens [46]:

- *From Bus*: Indica o número do barramento inicial, ou seja, o barramento onde se começa a linha;
- *To Bus*: Indica o número do barramento final, isto é, o barramento onde termina essa mesma linha;
- *Id*: Serve para identificação da linha caso haja mais do que uma a ligar esses dois respectivos barramentos;
- *Line R*: Indica qual é a resistência em pu da linha de transmissão;
- *Line X*: Indica qual é a reactância em pu da linha de transmissão;
- *Charging B*: Indica qual o valor para a admitância transversal da linha em pu.

Em relação aos transformadores que se utilizam na rede, estes podem ser encontrados no separador 2 *Winding Transformers* (Figura C.6).

	From Bus Number	From Bus Name	To Bus Number	To Bus Name	Id	Name	In Service	Metered	Winding 1 Side	Controlled Bus	Controlled Side	Tap Positions	Control Mode	Auto Adjust	Winding I/O Code
	1	G1 18,000	2	T1 230,00	1		<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	0	<input type="checkbox"/>	33	None	<input type="checkbox"/>	Turns ratio (pu on bus bus
*							<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>		<input type="checkbox"/>			<input type="checkbox"/>	

Figura C.6 – Características dos transformadores.

Este separador é um dos mais importantes, dado que os dados a introduzir realçam ainda mais como se vai comportar a rede, pois o transformador é um dos elementos mais ativos de uma rede [46]:

- *From Bus*: Indica o número do barramento onde se encontra ligado um dos extremos do transformador;
- *To Bus*: Indica o número do barramento onde se liga a outra extremidade do transformador;
- *Id*: Serve para identificação do transformador, caso haja mais do que um a ligar esses dois respectivos barramentos;
- *Impedance I/O Code*: Escolhe-se o código Zpu (*Winding Base*) para caracterizar a impedância do transformador em pu e a base das potências em MVA;
- *Winding MVA*: Indica qual a base de potência para qual o transformador funciona, isto é, qual a sua potência nominal;

- *Specified R*: Indica qual a resistência de curto-circuito do transformador em pu;
- *Specified X*: Indica qual a reactância de curto-circuito do transformador em pu;

Para finalizar a introdução de valores, se houver algum componente reativo num barramento para realizar respetivas correções do fator de potência, deve-se aceder ao separador *Fixed Shunt* (Figura C.7).

	Bus Number	Bus Name	Id	Area Num	Area Name	Zone Num	Zone Name	Code	In Service	G-Shunt (MW)	B-Shunt (Mvar)	G-Zero (MW)	B-Zero (Mvar)
*									<input checked="" type="checkbox"/>				

Figura C.7 – Introdução de valores da admitância de um barramento.

Neste separador, apenas precisa-se de preocupar novamente com três campos, sendo que os restantes serão de leitura [46]:

- *Bus Number*: Indica qual o barramento que a admitância vai-se ligar;
- *Id*: Serve para identificação da correção caso haja mais do que uma por barramento;
- *B-Shunt*: Indica qual o valor da admitância para realizar a compensação, se for positivo é um condensador e caso contrário trata-se de uma bobina e os seus valores são expressados em MVAR.

Após a introdução de todos os componentes que estão de acordo e pertencem à rede de energia elétrica, está-se em condições para poder realizar o cálculo do trânsito de potência. Para tal, acede-se ao menu *Power Flow* entrando no separador *Solution* e escolhe-se a opção *Solve*. Neste momento, abrir-se-á uma nova janela (Figura C.8) que contém dois métodos diferentes para realizar o seu cálculo (*Newton* e *Gauss*), para este caso o método mais adequado é o *Newton* e deixa-se as opções por defeito seleccionadas à exceção do método que deverá ser *Full Newton-Raphson*, dando de seguida a ordem para realizar o seu cálculo através do botão *Solve* [46].

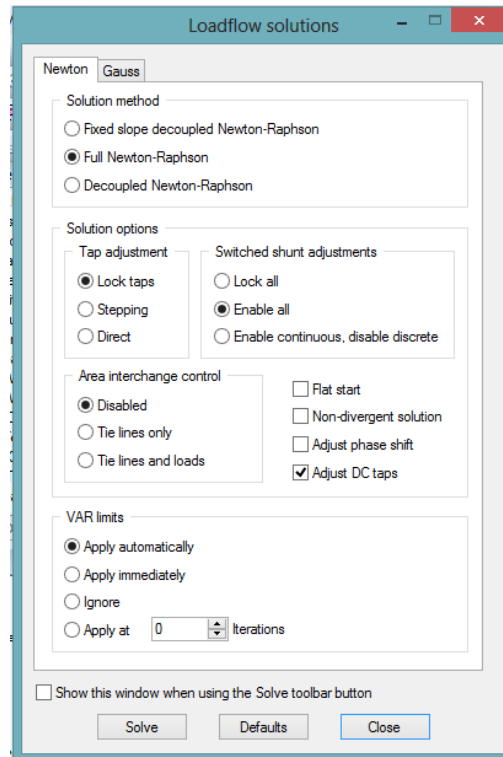


Figura C.8 – Janela da opção *Solve*.

Os resultados podem ser visualizados de três formas distintas [46]:

1. Através da janela de progresso (*Output Bar*), como se pode observar na Figura C.9;

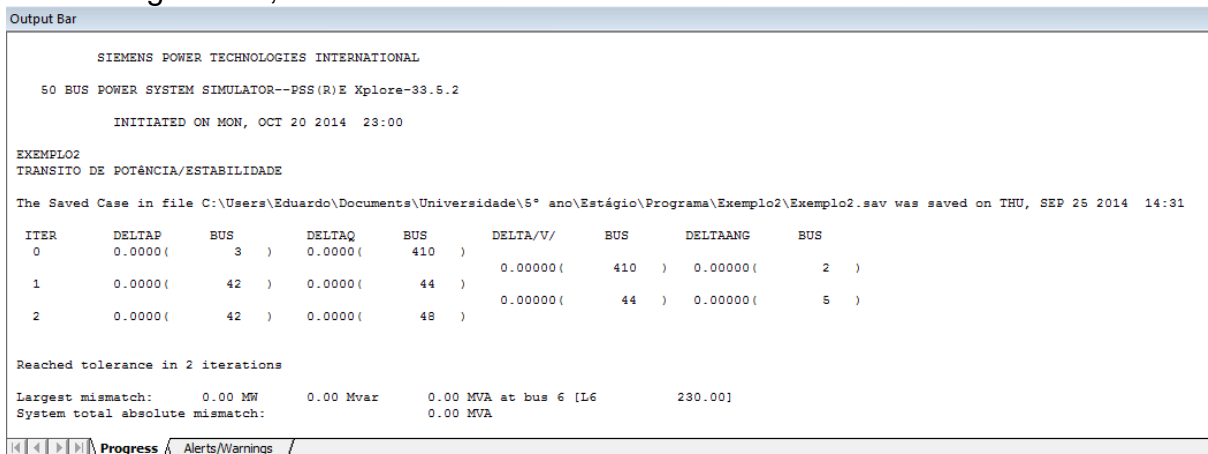


Figura C.9 – Resultados obtidos pela janela de progresso.

2. Pelos separadores *Buses* e *Machines*, em que se pode visualizar respetivamente as tensões e fases nos respetivos barramentos e quais são as potências geradas em cada gerador, quer ativa, quer reativa, isto é, o perfil de geração da rede (Figura C.10);

Voltage (pu)	Angle (deg)
1,0000	27,68
1,0103	24,85
1,0142	19,67
1,0137	9,69
1,0086	4,83
1,0000	0,00
1,0145	19,16
1,0147	18,65
1,0149	18,15
1,0151	17,64
1,0152	17,14
1,0154	16,63
1,0154	16,13
1,0155	15,63
1,0155	15,13
1,0155	14,63

PGen (MW)	PMax (MW)	PMin (MW)	QGen (Mvar)	QMax (Mvar)	QMin (Mvar)
125,0000	9999,0000	-9999,0000	-22,7028	9999,0000	-9999,0000
-115,8433	9999,0000	-9999,0000	5,9833	9999,0000	-9999,0000

Figura C.10 – Resultados obtidos nos separadores *Buses* e *Machines*.

Através da forma de um relatório, sendo neste caso possível redirecionar os dados obtidos para uma saída onde sejam guardados os valores num ficheiro. Interessa para isso saber a maior quantidade de informação possível, sendo assim pretende-se saber também qual é o estado dos barramentos e das suas respetivas ligações. Fazendo uso do menu *Power Flow* acede-se ao menu *Reports* e escolhe-se a opção *Bus Based Reports* sendo que, após este cálculo já se tem toda a informação acerca do trânsito de energia. Porém, neste momento todos os resultados encontram-se na janela de progresso e não num ficheiro de texto tipicamente para bloco de notas, para tal necessita-se de aceder ao menu *I/O Control* escolhendo a opção *Direct Report Output* onde se visualiza a seguinte janela (Figura C.11). Escolhendo a opção file e depois o local onde se pretende guardar o ficheiro, basta clicar na opção OK para assim os dados guardarem a informação desejada (Figura C.12).

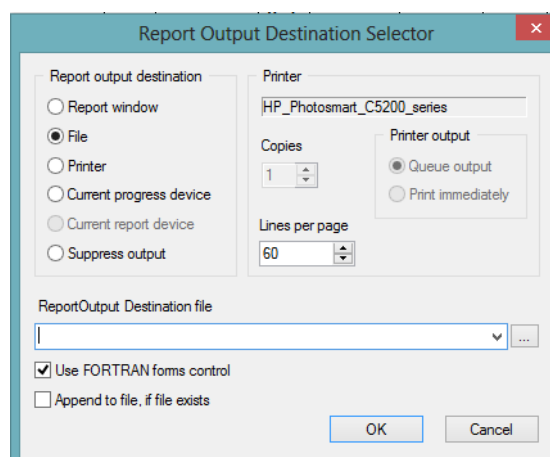


Figura C.11 – Janela para criação de um ficheiro com os dados sobre o trânsito de energia.

Exemplo2.txt - Bloco de notas													
Ficheiro Editar Formatar Ver Ajuda													
PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS(R)E Xplore TUE, OCT 21 2014 10:46													
EXEMPLO2													
TRANSITO DE POTENCIA/ESTABILIDADE													
RATING %MVA FOR TRANSFORMERS													
SET A % I FOR NON-TRANSFORMER BRANCHES													
BUS	FROM	TO	CTK	MW	MVAR	MVA	%	RATING	LOSSES	AREA	ZONE		
1 G1	18.000	230.00	1	125.0	-22.7R	127.0	51	18.000KV	27.68	X---	---	X---	1
2 T1	230.00	230.00	1	125.0	-22.7	127.0	1.0000LK	0.00	6.46	1	1	1	
2 T1	230.00	230.00	1	-125.0	29.2	128.4	1.0000UN	0.00	6.46	1	1	1	
3 L3	230.00	230.00	1	125.0	-29.2	128.4	1.0000UN	1.99	11.32	1	1	1	
2 T1	230.00	230.00	1	-123.0	25.4	125.6	1.0142PU	19.67	X---	---	X---	1	
41 L41	230.00	230.00	1	123.0	-25.4	125.6	233.28KV	1.99	11.32	1	1	1	
41 L41	230.00	230.00	1	123.0	-25.4	125.6	233.28KV	0.19	1.10	1	1	1	
6 L6	230.00	230.00	1	119.3	-16.1	120.4	1.0137PU	9.69	X---	---	X---	1	
410 L410	230.00	230.00	1	-119.3	16.1	120.4	233.15KV	1.75	10.00	1	1	1	
410 L410	230.00	230.00	1	-119.3	16.1	120.4	233.15KV	1.81	10.34	1	1	1	
5 L5	230.00	230.00	1	-117.6	11.1	118.1	1.0086PU	4.83	X---	---	X---	1	
7 L7	230.00	230.00	1	-117.6	-11.1	118.1	231.98KV	1.75	10.00	1	1	1	
7 L7	230.00	230.00	1	-117.6	-11.1	118.1	231.98KV	1.71	9.76	1	1	1	
6 L6	230.00	230.00	1	-115.8	6.0R	116.0	1.0000PU	0.00	X---	---	X---	1	
6 L6	230.00	230.00	1	-115.8	6.0	116.0	46 230.00KV	1.71	9.76	1	1	1	
6 L6	230.00	230.00	1	-115.8	6.0	116.0	46 230.00KV	1.71	9.76	1	1	1	
3 L3	230.00	230.00	1	-122.8	25.0	125.3	1.0145PU	19.16	X---	---	X---	1	
42 L42	230.00	230.00	1	122.8	-25.0	125.3	233.34KV	0.19	1.10	1	1	1	
42 L42	230.00	230.00	1	122.8	-25.0	125.3	233.34KV	0.19	1.09	1	1	1	

Figura C.12 – Ficheiro com os resultados obtidos.

É de ressaltar que, como se trata de um método com várias iterações, a solução obtida vai variar consoante cada máquina, uma vez que as condições iniciais podem ser distintas, logo o número de iterações pode ser diferente também, correspondendo ao número variado de soluções, sendo que os resultados obtidos no final terão valores próximos.

C.2 Análise de contingências

Na análise de contingências efetuou-se uma avaliação dos componentes que compõem a rede, verificando se existe alguma falha. Para isso são necessários os dados provenientes da resolução anterior, ou seja, do trânsito de energia, pois essas serão as condições iniciais para a nova simulação. Além disso precisa-se de criar três novos ficheiros auxiliares que vão completar a informação da rede [46]:

- Subsistema.sub – A rede será subdividida em várias zonas para facilitar a análise de contingências e o critério para a divisão é normalmente a tensão nominal presente;
- Monitoriza.mon – Neste ficheiro pode-se encontrar quais as grandezas que se está a observar na análise e contém os padrões admissíveis de cada subsistema para o seu correto funcionamento;
- ContigênciasN-1.con – Perante os vários subsistemas criados vai provocar a abertura de um determinado ramo (normalmente uma linha), ou seja, contém todas as contingências que irão ocorrer.

É possível criar todos os ficheiros pretendidos numa só ação, para isso acede-se ao menu *Power Flow* e ao submenu *Linear Network* escolhendo a opção *Create/Modify SUB, MON and CON configuration files*. Na nova janela, deve-se posteriormente escolher o local para guardar esses ficheiros e quais os parâmetros de simulação a conservar em cada ficheiro. Após essa escolha, deve-se indicar qual o nome do subsistema e quais os barramentos que fazem parte do mesmo, na

opção *Select* que se encontra em destaque na Figura C.13, abrindo uma nova janela (*Bus Subsystem Selector*) neste caso em particular como a rede era pequena escolheu-se todos os barramentos. Para finalizar a criação dos ficheiros clica-se na opção *Go* [46].

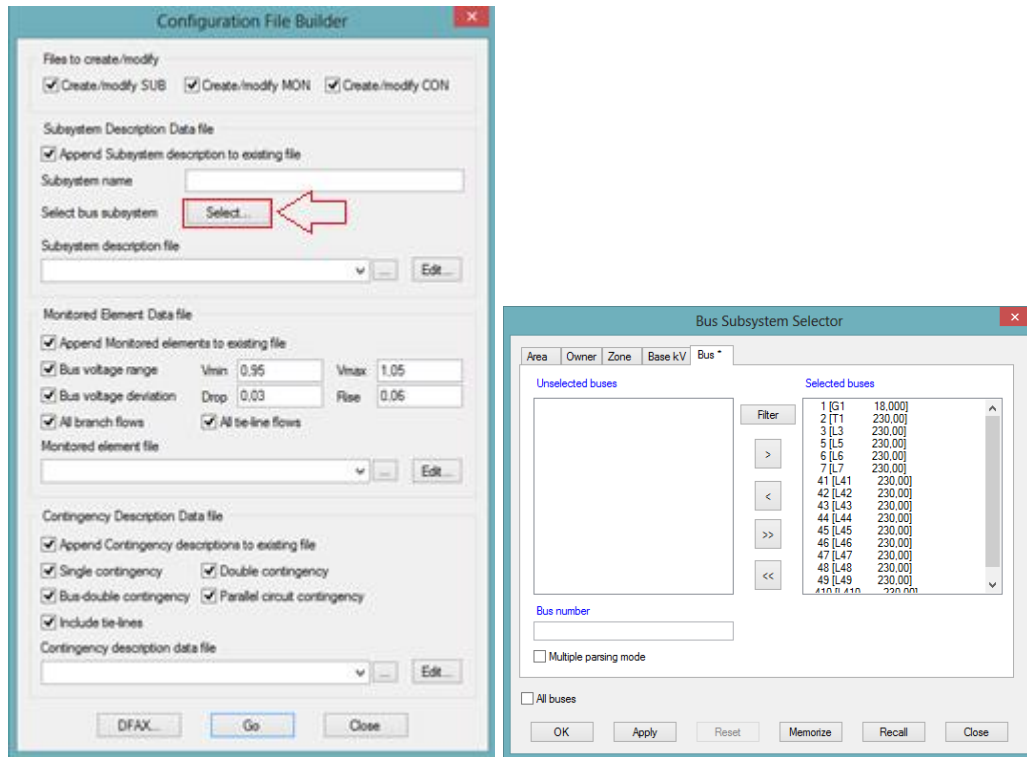
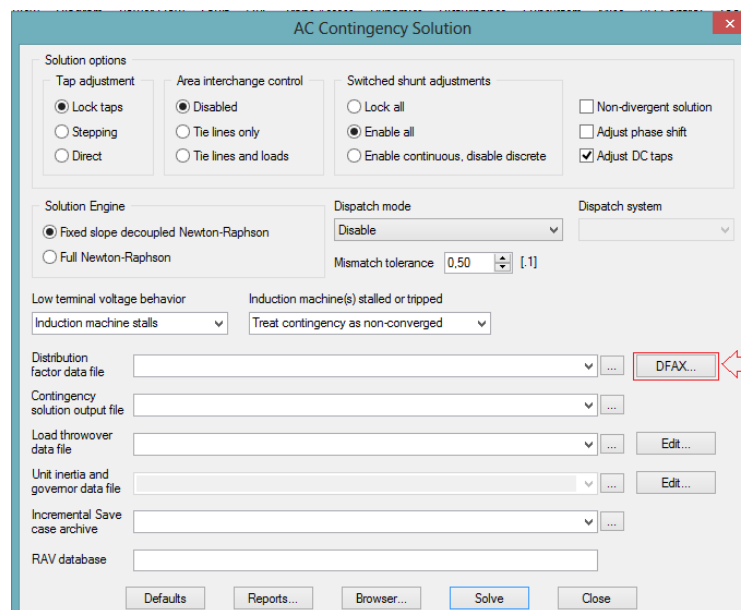


Figura C.13 – Janela de criação dos ficheiros SUB, MON e COM.

Para continuar a simulação, tem-se de carregar os novos ficheiros criados para o simulador e para isso acede-se ao menu *Power Flow* e no sub menu *Contingency, Reliability, PV/QV analysis* escolhe-se a opção *AC Contingency Solution (ACCC)*. Surge a seguinte janela (Figura C.14), carregando no botão *DFAX* poder-se-á carregar os ficheiros anteriormente criados [46].



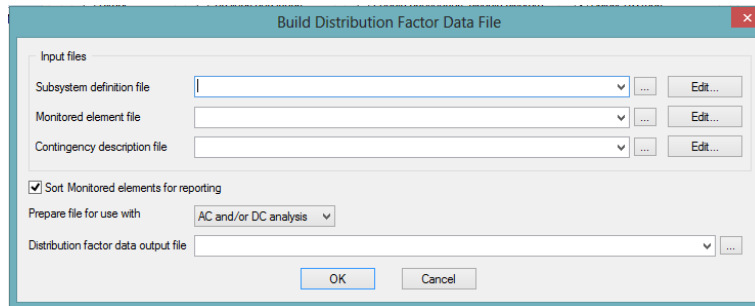


Figura C.14 – Janela carregar os ficheiros auxiliares.

Ainda na janela *Build Distribution Factor Data File*, deve-se escolher na caixa *Distribution factor data output file* qual a localização e nome para o ficheiro DFAX. Passando para a primeira janela da Figura C.14, tem-se de proceder à escolha do nome do ficheiro e respetivo local para guardar os resultados da análise de contingências, sendo que para isso acede-se à caixa *Contingency Solution Output File*, finalizando de seguida a operação carregando na opção *Solve* [46].

Contudo, ainda resta um pequeno passo a realizar, visto que falta definir a partir de que valores se pretende que seja controlada as contingências, ou seja, indicar que elemento ultrapassou um determinado patamar. Isso é feito no menu *Power Flow* no submenu *Reports* e acede-se a opção *AC Contingency Reports* no qual deve-se proceder às seguintes alterações (Figura C.15) [46].

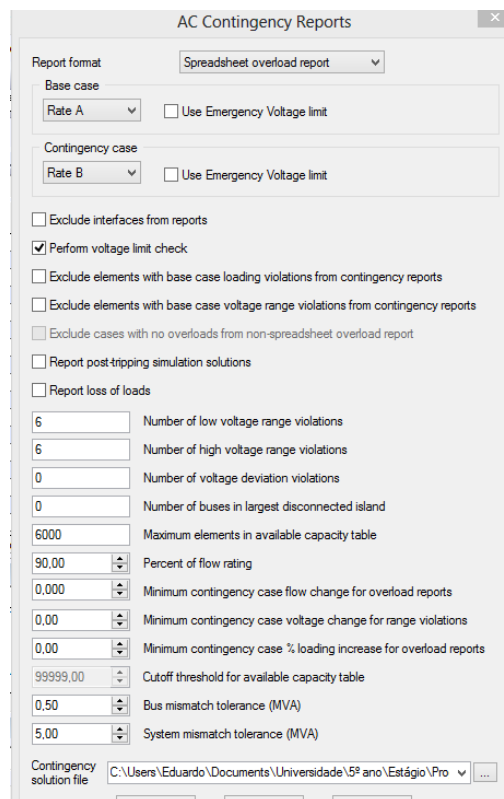


Figura C.15 – Parâmetros de escolha para a contingência.

Se for pretendido visualizar o resultado sob a forma de texto como no primeiro caso deve-se proceder da mesma forma.

C.3 Análise de curto-circuitos

Para realizar esta análise tem-se de realizar vários procedimentos indispensáveis. É de realçar que nesta análise apenas vai-se produzir curtos-circuitos simétricos, únicos permitidos no programa de simulação, dos mais difíceis de suportar e verificar na rede elétrica de energia.

1. Cria-se um ficheiro de bloco de notas com dados das sequências diretas, inversas e homopolares que será nada mais, nada menos do que um ficheiro com uma sequência de zeros o qual deve-se dar o nome DADOS.seq (Figura C.16).

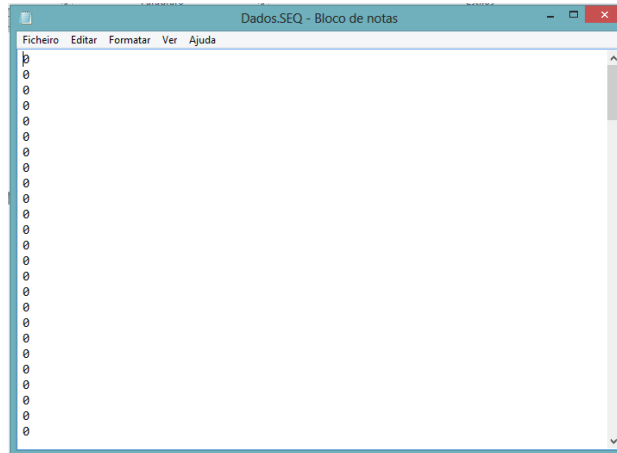


Figura C.16 – Ficheiro com os dados diretos, inversos e homopolares.

É necessário de seguida, carregar estes dados para o sistema (PSS/E), no menu File acede-se ao submenu Import e escolhe-se a opção *Sequence SEQ Options*, carregando assim o ficheiro anterior.

2. Deve-se já neste segundo passo, redirecionar os resultados para um ficheiro de texto para depois proceder a sua análise e o nome do ficheiro será SaídaCC.dat;
3. Neste momento, vai-se proceder à escolha dos barramentos que vão ser alvo dos curto-circuitos simétricos, no qual a escolha é feita através de níveis de tensão, isto é, são escolhidos valores mínimos e máximos para tensão e todos os barramentos que ultrapassarem esses padrões/limites foi onde aconteceu o curto-circuito. No menu *Fault* escolhe-se a opção *Automatic Sequencing Fault Calculation (ASCC)* e deve-se carregar no botão *Select* em destaque na Figura C.17. É nesta nova janela que se deve estipular os valores limites da tensão que servem como critério para a escolha dos barramentos (Figura C.17).

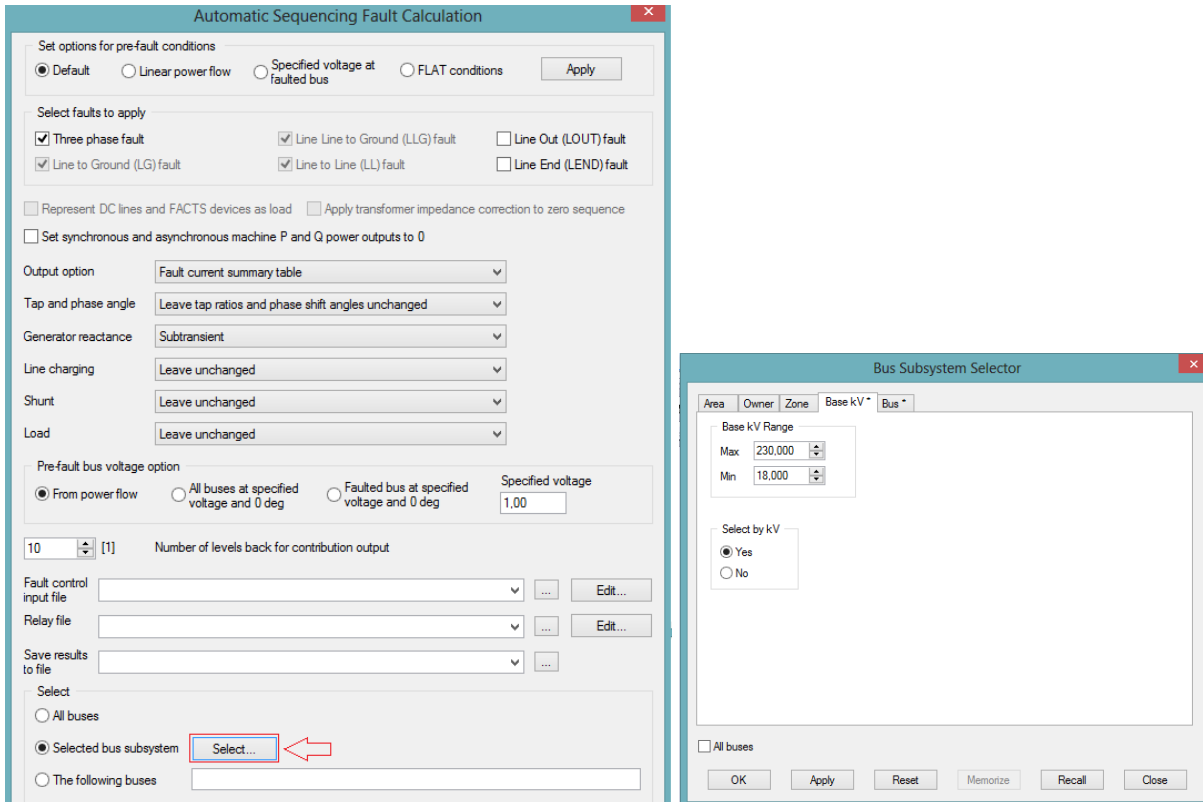


Figura C.17 – Escolha dos barramentos através da tensão nominal.

- Para finalizar a simulação dos curto-circuitos, volta-se a janela ASCC, pois tem-se de alterar os parâmetros consoante o que está descrito na Figura C.17. No campo *Output option*, pode-se variar como é apresentado a informação final no ficheiro de texto, podendo conter mais ou menos informação consoante o critério de cada utilizador. Depois de definir os parâmetros tem-se apenas clicar na opção *Go* para realizar a simulação. Na seguinte Figura C.18, mostra-se o exemplo de um resultado obtido de uma falha e as respetivas consequências.

```

ASCC SHORT CIRCUIT CURRENTS      TUE, OCT 21 2014  13:48
EXEMPLO2
TRANSITO DE POTENCIA/ESTABILIDADE

OPTIONS USED:
- SET PRE-FAULT VOLTAGES AND PHASE SHIFT ANGLES TO POWER FLOW SOLUTION
- SET SYNCHRONOUS/ASYNCHRONOUS MACHINE POWER OUTPUTS TO POWER FLOW SOLUTION
- SET GENERATOR POSITIVE SEQUENCE REACTANCES TO ZSORCE
- TRANSFORMER TAP RATIOS AND PHASE SHIFT ANGLES UNCHANGED
- LINE CHARGING REPRESENTED IN +/-/-0 SEQUENCES
- LINE/FIXED/SWITCHED SHUNTS AND TRANSFORMER MAGNETIZING ADMITTANCE REPRESENTED IN +/-/-0 SEQUENCES
- LOAD REPRESENTED IN +/-/-0 SEQUENCES
- DC LINES AND FACTS DEVICES BLOCKED
- IMPEDANCE CORRECTIONS NOT APPLIED TO TRANSFORMER ZERO SEQUENCE IMPEDANCES

AT BUS      1 [G1      18.000] AREA      1 *** FAULTED BUS IS:      1 [G1      18.000] ***      0 LEVELS AWAY ***
(PU) V+:-0.0000+j0.0000 VA:-0.0000+j0.0000 VB:-0.0000+j0.0000 VC:-0.0000+j0.0000
THEVENIN IMPEDANCE, X/R (PU) Z+:-0.076992+j0.303092, 3.93667
X----- FROM -----X AREA CKT I/Z RE(I+) IM(I+) RE(IA) IM(IA) RE(IB) IM(IB) RE(IC) IM(IC) RE(Z+) IM(Z+) APP X/R
SYNCHRONOUS MACHINE 1 PU/PU 2.6858 -0.9121 2.6858 -0.9121 -2.1328 -1.8699 -0.5530 2.7820
2 [T1      230.00] 1 1 PU/PU -0.5487 -1.4667 -0.5487 -1.4667 -0.9958 1.2085 1.5445 0.2582 0.0000 0.0400 9999.999
INITIAL SYM. S.C. CURRENT(I''k)(RMS) PU 2.1371 -2.3788 2.1371 -2.3788 -3.1286 -0.6614 0.9915 3.0402
I''k (MAG/ANG) PU 3.1978 -48.06 3.1978 -48.06 3.1978 -168.06 3.1978 71.94

-----
AT BUS      2 [T1      230.00] AREA      1 *** FAULTED BUS IS:      1 [G1      18.000] ***      1 LEVELS AWAY ***
(PU) V+:-0.0587-j0.0219 VA:-0.0587-j0.0219 VB:-0.0483-j0.0398 VC:-0.0103+j0.0618
X----- FROM -----X AREA CKT I/Z RE(I+) IM(I+) RE(IA) IM(IA) RE(IB) IM(IB) RE(IC) IM(IC) RE(Z+) IM(Z+) APP X/R
1 [G1      18.000] 1 1 PU/PU 0.5487 1.4667 0.5487 1.4667 -0.9958 -1.2085 -1.5445 -0.2582 0.0000 0.0000 0.000
3 [L3      230.00] 1 1 PU/PU -0.5487 -1.4667 -0.5487 -1.4667 -0.9958 1.2085 1.5445 0.2582 0.0128 0.1128 8.808

-----
AT BUS      3 [L3      230.00] AREA      1 *** FAULTED BUS IS:      1 [G1      18.000] ***      2 LEVELS AWAY ***
(PU) V+:-0.1568-j0.0797 VA:-0.1568-j0.0797 VB:-0.1474-j0.0959 VC:-0.0094+j0.1756
X----- FROM -----X AREA CKT I/Z RE(I+) IM(I+) RE(IA) IM(IA) RE(IB) IM(IB) RE(IC) IM(IC) RE(Z+) IM(Z+) APP X/R
2 [T1      230.00] 1 1 PU/PU 0.5412 1.4508 0.5412 1.4508 0.9858 -1.1941 -1.5271 -0.2567 0.0000 -0.0400 9999.999

```

Figura C.18 – Exemplo de um ficheiro de texto produzido por uma falha de curto-circuito simétrico.

C.4 Análise da estabilidade

Para realizar esta análise, efetua-se uma análise do modelo dinâmico da rede, visto que neste modo consegue-se visualizar as principais grandezas esboçadas num gráfico através do comportamento transitório da rede elétrica, aplicando para isso falhas e defeitos comuns da rede elétrica.

Em primeiro lugar, precisa-se de converter os geradores e cargas para o respetivo modelo, no menu *Power Flows* pode-se encontrar um submenu designado por *Convert Loads and Generators* (Figura C.19), novamente precisa-se de ter calculado, como anteriormente, o trânsito de energia para servir como condições iniciais [47].

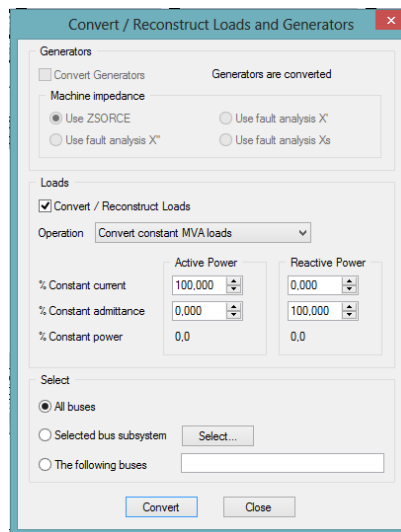


Figura C.19 – Conversão das cargas e respetivos geradores.

De seguida, necessita-se de mudar o ambiente em que se está a trabalhar, para isso na janela de diretórios, acede-se ao separador *Dynamics Tree View* e entra-se na pasta *Device Models* e depois *Machine* dando dois cliques num dos geradores e entra-se no modelo dinâmico (Figura C.20) [47].

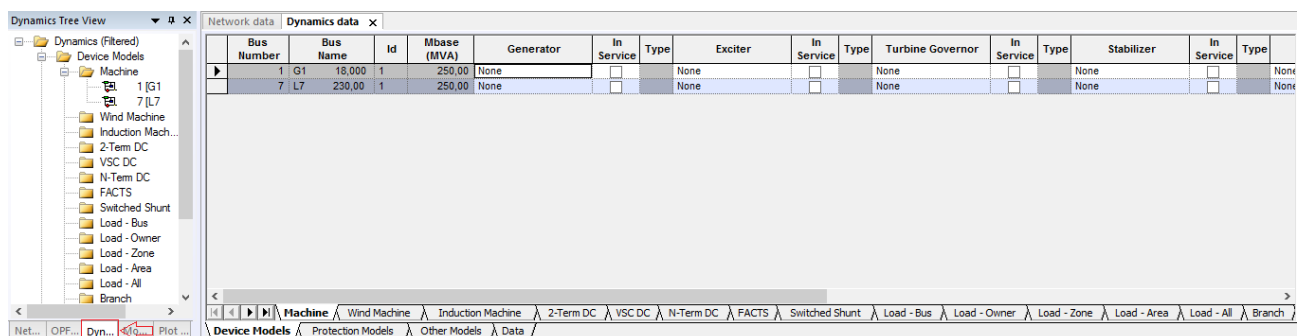


Figura C.20 – Passagem para o modelo dinâmico.

O próximo passo trata-se de caracterizar o máximo possível cada gerador e como se pode observar pela Figura C.20, existem vários campos que podem ser preenchidos (*Generator*, *Exciter*, *Turbine*, *Stabilizer*, entre outros). Quanto mais completo e mais aproximado à realidade se pretende maior é a quantidade de informação que se tem de introduzir no simulador. Nestes campos, existem modelos já preparados para colocar a informação, por exemplo no *Generator* pode-se

encontrar os seguintes indicados na Figura C.21. Portanto, é essencial conhecer bem qual o gerador que se está a operar e quais as suas principais características, sendo de realçar os seguintes modelos no PSS/E 33 [48]:

- GENSAL – Modelo para máquina hidráulica;
- GENSAE – Modelo para máquina de pólos salientes;
- GENROU, GENRAE e GENDCO – Modelo para máquinas térmicas;
- GENCLS – Modelo mais simples para representar a máquina pois liga-se apenas uma tensão fixa a uma impedância;

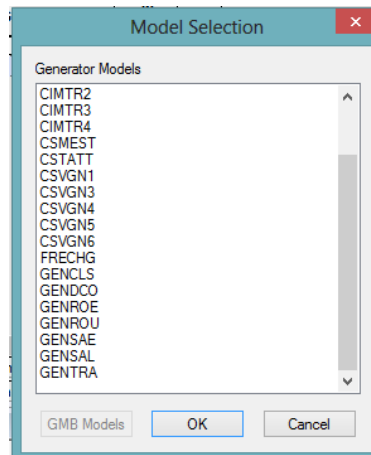


Figura C.21 – Modelos possíveis para o gerador.

De seguida, faz-se uma nova solução, mas neste caso diferente ao que se tem realizado, pois acede-se ao menu *Power Flows*, submenu *Solution* e escolhe-se a opção *Solution for Switching Studies*, tal como indicado na Figura C.22 [47].

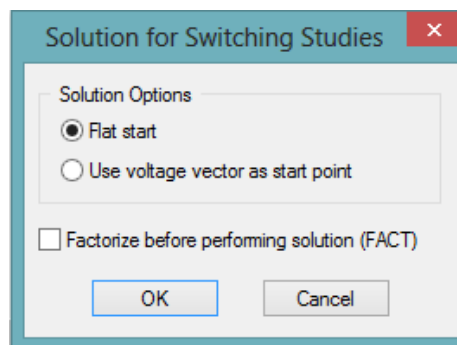


Figura C.22 – Janela para a realização de uma solução.

Como o objetivo final nesta análise é a representação gráfica com os resultados e valores obtidos, o próximo passo passa por escolher quais os canais que se pretende visualizar na saída, sendo isso possível no menu *Dynamics* e no submenu *Channel Setup Wizard* onde se pode encontrar a seguinte janela (Figura C.23) e consegue-se escolher quais os parâmetros pretendidos [47].

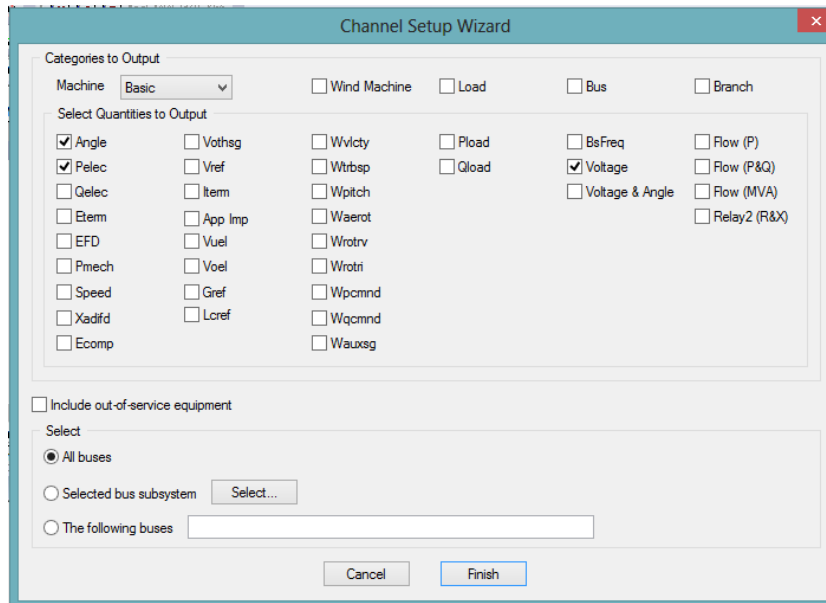


Figura C.23 – Escolha dos canais pretendidos na saída.

Precisa-se de criar agora um ficheiro de saída onde se vai guardar toda a informação acerca da análise da estabilidade mais concretamente os gráficos resultantes da simulação. No menu *Dynamics* e respetivo submenu *Simulation* pode-se encontrar a opção *Perform Simulation* encontrando na nova janela do simulador logo na primeira opção onde guardar o novo ficheiro (Figura C.24) [47].

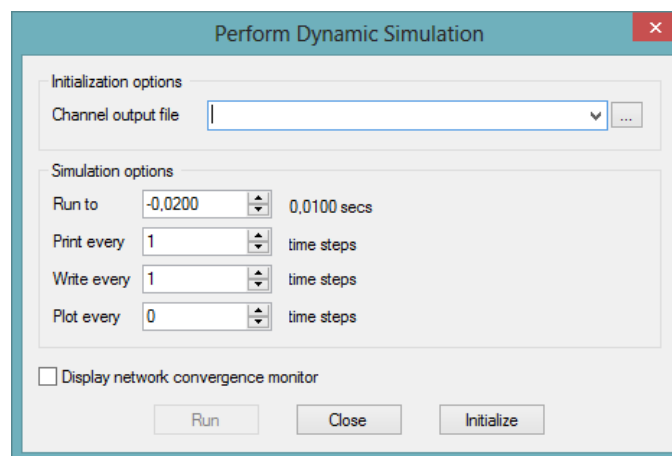


Figura C.24 – Criação do ficheiro de saída com a informação para os gráficos.

Neste momento está tudo preparado para começar a simulação, logo na mesma janela (Figura C.24) clicam-se na opção *Initialize* e muda-se o tempo de simulação para 0,1 s e clicamos *Run*. A partir de agora já se tem valores para as grandezas desejadas para realizar os gráficos, por esse motivo ainda na mesma janela, escolhe-se a opção *Close*. Sendo assim, vai-se proceder à criação dos gráficos no simulador, mas para tal tem-se de carregar o ficheiro que foi criado no passo anterior, no menu *File* a opção *Open* e escolher o ficheiro com a extensão .out. Automaticamente vai abrir um novo separador no simulador com apenas um gráfico na folha (Figura C.25) e se for desejado mais do que um gráfico pode-se aceder ao menu *Edit* e escolher a opção *Insert Plot*, tendo em atenção que no máximo pode-se ir até quatro gráficos por ficheiro de saída [47].

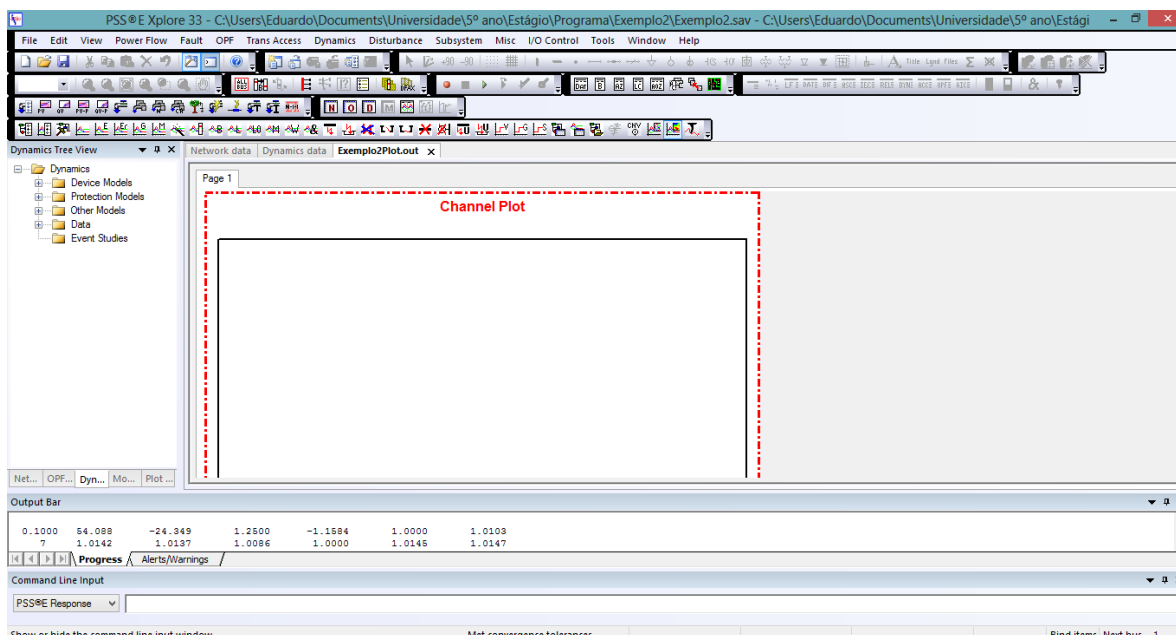


Figura C.25 – Carregamento do ficheiro de saída para obtenção dos gráficos.

Para introduzir os dados no gráfico o que se tem de realizar é muito simples, acede-se à janela de diretórios e muda-se para o separador *Plot Tree View* e na pasta *Channel Files* pode-se encontrar as variáveis que num dos passos anteriores foram escolhidas. De seguida, é só escolher quais as que se pretende representar em cada gráfico e arrastar para o respetivo, concluindo assim os gráficos desejados (Figura C.26) [47].

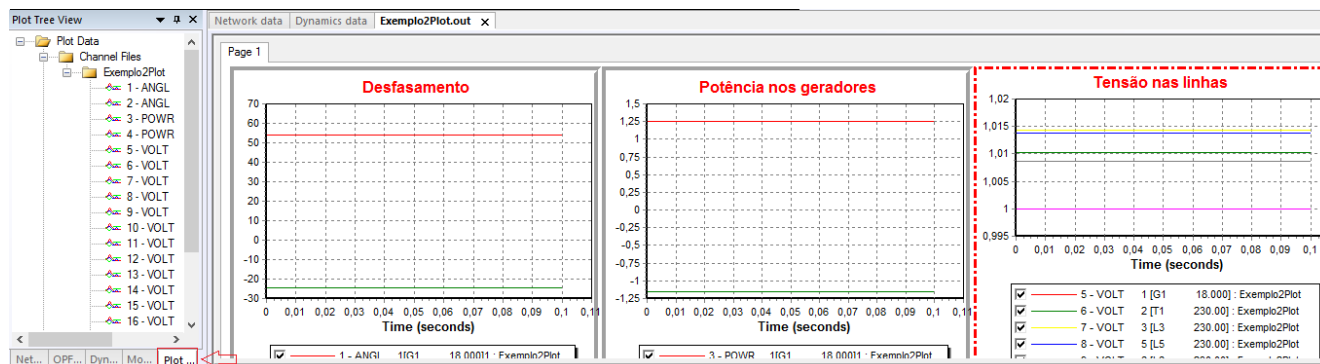


Figura C.26 – Exemplo de um gráfico obtido pela simulação.

Mas nesta respetiva análise pode-se ir mais além, ou seja, consegue-se criar perturbações na rede, tal como falhas na linha e barramentos, entre outros. Acedendo ao menu *Disturbance* encontra-se uma panóplia de opções que se pode realizar na rede. Após a escolha da falta realizada, tem-se de continuar a simulação e para isso faz-se novamente *Dynamics* e respetivo submenu *Simulation*, podendo-se encontrar a opção *Perform Simulation* para visualizar novamente a Figura C.24, e aumentar o tempo de simulação, por exemplo em 0,24 s clicando na opção *Run*. Deste modo, pode-se observar automaticamente que os gráficos vão ficar completos com a informação gerada neste momento. Para remover uma falha no mesmo menu onde foi criada a falha (*Disturbance*), escolhe-se a opção *Clear Fault* e apaga-se a falta cometida. Avançando no tempo da simulação, por exemplo em 1 s, como foi

realizado anteriormente, pode-se observar o comportamento das grandezas que foram alvo de estudo (Figura C.27) [47].

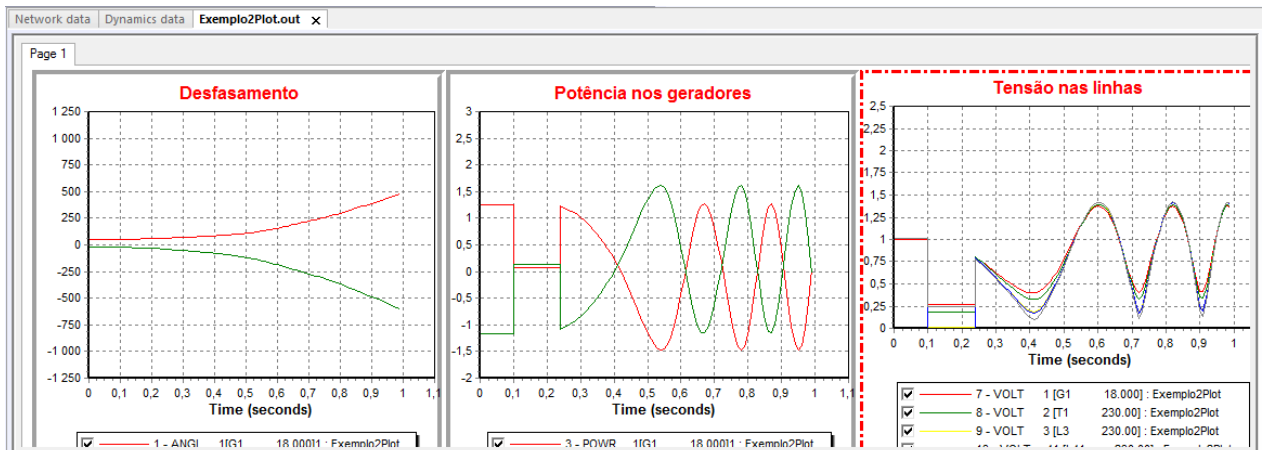


Figura C.27 – Comportamento das grandezas a tentar recuperar da falha no tempo de 1 segundo.

Como se pode observar pela Figura C.27, neste exemplo dado, com o defeito que foi originado a rede não tem capacidade de se manter em sincronismo, uma vez que o desfasamento entre os dois geradores chega a atingir os 500° logo, demonstra que a rede não está a funcionar corretamente.

Tabela D.1 – Comparação entre os resultados alcançados pelo sensor SCT 010 e o aparelho de medida.

Resistência (Ω)		218,4			
Circuito	Sensor			Analisador de potência	
	Tensão (V)	Corrente saída (A)	Corrente Pico (A)	Corrente RMS (A)	Corrente Pico (A)
Laboratório	0,01	4,57875E-05	0,137	0,1	0,141
Laboratório	0,02	9,15751E-05	0,275	0,22	0,311
Laboratório	0,04	0,00018315	0,549	0,41	0,579
Laboratório	0,06	0,000274725	0,824	0,6	0,849
Laboratório	0,075	0,000343407	1,030	0,78	1,103
Laboratório	0,1	0,000457875	1,374	0,97	1,372
Laboratório	0,11	0,000503663	1,511	1,16	1,640
Laboratório	0,15	0,000686813	2,060	1,54	2,178
Laboratório	0,2	0,000915751	2,747	1,92	2,715
Iluminação	0,6	0,002747253	8,242	3,3 - Ruído	8,300
Iluminação	1,36	0,006227106	18,681	12,8	19,100
Iluminação	1,68	0,007692308	23,077	16,1	24,400
Iluminação	1,92	0,008791209	26,374	18,6	26,600
Tomada	2,42	0,011080586	33,242	22,3	31,400
Tomada	2,52	0,011538462	34,615	23,1	32,800
Tomada	2,84	0,013003663	39,011	25	35,355

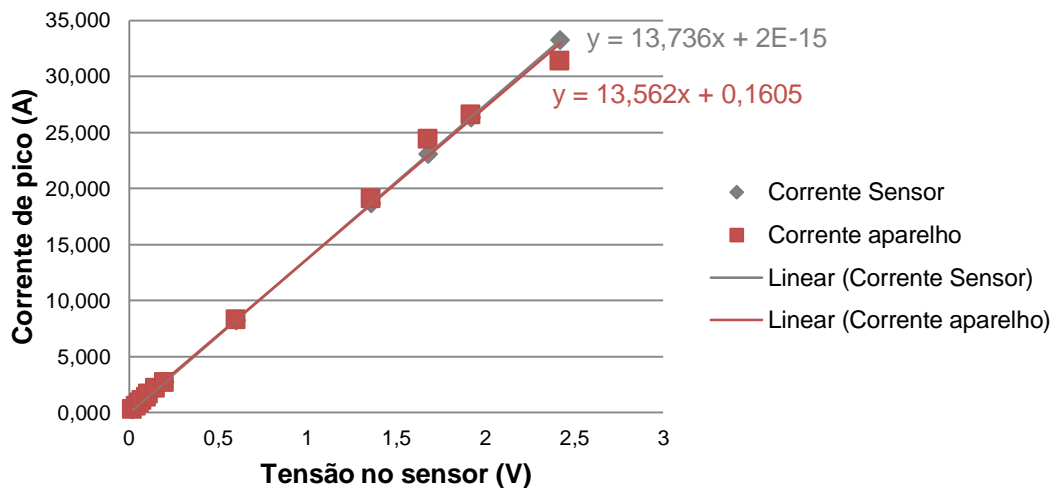


Figura D.3 – Equação da reta do sensor YHDC SCT 010.

Contudo, este sensor não havia em quantidade suficiente para suportar todo o trabalho, por isso houve a necessidade de escolher outro componente que foi o CS60-010.

Anexo E – Placas desenvolvidas para o cálculo do valor RMS da corrente

A Figura E.1 apresenta essas mesmas placas que foram desenvolvidas para o cálculo do valor RMS da forma de onda da corrente elétrica.

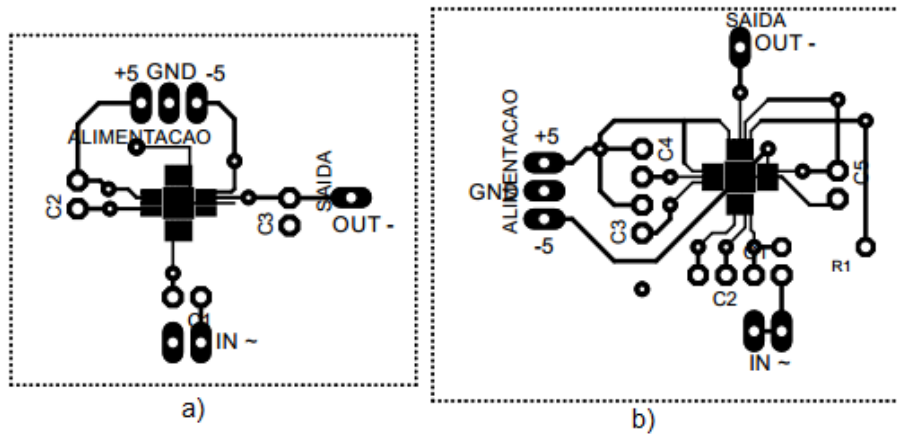


Figura E.1 – Placas de circuito impresso desenvolvidas para o AD8436 a) Circuito simples b) Circuito com ganho interno

Anexo F – Código para o RMS desenvolvido no MSP430

```
float Ia = 0;
float Ib = 0;
float Ic = 0;
float Auxa = 0;
float Auxb = 0;
float Auxc = 0;
int Namostras = 35;
float Suma = 0;
float Sumb = 0;
float Sumc = 0;
float RMSa = 0;
float RMSb = 0;
float RMSc = 0;
int n = 0;

RMSc = sqrt(Sumc/Namostras);
Serial.print("Ia:");
Serial.println(RMSa);
Serial.print("Ib:");
Serial.println(RMSb);
Serial.print("Ic:");
Serial.println(RMSc);
Auxa = 0;
Auxb = 0;
Auxc = 0;
Suma = 0;
Sumb = 0;
Sumc = 0;
}

void setup() {
  Serial.begin(9600);
  Serial.println("Bem vindo ao MSP430");
}

void loop() {

  for (n = 0; n <= Namostras; n++)
  {
    // Instante de leitura do ADC
    Ia = (3.5*analogRead(A3))/1023;
    Ib = (3.5*analogRead(A4))/1023;
    Ic = (3.5*analogRead(A5))/1023;
    Auxa = Ia*Ia;
    Suma += Auxa;
    Auxb = Ib*Ib;
    Sumb += Auxb;
    Auxc = Ic*Ic;
    Sumc += Auxc;
  }
  RMSa = sqrt(Suma/Namostras);
  RMSb = sqrt(Sumb/Namostras);
```

Anexo G – Manual de instalação dos *drivers* da Gboard

A instalação dos *drivers* necessários para o correto funcionamento da Gboard pode ser por vezes um processo moroso e complicado. Tudo isto porque a utilização dos *drivers* mais recentes não são compatíveis com esta placa. Apresenta-se de seguida todos os passos necessários para a correta instalação dos *drivers* FTDI, no sistema Windows:

1. Aceder ao painel de controlo do computador e menu “Hardware e Som” escolher a opção Gestor de Dispositivos (atenção que deve-se ter os direitos do administrador);
2. Na longa lista que é apresentada, vai surgir um novo dispositivo desconhecido onde a sua imagem é exposta com um ponto de exclamação agregado, com a designação “FT232R USB UART” (Figura G.1);

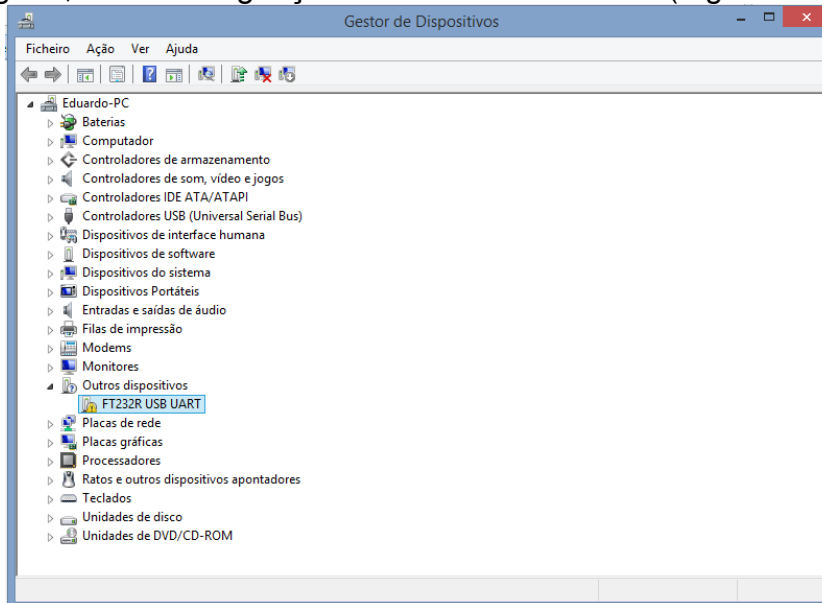


Figura G.1 – Gestor de dispositivo com a Gboard desconhecida.

3. Nesse dispositivo deve-se clicar com o botão direito e selecionar a opção “Atualizar controlador de Software” e na nova janela escolhe-se a opção de procurar *software* do controlador no computador (Figura G.2). Nesta opção, pode-se carregar novos controladores para o dispositivo ou fazer uso dos controladores instalados no computador, escolhendo neste caso a lista com todos os controladores de dispositivos instalados e compatíveis;

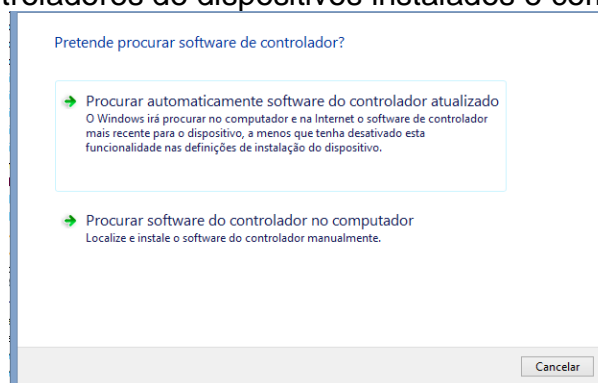


Figura G.2 – Janela de atualização do controlador de *software*.

4. Na lista extensa apresentada, em primeiro lugar escolhe-se o tipo de dispositivo como “Controladores USB” (Figura G.3), e clicando no botão “Seguinte” é apresentada uma nova janela para selecionar o fabricante e respetivo modelo do *hardware*. As opções a escolher devem ser FDTI e *USB Serial Converter* respetivamente (Figura G.4);

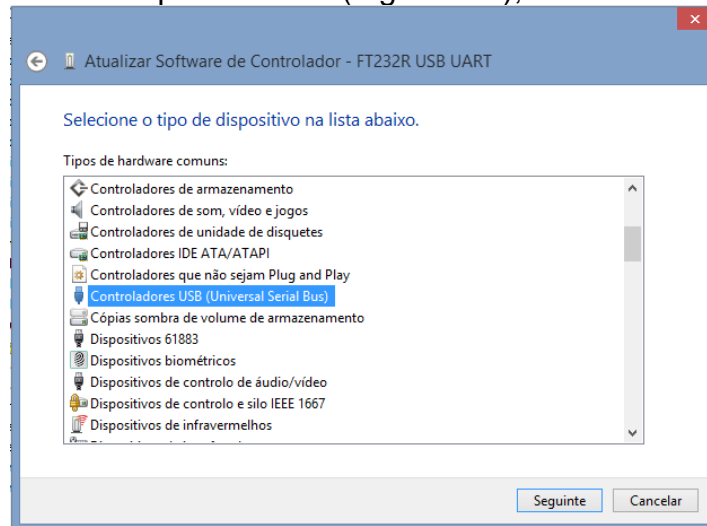


Figura G.3 – Lista com todos os tipos de dispositivos encontrados no computador.

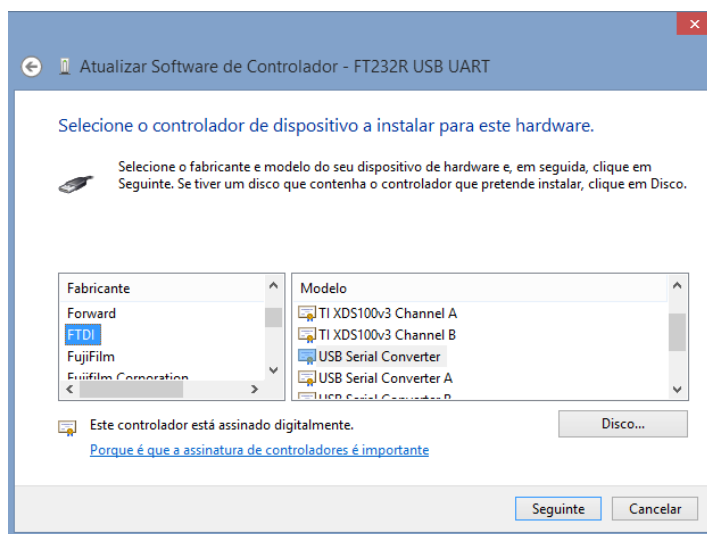


Figura G.4 – Escolha do fabricante e respetivo modelo.

5. Neste momento, a instalação do *driver* encontra-se a metade do processo e deve-se obter neste passo um novo dispositivo, ainda desconhecido, no gestor de dispositivos com a designação de “USB Serial Port” (Figura G.5);

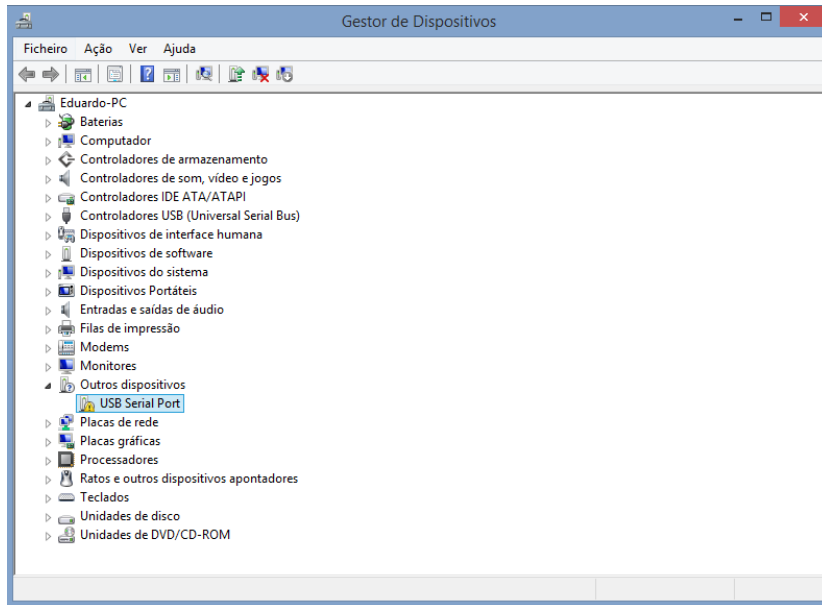


Figura G.5 – Gestor de dispositivos com USB ainda desconhecido.

6. Deve-se repetir novamente o passo 3, e de seguida escolher o tipo de dispositivo como “Portas (COM e LPT)” (Figura G.6), em que seleciona-se o fabricante FDTI e o modelo como “USB Serial Port” (Figura G.7);

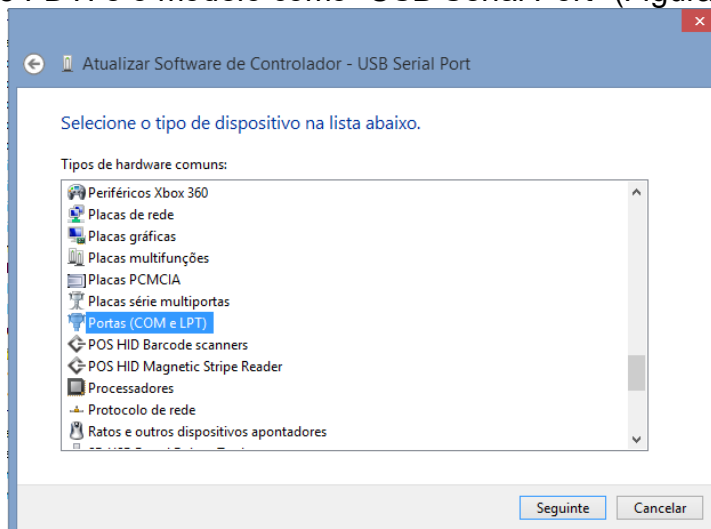


Figura G.6 – Lista com o tipo de dispositivo certo para a Gboard.

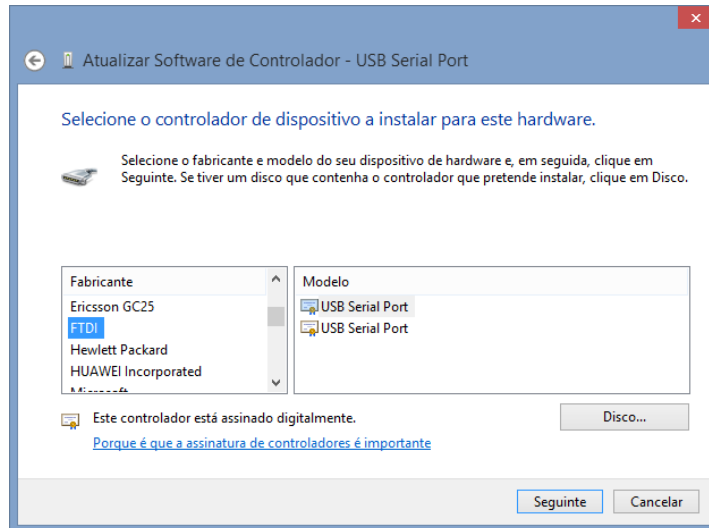


Figura G.7 – Fabricante e respetivo modelo para a Gboard.

7. Concluindo, o processo de instalação do *driver* para o microcontrolador Gboard, visualiza-se no gestor de dispositivos que foi atualizado com um novo dispositivo tal como na Figura G.8. Neste momento, com todos os drivers FDTI instalados adequadamente pode-se iniciar a programação do dispositivo.

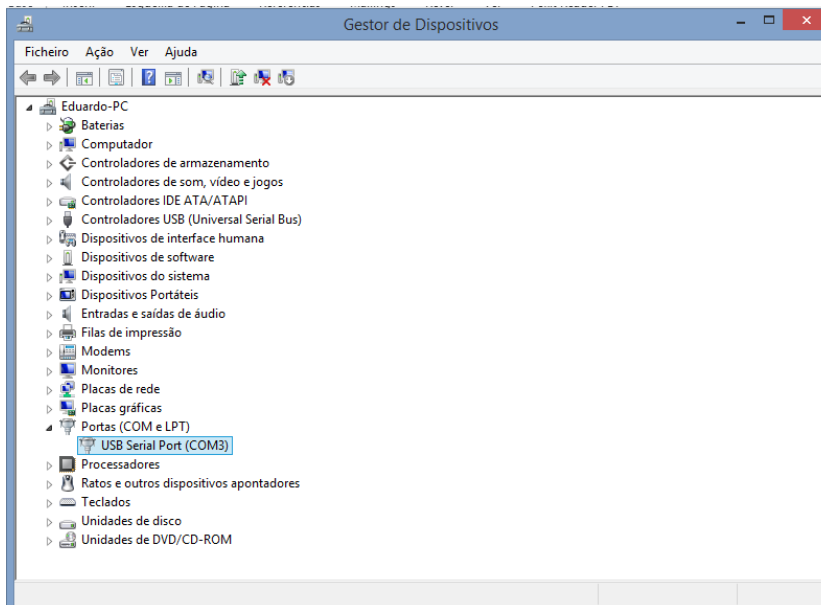


Figura G.8 – Janela do gestor de dispositivos final com o dispositivo instalado corretamente.

Anexo H – Código para Gboard da central de despacho

```
#include <SoftwareSerial.h> // Biblioteca
para portas GSM
```

```
SoftwareSerial mySerial(3,2); // Ligação
ao Módulo GSM
```

```
char sms;
char mensagem [100];
char overhead [6];
char ID [6];
char alarme [3];
int i = 0;
int j = 0;
int k = 0;
```

```
void setup() {
    pinMode(6, OUTPUT); // PIN de
saída para ligar Módulo GSM
    digitalWrite(6, HIGH); // Ligação do
Módulo
    delay(1200);
    digitalWrite(6, LOW);
    delay(5000); // Atraso importante
para aguardar que o módulo inicie
    Serial.begin(19200); // Inicialização da
comunicação série com PC
    Serial.println("\nServico de
configuracao!\n");
    mySerial.begin(19200); // Inicialização
da comunicação série com módulo GSM
    mySerial.println("\r"); // Reset ao
módulo
    delay(1000);
    mySerial.println("AT+CMGF=1\r");
    delay(1000);
    Serial.println("GSM inicializado");
    delay(1000);
    //Perguntas para configuração dos
sensores remotos DIE
    Serial.print("Deseja configurar algum
dispositivo remoto? (S/N):");
    char Bool[3];
```

```
readSerial(Bool);
Serial.println(Bool);
while (strcmp (Bool,"S") == 0)
{
    String Mensagem;
    Serial.print("Qual o ID do
dispositivo?:");
    char ID[10];
    readSerial(ID);
    Serial.println(ID);
    Serial.print("Qual o valor nominal da
corrente para o dispositivo?:");
    char Inominal[3];
    readSerial(Inominal);
    Serial.println(Inominal);
    Serial.print("Introduza o numero de
telemovel do respetivo RTU:");
    char Numero[10];
    readSerial(Numero);
    Serial.println(Numero);

    if (mySerial.available()){
// Se o módulo GSM estiver disponível
mySerial.print("AT+CMGS=\"+351"); //
Preparar o módulo para enviar SMS para o
numero +351
mySerial.print(Numero); //
Adicionar o número pedido anteriormente
mySerial.println("\r");
delay(500);
Mensagem+= "*EEM*";
Mensagem+= (ID);
Mensagem+= (Inominal);
Serial.println(Mensagem);
mySerial.print(Mensagem);
// Adicionar o corpo da mensagem
delay(500);
mySerial.println((char)26);
// Informar o módulo para enviar SMS
```

```

    }
    Serial.println("\nProcesso de
configuracao completo!\n");
    Mensagem = "";
    Serial.print("Deseja configurar mais
algum dispositivo? (S/N:");
    readSerial(Bool);
    Serial.println(Bool);
}
Serial.println("\nCentral de despacho
pronta a receber informacao!\n");

mySerial.print("AT+CNMI=2,2,0,0,0\r");
//Avisa que o conteúdo de novas SMS é para
receber na porta estabelecida com o
computador
}

void loop() {
    // Apartir deste momento, tudo o texto
recebido pela placa GSM é enviada para o
serial monitor
    if(mySerial.available() >0)
    {
        sms = mySerial.read(); //Recebe
caracter a caracter a informação da placa
através da porta série
        if (sms != '\r') //Se o caracter
recebido contiver algo então vai acrescentar
essa informação na mensagem
        {
            mensagem[i] = sms;
            i++;
        }
        if (sms == '\n') //Verifica se a SMS
enviada já chegou ao fim se sim le-se a
mensagem toda
        {
            mensagem[i] = '\0';
            i = 0;
            j = 0;
            k = 0;
            Serial.println(mensagem);

```

```

        while(j <= 4) //Parte-se a
mensagem em vários bocados: Overhead,ID e
indicação do alarme
        {
            overhead[j] = mensagem[j];
            j = j + 1;
        }
        if(strcmp (overhead,"*EEM*") == 0)
//Overhead precisa ser identico ao padrão
senão descarta logo a mensagem que foi
recebida
        {
            Serial.println(overhead);
            while(j <= 9 && k <= 4)
//Ler qual o ID do dispositivo que mandou a
SMS
            {
                ID[k] = mensagem[j];
                j = j + 1;
                k = k + 1;
            }
            Serial.println(ID);
            k = 0;
            while(j <= 12 && k <= 4) //Ler
qual o alarme enviado pelo dispositivo
            {
                alarme[k] = mensagem[j];
                j = j + 1;
                k = k + 1;
            }
            Serial.println(alarme);
        }
    }
}
//Leitura dos valores introduzidos no
Serial Monitor
int readSerial(char result[])
{
    int i = 0;
    while (1)
    {

```

```
while (Serial.available() > 0)
{
  char inChar = Serial.read();
  if (inChar == '\n')
  {
    result[i] = '\0';
    Serial.flush();
    return 0;
  }
  if (inChar != '\r')
  {
    result[i] = inChar;
    i++;
  }
}
}
```

Anexo I – Código para Gboard do DEI com o sistema A

```
#include <SoftwareSerial.h>
SoftwareSerial mySerial(3,2);

//Inicialização de valores
char *Numero;
String Mensagem;
char *ID;
int Inominal;
float I2a;
float I1a;
float sensora;
float I2b;
float I1b;
float sensorb;
float I2c;
float I1c;
float sensorc;
float R = 218.5;
int Imax = 120;
float Imax2 = 0.04;

void setup() {

    //Provisório até mandar por SMS da
    Central de Despacho
    Inominal = 4;
    ID = "MCH05";
    Numero = "*****";

    pinMode(6, OUTPUT); // PIN de
    saída para ligar Módulo GSM
    digitalWrite(6, HIGH); // Ligação do
    Módulo
    delay(1200);
    digitalWrite(6, LOW);
    delay(5000); // Atraso importante
    para aguardar que o módulo inicialize
    Serial.begin(19200); // Inicialização da
    comunicação série com PC

    mySerial.begin(19200); // Inicialização
    da comunicação série com módulo GSM
    mySerial.println("\r"); // Reset ao
    módulo
    delay(1000);
    mySerial.println("AT+CMGF=1\r");
    delay(1000);
    mySerial.print("AT+CNMI=2,2,0,0,0\r");
    //Avisa que o conteúdo de novas SMS é para
    receber na porta estabelecida com o
    computador
    Serial.println("GSM inicializado");
}

void loop()
{
    sensora =
    (3.3*analogRead(A5))/1023; // Leitura do valor
    da tensão nos três sensores de corrente
    sensorb =
    (3.3*analogRead(A6))/1023;
    sensorc =
    (3.3*analogRead(A7))/1023;
    Serial.println(sensora);
    I2a = sensora/R; // Calculo
    da corrente no secundário do sensor
    Serial.println(I2a);
    I1a = (I2a*Imax)/Imax2; //Calculo da
    corrente no ramal desejado
    Serial.println(I1a);
    Serial.println(sensorb);
    I2b = sensorb/R; // Calculo
    da corrente no secundário do sensor
    Serial.println(I2b);
    I1b = (I2b*Imax)/Imax2; //Calculo da
    corrente no ramal desejado
    Serial.println(I1b);
    Serial.println(sensorc);
    I2c = sensorc/R; // Calculo
    da corrente no secundário do sensor
    Serial.println(I2c);
}
```

```

    I1c = (I2c*Imax)/Imax2; //Calculo da
corrente no ramal desejado
    Serial.println(I1c);
    Serial.println("Medicao da corrente
completa!\n");
    Mensagem+= "EEM*";
    Mensagem+= (ID);
    Mensagem+= " ";
    //Caso Interrupção do circuito
    if (I1a<0.1*Inominal &&
I1b<0.1*Inominal && I1c<0.1*Inominal ||
I1a<0.1*Inominal && I1b<0.1*Inominal ||
I1b<0.1*Inominal && I1c<0.1*Inominal ||
I1a<0.1*Inominal && I1c<0.1*Inominal ||
I1a<0.1*Inominal || I1b<0.1*Inominal ||
I1c<0.1*Inominal)
        {Mensagem+= 7;
        }
    //Caso Curto-Circuito entre as três
fases
    else if (I1a>3*Inominal &&
I1b>3*Inominal && I1c>3*Inominal)
        {Mensagem+= 3;
        }
    //Caso Curto-Circuito entre duas
fases
    else if (I1a>3*Inominal &&
I1b>3*Inominal || I1b>3*Inominal &&
I1c>3*Inominal || I1a>3*Inominal &&
I1c>3*Inominal)
        {Mensagem+= 2;
        }
    //Caso Curto-Circuito entre duas
fases mas pela Terra
    else if (I1a>3*Inominal ||
I1b>3*Inominal || I1c>3*Inominal)
        {Mensagem+= 1;
        }
    //Caso aumente a carga na rede ou
seja uma subtensão
    else if (I1a>1.2*Inominal &&
I1b>1.2*Inominal && I1c>1.2*Inominal ||
I1a>1.2*Inominal && I1b>1.2*Inominal ||
I1b>1.2*Inominal && I1c>1.2*Inominal ||
I1a>1.2*Inominal && I1c>1.2*Inominal ||
I1a>1.2*Inominal || I1b>1.2*Inominal ||
I1c>1.2*Inominal)

```

```

        {Mensagem+= 6;
        }
    //Caso diminuía a carga na rede ou
seja uma sobretensão
    else if (I1a<0.8*Inominal &&
I1b<0.8*Inominal && I1c<0.8*Inominal ||
I1a<0.8*Inominal && I1b<0.8*Inominal ||
I1b<0.8*Inominal && I1c<0.8*Inominal ||
I1a<0.8*Inominal && I1c<0.8*Inominal ||
I1a<0.8*Inominal || I1b<0.8*Inominal ||
I1c<0.8*Inominal)
        {Mensagem+= 5;
        }
    else
        {Mensagem+= 0;
        }
    Serial.println(Mensagem);

    if (mySerial.available()){
    // Se o módulo GSM estiver disponível

    mySerial.print("AT+CMGS=\"+351"); //
Preparar o módulo para enviar SMS para o
número +351

        mySerial.print(Numero); //
Adicionar o número pedido anteriormente

        mySerial.println("\r");
        delay(500);
        mySerial.print(Mensagem);
    // Adicionar o corpo da mensagem
        delay(500);
        mySerial.println((char)26);
    // Informar o módulo para enviar SMS pois já
está concluída
    }
    Serial.println("\nProcesso de envio
do estado da corrente completo!\n");
    Mensagem = "";
    delay(60000);
    //Espera 1 minuto até voltar a verificar o valor
da corrente
    }

```

Anexo J – Código para Gboard do DEI com o sistema C

```

#include <SoftwareSerial.h>
SoftwareSerial mySerial(3,2);

//Inicialização de valores
char *Numero;
String Mensagem;
char *ID;

float I2a;
float I1a;
float sensora;
float I2b;
float I1b;
float sensorb;
float I2c;
float I1c;
float sensorc;
float I2af;
float I1af;
float sensoraf;
float I2bf;
float I1bf;
float sensorbf;
float I2cf;
float I1cf;
float sensorcf;
float Resultadoa;
float Resultadob;
float Resultadoc;

float R = 218.5;
int Imax = 120;
float Imax2 = 0.04;
int Limiteinf = -1;
int Limitesup = 1;

void setup() {
    //Provisório até mandar por SMS da
    Central de Despacho
    ID = "MCH05";
    Numero = "*****";
    pinMode(6, OUTPUT); // PIN de
    saída para ligar Módulo GSM
    digitalWrite(6, HIGH); // Ligação do
    Módulo
    delay(1200);
    digitalWrite(6, LOW);
    delay(5000); // Atraso importante
    para aguardar que o módulo inicie
    Serial.begin(19200); // Inicialização da
    comunicação série com PC
    mySerial.begin(19200); // Inicialização
    da comunicação série com módulo GSM
    mySerial.println("r"); // Reset ao
    módulo
    delay(1000);
    mySerial.println("AT+CMGF=1\r");
    delay(1000);
    mySerial.print("AT+CNMI=2,2,0,0,0\r");
    //Avisa que o conteúdo de novas SMS é para
    receber na porta estabelecida com o
    computador
    Serial.println("GSM inicializado");
}

void loop()
{
    sensora =
    (3.3*analogRead(A1))/1023; // Leitura do valor
    da tensão nos três sensores de corrente no
    início do troço
    sensorb =
    (3.3*analogRead(A2))/1023;
    sensorc =
    (3.3*analogRead(A3))/1023;
    sensoraf =
    (3.3*analogRead(A5))/1023; // Leitura do valor
}

```

da tensão nos três sensores de corrente no final do troço

```

    sensorbf =
(3.3*analogRead(A6))/1023;
    sensorcf =
(3.3*analogRead(A7))/1023;
    Serial.println("Valores dos sensores
no inicio do ramal:");
    Serial.println(sensora);
    I2a = sensora/R; // Calculo
da corrente no secundário do sensor
    Serial.println(I2a);
    I1a = (I2a*Imax)/Imax2; //Calculo da
corrente no ramal desejado
    Serial.println(I1a);
    Serial.println(sensorb);
    I2b = sensorb/R; // Calculo
da corrente no secundário do sensor
    Serial.println(I2b);
    I1b = (I2b*Imax)/Imax2; //Calculo da
corrente no ramal desejado
    Serial.println(I1b);
    Serial.println(sensorc);
    I2c = sensorc/R; // Calculo
da corrente no secundário do sensor
    Serial.println(I2c);
    I1c = (I2c*Imax)/Imax2; //Calculo da
corrente no ramal desejado
    Serial.println(I1c);
    Serial.println("Valores dos sensores
no final do ramal:");
    Serial.println(sensoraf);
    I2af = sensoraf/R;
    Serial.println(I2af);
    I1af = (I2af*Imax)/Imax2;
    Serial.println(I1af);
    Serial.println(sensorbf);
    I2bf = sensorbf/R;
    Serial.println(I2bf);
    I1bf = (I2bf*Imax)/Imax2;
    Serial.println(I1bf);
    Serial.println(sensorcf);

```

```

    I2cf = sensorcf/R;
    Serial.println(I2cf);
    I1cf = (I2cf*Imax)/Imax2;
    Serial.println(I1cf);
    Serial.println("Medicao da corrente
completa!\n");
    Resultadoa = I1af - I1a;
    Resultadob = I1bf - I1b;
    Resultadoc = I1cf - I1c;
    Mensagem+= "EEM*";
    Mensagem+= (ID);
    Mensagem+= " ";
    //Caso sem contingência no ramal
    if (Resultadoa>Limiteinf &&
Resultadoa<Limitesup &&
Resultadob>Limiteinf &&
Resultadob<Limitesup &&
Resultadoc>Limiteinf &&
Resultadoc<Limitesup)
        {Mensagem+= 0;
        }
    //Caso Curto-Circuito entre uma fase
e a Terra
    else if (Resultadoa>Limiteinf &&
Resultadoa<Limitesup &&
Resultadob>Limiteinf &&
Resultadob<Limitesup || Resultadoa>Limiteinf
&& Resultadoa<Limitesup &&
Resultadoc>Limiteinf &&
Resultadoc<Limitesup || Resultadob>Limiteinf
&& Resultadob<Limitesup &&
Resultadoc>Limiteinf &&
Resultadoc<Limitesup)
        {Mensagem+= 1;
        }
    //Caso Curto-Circuito entre duas
fases
    else if (Resultadoa>Limiteinf &&
Resultadoa<Limitesup || Resultadob>Limiteinf
&& Resultadob<Limitesup ||
Resultadoc>Limiteinf &&
Resultadoc<Limitesup)
        {Mensagem+= 2;
        }
    //Caso Curto-Circuito entre três
fases

```

```

else
{Mensagem+= 3;
}
Serial.println(Mensagem);

if (mySerial.available()){
// Se o módulo GSM estiver disponível

mySerial.print("AT+CMGS="+351"); //
Preparar o módulo para enviar SMS para o
número +351
mySerial.print(Numero); //
Adicionar o número pedido anteriormente
mySerial.println("\r");
delay(500);
mySerial.print(Mensagem);
// Adicionar o corpo da mensagem
delay(500);
mySerial.println((char)26);
// Informar o módulo para enviar SMS pois já
está concluída
}
Serial.println("\nProcesso de envio
do estado da corrente completo!\n");
Mensagem = "";
delay(60000);
//Espera 1 minuto até voltar a verificar o valor
da corrente
}

```

Anexo K – Sistema Scada IGSS

Os resultados da monitorização das correntes são centralizados e representados num sistema Scada. O sistema Scada IGSS da *Schneider Electric* que permite visualizar os sinais monitorizados e controlar todos os processos da rede com uma interação gráfica. Esta ferramenta apresenta uma licença gratuita que permite criar projetos com todas as suas funcionalidades, mas está limitado a um máximo de 50 objetos [49].

Para este trabalho em concreto, inicialmente criou-se o menu e respetivas áreas de trabalho. Na Figura K.1 pode-se visualizar o menu principal desenvolvido, com a rede alvo de estudo e emprega as suas características. Também encontram-se dois botões no menu que dão acesso às janelas de trabalho que são: “Sobre” (Figura K.2) e “Rede do Laboratório” (Figura K.3).



Figura K.1 – Menu principal criado no sistema Scada IGSS.

Na janela designada por “Sobre”, encontra-se o resumo da aplicação da utilização do sistema Scada (Figura K.2).

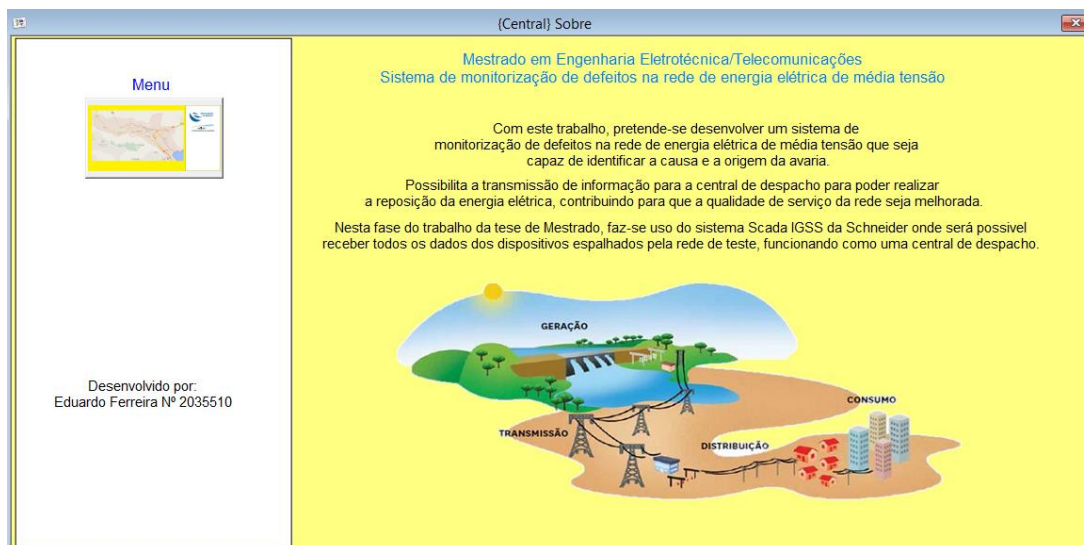


Figura K.2 – Área de trabalho onde se explica qual o objetivo da utilização do IGSS.

O botão designado de Rede Laboratório tem a informação proveniente dos sensores. Representa o esquema de como está montada a rede e que existe para cada troço de ligação dois sensores. Quando todos os componentes estão assinalados com a cor verde significa que a rede encontra-se a funcionar corretamente, caso contrário o dispositivo mostra a cor vermelha. É nesta área de trabalho que se configura a ativação dos alarmes dos sensores, para monitorizar defeitos para o utilizador, indicando um problema no troço. Na Figura K.3, há um botão designado por “Dados” que este abre uma janela com um gráfico onde se pode visualizar a evolução dos valores atuais, os que estão a ser recebidos pelos sensores.

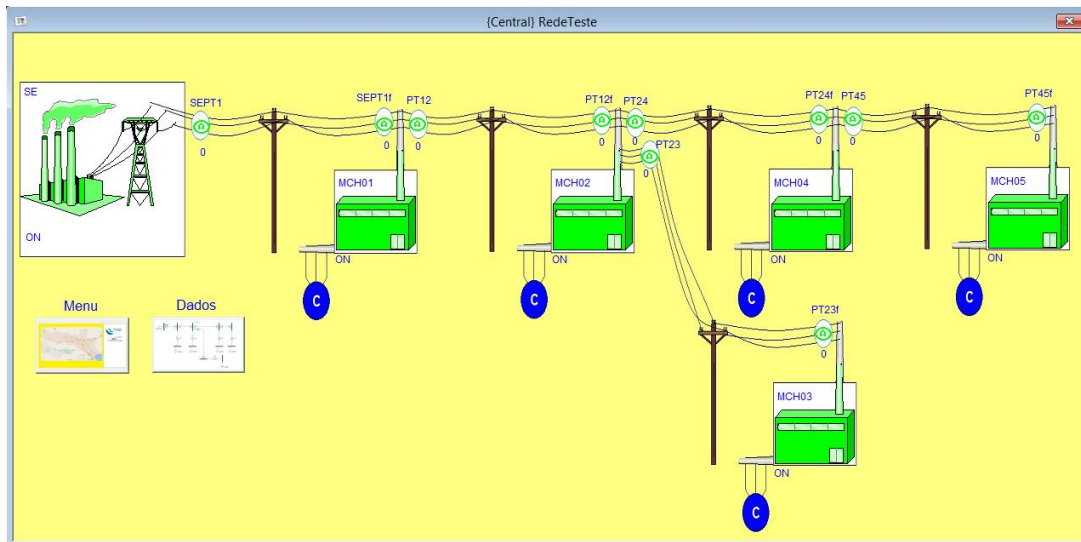


Figura K.3 – Área de trabalho onde se encontra a planta da rede.

No início o sistema abre a janela designada por *Supervise* (onde se encontra o menu principal e todas as áreas de trabalho) e alarme. A janela de alarme surge com o intuito de tratar todos os alarmes que integram o sistema de monitorização de defeitos. É gerado um alarme, sempre que os valores estão fora dos limites definidos como admissíveis. Existem várias formas de indicar ao operador estas situações de alarme pelo IGSS [50]:

1. O contador de alarme é incrementado automaticamente de uma unidade para cada ocorrência de situação de alarme;
2. No *Supervise*, no símbolo do material elétrico com defeito, verifica-se uma mudança de cor e começa a piscar;
3. A natureza do alarme é explicada através de uma mensagem de texto;
4. Na janela “Alarme” é gravada toda a informação em duas listas: alarmes ativos e registo de alarmes (Figura K.4). Dado que é considerado muito útil para avaliar, arquivar, elaborar relatórios e processar posteriormente, se necessário;

Pela Figura K.4, encontra-se duas divisões na janela, uma para mostrar os alarmes e outra para os eventos. Na parte superior, apresenta-se os alarmes ativos e registo de alarmes, estas duas listas contêm informações distintas. Os alarmes ativos são todos os alarmes que estão pendentes e são desativados quando a situação do alarme tenha terminado ou quando é dada a ação de reconhecimento. O registo de alarmes contêm todos os alarmes onde, se inclui os alarmes que foram

reconhecidas e também as que estão tratadas. Os alarmes não são excluídos da lista funcionando como um arquivo dos alarmes da rede. Na parte inferior tem-se a parte dos eventos. Os eventos são definidos pelo utilizador com o intuito de obter uma visão geral do sistema [50].

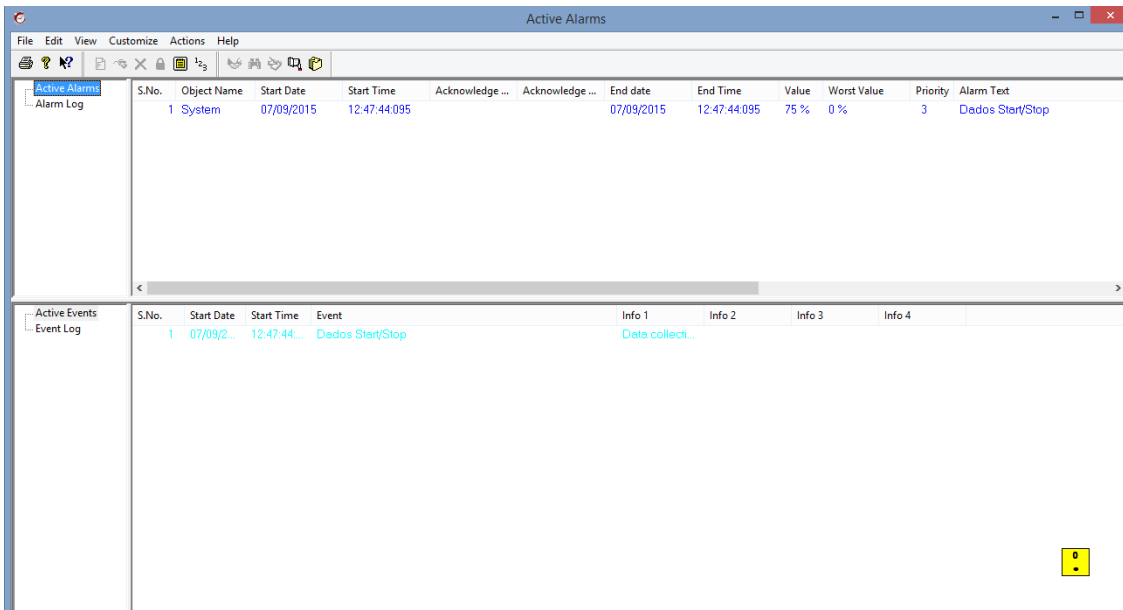


Figura K.4 – Janela de alarmes e eventos do sistema Scada IGSS.

O módulo *dashboard* regista o comportamento dos sensores ao longo do dia, visível na Figura K.5.

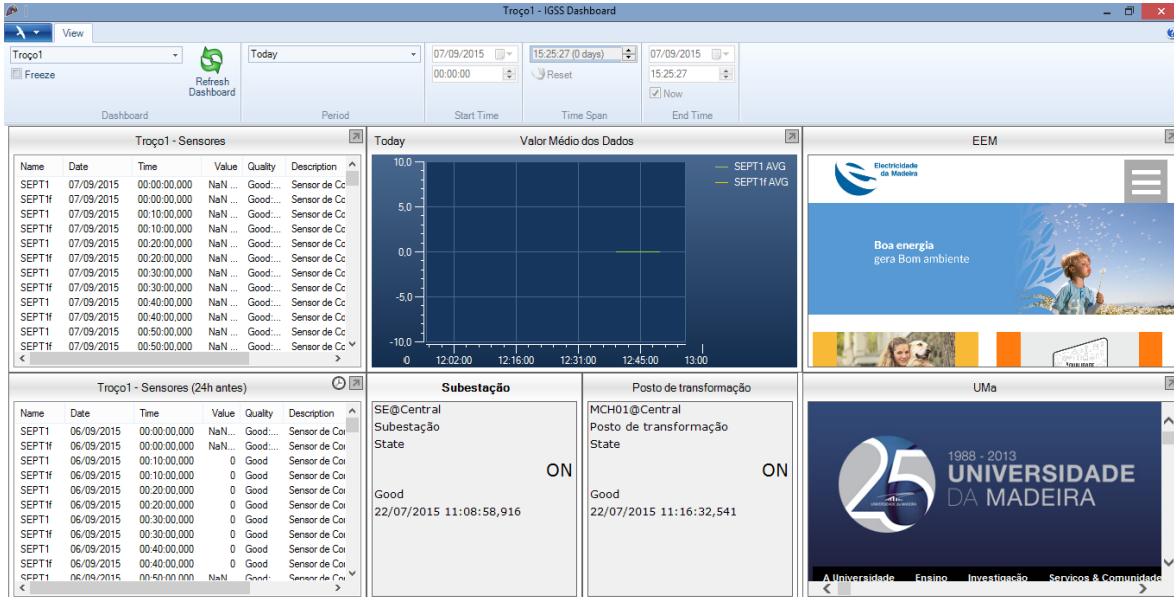


Figura K.5 – Painel de informação desenvolvido para cada troço da rede.

Na Figura K.5, visualiza-se a constituição do painel de informação criado para este trabalho, encontrando-se dividido em três colunas. Na primeira coluna contém os valores enviados pelos sensores da rede no respetivo troço. Na primeira tabela estão os valores do dia atual e na segunda tabela os valores do dia anterior. Na coluna do meio apresenta-se um gráfico com o valor médio que os sensores estão a enviar para a central. Os dois lembretes apresentam o estado do componente à

entrada do troço e no final do troço, normalmente são postos de transformação e indicam se este encontra-se ou não em funcionamento. A última coluna mostra informação acerca da instituição.

Anexo L – Material necessário para a implementação do protótipo laboratorial

Neste anexo, pode-se encontrar todos os componentes que foram necessários para a realização da rede e do sistema de monitorização de defeitos (Tabela L.1).

Tabela L.1 – Listagem do equipamento para a rede e sistema de monitorização.

Componente	Quantidade	Preço Unitário	Quantidade	Total
24V:230V				
Auto-transformador Trifásico	1	-	0	-
Transformador Monofásico 230:24 400VA	3	85,00 €	1	85 €
Transformador Monofásico 230:24 24VA	15	13,70 €	12	164 €
Disjuntor Trifásico	5	30 €	5	150 €
Fusíveis	15	-	0	-
Microcontrolador MSP430	17	-	0	-
Microcontrolador Gboard	3	35 €	0	-
Sensor CS60-010L	30	4,30 €	30	129 €
Bobine 1mH 25A	3	-	0	-
Contactores	12	15 €	6	90 €
Autómetros	1	0	0	-
Total				618 €
Total c/ IVA				761 €

Anexo M – Código para o MSP430 da rede no laboratório

```
double Ia = 0;
double Ib = 0;
double Ic = 0;
double Iaf = 0;
double Ibf = 0;
double Icf = 0;
int Namostras = 35;
double Suma = 0;
double Sumb = 0;
double Sumc = 0;
double Sumaf = 0;
double Sumbf = 0;
double Sumcf = 0;
double RMSa = 0;
double RMSb = 0;
double RMSc = 0;
double RMSaf = 0;
double RMSbf = 0;
double RMScf = 0;
float Resultadoa = 0;
float Resultadob = 0;
float Resultadoc = 0;
float Limiteinf = 0.1;
float Limitesup = -0.1;
int n = 0;

void setup() {
  Serial.begin(9600);
  pinMode(P2_1, OUTPUT);
  pinMode(P1_6, OUTPUT);
}

void loop() {
  for (n = 0; n <= Namostras; n++)
  {
    // Instante de leitura do ADC
    Ia = (3.57*analogRead(A0))/1023;
    Ib = (3.57*analogRead(A7))/1023;
    Ic = (3.57*analogRead(A2))/1023;
    Iaf = (3.57*analogRead(A3))/1023;
    Ibf = (3.57*analogRead(A4))/1023;
    Icf = (3.57*analogRead(A5))/1023;
    Suma += Ia*Ia;
    Sumb += Ib*Ib;
    Sumc += Ic*Ic;
    Sumaf += Iaf*Iaf;
    Sumbf += Ibf*Ibf;
    Sumcf += Icf*Icf;
  }
  RMSa = sqrt(Suma/Namostras);
  RMSb = sqrt(Sumb/Namostras);
  RMSc = sqrt(Sumc/Namostras);
  RMSaf = sqrt(Sumaf/Namostras);
  RMSbf = sqrt(Sumbf/Namostras);
  RMScf = sqrt(Sumcf/Namostras);
  Resultadoa = RMSaf - RMSa;
  Resultadob = RMSbf - RMSb;
  Resultadoc = RMScf - RMSc;
  if (Resultadoa >= Limiteinf &&
  Resultadoa <= Limitesup && Resultadob >=
  Limiteinf && Resultadob <= Limitesup &&
  Resultadoc >= Limiteinf && Resultadoc <=
  Limitesup)
  {
    digitalWrite(P2_1, LOW);
    Serial.println("Nao ha defeito");
    digitalWrite(P1_6, HIGH);
  }
  else
  {
    digitalWrite(P2_1, HIGH);
    Serial.println("Ha defeito");
    digitalWrite(P1_6, LOW);
  }
}
```

```
Suma = 0;  
Sumb = 0;  
Sumc = 0;  
Sumaf = 0;  
Sumbf = 0;  
Sumcf = 0;  
}
```

Anexo N – Código para a Gboard da rede no laboratório

```
#include <SoftwareSerial.h>
SoftwareSerial mySerial(3,2);

//Inicialização de valores
char *Numero;
String Mensagem;
char *ID;
int Alarme;
int contador;

float SEPT1;
float PT12;
float PT23
float PT24;
float PT45;

void setup() {

    //Provisório até mandar por SMS da
    Central de Despacho
    Alarme = 3;
    Numero = "*****"; // Central de
    despacho
    contador = 0;

    pinMode(6, OUTPUT); // PIN de
    saída para ligar Módulo GSM
    digitalWrite(6, HIGH); // Ligação do
    Módulo
    delay(1200);
    digitalWrite(6, LOW);
    delay(5000); // Atraso importante
    para aguardar que o módulo inicialize

    Serial.begin(19200); // Inicialização da
    comunicação série com PC
    mySerial.begin(19200); // Inicialização
    da comunicação série com módulo GSM
    mySerial.println("\r"); // Reset ao
    módulo

    delay(1000);
    mySerial.println("AT+CMGF=1\r");
    delay(1000);
    mySerial.print("AT+CNMI=2,2,0,0,0\r");
    //Avisa que o conteúdo de novas SMS é para
    receber na porta estabelecida com o
    computador
    Serial.println("GSM inicializado");
}

void loop()
{
    SEPT1 =
    (3.3*analogRead(A1))/1023; // Leitura do valor
    da tensão no microcontrolador de cada troço
    PT12 = (3.3*analogRead(A2))/1023;
    PT23 = (3.3*analogRead(A3))/1023;
    PT24 = (3.3*analogRead(A4))/1023;
    PT45 = (3.3*analogRead(A5))/1023;
    Serial.println(SEPT1);
    Serial.println(PT12);
    Serial.println(PT23);
    Serial.println(PT24);
    Serial.println(PT45);
    Serial.println("Medicao do defeito
    completa!\n");
    Mensagem+= "*EEM*";
    //Caso no primeiro troço
    if (SEPT1>Alarme)
    {
        ID = "SEPT1";
        Mensagem+= (ID);
        Mensagem+= " ";
        Mensagem+= 1;
    }
    //Caso no segundo troço
    else if (PT12>Alarme)
    {
```

```

ID = "PT12";
Mensagem+= (ID);
Mensagem+= " ";
Mensagem+= 1;
}
//Caso no terceiro troço
else if (PT23>Alarme)
{
ID = "PT23";
Mensagem+= (ID);
Mensagem+= " ";
Mensagem+= 1;
}
//Caso no quarto troço
else if (PT24>Alarme)
{
ID = "PT24";
Mensagem+= (ID);
Mensagem+= " ";
Mensagem+= 1;
}
//Caso no quinto troço
else if (PT45>Alarme)
{
ID = "PT45";
Mensagem+= (ID);
Mensagem+= " ";
Mensagem+= 1;
}
else
{
ID = "MCH00";
Mensagem+= (ID);
Mensagem+= " ";
Mensagem+= 0;
}
Serial.println(Mensagem);

```

```

if (mySerial.available()){
// Se o módulo GSM estiver disponível

mySerial.print("AT+CMGS="+351"); //
Preparar o módulo para enviar SMS para o
número +351

mySerial.print(Numero); //
Adicionar o número pedido anteriormente
mySerial.println("\r");
delay(500);
mySerial.print(Mensagem);
// Adicionar o corpo da mensagem
delay(500);
mySerial.println((char)26);
// Informar o módulo para enviar SMS pois já
está concluída
}

Serial.println("\nProcesso de envio
do troco da rede com defeito concluído!\n");

Mensagem = "";
delay(10000);
//Espera 10 segundos até voltar a verificar a
ocorrência de um defeito
}

```

