



**André Filipe Parente de Andrade**

# **Efeitos das injeções distribuídas no sistema de proteção das redes elétricas de distribuição**

**Dissertação de Mestrado**

**Fevereiro/2014**



UNIVERSIDADE DE COIMBRA



UNIVERSIDADE DE COIMBRA  
FACULDADE DE CIÊNCIAS E TECNOLOGIA  
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELECTROTÉCNICA E DE  
COMPUTADORES

Mestrado Integrado em Engenharia Electrotécnica e de Computadores

**“Efeitos das injeções distribuídas no sistema de protecção das redes  
eléctricas de distribuição”**

André Filipe Parente de Andrade

**Júri:**

Professor Doutor António José Ribeiro Ferreira (presidente)  
Professor Doutor António Manuel Oliveira Gomes Martins (orientador)  
Professor Doutor Tony Richard de Oliveira de Almeida (vogal)

Os direitos da imagem de capa pertencem a Siemens AG.

Imagem disponível em:

<http://www.siemens.com/press/en/pressrelease/?press=/en/pressrelease/2013/infrastructure-cities/ic20130531006.htm>

A presente dissertação encontra-se redigida ao abrigo do novo acordo ortográfico.

## **Agradecimentos**

Em primeiro lugar, agradeço aos meus pais pela preocupação constante com o meu bem estar ao longo da minha vida e por me terem proporcionado todas as condições para que pudesse desenvolver o meu percurso académico e concluir desta forma a minha formação superior;

Em segundo lugar, agradeço ao Professor Doutor António Gomes Martins pela disponibilidade, amabilidade e pela forma motivadora e inspiradora com que me acompanhou;

Em terceiro lugar, agradeço aos meus familiares, amigos e outros que tenham de alguma forma contribuído para a concretização desta etapa;

Por último, agradeço ao Departamento de Engenharia Eletrotécnica e de Computadores da Universidade de Coimbra por me ter proporcionado as condições desta jornada, particularmente por ter adquirido a licença do software PowerFactory.

## **Resumo**

O consumo de energia elétrica global está a crescer a uma taxa anual estabilizada de três por cento devido, em grande parte, ao rápido crescimento da população e da tecnologia disponível. Para responder a este aumento é inevitavelmente necessário aumentar os níveis de produção de energia. Por outro lado, a necessidade de redução da dependência da utilização de fontes de energia emissoras de CO<sub>2</sub> e os últimos avanços na tecnologia de exploração de energia renovável têm propiciado a instalação de unidades de produção que usem como base esta forma de energia. A instalação de unidades de produção distribuída implica porém, mudanças na configuração das redes de energia.

Esta dissertação tem como objectivo oferecer uma contribuição para a caracterização e resolução de problemas que se registam ao nível do sistema de proteções das redes de distribuição onde se integram unidades de produção distribuída. Para tal, são caracterizados os problemas típicos dos sistemas de proteção descritos na literatura científica, é dado foco a um deles identificando algumas das propostas de mitigação e finalmente são efetuados testes com base num caso de estudo em ambiente de software de simulação, tendo em vista a obtenção de propostas de soluções de mitigação economicamente viáveis.

## **Palavras-Chave:**

Geração Distribuída; Coordenação de Proteções; Religador; Fusível

## **Abstract**

Electrical energy consumption is growing at a stabilized three per cent rate per year mainly because of the rapidly growing population and also because of the technology availability. In order to cope with this growth it is necessary to increase energy production levels. On the other hand, the need to reduce the dependency of the use of energy sources that produce CO<sub>2</sub> and the last advances in the exploration of renewable energy sources has stimulated the installation of production units that use energy sources of this kind. This installation has revealed to be a solution to supply requirements but it also implies the need to reconfigure the energy system network.

This thesis has the objective of contributing to the characterization and resolution of the problems at the energy network protection system level that are caused by installing distributed generation units. With that in mind, typical protection system problems found in the scientific literature are described, then specific focus is given to one of them, identifying some mitigation proposals and finally some tests are performed in a simulation software having in mind the economically possible ways of mitigating the problem.

## **Keywords:**

Distributed generation; Protection Coordination; Recloser; Fuse

# Índice

Lista de figuras.....	vii
Lista de tabelas .....	viii
Lista de abreviaturas.....	ix
Introdução .....	1
Principais impactos resultantes da ligação de Geração Distribuída no sistema de proteções das redes de distribuição .....	2
Perda de coordenação entre fusíveis .....	2
Perda de coordenação entre fusível e religador.....	6
Perda de coordenação entre relés.....	9
“Blinding of Protection” .....	14
“False Tripping” .....	14
“Over-Reach of Relay” .....	15
Religação automática .....	16
“Islanding” não intencional .....	17
Soluções mitigadoras do problema da perda da coordenação entre religador e fusível encontradas na literatura científica.....	18
Métodos de proteção adaptativos .....	19
Religadores baseados em microprocessadores.....	23
Descrição do ambiente de simulação .....	29
DigSILENT PowerFactory .....	29
A rede “IEEE 34-Node Test Feeder” .....	30
A rede “IEEE 34-Node Test Feeder” simplificada .....	31
Caso de teste na rede IEEE 34 simplificada.....	34
Sistematização.....	34
Simulação de curto-circuitos .....	34
Escolha e instalação dos dispositivos de proteção .....	35
Instalação das unidades de DG.....	37
Análise dos resultados .....	43
Propostas de mitigação economicamente viáveis e conclusão.....	44
Referências Bibliográficas .....	46
Apêndice .....	48
Visão geral do ambiente de trabalho.....	48
Edição das opções das linhas.....	49
Rede externa .....	51
Simulação de fluxos de potência e defeitos .....	52
Instalação de dispositivos de proteção .....	54

# Lista de figuras

FIGURA 1 - PAR DE FUSÍVEIS A SEREM COORDENADOS, ADAPTADO DE [3].....	2
FIGURA 2 - CURVAS DE COORDENAÇÃO ENTRE FUSÍVEIS, ADAPTADO DE [3] .....	3
FIGURA 3 - REDE DE DISTRIBUIÇÃO E RESPECTIVOS DISPOSITIVOS DE PROTEÇÃO, ADAPTADO DE [3] .....	3
FIGURA 4 - LIMITES DE COORDENAÇÃO PARA F <sub>2</sub> -F <sub>3</sub> , ADAPTADO DE [3].....	5
FIGURA 5 - ARRANJO RELIGADOR-FUSÍVEL NUMA REDE DE DISTRIBUIÇÃO, ADAPTADO DE [3] .....	6
FIGURA 6 - CURVAS CARACTERÍSTICAS DO RELIGADOR E DO FUSÍVEL, ADAPTADO DE [3].....	6
FIGURA 7 - REDE DE DISTRIBUIÇÃO COM AS RESPECTIVAS UNIDADES DE DG E DEFEITOS, ADAPTADO DE [3] .....	8
FIGURA 8 - ALIMENTADOR PRINCIPAL DE UMA REDE DE DISTRIBUIÇÃO, ADAPTADO DE [2].....	9
FIGURA 9 - CURVAS DE COORDENAÇÃO DOS RELÉS E RESPECTIVOS CTI, ADAPTADO DE [2] .....	10
FIGURA 10 - LOCALIZAÇÃO DAS UNIDADES DE DG LIGADAS, ADAPTADO DE [2].....	10
FIGURA 11 - CORRENTES DE SENTIDO DESCENDENTE, ADAPTADO DE [2].....	11
FIGURA 12 - AJUSTE DAS CURVAS DE COORDENAÇÃO, ADAPTADO DE [2] .....	12
FIGURA 13 - CORRENTES DE SENTIDO ASCENDENTE, ADAPTADO DE [2].....	12
FIGURA 14 - MARGEM DE COORDENAÇÃO PARA CORRENTES DE SENTIDO ASCENDENTE, ADAPTADO DE [2] .....	13
FIGURA 15 - EXEMPLO DE “BLINDING OF PROTECTION”, ADAPTADO DE [5] .....	14
FIGURA 16 - EXEMPLO DE “FALSE TRIPPING”, ADAPTADO DE [5].....	15
FIGURA 17 - CASO DE “OVER-REACH OF RELAY, ADAPTADO DE [5].....	16
FIGURA 18 - SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO DIVIDIDO EM VÁRIAS ZONAS Z <sub>i</sub> SEPARADAS POR DISPOSITIVOS DE PROTEÇÃO B <sub>x,y</sub> , ADAPTADO DE [11] .....	20
FIGURA 19 - TIPO DE CONTRIBUIÇÃO DE UMA FONTE K PARA UM DADO TIPO DE DEFEITO NUMA SECÇÃO DE UMA LINHA ENTRE OS BARRAMENTOS I E J, ADAPTADO DE [11].....	21
FIGURA 20 - CURVAS DE COORDENAÇÃO PARA A UNIDADE DE FASE, SEM LIGAÇÃO DE DG, ADAPTADO DE [12].....	25
FIGURA 21 - CURVAS DE COORDENAÇÃO PARA A UNIDADE DE TERRA, SEM LIGAÇÃO DE DG, ADAPTADO DE [12].....	25
FIGURA 22 - CURVAS DE COORDENAÇÃO PARA A UNIDADE DE FASE, COM LIGAÇÃO DE DG, ADAPTADO DE [12].....	26
FIGURA 23 - CURVAS DE COORDENAÇÃO PARA A UNIDADE DE TERRA, COM LIGAÇÃO DE DG, ADAPTADO DE [12].....	26
FIGURA 24 - CURVAS DE COORDENAÇÃO PARA A UNIDADE DE FASE COORDENADAS, ADAPTADO DE [12] .....	28
FIGURA 25 - CURVAS DE COORDENAÇÃO PARA A UNIDADE DE TERRA COORDENADAS, ADAPTADO DE [12] .....	28
FIGURA 26 - TOPOLOGIA ORIGINAL DA REDE IEEE-34, ADAPTADO DE [17] .....	31
FIGURA 27 - TOPOLOGIA DA REDE SIMPLIFICADA, ADAPTADO DE [17] .....	32
FIGURA 28 - GRÁFICO DE COORDENAÇÃO DOS DISPOSITIVOS DE PROTEÇÃO PARA UM DEFEITO NO NÓ 842 .....	35
FIGURA 29 - GRÁFICO DE COORDENAÇÃO DOS DISPOSITIVOS DE PROTEÇÃO PARA UM DEFEITO NO NÓ 848 .....	36
FIGURA 30 - GRÁFICO DE COORDENAÇÃO DOS DISPOSITIVOS DE PROTEÇÃO PARA UM DEFEITO NO NÓ 862 .....	36
FIGURA 31 - GRÁFICO DE COORDENAÇÃO DOS DISPOSITIVOS DE PROTEÇÃO PARA UM DEFEITO NO NÓ 848 COM DG 1 LIGADA .....	38
FIGURA 32 - GRÁFICO DE COORDENAÇÃO DOS DISPOSITIVOS DE PROTEÇÃO PARA UM DEFEITO NO NÓ 862 COM DG1 LIGADA .....	38
FIGURA 33 - GRÁFICO DE COORDENAÇÃO DOS DISPOSITIVOS DE PROTEÇÃO PARA UM DEFEITO NO NÓ 848 COM DG 2 LIGADA .....	39
FIGURA 34 - GRÁFICO DE COORDENAÇÃO DOS DISPOSITIVOS DE PROTEÇÃO PARA UM DEFEITO NO NÓ 862 COM DG 2 LIGADA .....	40
FIGURA 35 - GRÁFICO DE COORDENAÇÃO DOS DISPOSITIVOS DE PROTEÇÃO PARA UM DEFEITO NO NÓ 848 COM DG 3 LIGADA .....	41
FIGURA 36 - GRÁFICO DE COORDENAÇÃO DOS DISPOSITIVOS DE PROTEÇÃO PARA UM DEFEITO NO NÓ 862 COM DG 3 LIGADA .....	41
FIGURA 37 - GRÁFICO DE COORDENAÇÃO DOS DISPOSITIVOS DE PROTEÇÃO PARA UM DEFEITO NO NÓ 848 COM DG 4 LIGADA .....	42
FIGURA 38 - GRÁFICO DE COORDENAÇÃO DOS DISPOSITIVOS DE PROTEÇÃO PARA UM DEFEITO NO NÓ 862 COM DG 4 LIGADA .....	43
FIGURA 39 - AMBIENTE DE TRABALHO POWERFACTORY .....	48

FIGURA 40 - JANELA DE DIÁLOGO DA CONFIGURAÇÃO DE LINHAS.....	49
FIGURA 41 - JANELA DE DIÁLOGO DE EDIÇÃO DOS TIPOS DE CONDUTORES DAS LINHAS.....	50
FIGURA 42 - JANELA DE DIÁLOGO DE EDIÇÃO DAS CARACTERÍSTICAS DOS CONDUTORES.....	50
FIGURA 43 - JANELA DE DIÁLOGO DE EDIÇÃO DAS MATRIZES DE IMPEDÂNCIA .....	51
FIGURA 44 - JANELA DE DIÁLOGO DE EDIÇÃO DAS OPÇÕES DA <i>EXTERNAL GRID</i> .....	52
FIGURA 45 - JANELA DE DIÁLOGO DAS OPÇÕES DE SIMULAÇÃO DE FLUXOS DE POTÊNCIA .....	53
FIGURA 46 - JANELA DE DIÁLOGO DAS OPÇÕES DE SIMULAÇÃO DE DEFEITO .....	54
FIGURA 47 - JANELA DE DIÁLOGO DA INSTALAÇÃO DE UM DISPOSITIVO DE PROTEÇÃO .....	55
FIGURA 48 - JANELA DE DIÁLOGO DAS OPÇÕES DO FUSÍVEL.....	55
FIGURA 49 - JANELA DE DIÁLOGO DE UMA BIBLIOTECA DE FUSÍVEIS .....	56
FIGURA 50 - OPÇÕES DE CONFIGURAÇÃO DO RELÉ.....	57
FIGURA 51 - OPÇÕES DE CONFIGURAÇÃO DO TRANSFORMADOR DE CORRENTE .....	57
FIGURA 52 - JANELA DE DIÁLOGO BÁSICA DE UMA DETERMINADA CURVA DO RELÉ .....	58
FIGURA 53 - JANELA DE DIÁLOGO AVANÇADA DAS OPÇÕES DE UMA CURVA DO RELÉ.....	59

## Lista de tabelas

TABELA 1 - CASOS DE LIGAÇÃO DE DG E RESPECTIVOS DEFEITOS, ADAPTADO DE [3].....	8
TABELA 2 - COMPARAÇÃO DE PERFIL DE TENSÃO ENTRE A REDE IEEE ORIGINAL E A SIMULADA.....	33
TABELA 3 - RESULTADOS DOS CC NOS NÓS CONSTITUINTES DO ALIMENTADOR LATERAL 1 .....	34

# Lista de abreviaturas

## Abreviatura

DG  
MM  
TC  
CC  
IEEE-34

## Descrição

Distributed Generation  
Minimum Melting  
Total Clearing  
Curto-Circuito  
IEEE-34 Node Test Feeder

# Introdução

Com o aumento da população e da disponibilidade e acesso crescentes à tecnologia, a necessidade de aumento da capacidade de produção de energia torna-se inevitável. Aliado a este facto, a necessidade da diminuição das emissões de gases de efeito de estufa, da dependência de combustíveis fósseis e de melhoria de indicadores de qualidade e eficiência energética está a levar os engenheiros responsáveis pelo projeto e concepção de redes de energia a enveredar por novos conceitos e soluções de engenharia mais inteligentes e modernos.

Os sistemas elétricos de distribuição tradicionais baseiam-se numa topologia radial na qual o fluxo de energia se processa da saída da subestação para as cargas. As redes modernas tendem a romper com esta topologia e a introduzir uma maior complexidade. Pretende-se, por exemplo, que um ponto de carga possa representar também um ponto de injeção de energia.

Esta mudança de fluxo de energia unidirecional para bidirecional tem várias implicações nas redes, nomeadamente ao nível da fiabilidade, coordenação, sensibilidade e seletividade do sistema de proteção. Assim, torna-se indispensável repensar o sistema de proteções de forma a que a ligação de unidades de produção distribuída juntamente com um funcionamento ótimo do sistema de proteções sejam possíveis com um impacto económico mínimo.

Na presente dissertação tenta-se dar mais uma contribuição sobre esta problemática. Com este objetivo, inicia-se por uma vista geral dos problemas causados pela ligação de unidades de produção distribuída descritos na literatura, enumerando-se e explicando-se cada um deles. Depois, são descritas as formas de solução mais relevantes sugeridas na literatura para um desses problemas. De seguida, descreve-se e justifica-se a escolha do ambiente de testes, seguindo-se a descrição das simulações efetuadas com foco no problema cujas formas de solução foram descritas. Por fim, os resultados das simulações são analisados e são discutidas propostas de solução economicamente viáveis, em forma de conclusão.

# Principais impactos resultantes da ligação de Geração Distribuída no sistema de proteções das redes de distribuição

## Perda de coordenação entre fusíveis

Os sistemas de distribuição são habitualmente projetados de acordo com uma topologia radial caracterizada por uma única fonte que alimenta uma rede de alimentadores originando um fluxo unidirecional da corrente elétrica. Os sistemas de proteção destes sistemas são igualmente desenhados de acordo com esta topologia. Com a introdução de Geração Distribuída (doravante a Geração Distribuída é apelidada DG por razões que se prendem com conveniência de citação bibliográfica) existem zonas do sistema que deixarão de respeitar esta topologia, o que poderá conduzir à perda de coordenação entre dispositivos de proteção. O efeito da DG na coordenação dependerá do tamanho, tipo e posicionamento da mesma. Os fusíveis possuem duas características de principal relevância na análise deste problema: Minimum Melting (MM) e Time Clearing (TC). A característica MM corresponde ao tempo necessário para danificar o fusível para um determinado valor de corrente que o atravessa. Já a característica TC corresponde ao tempo de corte do fusível para um determinado valor de corrente que o atravessa.[1][2]

As figuras ilustram como é realizada a coordenação entre fusíveis numa rede tradicional, com topologia radial.[3]

Na figura 1 encontram-se representados dois fusíveis que necessitam de ser coordenados.

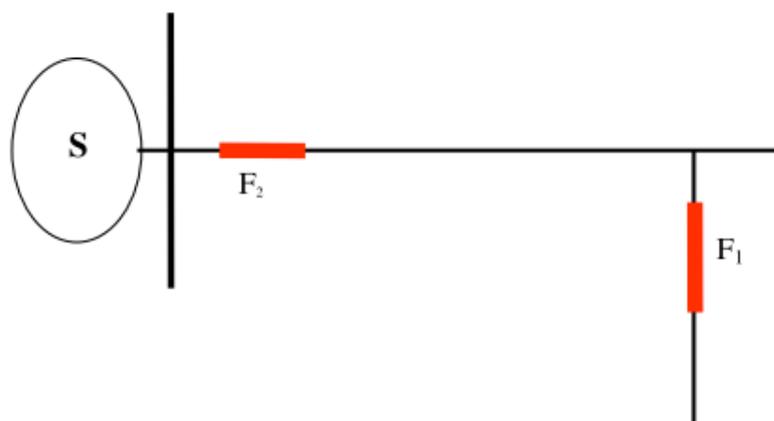


Figura 1 - Par de fusíveis a serem coordenados, adaptado de [3]

De modo a que o sistema tenha a seletividade desejada, é necessário que  $F_1$  atue antes de  $F_2$  ser danificado. Esta coordenação é conseguida quando a curva TC característica de  $F_1$  se encontra debaixo da característica MM de  $F_2$  por uma margem de segurança para qualquer defeito no alimentador onde  $F_1$  se encontra instalado.[1][2]

Na figura 2 vemos os gráficos característicos de ambos os dispositivos.

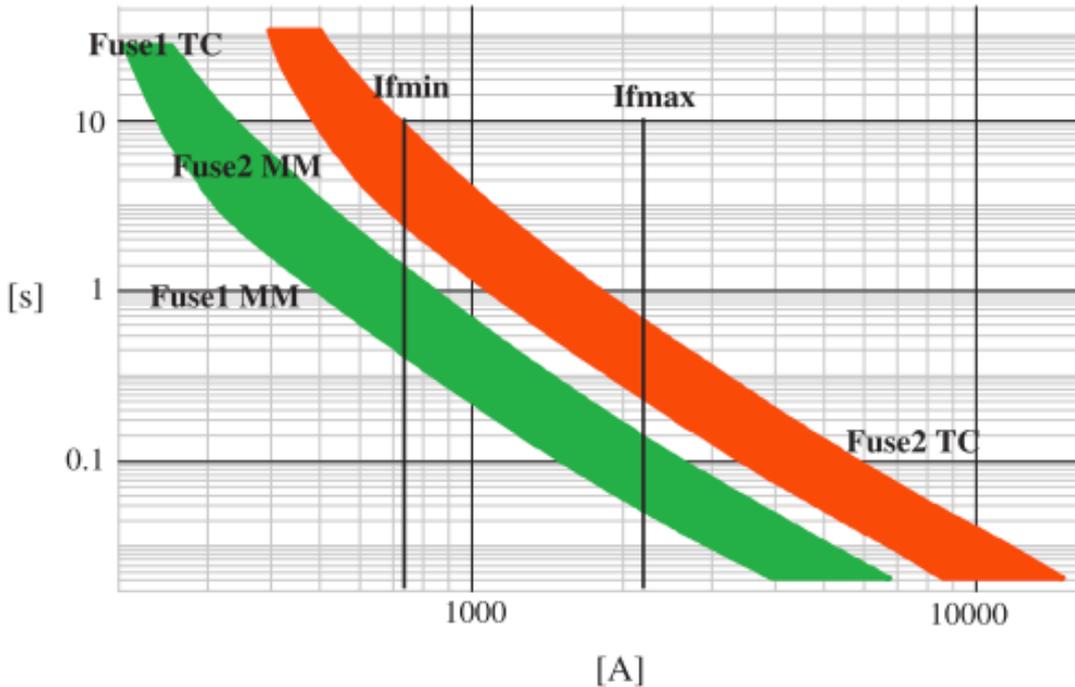


Figura 2 - Curvas de coordenação entre fusíveis, adaptado de [3]

Os dispositivos respeitam a referida coordenação para defeitos cujas correntes se encontrem entre as marcas  $I_{f_{\min}}$  e  $I_{f_{\max}}$ , margem esta denominada por gama de coordenação. Na figura 3 temos parte de uma rede de distribuição comum onde podemos encontrar vários fusíveis.

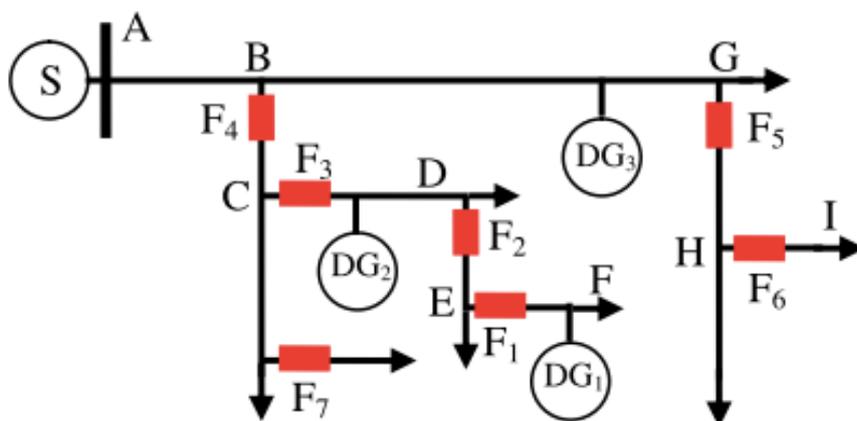


Figura 3 - Rede de distribuição e respetivos dispositivos de proteção, adaptado de [3]

Em condições normais, sem DG, os pares  $F_1-F_2$ ,  $F_2-F_3$  e  $F_5-F_6$  estão coordenados. Depois da ligação da DG as intensidades bem como os sentidos das correntes que fluem no sistema podem sofrer alterações. No caso analisado, as alterações resultantes da ligação de  $DG_1$ ,  $DG_2$  e  $DG_3$  são as seguintes[2][3]:

1. As correntes de defeito mínima e máxima vão aumentar para uma falha que ocorra na secção HI, devido às unidades de DG que se encontram ligadas em locais do alimentador principal anteriores ao ponto denominado por G.  $F_5$  e  $F_6$  vão detetar correntes de defeito superiores às detetadas anteriormente mas nunca verão os sentidos das correntes invertidos.[2]
2. Quando ocorrem falhas na secção CD,  $F_3$  e  $F_4$  detetarão correntes de defeito no sentido descendente enquanto que, para um defeito na secção AB, estes detetarão uma corrente no sentido ascendente, sendo em ambos os casos atravessados pela mesma corrente. O par  $F_1-F_2$  experienciará o mesmo problema, tanto para correntes descendentes como ascendentes.[2]
3. Para uma falha na secção DE,  $F_2$  detetará mais corrente do que  $F_3$ . Por outro lado, para falhas na secção BC,  $F_3$  detetará mais corrente do que  $F_2$ . No primeiro caso, o sentido das correntes será descendente. No segundo será ascendente.[2]

No caso 1 a probabilidade de perda de coordenação será baixa se os fusíveis mantiverem a capacidade de coordenação para os novos valores de corrente visto que o sentido das correntes continua a ser descendente. A única diferença que se verificará no gráfico dos fusíveis será a gama de coordenação porque as correntes máxima e mínima de defeito mudaram. Se o aumento da gama de coordenação for tal que ultrapasse a extensão das curvas dos fusíveis a coordenação será perdida.[2]

No caso 2 existe um conflito. Um dos requisitos de um bom sistema de proteção é a seletividade. Tendo isto em mente, para um defeito na seção CD,  $F_3$  deverá funcionar antes de  $F_4$  mas, para um defeito na seção AB,  $F_4$  deverá operar primeiro. Uma vez que estes dois dispositivos detetam a mesma corrente a fluir através deles, tanto para uma corrente de defeito de sentido descendente como ascendente, esse requisito será desrespeitado. O mesmo será válido para o par  $F_1-F_2$  para falhas nas secções EF e CD.

No caso 3 existe uma margem. A figura 4 mostra as condições de coordenação dos dispositivos, em presença de DG. Nesta situação, para um defeito cujas correntes sejam descendentes,  $F_2$  detetará mais corrente do que  $F_3$ . A diferença entre as duas correntes será proporcional ao tamanho e tipo da  $DG_2$ . [4]

Verificamos que enquanto  $IF_2$  for superior a  $IF_3$  a coordenação não será perdida visto que  $F_2$  operará sempre antes de  $F_3$  ser danificado, requisito para correntes de defeito que fluam no sentido descendente. Foi assumido que o aumento das correntes e consequente variação da gama de coordenação, não indo para além das linhas dos gráficos característicos dos fusíveis, garante a coordenação. Relativamente a correntes de defeito ascendentes,  $IF_3$  será superior a  $IF_2$  e neste caso pode ver-se na figura 4 que se a diferença entre as duas correntes for superior à margem,  $F_3$  operará antes de  $F_2$  ser danificado, o que garantirá a coordenação desejada. Se a diferença for inferior à margem será  $F_2$  a operar primeiro e assim a coordenação deixará de se verificar.[2]

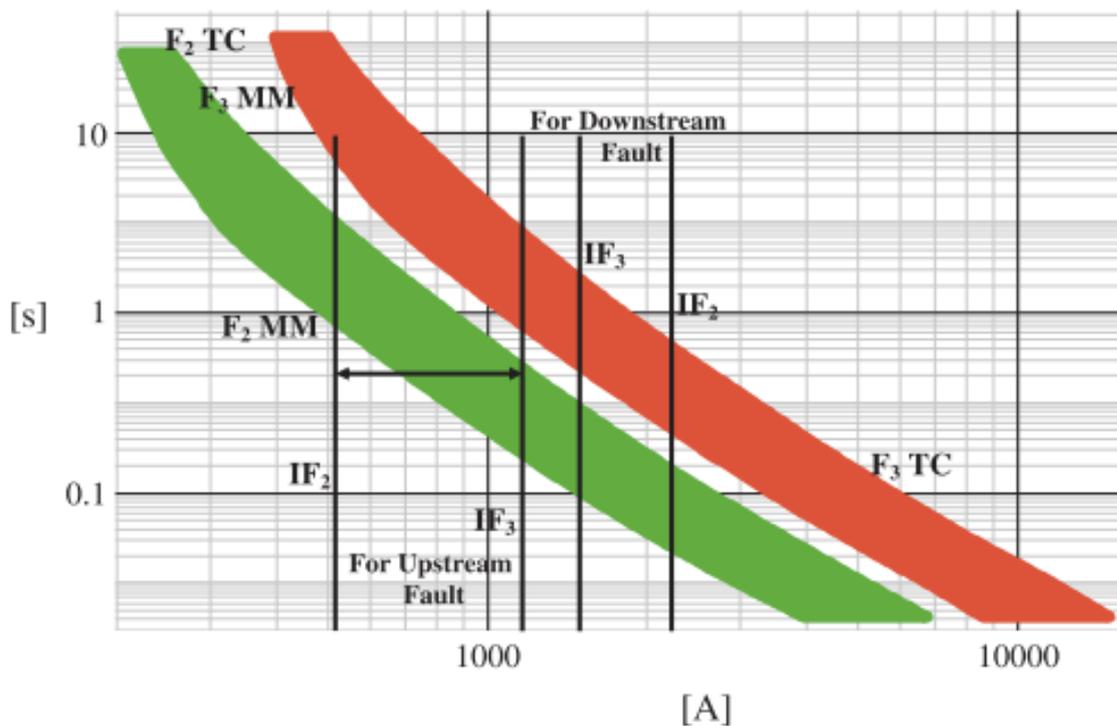


Figura 4 - Limites de coordenação para  $F_2$ - $F_3$ , adaptado de [3]

## Perda de coordenação entre fusível e religador

A figura 5 mostra um arranjo tradicional da coordenação religador-fusível numa rede de distribuição.

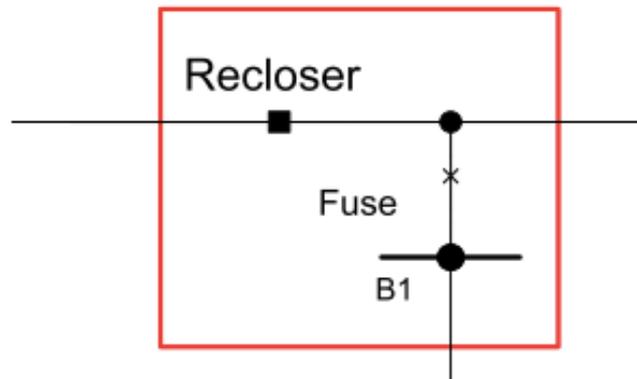


Figura 5 - Arranjo religador-fusível numa rede de distribuição, adaptado de [3]

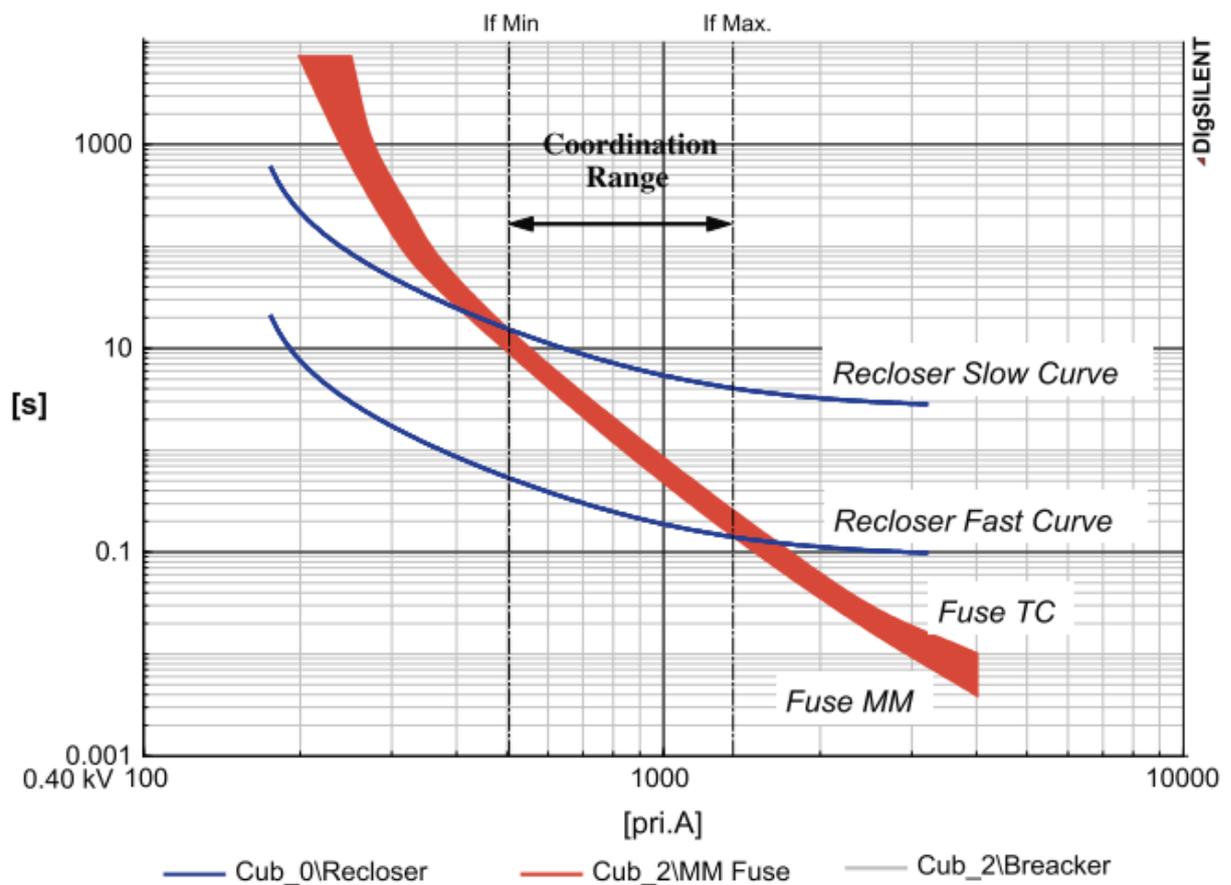


Figura 6 - Curvas características do religador e do fusível, adaptado de [3]

O fusível está ligado no alimentador lateral e o religador no alimentador principal. De notar que antes da DG ser ligada, a corrente que for originada por um defeito localizado no alimentador lateral que percorre o ligador é a mesma que percorre o fusível. É expectável que o fusível apenas opere para defeitos permanentes. Para defeitos momentâneos, o religador deverá desligar para dar a oportunidade de extinção ao defeito, voltando após um momento a ligar o circuito depois de o defeito estar extinto, remetendo o sistema para o seu estado normal de funcionamento. [1][2][3]

Visto os defeitos temporários representarem 70-80% dos defeitos que ocorrem nas redes de distribuição, este arranjo de religador-fusível aumenta a fiabilidade e reduz custos de manutenção, uma vez que se fossem usados apenas fusíveis a rede ficava desligada quando ocorressem defeitos fugidios exigindo que posteriormente alguém substituísse o dispositivo por outro. [2][3]

A gama de coordenação entre fusível e religador para todas as correntes de defeito compreendidas entre  $I_{f_{\min}}$  e  $I_{f_{\max}}$  encontra-se demonstrado na figura 6. Dentro dessa gama o religador opera antes do fusível, o que corresponde à coordenação pretendida. A curva rápida do religador encontra-se debaixo da curva MM característica do fusível, dentro da gama de coordenação. Dentro desta gama o religador operará antes de o fusível ser danificado. Se o defeito persistir depois de o religador fechar o circuito, de acordo com o seu regime de operação rápida, chega-se à conclusão de que o defeito é permanente, devendo o fusível operar. Na figura 6 a curva TC encontra-se debaixo da curva de operação lenta do religador. Assim, para um defeito permanente o fusível deverá fundir antes de o religador operar no seu regime de operação lenta. Se o fusível não fundir, o religador deverá operar no seu regime de operação lenta atuando como dispositivo de proteção de backup isolando o defeito. [2][3]

Com a ligação da DG as correntes máxima e mínima para defeitos no alimentador lateral deverão alterar-se: o fusível detetará mais corrente do que o religador. Desta forma, o modo de coordenação pretendido referido atrás poderá ser perdido se a DG for ligada no final do alimentador. É possível que um defeito temporário possa ser eliminado pelo fusível, tornando-se assim num defeito permanente sendo este evento indesejável e referido na literatura como “Fuse Blowing”. [2][3]

A figura 7 representa parte de uma rede de distribuição com os vários casos de ligação de DG referidos na tabela 1 nos quais a simulação da ocorrência de falhas ajudará a compreender a influência do posicionamento da instalação de DG relativamente ao religador. [2][3]

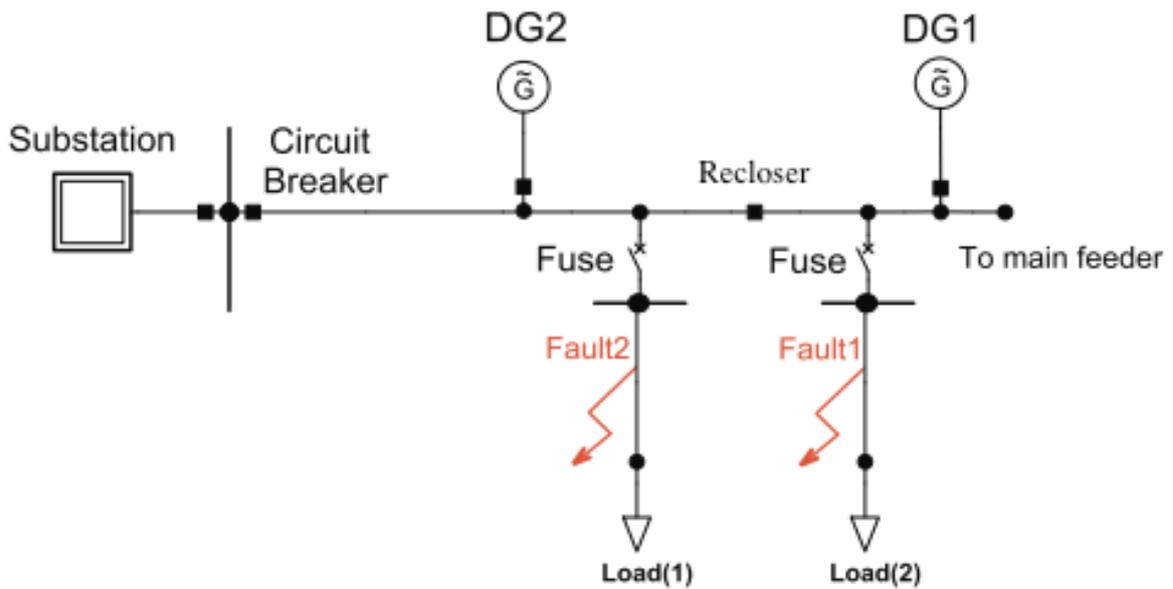


Figura 7 - Rede de distribuição com as respectivas unidades de DG e defeitos, adaptado de [3]

Tabela 1 - Casos de ligação de DG e respectivos defeitos, adaptado de [3]

Case	DG unit	Fault location
1	DG <sub>1</sub>	Fault 1
2	DG <sub>1</sub>	Fault 2
3	DG <sub>2</sub>	Fault 1
4	DG <sub>2</sub>	Fault 2

Assim, teremos os seguintes casos:

1. A corrente de defeito vista pelo fusível é a soma das correntes de defeito provenientes tanto da subestação como da DG. Isto indica que o problema irá acontecer quando tanto a DG como a falha estiverem localizados à direita do religador. Este é o caso de “Fuse Blowing” já referido, no qual é possível que a descoordenação fusível-religador aconteça.
2. Neste caso, a DG e a falha estão localizadas à direita e à esquerda do religador, respetivamente. A corrente inversa vai fluir através do religador e o fusível deverá atuar primeiro. Mas é possível que o religador, no seu modo de operação rápido, opere mais

rápido que o fusível causando uma interrupção do fornecimento de energia ao circuito anterior. Mas, visto que a ligação do circuito anterior pode ser restabelecida num espaço de poucos ciclos após a operação do fusível, essa interrupção de fornecimento de energia será bastante curta, sendo insignificante.

3. A corrente de defeito flui através tanto do religador como do fusível. Agora é muito provável que os dispositivos consigam manter a coordenação. Mas, no caso de se aumentar a corrente de defeito, esta coordenação poderá deixar de se verificar se for ultrapassado o referido “coordination range”.
4. Agora, tanto a localização da DG como a do defeito estão no lado oposto ao religador, a corrente vai fluir toda diretamente para o fusível sem passar pelo religador e “Fuse Blowing” não ocorrerá.

### Perda de coordenação entre relés.

A figura 8 mostra um alimentador principal de distribuição alimentado pela fonte “S” e protegida por relés de corrente inversa R<sub>1</sub>, R<sub>2</sub> e R<sub>3</sub>. [2]

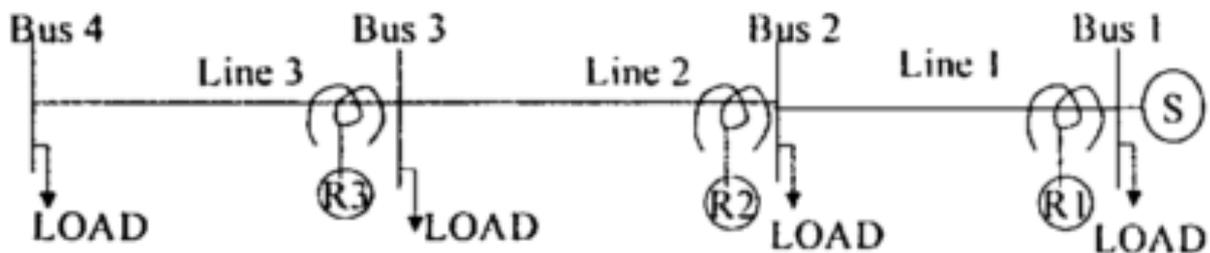


Figura 8 - Alimentador principal de uma rede de distribuição, adaptado de [2]

A coordenação entre estes é observada na figura 9.[2]

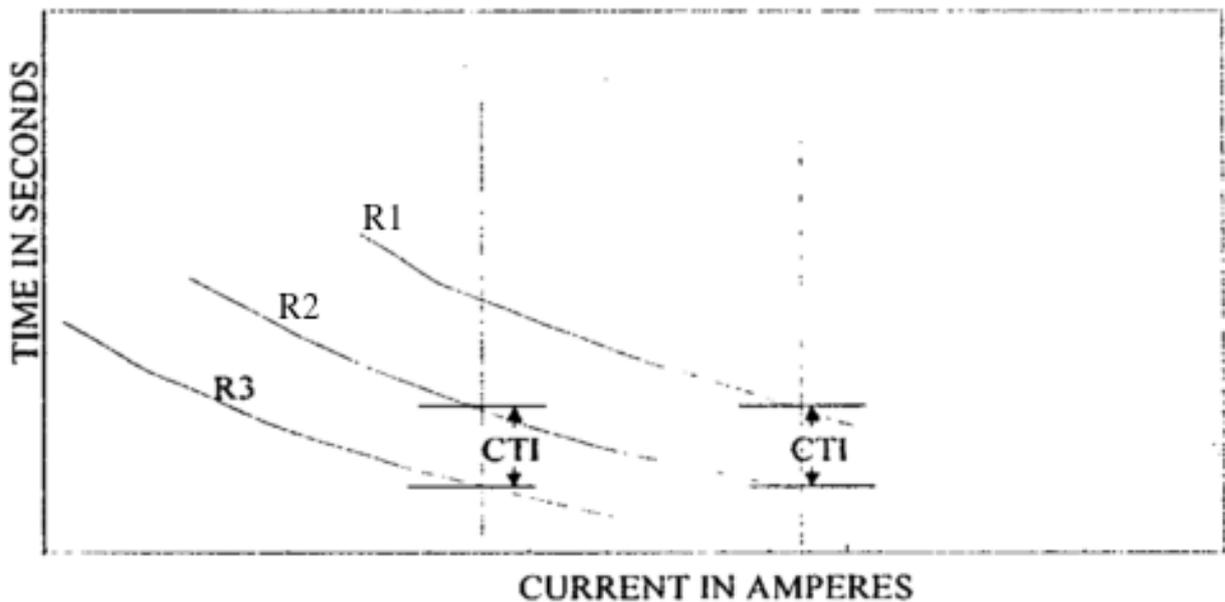


Figura 9 - Curvas de coordenação dos relés e respectivos CTI, adaptado de [2]

É desejável que para uma corrente máxima de defeito na linha 3 (devido a um defeito no barramento 3), o tempo de disparo do relé  $R_2$  seja superior ao do relé  $R_3$  no mínimo por uma diferença denominada “Coordination Time Interval” (CTI). Este tempo depende de factores como, por exemplo, potenciais erros em transformadores, relés e disjuntores bem como overshoot em relés de tipo eletromecânico.[2]

Do mesmo modo,  $R_2$  e  $R_1$  estão coordenados para uma corrente máxima de defeito no barramento 2. Pela curva típica dos relés de corrente inversa verificamos que uma vez que a coordenação para a corrente máxima é obtida, temos a confiança que para os outros valores de corrente mais baixos a mesma também se verifica.  $R_2$  atuará também como dispositivo de backup em relação a  $R_3$  assim como  $R_1$  terá a mesma utilidade em relação a  $R_2$ . [2]

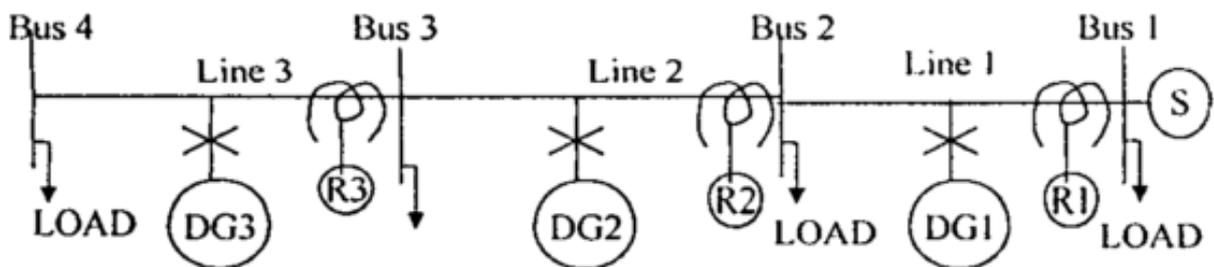


Figura 10 - Localização das unidades de DG ligadas, adaptado de [2]

Assumindo agora a ligação de várias DG de acordo com a figura 10, vão surgir os seguintes casos:

1. Quando apenas estão ligadas  $DG_1$  e  $DG_2$ , as correntes de defeito máxima e mínima na secção 3 irão sofrer alterações. De qualquer forma,  $R_3$  nunca terá correntes de sentido contrário a fluir através dele. Assim, desde que  $R_2$  e  $R_3$  estejam coordenados para correntes tendencialmente maiores, a coordenação mantém-se. Esta modificação no valor das correntes não deve impor problema visto que estes valores podem ser alterados nas opções dos relés.
2. Quando apenas  $DG_3$  se encontra ligada,  $R_2$  e  $R_3$  irão detetar correntes com sentido descendente para defeitos na secção 3 e correntes de sentido ascendente para falhas na secção 1. A corrente de defeito que atravessa estes dispositivos é a mesma, para ambos os casos. Este facto vai criar um problema de descoordenação visto que, para termos seletividade,  $R_3$  deverá atuar antes de  $R_2$  para defeitos na secção 3 mas para defeitos na secção 1 já se pretende que seja  $R_2$  o primeiro a atuar. Este esquema não deve ser implementado visto que origina um problema cuja resolução não será simples.
3. Para o caso em que todas as DG se encontram ligadas para um defeito, por exemplo, na secção 3,  $R_3$  detetará a corrente de valor máximo seguido do valor medido por  $R_2$  e por fim  $R_1$ . Para uma falha na secção 1  $R_2$  detetará mais corrente do que  $R_3$ . Para avaliar uma potencial coordenação para estes casos são impostas definições apenas para falhas que originem correntes de sentido descendente, sendo posteriormente verificado se estas definições ainda serão válidas para defeitos que originem correntes de sentido ascendente.

A figura 11 ilustra as condições do caso 3. A espessura das setas é proporcional à magnitude das correntes de defeito na secção 3.[2]

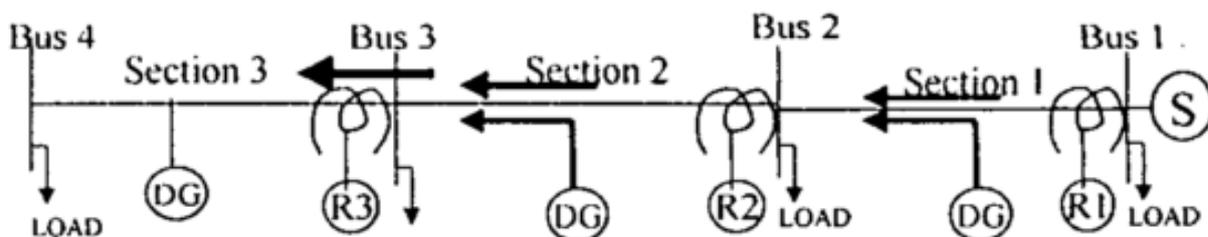


Figura 11 - Correntes de sentido descendente, adaptado de [2]

$R_3$  e  $R_2$  deverão estar coordenados para uma corrente de defeito máxima para a secção 3. Uma vez que  $R_2$  irá detetar uma corrente inferior a  $R_3$ , a curva de  $R_2$  deverá ser reajustada, sendo esta revisão constituída por uma deslocação para baixo, tal como ilustrado na figura 12.[2]

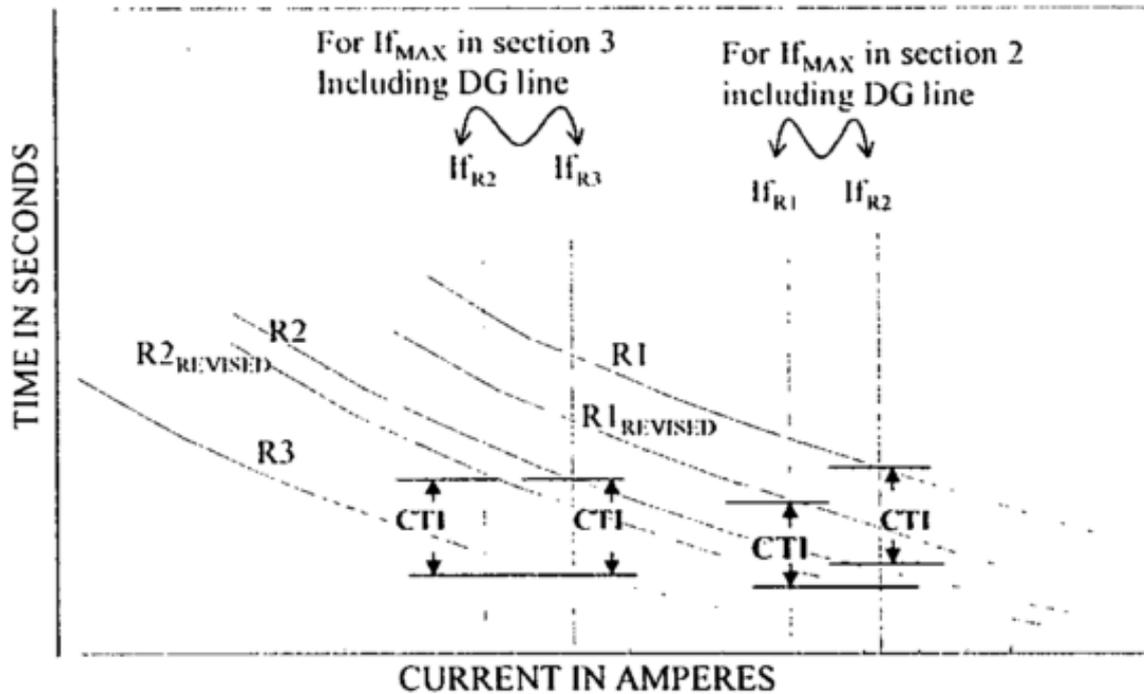


Figura 12 - Ajuste das curvas de coordenação, adaptado de [2]

O mesmo acontece para a curva de  $R_1$  devido à coordenação entre este e  $R_2$ .

De notar que o CTI continua a ser o mesmo, apenas mudando o local do gráfico onde é medido devido às diferenças entre as correntes medidas entre os dispositivos de proteção, que no caso inicial não se verificavam.

Na figura 13 temos o caso em que as correntes de defeito têm sentido ascendente.

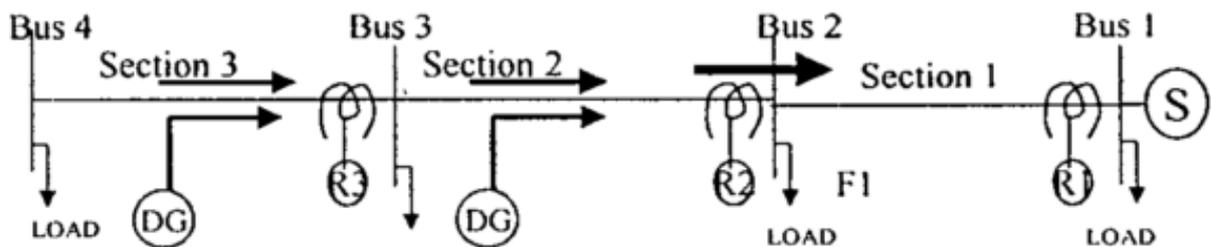


Figura 13 - Correntes de sentido ascendente, adaptado de [2]

É agora analisado um defeito na secção 1 e respectivas correntes. Neste caso,  $R_2$  vê mais corrente a fluir através dele do que  $R_3$ . É desejável agora que  $R_2$  opere antes de  $R_3$ . A figura 14 mostra a margem disponível nas curvas de coordenação para este caso.

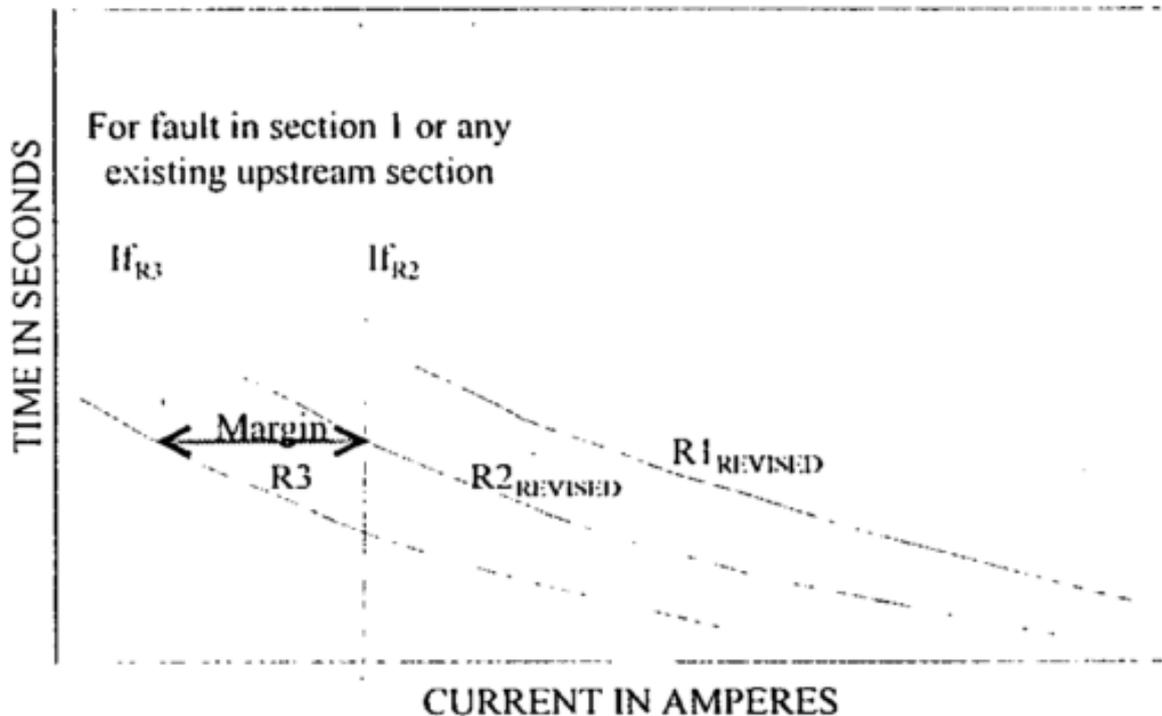


Figura 14 - Margem de coordenação para correntes de sentido ascendente, adaptado de [2]

Se a diferença entre as correntes medidas entre  $R_2$  e  $R_3$  for menor do que a margem mostrada,  $R_3$  irá disparar antes de  $R_2$  não existindo assim a coordenação esperada. Neste caso, é favorável à coordenação que as DG injetem correntes superiores, ou seja, tenham maior capacidade de forma a contribuírem para que a diferença entre as correntes seja superior à margem garantindo assim coordenação.[2]

## “Blinding of Protection”

A figura 15 mostra um caso de Blinding of Protection.[5]

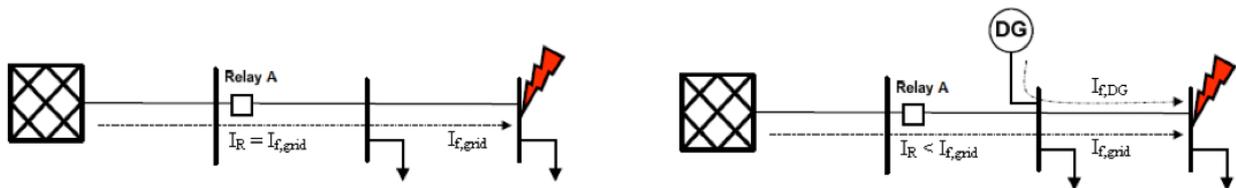


Figura 15 - Exemplo de “Blinding of Protection”, adaptado de [5]

Este problema acontece quando, com introdução de DG, a contribuição da rede para a corrente de defeito é reduzida. Devido a esta redução pode ocorrer um ocultamento da falha proporcionado pelo facto de a corrente de defeito não ser suficientemente elevada para fazer disparar o dispositivo de proteção. O funcionamento dos relés de sobreintensidade, dos relés direcionais e dos religadores é baseado na detecção de correntes anormais, normalmente muito acima de um valor que corresponde ao funcionamento normal do sistema. Todos os dispositivos de proteção que sejam baseados neste modo de funcionamento, podem sofrer este problema devido à redução do nível de contribuição da rede para o defeito proporcionada pela adição das DG à rede.[6]

## “False Tripping”

“False Tripping”, ilustrado na figura 16, acontece quando uma unidade de DG ligada a um alimentador contribui para a corrente originada por um defeito que ocorra num alimentador adjacente ligado à mesma subestação. A contribuição deste gerador para a corrente de defeito pode ser tal que pode exceder o valor de corrente especificado para a operação do relé que se encontra a proteger o alimentador onde essa DG está ligada, fazendo com que este dispare antes do relé que se encontra a proteger o alimentador onde realmente se dá a falha. Assim, ao invés de isolarmos o alimentador onde se dá o defeito, isolamos um alimentador onde se encontra uma unidade de DG a funcionar em ótimas condições. Este comportamento não é o desejável visto que não contribui para a seletividade do sistema de proteção.[6]

O gerador terá uma contribuição tanto maior quanto menor for a distância deste à subestação.

Este problema acontece especialmente em redes fracas, com alimentadores com longas distâncias protegidos por relés de sobreintensidade. Os dispositivos de proteção instalados nestes alimentadores possuem os dispositivos de proteção configurados de forma a detetar defeitos no

fim das linhas o que leva à escolha de correntes “pick-up” relativamente baixas, que conduzem a problemas de seletividade causados pelo facto do sistema de proteções atuar desnecessariamente.[6]

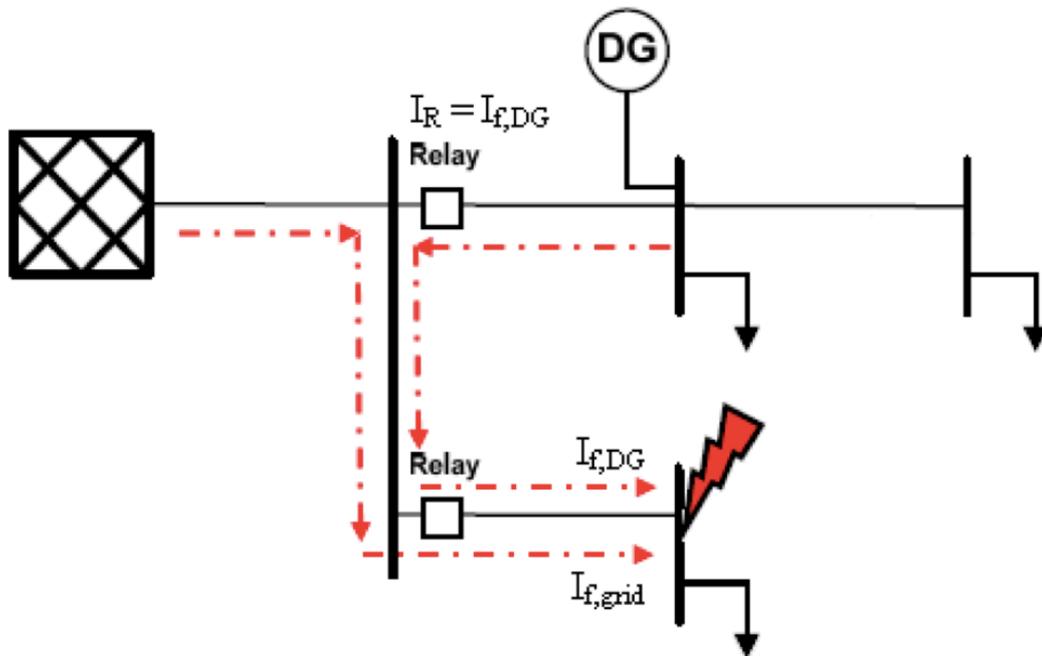


Figura 16 - Exemplo de “False Tripping”, adaptado de [5]

### “Over-Reach of Relay”

Este problema ocorre quando há tendência para que um relé seja sensível a defeitos bastante distantes que não era suposto serem resolvidos por este. Na figura 17, verifica-se que a corrente de defeito no alimentador no fim da linha é alimentada pela rede e também pela DG. O relé mostrado detetará a corrente de defeito alimentado pela linha mas também pela DG que se encontra ligada muito próximo deste. Esta corrente de defeito adicional pode fazer disparar o relé visto que a inclusão da DG e respetiva corrente de defeito não estavam incluídos no projeto das proteções inicial.[5]

A figura 17 mostra um caso de “Over-Reach of Relay”.

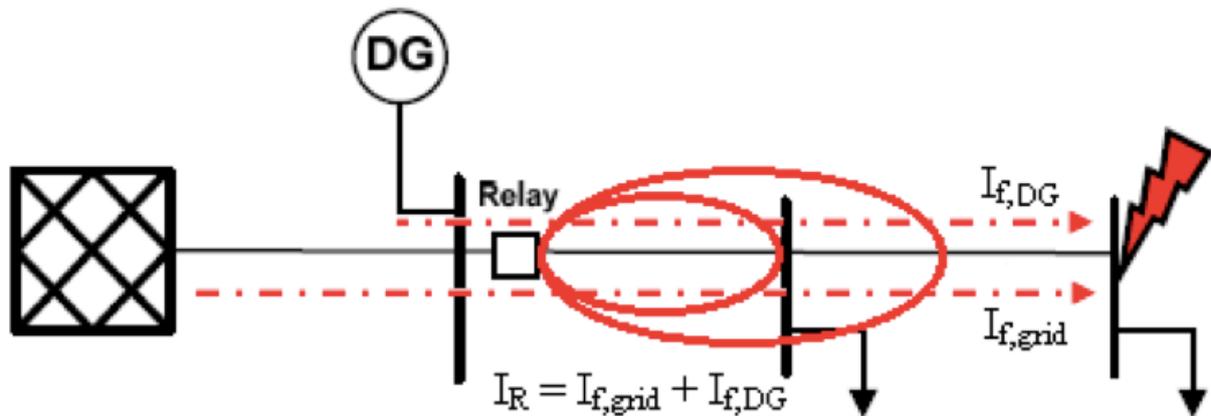


Figura 17 - Caso de "Over-Reach of Relay, adaptado de [5]

## Religação automática

Como já foi referido, a maioria dos defeitos que ocorrem nas redes de distribuição é de carácter temporário e, de forma a ter altos níveis de fiabilidade do sistema de protecção mantendo baixos os seus custos de manutenção, são usados religadores como dispositivos de protecção destas redes.

O arco eléctrico extingue-se durante o tempo em que o religador permanece no estado aberto durante a sequência de religação. Se este tempo não for suficiente para que o gás disperse, o caminho do gás ionizado pode conduzir de novo depois da religação. A presença de unidades de DG na rede implica que a mesma deixe de ter topologia radial, ou seja, permite que existam várias fontes a alimentar um defeito. Estas podem continuar a alimentar um defeito durante o tempo em que o religador permanece no seu estado aberto não permitindo a extinção do arco, mudando consequentemente o seu carácter de temporário para permanente.[7][8]

Outro problema que pode advir da religação automática é a falta de sincronização durante a religação à rede principal de uma zona que foi isolada durante a sequência de religação. Durante o tempo em que o religador permanece no estado aberto, as unidades de DG tendem a dispersar o seu valor de frequência em relação ao valor de frequência da rede principal, dependendo de vários fatores como o equilíbrio entre a geração e a carga do gerador e da parte da rede ao qual este se encontra ligado no momento em que se encontra isolado, do tipo de gerador em questão, etc. Este problema pode conduzir a graves danos no gerador.[9]

## **“Islanding” não intencional**

O fenómeno denominado na literatura por “Islanding” refere-se ao evento em que uma porção da rede é desligada do resto da rede de distribuição e as suas cargas permanecem alimentadas apenas pelas unidades de DG ligadas a esta, mantendo os valores de tensão e frequência a rondar o valor nominal. Este evento pode ser interessante uma vez que pode aumentar os níveis de fiabilidade da rede em casos em que, por exemplo, haja um defeito na rede principal ou no gerador principal e esta deixe de ter capacidade de alimentar cargas, possibilitando que certas regiões mais críticas continuem a ser alimentadas. Se esta situação for prevista e permitir a alimentação em boas condições de qualidade de energia, é uma mais valia. Contudo, se o fenómeno for não intencional, ou seja, se não tiver sido estudado e previsto, este modo de funcionamento, se tiver sido originado por uma falha do sistema de proteção, pode originar problemas na rede, nomeadamente problemas de qualidade de energia, que podem exigir em demasia dos componentes conduzindo-os a desgaste excessivo e até a danos.[10]

## **Soluções mitigadoras do problema da perda da coordenação entre religador e fusível encontradas na literatura científica**

A perda de coordenação entre dispositivos de proteção é um dos problemas mais referidos e tratados na literatura científica. Assim, este é o problema escolhido para ser tratado mais detalhadamente nesta dissertação.

Como já foi referido, a coordenação entre proteções é relativamente simples de implementar quando a topologia radial da rede se verifica. O problema surge quando ocorrem fluxos bidirecionais de energia causados pela introdução de DG nas redes. Este facto traz uma série de potenciais problemas de coordenação entre dispositivos de proteção. Estes dispositivos devem estar coordenados no sistema de distribuição tendo em mente a correta operação do sistema (fiabilidade), desligamento do mínimo de zonas da rede em caso de defeito (seletividade), minimização do tempo de falha (velocidade de operação) mas sempre utilizando o mínimo de componentes (simplicidade) e também o mínimo orçamento (relação custo-benefício). As ações de coordenação devem ser postas em prática no menor período de tempo possível, de forma a evitar danos no equipamento mas também tendo em vista a segurança das pessoas. A proteção do sistema de distribuição é tipicamente executada utilizando a coordenação entre fusíveis, relés de sobreintensidade, religadores e seccionadores. Deve sempre conter dispositivos de proteção primária e secundária ou de backup, devidamente coordenados com base em temporizações ótimas entre eles. Os tempos de disparo dos dispositivos aumentam habitualmente à medida que nos aproximamos da fonte de energia principal, a partir da localização do defeito. Por exemplo, para um defeito numa unidade de DG, a sequência de disparo dos dispositivos de proteção será efetuada primeiro pelo disparo do relé de baixa tensão, seguido pelo fusível, passando pelo religador da linha até chegar, em último recurso, ao dispositivo que desligará a rede de distribuição da subestação, sequência esta que vai vindo por sua vez o indicador seletividade a ser progressivamente piorado.

Uma vez que a corrente de defeito vai diminuindo à medida que nos afastamos da subestação, em sistema com topologia radial, a configuração dos dispositivos tendo em vista a coordenação é relativamente simples. Como já foi tratado em mais detalhe, a introdução de DG na rede poderá conduzir aos problemas de “over” e “under-reach of relay”, ou seja, a introdução de DG pode conduzir à redução da seletividade do sistema de proteção, dependendo de vários fatores como a localização, características da rede, tipo de defeito, etc.

Dos dispositivos de proteção tipicamente usados, apenas os relés possuem nas suas características a opção de distinção entre a direção das correntes detetadas. Esta funcionalidade seria interessante para casos em que uma unidade de DG possa sob certas condições alimentar

um curto-circuito num alimentador vizinho, levando ao disparo do dispositivo de proteção desnecessariamente, fazendo com que um alimentador saudável seja desligado.

A única possibilidade simples de resolução de todos os problemas de coordenação entre dispositivos em presença de DG seria desligar, em caso de defeito, todas as unidades de DG de forma a que a topologia radial do sistema voltasse a ser verificada, conduzindo assim ao restabelecimento do funcionamento ótimo do sistema de proteções que tinha sido idealizado no momento do projeto. Infelizmente esta hipótese não se revela uma resolução desejável para o problema, uma vez que desligar as unidades de DG sempre que existisse um defeito tornaria o sistema pouco fiável e nada prático.

Alguns métodos de coordenação mais complexos e elaborados têm ultimamente sido desenvolvidos e apresentados como soluções potencialmente mitigadoras dos problemas mencionados.

## **Métodos de proteção adaptativos**

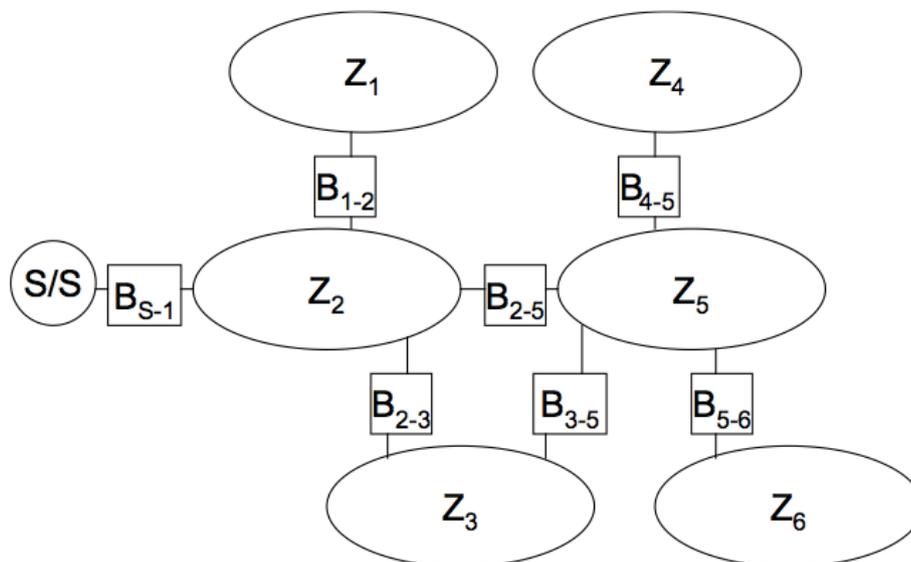
Com a crescente complexidade das redes de distribuição torna-se também inevitável a adição de complexidade ao seu sistema de proteções. O sistema de proteções tipicamente utilizado em redes com topologia radial funcionava tendo como base pressupostos simples possibilitados por uma baixa multiplicidade de estados do sistema. A adição de DG aumentou essa multiplicidade o que conduziu naturalmente à utilização do conceito de adaptabilidade do sistema de proteção.

Um dos métodos que se baseia neste conceito encontra-se detalhadamente apresentado na referência.[11] Um sistema de proteções ideal seria aquele em que apenas a zona com defeito fosse isolada. Nos sistemas típicos de proteção que usam predominantemente fusíveis isto não seria possível uma vez que a coordenação é muitas vezes perdida em presença de DG e o fusível é um componente limitado do ponto de vista de funcionalidades. Por exemplo, este é incapaz de, ao invés do que acontece com um relé, receber sinais externos e atuar em função destes.[11]

Torna-se clara a necessidade de dividir o sistema em várias zonas, como ilustrado na figura 18.

Estas zonas devem ser formadas tendo em vista o equilíbrio entre a carga e a capacidade da DG instalada que deverá ser um pouco superior à carga. Pelo menos uma das unidades de DG, preferencialmente a que tiver maior capacidade, deverá ter capacidade de controlo da frequência. Estas zonas estão separadas por dispositivos com capacidade de ligar/desligar repetidamente em função de um sinal enviado por um relé principal localizado na subestação. Para isso seriam utilizados relés com capacidade de comunicação, dispositivos que já existem com alguma expressão no mercado. O relé principal seria um dispositivo computadorizado de forma a poder armazenar, processar e analisar grandes volumes de informação bem como comunicar com

outros dispositivos como por exemplo os que dividem as diferentes zonas ou os próprios dispositivos de proteção das unidades de DG.



**Figura 18 - Sistema de distribuição dividido em várias zonas  $Z_i$  separadas por dispositivos de proteção  $B_{x,y}$ , adaptado de [11]**

O relé principal teria como função detetar o defeito, identificar o seu tipo e localização (zona) e desencadear processos de isolamento do defeito como o envio do sinal aos dispositivos de corte da zona em questão e respetivas DG que lhe estão ligadas. As ações de religação estariam também a cargo deste.[11]

As entradas do sistema de proteção seriam as medições efetuadas pelos dispositivos, nomeadamente vetores de corrente sincronizados para todas as fases de todas as unidades de DG no sistema e da fonte principal e sinais indicadores do sentido das correntes de todos os dispositivos que dividem as diferentes zonas. A sincronização seria possibilitada por um sistema de posicionamento global (GPS) e por um sistema de medição de fase (PMU).[11]

O estudo de fluxos de potência faria naturalmente parte do método bem como a análise de curto-circuito baseada em vários tipos de falha para as diferentes fases. Além disso, a contribuição de corrente por parte de cada unidade de DG e da fonte principal também seria objeto da análise. A característica MM de todos os fusíveis é também guardada na base de dados do relé. A partir da reunião destas informações o tempo até algum fusível ser danificado em caso de defeito pode ser determinado. O estudo de fluxos de potência e análise de curto-circuito devem ser atualizados para cada alteração significativa da carga, das unidades de DG ou da configuração do sistema. Enquanto que uma alteração na carga ou nas unidades de DG deve implicar apenas que o sistema corra de novo as análises de curto-circuito ou os fluxos de potência, uma alteração na configuração da rede, como por exemplo uma simples remoção de uma linha, implicaria também

a atualização dos valores das matrizes de impedância e admitância do barramento. Todos estes procedimentos fazem parte das rotinas do software que corre nos dispositivos. Estes não deverão, tendo em conta as capacidades dos computadores modernos, representar um obstáculo à implementação.[11]

Em operação normal, a soma dos três vetores de corrente será igual à carga total do sistema. Em caso de defeito em qualquer local do sistema que está a ser monitorizado, esta soma excederia substancialmente a carga total. Este seria o pressuposto no qual o relé se basearia para detetar defeitos no sistema. Quando existir um defeito em qualquer local do sistema a soma da contribuição das correntes por parte de todas as fontes (unidades de DG e alimentador principal) seria igual à corrente de defeito. Contudo, se o defeito for numa unidade de DG, uma vez que esta se situa fora da zona a ser monitorizada, a soma será nula. É este o pressuposto que será tido como base para detecção de um defeito numa unidade de DG, distinguindo-se assim do defeito numa zona do sistema que esteja a ser monitorizada.[11]

Como já foi dito, a corrente de defeito total é a soma da contribuição das fontes. A contribuição de todas as fontes para o defeito está constantemente acessível e pode ser utilizada para a detecção dos defeitos. Qualquer fonte pode ser representada através de uma fonte de tensão e uma impedância de Thevenin a partir do local de defeito. Se um ponto de defeito se mover de um barramento para um barramento vizinho, a impedância da respetiva fonte de defeito pode aumentar ou diminuir. A corrente de defeito quando este é movido ao longo de uma secção entre os pontos  $i$  e  $j$ , para um determinado tipo de defeito, poderá aumentar ou diminuir continuamente, tal como mostrado na figura 19.

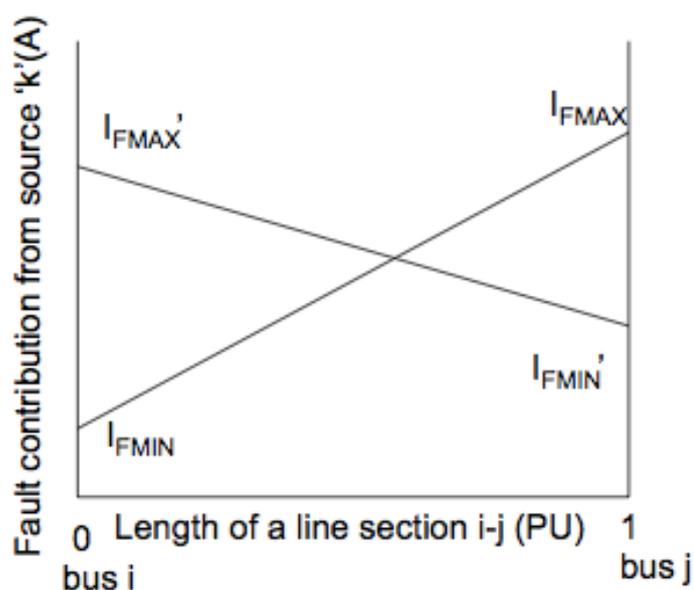


Figura 19 - Tipo de contribuição de uma fonte  $k$  para um dado tipo de defeito numa secção de uma linha entre os barramentos  $i$  e  $j$ , adaptado de [11]

A contribuição de uma fonte  $k$  para um determinado tipo de defeito em qualquer barramento entre  $i$  e  $j$  estará sempre entre os valores fornecidos pela mesma fonte para um defeito do mesmo tipo nos barramentos  $i$  e  $j$ . Ou seja, para qualquer tipo de defeito numa das secções, a contribuição de cada fonte para esse defeito estará sempre entre os valores que esta fornece para defeitos do mesmo tipo nos barramentos ligados a esta secção. Tendo como base esta premissa e os resultados das simulações de curto-circuito efetuadas, a secção de defeito poderá ser identificada como a secção para a qual a contribuição para o defeito, medida por parte de cada fonte, se encontra entre os valores de defeito calculados para os barramentos que lhe estão ligados para essa fonte e para esse tipo de defeito. [11]

Passada a fase de detecção e localização do defeito, o relé principal deverá enviar um sinal de forma a isolar a zona de defeito. A informação dos sinais que devem ser enviados para cada dispositivo de corte para isolar uma determinada zona já está disponível na base de dados do relé principal. Por exemplo, se quisermos isolar a zona  $Z_1$  um sinal terá de ser enviado para os dispositivo  $B_{1-2}$ . Por outro lado, se o defeito se der na zona  $Z_5$ , os dispositivos  $B_{2-5}$ ;  $B_{3-5}$ ;  $B_{4-5}$  e  $B_{5-6}$  deverão receber um sinal de defeito. Todo este processo, desde as medições até ao envio dos sinais aos dispositivos de corte, passando pela identificação da zona de defeito deve ser completo antes de um dos fusíveis ser danificado.[11]

Depois da zona de defeito ser isolada é aconselhável que se proceda ao restauro do sistema em casos em que o defeito é fugidio. Assim, enquanto a zona de defeito está isolada, deve ligar-se apenas um dos dispositivos de corte das zonas de forma a que a sincronização não seja posta em causa. Esse dispositivo deve ser escolhido de forma a que este permita a alimentação do defeito a partir da fonte principal. Esta escolha deverá ser feita com base nos algoritmos implementados no relé principal. Neste caso, seria  $B_{1-2}$  para  $Z_1$ ,  $B_{s-1}$  para  $Z_2$ ,  $B_{2-3}$  para  $Z_3$ ,  $B_{4-5}$  para  $Z_4$ ,  $B_{2-5}$  para  $Z_5$  e  $B_{5-6}$  para  $Z_6$ . O relé principal deverá então enviar um sinal a um destes dispositivos de proteção com base na zona de falha. No caso de o defeito não ser fugidio, o dispositivo de corte deverá abrir instantaneamente o circuito. No caso de o defeito se ter extinguido o relé principal deverá enviar um sinal para que cada dispositivo de corte volte a fechar o circuito, um por um. Estes deverão ser capazes de fazer uma religação sincronizada, função que estará disponível em cada dispositivo de corte. O relé comprovaria a religação de cada dispositivo através da monitorização do sentidos das correntes de cada um e só enviaria o sinal ao próximo dispositivo depois deste procedimento. Depois da religação de todos os dispositivos, a unidade de DG seria também religada e finalmente o sistema estaria de volta às condições normais de funcionamento. Em caso de defeito permanente, o problema teria de ser resolvido pela equipa de manutenção e só depois se poderia devolver a zona de defeito ao normal funcionamento. Nesse caso, o relé

principal adaptar-se-ia às novas condições de funcionamento através da nova simulação de fluxos de potência e curto-circuitos.[11]

Este método poderá não ser recomendado para sistemas com um elevado número de unidades de DG do tipo “plug and play” que sofram vários ciclos de ligação/desligação devido ao facto de todas as simulações de análise de fluxos de potência e curto-circuitos terem de ser executadas sempre que existam alterações na rede. Por outro lado, a definição das zonas poderá não ser simples em redes com flutuações de carga e da produção das unidades de DG. Ainda assim, é um método interessante uma vez que é independente do tamanho e localização das unidades de DG.

## **Religadores baseados em microprocessadores**

Os religadores convencionais são insuficientes para manter a coordenação entre estes e os fusíveis, uma vez que não cumprem os requisitos que seriam necessários. Assim torna-se importante o recurso a dispositivos mais complexos, com um maior leque de funcionalidades. Um exemplo desse tipo de dispositivo, fabricado pela ABB, foi utilizado na referência [12] de forma a obter a coordenação que se pretende para condições críticas de ligação de unidades de DG onde se tinha verificado uma perda de coordenação severa.

De forma a analisar a coordenação entre dispositivos para um determinado caso, é utilizado o conceito “Fuse to Recloser Ratio”, definido como o rácio entre a corrente do fusível  $I_f$  e a corrente do religador  $I_r$ . Este conceito foi criado tendo em conta que o rácio entre as duas correntes para uma determinada localização de defeito era constante. São sugeridos os seguintes passos:[12]

1. Medir o valor de corrente do religador chamando-lhe  $I$ .
2. Dividir este valor por FRR. A este valor revisto chama-se  $I_{Rev}$ .
3. Encontrar o tempo correspondente a  $I_{Rev}$  da equação do religador. Este tempo será chamado  $t_{Rev}$ .
4.  $t_{Rev}$  será o tempo correspondente para  $I$ .
5. Repetir os passos entre 1 e 4 para todos os valores de corrente da curva de religador original. Estes gerarão a curva do religador revista.
6. Agora tanto a curva rápida como lenta revistas do religador podem ser coordenadas com as curvas dos fusíveis no mesmo gráfico para um mesmo valor de corrente, apesar de as correntes reais “vistas” pelos dois dispositivos serem diferentes.

Uma ilustração desta representação pode ser observada na figura 22, em que as curvas características do religador estão deslocadas em relação à respetiva posição original da figura 20.

Este método constitui um pequeno artifício que acaba por se revelar prático uma vez que facilita a coordenação para os dois dispositivos pois permite que seja analisada no mesmo gráfico, para um mesmo valor de corrente. Com a introdução de unidades de DG a coordenação entre dispositivos é na maior parte dos casos perdida e serão necessárias novas curvas de coordenação escolhidas pelo utilizador. Em muitas situações, no caso de existência de defeito, as unidades de DG são desligadas do sistema devido a problemas que podem surgir na sincronização quando se pretender ligar de novo as unidades ao sistema.[13] Assim, torna-se evidente a necessidade de múltiplas curvas para diversas condições do sistema. Um religador presente no sistema de proteções de um sistema com DG deve ser possuidor das seguintes características:

1. Permitir que o utilizador defina várias curvas de operação para diversos casos de defeito
2. Permitir a definição de curvas de operação personalizadas pelo utilizador
3. Possuir uma variedade de escolha de curvas tendo em vista um certo grau de liberdade para a obtenção das curvas ideais de coordenação[12]

Também neste método o conceito de adaptabilidade está presente uma vez que as características dos dispositivos de proteção se adaptarão às condições da rede.

No conjunto de testes realizados foi utilizado um relé ABB com interface PCD 2000 que permite o armazenamento de 16 curvas de característica inversa que são formadas com base em equações e permite a definição de 3 curvas de operação personalizadas. Cada curva possui um Time Dial Setting (TDS) com predefinições que vão de 0 a 2 com intervalos de 0,01 s. O aparelho possui assim um leque de ajustes de forma a obter as características de funcionamento necessárias.[14]

A figuras 20 e 21 mostram as curvas de coordenação para um defeito numa rede utilizada na referência [12] sem ligação de DG, para as unidades de fase e terra.

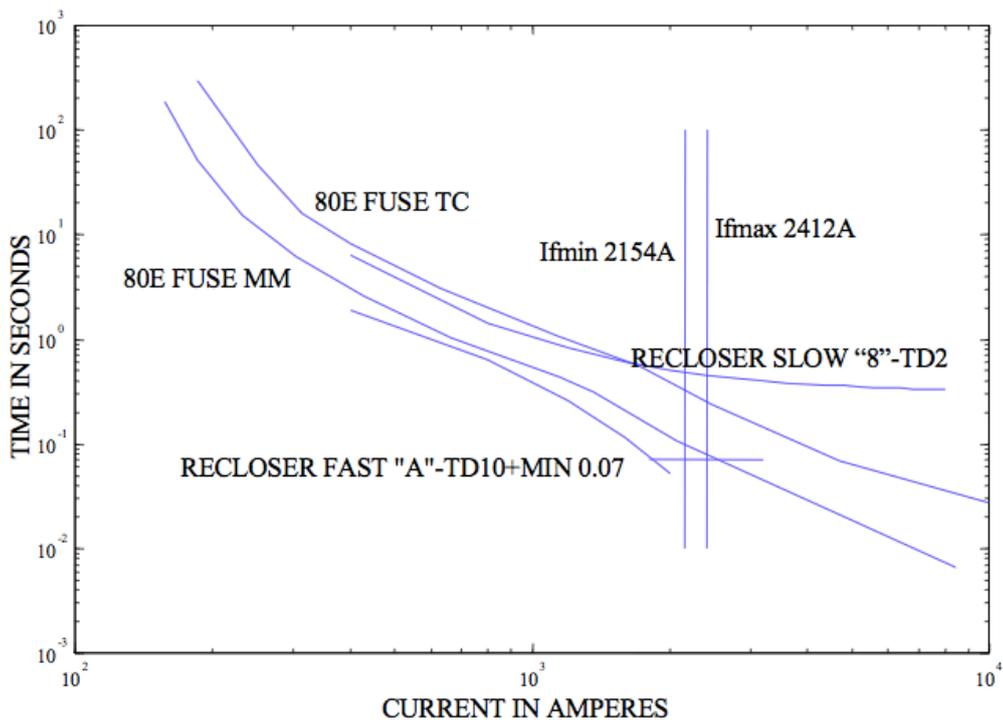


Figura 20 - Curvas de coordenação para a unidade de fase, sem ligação de DG, adaptado de [12]

Para a unidade de defeitos de fase, a curva rápida é uma combinação da curva #A do religador com TDS=10 e “definite minimum setting” de 0,07 s. A curva lenta é a curva #8 com TDS=2.

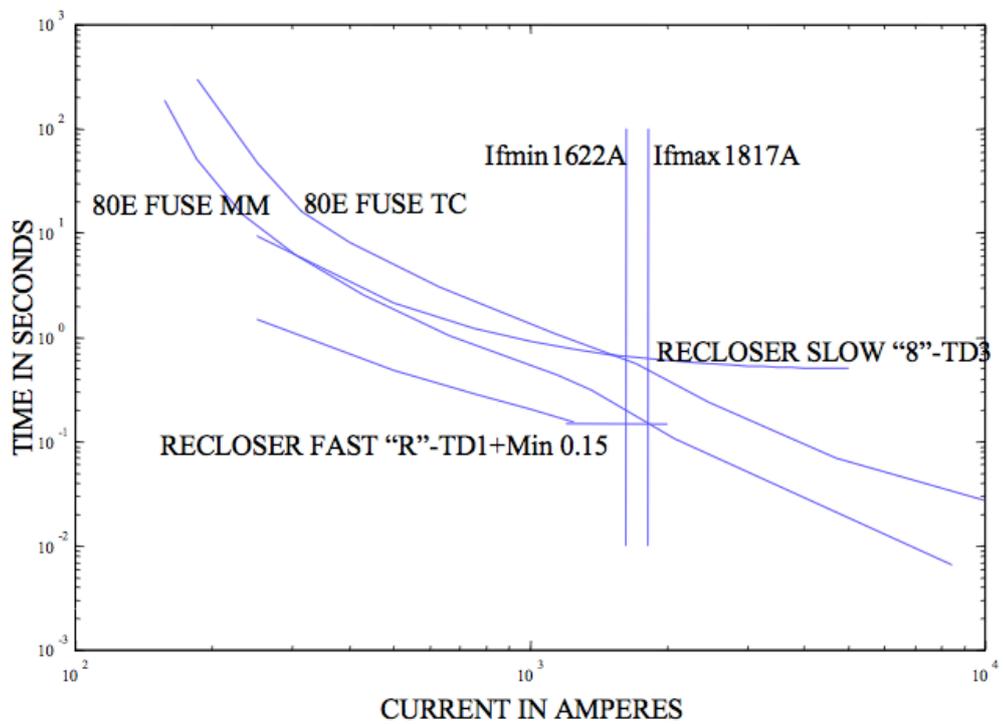


Figura 21 - Curvas de coordenação para a unidade de terra, sem ligação de DG, adaptado de [12]

Para a unidade de defeitos à terra, a curva de ação rápida é uma combinação de #R com TDS=1 e “definite minimum setting” de 0,15 s. A curva lenta é #8 com TDS=3. Os valores das correntes de defeito estão descritos nos gráficos.

Nas figuras 22 e 23 podem observar-se as mesmas curvas de coordenação mas agora com ligação de DG.

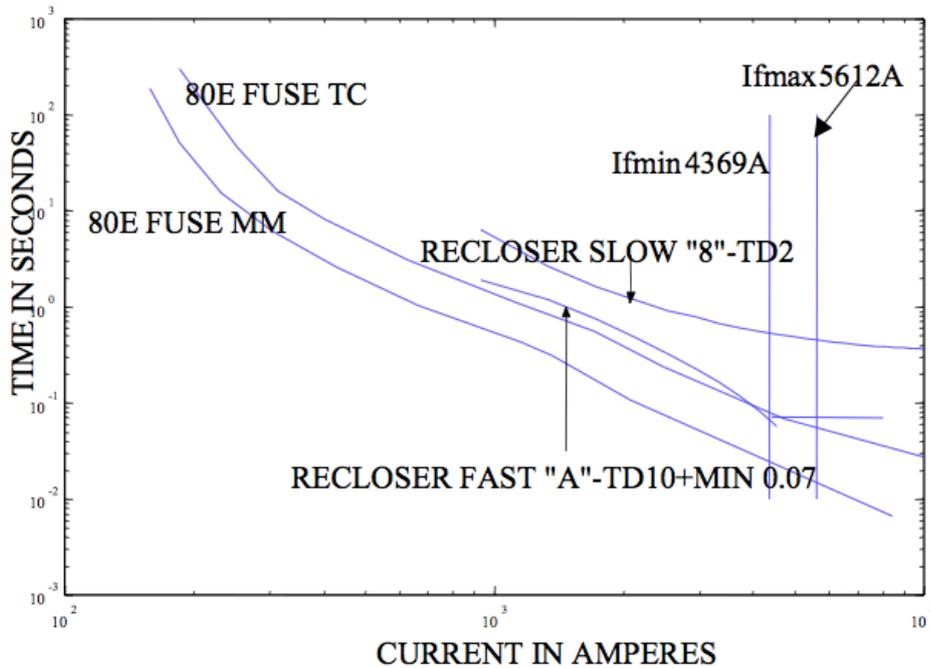


Figura 22 - Curvas de coordenação para a unidade de fase, com ligação de DG, adaptado de [12]

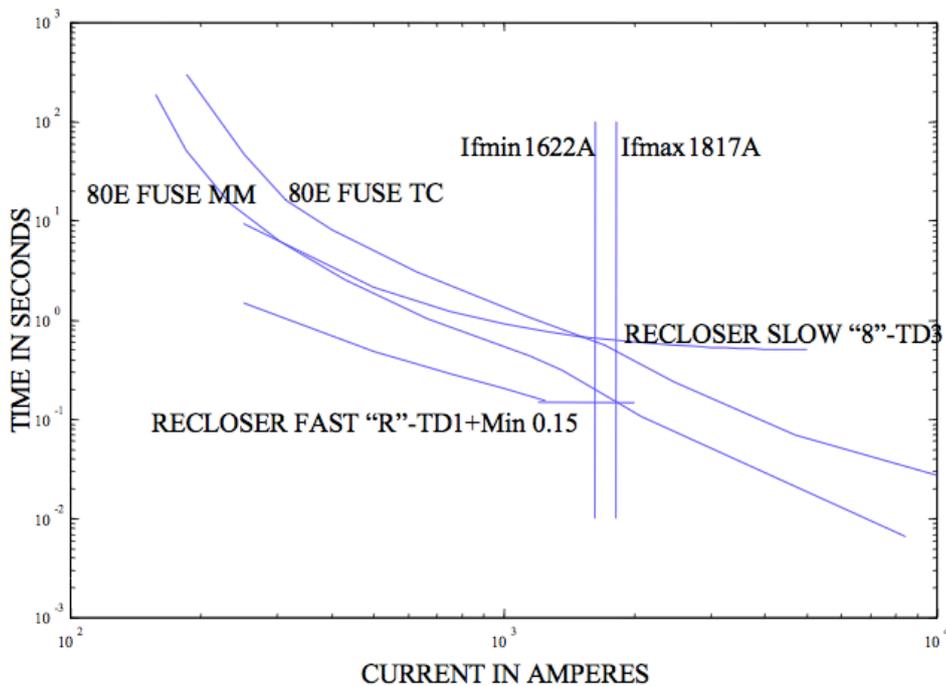


Figura 23 - Curvas de coordenação para a unidade de terra, com ligação de DG, adaptado de [12]

As curvas dos religadores foram modificadas em conformidade com FRR de forma a serem comparadas no mesmo gráfico de acordo com o procedimento já explicado. Verifica-se a perda de coordenação.

O objetivo é então obter as curvas personalizadas que seriam necessárias para a obtenção de coordenação com as unidades de DG ligadas. O procedimento que teria esse objetivo seria:

1. Encontrar as curvas da memória do religador que verificam a coordenação com o fusível para a nova gama de coordenação.
2. Uma vez que a corrente do religador é FRR vezes inferior á corrente no gráfico de coordenação as correntes desta curva devem sofrer um “scale down” por esse fator.

As figuras 24 e 25 mostram as novas curvas, depois do ajuste, já coordenadas. As especificações relativas aos números das curvas e a “time dial settings” encontram-se nos gráficos. Estas correntes devem sofrer um “scale-down” pelo fator FRR tal como explicado e depois gravadas nas curvas definíveis pelo utilizador.

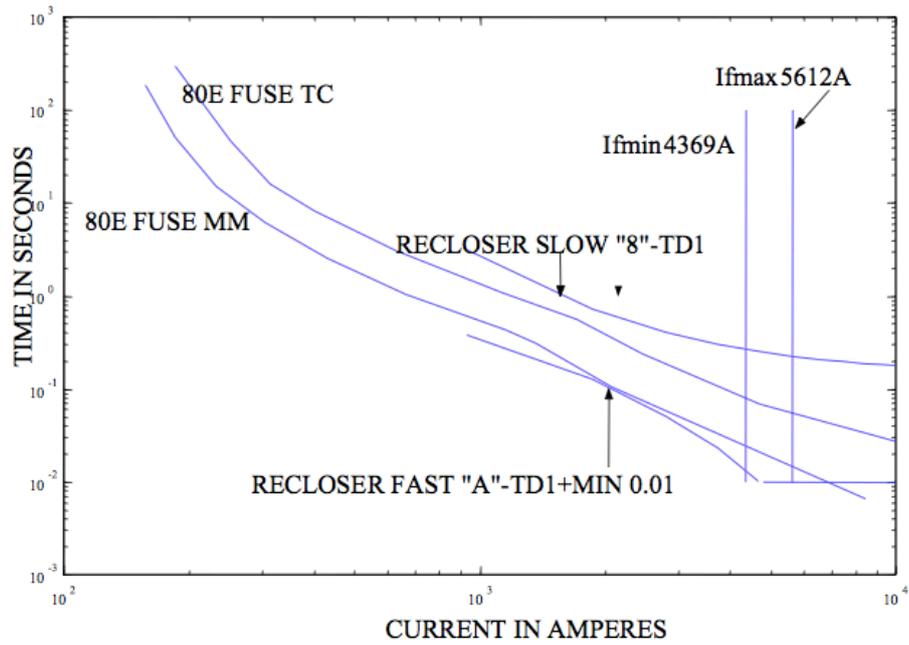


Figura 24 - Curvas de coordenação para a unidade de fase coordenadas, adaptado de [12]

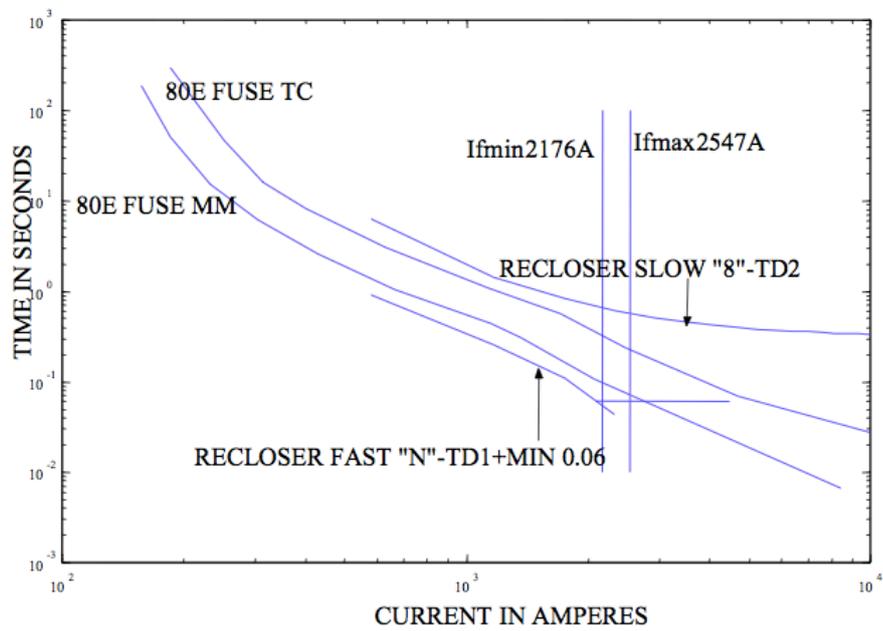


Figura 25 - Curvas de coordenação para a unidade de terra coordenadas, adaptado de [12]

# Descrição do ambiente de simulação

## DigSILENT PowerFactory

O software PowerFactory da DigSILENT é uma solução relativamente económica de modelação, simulação e análise com mais de 25 anos. Tem-se estabelecido como uma ferramenta standard reconhecida mundialmente sendo utilizada não só em simulações levadas a cabo para efeitos académicos e de investigação mas também em empresas da área de sistemas de energia.[15]

Na sua última versão, destacam-se como principais as seguintes funcionalidades:

- Análise de fluxos de potência
- Análise de curto-circuitos
- Análise de qualidade de energia
- Análise de estabilidade e EMT
- Análise de contingências
- Avaliação de fiabilidade
- Restauro ótimo de fornecimento de energia
- Análise de fornecimento de potência para vários cenários de carga possíveis
- Otimização de fluxos de potência
- Ferramentas de cálculo técnico-económico
- Ferramentas de otimização de perfis de tensão
- Dimensionamento de cabos de acordo com várias normas
- Simulação de arranques de motores
- Modelação de proteções

A Universidade de Coimbra adquiriu uma licença do tipo básico que possibilita a simulação de redes até 50 nós e que permite a utilização simultânea até 25 utilizadores com propósitos educacionais tendo como objetivo a disponibilização de uma ferramenta moderna de simulação de redes para diversas Unidades Curriculares da área de Sistemas de Energia Elétrica bem como para a utilização por parte de alunos de dissertação de mestrado.

## A rede “IEEE 34-Node Test Feeder”

A rede de teste “IEEE 34-Node Test Feeder” faz parte de uma série de redes descritas por um grupo de trabalho denominado por “Distribution Test Feeder Working Group” do subcomité “IEEE PES Distribution System Analysis Subcommittee”. Este grupo tem como objectivo a disponibilização de redes de teste que possam ser usadas como base de testes para softwares de simulação de redes, como é caso do PowerFactory, software usado nas simulações levadas a cabo na presente dissertação.[16]

Os documentos em formato de ficheiro do pacote de produtividade Office da Microsoft com as especificações técnicas das redes e outras informações fornecidas pelos autores encontram-se disponíveis em [16].

Esta rede em particular representa uma rede instalada no Estado do Arizona, Estados Unidos da América e tem um carácter desequilibrado, característica típica das redes de distribuição. Com uma potência base de 2.5 MVA possui dois transformadores, um de 69/24.9 kV instalado na subestação e outro de 24.9/4.16 kV instalado num alimentador lateral, dois reguladores de tensão estrategicamente posicionados na rede, dois bancos de condensadores, seis cargas pontuais e dezanove cargas distribuídas dos tipos potência, impedância e corrente constante. Todas as cargas pontuais são trifásicas, uma das cargas distribuídas é monofásica, três são bifásicas e quatro trifásicas totalizando uma carga total de 1769 KW.[16]

Uma vez que a rede com um número inferior de nós à IEEE-34 apenas tem 13 e a que se segue tem mais de 100, a escolha recaiu sobre a IEEE-34. Além disso, esta é a rede mais utilizada nos trabalhos encontrados na literatura que também trataram o tipo de problemas a que esta dissertação se propõe, facto que legitima a escolha.

A licença do PowerFactory adquirida pela Universidade de Coimbra é a básica e, como já foi referido, apenas permite a simulação de sistemas até 50 nós. A rede original “IEEE 34-Node Test Feeder” não é passível de ser simulada no software com apenas 50 nós devido, em grande parte, às cargas distribuídas que na simulação implicariam a criação de nós adicionais, que ultrapassariam o limite da licença. De forma a solucionar este problema a rede original foi reestruturada de acordo com os dados obtidos da referência [17].

## A rede “IEEE 34-Node Test Feeder” simplificada

Na reestruturação levada a cabo são usadas as seguintes simplificações:

1. Apenas as secções trifásicas permanecem inalteradas removendo-se as restantes;
2. O valor das impedâncias próprias e mútuas das secções trifásicas é igual às médias dos valores reais das medidas para cada fase. As impedâncias da sequência positiva são calculadas para cada secção (o software calcula estes parâmetros automaticamente com base nas configurações das linhas);
3. As cargas desequilibradas em cada uma das secções trifásicas, são somadas e simuladas como cargas trifásicas equilibradas. As cargas distribuídas são ligadas ao barramento de origem da linha onde inicialmente se encontravam ligadas. [17]

Na prática, as alterações resultam no seguinte:

1. A secção lateral ligada entre os nós 808 e 810 é removida e a sua carga distribuída é ligada ao nó 808;
2. Os alimentadores laterais monofásicos entre o nó 816 e 822 são removidos e a sua carga total ligada no nó 816;
3. As secções dos nós 824-826, 854-856, 858-864 e 862-838 são também removidas e as respetivas cargas ligadas nos seus nós de origem. [17]

As diferenças topológicas entre a rede original e a simplificada podem ser observadas nas figuras 26 e 27:

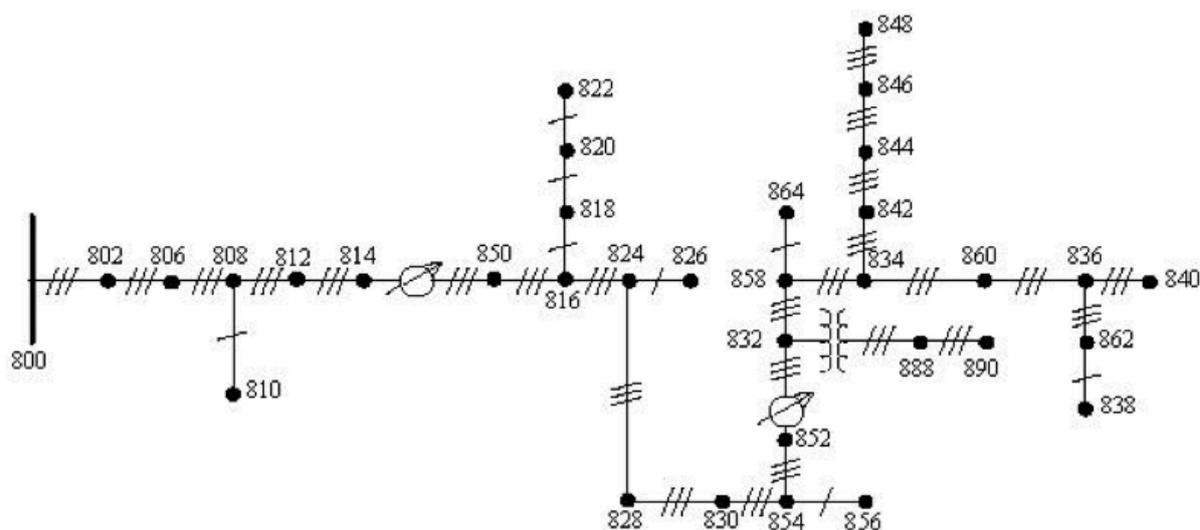
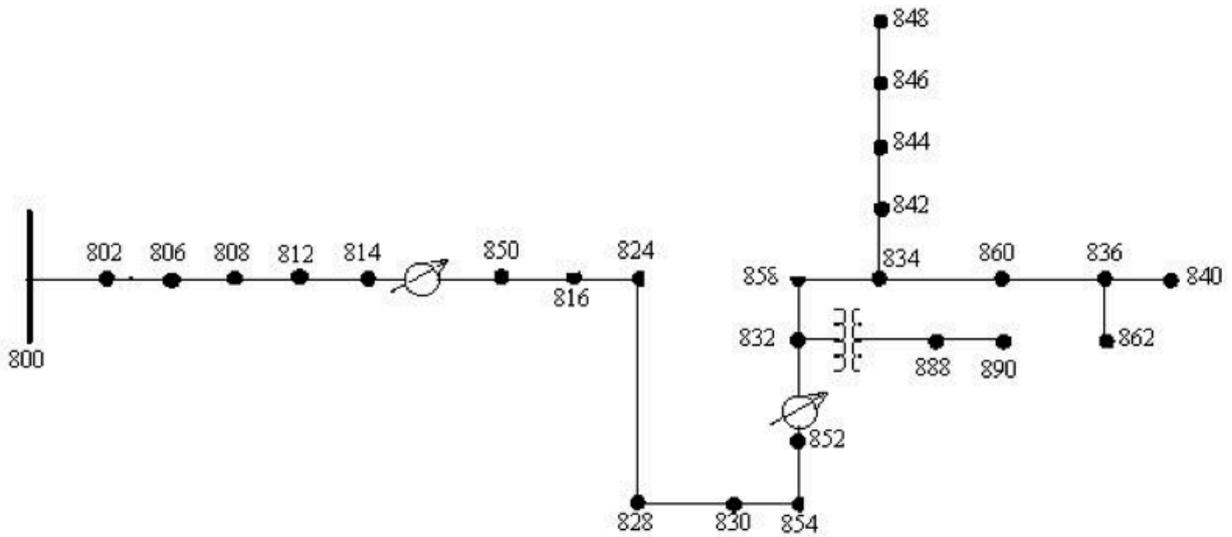


Figura 26 - Topologia original da rede IEEE-34, adaptado de [17]



**Figura 27 - Topologia da rede simplificada, adaptado de [17]**

Após simulação da rede simplificada de acordo com a informação referida em [17] o perfil de tensão encontrava-se um pouco diferente do mostrado na referência. Os “taps” dos reguladores foram então ajustados de forma a obter um perfil o mais similar possível ao da rede original mas ainda assim se registaram algumas diferenças, principalmente no nó 814. Este resultado deverá ter sido originado pelo longo comprimento da linha que liga os nós 812 e 814 o que amplifica erros respeitantes a quedas de tensão originados pela falta de informação necessária à configuração da linha de uma forma mais precisa no software. A tabela 2 mostra as referidas diferenças.

Tabela 2 - Comparação de perfil de tensão entre a rede IEEE original e a simulada

Nó	IEEE-34 original	IEEE-34 simplificada	Diferença (p.u.)	Diferença (%)
800	1,05	1,05	0	0
802	1,05	1,05	0	0
806	1,04	1,04	0	0
808	1,02	0,99	0,03	3
812	1	0,93	0,07	7
814	0,98	0,89	0,09	9
850	1,02	1,02	0	0
816	1,02	1,02	0	0
824	1,01	1	0,01	1
828	1,01	1	0,01	1
830	0,99	0,98	0,01	1
854	0,99	0,98	0,01	1
852	0,96	0,93	0,03	3
832	1,04	1,02	0,02	2
858	1,03	1,02	0,01	1
834	1,03	1,02	0,01	1
842	1,03	1,02	0,01	1
844	1,03	1,02	0,01	1
848	1,03	1,02	0,01	1
860	1,03	1,02	0,01	1
836	1,03	1,02	0,01	1
840	1,03	1,02	0,01	1
862	1,03	1,02	0,01	1
888	1	1,01	-0,01	-1
890	0,91	0,9	0,01	1

A diferença média entre o perfil das duas redes é de 1,48% comprovando que a rede simplificada representa uma boa aproximação à original.

Mais informações sobre alguns passos necessários à simulação das redes no software PowerFactory podem ser encontradas no apêndice da presente dissertação.

## Caso de teste na rede IEEE 34 simplificada

### Sistematização

De forma a tratar, investigar e tirar algumas conclusões sobre o problema da perda de coordenação religador-fusível foi utilizado um caso de estudo. O procedimento utilizado com base no software PowerFactory foi o seguinte:

1. Simulação de curto-circuitos trifásicos e equilibrados nos nós constituintes das extremidades de dois dos alimentadores laterais da rede;
2. Registo das correntes de cada curto-circuito simulado;
3. Escolha e instalação de dispositivos de proteção de acordo com as correntes de curto-circuito registadas;
4. Instalação de unidades de DG nos nós 830, 816, 860 e 890;
5. Nova simulação de curto-circuitos e registo das correntes relevantes;
6. Verificação de manutenção da coordenação entre dispositivos de proteção.

### Simulação de curto-circuitos

Foram simulados curto-circuitos trifásicos e equilibrados nos nós constituintes dos alimentadores laterais de acordo com o método IEC 60909.

#### Alimentador lateral número 1

O alimentador lateral número 1 é constituído pelos nós 842, 844, 846 e 848. De forma a garantir a proteção do alimentador foram simulados curto-circuitos nos dois nós que constituem as suas extremidades: 848 e 842.

**Tabela 3 - Resultados dos CC nos nós constituintes do alimentador lateral 1**

Nó	Corrente (A)
842	158
848	154

## Alimentador lateral número 2

O alimentador lateral número dois é constituído pelo nó 862. Seguindo a lógica de localização de curto-circuitos efetuada para o alimentador lateral 1, foi simulado um curto-circuito trifásico no nó 862. A corrente de curto-circuito registada foi de 155 A.

## Escolha e instalação dos dispositivos de proteção

De acordo com os dados adquiridos através da realização dos curto-circuitos foram instalados dois fusíveis Fabricados pela Gould-Shawmut, modelo A055F-2 15E e um relé com função de religação fabricado pela Cooper Power Systems, modelo Form 4C. Os fusíveis foram colocados à saída de cada um dos alimentadores laterais em análise, de acordo com uma política de poupança de recursos e o relé foi colocado à saída da subestação. As opções do relé foram ajustadas de forma a obter linhas de disparo rápido e lento, tendo em conta as linhas correspondentes às correntes de curto-circuito e as curvas de MM e TC dos fusíveis, com o objetivo de alcançar a melhor coordenação possível. Nas figuras 28, 29 e 30 podem ser analisados os gráficos das curvas de tempo-corrente inversas resultantes da instalação dos dispositivos de proteção e verificar a sua coordenação para cada um dos defeitos simulados.

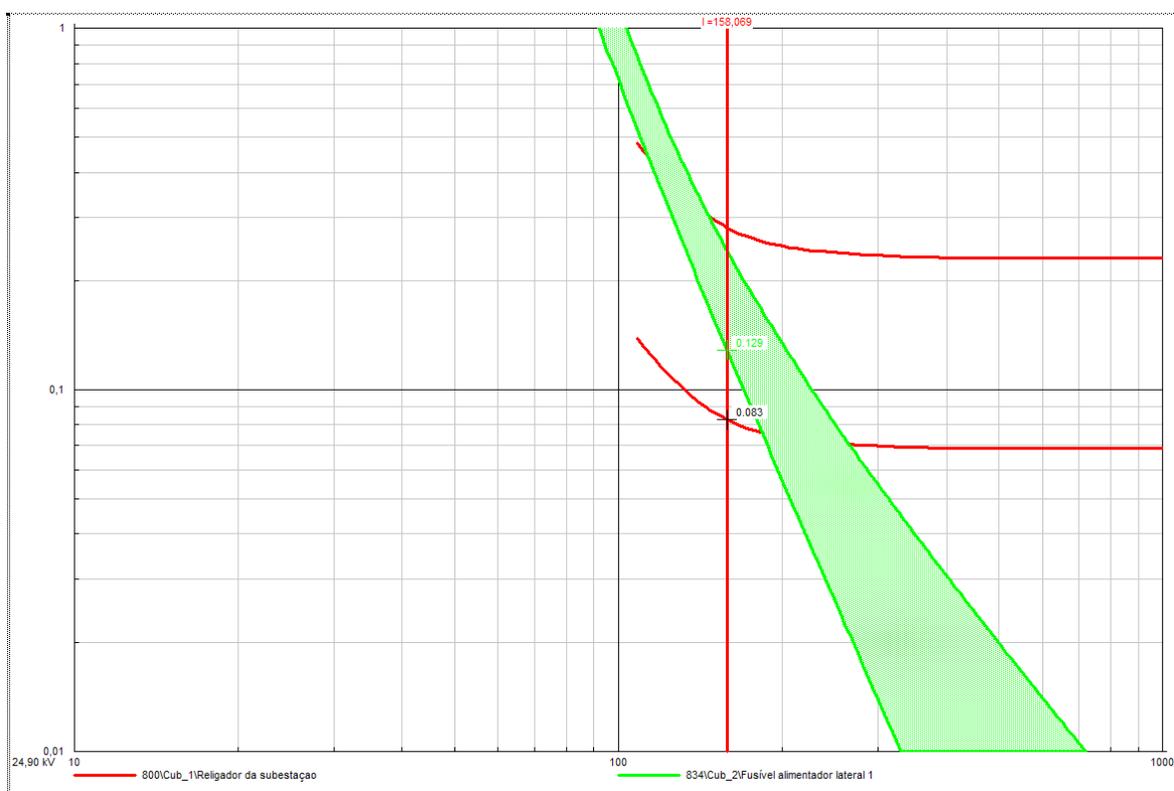


Figura 28 - Gráfico de coordenação dos dispositivos de proteção para um defeito no nó 842

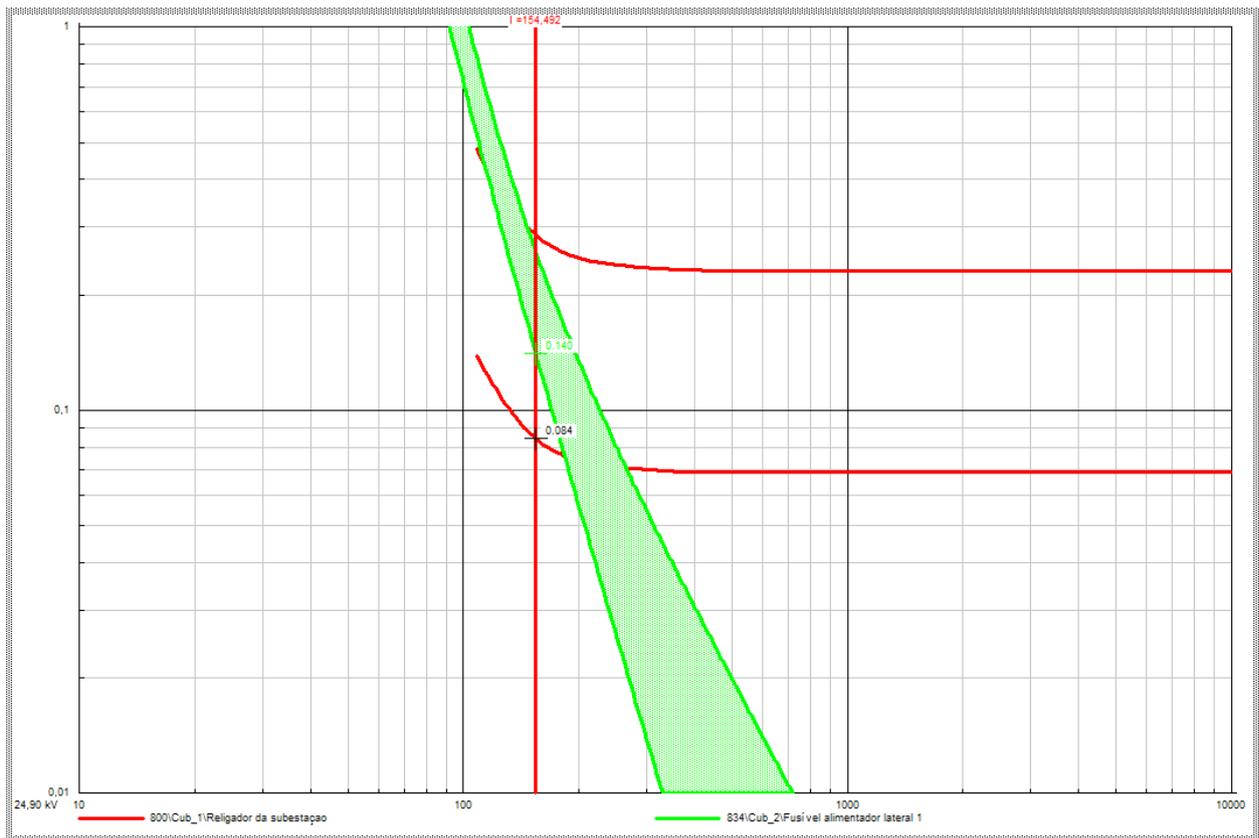


Figura 29 - Gráfico de coordenação dos dispositivos de proteção para um defeito no nó 848

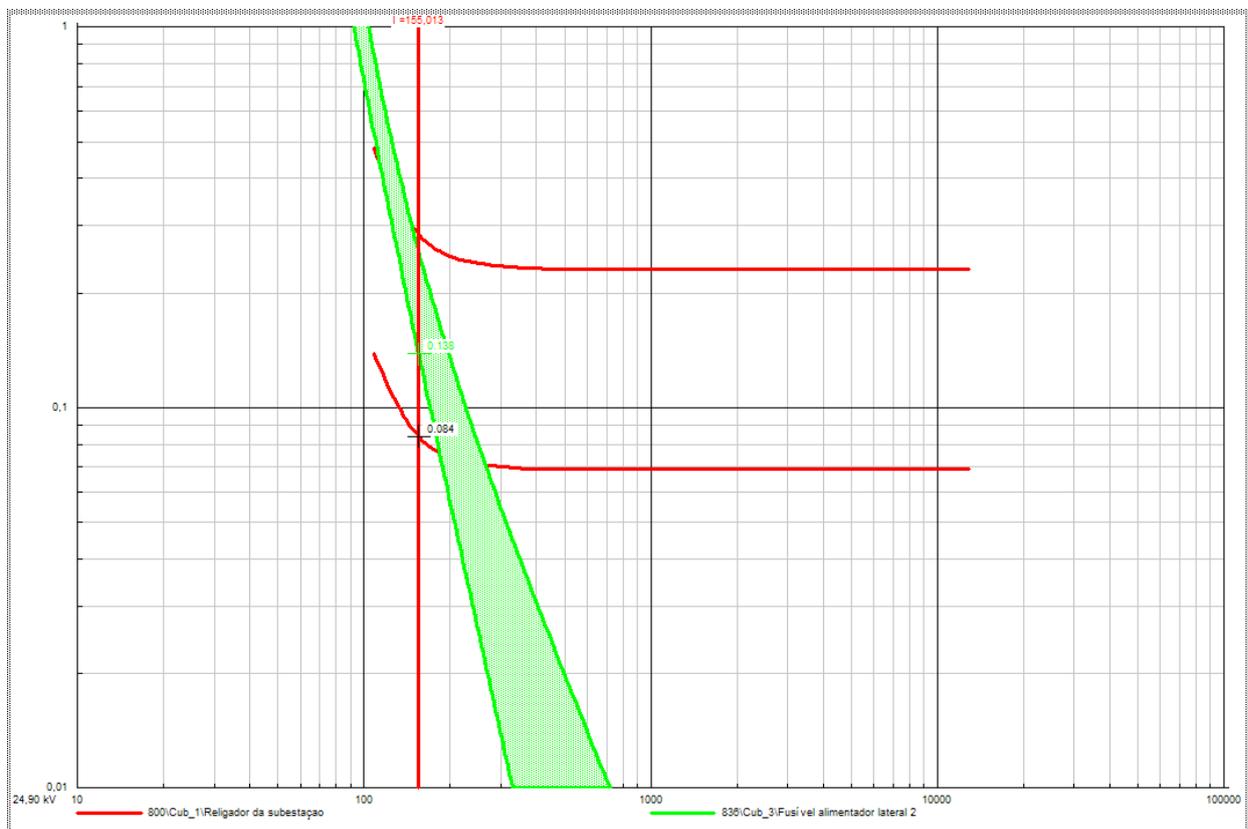


Figura 30 - Gráfico de coordenação dos dispositivos de proteção para um defeito no nó 862

Para os três casos, a coordenação dos dispositivos de proteção é comprovada através da verificação de que a linha correspondente ao curto-circuito simulado em cada um dos casos intersesta em primeiro lugar a curva correspondente à linha de operação rápida do religador, seguindo-se as curvas de MM e TC do fusível e por fim a curva de ação lenta do religador. Este é o aspeto relativo das curvas dos dois dispositivos que corresponde ao comportamento standard destes sistemas de proteção. Assim, em caso de defeito num dos alimentadores laterais, em primeiro lugar atuará o religador através da sua curva de ação rápida, abrindo o circuito de forma a dar oportunidade de o defeito se extinguir. De seguida o dispositivo fechará o circuito e o sistema continuará a funcionar normalmente, como acontecia antes do defeito. Mas, se o defeito não tiver sido extinto, ou seja, se for de carácter permanente, o fusível começará a sofrer danos (curva MM) até que acaba por fundir (curva TC). Se eventualmente por algum motivo o fusível não fundir, o religador irá abrir o circuito de forma a resolver o defeito estando neste caso a funcionar como dispositivo de backup do fusível.

## **Instalação das unidades de DG**

Para cada caso de ligação de DG foram novamente simulados curto-circuitos nos nós 848 e 862. Todas as unidades apresentam uma potência aparente de 1kVA.

### **Unidade número 1**

A unidade de DG número 1 foi instalada no nó 830. No caso da simulação do defeito no nó 848 verifica-se uma diminuição da corrente de curto-circuito fornecida pela fonte principal, de 154 para 135 A, em relação ao caso original em que não havia ligação de DG. A corrente fornecida pela unidade de DG é de 66 A. Estes factos ocasionaram a perda da coordenação dos dispositivos de proteção. No figura 31 verifica-se que a linha correspondente à corrente que atravessa o fusível intersesta a curva do fusível para 0,065 s e a curva de disparo rápida do religador apenas é intersetada pela linha que representa a corrente de defeito que atravessa o religador para 0,097 s. Ou seja, o fusível vai fundir antes da atuação do religador. Este comportamento não corresponde à coordenação desejada.

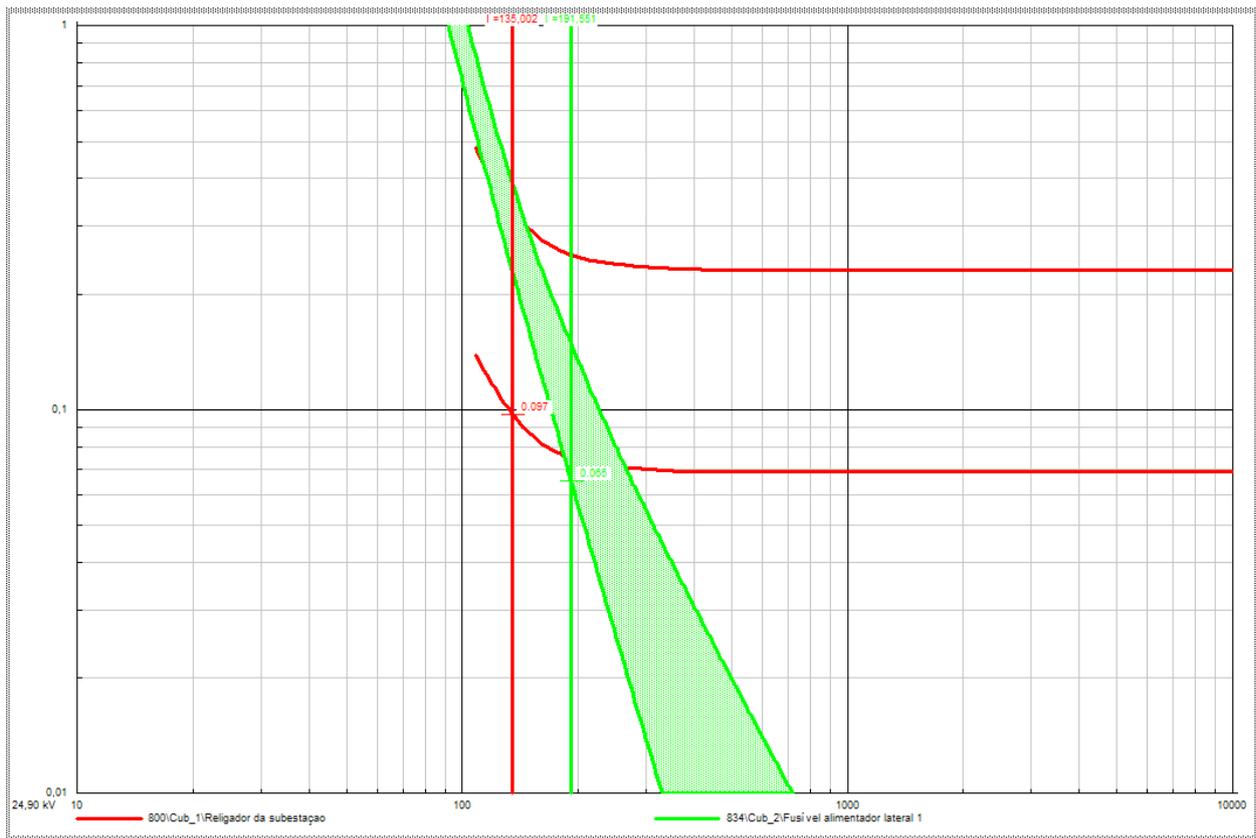


Figura 31 - Gráfico de coordenação dos dispositivos de proteção para um defeito no nó 848 com DG 1 ligada

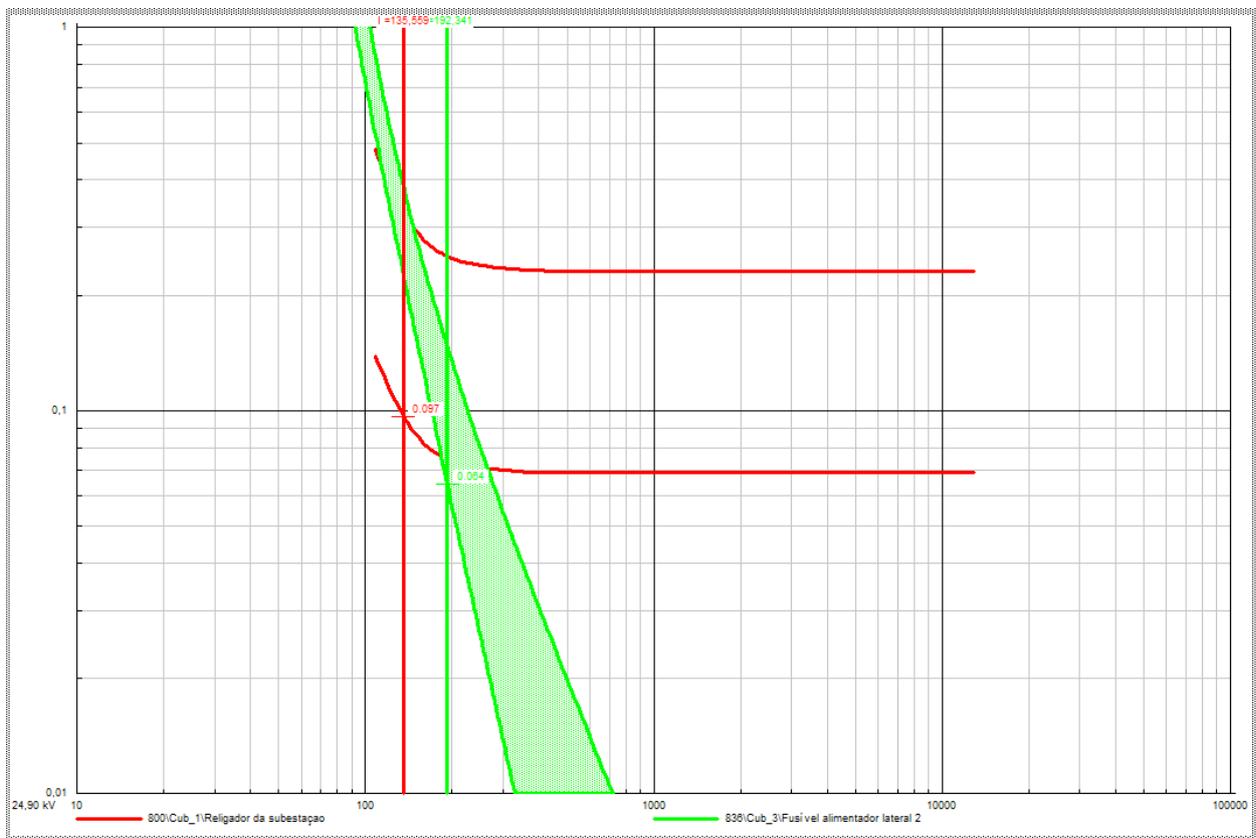
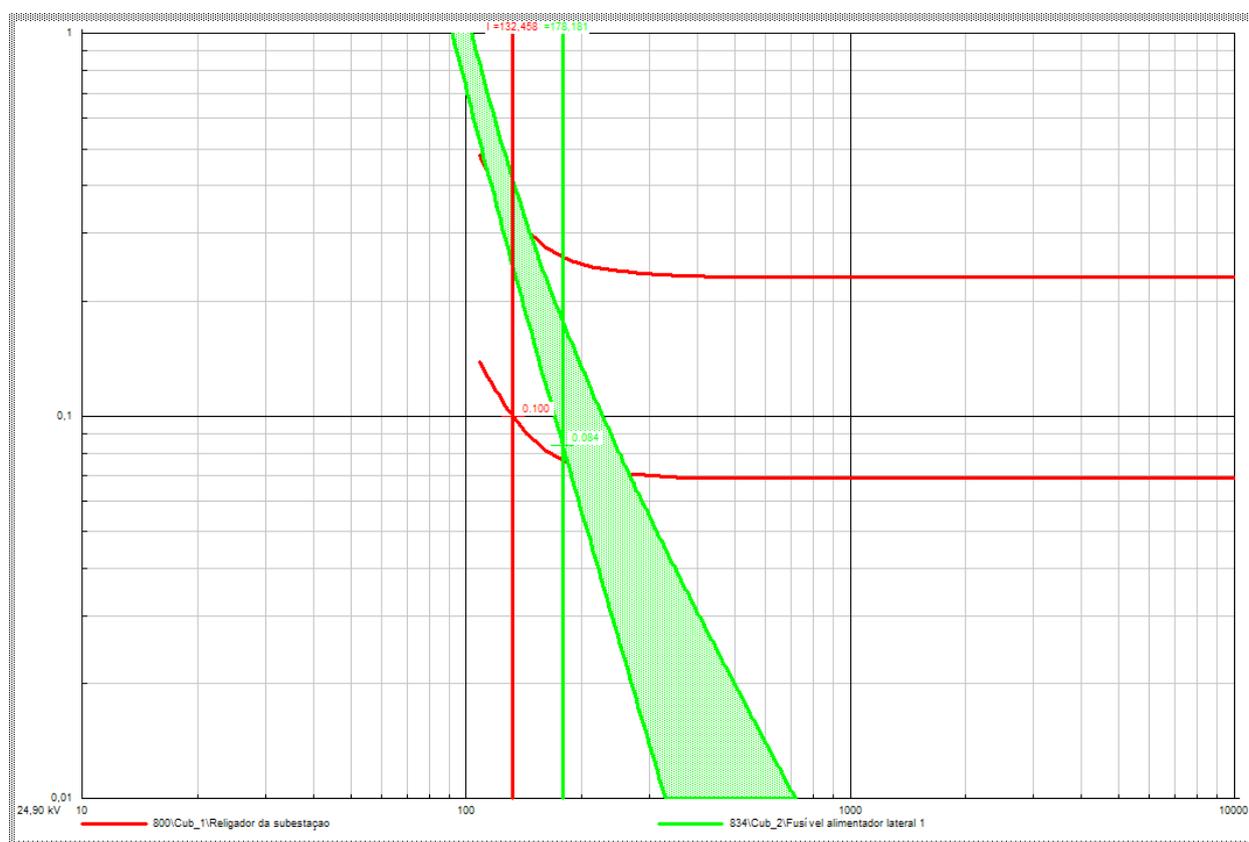


Figura 32 - Gráfico de coordenação dos dispositivos de proteção para um defeito no nó 862 com DG1 ligada

Caso semelhante verificou-se para a simulação de defeito no nó 862. A corrente de defeito fornecida pela subestação baixou dos 155 A medidos no caso original para 136 A com a unidade de DG 1 ligada. A curva do fusível foi intersetada pela reta correspondente à corrente de defeito que o percorre para 0,064 s enquanto que o religador apenas viu a sua curva de ação rápida ser intersetada pela linha da corrente de defeito que o percorre para 0,097 s, como se dá conta na figura 32.

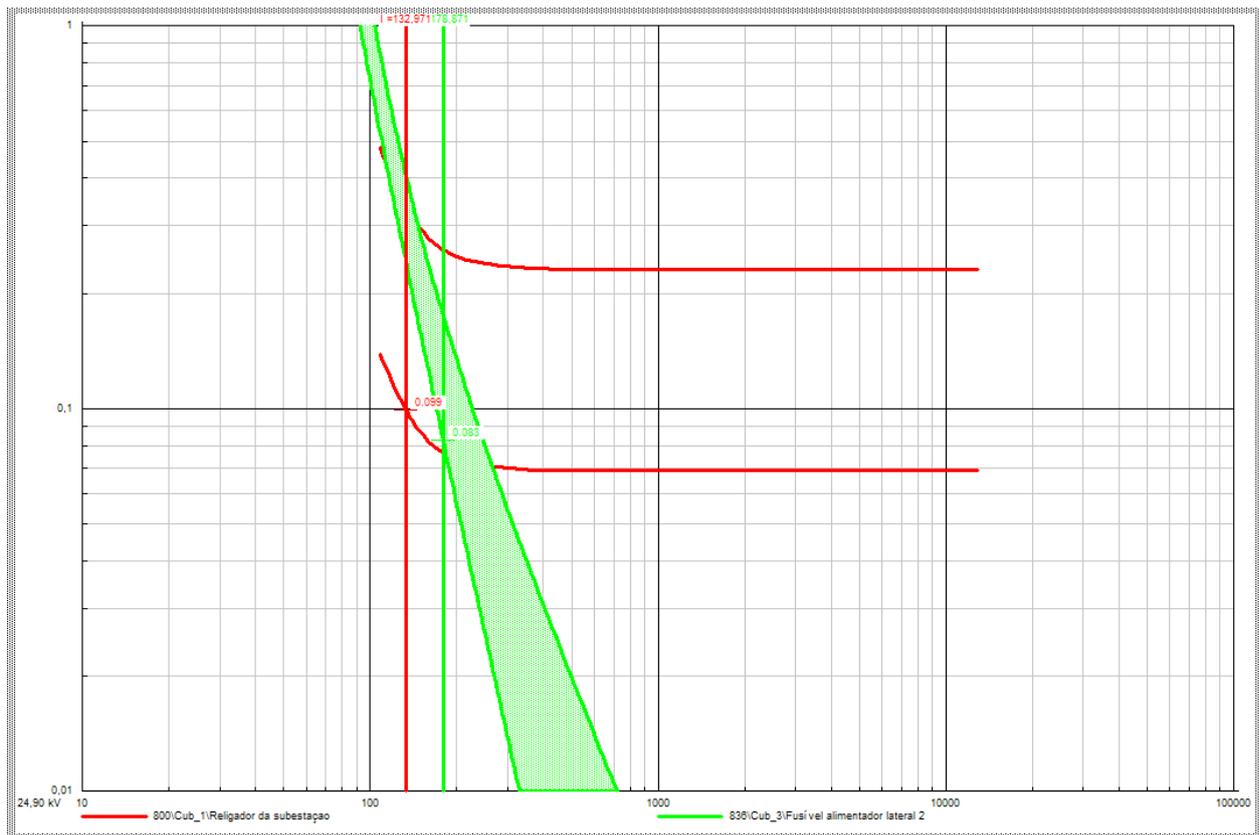
## Unidade número 2

A unidade de DG número dois foi instalada no nó 816. Foram de novo simulados defeitos nos nós 848 e 862. Os resultados verificam-se na figura 33.



**Figura 33 - Gráfico de coordenação dos dispositivos de proteção para um defeito no nó 848 com DG 2 ligada**

A coordenação para o caso do defeito no nó 848 foi também perdida. A corrente fornecida pela subestação baixou de 154 A para 133 A. A corrente fornecida pela unidade de DG é de 52 A. A curva do fusível é intersetada pela correspondente linha de corrente para 0,084 s e o religador vê a sua curva de operação rápida ser intersetada para os 0,1 s.



**Figura 34 - Gráfico de coordenação dos dispositivos de proteção para um defeito no nó 862 com DG 2 ligada**

Também no alimentador número dois a coordenação foi perdida, como se pode ver na figura 34. A corrente fornecida pela subestação fixou-se nos 133 A depois dos 155 A registados no caso original. A corrente proveniente da unidade de DG registada foi de 52 A. A curva do fusível foi intersetada pela respetiva reta de corrente de defeito para 0,083 s e a curva do religador foi intersetada pela respetiva reta de corrente para 0,099 s.

### Unidade número 3

Depois da instalação da unidade de DG número 3 no nó 860, as simulações de curto-circuitos nos nós 848 e 862 foram novamente executadas.

Neste caso, provavelmente devido à proximidade da localização da DG em relação aos defeitos, a descoordenação entre dispositivos foi ainda mais evidente. Para o caso de defeito no nó 848 a corrente fornecida pela subestação baixou para 147 A em relação aos 154 A do caso original. A grande diferença em relação aos outros casos foi a elevada corrente fornecida pela unidade de DG que se fixou nos 102 A, a maior de todos os casos de simulação de defeito no nó 848. Este facto originou um grande aumento na corrente de defeito “sentida” pelo fusível instalado no alimentador lateral número 1, originando uma descoordenação mais acentuada. A curva do fusível foi intersetada pela respetiva linha de corrente de defeito para 0,032 s e só relativamente

bastante tempo depois, para os 0,088 s, a curva de operação rápida do religador é interseçada pela respetiva corrente de defeito, como se verifica na figura 35.

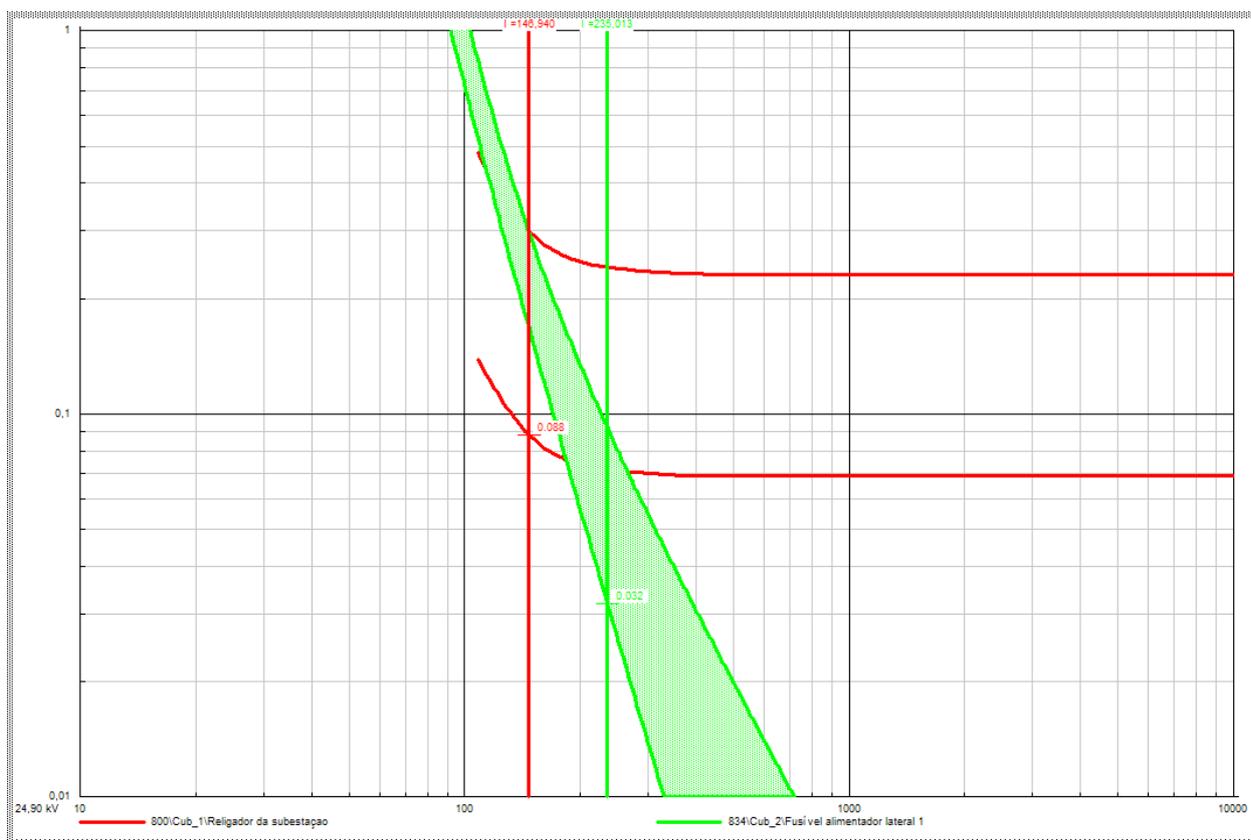


Figura 35 - Gráfico de coordenação dos dispositivos de proteção para um defeito no nó 848 com DG 3 ligada

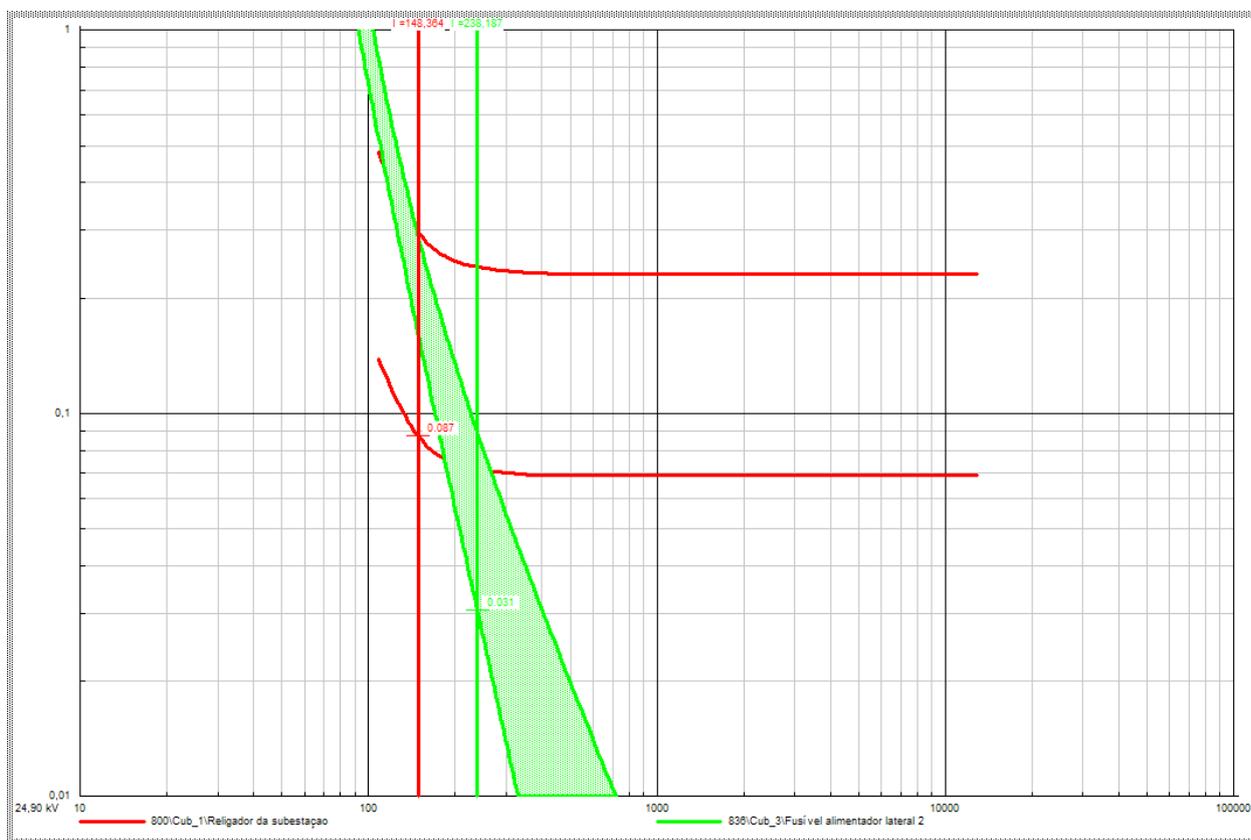


Figura 36 - Gráfico de coordenação dos dispositivos de proteção para um defeito no nó 862 com DG 3 ligada

No caso da simulação do defeito no nó 862, com a unidade de DG número 3 ligada, a situação é semelhante. A corrente fornecida pela subestação foi de 148 A, baixando assim relativamente aos 155 A do caso original. A corrente fornecida pela unidade de DG foi também neste caso a mais elevada de todas as simulações de defeito no alimentador lateral número 2, onde foram registados 104 A. O curva do fusível foi intersectada pela reta de corrente respetiva para 0,031 s e a curva de ação rápida do religador foi intersectada pela respetiva corrente de defeito para 0,087 s. A descoordenação foi também neste caso mais acentuada.

#### Unidade número 4

A unidade de DG foi instalada no nó 890. As simulações de curto-circuitos dos casos anteriores foram executadas.

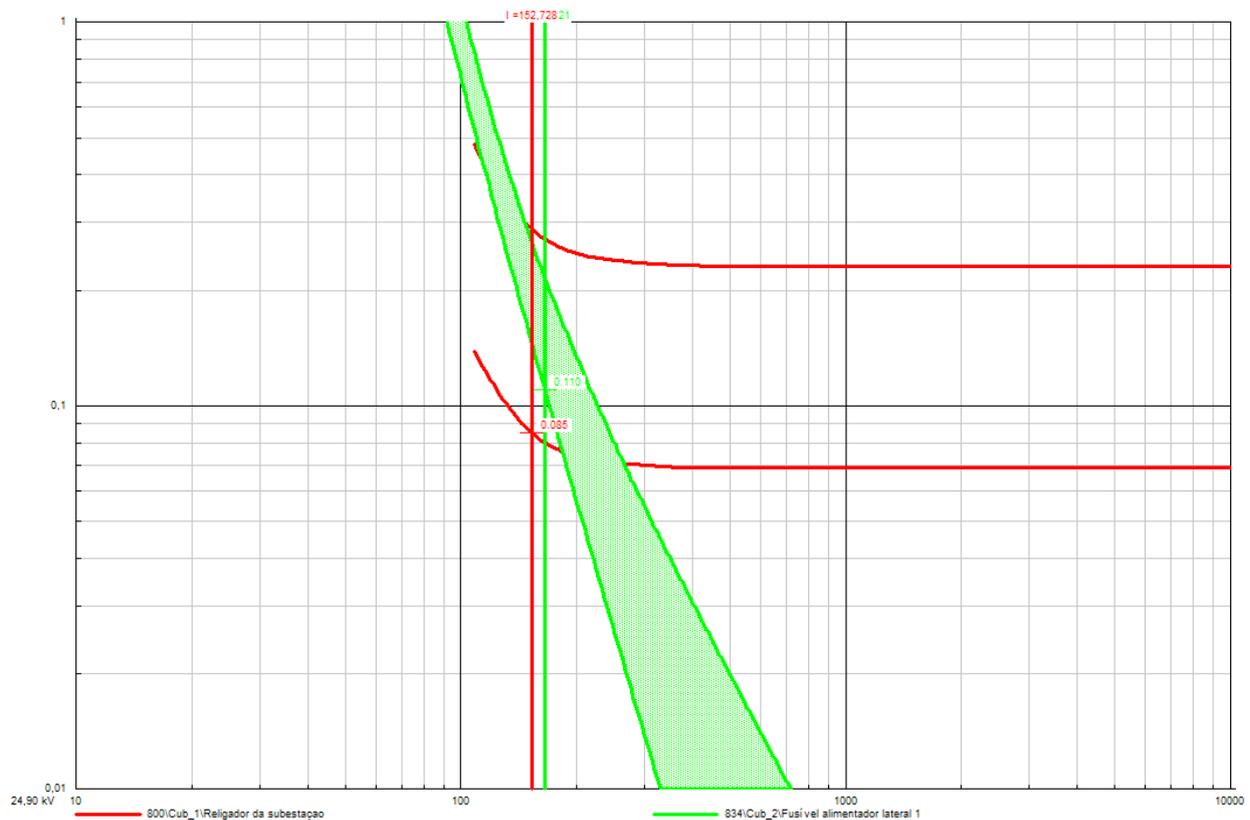


Figura 37 - Gráfico de coordenação dos dispositivos de proteção para um defeito no nó 848 com DG 4 ligada

Como se pode ver na figura 37, este foi o único caso em que a coordenação se manteve. A corrente fornecida pela subestação foi de 153 A, tendo apenas diminuído 1 A em relação ao caso original que não tinha produção distribuída instalada. A corrente fornecida pela unidade de DG teve um valor de apenas 15 A, valor bastante inferior aos registados para a ligação das outras unidades de DG. A curva rápida do religador foi intersectada pela respetiva reta de corrente de

defeito correspondente para 0,085 s e só passado algum tempo a curva do fusível é intersetada pela reta da corrente de defeito respetiva, aos 0,110 s.

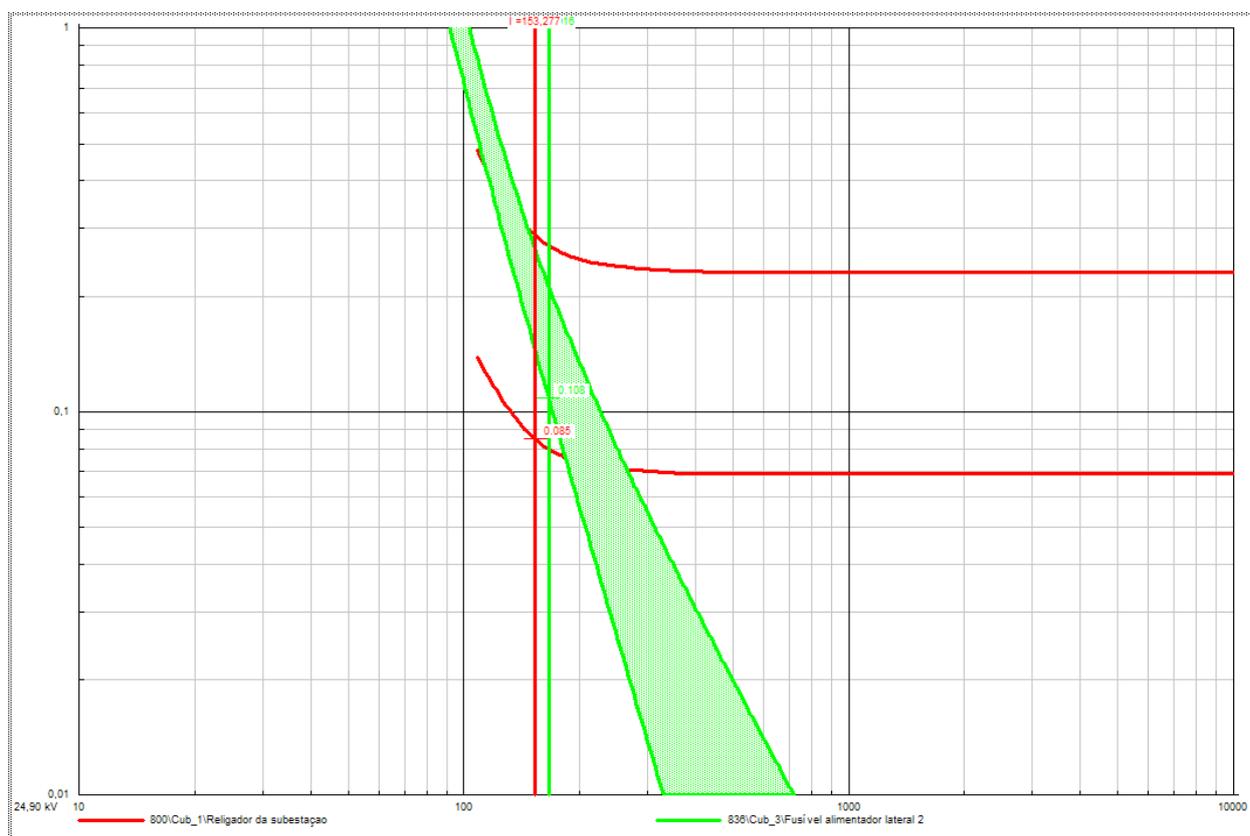


Figura 38 - Gráfico de coordenação dos dispositivos de proteção para um defeito no nó 862 com DG 4 ligada

O mesmo caso verificou-se para a simulação do defeito no nó 862. Todos os valores registados foram semelhantes aos registados no caso de defeito no nó 848, como se vê na figura 38. A coordenação manteve-se.

## Análise dos resultados

Este caso de estudo teve como objetivo comprovar que os problemas referidos na literatura, relativamente à perda de coordenação de dispositivos após ligação de unidades de DG, são realmente efetivos. De forma geral, depois da ligação das unidades de DG, a corrente de defeito total aumentou. Este facto faz com que a corrente “sentida” pelos dispositivos de proteção instalados nos alimentadores laterais aumente em relação ao caso original que não possui unidades de DG ligadas na rede. Assim, as retas de corrente de defeito irão intersetar as curvas dos dispositivos para tempos diferentes dos tempos registados nos casos originais o que, dependendo das magnitudes dessas correntes, originará posições relativas diferentes entre as curvas dos dispositivos e as retas das correntes o que poderá originar a perda de coordenação

original se a interseção se der fora dos limites da margem de coordenação. Em três dos quatro casos de ligação de DG do caso de estudo a coordenação foi perdida. E no caso em que isso não se verificou, a diferença entre os tempos entre a atuação da ação rápida do religador e do fusível diminuiu. Este facto deve ser mencionado uma vez que é também importante manter uma margem entre a ação dos dois dispositivos de forma a que se possa dar tempo para que o defeito se auto extinga, ou seja, no caso da ligação da unidade de DG número 4 a coordenação não foi perdida mas perdeu-se alguma margem de coordenação o que poderá ter consequências a nível da fiabilidade de operação do sistema de proteções.

## **Propostas de mitigação economicamente viáveis e conclusão**

Como foi possível constatar, as redes de distribuição elétrica enfrentam problemas ao nível do sistema de proteções quando lhes são ligadas unidades de DG. Estas afetam a topologia radial original com que as redes de distribuição foram projetadas, através das injeções de potência em vários locais da rede, o que originará fluxos bidirecionais de corrente e contrariará o conceito de fluxo unidirecional de potência imposto pela topologia radial original. A ligação de unidades de DG está a revelar-se uma iniciativa com progressiva adesão, tanto por parte de consumidores particulares como de empresas da área energética, com os objetivos principais de dar resposta ao crescente consumo de energia elétrica mas também para reduzir perdas, aumentar a fiabilidade e os níveis de qualidade do sistema de energia, reduzir as emissões poluentes associadas aos métodos de produção de energia tradicionais e também por questões relacionadas com os preços do mercado energético. O problema surge quando em muitos casos as preocupações durante o planeamento da instalação destas unidades não passam pelos problemas que estas poderão causar a nível do sistema de proteções. Os instaladores muitas das vezes não estão sensibilizados para este tipo de problemas que se poderão revelar mais ou menos graves, dependendo dos casos. O sistema de proteções das redes de distribuição desempenha um papel demasiado importante para poder ser negligenciado.

É certo que o método que consiste na desligação de todas as unidades de DG do sistema em caso de defeito, de forma a restabelecer as condições originais pré instalação de DG é efetivamente uma solução com algum sentido e relativamente simples mas que é deixada por terra quando analisado sob o ponto de vista prático e de fiabilidade do sistema. Por outro lado, a reorganização da topologia da rede bem como a substituição de todos os componentes de proteção que a constituem seriam uma opção muito pouco atrativa a nível económico.

Revela-se então necessário repensar todo o sistema de distribuição de forma a que se possa manter o melhor funcionamento possível com o mínimo impacto económico. Uma reflexão efetuada depois da análise do conhecimento científico já existente e conseqüente simulação e comprovação da existência do problema, combinados com as condicionantes técnicas e económicas leva naturalmente a uma proposta de solução que tem subjacente como principal característica o compromisso. A disponibilização de ferramentas de simulação computadorizada deve ser uma base de apoio desta proposta. Antes da alteração do sistema de distribuição, como seja a adição de uma unidade de produção distribuída, deve fazer-se uma simulação onde devem estar contempladas todas as características dos dispositivos constituintes do mesmo. Devem ser experimentadas várias combinações de localização e potência das unidades de DG juntamente com várias configurações possíveis dos dispositivos de proteção já instalados que possuem essa capacidade, de forma a que o melhor compromisso de funcionamento do sistema seja obtido. Podem também ser simuladas soluções que englobem substituição de alguns dispositivos em casos estritamente necessários visto que os custos aumentariam. Seria desejável um software que executasse todo este processo automaticamente, de acordo com um algoritmo otimizado, após a introdução das informações que dizem respeito aos modelos dos dispositivos da rede bem como da topologia da mesma, eg. comprimentos das linhas, disposição dos condutores, etc, que seriam introduzidos pelo utilizador. Seriam mostradas, após conclusão das simulações, as soluções possíveis e os resultados que delas resultariam. Caberia ao utilizador analisar cada uma delas e optar por uma depois de uma reflexão técnico-económica de acordo com os meios e orçamento de que dispuser.

## Referências Bibliográficas

- [1] P. Anderson, *Power system protection*, 1st ed. Wiley-IEEE Press, 1999.
- [2] A. Girgis and S. Brahma, “Effect of distributed generation on protective device coordination in distribution system,” in *Power Engineering, LESCOPE’01. 2001 Large Engineering Systems Conference*, 2001, pp. 115 – 119.
- [3] S. a. M. Javadian, M.-R. Haghifam, M. Fotuhi Firoozabad, and S. M. T. Bathaee, “Analysis of protection system’s risk in distribution networks with DG,” *Int. J. Electr. Power Energy Syst.*, vol. 44, no. 1, pp. 688–695, Jan. 2013.
- [4] P. Barker and R. De Mello, “Determining the impact of distributed generation on power systems. I. Radial distribution systems,” *Power Eng. Soc. Summer ...*, vol. 15, pp. 486–493, 2000.
- [5] A. R. Haron, A. Mohamed, H. Shareef, and H. Zayandehroodi, “Analysis and solutions of overcurrent protection issues in a microgrid,” in *2012 IEEE International Conference on Power and Energy (PECon), 2-5 December 2012, Kota Kinabalu Sabah, Malaysia Analysis*, 2012, no. December, pp. 2–5.
- [6] J. M. and W. K. (2010). Edward Coster, “Effect of DG on distribution grid protection,” *InTech*, 2010.
- [7] IEEE Power Systems Relaying Committee, “Automatic Reclosing of Transmission Lines,” *IEEE Trans. Power Appar. Syst.*, vol. PAS-103, 1984.
- [8] L. K. Kumpulainen and K. T. Kauhaniemi, “Analysis of the impact of distributed generation on automatic reclosing,” *IEEE PES Power Syst. Conf. Expo. 2004.*, 2004.
- [9] T. E. Dugan, R.C., McDermott, “Distributed generation,” *IEEE Industry Applications Magazine*, pp. 19 – 25, 2002.
- [10] B. Verhoeven, “Probability of islanding in utility networks due to grid connected photovoltaic power systems,” *KEMA Nederland, Report IEA PVPS T5-07*, no. September, 2002.
- [11] S. M. Brahma, S. Member, and A. A. Girgis, “Development of Adaptive Protection Scheme for Distribution Systems With High Penetration of Distributed Generation,” *IEEE Trans. POWER Deliv.*, vol. 19, no. 1, pp. 56–63, 2004.
- [12] S. Brahma and A. Girgis, “Microprocessor-based reclosing to coordinate fuse and recloser in a system with high penetration of distributed generation,” *Power Eng. Soc. Winter ...*, pp. 453–458, 2002.

- [13] R. H. Jones, A. N. Darlington, B. Beckwith, R. W. Beckwith, J. Criss, D. C. Dawson, R. W. Dempsey, J. T. Emery, E. J. Emmerling, W. E. Feero, E. A. Guro, R. W. Haas, E. A. Hauptmann, D. R. Hemming, M. Hiramami, E. W. Kalkstein, T. L. Kaschalk, D. C. Mikell, R. J. Moran, G. W. Smith, and G. Stranne, "Intertie protection of consumer-owned sources of generation, 3 MVA or less: summary report of an IEEE working group report," *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 5. pp. 924–929, 1990.
- [14] "ABB PCD Recloser Control - Religadores e seccionadoras automatizados (Produtos e Sistemas de Média Tensão)." [Online]. Available: <http://www.abb.com/product/db0003db004279/18ab70c799bda890c12574c1002a1e79.aspx>. [Accessed: 25-Jan-2014].
- [15] "PowerFactory - DIGSILENT Germany." [Online]. Available: <http://www.digsilent.de/index.php/products-powerfactory.html>. [Accessed: 25-Jan-2014].
- [16] "Distribution Test Feeders - Distribution Test Feeder Working Group - IEEE PES Distribution System Analysis Subcommittee." [Online]. Available: <http://ewh.ieee.org/soc/pes/dsacom/testfeeders/>.
- [17] N. Mwakabuta, S. S. S. S. S. Member, and A. Sekar, "Comparative Study of the IEEE 34 Node Test Feeder under Practical Simplifications," pp. 484–491, 2007.

## Apêndice

Neste Apêndice é dada uma visão geral do software PowerFactory e são explicados alguns dos procedimentos que foram necessários para a criação das redes de teste, cuja explicação não se encontra contemplada no manual ou é insuficiente, com o objetivo de facilitar o trabalho de quem pretender prosseguir estudos no tema. Os ficheiros das redes IEEE-34 Node Test Feeder e da rede IEEE-13 Node Test Feeder são fornecidos no CD anexo à presente dissertação, de forma a facilitar esse trabalho.

### Visão geral do ambiente de trabalho

O aspeto do ambiente do programa é ilustrado na figura.

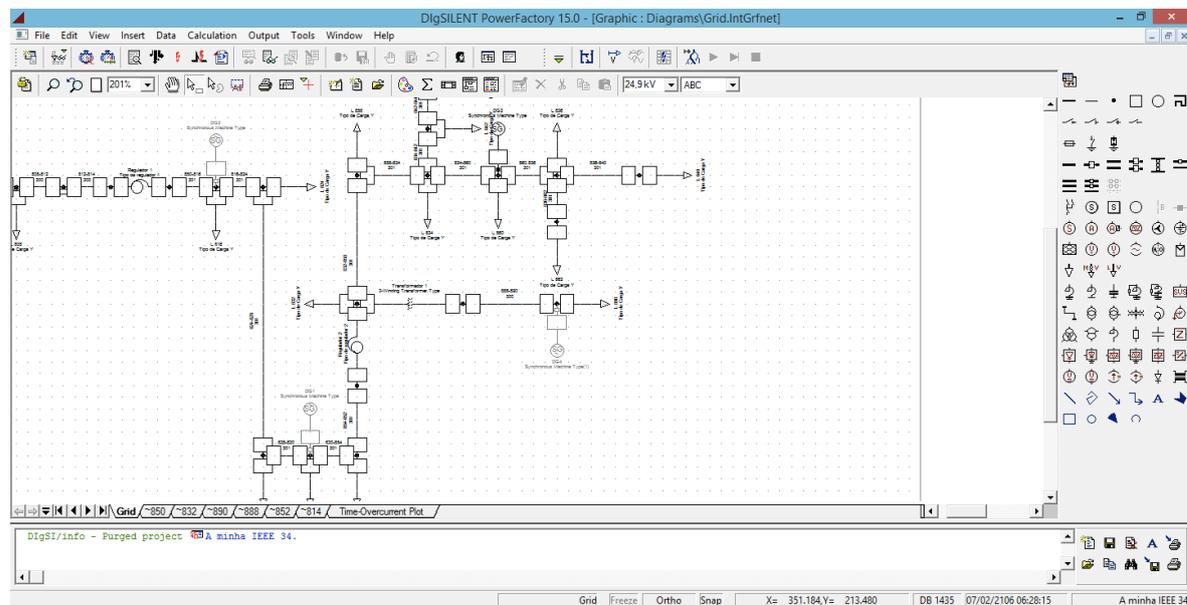


Figura 39 - Ambiente de trabalho PowerFactory

A área maior, a branco, é a área de desenho onde se constroem as redes que pretendemos simular. Para isso, usamos os componentes básicos de uma rede tais como linhas, transformadores, geradores, etc, que se encontram disponíveis no canto direito a cinzento. A área a branco inferior é destinada aos *outputs* do programa como por exemplo resultados de fluxos de potência ou CC.

Depois de adicionarmos os componentes à janela branca maior editamos as suas definições através do clique com botão direito do rato em cima do componente que queremos editar, seleccionando a opção *Edit data*.

## Edição das opções das linhas

A caixa de diálogo que é mostrada para edição de uma linha é ilustrada na figura 40.

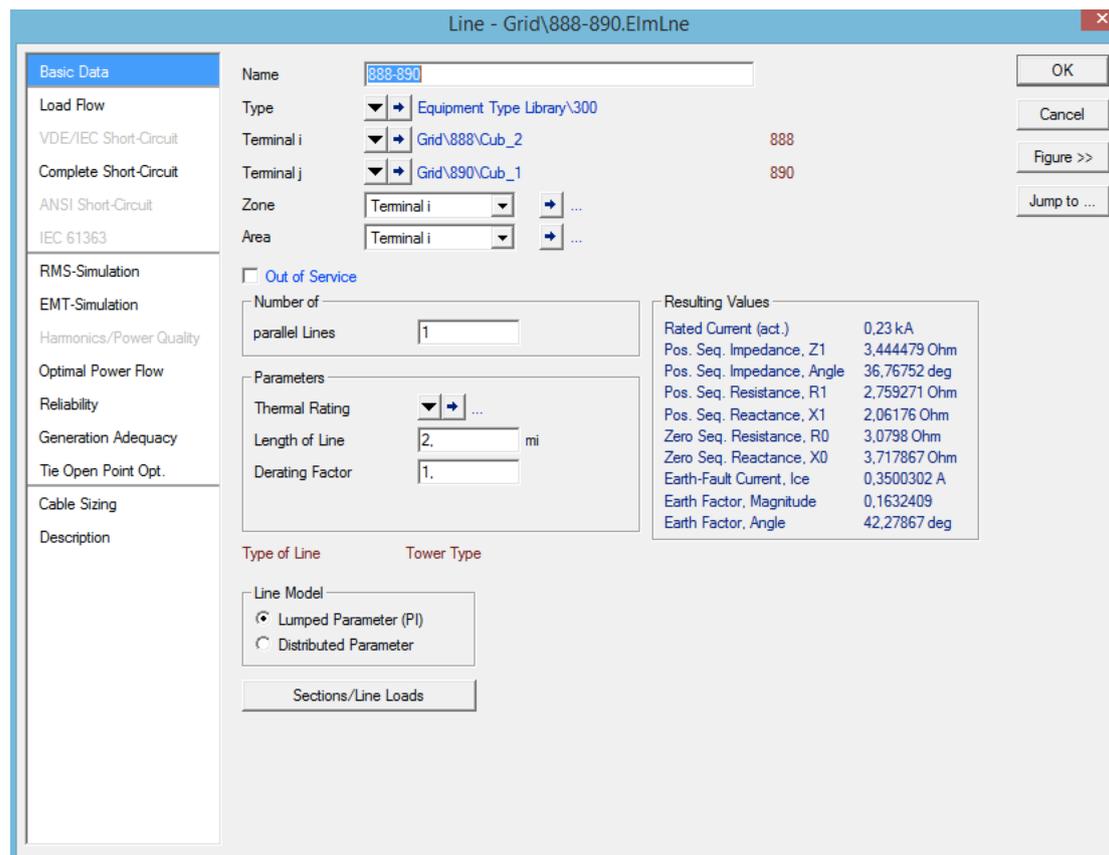


Figura 40 - Janela de diálogo da configuração de linhas

Nesta podemos editar opções como o comprimento, nós das extremidades, etc. Na opção *Type* selecciona-se o tipo de linha que se pretende instalar. É necessário escolher a opção *New Project Type* de forma a que uma variedade mais completa de opções seja possível de forma a editarmos completamente as características desejadas para a linha. De outra forma estaremos a usar linhas pré-definidas no próprio programa, tendo um leque mais restrito de opções de configuração. No caso simulado na presente dissertação, todas as linhas eram do tipo aéreo e como tal a opção usada no programa foi o tipo *Tower Type*. Já na janela de diálogo referente ao tipo de linha, teremos também de seleccionar ou editar o tipo de condutor e introduzir os valores

correspondentes das matrizes de impedância, tal como se pode observar nas figuras 41, 42 e 43.

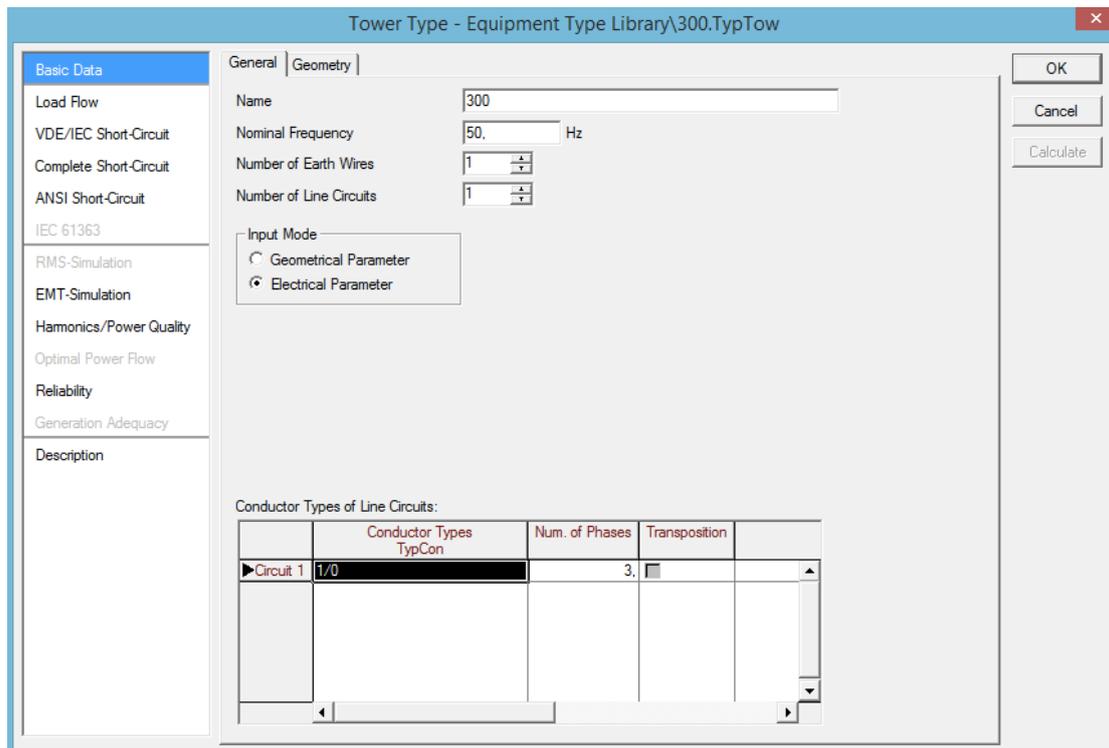


Figura 41 - Janela de diálogo de edição dos tipos de condutores das linhas

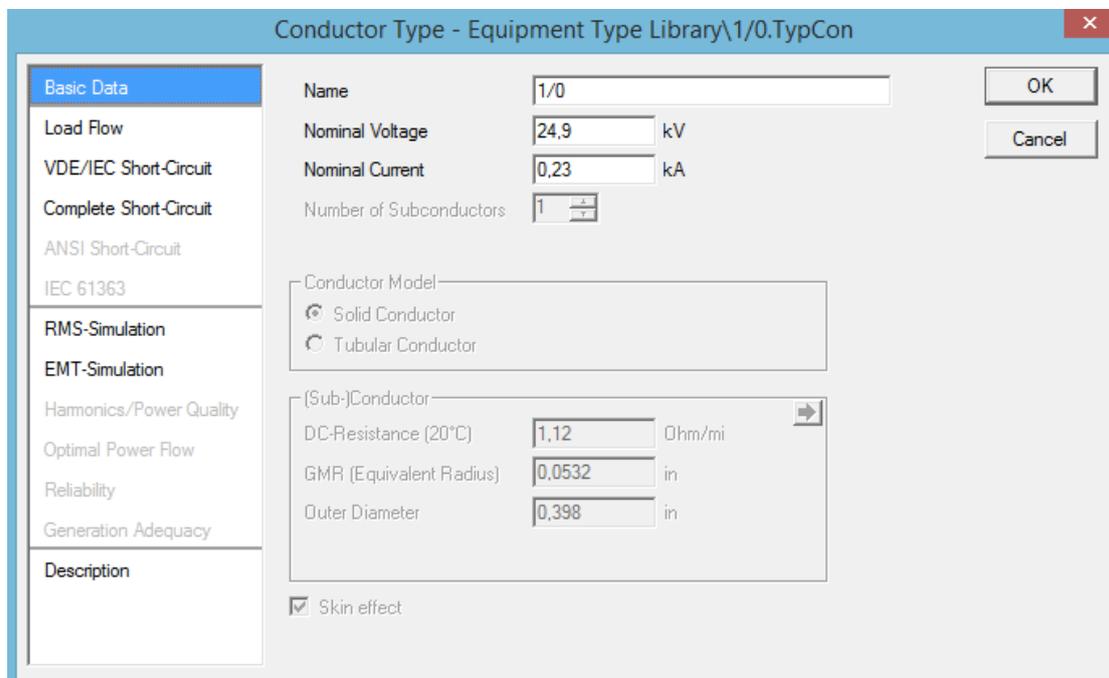


Figura 42 - Janela de diálogo de edição das características dos condutores

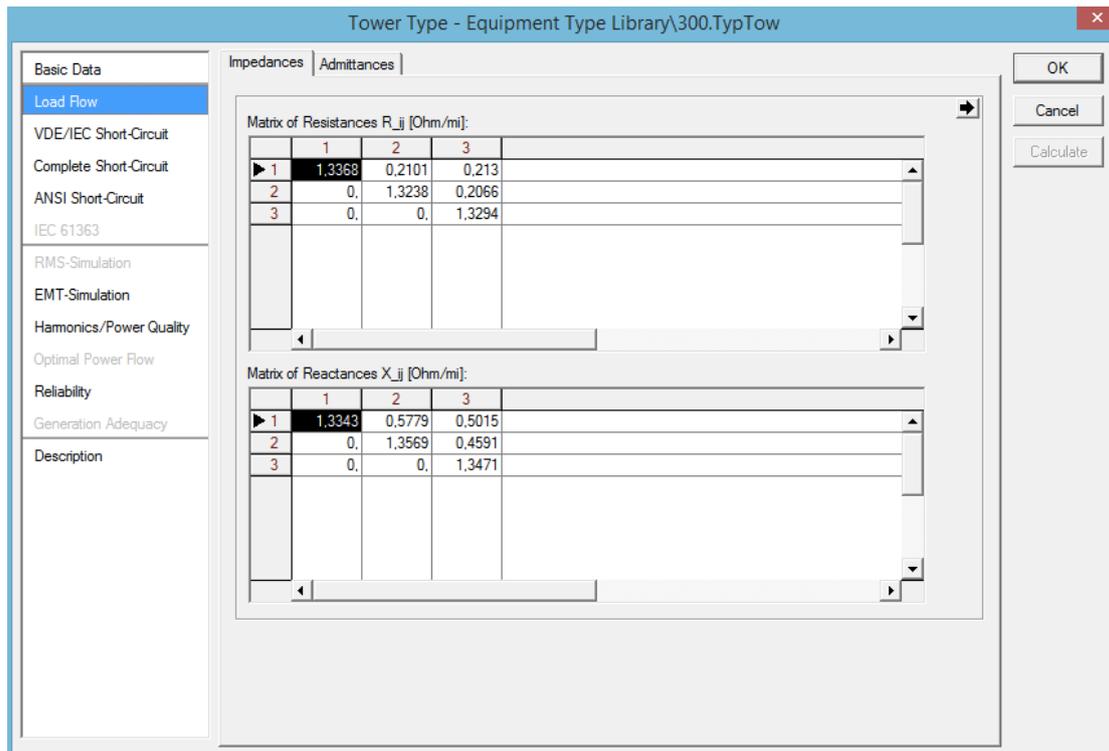


Figura 43 - Janela de diálogo de edição das matrizes de impedância

## Rede externa

De forma a representar uma rede externa que alimenta uma rede de distribuição, ou seja, para representar a saída de uma subestação de uma forma simples usamos o bloco *external grid* cujas opções de edição são, por exemplo, as potências e correntes de CC máximas e mínimas, como se pode visualizar na figura 44.

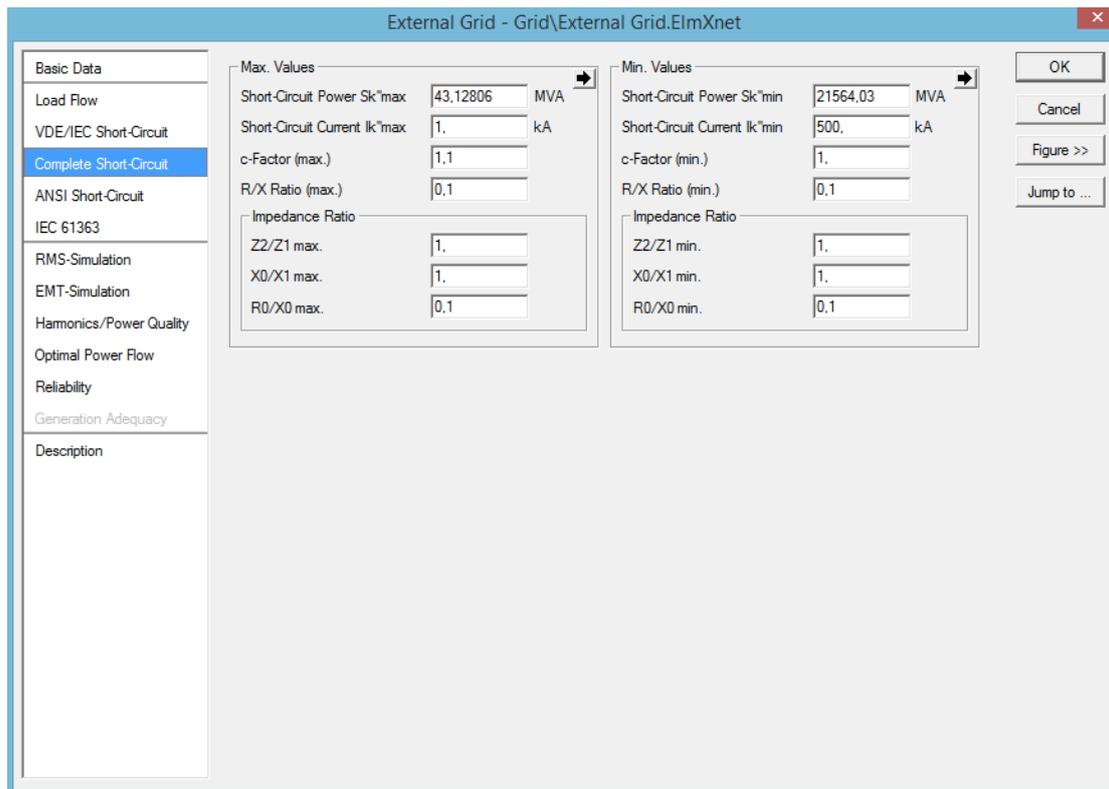
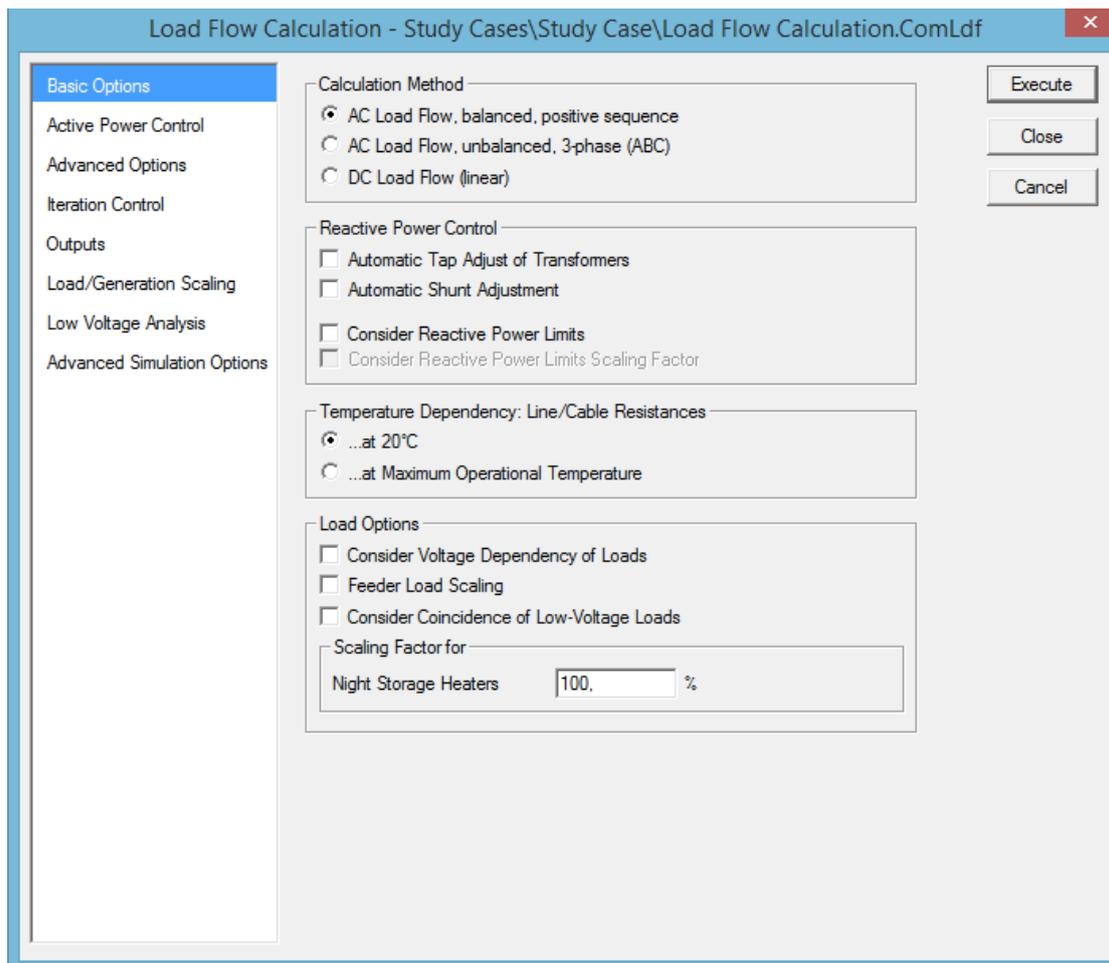


Figura 44 - Janela de diálogo de edição das opções da *external grid*

## Simulação de fluxos de potência e defeitos

As simulações de fluxos de potência e de defeitos são de importância crucial para compreender o funcionamento do sistema, para estudar a sua otimização ou para a escolha dos dispositivos de proteção a usar no sistema de proteções.

O software PowerFactory tem várias ferramentas que proporcionam uma completa simulação de fluxos de potência. Para isso, clica-se no ícone . A janela de diálogo da figura 45 é então mostrada, onde podemos selecionar várias opções relativas ao cálculo de fluxos de potência como por exemplo o método de cálculo, ajustes automáticos dos taps dos transformadores, dependências das tensões das cargas em relação aos valores de carga, etc.



**Figura 45 - Janela de diálogo das opções de simulação de fluxos de potência**

Os resultados dos fluxos de potência são depois mostrados em caixas informativas junto aos componentes a que se referem na rede simulada no ambiente de trabalho e estão também disponíveis sob a forma de lista na janela de *output* do programa.

Para a simulação de defeito, clica-se no ícone  que dá acesso à janela de diálogo da figura 46. Esta permite selecionar opções como o método da simulação do defeito, o seu tipo, a duração, a impedância de defeito, a localização, etc. Depois dessa simulação os valores das correntes, potências e outras informações relevantes relacionadas com a simulação do defeito estão disponíveis, tal como na simulação de fluxos de potência, em caixas informativas juntos dos componentes em questão e também na janela de *output* do programa.

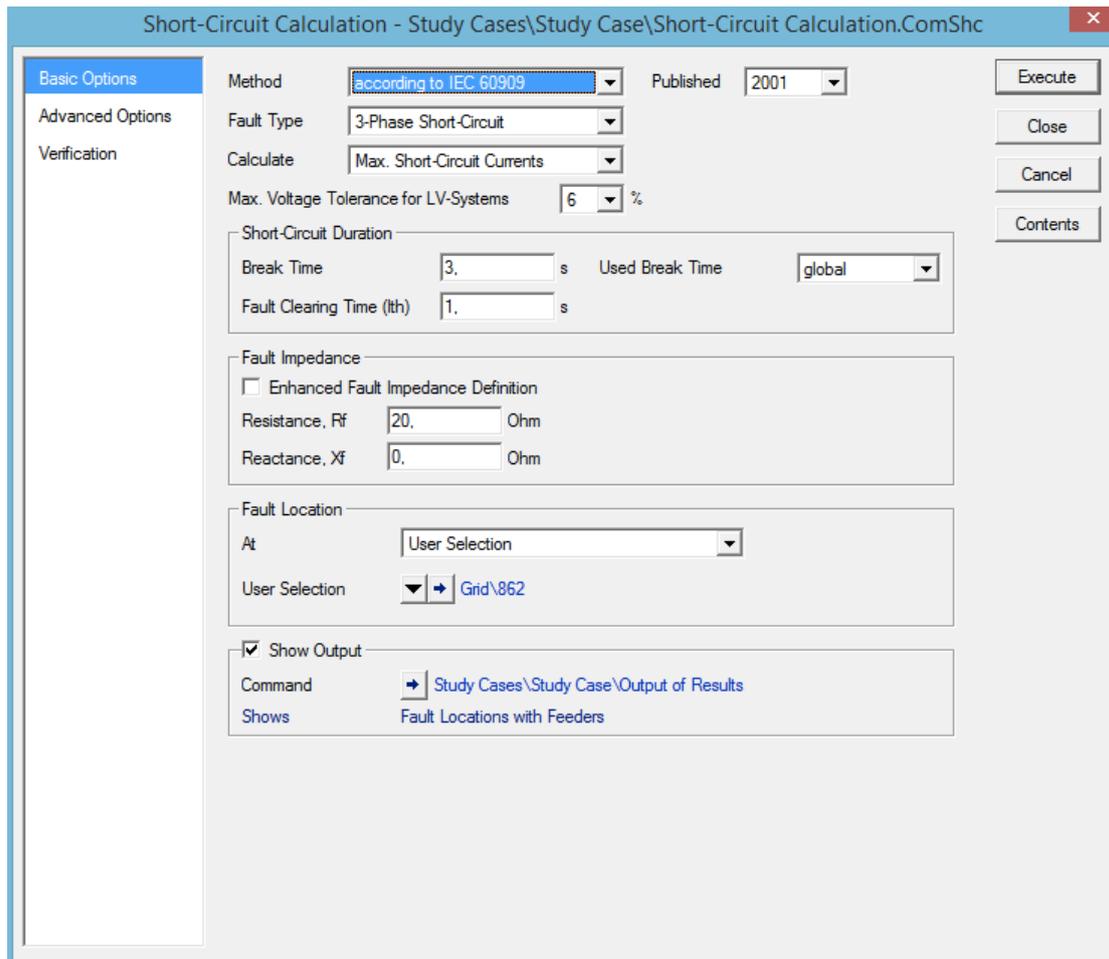


Figura 46 - Janela de diálogo das opções de simulação de defeito

## Instalação de dispositivos de proteção

O PowerFactory utiliza dispositivos de proteção disponíveis na própria biblioteca do programa que correspondem a modelos de dispositivos de fabricantes que existem no mercado. Além disso, é possível importar bibliotecas adicionais disponibilizadas no sitio da DigSILENT na internet, com componentes que vão sendo lançados pelos fabricantes bem como a respetiva documentação relativa a cada um, documentos esses que se baseiam no manual que acompanha cada dispositivo de fabricante.

Para instalar um dispositivo de proteção, devemos clicar com o botão direito no início ou no final da linha onde pretendemos instalar o dispositivo. A opção *New Devices* seguida de *relay model...* ou *Fuse...* devem ser selecionadas dependendo do tipo de dispositivo que pretendemos instalar, como ilustrado na figura 47.

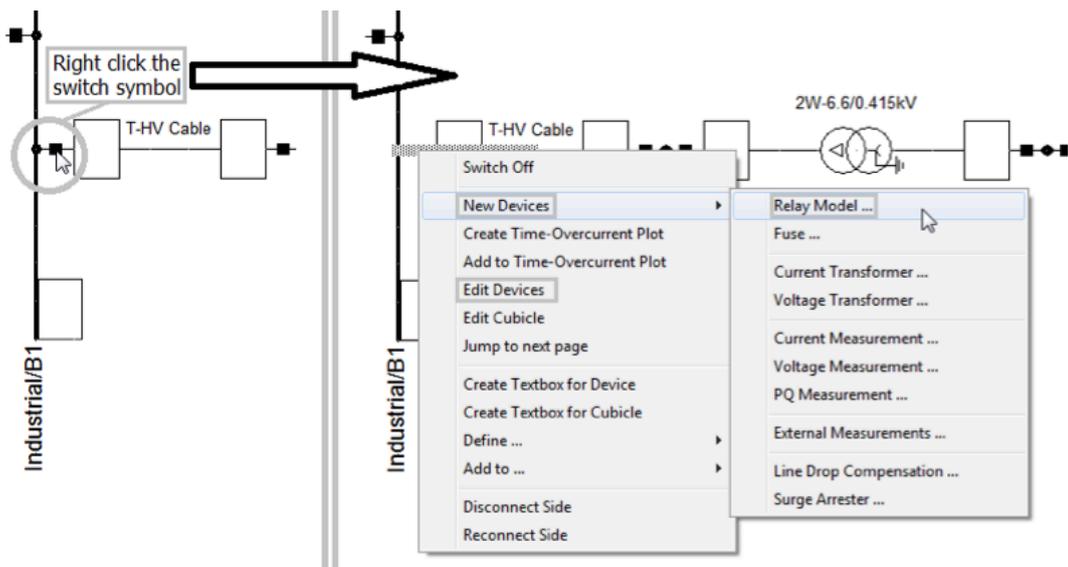


Figura 47 - Janela de diálogo da instalação de um dispositivo de proteção

Se a instalação de um relógio for pretendida, deve-se escolher um relé que tenha essa opção. Devem ser consultados os manuais dos fabricantes para obter informações nessa escolha.

A instalação de um fusível é relativamente simples, apenas passa pela escolha de um dispositivo disponível na biblioteca. Para isso, deve-se selecionar a opção *Type* na janela de diálogo da instalação do fusível, e depois procurar o dispositivo pretendido na biblioteca que é mostrada, tal como se vê nas figuras 48 e 49.

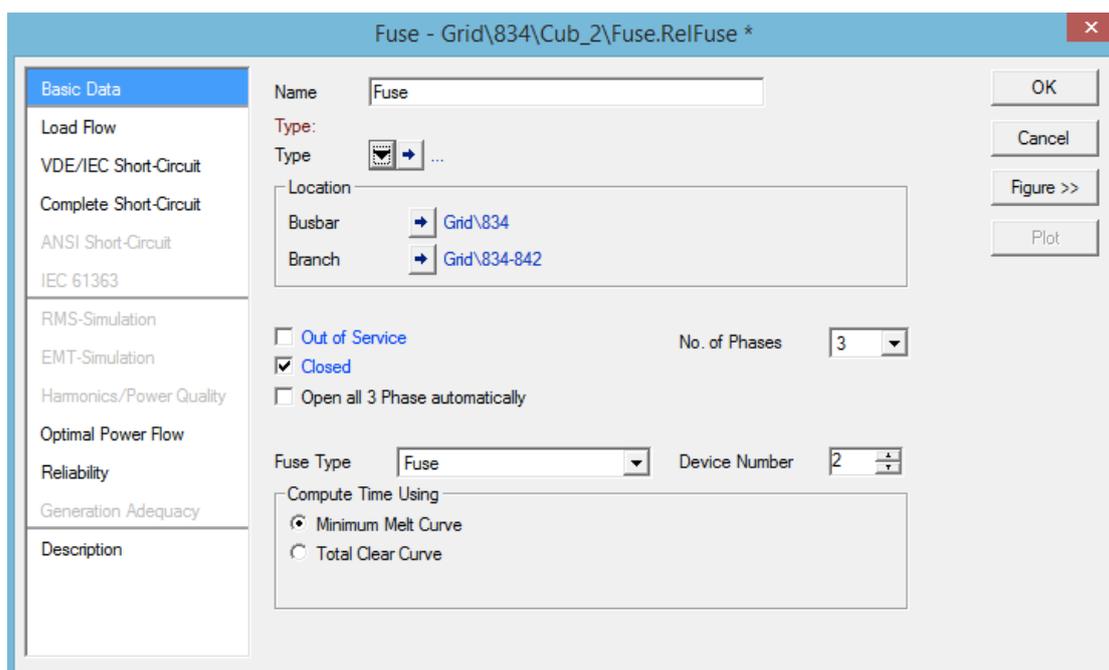


Figura 48 - Janela de diálogo das opções do fusível

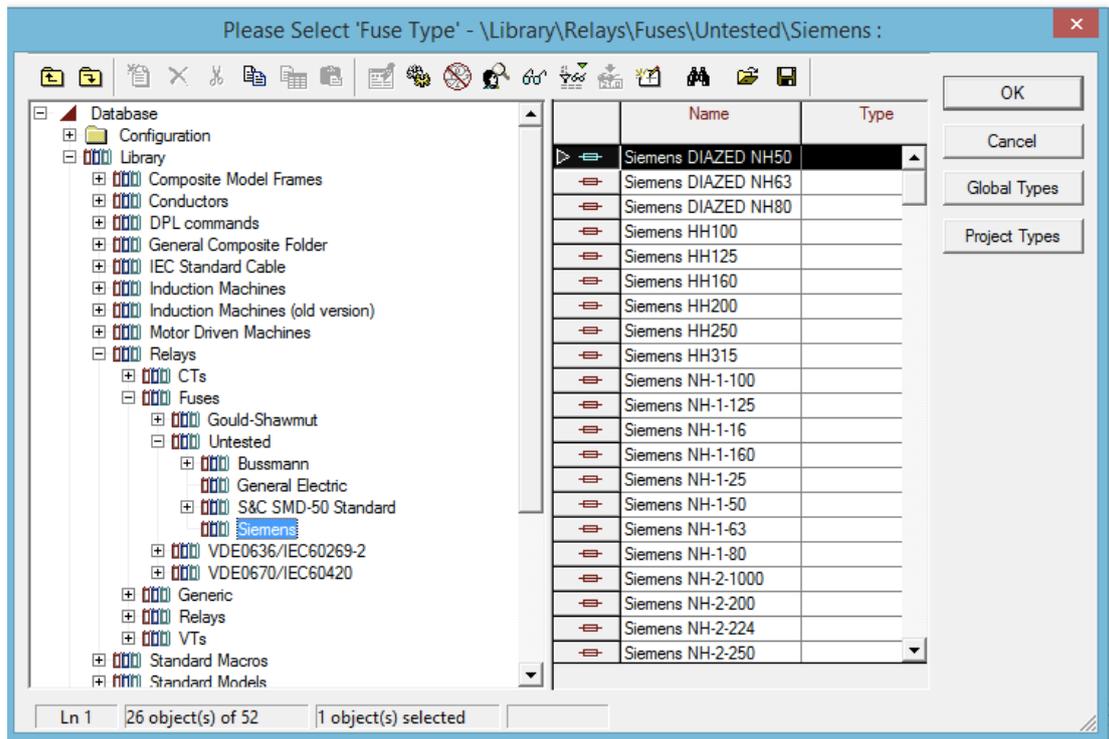


Figura 49 - janela de diálogo de uma biblioteca de fusíveis

A instalação de um relé é um pouco mais complexa. Cada relé tem as suas características e necessita de configurações diferentes. Mas, regra geral, há sempre dois componentes que estão associados a relés e devem ser configurados: o transformador de corrente e o interruptor. O transformador de corrente tem a função de baixar a corrente de defeito para um valor que possa ser lido pelo relé. O interruptor é um dispositivo que o relé vai atuar para abrir ou fechar um circuito. A escolha do dispositivo relé é feita de forma análoga à do fusível. Após a seleção do dispositivo pretendido, na janela de diálogo da configuração do relé são apresentadas as opções específicas do mesmo que devem ser configuradas, nomeadamente o transformador de corrente, tal como se pode ver nas figuras 50 e 51. As opções do transformador de corrente devem ser selecionadas de acordo com os valores de corrente de curto-circuito na linha onde se pretende instalar o dispositivo. Podem ser adicionados “taps” ao transformador de modo a que este fique com a razão de transformação ideal para o valor de corrente em questão.

Na janela Slot definition são apresentadas todas as opções de curvas do relé selecionado. No caso de um relé com funções de religação, como é o caso do da figura 50, são apresentadas as curvas Phase TCC1, correspondente à curva de ação

rápida do religador para defeitos de fase, phase TCC 2, correspondente à curva de ação lenta do religador para defeitos de fase, etc.

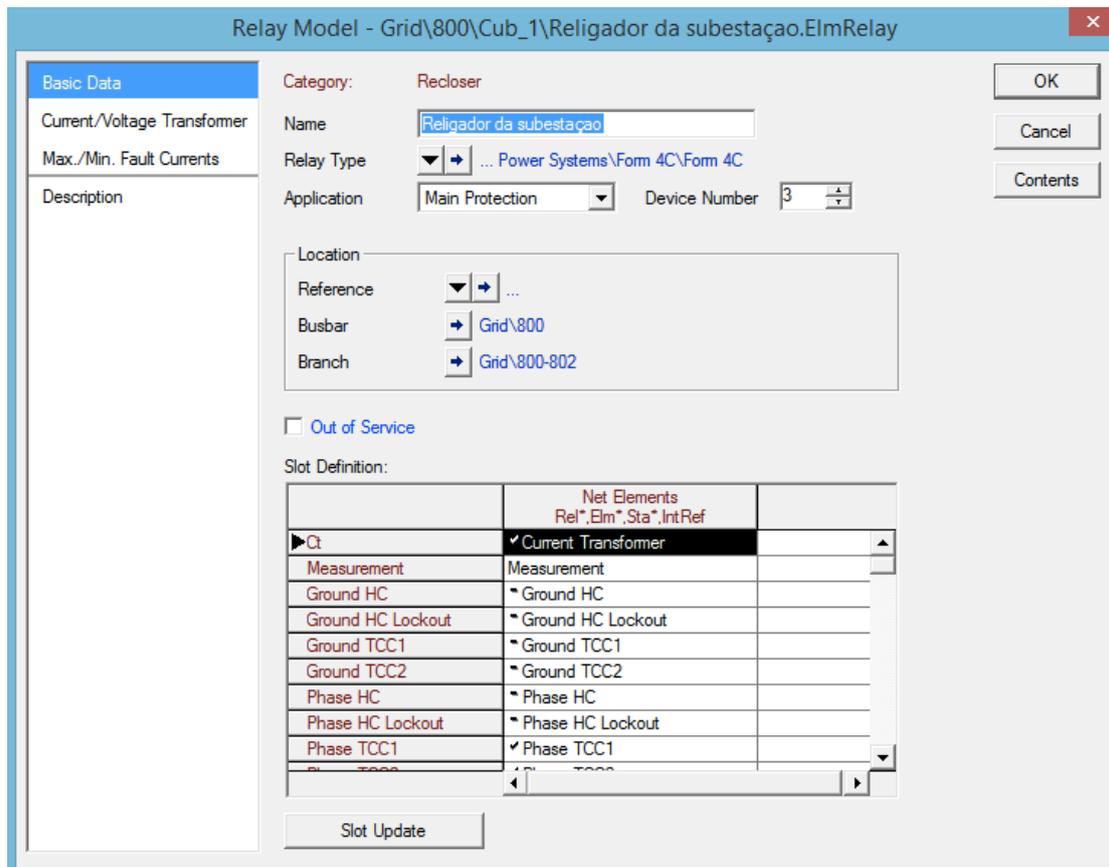


Figura 50 - Opções de configuração do relé

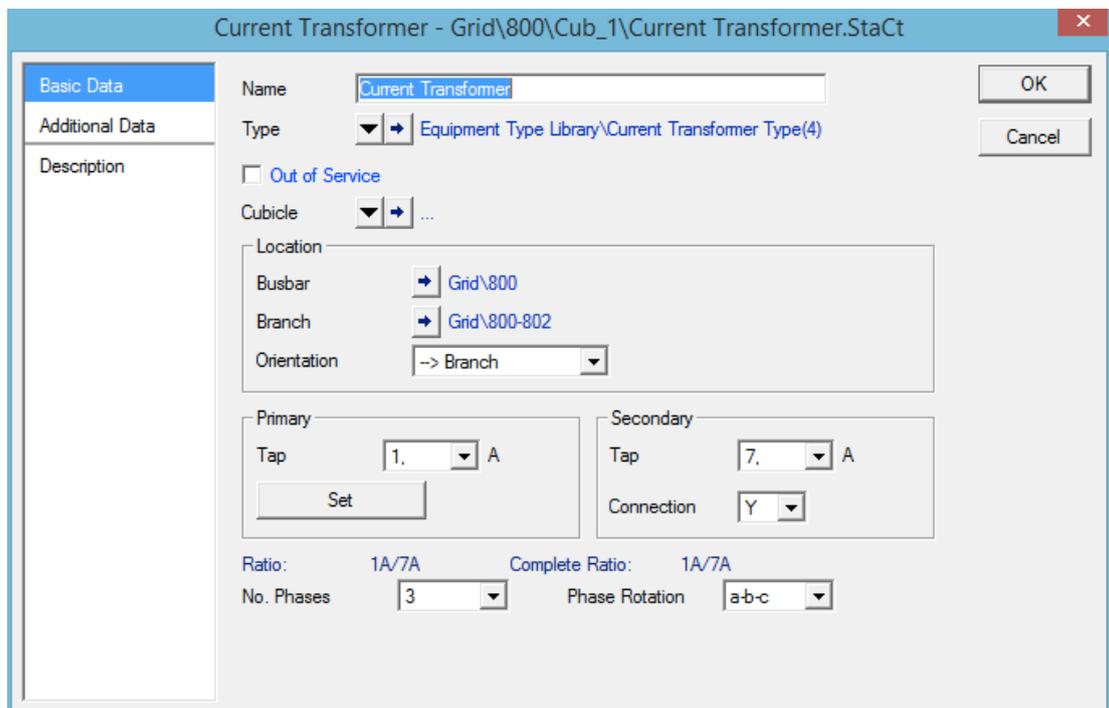


Figura 51 - Opções de configuração do transformador de corrente

Para termos uma ideia do funcionamento do sistema deve-se usar um gráfico onde se possam verificar as curvas de tempo-corrente inversas dos dispositivos em questão. Para isso, devemos clicar com o botão direito do rato em cima do dispositivo cujas curvas queremos visualizar no gráfico seguido de *Create time overcurrent plot* ou, se já tivermos criado o gráfico e apenas queiramos adicionar uma curva de um dispositivo *Add to time-overcurrent plot*.

Muitas vezes é necessário fazer ajustes nas características do relé de forma a que as curvas do mesmo estejam na posição relativa ideal em relação à curva de, por exemplo, um fusível, de forma a obter a coordenação desejada.

Para isso, devem ser usados os “taps” dos transformadores que deslocarão as curvas do relé na horizontal, relativamente ao eixo das abcissas, uma vez que vamos desta forma estar a ajustar a corrente que o relé “lê”. É também possível muitas vezes ajustar outras opções relativas às formas das curvas do relé tais como Pickup Current ou Time Setting, reset Time, etc, como se vê exemplificado nas figuras 52 e 53.

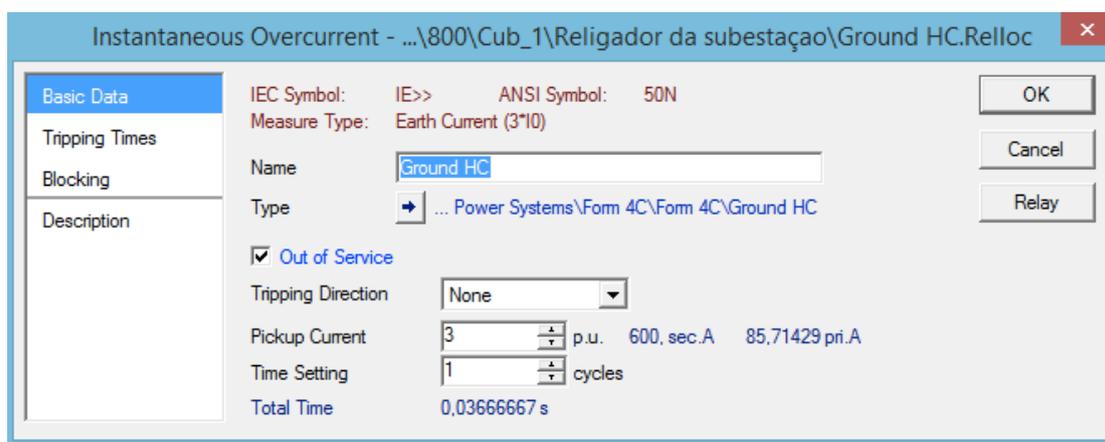


Figura 52 - Janela de diálogo básica de uma determinada curva do relé

Instantaneous-Overcurrent Type - ...per Power Systems\Fom 4C\Fom 4C\Phase HC.Typloc

Basic Data	Name	Phase HC	OK
Total Clear Curve	IEC Symbol	I>	ANSI Symbol 50
Blocking	Type	Phase Current (3ph)	<input type="checkbox"/> Negate Output
	Recl. feature	Normal	
	Directional	None	
	<input type="checkbox"/> External Starting		
	<input checked="" type="checkbox"/> Timer includes pick-up time		
	Ref. Current from	... s\Fom 4C\Fom 4C\Phase TCC1	
	Ref. Time from	...	
	Current Range	1-30:1	p.u.
	Time Setting Range	1-9:1	cycles
	Pick-up Time	0,02	s
	Reset Ratio	95,	%
	Reset Time	0,03	s
			Cancel

Figura 53 - janela de diálogo avançada das opções de uma curva do relé