

**IPS** Instituto  
Politécnico de Setúbal  
Escola Superior de  
Tecnologia de Setúbal

**João Alberto Lopes  
Marques**

**COORDENAÇÃO E OTIMIZAÇÃO  
DE PROTEÇÕES NUMA  
COGERAÇÃO.**

Dissertação apresentada para cumprimento dos requisitos necessários à obtenção do grau de Mestre em Engenharia Eletrotécnica e Computadores realizada sob orientação científica do Prof Mestre Carlos Manuel Fortunato

Março 2015

## **Dedicatória**

Dedico esta tese especialmente à minha filha, Patrícia Marques, pela compreensão que ela manifestou e pelo tempo que a ela não pude disponibilizar para a ajudar no seu caminho pré-universitário.

Também não gostaria de esquecer toda a força que me foi dada por uma pessoa que muito prezo e a quem devo a minha vida e que sempre me incentivou a este trabalho, a minha mãe.

## **Agradecimento**

Agradeço ao Professor Carlos Fortunato por todo o apoio e disponibilidade manifestados, durante o período de realização deste trabalho.

Quero também agradecer a toda a minha família pelo tempo que não lhes pude dispor e que mesmo assim sempre me deram um grande apoio.

## Resumo

A cogeração foi promovida na Comunidade Europeia (CE), com base na procura útil de calor e devido aos seus potenciais benefícios em termos de poupança de energia primária, assim como ao aumento no rendimento da produção conjunta de calor e eletricidade.

Assim, terá aplicação em indústrias e consumidores locais que absorvam a totalidade do calor produzido, sendo por isso unidades de produção descentralizadas e que regra geral irão ficar ligadas à rede pública de distribuição ou transporte.

Com a ligação à rede pública torna-se necessário um sistema de proteções e contagem que cumpra com a regulamentação em vigor.

Assim este trabalho assenta no estudo da possibilidade da cogeração trabalhar em ilha em consequência da coordenação e otimização das proteções elétricas.

Palavras-chave: Cogeração, curto-circuito, proteções

## **Abstract**

Cogeneration was promoted in the European Community (CE), based on a useful heat demand and because of its potential benefits in terms of primary energy savings, and an increase in income of joint production of heat and electricity.

This will have application in local industries and consumers that absorb all the heat produced, so it is decentralized production units and generally will be connected to the public distribution or transportation.

With the public network connection it is necessary to a system of protections and counts that complies with the regulations.

So this work is based on the study of coordination and optimization of electrical protections of a cogeneration to the interconnection network.

**Key Words:** cogeneration, short-circuits, protection

# Índice

Dedicatória.....	ii
Agradecimento .....	iii
Resumo .....	iv
Abstract.....	v
Índice .....	vi
Lista de figuras.....	x
Lista de tabelas .....	xii
Abreviaturas e símbolos .....	xiv
Acrónimos.....	xv
Capítulo 1- Introdução .....	1
1.1 Objetivo .....	1
1.2 Necessidade de cogeração .....	1
1.3 Ligação à rede .....	1
Capítulo 2 – Cogeração .....	3
2.1 Aspetos Legais da Cogeração.....	3
2.2 Descrição de Cogeração .....	5
2.2.1 Definição de cogeração .....	5
2.2.2 Benefícios da cogeração.....	5
2.2.3 Aplicações .....	6
2.2.4 Caso em estudo.....	7
Capítulo 3 - Regimes de neutro e curto-circuitos.....	9
3.1 Regimes de Neutro.....	9
3.1.1 Neutro Isolado .....	9
3.1.2 Neutro Ligado à terra através de resistência .....	9
3.1.3 Neutro ligado diretamente à terra.....	10
3.2 Curto-circuitos.....	11
3.2.1 Definição .....	11
3.2.2 Cálculo das correntes de curto-circuito .....	11
3.2.2.1 Curto-circuitos trifásicos simétricos .....	12
3.2.2.2 Curto-circuitos assimétricos .....	17
3.2.2.3 Curto-circuito Fase-Terra .....	19
3.2.2.4 Curto-circuito Fase-Fase .....	20
3.2.2.5 Curto-circuito Fase-Fase-Terra.....	22
Capítulo 4 – Proteções.....	25

4.1	Introdução.....	25
4.2	Caraterísticas das proteções .....	25
4.2.1	Zonas de Proteção .....	25
4.2.2	Fiabilidade.....	25
4.2.3	Seletividade .....	26
4.2.4	Sensibilidade .....	26
4.2.5	Rapidez.....	26
4.2.6	Constituição Básica de um Sistema de Proteção.....	26
4.2.7	Tipos de Relés de Proteção .....	27
4.3	Tipos de Proteção .....	28
4.3.1	Proteção Diferencial.....	28
4.3.2	Proteção de Distância.....	29
4.3.3	Proteção de Máximo de Intensidade .....	29
4.3.3.1	Proteções de Tempo Constante ou Definido .....	30
4.3.3.2	Proteção Instantânea .....	30
4.3.3.3	Proteção de Tempo Inverso ou Dependente .....	30
	Capítulo 5 – Seleção e parametrização das proteções .....	33
5.1	Introdução.....	33
5.2	Proteções e troços a proteger .....	33
5.2.1	Interligação da subestação de saída da fábrica à subestação da rede.....	33
5.2.1.1	Dados da Instalação.....	34
5.2.1.2	Dimensionamento das funções de proteção.....	34
5.2.1.2.1	Proteção Diferencial do Cabo .....	34
5.2.1.2.2	Proteção Distância .....	35
5.2.1.2.3	Proteção de Máximo de Intensidade Homopolar .....	36
5.2.1.2.4	Proteção de Máximo de Intensidade .....	37
5.2.1.2.5	Proteção de Máximo e de Mínimo de Tensão.....	38
5.2.1.2.6	Proteção de Máximo e de Mínimo de Frequência .....	38
5.2.2	Interligação da subestação da cogeração à subestação de saída da fábrica ....	38
5.2.2.1	Dados da Instalação.....	38
5.2.2.2	Dimensionamento das funções de proteção.....	39
5.2.2.2.1	Proteção Diferencial do Cabo .....	39
5.2.2.2.2	Proteção de Máximo de Intensidade Homopolar .....	40
5.2.2.2.3	Proteção de Máximo de Intensidade .....	41
5.2.3	Interbarras da subestação de saída .....	42
5.2.3.1	Dados da Instalação.....	42

5.2.3.2	Dimensionamento das funções de proteção.....	42
5.2.3.2.1	Proteção de Máximo de Intensidade .....	42
5.2.4	Transformadores 63/11 kV .....	43
5.2.4.1	Dados da Instalação.....	43
5.2.4.2	Dimensionamento das funções de proteção.....	44
5.2.4.2.1	Proteção Diferencial do Transformador .....	44
5.2.4.2.2	Proteção Diferencial do Transformador + Proteção Diferencial de Barras + Diferencial de Gerador.....	45
5.2.4.2.3	Proteção de Máximo de Intensidade, Andar 60 kV .....	46
5.2.4.2.4	Proteção de Máximo de Intensidade Homopolar, Andar 60 kV .....	47
5.2.5	Transformador 11/6,3 kV .....	47
5.2.5.1	Dados da Instalação.....	48
5.2.5.2	Dimensionamento das funções de proteção.....	48
5.2.5.2.1	Proteção Diferencial do Transformador .....	48
5.2.5.2.2	Máximo de Intensidade.....	49
5.2.5.2.3	Máximo de Intensidade Homopolar.....	50
5.2.6	Chegadas 6 kV .....	51
5.2.6.1	Dados da Instalação.....	51
5.2.6.2	Dimensionamento das funções de proteção.....	51
5.2.6.2.1	Máximo de Intensidade.....	51
5.2.6.2.2	Máximo de Intensidade Homopolar.....	52
5.2.6.2.3	Máximo e Mínimo de Tensão.....	53
5.2.7	Transformador Serviços Auxiliares .....	53
5.2.7.1	Dados da Instalação.....	54
5.2.7.2	Dimensionamento das funções de proteção.....	54
5.2.7.2.1	Máximo de Intensidade.....	54
5.2.7.2.2	Máximo de Intensidade Homopolar.....	55
5.2.8	Ventiladores de Ar fresco.....	55
5.2.8.1	Dados da Instalação.....	56
5.2.8.2	Dimensionamento das funções de proteção.....	57
5.2.8.2.1	Máximo de Intensidade.....	57
5.2.8.2.2	Máximo de Intensidade Homopolar.....	57
5.2.8.2.3	Proteção de Sequencia Inversa .....	58
5.2.8.2.4	Proteção de Sobrecargas .....	58
5.2.8.2.5	Supervisão de arranque do motor.....	58
5.2.8.2.6	Máximo e Mínimo de tensão de fases .....	59
5.2.9	Crancking Motor .....	59



5.2.9.1	Dados da Instalação.....	60
5.2.9.2	Dimensionamento das funções de proteção.....	61
5.2.9.2.1	Máximo de Intensidade.....	61
5.2.9.2.2	Máximo de Intensidade Homopolar.....	61
5.2.9.2.3	Proteção de Sequencia Inversa .....	62
5.2.9.2.4	Proteção de Sobrecargas .....	62
5.2.9.2.5	Supervisão de arranque do motor.....	62
5.2.9.2.6	Máximo e Mínimo de tensão de fases .....	63
5.2.10	Transformadores 6/0.4 kV (lado 6kV) .....	63
5.2.10.1	Dados da Instalação.....	64
5.2.10.2	Dimensionamento das funções de proteção.....	64
5.2.10.2.1	Máximo de Intensidade .....	64
5.2.10.2.2	Máximo de Intensidade Homopolar.....	65
5.3	Tabelas resumo com parametrizações .....	66
5.4	Conclusões .....	68
Capítulo 6 – Resultados e conclusões.....		69
Capítulo 7 – Referências Bibliográficas.....		79
ANEXO I – esquema unifilar .....		1
ANEXO II – Curto-circuitos trifásicos nos barramentos .....		3
ANEXO III – Curto-circuitos fase terra nos barramentos com visualização das tensões e correntes nas fases.....		12
ANEXO IV – Curto-circuitos fase terra nos barramentos com visualização das componentes simétricas da tensão e corrente.....		21

## Lista de figuras

Fig. 2.1 Comparação Cogeração - Produção separada de energia

Fig. 2.2 Esquema tipo cogeração a gaz com aproveitamento de vapor

Fig. 3.1 Neutro Isolado

Fig. 3.2 Neutro à terra através de resistência

Fig. 3.3 Neutro solidamente à Terra

Fig. 3.4 Curto-circuito trifásico simétrico no barramento

Fig. 3.5 Esquema monofásico equivalente ao barramento

Fig. 3.6 Aplicação do teorema da sobreposição

Fig. 3.7 Esquema equivalente de Thevenin

Fig. 3.8 Rede com três barramentos

Fig. 3.9 Representação monofásica da rede

Fig. 3.10 Conversão estrela triângulo

Fig. 3.11 Esquema reduzido

Fig. 3.12 Componentes simétricas de um sistema trifásico assimétrico

Fig. 3.13 Curto-circuito Fase-terra na fase **a**

Fig. 3.14 Esquema de ligações das componentes simétricas para curto-circuito fase terra

Fig. 3.15 Curto-circuito fase-fase

Fig. 3.16 Esquema de ligações das componentes simétricas no curto-circuito fase-fase

Fig. 3.17 Curto-circuito fase-fase-terra

Fig. 3.18 Esquema de ligações das componentes simétricas para curto-circuito fase-fase-terra

Fig. 4.1 Esquema de uma proteção

Fig. 4.2 Esquema de Proteção Diferencial do Transformador

Fig. 4.3 Curvas de atuação dos relés

Fig. 6.1 Esquema equivalente utilizado para cálculos das correntes de curto- circuitos

Fig. 6.2 Simulação curto-circuito trifásico em todos os barramentos

Fig. 6.3 Simulação curto-circuito fase terra em todos os barramentos – resultados tensões e correntes das fases

Fig. 6.4 Simulação curto-circuito fase terra em todos os barramentos – resultados componentes simétricas

Fig. 6.5 Corrente de curto-circuito trifásico no barramento 2

Fig. 6.6 Tensão de curto-circuito trifásico no barramento 2

Fig. 6.7 Corrente de curto-circuito fase terra no barramento 2

Fig. 6.8 Tensão de curto-circuito fase terra no barramento 2

## Lista de tabelas

- Tabela 4.1 Constantes das curvas de tempo Inverso segundo a norma CEI 60255-3
- Tabela 5.1 Parametrização proteção diferencial cabo
- Tabela 5.2 Parametrização proteção distância do cabo
- Tabela 5.3 Parametrização proteção máximo intensidade homopolar do cabo
- Tabela 5.4 Parametrização proteção máximo intensidade do cabo
- Tabela 5.5 Parametrização proteção máxima e mínimo de tensão do cabo
- Tabela 5.6 Parametrização proteção máxima e mínimo de frequência
- Tabela 5.7 Parametrização proteção diferencial do cabo
- Tabela 5.8 Parametrização proteção máximo intensidade homopolar do cabo
- Tabela 5.9 Parametrização proteção máximo intensidade do cabo
- Tabela 5.10 Parametrização proteção máximo intensidade do barramento
- Tabela 5.11 Dados transformadores de potência
- Tabela 5.12 Parametrização proteção diferencial do transformador de potência
- Tabela 5.13 Parametrização proteção diferencial do transformador potência+ Proteção Diferencial de Barras + Diferencial de Gerador
- Tabela 5.14 Parametrização proteção máximo intensidade do transformador de potência
- Tabela 5.15 Parametrização proteção máximo intensidade homopolar do transformador de potência
- Tabela 5.16 Dados do transformador 11/6,3 kV
- Tabela 5.17 Parametrização proteção diferencial do transformador 11/6,3 kV
- Tabela 5.18 Parametrização proteção máximo intensidade do transformador 11/6,3kV
- Tabela 5.19 Parametrização proteção máximo intensidade homopolar do transformador 11/6,3kV
- Tabela 5.20 Parametrização proteção máximo intensidade chegadas de 6,3 kV
- Tabela 5.21 Parametrização proteção máximo intensidade homopolar chegadas de 6,3 kV
- Tabela 5.22 Parametrização proteção máxima e mínimo de tensão chegadas de 6,3kV
- Tabela 5.23 Dados transformador 6,3/0,42 kV 50 kVA
- Tabela 5.24 Parametrização proteção máxima intensidade do transformador 6,3/0,42 kV 50 kVA
- Tabela 5.25 Dados do ventilador
- Tabela 5.26 Parametrização proteção máxima intensidade do ventilador

Tabela 5.27 Parametrização proteção máxima intensidade homopolar do ventilador

Tabela 5.28 Parametrização supervisão de arranque do ventilador

Tabela 5.29 Parametrização proteção máxima e mínimo de tensão do ventilador

Tabela 5.30 Dados do cranking motor

Tabela 5.31 Parametrização proteção máxima intensidade do cranking motor

Tabela 5.32 Parametrização proteção máxima intensidade homopolar do cranking motor

Tabela 5.33 Parametrização supervisão de arranque do cranking motor

Tabela 5.34 Parametrização proteção máxima e mínimo de tensão do cranking motor

Tabela 5.35 Dados do transformador auxiliar 6,3/0,42 kV 2 MVA

Tabela 5.36 Parametrização proteção máxima intensidade do transformador auxiliar 6,3/0,42 kV 2 MVA

Tabela 5.37 Parametrização proteção máxima intensidade homopolar do transformador auxiliar 6,3/0,42 kV 2 MVA

Tabela 5.38 Resumo parametrizações proteções máximo de intensidade, máximo de intensidade homopolar e diferencial

Tabela 5.39 Resumo parametrizações proteções máximo e mínimo de tensão

## **Abreviaturas e símbolos**

ANSI American National Standards Institute

CE Comunidade Europeia

DGEG Direção Geral de Energia e Geologia

ORP Operador da Rede Pública

ORT Operador da Rede Transporte

PEP Poupança de Energia Primária

RESP Rede Elétrica de Serviço Público

IEC International Electrotechnical Commission

## Acrónimos

CO<sub>2</sub> - Dióxido de Carbono

DifT – Diferencial do transformador

DifC – Diferencial de cabo

I<sub>a</sub> – Corrente na fase **a**

I<sub>b</sub> – Corrente na fase **b**

I<sub>c</sub> – Corrente na fase **c**

I<sub>cc</sub> – Corrente de curto-circuito

I<sup>d</sup> – Corrente Direta

I<sub>def</sub> – Corrente de defeito

I<sup>h</sup> – Corrente Homopolar

I<sup>i</sup> – Corrente Inversa

I<sub>n1</sub> – Corrente nominal primário

I<sub>n2</sub> – Corrente nominal secundário

I<sub>op</sub> – Corrente Operacional

I<sub>r</sub> – Corrente Residual

R0 – Resistência homopolar

R1 – Resistência direta

Sistema NI – Neutro Isolado

Sistema TN – Terra pelo Neutro

Sistema TT - Neutro solidamente à Terra

TI – Transformador de Intensidade

T<sub>op</sub> – Tempo Operacional

TT – Transformador de Tensão

V<sub>0</sub> – Tensão de Pré-defeito

V<sub>d</sub> – Tensão Direta

V<sub>h</sub> – Tensão Homopolar

V<sub>i</sub> – Tensão Inversa

# Capítulo 1- Introdução

## 1.1 Objetivo

Esta dissertação tem como objetivo principal o estudo do comportamento e otimização das proteções elétricas de uma central de cogeração, na subestação da cogeração e no seu ponto de interligação à rede, quando ocorram situações de curto-circuito, de modo a que estas atuem da forma mais sensível, rápida e seletiva.

Para apoio deste estudo utilizaram-se dois softwares o EMTP- *Electromagnetic Transients Program* - e o ETAP. Com o avanço abdicou-se do EMTP, por os resultados diferirem do que era expectável e não corresponderem a valores reais, pelo que o estudo foi feito com base em simulações e cálculo das correntes de curto-circuito efetuadas pelo ETAP.

Simularam-se situações de curto circuitos trifásicos simétricos e curto-circuitos fase terra em todos os barramentos da rede e cujos registos se encontram nos anexos II, III e IV.

Estes resultados da simulação permitiram definir parametrizações e *settings* das proteções.

O estudo foi feito numa instalação existente e as parametrizações das proteções foram consideradas de modo a garantir o funcionamento em ilha da cogeração, cumprindo com os parâmetros definidos pelo fabricante do grupo.

## 1.2 Necessidade de cogeração

A instalação de uma central cogeração terá a ver, não só com a necessidade de produção de energia elétrica, mas essencialmente, com a necessidade de aproveitamento de energia térmica e só perante estas necessidades conjuntas se justifica a instalação de uma cogeração.

Assim, o produtor poderá aproveitar a energia térmica que necessite e compensar o investimento, com a venda do excedente de produção de energia elétrica.

Por outro lado, sendo a cogeração um método de produção de energia limpa, também vai reduzir as emissões de CO<sub>2</sub>.

## 1.3 Ligação à rede

Para ligação à rede de uma central de cogeração é necessário começar com o processo de licenciamento da instalação, através de um pedido de informação prévia junto da Direção Geral de Energia e Geologia (DGE) e terminará com a obtenção da licença.

Após a obtenção da Licença de estabelecimento da DGE, o promotor deverá solicitar ao Operador da Rede Pública (ORP), as condições de ligação da instalação de produção à Rede Elétrica de Serviço Público (RESP).



Este pedido deve ser acompanhado da planta de localização da instalação de produção, à escala suficiente, assim como o seu ponto de ligação, com as respetivas coordenadas geográficas.

Depois da solicitação das condições de ligação à RESP, o promotor deve receber da ORP a solução técnica e respetivas condições para o estabelecimento da infraestrutura de ligação.

Na instalação de produção têm que ser instalados sistemas de proteção e de contagem de energia.

É neste ponto que se insere este trabalho, estudo e seletividade das proteções elétricas internas à cogeração e no ponto de interligação à rede.

## **Capítulo 2 – Cogeração**

### **2.1 Aspetos Legais da Cogeração**

O Decreto-Lei n.º 186/95 de 27 Julho estabelece as disposições relativas à produção e consumo combinado de energia elétrica e térmica, mediante o processo de cogeração sem limite de potência instalada.

A Portaria nº 347/96 de 8 de Agosto, estabelece disposições técnicas e de segurança relativas ao estabelecimento e exploração das instalações de cogeração.

O Decreto-Lei nº 538/99 de 13 de Dezembro estabelece o regime da atividade de cogeração.

A Portaria nº 30/2000 de 27 de Janeiro estabelece a fórmula de cálculo da remuneração, pelo fornecimento da energia entregue à rede, das instalações de cogeração licenciadas ao abrigo do Decreto-Lei n.º 538/99, de 13/12, cuja potência de ligação seja inferior ou igual a 10 MW.

A Portaria nº 31/2000 de 27 de Janeiro estabelece a fórmula de cálculo da remuneração, pelo fornecimento de energia entregue à rede, das instalações de cogeração licenciadas ao abrigo do Decreto-Lei n.º 538/99, de 13/12, cuja potência de ligação seja superior a 10 MW.

O Despacho 4463/2000 de 25 de Fevereiro fixa o valor dos parâmetros necessários à aplicação da fórmula de cálculo da remuneração, pelo fornecimento de energia entregue à rede, das instalações de cogeração, estabelecida pela Portaria nº 31/2000, de 27/01.

O Decreto-Lei n.º 313/2001 de 10 de Dezembro introduz alguns ajustamentos ao DL 538/99, no sentido de propiciar o desejável desenvolvimento das instalações de cogeração, por forma a serem atingidas as recomendações da União Europeia.

A Portaria nº 58/2002 de 15 de Janeiro estabelece a fórmula de cálculo da remuneração, pelo fornecimento da energia entregue à rede, das instalações de cogeração licenciadas ao abrigo do Decreto-Lei nº 538/99, de 13 de Dezembro, cuja potência de ligação seja inferior ou igual a 10 MW, utilizando como combustível gás natural, GPL ou combustíveis líquidos, com exceção do fuelóleo.

A Portaria n.º 57/2002 de 15 de Janeiro estabelece a fórmula de cálculo da remuneração, pelo fornecimento da energia entregue à rede, das instalações de cogeração licenciadas ao abrigo do Decreto-Lei n.º 538/99, de 13/12, cuja potência de ligação seja superior a 10 MW.

A Portaria n.º 59/2002 de 15 de Janeiro estabelece a fórmula de cálculo da remuneração pelo fornecimento da energia entregue à rede das instalações de cogeração licenciadas ao abrigo do Decreto-Lei n.º 538/99, de 13/12, utilizando como combustível fuelóleo independentemente da potência de ligação.

A Portaria nº 60/2002 de 15 de Janeiro estabelece o tarifário aplicável a instalações de cogeração licenciadas ao abrigo do Decreto-Lei nº 538/99, de 13/12, que sejam utilizadoras de energia primária que, em cada ano, seja constituída em mais de 50% por recursos renováveis ou

resíduos industriais, agrícolas ou urbanos, independentemente da potência de ligação. Estabelece ainda disposições relativas ao período de vigência das modalidades do mesmo tarifário.

A Declaração de Retificação n.º 8-B/2002 retifica o Decreto-Lei n.º 313/2001, que altera o Decreto-Lei n.º 538/99, de 13/12, revendo normas relativas às condições de exploração e tarifárias da atividade da produção combinada de calor e eletricidade.

A Declaração de Retificação n.º 8-I/2002 retifica a Portaria n.º 57/2002, que estabelece a fórmula de cálculo da remuneração, pelo fornecimento da energia entregue à rede, das instalações de cogeração licenciadas ao abrigo do Decreto-Lei n.º 538/99, de 13/12, cuja potência de ligação seja superior a 10 MW.

A Declaração de Retificação n.º 8-G/2002 retifica a Portaria n.º 59/2002, que estabelece a fórmula de cálculo da remuneração pelo fornecimento da energia entregue à rede das instalações de cogeração licenciadas ao abrigo do Decreto-Lei n.º 538/99, de 13/12, utilizando como combustível fuelóleo independentemente da potência de ligação.

A Declaração de Retificação n.º 8-L/2002 retifica a Portaria n.º 60/2002, que estabelece o tarifário aplicável a instalações de cogeração licenciadas ao abrigo do Decreto-Lei n.º 538/99, de 13/12, bem como as disposições relativas ao período de urgência das modalidades do mesmo tarifário.

A Portaria n.º 399/2002 de 18 de Abril estabelece normas relativas ao estabelecimento e exploração das instalações de cogeração.

A Portaria n.º 440/2004 de 30 de Abril altera várias portarias a fim de corrigir as fórmulas de cálculo da remuneração da cogeração.

O Despacho n.º 19110/2005 de 2 de Setembro fixa, nos termos dos n.ºs 5º, 13º, 18º, 21º e 23º da Portaria n.º 57/2002, de 15/01, os valores unitários de referência para o ano de 2005.

O Despacho n.º 19111/2005 de 2 de Setembro determina os valores unitários de referência para o ano de 2005, aplicáveis a instalações de cogeração.

O Despacho n.º 8256-A/2007 de 8 de Maio determina, em aditamento ao Despacho 7619-A/2007, de 9 de Abril, D.R. (II série) de 23 de Abril e reconhecendo a importância dos grandes projetos industriais no desenvolvimento económico do País e o benefício para a eficiência energética decorrente da utilização da cogeração, que serão também aceites no período de 1 a 15 de Maio de 2007 pedidos de informação prévia relativos a projetos de cogeração de dimensão superior a 25 MW elétricos, associados a projetos com montantes mínimos de novos investimentos de 100 milhões de euros.

Em 2004 a Comunidade Europeia (CE) em consequência da procura de calor útil resolveu promover a cogeração para compensar essa procura.

Através da Diretiva 2004/8/CE de 11 de Fevereiro do Parlamento Europeu e do Conselho, constituiu um instrumento legal para a promoção da cogeração nos diversos estados membros.

Esta diretiva foi transposta para o quadro jurídico nacional através do Decreto-Lei nº 23/2010 de 25 de Março.

O Decreto-Lei 23/2010 encontra-se orientado para a promoção da cogeração de elevada eficiência que deverá apresentar uma poupança de energia primária (PEP) superior a 10%, quando comparada com a produção separada de eletricidade e calor. As centrais que não atinjam este limiar de poupança são apenas consideradas eficientes.

Este Decreto-Lei permite ao cogrador optar por duas modalidades acessíveis a cogerações eficientes ou de elevada eficiência. E em função da opção, o cogrador terá que respeitar regras de potência instalada, contratos e fornecimento de energia.

## **2.2 Descrição de Cogeração**

### **2.2.1 Definição de cogeração**

Entende-se por cogeração um processo de produção e utilização simultânea de energia térmica e elétrica/mecânica, de modo a aproveitar a energia térmica resultante da queima de combustíveis utilizados para a produção de energia elétrica. Este processo vai permitir ter uma poupança de energia primária (PEP) e em simultâneo, aumentar o rendimento da produção de energia elétrica, comparando com produção separada [1].

Foi ainda definido como cogeração de elevada eficiência, aquela que permite uma poupança de energia superior a 10%, relativamente à produção separada de calor e eletricidade [2].

Tendo em conta que a produção de calor para diferentes fins requer níveis diferentes de temperatura, a eficiência da cogeração vai ser influenciada por este facto.

### **2.2.2 Benefícios da cogeração**

A cogeração comparada com a produção individualizada de eletricidade e calor, apresenta um consumo de combustível significativamente inferior para a mesma produção de eletricidade e calor (Fig. 2.1). As vantagens desta poupança conduzem a:

- Redução no custo do combustível consumido
- Redução de emissões de CO<sub>2</sub>

Por outro lado, a cogeração significará produção descentralizada, pelo que tem ainda o benefício da redução de perdas na transmissão.

Na Fig. 2.1 está representada percentualmente, a economia de combustível para a mesma quantidade de produção de energia elétrica e térmica utilizando produção separada versus cogeração.

Pode ainda verificar-se que numa central térmica clássica (produção separada) para produção de energia elétrica, há uma elevada percentagem de perdas pelo não aproveitamento da energia

térmica. Por outro lado, os processos de produção de energia térmica sem produção de energia elétrica, também tem perdas, mas em menor percentagem.

Por conseguinte se se optar por cogeração, em que se faz o aproveitamento das energias térmicas e elétricas simultaneamente, o valor total das perdas é substancialmente reduzido como se pode verificar na Fig.2.1.

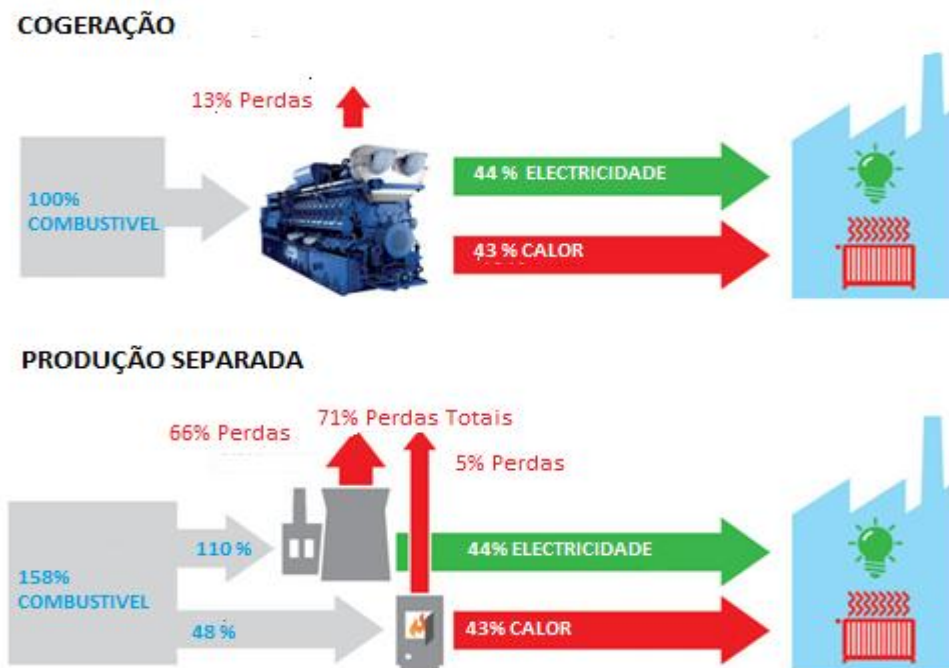


Fig. 2.1 Comparação Cogeração - Produção separada de energia [3]

### 2.2.3 Aplicações

A cogeração pode ser classificada em função do setor em que se aplica:

1. Setor Público
  - Aquecimento ou arrefecimento de cidades
  - Aterros sanitários
  - Centrais de tratamento de esgotos
2. Setor Industrial
  - Indústrias de celulose
  - Indústrias de cimento
  - Indústrias do aço
3. Setor Imobiliário
  - Casas e edifícios de apartamentos
  - Hospitais
  - Escolas e universidades

- Edifícios de escritórios
- Centros comerciais, supermercados
- Restaurantes
- Piscinas e centros de lazer

#### 4. Setor Rural

- Estufas

#### 2.2.4 Caso em estudo

O caso em estudo resulta da necessidade de produção de vapor para o processo industrial de uma fábrica. Assim e dado que também há consumo elétrico, utiliza-se a energia térmica para otimização do processo e produção simultânea de energia elétrica e térmica.

Este processo consiste em duas unidades de cogeração, em que cada uma é composta por um grupo turbogerador alimentado a gás natural para produção de energia elétrica e por uma caldeira de recuperação que está também equipada com um sistema de queima para produção de vapor, o que lhes permite funcionar de forma autónoma através de um sistema de ar fresco. O grupo turbogerador é composto por uma turbina a gás e um alternador síncrono trifásico.

A produção de vapor para as necessidades da fábrica deverá rondar as 200 t/h, pelo que as duas caldeiras em conjunto terão que ter esta capacidade.

A produção de vapor nas caldeiras será feita através do aproveitamento dos gases de escape das turbinas, como exemplificado na fig. 2.2.

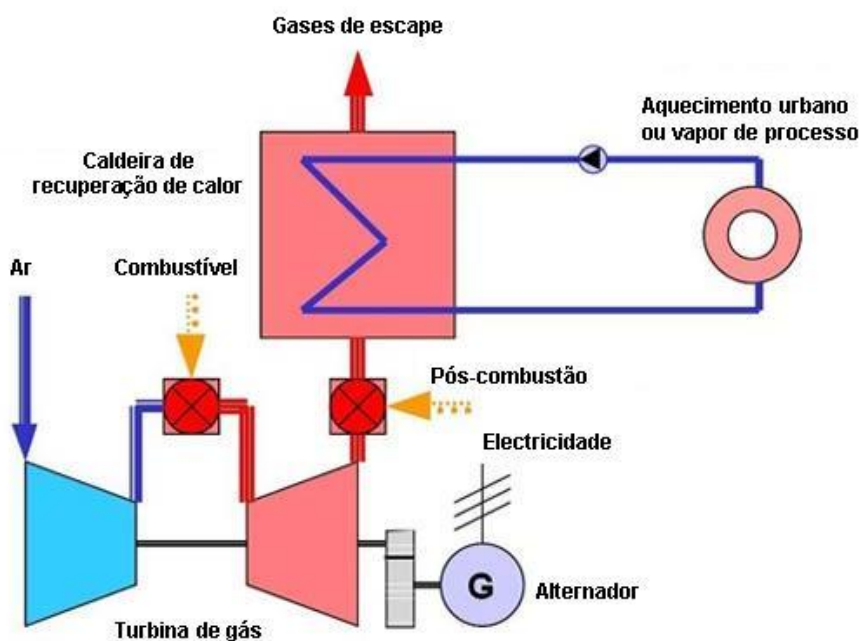


Fig. 2.2 Esquema tipo de cogeração a gás com aproveitamento de vapor [1]

A potência elétrica produzida será limitada a 100MVA para entrega ao RESP – Rede Elétrica de Serviço Público que neste caso será a Operador da Rede Transporte (ORT). No entanto parte desta energia será consumida na fábrica.

Para a exportação da energia elétrica para a rede do ORT, existe uma subestação na cogeração que interliga com a subestação da fábrica, que dista sensivelmente 1800 m e seguidamente, liga à rede, através de uma subestação do ORT que dista sensivelmente 3700m da saída da fábrica.

A tensão de produção na central será a 11kV e a expedição de energia para a rede no nível dos 60 kV.

Caso haja uma falha da rede de 60 kV e a cogeração esteja nesse instante a fornecer à fábrica uma potência superior a 4 MW, esta deverá ficar a trabalhar em ilha de modo a alimentar todos os seus auxiliares e a fábrica, até ao seu limite de potência e com garantia de estabilidade.

Como a cogeração vai estar ligada à rede de 60 kV, o arranque dos grupos efetuar-se-á através da energia recebida da rede, para alimentação dos serviços auxiliares.

Procede-se assim ao estudo das proteções elétricas associadas a todos estes equipamentos.

## Capítulo 3 - Regimes de neutro e curto-circuitos

### 3.1 Regimes de Neutro

Por regime de neutro entende-se o modo como está executada a ligação do ponto de neutro dos geradores e transformadores. A maneira como é executada esta ligação vai caracterizar toda a rede especificamente quanto a tensões, sobretensões e correntes de defeito.

Em Portugal normalmente em Média Tensão o neutro não é distribuído.

Assim, atendendo ao tipo de ligação do neutro, podem-se caracterizar os seguintes regimes de neutro:

#### 3.1.1 Neutro Isolado

Neste regime não existe ligação elétrica entre o ponto de neutro e a terra, tal como se mostra na Fig. 3.1.

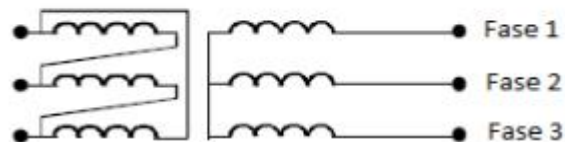


Fig. 3.1 Neutro Isolado

Este regime de neutro é caracterizado por correntes de defeito reduzidas e tensões desequilibradas, podendo a tensão de neutro atingir valores da tensão simples e as tensões simples das fases são atingirem valores da tensão composta [4].

Numa rede com neutro isolado, os danos causados às máquinas são reduzidos mas é necessário que os equipamentos tenham um nível de isolamento compatível com os níveis de sobretensões transmitidos para a rede [4].

#### 3.1.2 Neutro Ligado à terra através de resistência

Este regime de neutro caracteriza-se pela colocação de uma resistência ou reactância de fraco valor ohmico entre o ponto de neutro e a terra, como se mostra na Fig.3.2



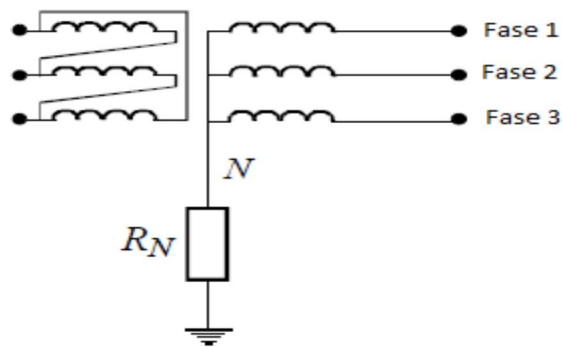


Fig. 3.2 Neutro à terra através de resistência

Esta resistência tem como objetivo limitar a corrente de defeito.

As principais razões da utilização deste regime de neutro prende-se com a limitação das sobretensões verificadas nas fases sãs, assim como limitação das correntes homopolares nas malhas dos cabos [4].

### 3.1.3 Neutro ligado diretamente à terra

Este regime de neutro caracteriza-se pela ligação direta do neutro à terra, sem qualquer tipo de resistência, tal como se representa na Fig. 3.3

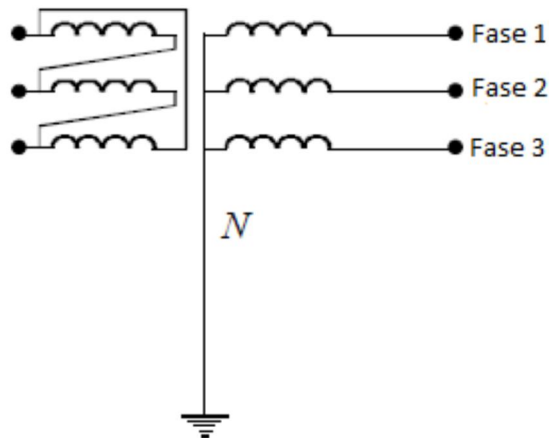


Fig. 3.3 Neutro solidamente à Terra

Este regime, embora permita limitar as sobretensões, caracteriza-se por correntes de defeito elevadas [5].

## 3.2 Curto-circuitos

### 3.2.1 Definição

Curto-circuito numa rede de energia elétrica resulta de um defeito, através do qual se fecha uma corrente, em geral de valor elevado. Esta é uma situação anormal nos sistemas de energia elétrica, pelo que será urgente uma ação imediata de modo a não permitir danos nos materiais e equipamentos.

Existem dois tipos de curto-circuitos a assinalar:

- Curto-circuitos trifásicos simétricos
- Curto-circuitos assimétricos.

Os curto-circuitos trifásicos simétricos afetam simultaneamente as três fases do sistema elétrico, com uma impedância de defeito igual em módulo nas três fases e desfasadas de 120°. Este tipo de defeito é o mais gravoso para os sistemas de energia elétrica.

Os curto-circuitos assimétricos provocam desequilíbrio nas correntes e tensões e em função do tipo de defeito, designam-se:

- Fase-terra ou monofásicos se envolvem uma fase e a terra
- Fase-fase se envolvem duas fases
- Fase-fase-terra se envolvem duas fases e a terra

Nos casos em que a impedância de defeito é nula, os curto-circuitos dizem-se francos.

Como normalmente as correntes de curto-circuito apresentam valores que podem danificar equipamentos, é necessária uma ação rápida das proteções de modo a evitar grandes danos. Esta atuação será feita por equipamentos de corte, aos quais se exige um grande poder de corte e tanto maior quanto mais elevada for a tensão. Os equipamentos de corte com estas características são chamados disjuntores.

Para o dimensionamento, quer dos disjuntores quer das proteções, é necessário calcular as correntes de curto-circuito em todos os ramos da rede, e assim consequentemente obter os poderes de corte necessários para os disjuntores.

### 3.2.2 Cálculo das correntes de curto-circuito

O princípio fundamental para calcular o valor da corrente de curto-circuito é a lei de Ohm. A corrente que flui numa rede de impedâncias está relacionada com a tensão pela seguinte expressão:

$$I_{cc} = \frac{V_0}{Z} \quad (3.1)$$

Em que:

$V_0$  – Tensão de pré-defeito

Z – Impedância

$I_{cc}$  – Corrente de Curto-circuito

Para aplicação deste princípio há a considerar três etapas:

- Fazer uma representação gráfica do sistema elétrico, designada como esquema unifilar com representação simbólica das fontes de tensão e impedâncias.
- Calcular a impedância equivalente da rede vista do ponto de curto-circuito. Este é o valor da impedância equivalente de Thevenin.
- Considerar no ponto de curto-circuito uma tensão designada como tensão de pré-defeito.

### 3.2.2.1 Curto-circuitos trifásicos simétricos

Este tipo de defeito, embora sendo o mais gravoso, também é aquele com menor probabilidade de acontecer.

Quando ocorre um defeito deste tipo, as correntes de curto-circuito são iguais em módulo nas três fases e com um desfasamento de  $120^\circ$ , pelo que o seu estudo se faz como se tratasse de um sistema monofásico equivalente.

Considerando então um barramento como o representado na Fig. 3.4 com um defeito trifásico simétrico, a corrente de neutro é nula, uma vez que a soma vetorial das correntes de fase também é nula.

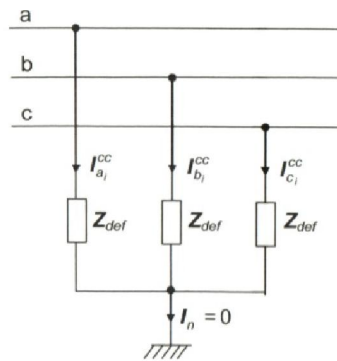


Fig. 3.4 Curto-circuito trifásico simétrico no barramento

Através do esquema monofásico equivalente representado na Fig. 3.5, calcula-se a corrente de curto-circuito.

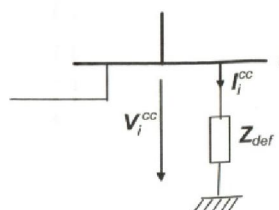


Fig. 3.5 Esquema monofásico equivalente ao barramento

Para efetuar o cálculo utiliza-se o teorema da sobreposição, pelo que no ponto de defeito será colocada uma fonte de tensão de polaridade invertida e com a tensão de pré-defeito, Fig. 3.6, para que a tensão nesse ponto seja nula.

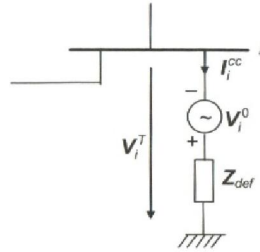


Fig. 3.6 Aplicação do teorema da sobreposição

Todos os outros geradores existentes na rede devem ser substituídos pelas suas resistências internas. Após estas simplificações, aplica-se o teorema de Thevenin [6].

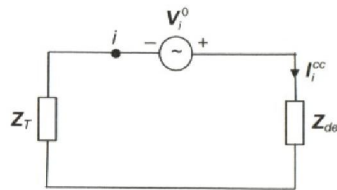


Fig. 3.7 Esquema equivalente de Thevenin

Da aplicação do teorema de Thevenin resulta a Fig.3.7 que é o esquema equivalente de Thevenin, em que  $Z_T$  é o valor da impedância equivalente de Thevenin vista do ponto do defeito e  $V_0$  a tensão de pré-defeito. Com aplicação da fórmula 3.2 obtém-se a corrente de curto-circuito:

$$I_{cc} = \frac{V_0}{Z_{def} + Z_T} \quad (3.2)$$

Se o defeito for franco  $Z_{def} = 0$ , resulta a equação:

$$I_{cc} = \frac{V_0}{Z_T} \quad (3.3)$$

No caso de uma rede com mais barramentos e tomando como exemplo a Fig. 3.8, para efetuar o cálculo das correntes de curto-circuito, para um curto-circuito no barramento 3, torna-se necessário proceder a algumas simplificações.

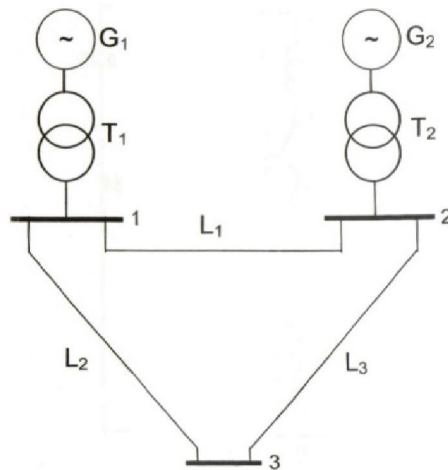


Fig. 3.8 Rede com três barramentos

Começa por fazer-se a representação monofásica da rede, Fig. 3.9, considerando esta em vazio e em que figuram apenas as impedâncias dos geradores, transformadores e linhas. Para maior simplificação consideram-se as resistências nulas devido a tratar-se de Média Tensão e o seu valor não ter muito significado, comparado com as respectivas impedâncias.

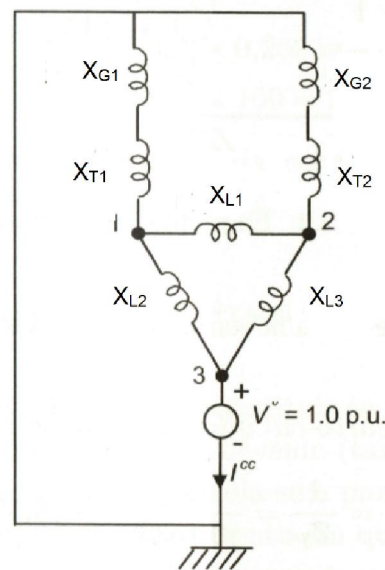


Fig. 3.9 Representação monofásica da rede

Para simplicidade de cálculos no processo de redução da rede da Fig. 3.9 será necessário efetuar transformações estrela-triângulo.

Assim, tomando como referência a Fig.3.10, efetuam-se as transformações estrela-triângulo.

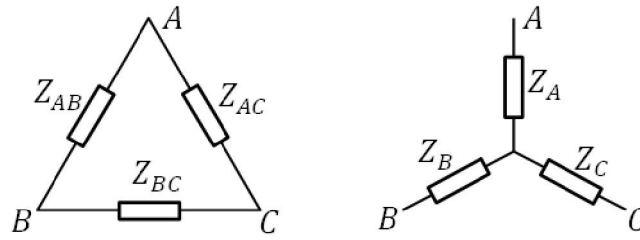


Fig. 3.10 Conversão estrela triângulo

Estas transformações são obtidas aplicando as seguintes fórmulas:

Transformação estrela triângulo

$$Z_{AB} = \frac{Z_A Z_B + Z_A Z_C + Z_B Z_C}{Z_C} \quad (3.4)$$

$$Z_{BC} = \frac{Z_A Z_B + Z_A Z_C + Z_B Z_C}{Z_A} \quad (3.5)$$

$$Z_{AC} = \frac{Z_A Z_B + Z_A Z_C + Z_B Z_C}{Z_B} \quad (3.6)$$

Transformação triângulo estrela

$$Z_A = \frac{Z_{AB} Z_{AC}}{(Z_A + Z_B + Z_C)} \quad (3.7)$$

$$Z_B = \frac{Z_{AB} Z_{BC}}{(Z_A + Z_B + Z_C)} \quad (3.8)$$

$$Z_C = \frac{Z_{AC} Z_{BC}}{(Z_A + Z_B + Z_C)} \quad (3.9)$$

Após estas transformações obtém-se o esquema reduzido final fig. 3.11 em que  $Z_T$  é a impedância equivalente de Thevenin vista do barramento 3 e com aplicação da fórmula 3.3, calcula-se a corrente de curto-circuito, considerando o defeito franco em que a impedância de defeito é nula.

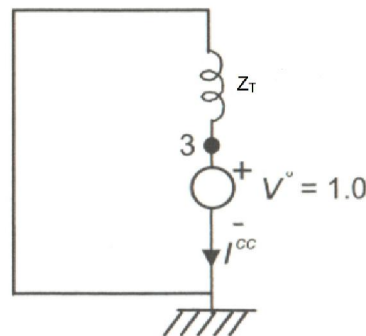


Fig. 3.11 Esquema reduzido

Para o caso de redes de maior dimensão esta é uma tarefa muito complexa, pelo que será útil e necessário a utilização de outros métodos sistemáticos e programas informáticos.

Para estes casos é normal a utilização do método das impedâncias nodais que pode ser calculada diretamente (matriz de impedâncias) ou através da inversa da matriz das admitâncias.

$$[Z] = [Y]^{-1} \quad (3.10)$$

A matriz das admitâncias fornece informação sobre os valores das admitâncias de todos os barramentos e das admitâncias entre barramentos interligados.

Os termos da diagonal principal  $y_{ii}$  representam os valores de todas as admitâncias dos ramos que ligam ao nó  $i$  e os elementos  $-y_{ik}$  o valor das admitâncias entre os nós  $i$  e  $k$ .

$$[Y] = \begin{bmatrix} Y_{11} & Y_{12} & \dots & Y_{1i} & \dots & Y_{1n} \\ Y_{21} & Y_{22} & \dots & Y_{2i} & \dots & Y_{2n} \\ \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots \\ Y_{i1} & Y_{i2} & \dots & Y_{ii} & \dots & Y_{in} \\ \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots \\ Y_{n1} & Y_{n2} & \dots & Y_{ni} & \dots & Y_{nn} \end{bmatrix} \quad (3.11)$$

Onde:

- $Y$  é a matriz de admitâncias;
- $Y_{ik} = Y_{ki} = -y_{ik}$ ;
- $Y_{ii} = \sum_{j=0}^n Y_{ij}$   $i \neq j$

Num sistema de energia, cada barramento está interligado com poucos barramentos na sua proximidade, pelo que muitas das diagonais não principais são nulas, o que leva a que a matriz seja esparsa e de fácil inversão.

A matriz  $Z$  será então obtida pela inversa de  $Y$ .

Após a construção da matriz  $Z$ , os cálculos das correntes de curto-circuitos tornam-se quase diretos, pois esta matriz contém a informação da impedância da rede a montante. Assim,  $Z_{ii}$  representa a impedância de Thevenin no barramento. O valor  $Z_{ij}$  representa a impedância total entre o barramento  $i$  e  $j$ .

Calcula-se então a corrente de curto-circuito:

$$I_{cc} = \frac{V_0}{Z_{def} + Z_{ii}} \quad (3.12)$$

Se o defeito for franco  $Z_{def} = 0$

$$I_{cc} = \frac{V_0}{Z_{ii}} \quad (3.13)$$

Sendo  $V_0$  a tensão de pré-defeito.

### 3.2.2.2 Curto-circuitos assimétricos

Quando ocorre este tipo de defeito, as correntes e tensões deixam de ter uma simetria trifásica e não será possível efetuar o seu estudo através de um sistema equivalente monofásico. O modelo a utilizar para efetuar o estudo, terá que ser um modelo trifásico em que as três fases devem estar acopladas.

Um dos métodos mais usuais foi estabelecido por Fortescue e permite reduzir a complexidade decorrente da assimetria.

Os sistemas trifásicos assimétricos serão agora decompostos em três sistemas trifásicos, designados pelas suas componentes simétricas - direta, inversa e homopolar [7], que por sua vez têm propriedades de simetria.

Se as correntes  $I_a$ ,  $I_b$  e  $I_c$  forem as correntes nas três fases do sistema trifásico assimétrico, a sua relação com as componentes simétricas representa-se através das equações seguintes:

$$I_a = I_a^d + I_a^i + I_a^h \quad (3.14)$$

$$I_b = I_b^d + I_b^i + I_b^h \quad (3.15)$$

$$I_c = I_c^d + I_c^i + I_c^h \quad (3.16)$$

As componentes diretas são representadas por três vetores de igual módulo e defasados de  $120^\circ$  com uma sequência  $abc$ . Num sistema equilibrado, só existem estas componentes.

As componentes inversas  $I_i$  são representada por três vetores de igual módulo defasados de  $120^\circ$  mas com duas fases trocadas ou com sentido de rotação contrário, sequência  $acb$ . Estas componentes só serão diferentes de zero quando as correntes estão desequilibradas.

As componentes homopolares  $I_h$  estão associadas à circulação de correntes para a terra e só são diferentes de zero quando há ligações à terra através das ligações das estrelas dos geradores ou transformadores ou das admitâncias à terra das linhas. São representadas por três vetores iguais em módulo e fase.

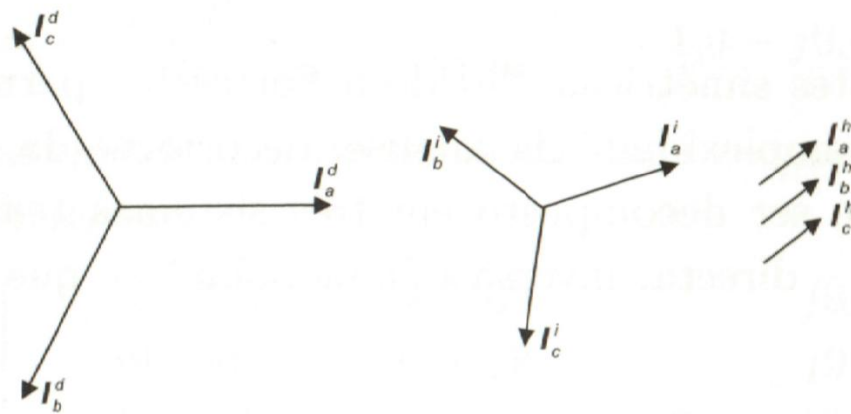


Fig. 3.12 Componentes simétricas de um sistema trifásico assimétrico



Através destas três componentes podem-se representar as fases em função das três componentes.

$$\begin{bmatrix} I_a \\ I_b \\ I_c \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ \alpha^2 & \alpha & 1 \\ \alpha & \alpha^2 & 1 \end{bmatrix} * \begin{bmatrix} I_d \\ I_i \\ I_h \end{bmatrix} \quad (3.17)$$

**A**

Pelo que virá para as correntes:

$$I_a = I_d + I_i + I_h \quad (3.18)$$

$$I_b = \alpha^2 I_d + \alpha I_i + I_h \quad (3.19)$$

$$I_c = \alpha I_d + \alpha^2 I_i + I_h \quad (3.20)$$

Em que  $\alpha = e^{j2\pi/3}$ , logo  $1 + \alpha + \alpha^2 = 0$

**A** é a transformada de Fortescue.

Se o sistema for equilibrado  $I_i = I_h = 0$ , existe só a componente direta ( $I_d$ ) como se pode verificar através da resolução do sistema 4.17, em que  $I_a = I_d$ ,  $I_b = \alpha^2 I_d$  e  $I_c = \alpha I_d$ . Isto confirma que nesta situação existe um sistema trifásico em que as componentes têm módulos iguais e defasagem de  $120^\circ$  entre elas.

De modo igual se podem explicitar as tensões em função da transformada de Fortescue e das respetivas componentes:

$$\begin{bmatrix} V_a \\ V_b \\ V_c \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ \alpha^2 & \alpha & 1 \\ \alpha & \alpha^2 & 1 \end{bmatrix} * \begin{bmatrix} V_d \\ V_i \\ V_h \end{bmatrix} \quad (3.21)$$

**A**

Conhecendo as correntes ou tensões de fase para calcular as componentes simétricas, recorre-se ao cálculo da inversa da transformada de Fortescue **A**<sup>-1</sup> [8] e aplica-se o sistema:

$$\begin{bmatrix} I_d \\ I_i \\ I_h \end{bmatrix} = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 1 & \alpha & \alpha^2 \\ 1 & \alpha^2 & \alpha \\ 1 & 1 & 1 \end{bmatrix} * \begin{bmatrix} I_a \\ I_b \\ I_c \end{bmatrix} \quad (3.22)$$

**A**<sup>-1</sup>

$$I_d = \frac{I_a + \alpha I_b + \alpha^2 I_c}{3} \quad (3.23)$$

$$I_i = \frac{I_a + \alpha^2 I_b + \alpha I_c}{3} \quad (3.24)$$

$$I_h = \frac{I_a + I_b + I_c}{3} \quad (3.25)$$

$$\begin{bmatrix} V_d \\ V_i \\ V_h \end{bmatrix} = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 1 & \alpha & \alpha^2 \\ 1 & \alpha^2 & \alpha \\ 1 & 1 & 1 \end{bmatrix} * \begin{bmatrix} V_a \\ V_b \\ V_c \end{bmatrix} \quad (3.26)$$

**A<sup>-1</sup>**

$$V_d = \frac{V_a + \alpha V_b + \alpha^2 V_c}{3} \quad (3.27)$$

$$V_i = \frac{(V_a + \alpha^2 V_b + \alpha V_c)}{3} \quad (3.28)$$

$$V_h = \frac{V_a + V_b + V_c}{3} \quad (3.29)$$

### 3.2.2.3 Curto-circuito Fase-Terra

Este tipo de defeito é o que apresenta menores correntes de curto-circuito e onde só existe corrente na fase com defeito, que se fecha entre esta fase e a terra através de uma resistência de defeito  $Z_{def}$  (esta será nula se o curto circuito for franco), tal como como se pode verificar na Fig. 3.13. Esta corrente fecha-se pelo neutro do gerador, que poderá estar ligado diretamente ou através de uma resistência à terra.

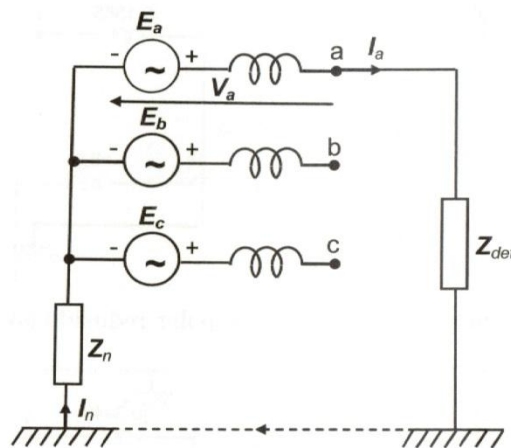


Fig. 3.13 Curto-circuito Fase-terra na fase **a**

Como referido  $I_b = I_c = 0$

$$\begin{bmatrix} I_a \\ 0 \\ 0 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ \alpha^2 & \alpha & 1 \\ \alpha & \alpha^2 & 1 \end{bmatrix} * \begin{bmatrix} I_d \\ I_i \\ I_h \end{bmatrix} \quad (3.30)$$

$$\begin{bmatrix} I_d \\ I_i \\ I_h \end{bmatrix} = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 1 & \alpha & \alpha^2 \\ 1 & \alpha^2 & \alpha \\ 1 & 1 & 1 \end{bmatrix} * \begin{bmatrix} I_a \\ 0 \\ 0 \end{bmatrix} \quad (3.31)$$

$$I_d = I_i = I_h = I_a / 3, \text{ com } I_{cc} = I_a \quad (3.32)$$

Por análise da Fig. 3.13, a tensão fase-neutro na fase **a** é:

$$V_a = (Z_{def} + Z_n) I_a \quad \text{e} \quad V_a = V_d + V_i + V_h = (3 Z_{def} + 3 Z_n) I_d \quad (3.33)$$

Estas equações são verificadas se os esquemas direto, inverso e homopolar, estiverem ligados de acordo com a Fig. 3.14 que se segue:

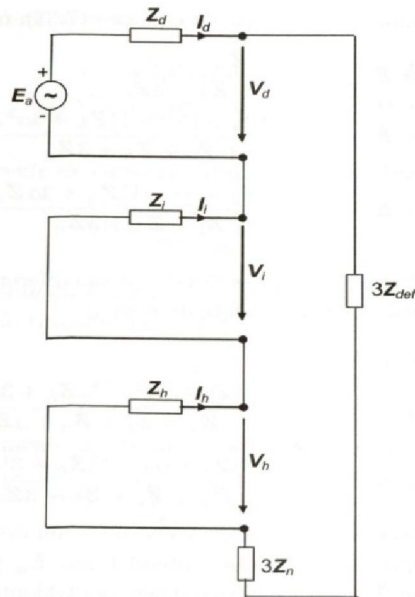


Fig. 3.14 Esquema de ligações das componentes simétricas para curto-circuito fase terra

A corrente de curto-circuito pode ser calculada de acordo com a fórmula (3.34) que segue:

$$I_{cc} = \frac{3V_0}{Z_d + Z_i + Z_h + 3(Z_{def} + Z_n)} \quad (3.34)$$

### 3.2.2.4 Curto-circuito Fase-Fase

Neste defeito não existe ligação à terra, pelo que a componente homopolar é zero  $I_n=0$ .

Na fase sã não circula corrente e nas fases em defeito circulam as correntes direta e inversa, em sentidos opostos, como se pode verificar na Fig. 3.15

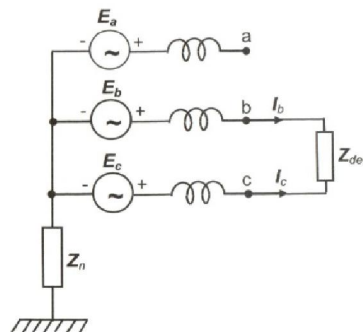


Fig. 3.15 Curto-circuito fase-fase

$$I_a = 0 \quad (3.35)$$

$$I_b = -I_c \quad (3.36)$$

$$V_b = V_c + Z_{def} I_b \quad (3.37)$$

Através da aplicação da transformada de Fortescue calculam-se as componentes simétricas:

$$\begin{bmatrix} 0 \\ I_b \\ I_c \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ \alpha^2 & \alpha & 1 \\ \alpha & \alpha^2 & 1 \end{bmatrix} * \begin{bmatrix} I_d \\ I_i \\ 0 \end{bmatrix} \text{ Com } I_b = -I_c \quad (3.38)$$

$$\begin{bmatrix} I_d \\ I_i \\ 0 \end{bmatrix} = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 1 & \alpha & \alpha^2 \\ 1 & \alpha^2 & \alpha \\ 1 & 1 & 1 \end{bmatrix} * \begin{bmatrix} 0 \\ I_b \\ I_c \end{bmatrix} \text{ Com } I_d = -I_i \quad (3.39)$$

$$I_d = -I_i = \frac{(\alpha - \alpha^2)I_b}{3} = j I_b / \sqrt{3} \quad (3.40)$$

$$I_h = 0$$

Estas equações correspondem ao esquema da Fig. 3.16 que se segue:

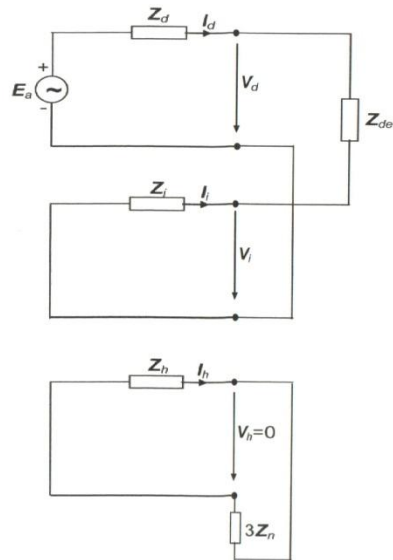


Fig. 3.16 Esquema de ligações das componentes simétricas no curto-circuito fase-fase

Da análise da Fig. 3.16:

$$I_d = -I_i = \frac{E_a}{Z_d + Z_i + Z_{def}} \quad (3.41)$$

Em que  $E_a = V_0$  tensão de pré-defeito

Então para corrente de curto-circuito vem:

$$I_{cc} = -j \frac{\sqrt{3}E_a}{Z_d + Z_i + Z_{def}} \quad (3.42)$$

Para o caso de curto-circuito franco  $Z_{def} = 0$  virá:

$$I_{cc} = -j \frac{\sqrt{3}E_a}{Z_d + Z_i} \quad (3.43)$$

### 3.2.2.5 Curto-circuito Fase-Fase-Terra

Neste tipo de defeito e uma vez que existe uma ligação à terra, as fases em curto-circuito são percorridas pelas três componentes simétricas – direta, inversa e homopolar. No entanto a fase sã terá corrente nula, como se pode verificar na Fig. 3.17, que se segue:

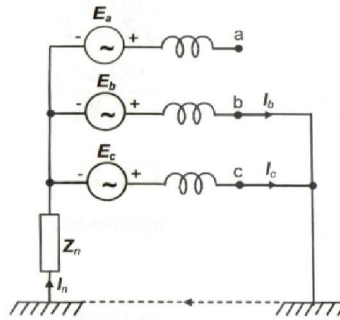


Fig. 3.17 Curto-circuito fase-fase-terra

Para este defeito são válidas as equações:

$$I_a = 0 \quad (3.44)$$

$$V_b = V_c = Z_n I_n \quad (3.45)$$

Através do esquema das componentes simétricas que se apresenta na Fig. 3.18

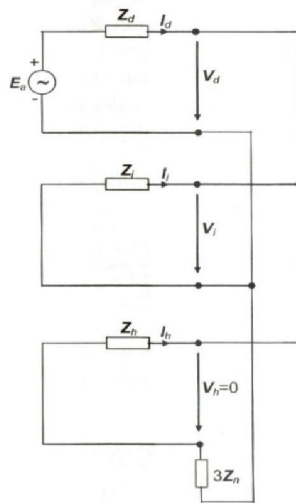


Fig. 3.18 Esquema de ligações das componentes simétricas para curto-circuito fase-fase-terra

E da transformada de Fortescue

$$\begin{bmatrix} 0 \\ I_b \\ I_c \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ \alpha^2 & \alpha & 1 \\ \alpha & \alpha^2 & 1 \end{bmatrix} * \begin{bmatrix} I_d \\ I_i \\ I_h \end{bmatrix} \quad (3.46)$$

$$\begin{bmatrix} I_d \\ I_i \\ I_h \end{bmatrix} = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 1 & \alpha & \alpha^2 \\ 1 & \alpha^2 & \alpha \\ 1 & 1 & 1 \end{bmatrix} * \begin{bmatrix} 0 \\ I_b \\ I_c \end{bmatrix} \quad (3.47)$$

Obtêm-se as equações:

$$I_d + I_i + I_h = 0 \quad (3.48)$$

$$V_d = V_i = V_h - 3Z_n I_h \quad (3.49)$$

Em que as componentes simétricas da corrente são:

$$I_d = \frac{E_a}{Z_d + \left(\frac{Z_i Z_h}{Z_i + Z_h}\right)} = \frac{E_a (Z_i + Z_h)}{Z_d Z_i + Z_d Z_h + Z_i Z_h} \quad (3.50)$$

$$I_i = -E_a \frac{Z_h}{Z_d Z_i + Z_d Z_h + Z_i Z_h} \quad (3.51)$$

$$I_h = -E_a \frac{Z_i}{Z_d Z_i + Z_d Z_h + Z_i Z_h} \quad (3.52)$$

Chega-se assim, às expressões das correntes nas fases defeituosas:

$$I_b^{cc} = E_a \frac{(\alpha^2 - 1)Z_i + (\alpha^2 - 1)Z_h}{Z_d Z_i + Z_d Z_h + Z_i Z_h} \quad (3.53)$$

$$I_c^{cc} = E_a \frac{(\alpha - 1)Z_i + (\alpha - \alpha^2)Z_h}{Z_d Z_i + Z_d Z_h + Z_i Z_h} \quad (3.54)$$

$$I_n^{cc} = -3E_a \frac{Z_i}{Z_d Z_i + Z_d Z_h + Z_i Z_h} \quad (3.55)$$



# Capítulo 4 – Proteções

## 4.1 Introdução

Neste capítulo abordam-se os sistemas de proteção, a sua necessidade e importância.

Quando se faz um investimento num sistema de energia, ele é de tal modo elevado, que se devem impor medidas para assegurar o funcionamento do equipamento, perto do seu rendimento máximo e por outro lado, assegurar que os efeitos destrutivos dos defeitos e condições anormais de funcionamento sejam minimizados.

Quando existe um defeito, este provoca um aumento excessivo da corrente, que vai produzir uma quantidade elevada de calor no ponto do defeito e um aquecimento nas linhas em defeito e equipamentos que a conduzem. Provocam também quedas de tensão nos componentes do sistema de energia que afetam o normal funcionamento dos consumidores e a estabilidade da rede.

Existem outras condições anormais de funcionamento que se refletem em desvios de tensão e frequência, relativamente aos valores permitidos.

A função dos sistemas de proteção é a identificação dos defeitos e condições anormais de funcionamento, dando ordem de comando aos disjuntores adequados, de modo a desligar apenas os troços ou equipamentos em defeito, no mais curto espaço de tempo e minimizando os estragos e perturbações causados.

## 4.2 Características das proteções

### 4.2.1 Zonas de Proteção

As proteções necessitam de uma atuação e coordenação pelo que se impõe que sejam definidas zonas de proteção. Estas zonas para garantir uma melhor proteção por vezes sobrepõem-se.

Um equipamento de proteção deve cobrir várias zonas, efetuando proteção primária na sua zona de atuação, isto é, deve ser o primeiro a disparar caso o defeito seja na sua zona. Este equipamento deve assistir as zonas contíguas, efetuando uma proteção de backup, que deverá atuar se falhar a primária. Isto consegue-se com uma temporização na proteção de backup.

### 4.2.2 Fiabilidade

Garantia que a proteção atua corretamente na sua zona de proteção, com os tempos corretos e sem atuações intempestivas.



### 4.2.3 Seletividade

É um requisito importante nas proteções que permite que estas operem só para isolar o troço ou equipamento em defeito e assim minimizar a perda de funcionalidade do sistema de energia elétrica.

A atuação indevida de uma proteção poderá provocar interrupções desnecessárias.

### 4.2.4 Sensibilidade

Sensibilidade é um requisito que as proteções devem possuir, de modo a atuar fiavelmente em condições de mínimo de defeito e por outro lado, permanecerem estáveis em condições de carga máxima.

As proteções devem ser dimensionadas, não só para atuarem em defeitos francos, mas também em casos de defeitos resistivos, quaisquer que sejam as condições da rede e sempre que as características do defeito caiam no seu campo de medida [9].

É usual definir o fator de sensibilidade  $K_s$  como sendo:

$$K_s = \frac{I_{ccmin}}{I_{op}} \quad (4.1)$$

Onde:

$I_{ccmin}$  é a corrente mínima de defeito

$I_{op}$  é a corrente mínima que provoca o disparo do relé

### 4.2.5 Rapidez

Uma proteção deve atuar no menor tempo possível, de modo a minimizar os efeitos que as elevadas correntes de curto-circuito podem provocar nos materiais e equipamentos.

Quando são conferidos atrasos propositados para efeitos de coordenação e seletividade entre proteções, a atuação da proteção deve ser o mais rápido possível, logo que ultrapasse esse tempo de coordenação [10].

### 4.2.6 Constituição Básica de um Sistema de Proteção

Um sistema de proteção será constituído por uma parte que efetuará a deteção e medida e outra que fará a atuação Fig.4.1. A deteção é feita através de Transformadores de Intensidade (TI) e Transformadores de Tensão (TT) e a atuação é feita através dos respetivos órgãos de corte que recebem as ordens através de relés.

O relé é o dispositivo que deteta uma anomalia no sistema, uma sobreintensidade, sobretensão, etc. e tem a função de enviar ordem de abertura ao equipamento de corte que será um disjuntor.

Este tem a função de efetuar a abertura da linha em defeito. Deverá ser dimensionado para suportar e conseguir cortar a corrente máxima de curto-circuito sem se danificar [10].

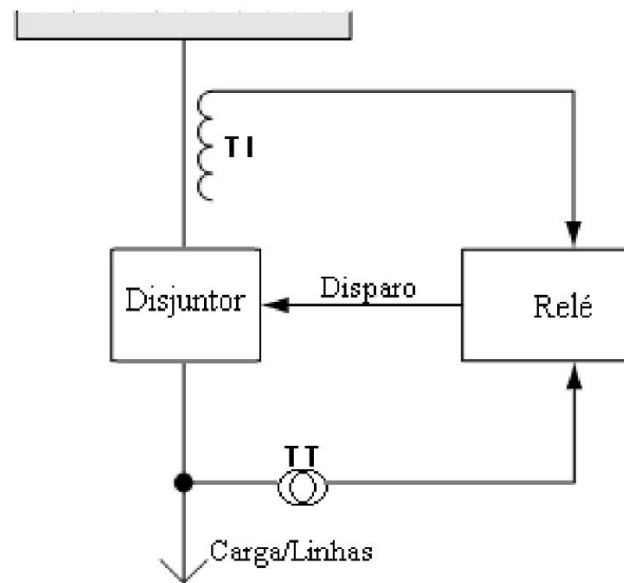


Fig. 4.1 Esquema de uma proteção

#### 4.2.7 Tipos de Relés de Proteção

Em função das grandezas físicas a medir e de acordo com normas internacionais, os relés podem ter a seguinte classificação:

- Relés de corrente, que atuam a partir de um determinado valor eficaz da intensidade de corrente elétrica (ANSI 50,51);
- Relés de tensão, que atuam a partir de um determinado valor eficaz de tensão. Este valor poderá ser dimensionado para um máximo ou mínimo de tensão (ANSI 27, 59);
- Relés direcionais de potência, que serão sensíveis ao valor do fluxo de potência na rede assim como o seu sentido (ANSI 32);
- Relés de impedância, que atuam perante uma variação da impedância de uma linha ou transformador (ANSI 21);
- Relés diferenciais, que atuam perante uma diferença de grandezas vetoriais, sendo o mais comum a soma vetorial das correntes num sistema (ANSI 87);
- Relés de frequência, que são sensíveis à variação da frequência da rede (ANSI 81);
- Relés térmicos, que atuam com variação da temperatura dos equipamentos a proteger (ANSI 49);

Existem outros tipos de relés auxiliares ou secundários que se descrevem:

- Relés temporizadores, que ao receberem os sinais introduzem uma temporização para a sua atuação (ANSI 2);
- Relés auxiliares, que são utilizados para funções secundárias. Destes, alguns estão no circuito de excitação dos elementos de corte e necessitam de poder de corte, outros, simplesmente fazem interligações e não necessitam de poder de corte (ANSI 94);
- Relés de sinalização, utilizados para registarem e sinalizarem atuação das proteções (ANSI 30).

## 4.3 Tipos de Proteção

### 4.3.1 Proteção Diferencial

Este tipo de proteção baseia-se na medição das correntes que circulam na rede ou malha a proteger. A sua atuação deve verificar-se quando a diferença entre os dois pontos medidos, ultrapassar um valor pré-definido. Esta proteção só atua para defeitos compreendidos na sua zona de proteção.

Este tipo de proteção é utilizado para proteger transformadores, motores, cabos e linhas. No entanto, para o caso da linha, devido à sua extensão, é necessário um bom sistema de comunicações de modo a transmitir as informações.

Na Fig. 4.2 representa-se um esquema simbólico deste tipo de proteção (caso particular de um transformador).

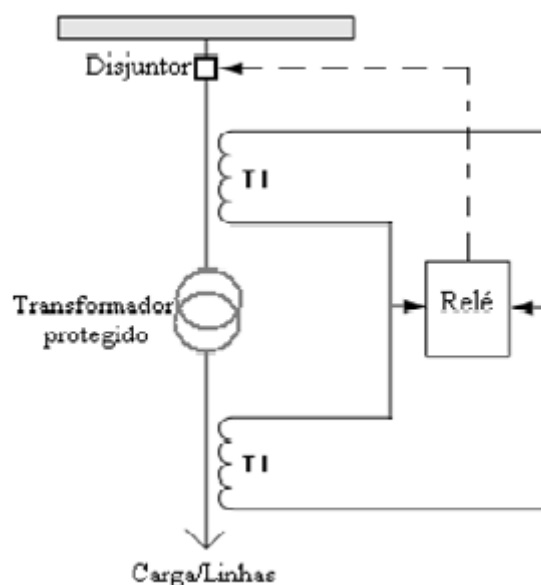


Fig. 4.2 Esquema de Proteção Diferencial do Transformador

### **4.3.2 Proteção de Distância**

Este tipo de proteção é provavelmente o mais utilizado em todo o mundo, para detetar curto-circuitos entre fases e homopolares em linhas de média, alta e muito alta tensão [11].

O critério de seletividade desta proteção é definido pela distância da proteção ao ponto de defeito, sendo no entanto também possível utilizar temporização.

Esta proteção avalia a distância ao defeito, através da medição de impedância da linha. Esta medida é conseguida através da medida da tensão e corrente na linha. No caso de ocorrer um curto-circuito, a tensão irá diminuir e a corrente irá aumentar, o que leva a uma diminuição da medida da impedância.

Quando em presença de redes malhadas, esta proteção deverá ser direcional para garantir uma melhor seletividade.

Esta proteção permite ter vários escalões, em que o 1º escalão normalmente cobre entre 80 a 90% da linha, de modo a garantir que não haverá atuações da proteção para defeitos ocorridos para lá do termo da linha ou em qualquer outra linha adjacente. Esta segurança de 10 a 20% também serve para garantir que quaisquer erros nos transformadores de corrente e tensão, imprecisões nos dados da impedância da linha e erros no ajuste dos relés, não provoquem disparos para defeitos fora da linha [11].

O 2º escalão deverá cobrir o restante comprimento da linha, de modo a garantir que toda a linha fica protegida. Assim e tendo em conta os erros dos transformadores de corrente e tensão, imprecisão de dados da linha e erros de ajuste dos relés, o 2º escalão deve ser parametrizado para um mínimo de 120% da linha e um máximo de 50% da linha adjacente mais curta, para assegurar que esta proteção não alcança o mesmo valor do 1º escalão da linha adjacente [11].

### **4.3.3 Proteção de Máximo de Intensidade**

As proteções de máximo de intensidade podem ser de máximo de intensidade de fase ou máximo de intensidade homopolar e devem atuar quando se atingir um valor de corrente pré-definido, respetivamente da componente da corrente das fases ou da componente da corrente homopolar.

Estas proteções ainda se podem subdividir em função do seu tipo de atuação em:

- Proteção de Tempo Constante ou Definido
- Proteção Instantânea
- Proteção de Tempo Inverso ou Dependente

No entanto hoje em dia, com a tecnologia de proteções digitais estas três funções estão disponíveis na mesma proteção.

#### 4.3.3.1 Proteções de Tempo Constante ou Definido

Este tipo de proteção tem uma corrente operacional regulada para um valor, que deverá ser sempre superior a qualquer corrente de carga, já que o seu tempo de disparo não vai depender das correntes.

A coordenação destas proteções e uma vez que estas se encontram na sequência de um determinado percurso de corrente, será efetuada através de um intervalo de tempo ( $\Delta t$ ), que será adicionado a cada proteção, a jusante ou à que tiver mais temporização, para o caso em que haja varias derivações.

Convém no entanto ter em atenção, que estas temporizações entre proteções devem ter o valor ( $\Delta t$ ) necessário, de modo a garantir que num defeito a jusante, atue a proteção a montante, eliminando o defeito e de modo a que as outras proteções a montante desta, se encontrem dentro do tempo operacional e não disparem.

Quando a seletividade entre proteções é efetuada através de temporizações, a temporização menor acontece no ponto mais distante e onde as correntes de curto-circuito são menores, o que configura numa desvantagem dado que junto à fonte de energia estão as correntes de curto-circuito mais elevadas e maiores esforços eletrodinâmicos com uma temporização superior, o que provoca maiores danos nos materiais e equipamentos [12].

#### 4.3.3.2 Proteção Instantânea

Este tipo de proteção terá a sua coordenação feita através da sensibilidade a diferentes valores de corrente de curto-circuito e não por temporização, como no caso anterior. A sua grande aplicação é em redes radiais, o que permite que a regulação seja feita pela corrente, porque esta vai diminuindo de montante (fonte de energia) para jusante. Esta regulação deverá ser feita para a máxima corrente de defeito possível, no nó imediatamente a jusante e deverá ter um fator de segurança, de modo a não provocar disparos intempestivos que podem resultar de imprecisões dos parâmetros da rede e da proteção.

Este tipo de proteção garante uma boa qualidade de serviço, porque permite anular os defeitos num curto espaço de tempo, mas por outro lado é pouco sensível a defeitos não trifásicos, sendo ainda mais insensível com a introdução de uma margem de segurança. [13]

#### 4.3.3.3 Proteção de Tempo Inverso ou Dependente

Este tipo de proteção aparece como uma boa solução, porque o seu funcionamento tem uma boa relação inversa entre as correntes e os seus tempos de eliminação. Isto permite que a atuação se efetue mais rapidamente na presença de correntes mais elevadas.

O seu tempo de seletividade de acordo com a norma IEC 60255-3 (1989-05), é definido por:

$$T_{op} = \frac{a}{\left(\frac{I_{cc}}{I_{op}}\right)^b - 1} TMS \quad (4.2)$$

Em que:

$T_{op}$  é o tempo de atuação em segundos

$a$  e  $b$  são constantes

TMS é a escolha da curva do relé (Time Multiplier setting)

$I_{op}$  é a corrente mínima que provoca o disparo do relé ( $I$  operacional).

$I_{cc}$  é a corrente curto-circuito

Os valores característicos para as constantes  $a$  e  $b$ , ao abrigo da norma IEC 60255-3, são apresentados na tabela seguinte:

Tabela 4.1 Constantes das curvas de tempo Inverso segundo a norma IEC 60255-3

<b>Tipo de Curva</b>	<b>A</b>	<b>b</b>	<b>A</b>
Normalmente Inversa	0,14	0,02	16,86
Muita Inversa	13,5	1,0	29,7
Extremamente Inversa	80,0	2,0	80,0

Estas proteções, de acordo com as curvas representadas na Fig.4.3, permitem 3 graus de dependência entre o tempo de operação e a intensidade da corrente. Em função disso, classificam-se de standard ou normal, muito e extremamente inversa.

Na representação das características da Fig. 4.3, verifica-se que, quanto mais inversa a relação for, menor é o tempo de eliminação dos defeitos, para o mesmo valor de corrente.

Por conseguinte, quanto maior for a corrente, menor será o tempo de eliminação do defeito, o que leva a que os efeitos de desgaste e destruição de equipamentos e materiais sejam mais atenuados.

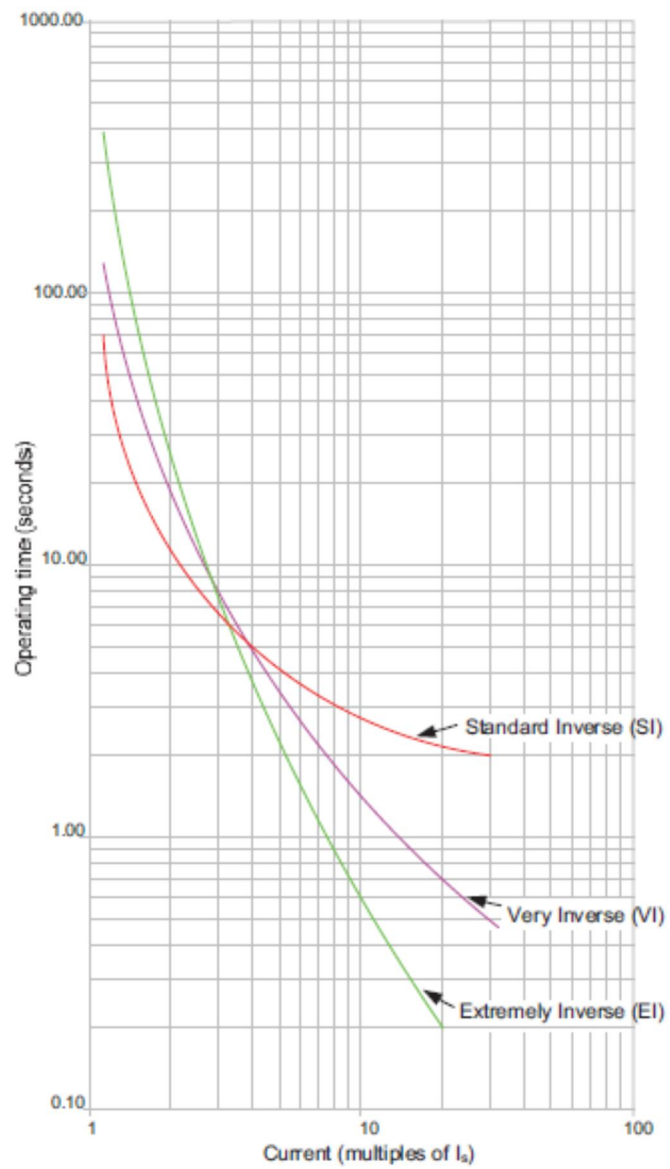


Fig. 4.3 Curvas de atuação dos relés [12]

# Capítulo 5 – Seleção e parametrização das proteções

## 5.1 Introdução

A energia elétrica produzida pela cogeração será para consumo na fábrica e exportação para a rede. É produzida por dois grupos de 47 MW que estão ligados a dois transformadores elevadores através dos quais, se faz a elevação da tensão para os níveis da rede. A exportação é feita por dois circuitos iguais, pelo que nesta tese será feito o estudo de um dos circuitos, assumindo que o outro é exatamente igual e com as mesmas características.

A tensão de produção aos terminais do alternador é de 11 kV e os transformadores elevadores de 11/63 kV, pelo que a exportação se faz no nível dos 60 kV.

Os serviços auxiliares da cogeração serão alimentados através da energia produzida na cogeração e em dois níveis de tensão 6,3 e 0,4 kV.

Assim, este estudo irá abranger proteções nos níveis de tensão de 60, 11 e 6,3 kV.

O estudo e parametrização das proteções irá abranger os troços e equipamentos, desde a produção até à entrega ao ORT e os troços e equipamentos dos serviços auxiliares até ao nível dos 6,3 kV.

Este estudo pretende que se parametrizem as proteções, de modo a que haja uma boa coordenação e otimização, garantindo a maior fiabilidade da rede e em caso de algum defeito, que ele seja anulado no mais breve tempo possível. Por outro lado garantir que os equipamentos não abrangidos pelo defeito se mantenham em serviço.

Também aqui se pretende que só em caso extremo os grupos sejam desligados, isto é, levar até ao máximo a sua capacidade de resistir a cavas de tensão provocadas por defeitos, respeitando as características do equipamento e assim garantindo fiabilidade na produção de energia elétrica e térmica.

Apresenta-se então este estudo, troço a troço no subcapítulo seguinte.

Os cálculos das correntes de curto-circuito a utilizar nas parametrizações de algumas proteções, apresentam-se no capítulo sete.

## 5.2 Proteções e troços a proteger

Neste capítulo definem-se os parâmetros das funções das proteções a serem utilizadas na cogeração e restantes troços até à entrega na rede, de modo a proteger todos os elementos, de uma forma mais sensível, rápida e seletiva.

O estudo será tratado troço a troço como a seguir se descreve.

### 5.2.1 Interligação da subestação de saída da fábrica à subestação da rede

A interligação à rede da ORT, entre a subestação da fábrica e a subestação do ORT é executada em cabo isolado, enterrado e onde se consideram as seguintes proteções:



- Proteção diferencial de cabo (87L)
- Proteção de distância (21)
- Máximo de intensidade (50/51)
- Máximo de intensidade homopolar (50/51N)
- Máximo e mínimo de tensão (27/59)
- Máximo e Mínimo de frequência (81)

### 5.2.1.1 Dados da Instalação

Cabo isolado de 60kV com as seguintes características, fornecidas pelo distribuidor de energia:

$$Z_d = 0,1344 + j0,3946 \Omega \Rightarrow 0,4169 \angle 71,2^\circ \Omega$$

$$Z_n = 0,368 + j0,2106 \Omega \Rightarrow 0,4401 \angle 28,6^\circ \Omega$$

Capacidade total do cabo 950 nF entre a fase e a terra

Máxima corrente de curto-circuito admitida pelo cabo é de 186,56 kA, durante 0,6 s.

Máxima corrente de carga é de 830 A.

Transformadores de Intensidade:

1250/5 A

Característica do núcleo de proteção 50 VA 5P20

Transformadores de Tensão:

$$\frac{60000}{\sqrt{3}} / \frac{100}{\sqrt{3}} / \frac{100}{\sqrt{3}} / \frac{100}{3} \text{ V}$$

Característica do núcleo 60 VA 3P

### 5.2.1.2 Dimensionamento das funções de proteção

#### 5.2.1.2.1 Proteção Diferencial do Cabo

Para esta proteção dimensionam-se dois escalões, em que a corrente de operação do 1º escalão da DifC deverá ter em conta os erros dos TIs de cada extremo (de acordo com norma IEC 185 de 1987), os erros de medida da proteção, os tempos de comunicação entre os 2 extremos, a carga capacitiva e um fator de segurança.

Do anterior descrito resulta:

$$I_{op} = \epsilon_{TI} + \epsilon_{Proteção} + \epsilon_{Tempo\ comunicação} + \epsilon_{Carga\ capacitiva} + \text{margem de segurança}$$

Assumindo os seguintes valores:

$I_{op} = 10 \% + 2 \% + 2 \%$  (pequeno, dado que a ligação é por fibra ótica Direta)  $+ 3 \%$  (pequeno uma vez que o cabo é curto)  $+ 3 \% = 20 \%$

$$I_{op} > = 0,2 * I_n(TI) = 0,2 * 1250 = 250 \text{ A.}$$

Dado tratar-se de um cabo, onde a energização tem um efeito negligenciável, não será necessário considerar a restrição harmônica para a proteção diferencial.

Sendo esta proteção unitária, isto é, apenas protegendo um elemento da rede (neste caso, o cabo), não há necessidade de temporização para efeitos de seletividade, pelo que a temporização deverá ser 0 s.

O segundo escalão da função diferencial,  $I_{op>>}$ , (que não tem em conta a corrente restrita) é regulado para um valor 2,5 vezes a corrente nominal do TI.

$$I_{op>>} = 2,5 I_n(TI) = 2,5 * 1250 = 3125 \text{ A}$$

Tal como para o primeiro escalão, não há qualquer temporização associada ao disparo deste escalão da DifC.

Tabela 5.1 Parametrização proteção diferencial cabo

Proteção Diferencial do Cabo	Valor	Unidade
Corrente de Operação 1º Escalão ( $I_{op>}$ )	250	A
Tempo de Operação 1º Escalão ( $T_{op>}$ )	0	s
Corrente de Operação 2º Escalão ( $I_{op>>}$ )	3.125	A
Tempo de Operação 2º Escalão ( $T_{op>>}$ )	0	s

#### 5.2.1.2.2 Proteção Distância

A proteção de distância será dimensionada para duas Zonas/ Escalões.

A primeira zona terá a cobertura de 80% da linha e uma temporização de zero segundos, uma vez que é garantido que o defeito é na linha.

A segunda zona terá cobertura de 120% do comprimento da linha e uma temporização de 0,4 s, de modo a fazer backup do primeiro escalão.

Tabela 5.2 Parametrização proteção distância do cabo

Zona de cobertura	Alcance	Temporização	R1	X1	R0	X0
Zona 1	80%	0 s	0,108 Ω	0,316 Ω	0,309 Ω	0,352 Ω
Zona 2	120%	0,4 s	0,161 Ω	0,474 Ω	0,464 Ω	0,528 Ω

### 5.2.1.2.3 Proteção de Máximo de Intensidade Homopolar

Este escalão de máximo de intensidade homopolar tem como objetivo servir de backup à proteção diferencial do Cabo ou à proteção de distância. Em situações normais, esta função deverá operar apenas em caso de falha das proteções principais.

O valor de operação será calculado em função da corrente restrita com uma margem de segurança.

Valor da corrente restrita:

$$I_r = -j3\omega C U_n = -j 3 \cdot 2\pi f \cdot C \cdot U_n = -j3 \cdot 100\pi \cdot 959 \cdot 10^{-9} \cdot 36373 = -j32,57 \text{ A}$$

Considerando uma margem de segurança de 20%, obtém-se para a corrente operacional:

$$I_{op>} = 1,2 \cdot 32,57 = 40 \text{ A.}$$

No entanto, uma vez que este valor é inferior a 10% da corrente do TI e corresponde a uma zona da curva do TI com bastantes erros, considera-se para *setting* desta proteção o valor correspondente a 10% do TI.

Por conseguinte considera-se para esta proteção, o valor operacional de 125 A em substituição do valor calculado através da corrente restrita de 40 A.

$$I_{op>} = 0,1 \cdot 1250 = 125 \text{ A}$$

Como se pode verificar através dos resultados apresentados no anexo IV, paginas A.27 e A.29, este valor é inferior à corrente homopolar em caso de defeito, pelo que se garante a sua proteção.

Sendo uma proteção de backup, deverá ser configurada para a temporização de 1s.

Tabela 5.3 Parametrização proteção de máximo de intensidade homopolar do cabo

Proteção de Máximo de Intensidade Homopolar	Valor	Unidade
Corrente de operação 1º escalão ( $I_{op>}$ )	125	A
Tempo de operação 1º escalão ( $T_{op>}$ )	1	s

#### 5.2.1.2.4 Proteção de Máximo de Intensidade

Este escalão de máximo de intensidade tem como objetivo servir de backup à proteção diferencial do Cabo ou proteção de distância. Em situações normais, esta função deverá operar apenas em caso de falha das proteções principais.

Para este escalão, a corrente de operação deverá ser condicionada por uma percentagem do valor do TI ou pela corrente máxima admissível pelo cabo, aquela que melhor garanta a segurança e proteção de equipamentos e do cabo.

$$I_{op}(TI) = 1,2 * I_n(TI) = 1,2 * 1250 = 1500 \text{ A}$$

$$I_{op}(\text{cabo}) = 830 \text{ A}$$

Para este caso opta-se pela corrente máxima admissível do cabo, para a regulação do valor operacional da proteção, porque é o valor que melhor garante a segurança para o cabo.

$$I_{op>} = 830 \text{ A}$$

O tempo de operação deverá ser superior a qualquer transitório de ligação e coordenado com as proteções a montante e jusante.

Desta forma, considera-se 1 s como o valor a regular.

Para o 2º escalão, atendendo a que está uma proteção em cada um dos lados do cabo, de modo a poder desligar todo o troço, estas estão interligados e comunicam através de fibra ótica. Por conseguinte, considera-se 80% da menor contribuição de corrente de curto-circuito neste troço da rede,  $0,8 * 1,95 = 1,56 \text{ kA}$ , para garantir que o disparo se efetua sem danificar qualquer equipamento e com uma temporização de 0 s.

O valor da contribuição da corrente de curto-circuito pode ser verificado no anexo II, páginas A.10 e A.11.

Tabela 5.4 Parametrização proteção de máximo de intensidade do cabo

Proteção de Máximo de Intensidade	Valor	Unidade
Corrente de operação 1º escalão ( $I_{op>}$ )	830	A
Tempo de operação 1º escalão ( $T_{op>}$ )	1,0	s
Corrente de operação 2º escalão ( $I_{op>>}$ )	1560	A
Tempo de operação 2º escalão ( $T_{op>>}$ )	0	s

#### 5.2.1.2.5 Proteção de Máximo e de Mínimo de Tensão

Aqui considera-se uma gama de operação do barramento entre os 120% e os 80% da tensão nominal, de modo a garantir o funcionamento da cogeração dentro dos limites de tensão, impostos pelo fornecedor do gerador.

Considera-se um tempo de disparo de 3 s de modo a respeitar e coordenar com características do gerador, fornecidas pelo fabricante e de acordo com norma IEC 60034.

Tabela 5.5 Parametrização proteção máxima e mínimo de tensão do cabo

Mínimo de Tensão	48 kV	3s
Máximo de Tensão	72 kV	3s

#### 5.2.1.2.6 Proteção de Máximo e de Mínimo de Frequência

Coordenado com o ORT regulam-se as proteções de máximo e mínimo de frequência para os seguintes patamares:

Tabela 5.6 Parametrização proteção máxima e mínimo de frequência

Mínimo de Frequência	48,5 Hz	0,07s
Máximo de Frequência	51,5 Hz	0,07s

### 5.2.2 Interligação da subestação da cogeração à subestação de saída da fábrica

Neste troço que interliga a subestação da cogeração à subestação da fábrica, o equipamento a proteger é um cabo de 60 kV isolado e enterrado, onde se irão considerar as seguintes proteções:

- Proteção diferencial de cabo (87L)
- Máxima intensidade (50/51)
- Máxima intensidade homopolar (50/51N)

#### 5.2.2.1 Dados da Instalação

Cabo de 60 kV com as características seguintes:

Tipo do cabo: RHEMAV

Secção: 1x 630 mm<sup>2</sup>

Tensão: 36/66 kV

Resistência elétrica a 20°C: 0,0283 Ω / Km

Reactância Indutiva: 0,114 Ω / Km

Capacidade: 0,301 μF/km

Tensão Máxima entre fases: 72,5 kV

Máxima corrente de carga é de 830 A.

Corrente máxima admissível no condutor durante 1 s: 90,8kA

Corrente máxima de curto-circuito na blindagem durante 1s: 32,3kA

Comprimento do cabo. 1800m

Transformador a jusante:

Potência nominal: 63 MVA

Grupo de ligações: YND11

Tensão de curto-circuito: 10%

Corrente nominal primária: 577 A

Transformadores de Intensidade

800/5 A

Característica do núcleo de proteção 30 VA 5P20

Transformadores de Tensão:

$$\frac{6\ 0000}{\sqrt{3}} / \frac{100}{\sqrt{3}} / \frac{100}{\sqrt{3}} / \frac{100}{3} \text{ V}$$

Caraterística do núcleo 60 VA 3P

## 5.2.2.2 Dimensionamento das funções de proteção

### 5.2.2.2.1 Proteção Diferencial do Cabo

A corrente de operação do 1º escalão da DifC deverá ter em conta os erros dos TIs de cada extremo (de acordo com norma IEC 185 de 1987), os erros de medida da proteção, os tempos de comunicação entre os 2 extremos, a carga capacitiva e um fator de segurança.

Do anterior descrito resulta:

$$I_{op} = \varepsilon_{TI} + \varepsilon_{Proteção} + \varepsilon_{Tempo\ comunicação} + \varepsilon_{Carga\ capacitiva} + \text{margem de segurança}$$

Assumindo os seguintes valores:

$$I_{op} = 10 \% + 2 \% + 2 \% + 3 \% + 3 \% = 20 \%$$

Dado tratar-se de um cabo, onde a energização tem um efeito negligenciável, não deverá ser considerada a restrição harmónica para a proteção diferencial.

Sendo esta proteção unitária, isto é, protegendo apenas um elemento da rede (neste caso, o cabo), não há necessidade de temporização para efeitos de seletividade, pelo que a temporização deverá ser 0 s.

$$I_{op>} = 0,2 * I_n (TI) = 0,2 * 800 = 160 \text{ A}$$

O segundo escalão da função diferencial,  $I_{op>>}$ , (que não tem em conta a corrente restrita) é regulado para um valor típico de 2,5 vezes do valor da corrente nominal do TI.

$$I_{op>>} = 2,5 * 800 = 2000 \text{ A}$$

Tal como para o primeiro escalão, não há qualquer temporização associada ao disparo deste escalão da DifC.

Tabela 5.7 Parametrização proteção diferencial do cabo

Proteção Diferencial do Cabo	Valor	Unidade
Corrente de Operação 1º Escalão ( $I_{op>}$ )	160	A
Tempo de Operação 1º Escalão ( $T_{op>}$ )	0	s
Corrente de Operação 2º Escalão ( $I_{op>>}$ )	2000	A
Tempo de Operação 2º Escalão ( $T_{op>>}$ )	0	s

#### 5.2.2.2.2 Proteção de Máximo de Intensidade Homopolar

Este escalão de máximo de intensidade homopolar tem como objetivo servir de backup à proteção diferencial do Cabo ou à proteção de distância. Em situações normais, esta função deverá operar apenas em caso de falha das proteções principais.

O valor de operação será calculado em função da corrente restrita com uma margem de segurança.

Cálculo da corrente restrita:

$$I_r = -j3\omega C U_n = -j 3 \cdot 2\pi f \cdot C \cdot U_n = -j 3 \cdot 100\pi \cdot 0,5418 \cdot 10^{-6} \cdot 36373 = -j18,57 \text{ A}$$

$$C = 0,301 \cdot 10^{-6} \cdot 1,8 = 0,5418 \mu\text{F}$$

Considerando uma margem de segurança de 20% obtêm-se a corrente operacional

$$I_{op>} = 1,2 * 18,57 = 22 \text{ A.}$$

No entanto uma vez que este valor é inferior a 10% da corrente do TI e corresponde a uma zona da curva do TI com bastantes erros, considera-se para *setting* desta proteção o valor correspondente a 10% do TI.

Por conseguinte considera-se para esta proteção o valor operacional de 80 A.

$$I_{op>} = 0,1 \cdot 800 = 80 \text{ A}$$

E como se pode verificar através dos resultados apresentados no anexo IV, páginas este valor é inferior à corrente homopolar em caso de defeito, pelo que se garante a sua proteção.

Sendo uma proteção de backup, deverá ser configurada para a temporização de 1s.

Tabela 5.8 Parametrização proteção máximo intensidade homopolar do cabo

Proteção de Máximo de Intensidade Homopolar	Valor	Unidade
Corrente de operação 1º escalão ( $I_{op>}$ )	80	A
Tempo de operação 1º escalão ( $T_{op>}$ )	1	s

#### 5.2.2.2.3 Proteção de Máximo de Intensidade

Este escalão de máximo de intensidade tem como objetivo servir de backup à proteção diferencial do Cabo, ou à rede a jusante ou montante. Em situações normais, esta função deverá operar apenas em caso de falha das proteções principais.

Tendo em conta que a ligação aos grupos geradores tem pelo meio um transformador de 63 MVA resulta uma corrente nominal de 577 A nestes painéis.

Por outro lado, a carga máxima admissível pelo cabo é de 830 A.

Desta forma, a corrente de operação do 1º escalão deverá ser limitada por um valor percentual do TI ou pela corrente máxima admissível do cabo.

$$I_{op>} (TI) = 1,2 \cdot 800 \text{ A} = 960 \text{ A ou}$$

$$I_{op>} (\text{cabo}) = 830 \text{ A}$$

Para garantir segurança do cabo opta-se pelo  $I_{op}$  relativo à corrente máxima admissível no cabo:

$$I_{op>} = 830 \text{ A}$$

O tempo de operação deverá ser superior a qualquer transitório de ligação e coordenado com as proteções a montante e jusante.

Desta forma, considera-se 1 s como o valor a regular.

Para o 2º escalão atendendo a que está uma proteção em cada um dos lados do cabo, de modo a poder desligar todo o troço, estas estão interligadas e comunicam através de fibra ótica. Por conseguinte, considera-se 80% da menor contribuição de corrente de curto-circuito para garantir que o disparo se efetua sem danificar qualquer equipamento e com uma temporização de 0 s.



A menor contribuição para o curto-circuito de acordo com o anexo II páginas A.9 e A.10 é de 1,99kA, pelo que:

$I_{op>>}$  será  $0,8 \cdot 1,99 = 1,6 \text{ kA}$ .

Note-se que, este valor é claramente inferior a:

- Valor máximo admitido pelo cabo em 1s (32,3 kA),
- Contribuição da corrente de curto-circuito no barramento de 60 kV (1,99 kA),
- Valor do lado dos 11 kV, 23,6 kA, que resultam em cerca de 4kA nos 60 kV.

Tabela 5.9 Parametrização proteção de máximo de intensidade do cabo

Proteção de Máximo de Intensidade	Valor	Unidade
Corrente de operação 1º escalão ( $I_{op>}$ )	830	A
Tempo de operação 1º escalão ( $T_{op>}$ )	1,0	s
Corrente de operação 2º escalão ( $I_{op>>}$ )	1600	A
Tempo de operação 2º escalão ( $T_{op>>}$ )	0	s

### 5.2.3 Interbarras da subestação de saída

Neste ponto será considerada a proteção:

- Máximo de intensidade (50/51)

#### 5.2.3.1 Dados da Instalação

Transformadores de Intensidade

800/5 A

Características do núcleo de proteção 30 VA 5P20

#### 5.2.3.2 Dimensionamento das funções de proteção

##### 5.2.3.2.1 Proteção de Máximo de Intensidade

Dado que a corrente nominal do barramento é de 1250 A, é dimensionado um escalão de máximo de intensidade com um valor operacional 1,2 vezes superior, resultando num valor de 1500 A.

O tempo de operação deverá ser superior a qualquer transitório de ligação.

Por outro lado, deverá rapidamente seccionar o barramento onde está o defeito.

Desta forma e por coordenação com as proteções a jusante, considera-se 0,90 s como o valor a regular.

Tabela 5.10 Parametrização proteção máximo intensidade do barramento

Proteção de Máximo de Intensidade	Valor	Unidade
Corrente de operação 1º escalão ( $I_{op>}$ )	1500	A
Tempo de operação 1º escalão ( $T_{op>}$ )	0,9	s

#### 5.2.4 Transformadores 63/11 kV

Para o transformador, serão consideradas as seguintes proteções:

- Diferencial do transformador (87T)
- Máximo de Intensidade (50/51)
- Máximo de intensidade homopolar (50/51N)

##### 5.2.4.1 Dados da Instalação

Transformador

Tabela 5.11 Dados transformador de potência

Potência	63	MVA
Tensão Primária	63	kV
Tensão Secundária	11	kV
Grupo de Ligações	Ynd11	
Corrente Nominal Primária	577	A
Corrente Nominal Secundária	3307	A
Tensão de curto-circuito	10	%
Componente reativa homopolar	9	%
Componente resistiva homopolar	0,33	%

Transformadores de Intensidade, primário (63 kV)

800/5 A

Características dos núcleos de proteção 30 VA 5P20

Toro Transformador (ligação neutro)

500/5A

Característica do núcleo de proteção 15 VA 5P20

Transformadores de Intensidade, secundário (11 kV)

4000/5 A

Características dos núcleos de proteção 15 VA 5P20

## 5.2.4.2 Dimensionamento das funções de proteção

### 5.2.4.2.1 Proteção Diferencial do Transformador

A corrente de operação do 1º escalão da DifT deverá ter em conta os erros dos TIs de cada extremo (de acordo com norma IEC 185 de 1987), os erros de medida da proteção, a relação em carga do transformador e um fator de segurança.

Do anterior descrito resulta:

$$I_{op} = \varepsilon_{TI} + \varepsilon_{Proteção} + \varepsilon_{Relação\ Transformação} + \text{margem de segurança}$$

Assumindo os seguintes valores:

$$I_{op} = 10 \% + 2 \% + 10 \times 1,2 \% + 5 \% = 29 \% \approx 30\%$$

$$I_{op>} = 30\% * I_n(TI) = 0,3 * 800 = 240 \text{ A}$$

Dado tratar-se de um transformador, deverá ser considerada uma restrição à segunda harmónica no que respeita a energização e uma restrição às terceiras e quintas harmónicas, relativas à sobreexcitação do transformador.

Sendo esta proteção unitária, isto é, protegendo apenas um elemento da rede (neste caso, o transformador), não há necessidade de temporização para efeitos de seletividade, pelo que a temporização deverá ser 0 s.

O segundo escalão da função diferencial,  $I_{op>>}$ , (que não tem em conta a corrente restrita) é regulado para 10 vezes o valor da corrente nominal do TI, tendo em conta que a corrente de *inrush* e sobre-excitação do transformador tem um valor elevado.

$$I_{op>>} = 10 * 800 = 8000 \text{ A}$$

Tal como para o primeiro escalão, não há qualquer temporização associada ao disparo deste escalão da DifT.

Tabela 5.12 Parametrização proteção diferencial do transformador de potência

Proteção Diferencial do Transformador	Valor	Unidade
Corrente de Operação 1º Escalão ( $I_{op>}$ )	240	A
Tempo de Operação 1º Escalão ( $T_{op>}$ )	0	s
Corrente de Operação 2º Escalão ( $I_{op>>}$ )	8000	A
Tempo de Operação 2º Escalão ( $T_{op>>}$ )	0	s

#### 5.2.4.2.2 Proteção Diferencial do Transformador + Proteção Diferencial de Barras + Diferencial de Gerador

A corrente de operação do 1º escalão desta proteção diferencial, deverá ter em conta os erros dos TIs de cada extremo (de acordo com norma IEC 185 de 1987), os erros de medida da proteção, a relação em carga do transformador e um fator de segurança.

Do anterior descrito resulta:

$$I_{op} = \varepsilon_{TI} + \varepsilon_{Proteção} + \varepsilon_{Relação\ Transformação} + \text{margem de segurança}$$

Assumindo os seguintes valores:

$$I_{op} = 10 \% + 5\% + 2 \% + 10 \times 1,2 \% + 5 \% = 34 \% \approx 35\%$$

$$I_{op>} = 35\% * I_n(TI) = 0,35 * 800 = 280A$$

Dado que na zona a proteger existe um transformador, deverá ser considerada uma restrição à segunda harmónica no que respeita a energização e uma restrição às terceiras e quintas harmónicas relativas à sobre-excitação do transformador.

Uma vez que a atuação desta proteção deteta defeitos em vários elementos, todos eles protegidos por proteções diferenciais (exceto o barramento de 11 kV), a atuação desta proteção coloca em causa a seletividade de proteções. Por isso, neste caso, a atuação da proteção diferencial deverá ser temporizado em 150 ms.

O segundo escalão da função diferencial  $I_{op>>}$  (que não tem em conta a corrente restrita), é regulado para um valor de 10 vezes o valor da corrente nominal do TI.

$$I_{op>>} = 10 * I_n(TI) = 10 * 800 = 8000 A$$

Conforme o primeiro escalão, o disparo do 2º escalão deverá ser temporizado em 0,15 s.

Tabela 5.13 Parametrização proteção diferencial do transformador potência+ Proteção Diferencial de Barras + Diferencial de Gerador

Proteção Diferencial do Transformador	Valor	Unidade
Corrente de Operação 1º Escalão ( $I_{op>}$ )	280	A
Tempo de Operação 1º Escalão ( $T_{op>}$ )	0,15	s
Corrente de Operação 2º Escalão ( $I_{op>>}$ )	8000	A
Tempo de Operação 2º Escalão ( $T_{op>>}$ )	0,15	s

#### 5.2.4.2.3 Proteção de Máximo de Intensidade, Andar 60 kV

Esta função tem como principal objetivo servir de backup à proteção diferencial e às proteções a jusante, nos 11 kV.

Tendo em conta a corrente nominal do transformador, no andar de 60 kV, será dimensionado o 1º escalão da proteção para 1,3 vezes essa corrente:

$$I_{op>} = 1,3 * 577 = 750 \text{ A primários.}$$

O tempo de disparo deverá ser seletivo com as proteções a jusante, resultando em 0,8 s, admitindo que não haverá neste ponto grande influência da corrente de arranque do motor.

O segundo escalão deverá ser regulado para 120% da contribuição do curto-circuito nos 11kV vista do lado primário 63kV,

$$I_{op>>} = 1,2 * (23,63 * (11/63)) = 4,95 \text{ kA com } T_{op>>} \text{ de } 0\text{s}$$

Este valor de corrente de curto-circuito pode ser verificado no anexo II, paginas A.4 e A.11.

Tabela 5.14 Parametrização proteção máximo intensidade do transformador de potência

Proteção de Máximo de Intensidade	Valor	Unidade
Corrente de operação 1º escalão ( $I_{op>}$ )	750	A
Tempo de operação 1º escalão ( $T_{op>}$ )	0,8	s
Corrente de operação 2º escalão ( $I_{op>>}$ )	4950	A
Tempo de operação 2º escalão ( $T_{op>>}$ )	0	s

#### 5.2.4.2.4 Proteção de Máximo de Intensidade Homopolar, Andar 60 kV

A medida desta corrente é feita por um toro na ligação à terra do transformador nos 60 kV, com uma relação de 500/5.

A proteção de máxima intensidade homopolar deverá ficar regulada para 10% da corrente nominal do transformador no andar de 60 kV, resultando:

$$I_{op} = 0,1 \times 577 \text{ A} = 58 \text{ A.}$$

O tempo de operação deve ser igual ao do 1º escalão do máximo de intensidade de fases, 0,8 s.

Tabela 5.15 Parametrização proteção máximo intensidade homopolar do transformador de potência

Proteção de Máximo de Intensidade Homopolar	Valor	Unidade
Corrente de operação 1º escalão ( $I_{op>}$ )	58	A
Tempo de operação 1º escalão ( $T_{op>}$ )	0,8	s

#### 5.2.5 Transformador 11/6,3 kV

Este transformador faz a alimentação aos auxiliares de 6,3 kV e aos transformadores dos serviços auxiliares de 0,42 kV e consideram-se as seguintes proteções:

- Proteção diferencial do transformador (87T)
- Máximo intensidade (50/51) associada aos 11kV
- Máximo intensidade homopolar (50/51N) associada aos 11kV

### 5.2.5.1 Dados da Instalação

Transformador 11/6,3 7MVA

Tabela 5.16 Dados do transformador 11/6,3 kV

Potência	7	MVA
Tensão Primária	11	kV
Tensão Secundária	6,3	kV
Grupo de Ligações	Dyn11	
Corrente Nominal Primária	367,4	A
Corrente Nominal Secundária	641,5	A

Transformadores de Intensidade (TI), primário 11kV

450/5 A

Caraterísticas do núcleo de proteção 5VA 5P20

Transformadores de Intensidade (TI), secundário 6,3 kV

800/5 A

Caraterísticas do núcleo de proteção 10VA 5P20

Toroidal:

50/5 A

Características do núcleo de proteção 10VA5P10

### 5.2.5.2 Dimensionamento das funções de proteção

#### 5.2.5.2.1 Proteção Diferencial do Transformador

A corrente de operação do 1º escalão da DifT deverá ter em conta os erros dos TIs de cada extremo (de acordo com norma IEC 185 de 1987), os erros de medida da proteção, a relação em carga do transformador e uma margem de segurança.

Do anterior descrito resulta:

$$I_{op} = \varepsilon_{TI} + \varepsilon_{Proteção} + \varepsilon_{Relação\ Transformação} + \text{margem de segurança}$$

Assumindo os seguintes valores:

$$I_{op} = 10 \% + 2 \% + 4 \times 2,5 \% + 5 \% = 27 \% \approx 30\%$$

$$I_{op>} = 30\% \cdot I_n (TI) = 0,3 \cdot 450 = 150 \text{ A}$$

Dado tratar-se de um transformador, deverá ser considerada uma restrição à segunda harmónica no que respeita a energização e uma restrição às terceiras e quintas harmónicas relativas à sobre-excitação do transformador.

Sendo que esta proteção apenas protege um elemento da rede (neste caso, o transformador), não há necessidade de temporização para efeitos de seletividade, pelo que a temporização deverá ser 0 s.

O segundo escalão da função diferencial,  $I_{op>>}$ , (que não tem em conta a corrente restrita) é regulado para 10 vezes o valor da corrente nominal do TI, isto porque o elemento a proteger é um transformador e há que considerar os possíveis efeitos de *inrush* e sobre-excitação.

$$I_{op>>} = 10 \cdot 450 = 4500 \text{ A}$$

Tal como para o primeiro escalão, não há qualquer temporização associada ao disparo deste escalão da DifT.

Tabela 5.17 Parametrização proteção diferencial do transformador 11/6,3 kV

Proteção Diferencial do Transformador	Valor	Unidade
Corrente de Operação 1º Escalão ( $I_{op>}$ )	135	A
Tempo de Operação 1º Escalão ( $T_{op>}$ )	0	s
Corrente de Operação 2º Escalão ( $I_{op>>}$ )	4500	A
Tempo de Operação 2º Escalão ( $T_{op>>}$ )	0	s

#### 5.2.5.2.2 Máximo de Intensidade

O 1º escalão está associado aos 11kV e servirá de back-up para proteção diferencial e para as proteções a jusante nos 6,3 kV, assim como oferecer proteção térmica ao transformador.

Tendo em conta a corrente nominal do transformador, no andar dos 11 kV, será dimensionada uma proteção para 1,2 vezes essa corrente

$$I_{op>} = 1,2 \cdot 367,4 = 441 \text{ A}$$

O tempo de disparo, tendo em conta a corrente de arranque dos motores a jusante, será de 10s.



O 2º escalão tem o objetivo de disparar quando houver um defeito nos equipamentos dos 11 kV ou no transformador, devendo no entanto ser limitada, quando o defeito ocorrer nos 6,3 kV.

Pelo estudo das correntes de curto-circuito, anexo II paginas A.6 e A.11, verifica-se que a contribuição do transformador para um curto-circuito no barramento de 6,3kV é de 7,61 kA, valor que visto do lado do 11 kV é dado por  $7,61 * (6,3/11) = 4,36$  kA.

A regulação do  $I_{op}$  será 120% do visto do lado primário do transformador, pelo que:

$$I_{op>>} = 1,2 * 4,36 = 5,2 \text{ kA.}$$

O tempo de operação estará coordenado com as proteções a jusante, resultando em 0,6 s.

Tabela 5.18 Parametrização proteção máximo intensidade do transformador 11/6,3kV

Proteção de Máximo de Intensidade	Valor	Unidade
Corrente de operação 1º escalão ( $I_{op>}$ )	441	A
Tempo de operação 1º escalão ( $T_{op>}$ )	10	s
Corrente de operação 2º escalão ( $I_{op>>}$ )	5200	A
Tempo de operação 2º escalão ( $T_{op>>}$ )	0,6	s

### 5.2.5.2.3 Máximo de Intensidade Homopolar

Esta proteção está associada aos 11 kV e faz uma proteção contra defeitos à terra no cabo que interliga ao transformador. A sua medida é feita por um toro que lê a corrente homopolar do cabo, com uma relação de 50/5.

A proteção de máximo de intensidade homopolar deverá ficar regulada para 10% da corrente nominal do transformador, resultando num valor de

$$I_{op>} = 0,1 \times 367 \text{ A} = 37 \text{ A.}$$

O tempo de operação deve ser igual ao do 2º Escalão da proteção de máximo de intensidade de fases, 0,6 s (recordar que se trata de uma proteção de backup, já que a diferencial do transformador protege este cabo).

Tabela 5.19 Parametrização proteção máximo intensidade homopolar do transformador  
11/6,3kV

Proteção de Máximo de Intensidade Homopolar	Valor	Unidade
Corrente de operação 1º escalão ( $I_{op>}$ )	37	A
Tempo de operação 1º escalão ( $T_{op>}$ )	0,6	s

### 5.2.6 Chegadas 6 kV

Aqui considera-se a ligação do transformador ao barramento de 6,3 kV.

Serão consideradas as seguintes proteções:

- Máximo de intensidade (50/51)
- Máximo intensidade homopolar (50/51N)
- Máximo e mínima tensão de fases (27/59)

#### 5.2.6.1 Dados da Instalação

Corrente nominal secundária do transformador 11/6,3 kV, 7 MVA  $I_{2n} = 641,5$  A

Transformadores de Intensidade (TI's)

800/5 A

Características do núcleo de Proteção 5VA 5P20

Transformador Toroidal, de medida da corrente de neutro do transformador

125/5 A

Características dos núcleos de proteção 20VA 5P10

Transformadores de Tensão

Tensão nominal primária:  $6,3/\sqrt{3}$  KV

Tensão nominal secundária:  $100/\sqrt{3}$  V

Característica do núcleo de proteção: 5 VA Cl. 0,5

#### 5.2.6.2 Dimensionamento das funções de proteção

##### 5.2.6.2.1 Máximo de Intensidade

O 1º escalão tem como principal objetivo servir de backup às proteções a jusante, de 6,3 kV.

A corrente máxima no semi-barramento de 6,3 kV, considerando a corrente de arranque dos motores (nos transformadores não se considerou a corrente de arranque), será:

Transformador 50 kVA (5 A) + Motor Fresh air (7x90 A) + Motor arranque (5x50 A) + Transformador 2 MVA (183 A), que resulta em 1068 A.

Esta situação implicaria coeficiente de simultaneidade “1” para arranque dos equipamentos, o que não será possível dado que a corrente nominal do transformador é de 642 A, pelo que terá que se considerar um arranque desfasado destes equipamentos.

Para esta situação dimensiona-se o 1º escalão desta proteção para um valor de 1,2 da corrente nominal

$$I_{op>} = 1,2 * 642 = 770 \text{ A.}$$

A temporização será de 10 s para garantir que não há disparos com arranque do motor a jusante.

O 2º escalão é condicionado ao não arranque das proteções a jusante e para garantir uma eliminação rápida para o caso do defeito ser no barramento de 6,3 kV. O valor de operação terá que ser menor que a contribuição deste painel para a corrente de curto-circuito no barramento de 6,3 kV. Pelo estudo das correntes de curto-circuito, esse valor é de 7,6 kA. O valor de operação deve ser regulado para 80% deste valor:

$$I_{op>>} = 7,6 \times 0,8 = 6,1 \text{ kA.}$$

O tempo de operação deve ser de 0,15 s.

Tabela 5.20 Parametrização proteção máximo intensidade chegadas de 6,3 kV

Proteção de Máximo de Intensidade	Valor	Unidade
Corrente de operação 1º escalão ( $I_{op>}$ )	770	A
Tempo de operação 1º escalão ( $T_{op>}$ )	10	s
Corrente de operação 2º escalão ( $I_{op>>}$ )	6100	A
Tempo de operação 2º escalão ( $T_{op>>}$ )	0,15	s

#### 5.2.6.2.2 Máximo de Intensidade Homopolar

Esta proteção tem como principal objetivo proteger a resistência limitadora da corrente contra curto-circuitos à terra, assim como servir de backup às proteções a jusante.

Uma vez que esta resistência limita a corrente a 20 A, este será o valor de operação.

O tempo de disparo terá que ser seletivo com as proteções de máximo de corrente homopolar a jusante, pelo que se assume 0,4s.

Tabela 5.21 Parametrização proteção máximo intensidade homopolar chegadas de 6,3 kV

Proteção de Máximo de Intensidade Homopolar	Valor	Unidade
Corrente de operação 1º escalão ( $I_{op>}$ )	20	A
Tempo de operação 1º escalão ( $T_{op>}$ )	0,4	s

### 5.2.6.2.3 Máximo e Mínimo de Tensão

Considera-se uma gama de operação do barramento entre os 120 e os 80% da tensão nominal.

O tempo de disparo será de 3 s para evitar disparos intempestivos com transitórios na rede, coordenado com os painéis de motores e de acordo com os princípios de funcionamento do gerador.

Tabela 5.22 Parametrização proteção máxima e mínimo de tensão chegadas de 6,3kV

Mínimo de Tensão	5040 V	3s
Máximo de Tensão	7560 V	3s

### 5.2.7 Transformador Serviços Auxiliares

Nestes transformadores iremos considerar as seguintes proteções:

- Máximo intensidade (50/51)
- Máximo intensidade homopolar (50/51N)

### 5.2.7.1 Dados da Instalação

Transformador Auxiliar 6,3/ 0,42 kV ; 50 kVA

Tabela 5.23 Dados transformador 6,3/0,42 kV 50 kVA

Potência	50	kVA
Tensão Primária	6,3	kV
Tensão Secundária	0,42	kV
Grupo de Ligações	Dyn11	
Corrente Nominal Primária	4,58	A
Corrente Nominal Secundária	68,7	A

Transformadores de Intensidade (TI)

15/5 A

Caraterísticas do núcleo de proteção 5VA5P20

50/5 A

Características do núcleo de proteção 2VA5P10

### 5.2.7.2 Dimensionamento das funções de proteção

#### 5.2.7.2.1 Máximo de Intensidade

O 1º escalão servirá de back-up para as proteções a jusante nos 0,42 kV e para proteger possíveis defeitos resistivos que podem provocar pequenas correntes de defeito.

Tendo em conta a corrente nominal do transformador, no andar de 6 kV, particularmente baixa, será dimensionada uma proteção para 1,5 vezes essa corrente, que resulta em 7 A.

$$I_{op} > = 1,5 * I_{n1} = 1,5 * 4,58 = 6,87 \text{ A}$$

O tempo de disparo, tendo em conta a margem necessária para a atuação das proteções a jusante (considera-se 0,1s), é regulada para 0,25 s.

O 2º escalão tem o objetivo de disparar instantaneamente quando houver um defeito nos equipamentos dos 6 kV ou nos transformadores, devendo no entanto ser limitada quando o defeito ocorrer nos 0,42 kV.

Por análise do cálculo de curto-circuitos a contribuição dos transformadores para um defeito nos 0,42 kV é de 1,82 kA e que por sua vez representa 120 A nos 6,3 kV. Para evitar a ocorrência de alguns disparos intempestivos nos 0,42kV o valor operacional de disparo será dimensionado para 1,2 vezes da corrente anterior, ou seja para 144 A.

$$I_{op>>} = 1,2 \cdot 1820 \cdot (0,42/6,3) \sim 144 \text{ A}$$

Tabela 5.24 Parametrização proteção máxima intensidade do transformador 6,3/0,42 kV 50 kVA

Proteção de Máximo de Intensidade	Valor	Unidade
Corrente de operação 1º escalão ( $I_{op>}$ )	7	A
Tempo de operação 1º escalão ( $T_{op>}$ )	0,25	s
Corrente de operação 2º escalão ( $I_{op>>}$ )	144	A
Tempo de operação 2º escalão ( $T_{op>>}$ )	0	s

#### 5.2.7.2.2 Máximo de Intensidade Homopolar

A proteção de Máximo Intensidade Homopolar deverá ficar regulada para 10% da corrente nominal pelo que terá um valor de aproximadamente 0,5 A

$$I_{op>} = 0,1 \cdot 4,58 = 0,458 \sim 5A.$$

Dado que este valor de corrente é muito pequeno, a proteção contra defeitos à terra não tem aplicação prática, devendo ficar inibida.

#### 5.2.8 Ventiladores de Ar fresco

Para este motor foram consideradas as seguintes proteções:

- Máximo intensidade (50/51)
- Máximo intensidade homopolar (50/51N)
- Rotor bloqueado (51LR)
- Sequencia inversa (46)

- Supervisão de arranque do motor (66)
- Sobrecargas (49)
- Máximo e mínimo de tensão (27/59)

### 5.2.8.1 Dados da Instalação

Ventilador

Tabela 5.25 Dados do ventilador

Potência	750	kW
Tensão Primária	6,3	kV
Corrente Nominal	90	A
Corrente de Arranque	7	Iarr/In motor
Tempo de arranque	Até 8,8	s
Tempo máximo de rotor bloqueado	8	s
Constante de tempo de aquecimento	80	Min
Constante de tempo de arrefecimento	350	Min
Máximo de arranques a frio	3	
Máximo de arranques a quente	2	

Transformadores de Intensidade

125/5 A

Caraterísticas do núcleo de proteção 5VA 5P20

Transformador Toroidal

50/5 A

Caraterísticas do núcleo de proteção 5VA 5P10

Transformadores de Tensão

Tensão nominal primária:  $6,3/\sqrt{3}$  KV

Tensão nominal secundária:  $100/\sqrt{3}$  V

Caraterísticas do núcleo de proteção 30VA 3P

### 5.2.8.2 Dimensionamento das funções de proteção

#### 5.2.8.2.1 Máximo de Intensidade

Para o 1º escalão a proteção será regulada para a carga máxima do motor com um fator de 20%,

$$I_{op>} = 1,2 \cdot 90 = 108 \text{ A.}$$

O tempo de disparo deverá ser superior ao tempo de arranque, pelo que se considera 10 s.

Para 2º escalão e considerando a corrente de arranque como sendo 7 vezes a corrente nominal  $7 \cdot 90 = 630$  e dando uma margem de segurança de 30%,

$$I_{op>>} = 630 \cdot 1,3 = 820 \text{ A.}$$

O tempo de disparo regula-se para 0,1 s.

Tabela 5.26 Parametrização proteção máxima intensidade do ventilador

Proteção de Máximo de Intensidade	Valor	Unidade
Corrente de operação 1º escalão ( $I_{op>}$ )	108	A
Tempo de operação 1º escalão ( $T_{op>}$ )	10	s
Corrente de operação 2º escalão ( $I_{op>>}$ )	820	A
Tempo de operação 2º escalão ( $T_{op>>}$ )	0,1	s

#### 5.2.8.2.2 Máximo de Intensidade Homopolar

A máxima intensidade homopolar deve ser regulada para 10 % da corrente nominal  $0,1 \cdot 90 = 9$  A. O tempo de operação deve ser regulado para 0,2 s.



Tabela 5.27 Parametrização proteção máxima intensidade homopolar do ventilador

Proteção de Máximo de Intensidade Homopolar	Valor	Unidade
Corrente de Operação 1º Escalão ( $I_{op>}$ )	9	A
Tempo de Operação 1º Escalão ( $T_{op>}$ )	0,2	s

### 5.2.8.2.3 Proteção de Sequencia Inversa

Para este equipamento não está especificado um valor máximo de corrente de desequilíbrio pelo que se considera 10% do valor da corrente nominal, assim  $0,1 \cdot 90 = 9$  A.

Tempo de operação será de 0,2 s.

### 5.2.8.2.4 Proteção de Sobrecargas

Não é indicada pelo fornecedor a corrente máxima admissível em sobrecarga pelo que se considera 110% da corrente nominal.

A constante de tempo é de 80min.

A constante de tempo de arrefecimento é de 350 min, 4,4 vezes a constante de tempo de aquecimento.

Deve-se gerar um alarme de sobrecarga quando a temperatura chegar a 80% do seu valor de disparo ou quando corrente passar dos 90 A.

### 5.2.8.2.5 Supervisão de arranque do motor

A corrente de arranque do motor é de 7 vezes a corrente nominal, ou seja 630 A.

A corrente de supervisão de arranque, abaixo da qual é considerado que o motor arrancou e está em funcionamento normal, é considerada como sendo a média da corrente de arranque (630 A) e a corrente nominal (90 A), menos uma margem de 1,4, pelo que:

$$I_{arr\ superv} = \frac{630 + 90}{2} * \frac{1}{1,4} = 257 \text{ A}$$

O tempo máximo de rotor bloqueado é de 8 s.

Devem ser considerados os dados do motor para o máximo de 3 arranques numa hora.

Regula-se o tempo de restituição para 20 min, o que equivale a dizer que este é o tempo mínimo entre arranques, o que garante no máximo os 3 arranques numa hora.

Tabela 5.28 Parametrização supervisão de arranque do ventilador

Supervisão de arranque do motor	Valor	Unidade
Corrente de Supervisão do motor	257	A
Corrente de arranque do motor	630	A
Tempo de arranque	8,6	s
Tempo de rotor bloqueado	8	s

#### 5.2.8.2.6 Máximo e Mínimo de tensão de fases

Segundo dados do motor há condições para ele arrancar com 85% da tensão nominal, pelo que se pode regular a proteção para uma gama de operação entre os 80% e os 120% com uma temporização de 2s.

Tabela 5.29 Parametrização proteção máxima e mínimo de tensão do ventilador

Mínimo de Tensão	5040 V	2 s
Máximo de Tensão	7560 V	2 s

#### 5.2.9 Crancking Motor

Para este motor serão consideradas as seguintes proteções:

- Máximo intensidade (50/51)
- Máximo intensidade homopolar (50/51N)
- Rotor bloqueado (51LR)
- Sequencia inversa (46)
- Supervisão de arranque do motor (66)
- Sobrecargas (49)
- Máximo e mínimo de tensão (27/59)

### 5.2.9.1 Dados da Instalação

Crancking Motor

Tabela 5.30 Dados do crancking motor

Potência	450	kW
Tensão Primária	6,3	kV
Corrente Nominal	50,4	A
Corrente de Arranque	5	Iarr/In motor
Máximo de desequilíbrio de corrente	5	%
Tempo de arranque	4,8	s
Tempo máximo de rotor bloqueado	6	s
Constante de tempo de aquecimento	15	Min
Constante de tempo de arrefecimento	75	Min
Corrente de sobrecarga admitida	63	A
Máximo de arranques a frio	3	
Máximo de arranques a quente	2	

Transformadores de Intensidade

75/5 A

Caraterísticas do núcleo de proteção 5VA 5P20

Transformador Toroidal

50/5 A

Caraterísticas do núcleo de proteção 5VA 5P10

Transformadores de Tensão

Tensão nominal primária:  $6,3/\sqrt{3}$  KV

Tensão nominal secundária:  $100/\sqrt{3}$  V

Caraterísticas do núcleo de proteção 30VA 3P

## 5.2.9.2 Dimensionamento das funções de proteção

### 5.2.9.2.1 Máximo de Intensidade

O 1º escalão será regulado para a carga máxima do motor com um fator de 120%,

$$I_{op>} = 1,2 \cdot 50,4 = 60 \text{ A.}$$

O tempo de disparo terá que ter em conta o tempo de arranque do motor, pelo que se irá considerar 8s.

Para o 2º escalão será considerada a corrente de arranque 5 vezes a corrente nominal, pelo que  $5 \cdot 50,4 = 252 \text{ A}$ . Considerando um fator de 30% como segurança virá para a regulação

$$I_{op>>} = 1,3 \cdot 252 = 327,6 \text{ A.}$$

O tempo de operação deverá ser regulado para 0,1 s.

Tabela 5.31 Parametrização proteção máxima intensidade do cranking motor

Proteção de Máximo de Intensidade	Valor	Unidade
Corrente de Operação 1º Escalão ( $I_{op>}$ )	60	A
Tempo de Operação 1º Escalão ( $T_{op>}$ )	8	s
Corrente de Operação 2º Escalão ( $I_{op>>}$ )	327,6	A
Tempo de Operação 2º Escalão ( $T_{op>>}$ )	0,1	s

### 5.2.9.2.2 Máximo de Intensidade Homopolar

A máxima intensidade homopolar deve ser regulada para 10 % da corrente nominal

$$I_{op>} = 0,1 \cdot 50,4 = 5 \text{ A.}$$

O tempo de operação deve ser regulado para 0,2 s.

Tabela 5.32 Parametrização proteção máxima intensidade homopolar do cranking motor

Proteção de Máximo de Intensidade Homopolar	Valor	Unidade
Corrente de Operação 1º Escalão ( $I_{op>}$ )	5	A
Tempo de Operação 1º Escalão ( $T_{op>}$ )	0,2	S

### 5.2.9.2.3 Proteção de Sequencia Inversa

De acordo com os dados técnicos do motor, este suporta como máximo desequilíbrio de corrente um valor de 5% da corrente nominal, pelo que  $0,05 \cdot 50,4 = 2,5$  A. Também como recomendação o tempo de operação deve ser de 1 s.

### 5.2.9.2.4 Proteção de Sobrecargas

Esta proteção deverá ter em conta os dados do equipamento:

A corrente máxima de sobrecarga admitida pelo motor é de 63 A, pelo que representa 1,25 vezes a corrente nominal.

A constante de tempo é de 15 min.

A constante de tempo de arrefecimento é de 75 min, 5 vezes a constante de tempo de aquecimento.

Deve-se gerar um alarme de sobrecarga quando a temperatura chegar a 80% do seu valor de disparo ou quando corrente chegar aos 63 A.

### 5.2.9.2.5 Supervisão de arranque do motor

A corrente de arranque do motor é de 5 vezes a corrente nominal, ou seja 252 A.

A corrente de supervisão de arranque, abaixo da qual é considerado que o motor arrancou e está em funcionamento normal, é considerada como sendo a média da corrente de arranque (252 A) e a corrente nominal (50,4 A), menos uma margem de 1,4, pelo que:

$$I_{arr\ superv} = \frac{252 + 50,4}{2} * \frac{1}{1,4} = 108 \text{ A}$$

O tempo máximo de rotor bloqueado é de 6 s.

Devem ser considerados os dados do motor para o máximo de 3 arranques numa hora.

Regula-se o tempo de restituição para 20 min, o que equivale a dizer que este é o tempo mínimo entre arranques, o que garante no máximo os 3 arranques numa hora.

Tabela 5.33 Parametrização supervisão de arranque do cranking motor

Supervisão de arranque do motor	Valor	Unidade
Corrente de Supervisão do motor	108	A
Corrente de arranque do motor	252	A
Tempo de arranque	4,8	s
Tempo de rotor bloqueado	5	s

#### 5.2.9.2.6 Máximo e Mínimo de tensão de fases

Segundo dados do motor há condições para ele arrancar com 85% da tensão nominal, pelo que a proteção será regulada para uma gama de operação entre os 80% e os 120% com uma temporização de 2s.

Tabela 5.34 Parametrização proteção máxima e mínimo de tensão do cranking motor

Mínimo de Tensão	5040 V	2 s
Máximo de Tensão	7560 V	2 s

#### 5.2.10 Transformadores 6/0.4 kV (lado 6kV)

Nestes transformadores consideram-se as seguintes proteções:

- Máximo intensidade (50/51)
- Máximo intensidade de terra (50/51N)

### 5.2.10.1 Dados da Instalação

Transformador Auxiliar 6,3/0,42 kV 2 MVA

Tabela 5.35 Dados do transformador auxiliar 6,3/0,42 kV 2 MVA

Potência	2	MVA
Tensão Primária	6,3	kV
Tensão Secundária	0,42	kV
Grupo de Ligações	Dyn11	
Corrente Nominal Primária	183,2	A
Corrente Nominal Secundária	2749	A

Transformadores de Intensidade (TI)

250/5 A

Caraterísticas do núcleo de proteção 5VA5P20

Transformador Toroidal

50/5 A

Características do núcleo de proteção 2VA5P10

### 5.2.10.2 Dimensionamento das funções de proteção

#### 5.2.10.2.1 Máximo de Intensidade

O 1º escalão servirá de back-up para as proteções a jusante nos 0,42 kV e para proteger possíveis defeitos resistivos que podem provocar pequenas correntes de defeito.

De modo a garantir alguma proteção térmica do transformador regula-se este escalão para 1,2 vezes a corrente nominal ou seja

$$I_{op} > = 1,2 \cdot 183 = 220 \text{ A.}$$

Por outro lado considerando os transitórios do transformador no arranque define-se o tempo de disparo em 2 s.

O 2º escalão tem o objetivo de disparar instantaneamente quando houver um defeito nos equipamentos dos 6 kV ou no transformador, devendo no entanto ser limitada quando o defeito ocorrer nos 0,42 kV.

Por análise do cálculo de curto-circuitos, a contribuição dos transformadores para um defeito nos 0,42 kV é de 34,47 kA, como se pode confirmar nos resultados do anexo II, páginas A.8 e A.11, e que representa no primário do transformador  $34,47 * (0,42/6,3) = 2,3$  kA. O valor operacional de disparo será dimensionado para 1,2 vezes da corrente de contribuição, para garantir margem de segurança e eliminar a hipótese de disparos intempestivos.

Por conseguinte:

$$I_{op>>} = 1,2 * 2,3 = 2,76 \text{ kA.}$$

Tabela 5.36 Parametrização proteção máxima intensidade do transformador auxiliar 6,3/0,42 kV 2 MVA

Proteção de Máximo de Intensidade	Valor	Unidade
Corrente de operação 1º escalão ( $I_{op>}$ )	220	A
Tempo de operação 1º escalão ( $T_{op>}$ )	2	s
Corrente de operação 2º escalão ( $I_{op>>}$ )	2760	A
Tempo de operação 2º escalão ( $T_{op>>}$ )	0	S

#### 5.2.10.2.2 Máximo de Intensidade Homopolar

A proteção de Máximo Intensidade Homopolar irá ficar regulada para 10% da corrente nominal pelo que terá um valor de 18 A

$$I_{op>} = 0,1 * 183 = 18,3 \text{ A.}$$

O seu tempo de operação define-se como 0,2 s.



Tabela 5.37 Parametrização proteção máxima intensidade homopolar do transformador auxiliar  
6,3/0,42 kV 2 MVA

Proteção de Máximo de Intensidade Homopolar	Valor	Unidade
Corrente de operação 1º escalão ( $I_{op>}$ )	18	A
Tempo de operação 1º escalão ( $T_{op>}$ )	0,2	S

### 5.3 Tabelas resumo com parametrizações

Efetuada o estudo e parametrizações das proteções da cogeração e, para uma melhor percepção e interpretação dos resultados, apresenta-se nas tabelas 5.38 e 5.39 um resumo das principais proteções aplicadas.

Na tabela 5.38 apresentam-se as parametrizações das correntes e respetivas temporizações para as proteções de máxima intensidade, máximo de intensidade homopolar e corrente diferencial.

Na tabela 5.39 apresentam-se as parametrizações para as proteções de máximo e mínimo de tensão.

Tabela 5.38 Resumo parametrizações proteções máximo de intensidade, máximo de intensidade homopolar e diferencial

	MI Fase				MIH				Diferencial			
6.2.1	lop> [A]	830	top>[s]	1	lop> [A]	125	top>[s]	1	lop> [A]	250	top>[s]	0
Interligação da SE da fabrica à SE da rede	lop>>[A]	1560	top>>[s]	0	Não aplicável				lop>>[A]	3125	top>>[s]	0
6.2.2	lop> [A]	830	top>[s]	1	lop> [A]	80	top>[s]	1	lop> [A]	160	top>[s]	0
Interligação da SE Cogeração à SE fábrica	lop>>[A]	1600	top>>[s]	0	Não aplicável				lop>>[A]	2000	top>>[s]	0
6.2.3	lop> [A]	1500	top>[s]	0,9	lop> [A]		top>[s]		Não aplicável			
Interbarras da SE Saida	lop>>[A]		top>>[s]		lop>>[A]		top>>[s]					
6.2.4	lop> [A]	750	top>[s]	0,8	lop> [A]	58	top>[s]	0,8	lop> [A]	240	top>[s]	0
Transformador Potencia 63/11 kV	lop>>[A]	4950	top>>[s]	0	Não aplicável				lop>>[A]	8000	top>>[s]	0
6.2.5	lop> [A]	441	top>[s]	10	lop> [A]	37	top>[s]	0,6	lop> [A]	135	top>[s]	0
Transformador Auxiliar 11/6,3 kV	lop>>[A]	5200	top>>[s]	0,6	Não aplicável				lop>>[A]	4500	top>>[s]	0
6.2.6	lop> [A]	770	top>[s]	10	lop> [A]	20	top>[s]	0,4	Não aplicável			
Chegadas de 6 kV	lop>>[A]	6100	top>>[s]	0,15	Não aplicável							
6.2.7	lop> [A]	7	top>[s]	0,25	Não aplicável				Não aplicável			
Transformador Serv. Aux. 6,3/0,42 kV 2 MVA	lop>>[A]	144	top>>[s]	0								
6.2.8	lop> [A]	108	top>[s]	10	lop> [A]	9	top>[s]	0,2	Não aplicável			
Ventilador Ar Fresco	lop>>[A]	820	top>>[s]	0,1	Não aplicável							
6.2.9	lop> [A]	60	top>[s]	8	lop> [A]	5	top>[s]	0,2	Não aplicável			
Motor Crancking	lop>>[A]	327	top>>[s]	0,1	Não aplicável							
6.2.10	lop> [A]	220	top>[s]	2	lop> [A]	18	top>[s]	0,2	Não aplicável			
Transformador Serv. Aux. 6,3/0,42 kV 50 KVA	lop>>[A]	2760	top>>[s]	0	Não aplicável							

Tabela 5.39 Resumo parametrizações proteções máximo e mínimo de tensão

	Maximo/Minimo Tensão			
6.2.1	U < [kV]	48	top>[s]	3
Interligação da SE da fabrica à SE da rede	U > [kV]	72	top>>[s]	3
6.2.2	Não aplicável			
Interligação da SE Cogeração à SE fábrica				
6.2.3	Não aplicável			
Interbarras da SE Saida				
6.2.4	Não aplicável			
Transformador Potencia 63/11 kV				
6.2.5	Não aplicável			
Transformador Auxiliar 11/6,3 kV				
6.2.6	U < [kV]	5	top>[s]	3
Chegadas de 6 kV	U > [kV]	7,56	top>>[s]	3
6.2.7	Não aplicável			
Transformador Serv. Aux. 6,3/0,42 kV 2 MVA				
6.2.8	U < [kV]	5	top>[s]	2
Ventilador Ar Fresco	U > [kV]	7,56	top>>[s]	2
6.2.9	U < [kV]	5	top>[s]	2
Motor Crancking	U > [kV]	7,56	top>>[s]	2
6.2.10	Não aplicável			
Transformador Serv. Aux. 6,3/0,42 kV 50 KVA				

## 5.4 Conclusões

Como se pode verificar pelas tabelas resumo, as proteções base dos equipamentos principais devem ser as primeiras a atuar, pelo que surgem sem temporizações. No entanto, existem em todos os equipamentos backups para a possibilidade de alguma destas proteções não atuar. As proteções de backup estão coordenadas entre si através de temporizações, como se pode verificar através da tabela.

Garantiu-se que com estas proteções, será sempre deslastrado o menor número de consumidores e troços, para que os tempos de indisponibilidade de equipamentos seja o mais reduzido possível e por consequência, os prejuízos inerentes à não produção, sejam minimizados.

Relativamente ao sistema de proteções existente, houve alteração e otimização das proteções de máximo e mínimo de tensão, de modo a poder cumprir com condições de funcionamento estabelecidas pelo fornecedor dos geradores.

Os valores de parametrização das proteções pode ser confirmado pelos resultados que se apresentam e descrevem no capítulo seguinte e anexos.

## Capítulo 6 – Resultados e conclusões

Pretende-se com este estudo justificar valores de parametrizações de proteções, de modo a que se consiga ter um melhor rendimento na produção de energia e com o menor tempo de cortes e colocação fora de serviço de equipamentos. Por outro lado e de acordo com as características dos geradores, analisar e permitir valores de cavas de tensão que eles possam suportar sem necessidade de se desligarem da rede e sem que lhes sejam provocados quaisquer danos.

Para estudo e comportamento da rede em caso de curto circuitos utilizaram-se dois softwares o ETAP para os cálculos e o EMTP- Electromagnetic Transients Program- para verificação e simulação de correntes e tensões de curto-circuito.

Com o avanço dos trabalhos verificou-se que os resultados expectáveis não se verificavam através do EMTP, pelo que se abandonou a sua utilização, aproveitando as figs. 6.5, 6.6, 6.7 e 6.8, que representam as curvas de corrente e tensão para curto circuitos trifásicos simétricos e fase terra no barramento 2, mas somente para visualização das formas de onda em função dos defeitos, sem que se considerem os valores, atendendo ao anteriormente descrito.

Assim, prosseguiu-se o estudo utilizando o programa ETAP introduzindo o esquema apresentado na Fig. 6.1 e fazendo as simulações para curto circuitos simétricos e fase terra, com base na norma IEC6909.

O caso em estudo considera dois grupos de produção iguais, de acordo com esquema unifilar apresentado no anexo I, pelo que se faz o estudo de um deles de acordo com Fig. 6.1 e considerando os mesmos valores de estudo para as proteções e parametrizações do outro grupo.

Assim, foram considerados os seguintes elementos, para caracterização do sistema:

- Fonte de tensão (rede exterior)
- Transformadores de potência
- Geradores síncronos
- Transformadores Auxiliares
- Cabos de Média Tensão
- Motores de Média Tensão
- Cargas equivalentes (relativamente à redes de baixa tensão)

O cálculo dos curto-circuitos através do programa foi efetuado considerando as seguintes premissas:

- O cálculo do curto-circuito é realizado utilizando o estado da rede exatamente anterior ao defeito.
- A rede exterior é considerada como uma fonte de tensão constante de sequência direta.

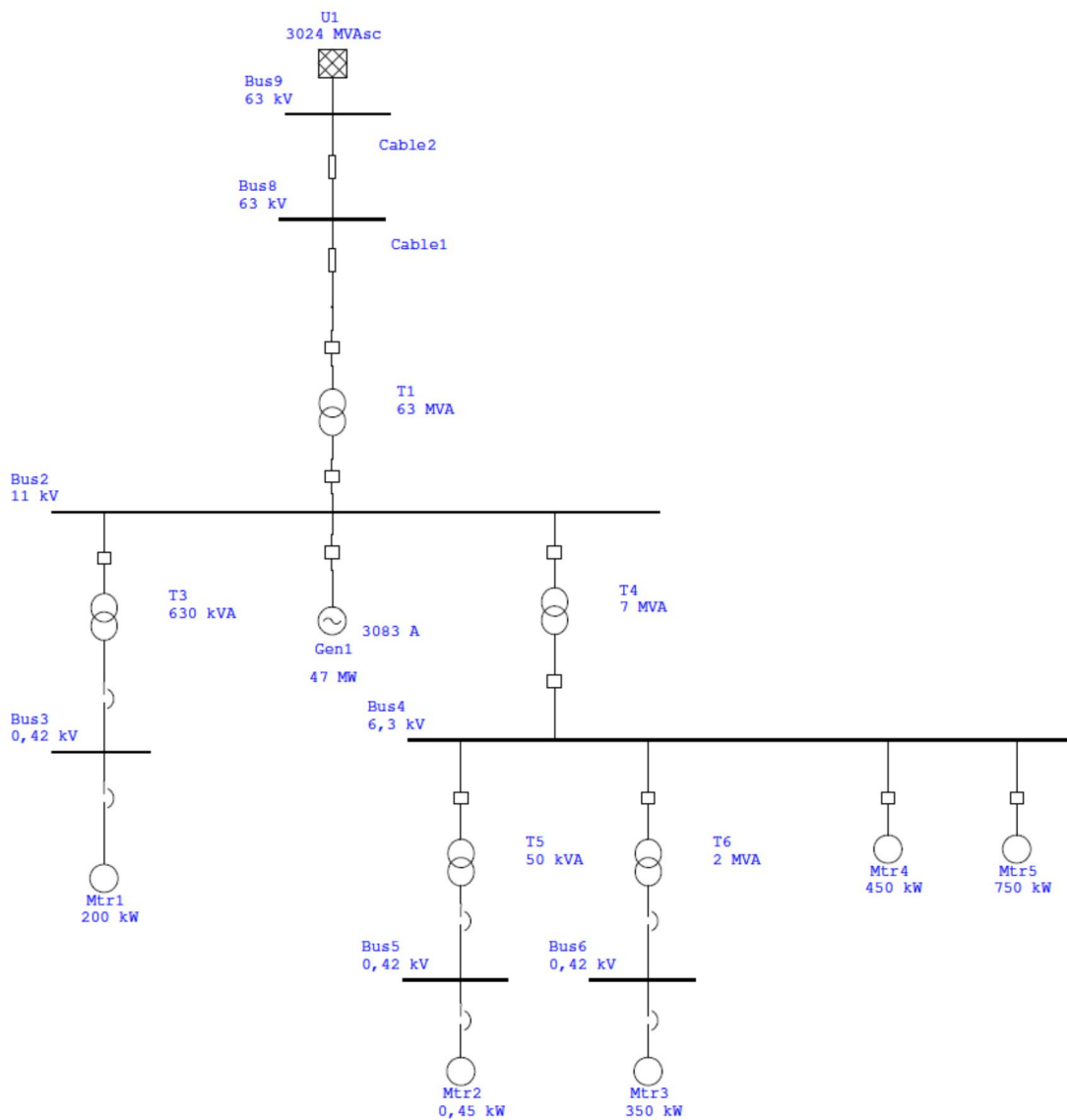


Fig. 6.1 Esquema equivalente utilizado para cálculos das correntes de curto-circuitos

Simularam-se curto-circuitos trifásicos simétricos e fase terra em todos os barramentos individualmente e em simultâneo. Apresentam-se nos anexos II, III e IV os resultados destes ensaios.

No Anexo II estão todos os resultados dos curto-circuitos trifásicos simétricos em que se podem analisar as contribuições de cada troço para os defeitos, assim como as implicações em toda a rede quer a nível das tensões quer das correntes.

No Anexo III apresentam-se todos os resultados das tensões e correntes por fase na situação de curto-circuito fase terra na fase **a**.

No Anexo IV apresentam-se todos os resultados das componentes simétricas na situação de um curto-circuito fase terra na fase **a**.

Na simulação das correntes de curto-circuito trifásico simétrico em todos os barramentos obtiveram-se os resultados que se mostram na fig. 6.2 e na qual se consegue ter uma visão global dos acontecimentos na rede em presença de curto-circuitos. Esta simulação permite visualizar em simultâneo, para toda a rede, as correntes máximas de curto-circuito em cada barramento, bem como os somatórios das contribuições dos troços para cada barramento.

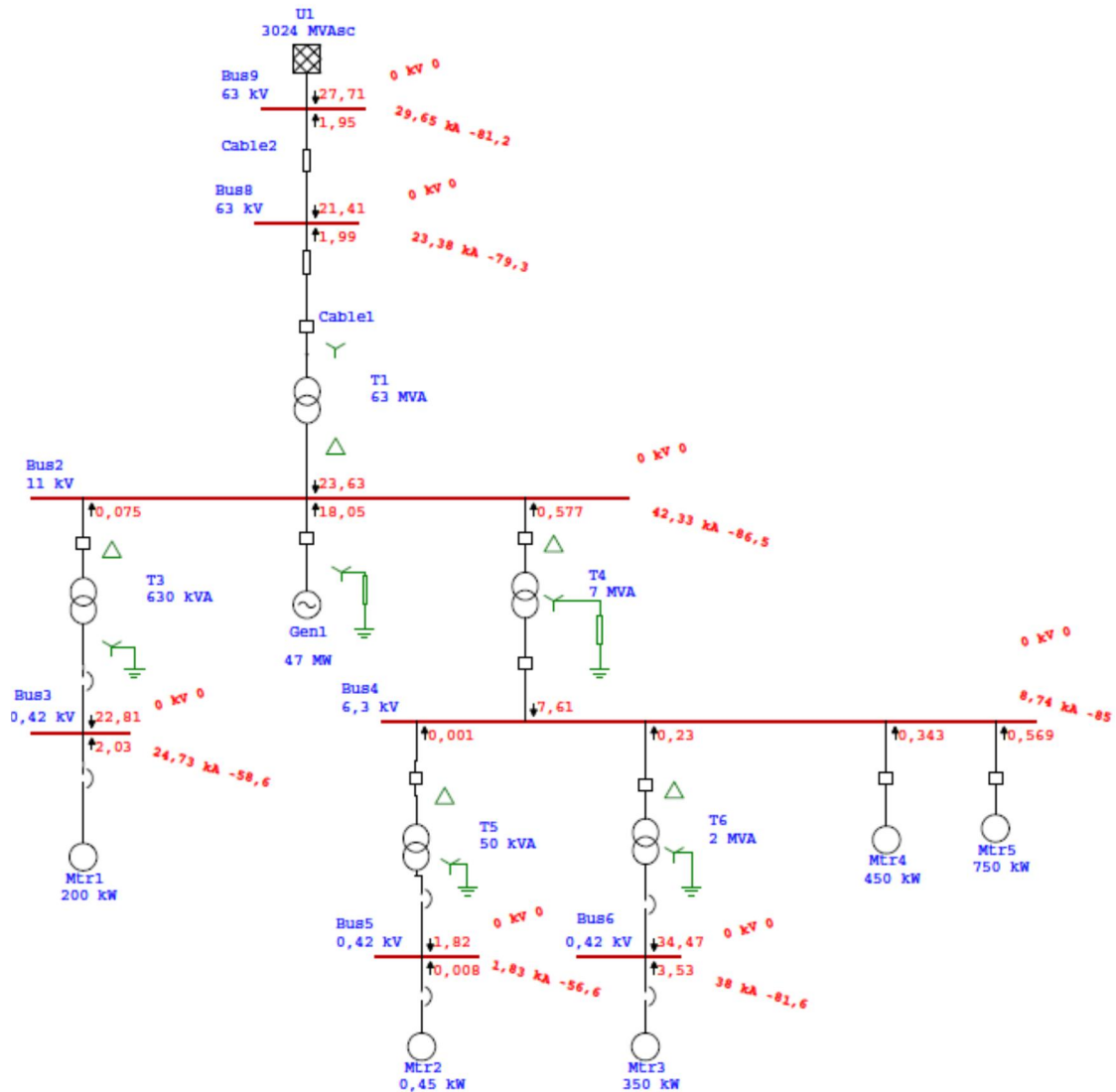


Fig. 6.2 Simulação curto-circuito trifásico em todos os barramentos

Na simulação simultânea de curto-circuito fase terra na fase *a*, em todos os barramentos, obtiveram-se os valores de tensões e correntes de fase que se apresentam na Fig. 6.3. Na Fig. 6.4 são apresentados os valores das componentes simétricas para o defeito descrito anteriormente.

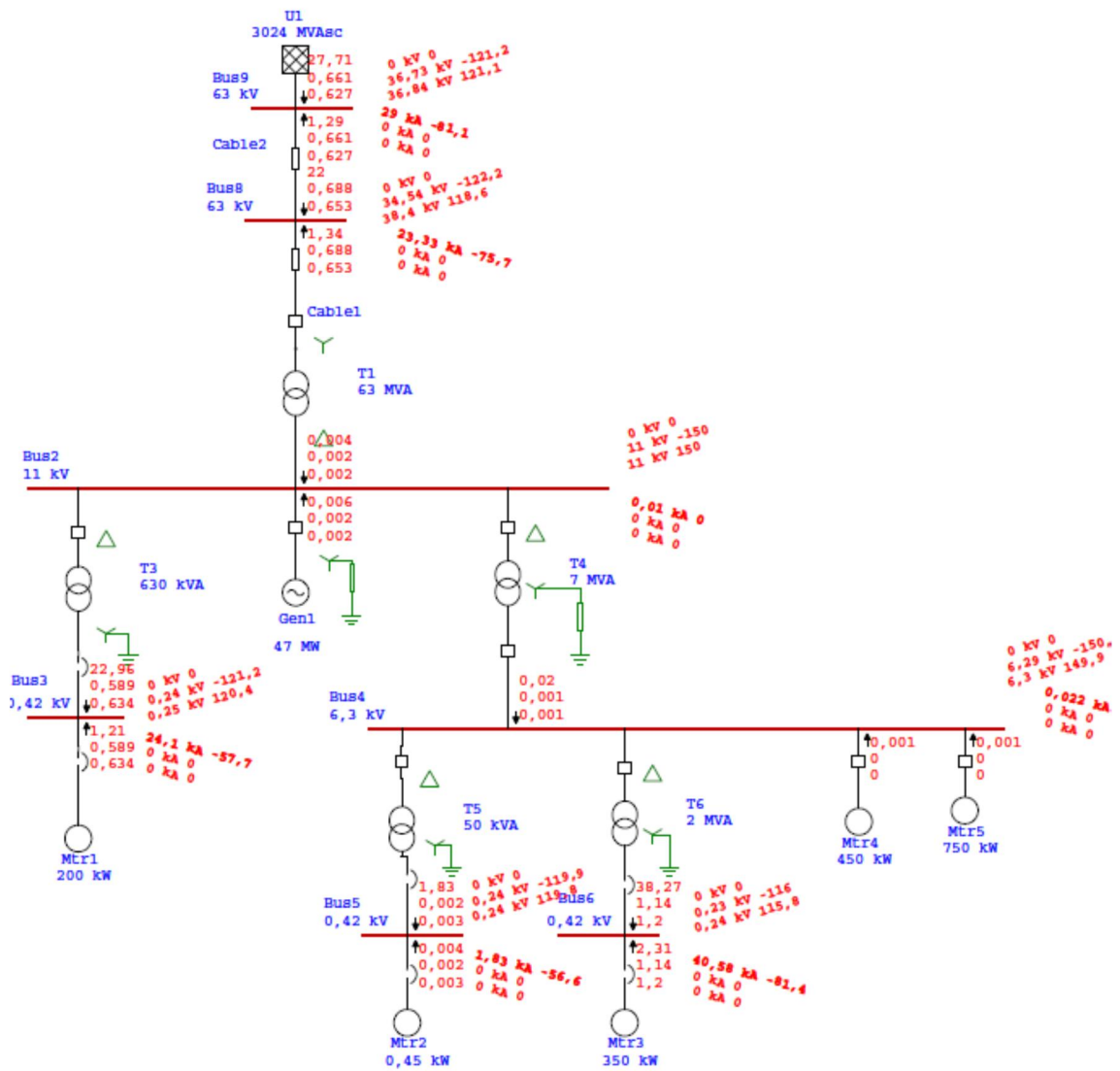


Fig. 6.3 Simulação curto-circuito fase terra em todos os barramentos – resultados tensões e correntes das fases

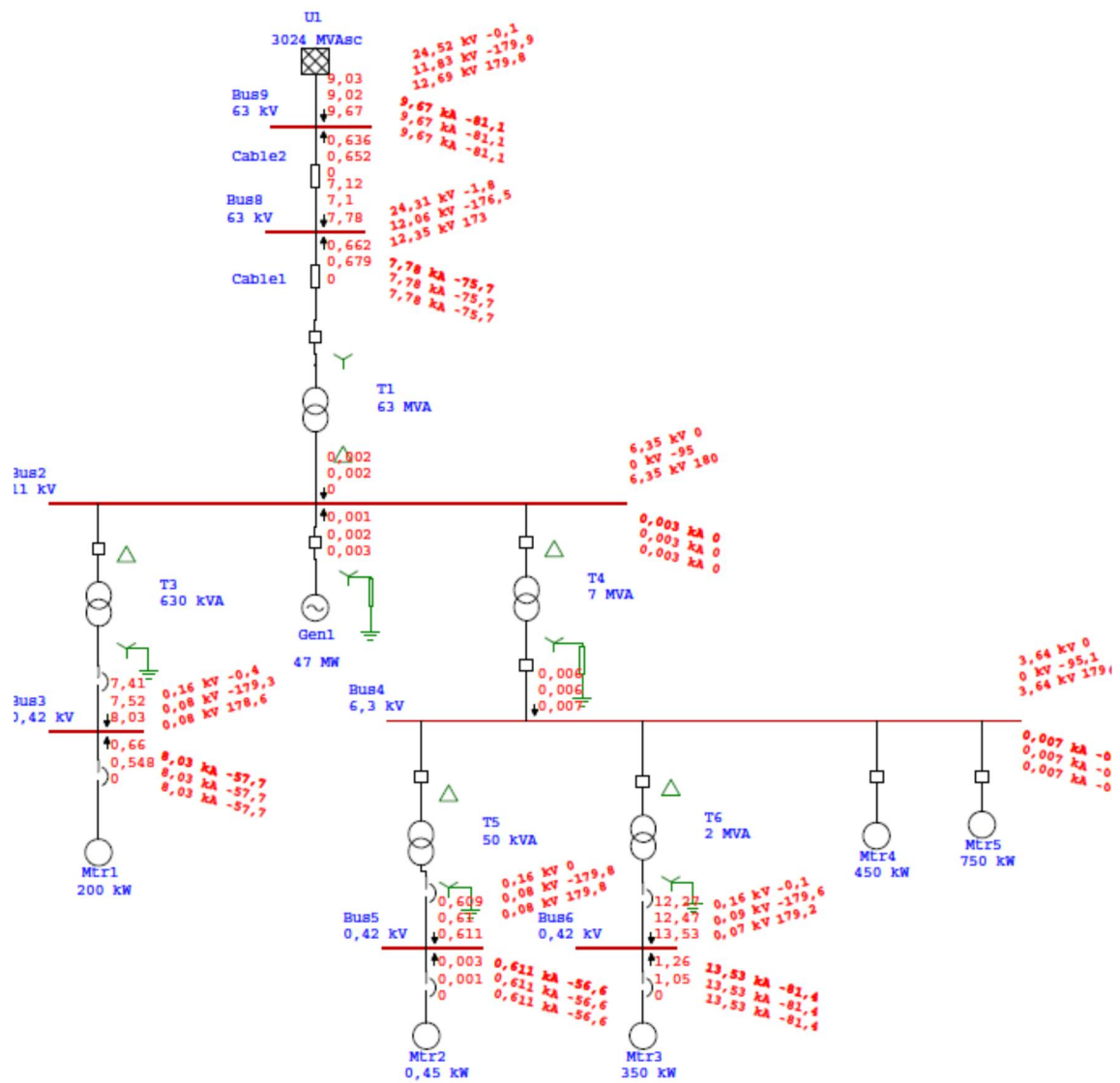


Fig. 6.4 Simulação curto-circuito fase terra em todos os barramentos – resultados componentes simétricas



Através do EMTP obtivemos as curvas de corrente e tensão para curto-circuitos trifásicos e fase terra provocados no barramento 2.

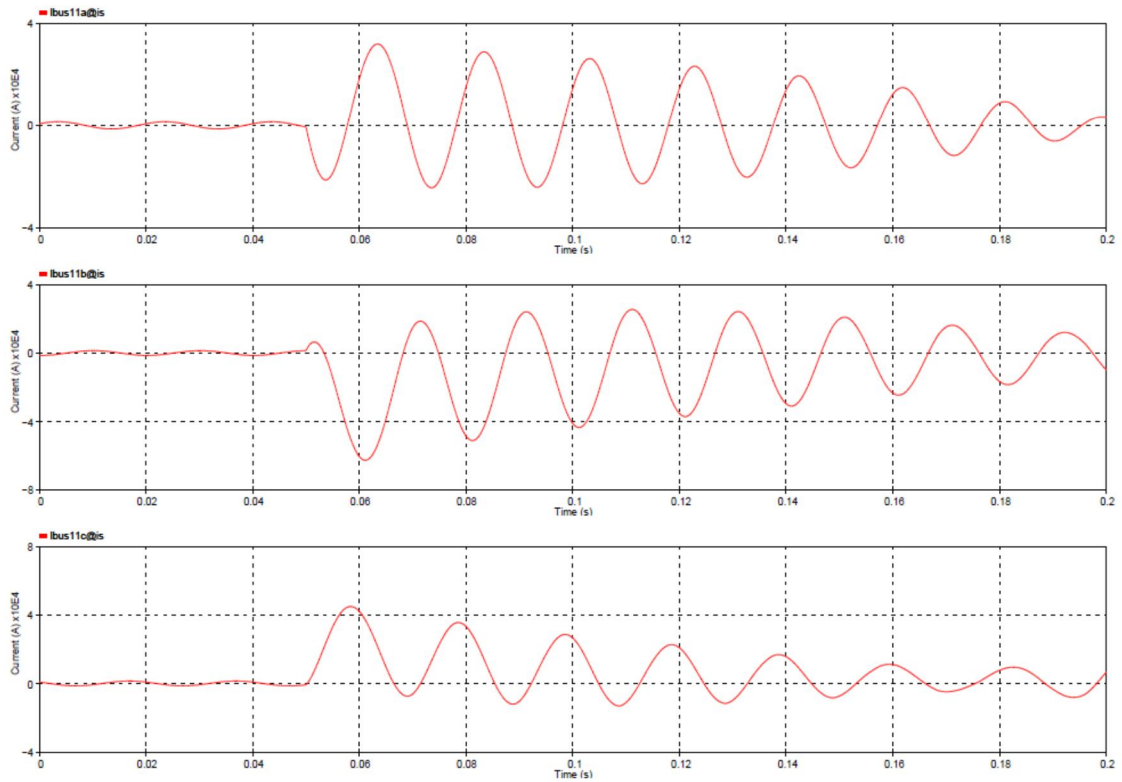


Fig. 6.5 Corrente de curto-circuito trifásico no barramento 2

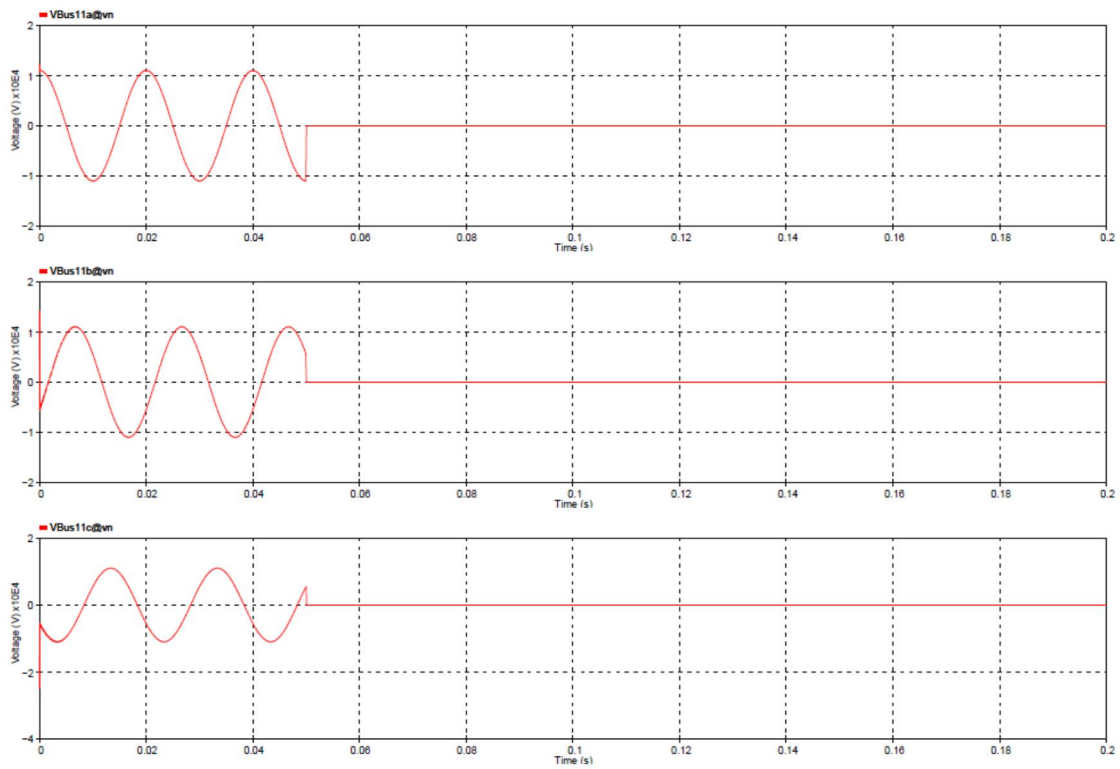


Fig. 6.6 Tensão de curto-circuito trifásico no barramento 2

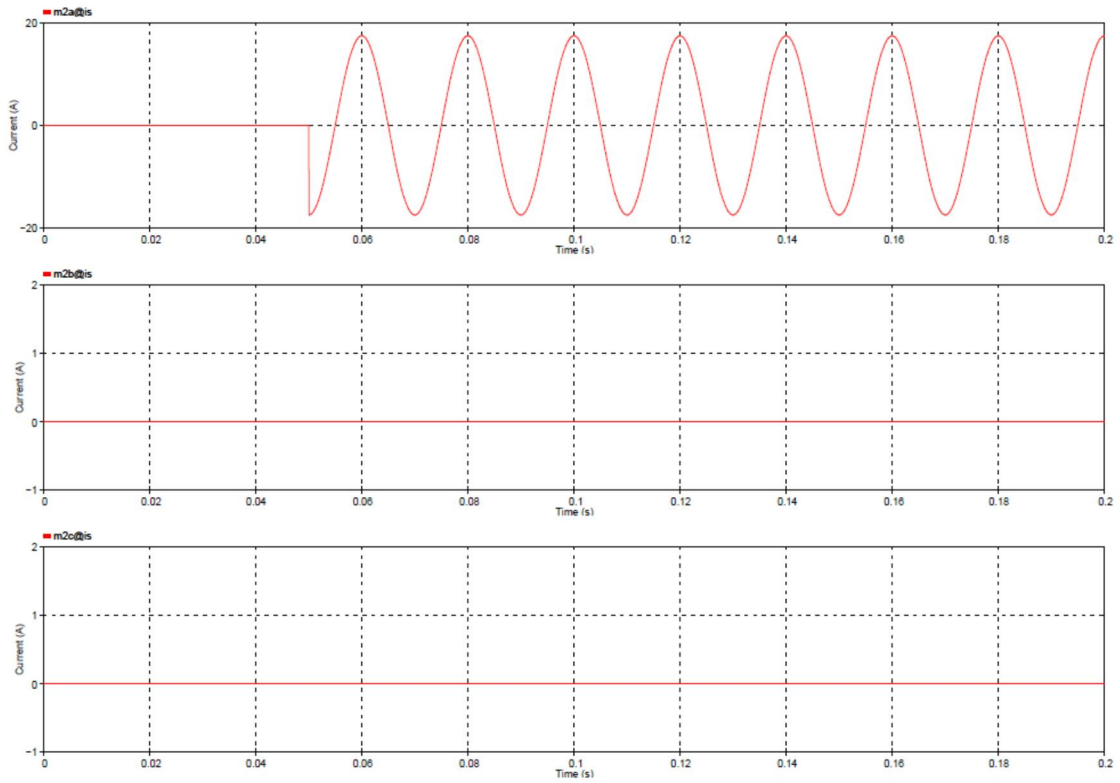


Fig. 6.7 Corrente de curto-circuito fase terra no barramento 2

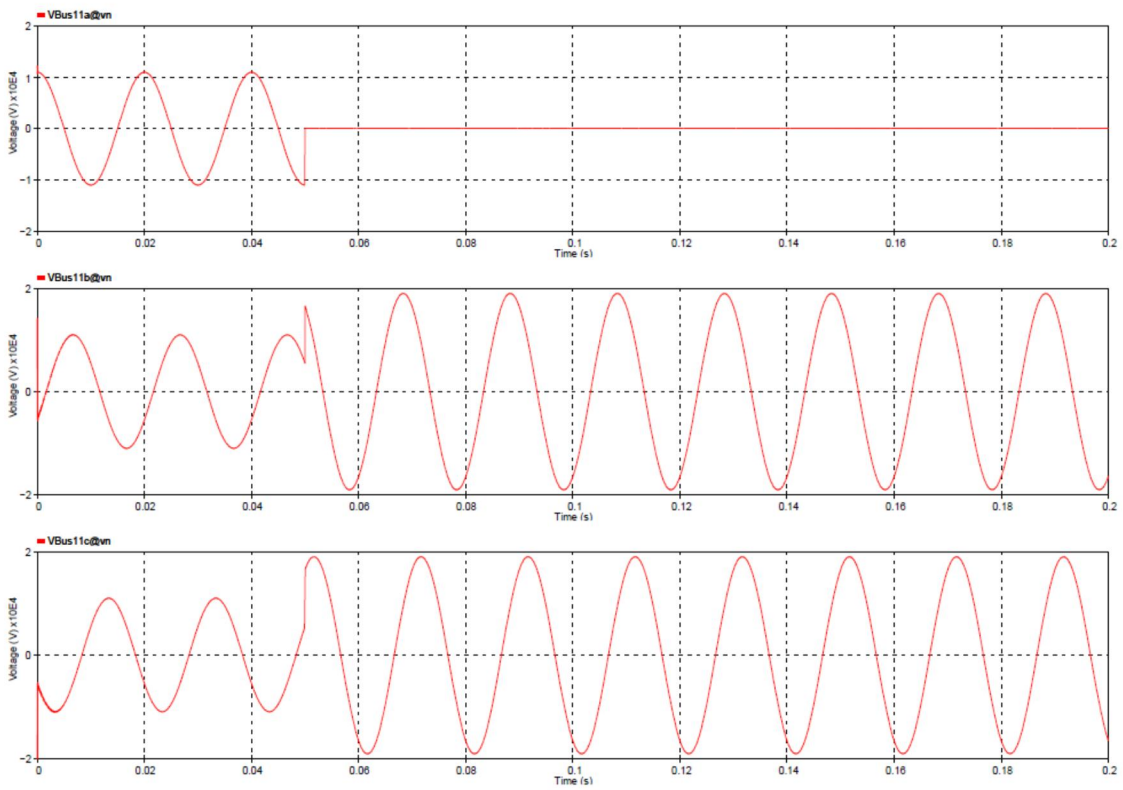


Fig. 6.8 Tensão de curto-circuito fase terra no barramento 2

De acordo com os resultados do estudo de correntes de curto-circuito trifásico simétrico, efetuado e apresentado no Anexo II e admitindo que esta é a situação mais desfavorável conclui-se que:

- Para o nível dos 60 kV obtém-se uma intensidade de corrente de curto-circuito de 29,65 kA;
- Para o nível dos 11 kV obtém-se uma intensidade de corrente de curto-circuito de 43 kA;
- Para o nível dos 6,3 kV obtém-se uma intensidade de corrente de curto-circuito de 9 kA;
- Para o nível dos 0,42 kV obtém-se dois níveis de intensidade de corrente de curto-circuito, 38 kA para o transformador auxiliar de 2 MVA e de 2 kA para o transformador auxiliar de 50 kVA.

Estes cálculos permitem dimensionar corretamente os elementos de corte, no que respeita ao seu poder de corte.

Através destes cálculos verifica-se a contribuição dos diversos troços para os curto-circuitos e os valores de parametrização para as proteções de máximo de intensidade.

Um dos objetivos desta tese, além da parametrização e otimização de proteções, será analisar em que situações de defeito é possível continuar com o gerador em funcionamento em função de cavas de tensão na rede, provocadas por curto-circuitos.

Apresenta-se em seguida as condições de deslastre para o gerador, de acordo com informações do fornecedor e norma IEC 60034:

- Se a tensão exceder o seu valor nominal em 120 % durante 3 s;
- Se a tensão atingir um limiar de 70 % da tensão nominal durante 3 s.

Definidas estas condições, segue-se uma análise aos resultados apresentados nos anexos II, III e IV, tomando como referência o barramento de geração (barramento 2).

No barramento associado à geração e uma vez que há limitação de corrente de curto-circuito pela resistência de neutro do gerador e sistema de neutro isolado, as correntes de curto-circuito fase terra, como se pode ver no anexo III, página A.13 são pequenas, como seria expectável e as tensões nas fases sãs sobem para valores idênticos à tensão composta.

Se o defeito fase terra ocorrer em qualquer outro barramento a jusante do barramento de geração, ver páginas A.14, A.15, A.16 e A.17 do anexo III, as tensões no barramento 2 vão manter-se constantes e com pequenas correntes de curto-circuito.

Se por outro lado, o curto-circuito ocorrer a montante do barramento 2, ver páginas A.18 e A.19, aparecem correntes de curto-circuito elevadas e tensões desequilibradas e da ordem de grandeza de 72 % da tensão nominal de fase, o que pode implicar ter que desligar a rede e ficar a geração a trabalhar em ilha, para o caso de curto-circuito depois da subestação da fábrica. Caso o defeito seja entre a subestação da cogeração e a subestação da fábrica, deverá ser desligado este troço e a cogeração ficar a trabalhar em ilha, mas somente para produção de vapor para a fábrica. A alimentação de energia terá que ser feita pela rede exterior.

Para a situação de defeitos trifásicos simétricos e tomando novamente como referência o barramento de geração (barramento 2), para curto-circuito no barramento será necessário deslastrar a cogeração e parar o gerador.

Se o defeito ocorrer a jusante do barramento 2 e como se pode verificar nos resultados do anexo II páginas A.5, A.6, A.7 e A.8, na pior situação a tensão cai para cerca de 90% da tensão nominal, o que permite em situação de defeito transitório continuar com o gerador em funcionamento, de acordo com princípios estabelecidos pelo fornecedor.

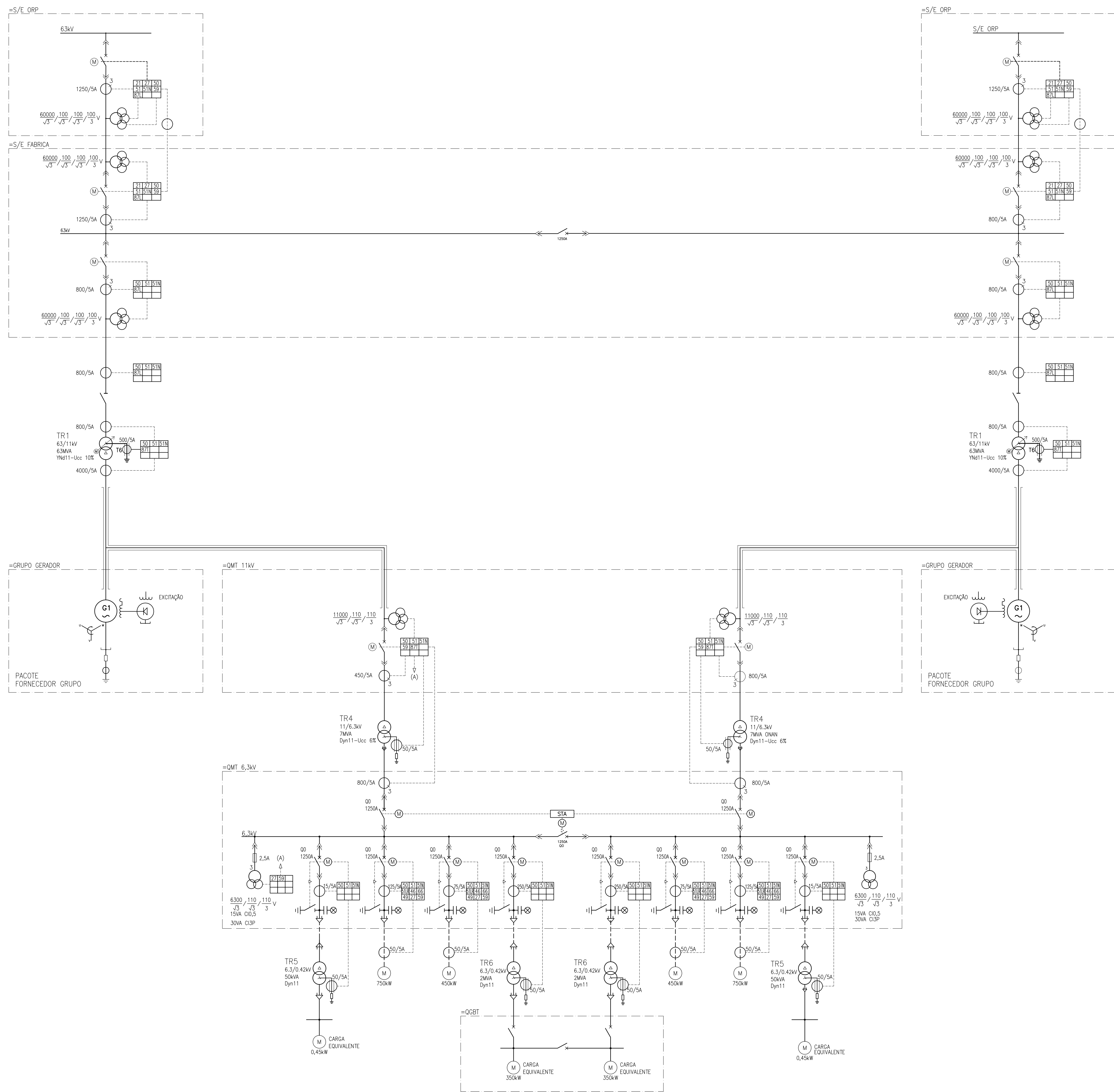
Caso o curto-circuito ocorra a montante do barramento 2, como podemos ver nas páginas A.9 e A.10 do anexo II, a tensão neste barramento atinge valores de 30% da tensão nominal, o que de acordo com os princípios estabelecidos pelo fabricante e norma IEC 60034, proceder-se-á ao deslastre da rede para permitir que o gerador continue em funcionamento e conseqüentemente ficar a geração em ilha, para o caso de curto-circuito depois da subestação da fábrica. Caso o defeito seja entre a subestação da cogeração e a subestação da fábrica, deverá ser desligado este troço e a cogeração ficar a trabalhar em ilha, mas somente para produção de vapor para a fábrica. A alimentação de energia terá que ser feita pela rede exterior.



## Capítulo 7 – Referências Bibliográficas

- [1] Cogen Europe – The European Association for the Promotion of Cogeneration
- [2] Diretiva 2004/8/CE
- [3]<http://www.mwm.net/mwm-chp-gas-engines-gensets-cogeneration/mwm-competencies/cogeneration-trigeneration-plants/> acedido em 7-10-2014.
- [4] Dr. Eng.º Pinto de Sá, Elementos de apoio á cadeira de Analise de redes II, IST, 1990
- [5] Protection Guide , Merlin Gerin
- [6] Sucena Paiva, redes de Energia Elétrica Uma Analise Sistémica, 3ª edição
- [7] Blackburn, J.Lewis., *Symmetrical Components for Power Systems Engineering*.
- [8] Saadat, Hadi., *Power System Analysis*,1999.
- [9] Blackburn, J. Lewis e Domin, Thomas J., *Protective Relaying,Principles and Applications*
- [10] Chen, Wai Kai e David, Irwin J., *The Electrical Engineering Handbook*. s.l. : Academic Press, 2005
- [11] Blackburn, J. Lewis., *Protective Relaying*. s.l. : Marcel Dekker,inc., 1987.
- [12] ALSTOM, Network Protection & Automation Guide; Protective Relays, Measurement & Control; Edition May 2011
- [13] J.L. Pinto de Sá; Qualidade de Energia e Filosofia de Proteções em Redes de Distribuição; Comunicação apresentada ao ELAB 1996, Porto

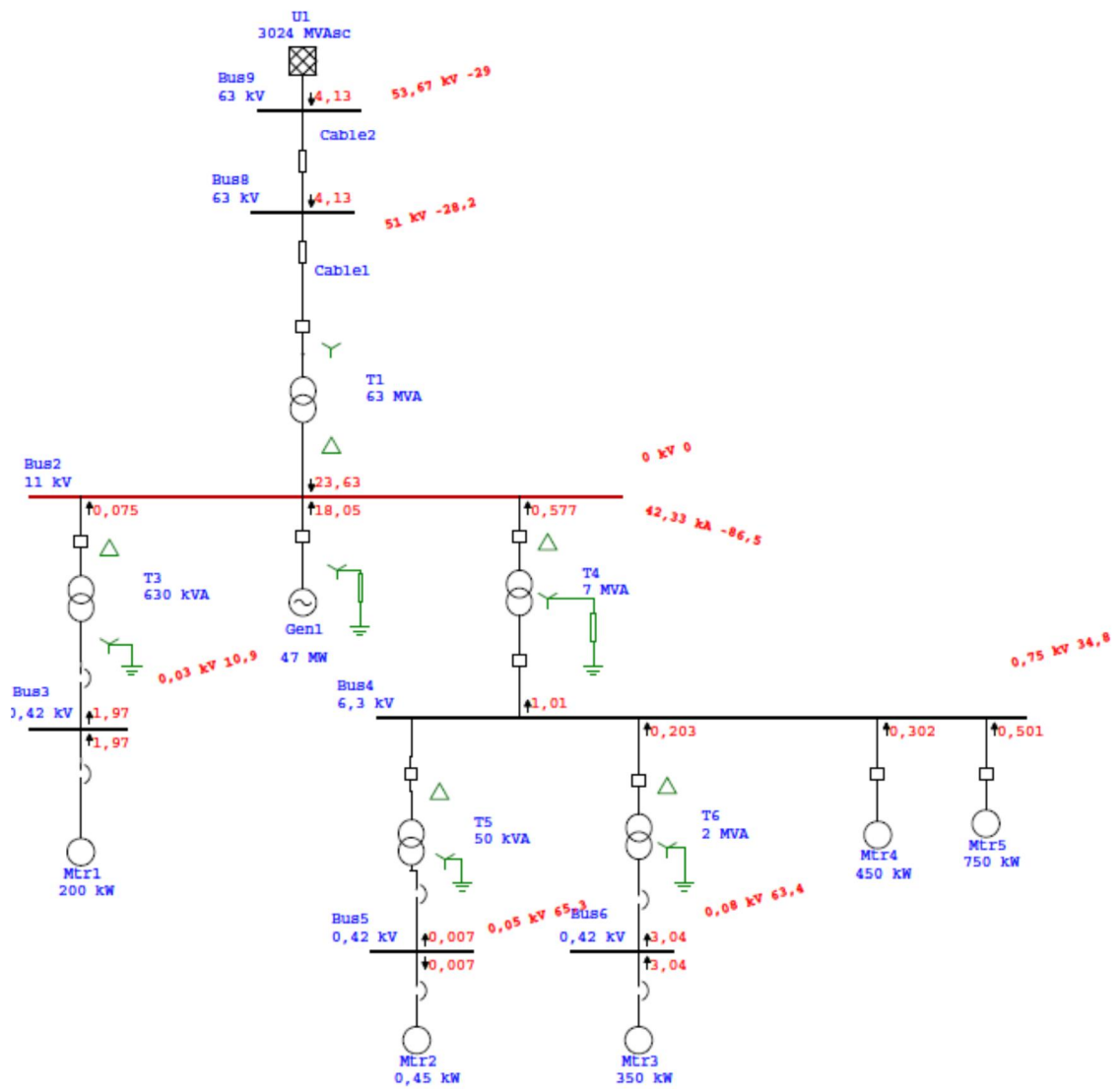
**ANEXO I – esquema unifilar**



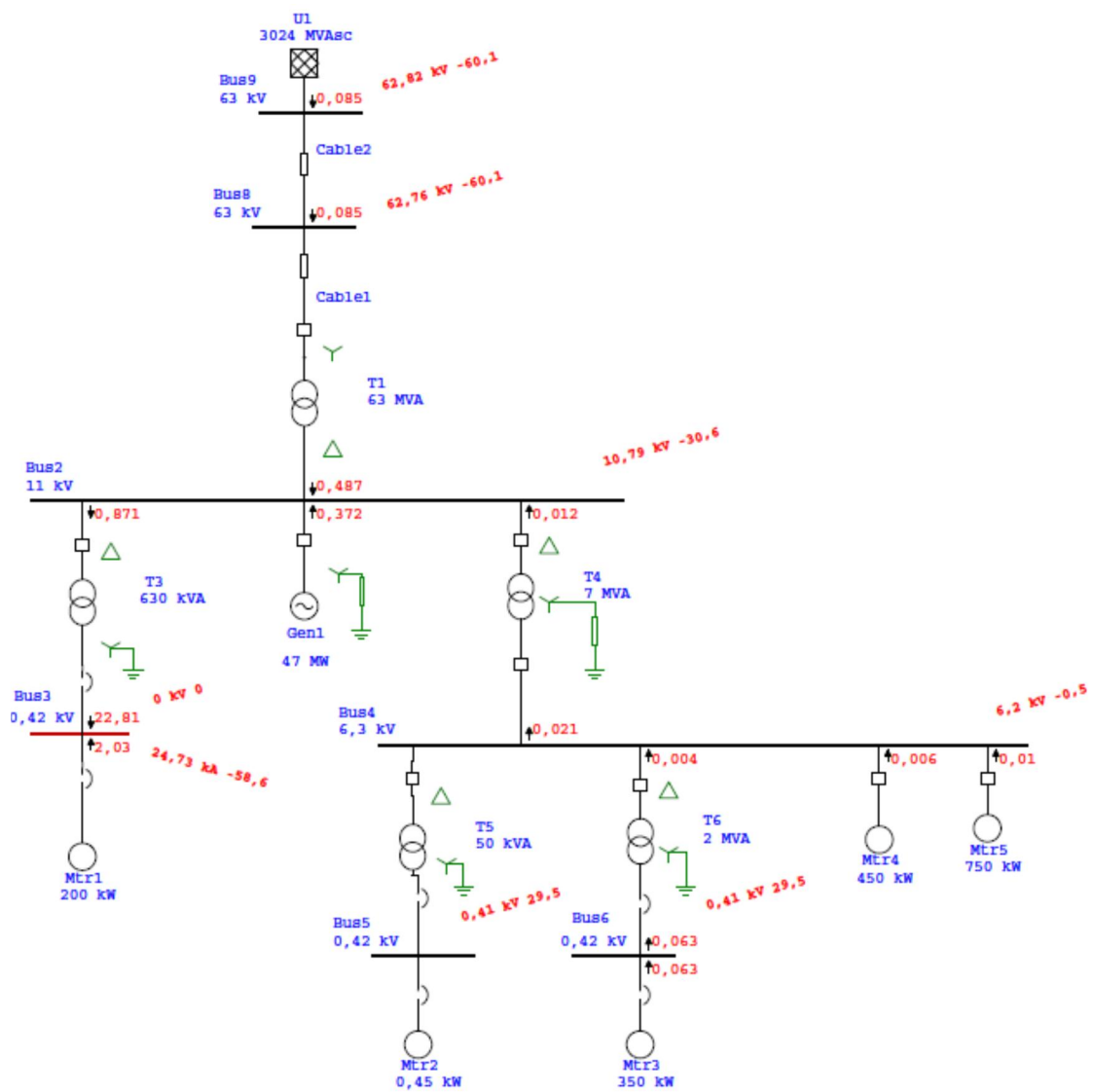
LEGENDA	
21	Proteção de Distância
27	Proteção de Mínimo de Tensão
46	Proteção de Sequência Inversa
50	Proteção de Máximo de Intensidade Instantâneo
51	Proteção Máximo de Intensidade Temporizado
51N	Proteção Máximo de Intensidade homopolar
51LR	Proteção de Rotor Bloqueado
59	Proteção Máximo de Tensão
66	Proteção Supervisão Arranque Motor
81	Proteção de Máximo e Mínimo de Frequência
87L	Proteção Diferencial Linha
87T	Proteção Diferencial de Transformador



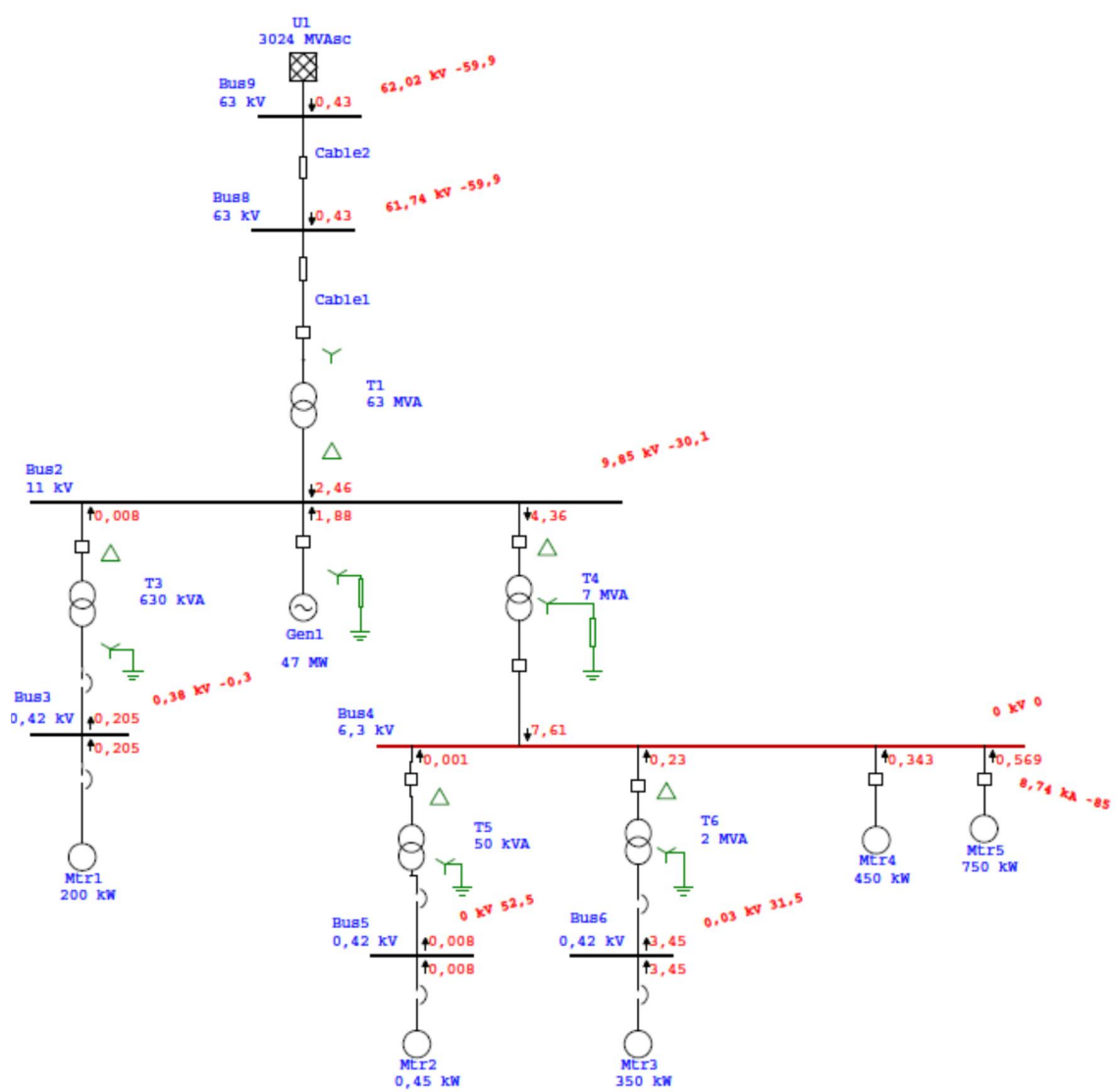
## **ANEXO II – Curto-circuitos trifásicos nos barramentos**



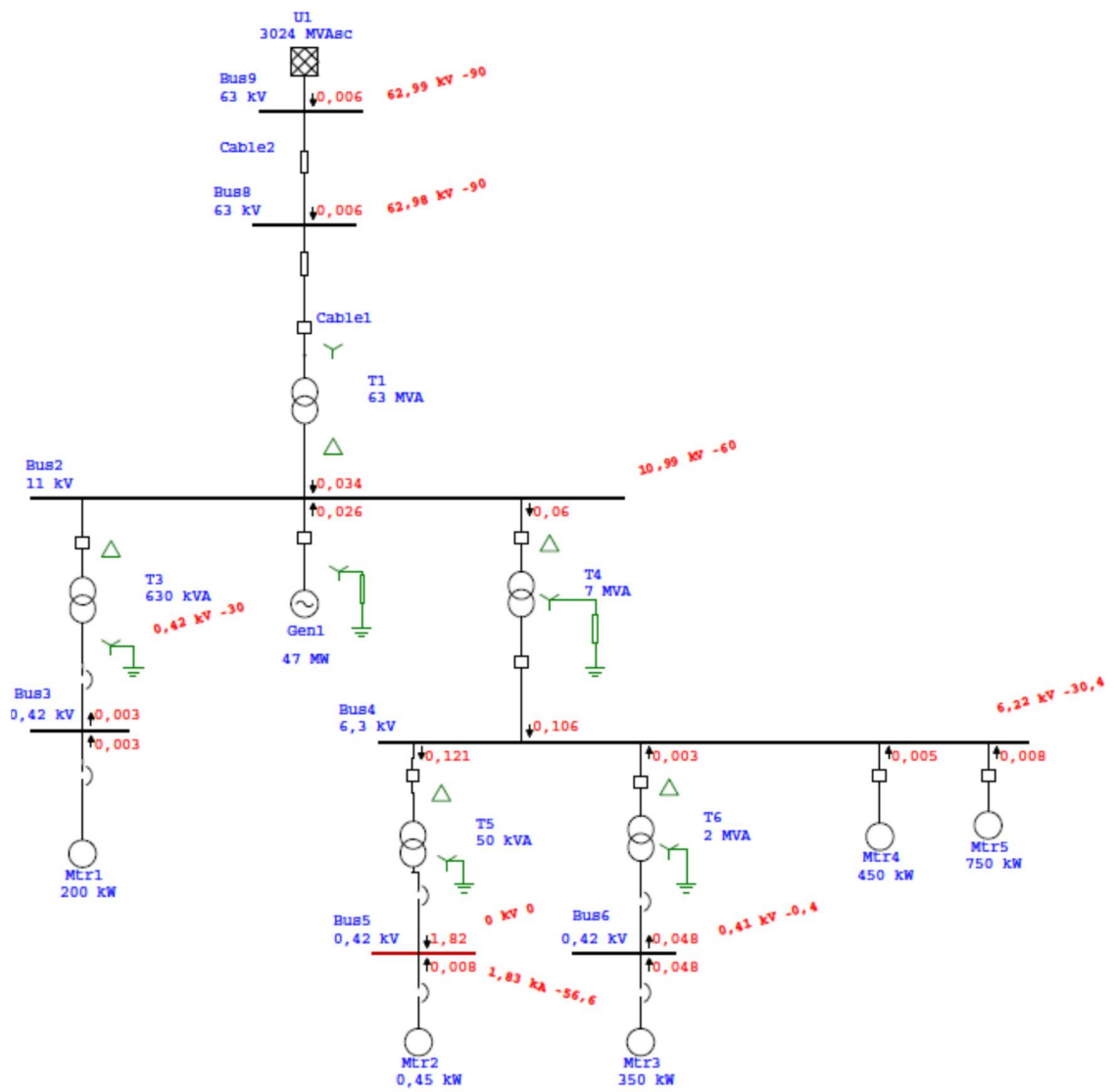
Correntes de curto-circuito trifásico no barramento 2



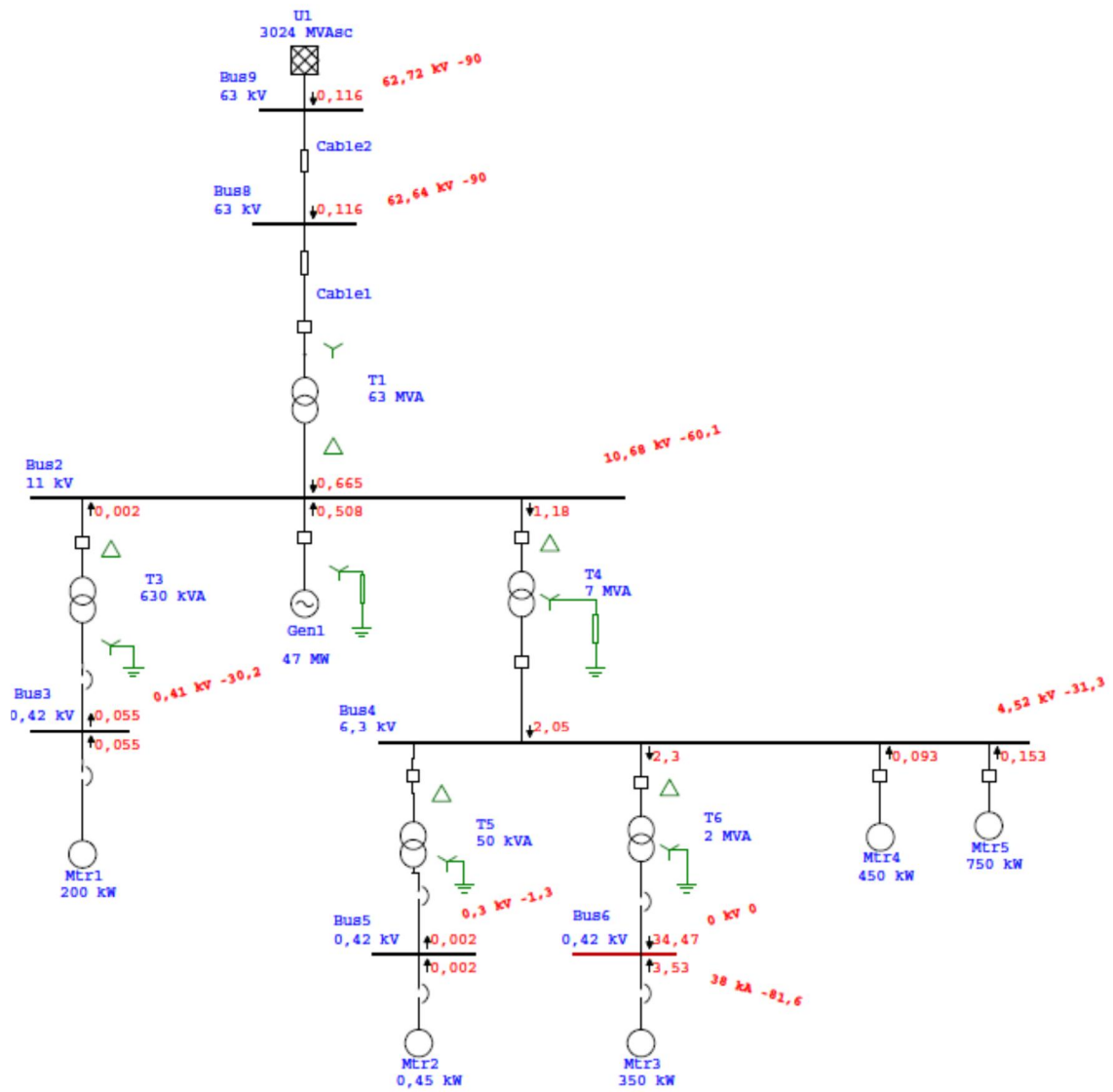
Correntes de curto-circuito trifásico no barramento 3



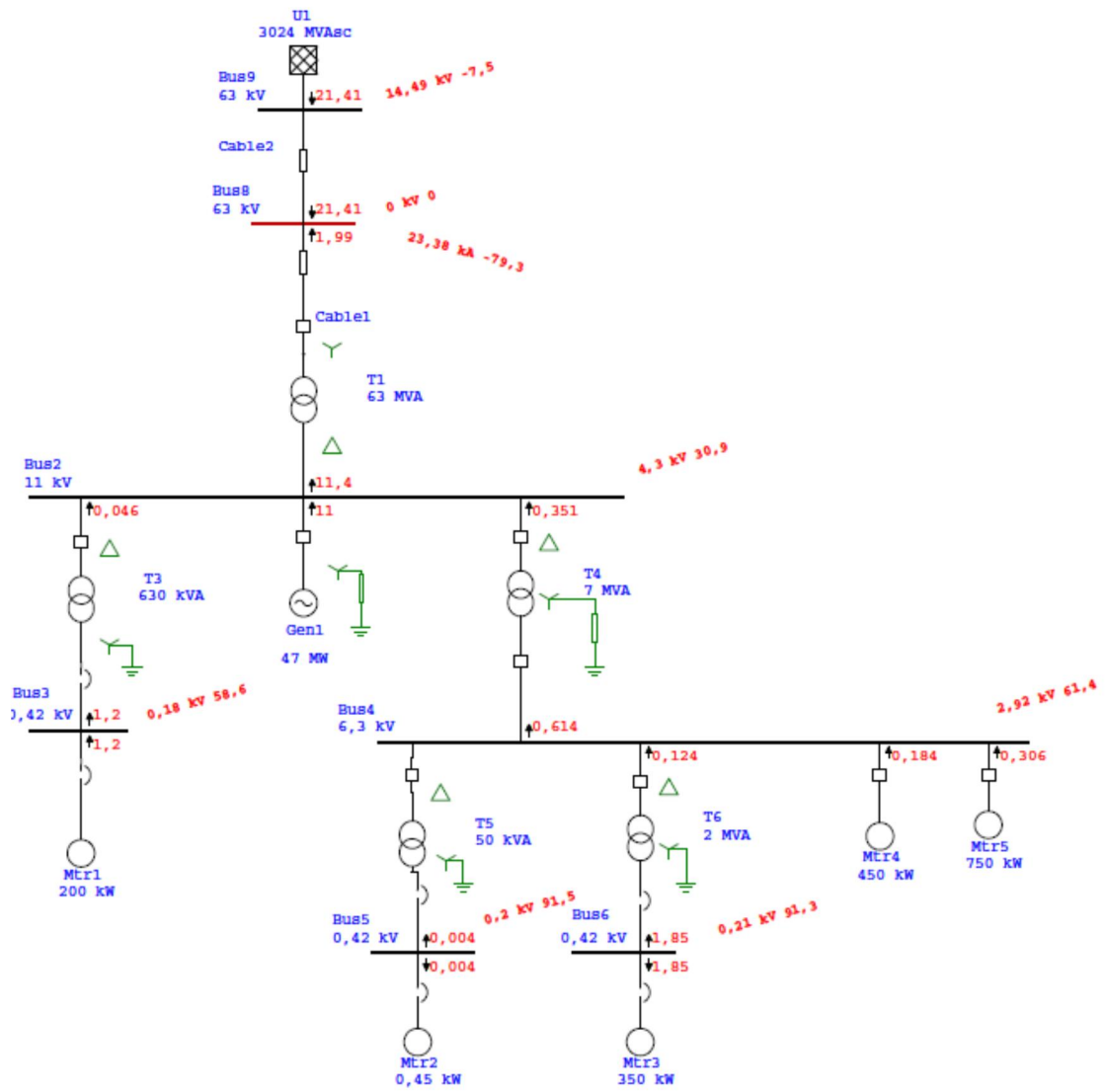
Correntes de curto-circuito trifásico no barramento 4



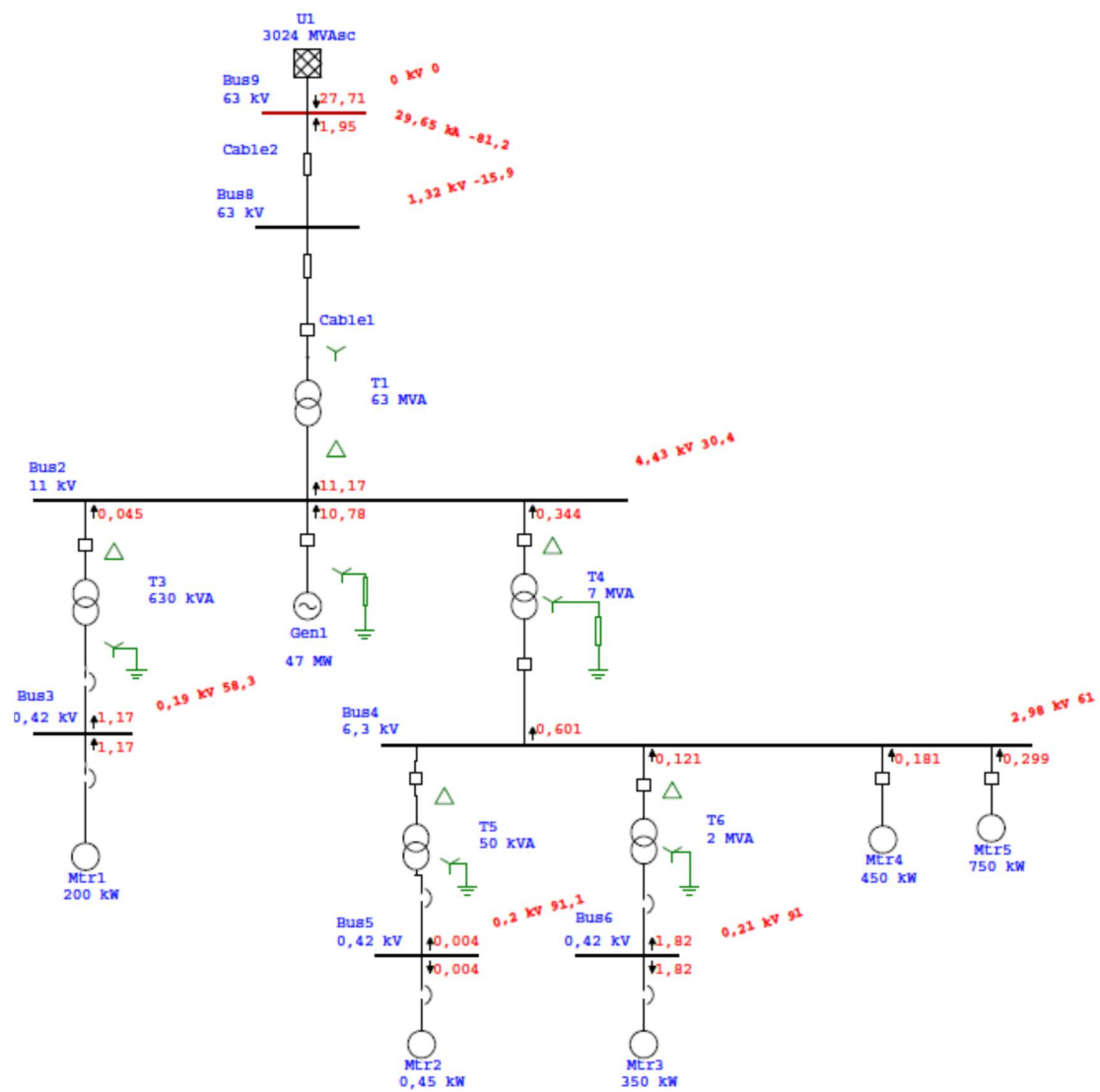
Correntes de curto-circuito trifásico no barramento 5



Correntes de curto-circuito trifásico no barramento 6

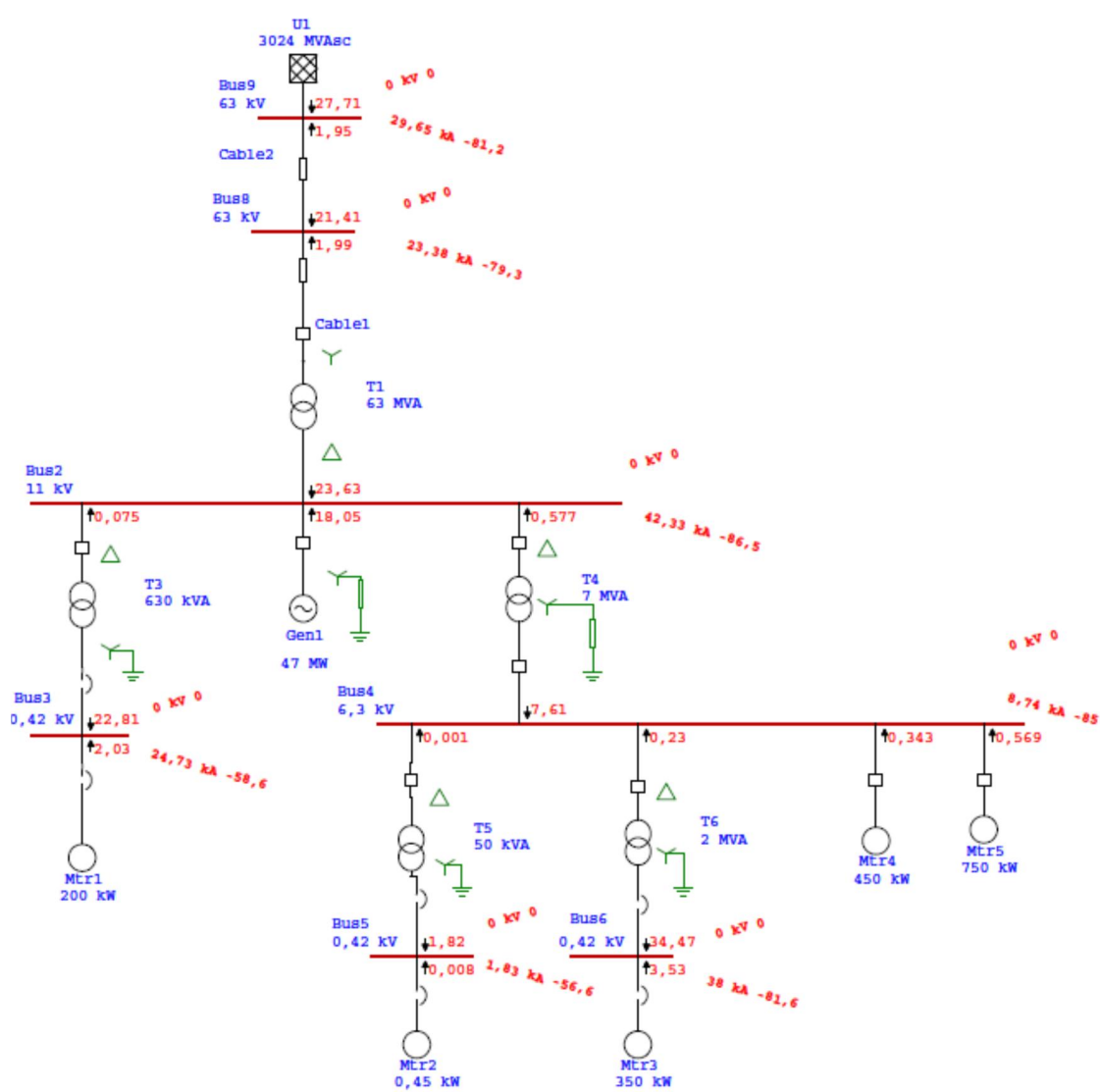


Correntes de curto-circuito trifásico no barramento 8



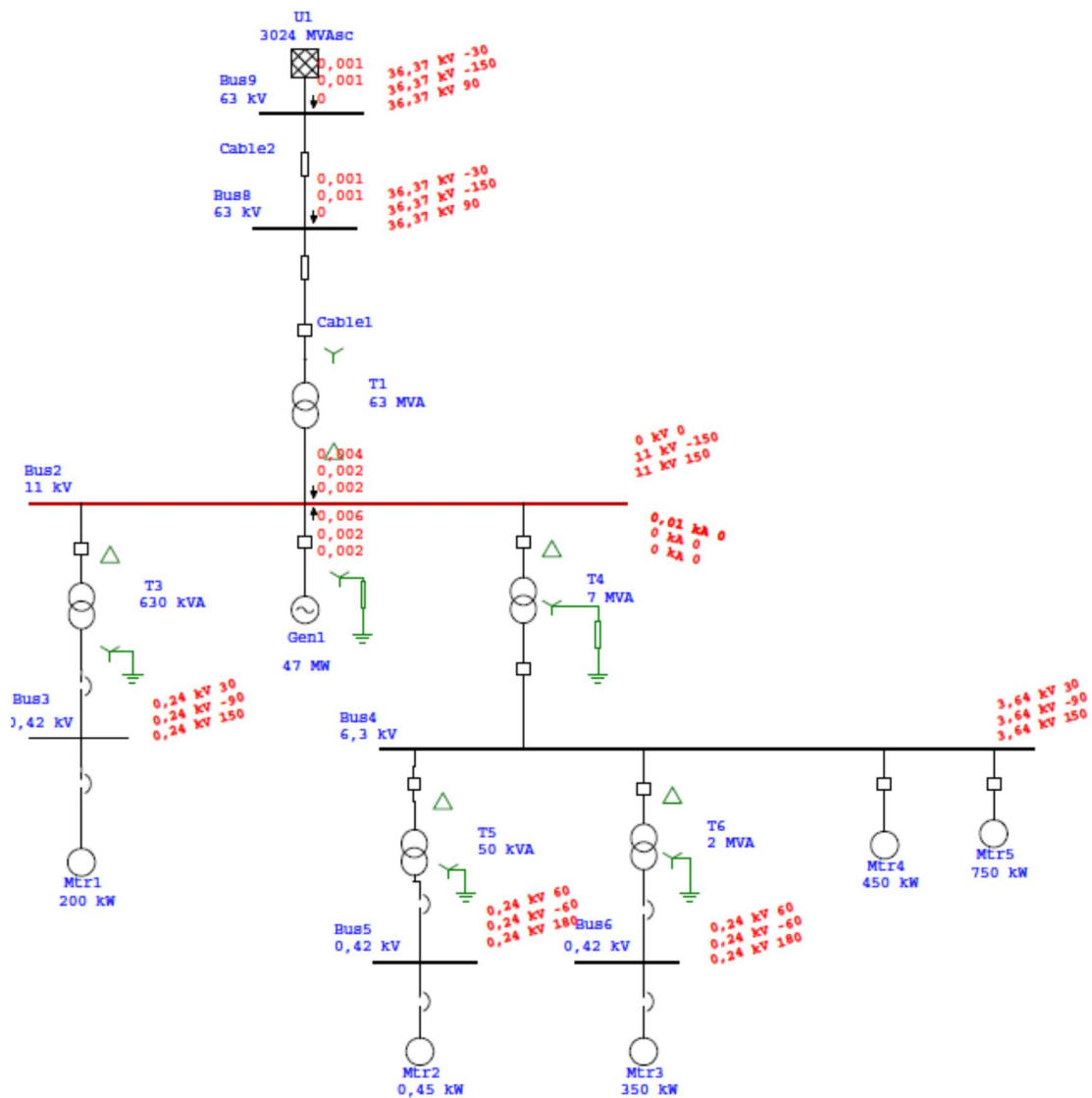
Correntes de curto-circuito trifásico no barramento 9



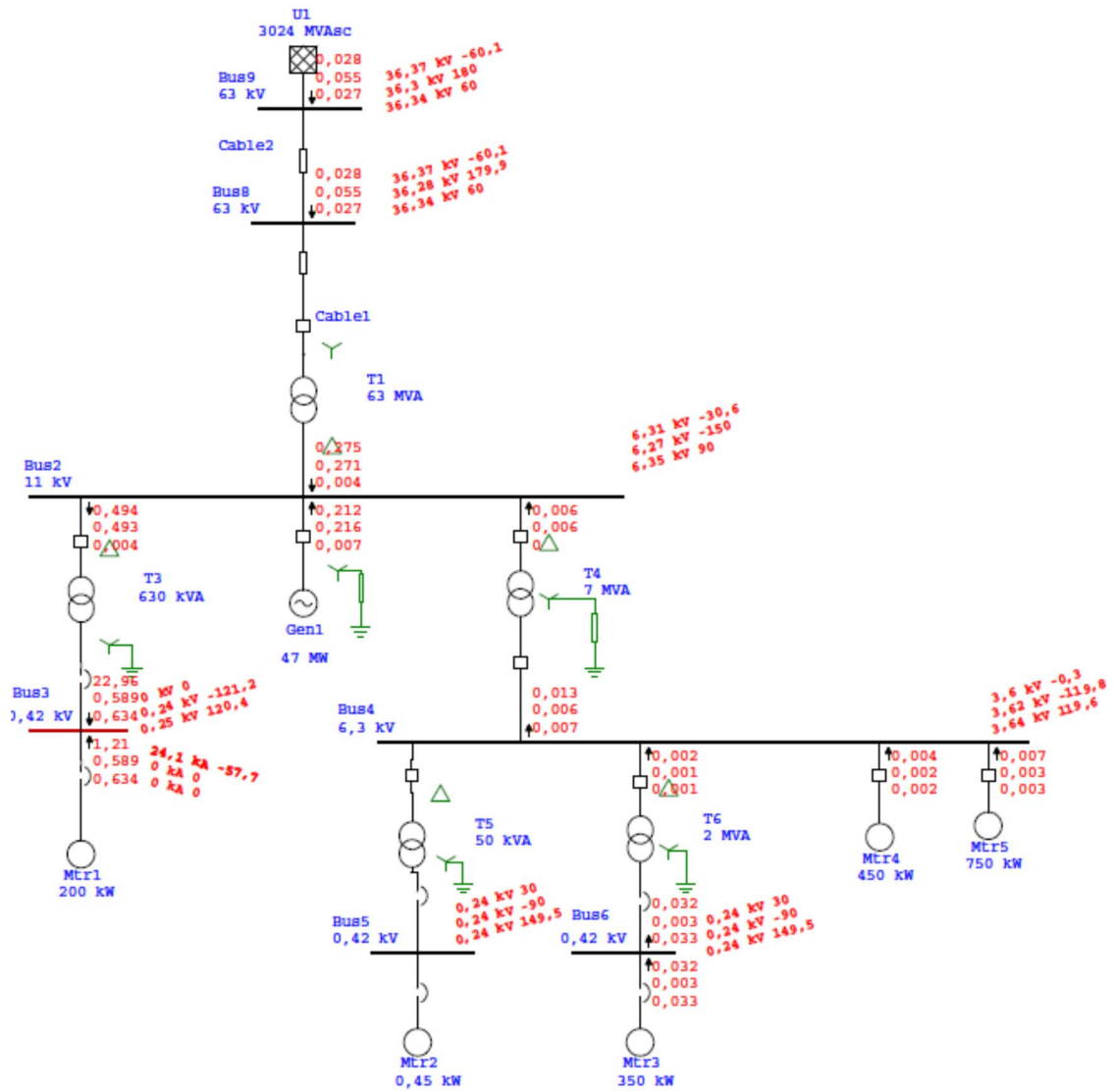


Correntes de curto-circuito trifásico em todos os barramentos

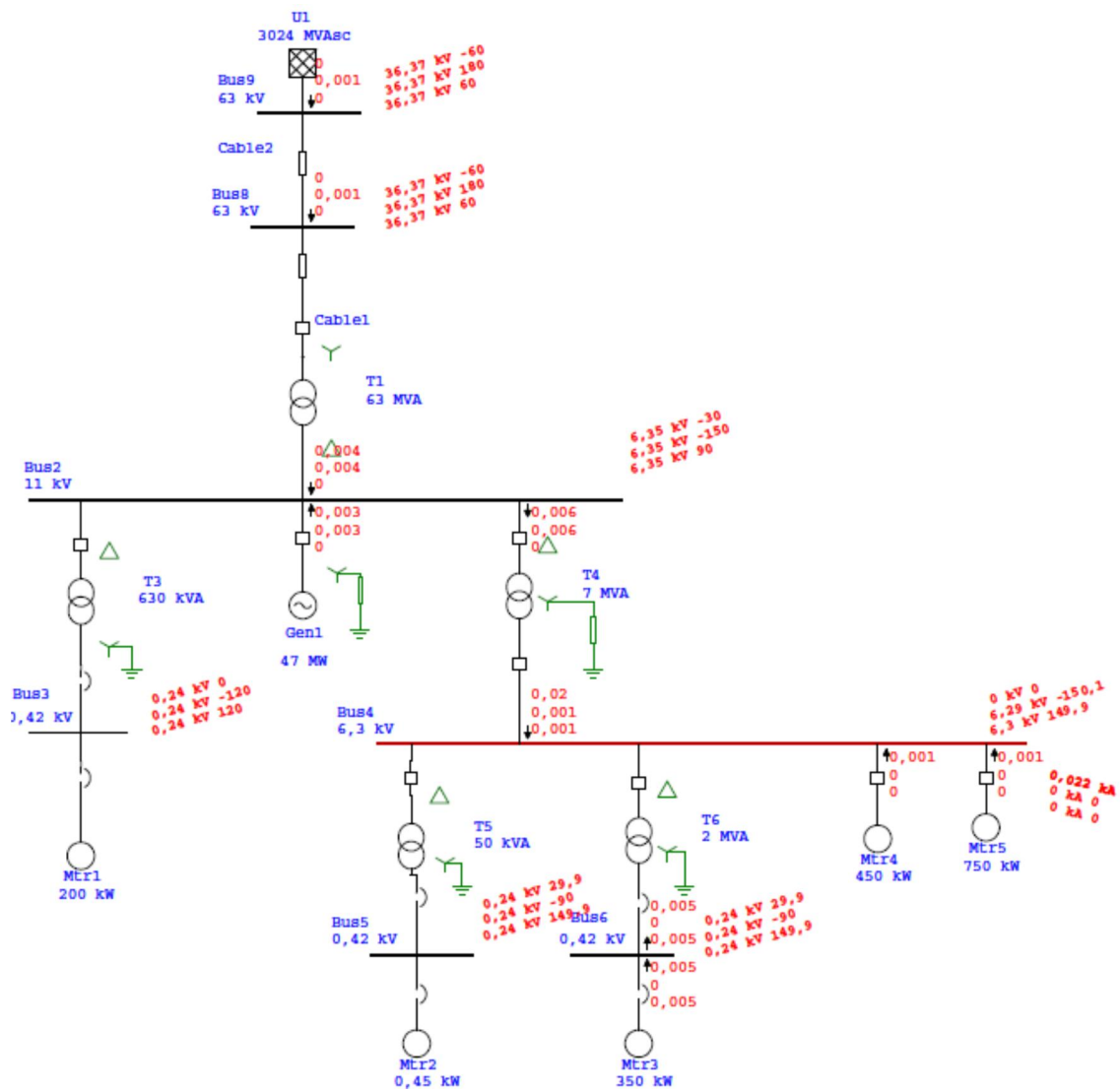
**ANEXO III – Curto-circuitos fase terra nos barramentos com visualização das tensões e correntes nas fases**



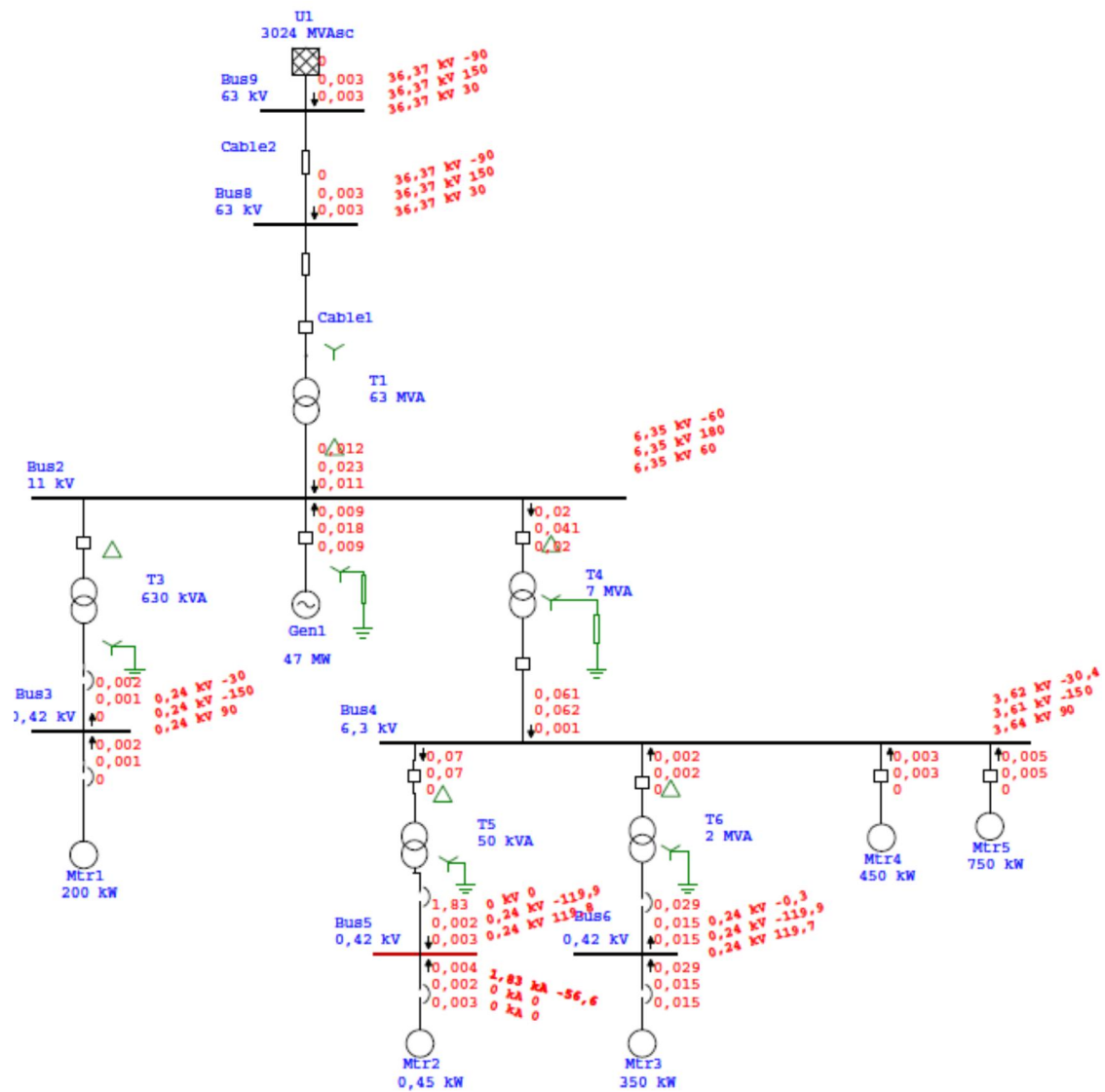
Curto-circuito fase terra na fase **a** no barramento 2 com resultados das tensões e correntes nas fases



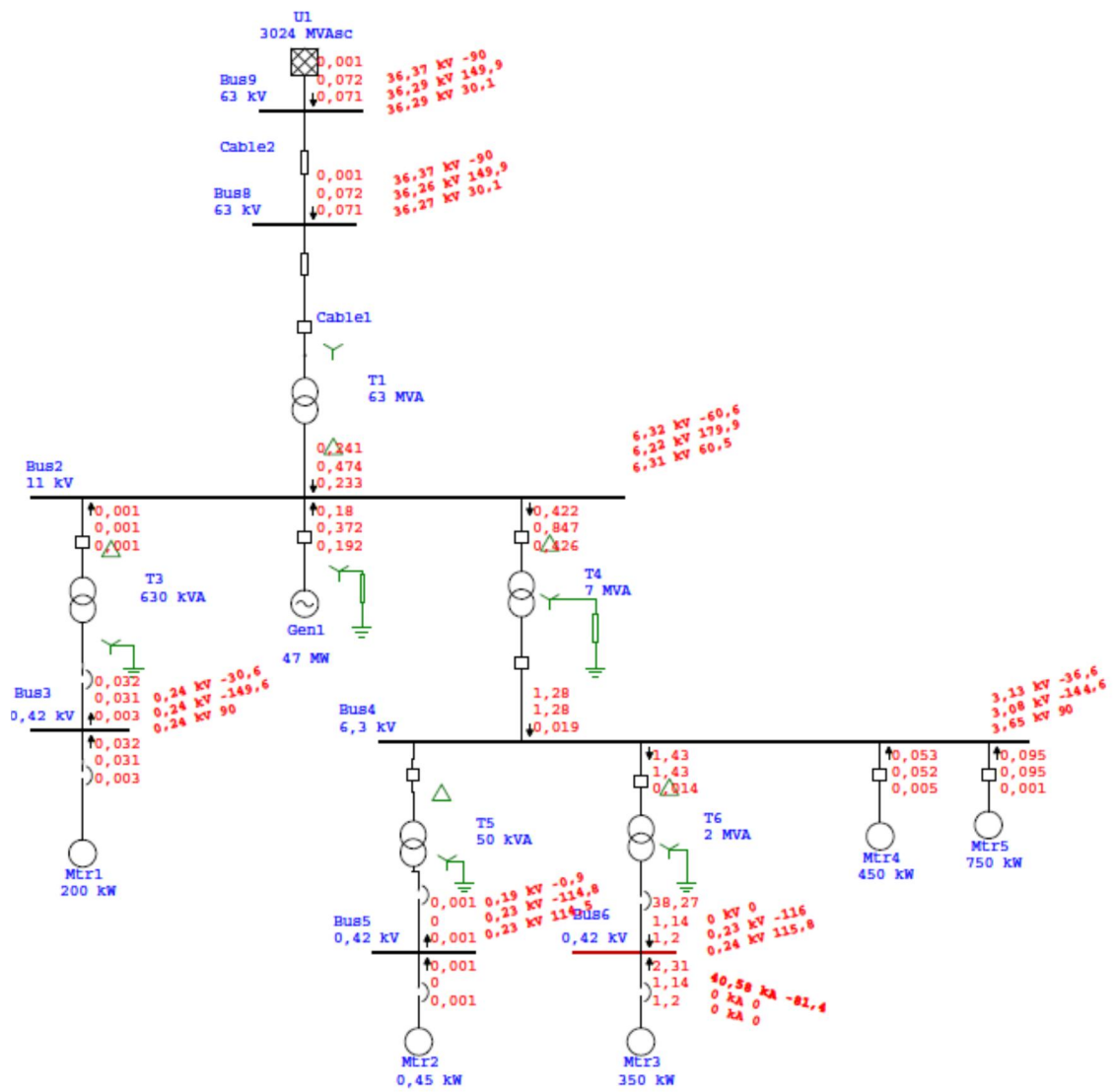
Curto-circuito fase terra na fase **a** no barramento 3 com resultados das tensões e correntes nas fases



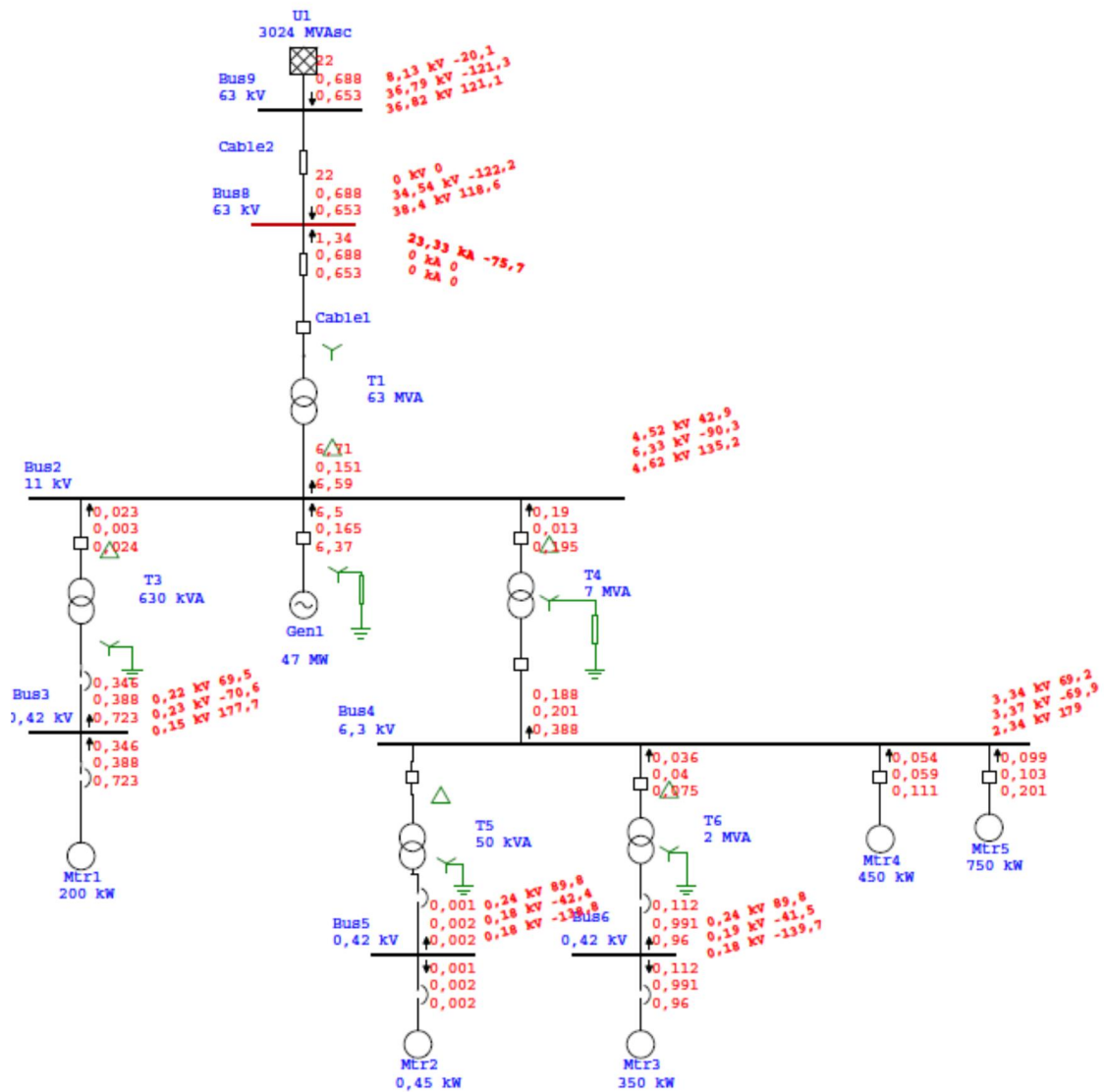
Curto-circuito fase terra na fase **a** no barramento 4 com resultados das tensões e correntes nas fases



Curto-circuito fase terra na fase a no barramento 5 com resultados das tensões e correntes nas fases

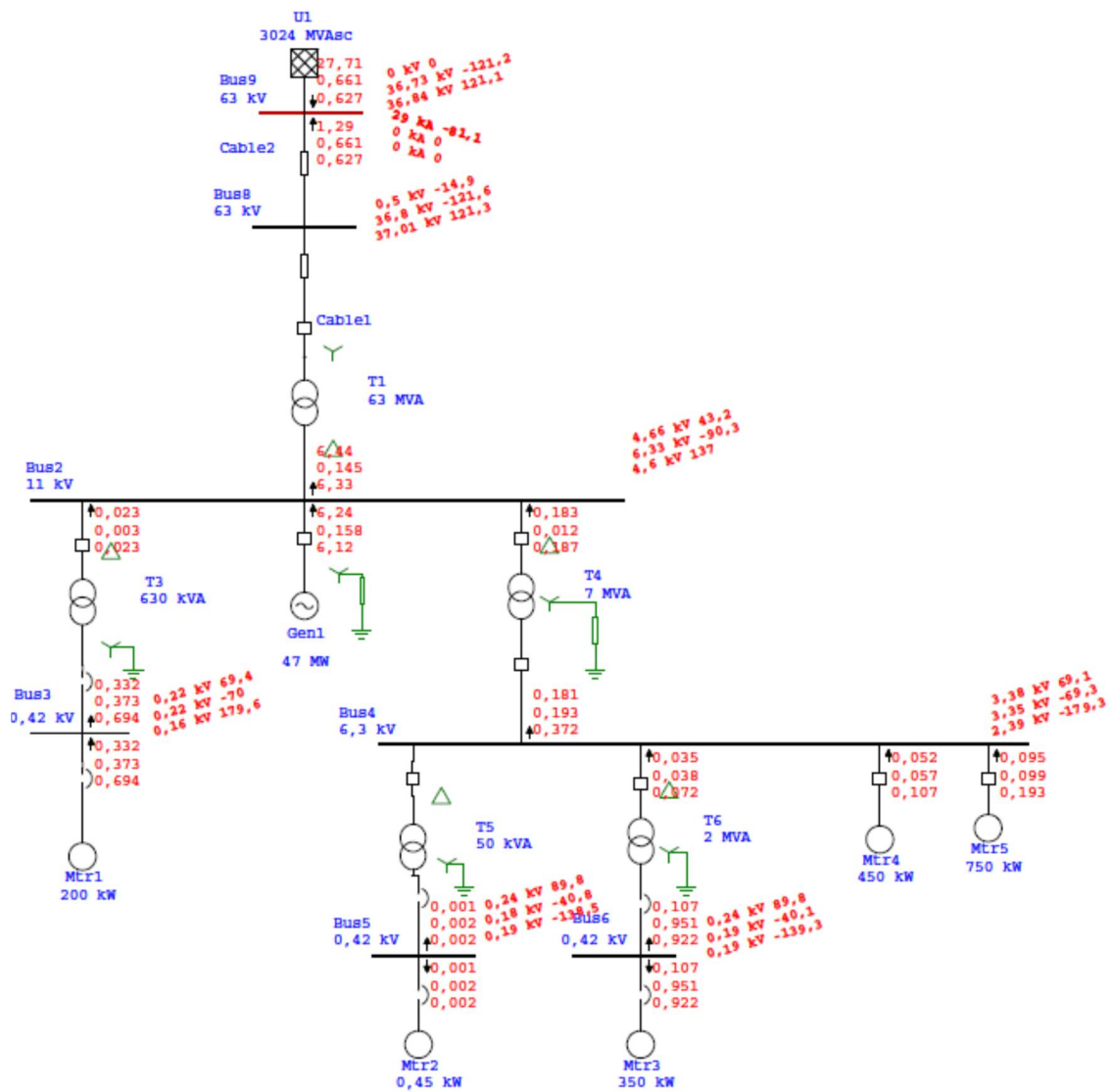


Curto-circuito fase terra na fase **a** no barramento 6 com resultados das tensões e correntes nas fases

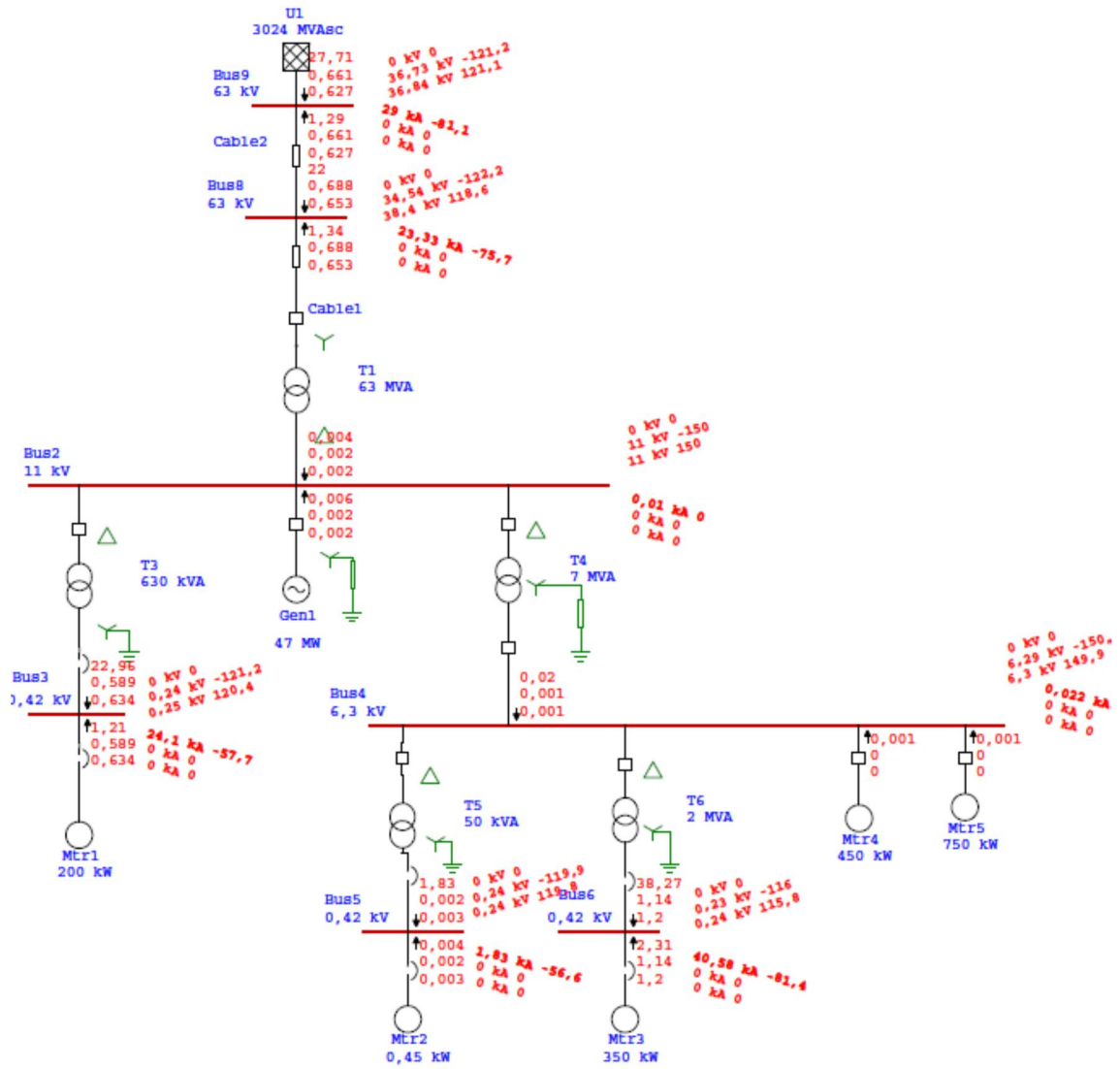


Curto-circuito fase terra na fase a no barramento 8 com resultados das tensões e correntes nas fases



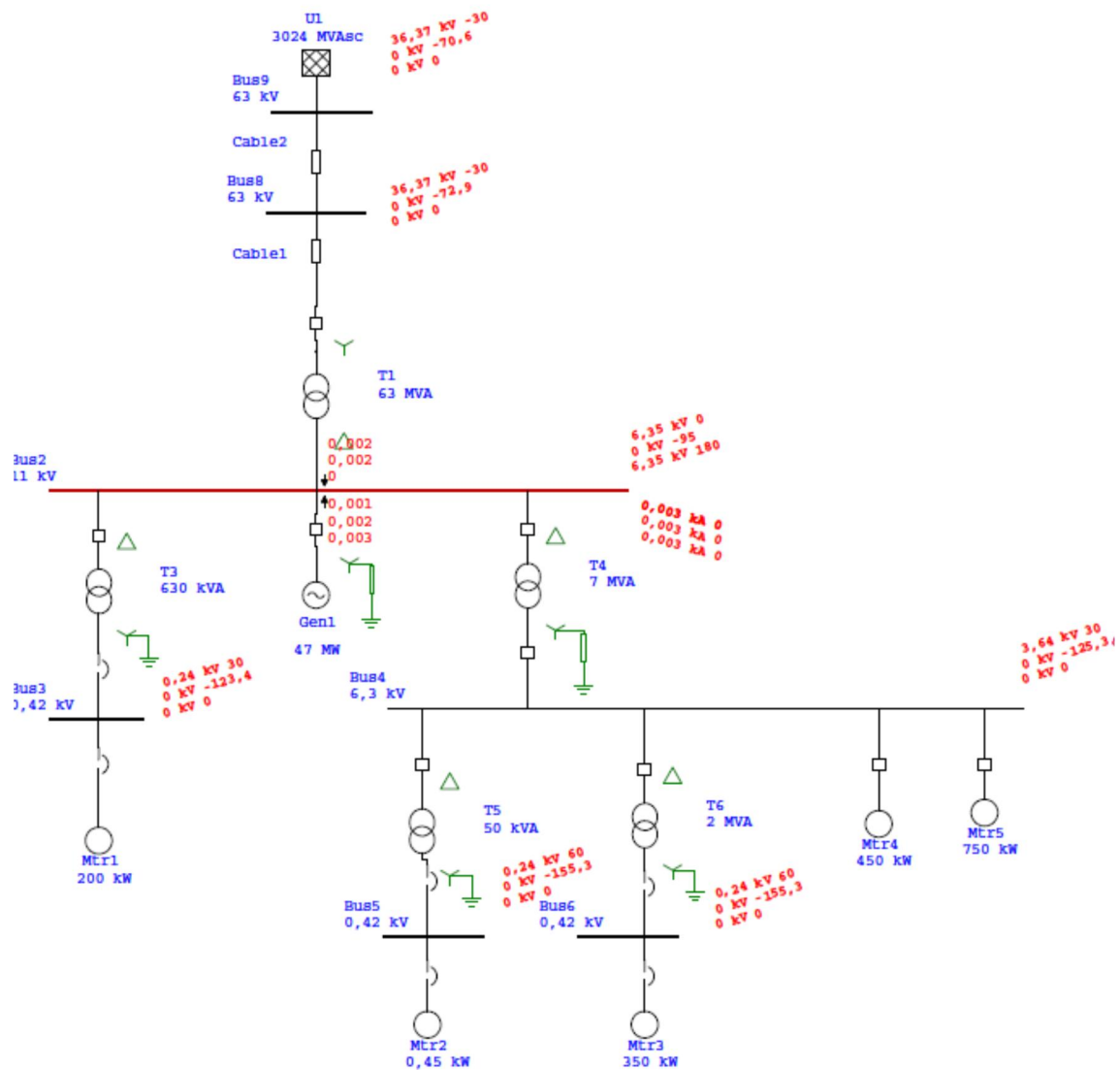


Curto-circuito fase terra na fase **a** no barramento 9 com resultados das tensões e correntes nas fases

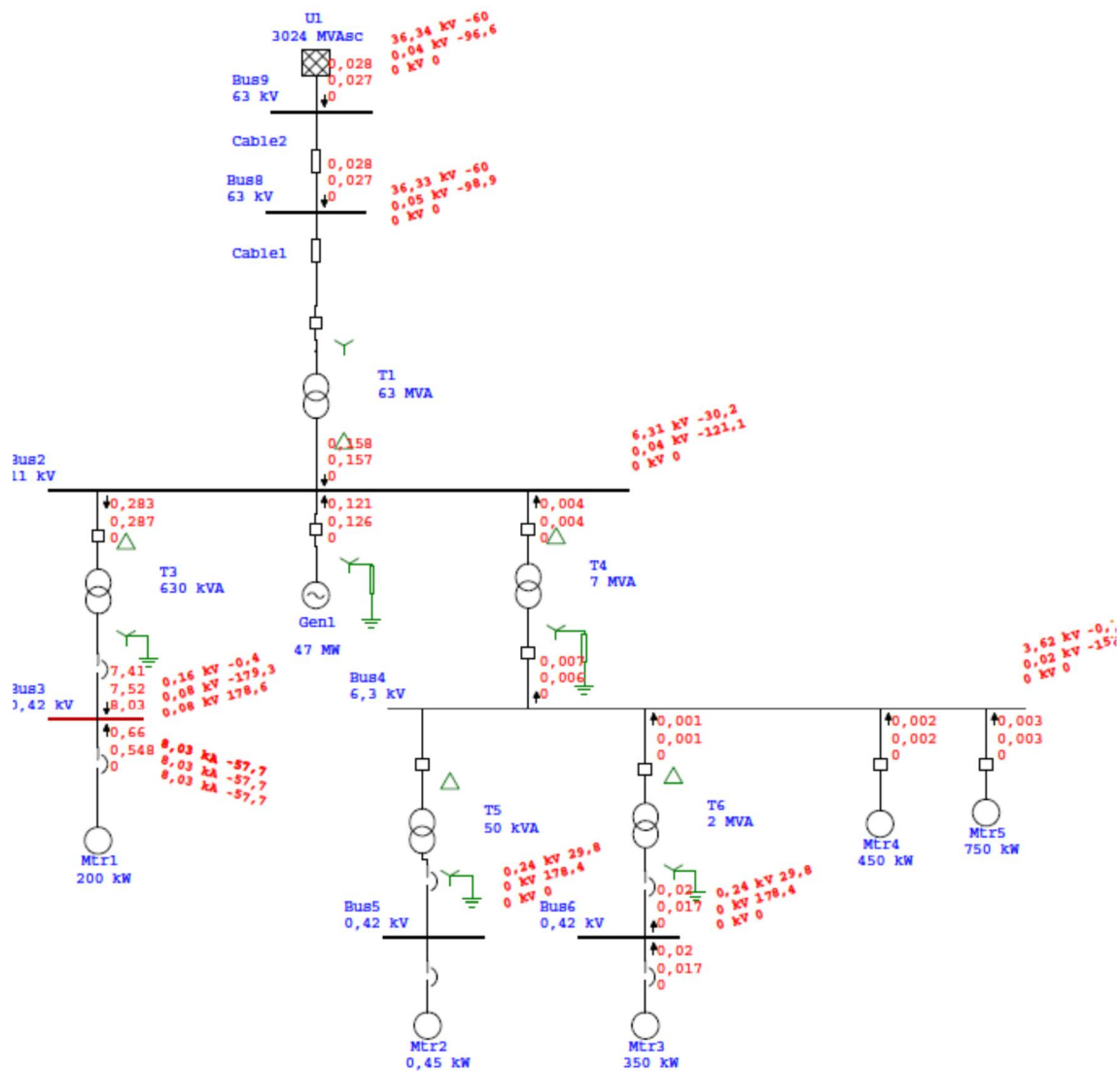


Curto-circuito fase terra na fase *a* em todos os barramentos com resultados das tensões e correntes nas fases

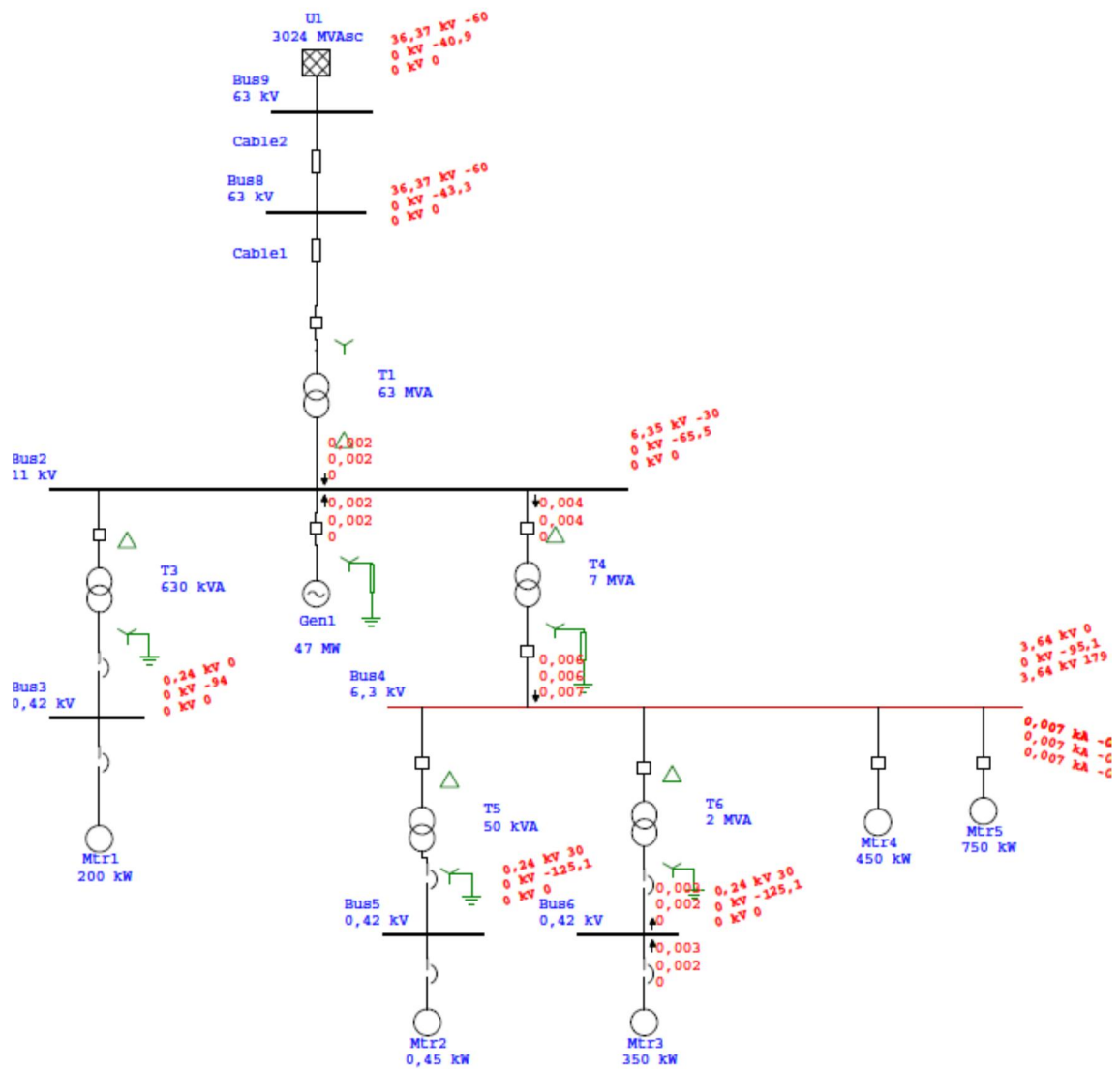
**ANEXO IV – Curto-circuitos fase terra nos barramentos com visualização das  
componentes simétricas da tensão e corrente**



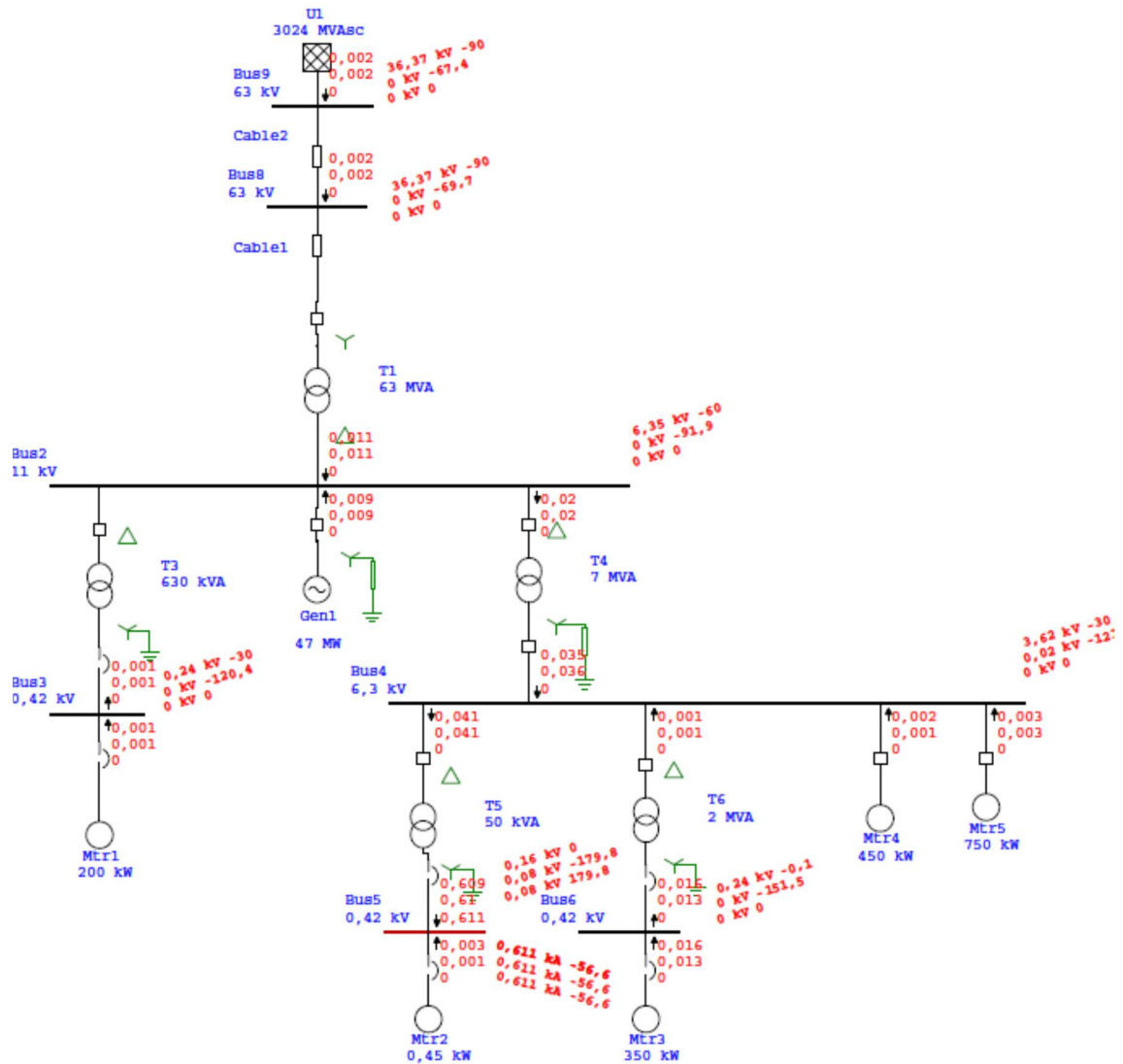
Curto-circuito fase terra na fase **a** no barramento 2 com resultados das componentes simétricas das tensões e correntes



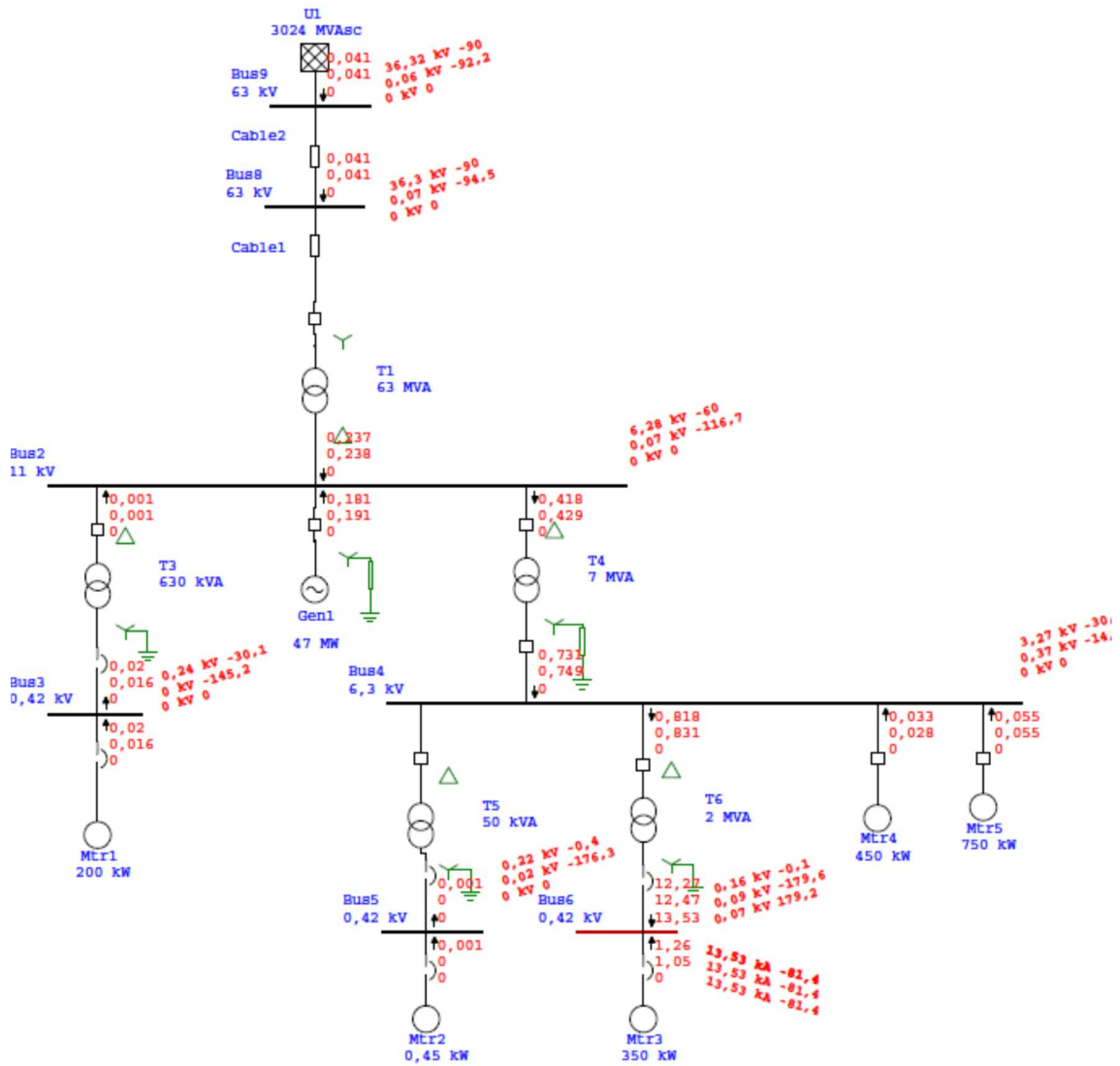
Curto-circuito fase terra na fase *a* no barramento 3 com resultados das componentes simétricas das tensões e correntes



Curto-circuito fase terra na fase **a** no barramento 4 com resultados das componentes simétricas das tensões e correntes

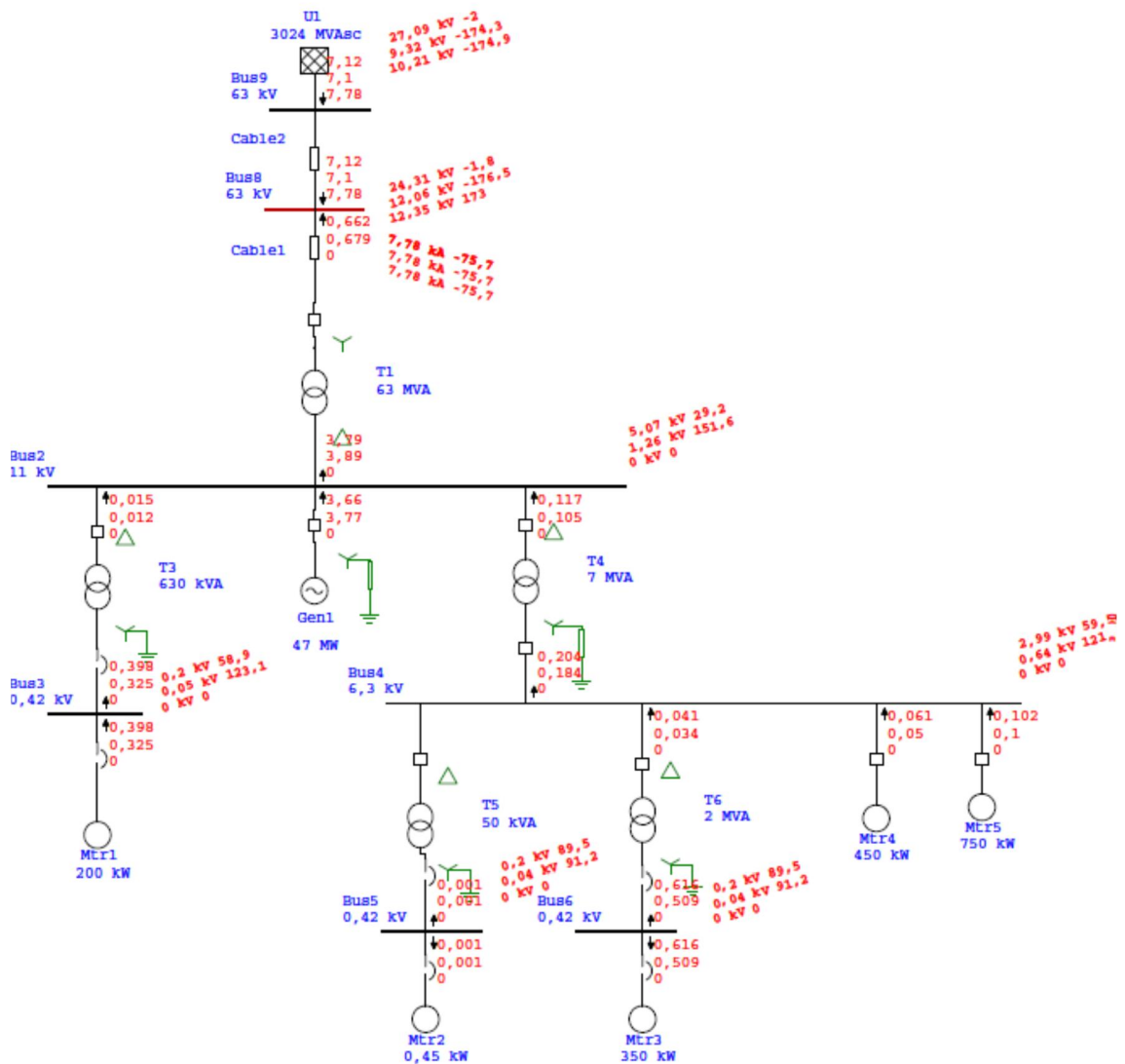


Curto-circuito fase terra na fase a no barramento 5 com resultados das componentes simétricas das tensões e correntes

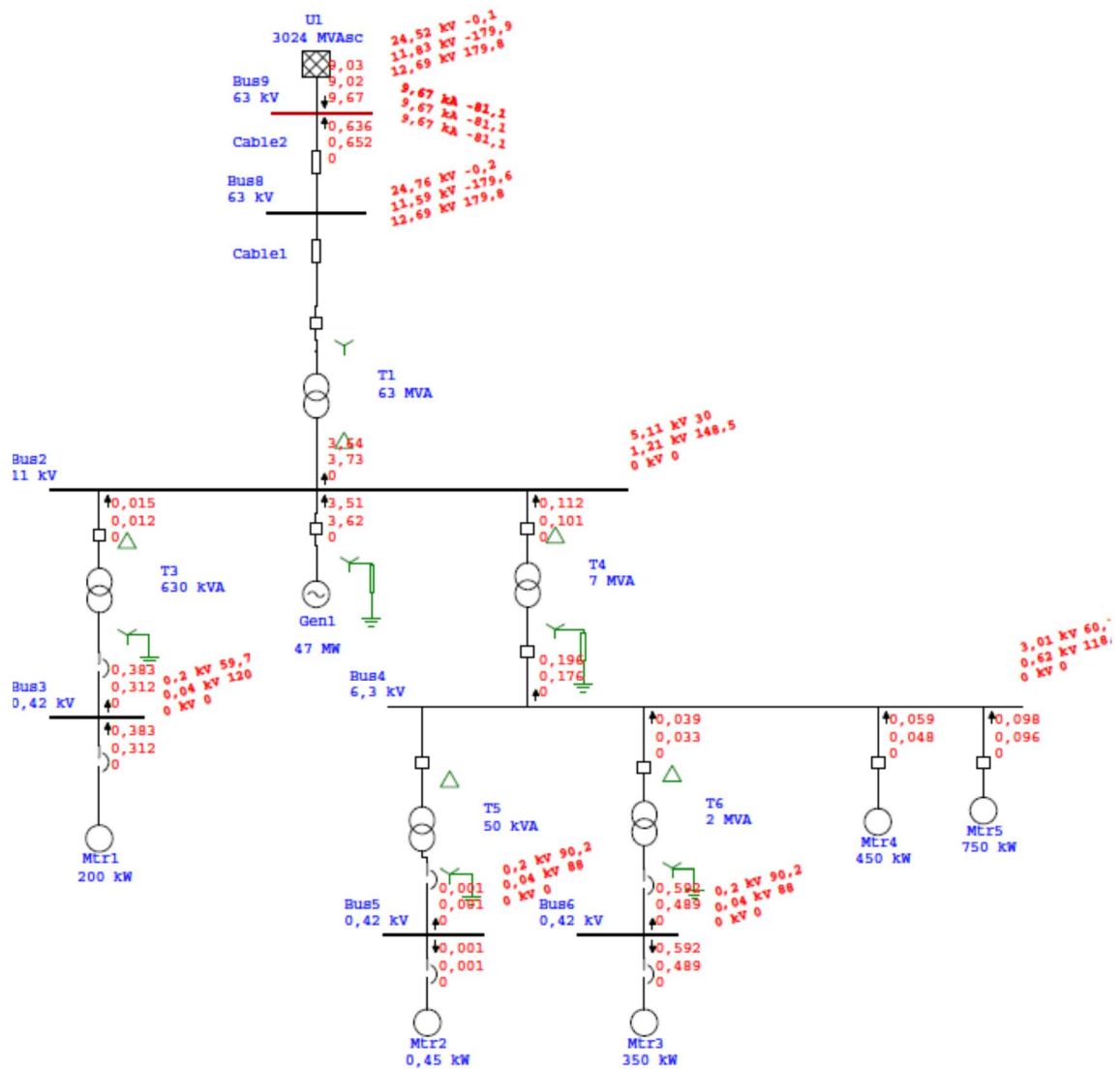


Curto-circuito fase terra na fase **a** no barramento 6 com resultados das componentes simétricas das tensões e correntes

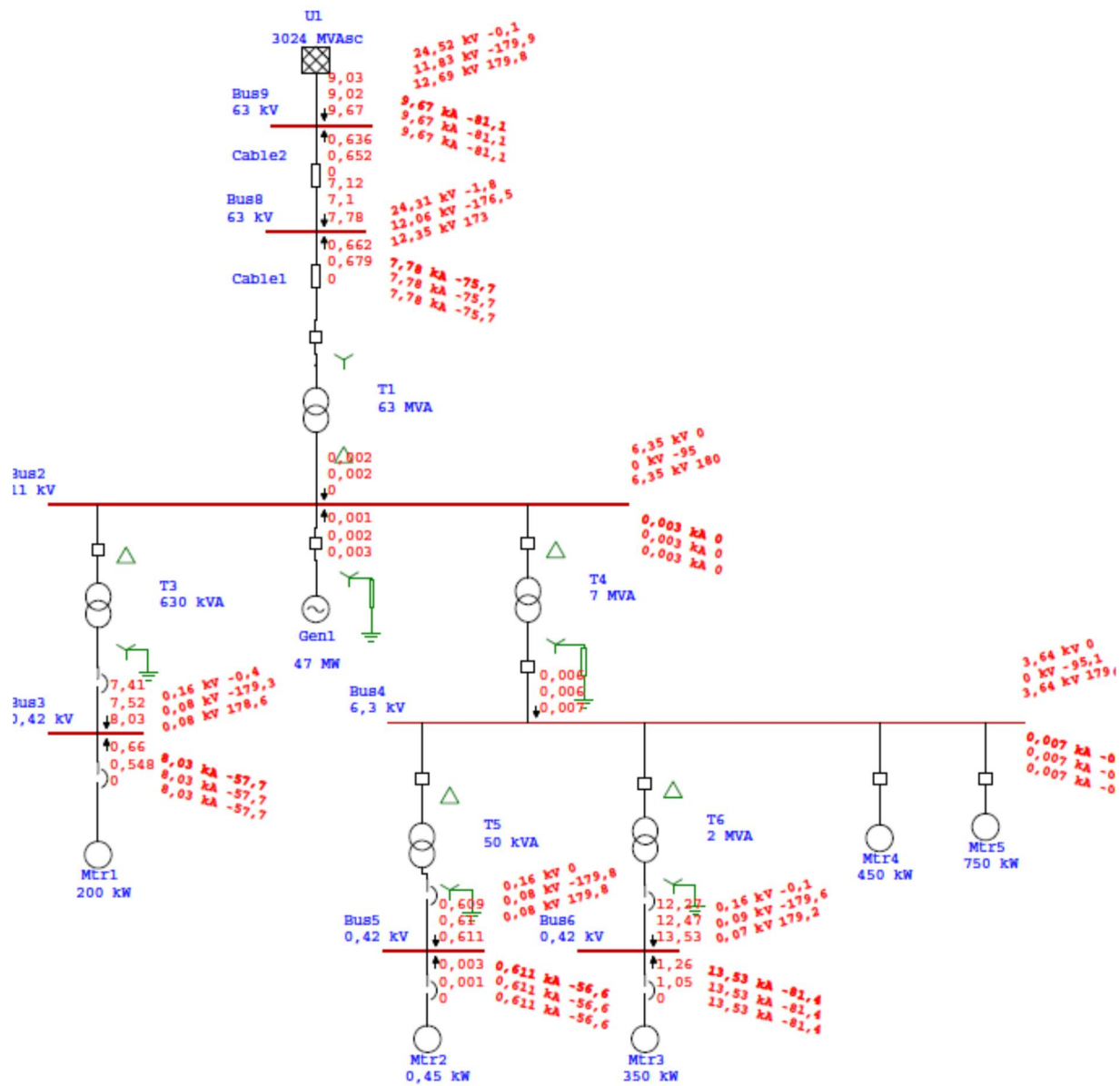




Curto-circuito fase terra na fase **a** no barramento 8 com resultados das componentes simétricas das tensões e correntes



Curto-circuito fase terra na fase **a** no barramento 9 com resultados das componentes simétricas das tensões e correntes



Curto-circuito fase terra na fase *a* em todos os barramentos com resultados das componentes simétricas das tensões e correntes