

Carlos Filipe da Silva Ferreira Queirós

Problemas de gestão de redes de distribuição com injeções distribuídas de pequena potência

Dissertação de Mestrado

Setembro/2013



UNIVERSIDADE DE COIMBRA



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

Mestrado Integrado em Engenharia Eletrotécnica e Computadores

**“Problemas de gestão de redes de distribuição com injeções distribuídas de
pequena potência”**

Carlos Filipe da Silva Ferreira Queirós

Júri:

Professor Doutor Jaime Batista dos Santos (Presidente)

Professor Doutor António Manuel de Oliveira Gomes Martins (Orientador)

Professor Doutor Paulo Jorge Carvalho Menezes (Vogal)

Os direitos da imagem de capa pertencem à General Electric Company.
Imagem disponível em <http://www.gedigitalenergy.com/multilin/catalog/dgt.htm>

Agradecimentos

Agradeço aos meus pais pelo seu apoio incondicional e por tudo o que lutaram para que eu pudesse concluir, com sucesso, o meu percurso académico. A eles, dedico todo este trabalho.

Agradeço à minha irmã pela companhia, pela ajuda e pelos conselhos que, ao longo deste percurso, se tornaram fundamentais.

Agradeço à Joana pelo carinho, pelo apoio e pela estabilidade que se revelaram vitais para que este percurso fosse repleto de felicidade e sucesso.

Agradeço, também, à restante família e aos amigos pelo contributo de cada um para o êxito que obtive.

Em seguida, gostaria de deixar um especial agradecimento ao Prof. Doutor António Manuel de Oliveira Gomes Martins, por me orientar de forma simpática, paciente e motivadora e por partilhar comigo os seus conhecimentos, tornando possível a realização desta dissertação.

Finalmente, gostaria de agradecer ao Departamento de Engenharia Eletrotécnica e Computadores da Universidade de Coimbra por me permitir adquirir o software Power Factory, para que eu pudesse realizar, adequadamente, as simulações pretendidas no âmbito do tema da dissertação.

Resumo

Ao longo dos últimos anos, o consumo de energia a nível mundial cresceu substancialmente devido à constante busca por elevados padrões de vida e pelo aumento da população.

Com o aumento dos consumos de energia e o desenvolvimento de novas tecnologias, começaram a surgir outros tipos de configurações da rede elétrica como, por exemplo, a existência de injeções distribuídas ligadas à rede de distribuição e novos conceitos de gestão da rede como as Smart Grids.

Esta dissertação tem como objetivo caracterizar os problemas de gestão de redes de distribuição que podem surgir devido a essa instalação de injeções distribuídas de pequena potência ao longo da rede. Para proceder a essa caracterização, faz-se uma síntese dos impactos esperados, identificam-se propostas de mitigação desses impactos já publicadas na literatura científica e, finalmente, utiliza-se um ambiente de simulação, baseado em software recentemente adquirido, para criar condições para testar algumas daquelas propostas.

Palavras-Chave:

Coordenação de Proteções; Injeções Distribuídas; Fluxos Bidirecionais; Smart Grids.

Abstract

Over the past few years, worldwide energy consumption has grown substantially due to the constant quest for high living standards and population increase.

With the increase of energy consumption and the development of new technology, began to emerge other grid configurations, for example, the existence of distributed injections connected to the distribution network and new concepts of network management such as Smart Grids.

This thesis aims to characterize the management problems of distribution networks that may arise due to the installation of energy distributed injections along the network. To conduct this characterization, a summary of expected impacts is presented, an identification of proposals published in the scientific literature that mitigate these impacts and, finally, a simulation environment, based on newly acquired software, is used to create conditions to test some of those proposals.

Keywords:

Protection Coordination; Distributed Injections; Bidirectional Flows; Smart Grids.

Índice

Lista de figuras	iii
Lista de tabelas	iv
Lista de abreviaturas	v
1. Introdução	1
2. Sistemas de energia elétrica – Uma visão geral	3
2.1 Proteção dos sistemas de energia elétrica.....	4
3. As injeções distribuídas em redes de distribuição	7
3.1 Injeções distribuídas de produção.....	7
3.2 Injeções distribuídas de armazenamento	7
3.3 Condições técnicas e regulamentares prevalecentes de ligação das instalações de geração distribuída em redes de distribuição	8
4. Smart Grids – Um novo conceito de gestão da rede.....	11
4.1 Funcionamento das Smart Grids	12
5. Os principais impactos da integração de geração distribuída na rede	13
5.1 Principais impactos na qualidade da entrega da energia	13
5.2 Principais impactos na deteção e isolamento de defeitos na rede	14
5.3 Medidas cautelares atualmente adotadas para mitigar os problemas potenciais da GD nas redes de distribuição.	15
6. Síntese de soluções existentes na literatura científica	17
6.1 Instalação de relés de sobrecorrente direcionais.....	17
6.2 Utilização de relés de admitância de tempo inverso (ITAR).....	18
6.3 Relés com características adaptativas.....	20

6.4 Restabelecimento da coordenação entre fusível e religador em sistemas de distribuição com alta penetração de GD.....	21
6.5 Manutenção da coordenação entre o religador e o fusível através da instalação de dispositivos multifunções	22
6.6 Algoritmo de programação dos relés	24
6.7 Proteção das microgrids usando relés diferenciais	27
6.8 Coordenação das proteções baseada em sistemas multiagente	29
7. Casos de estudo	33
7.1 Rede base das simulações: IEEE 34 Node Test Feeder System	33
7.1.1 Simulação da rede no software Power Factory da Digsilent	34
7.1.2 Modelo simplificado da rede IEEE 34 Node Test Feeder	35
7.2 Casos de estudo	38
7.2.1 Caso de estudo 1	38
7.3 Outros casos de estudo	42
7.3.1 Impactos da geração distribuída na coordenação de relés de máximo de intensidade	42
8. Conclusões e trabalho futuro	45
9. Referências bibliográficas	47

Lista de figuras

Figura 1 - Visão geral da infraestrutura de eletricidade, adaptado de [2]	4
Figura 2 - As diferentes infraestruturas de uma Smart Grid, adaptado de [9].....	12
Figura 3 – Ilustração do princípio básico de funcionamento de um relé de máximo de intensidade direcional, adaptado de [14]	17
Figura 4 - Esquema de uma rede de distribuição radial, adaptado de [13].....	18
Figura 5 – Curva característica de resposta do relé, adaptado de [13]	19
Figura 6 - Fluxograma demonstrativo das características adaptativas do relé, adaptado de [17].....	20
Figura 7 - Estrutura típica radial com um gerador distribuído, um religador e um fusível, adaptado de [19]	22
Figura 8 – Típica estrutura radial com os dispositivos multifunções adicionados, adaptado de [19]	23
Figura 9 – Identificação da zona com defeito através da direção das correntes de defeito, adaptado de [21]	25
Figura 10 – Algoritmo de localização do defeito, adaptado de [21]	26
Figura 11 – Esquema de proteção diferencial de um alimentador, adaptado de [23].....	27
Figura 12 – Esquema de proteção diferencial do barramento, adaptado de [23]	28
Figura 13 – Esquema do sistema de proteção multiagente aplicado a uma rede de distribuição, adaptado de [23]	30
Figura 14- Sistema de proteção multiagente aplicado a uma à zona 2 da rede de distribuição, adaptado de [23]	30
Figura 15 – IEEE 34 Node Test Feeder, adaptado de [26].....	34
Figura 16 – Modelo simplificado da rede IEEE 34 Node Test Feeder simulado no Power Factory	36
Figura 17 - Alcance de proteção do relé 800.....	39
Figura 18 - Trânsito de correntes de defeito com c.c. no barramento 808	39
Figura 19 - Curva e tempo de resposta do relé 800 a um defeito no barramento 808....	40
Figura 20 - Trânsito de correntes de defeito com um c.c. no barramento 808 e gerador ligado ao barramento 806	40
Figura 21 - Curva e tempo de resposta do relé 800 a um defeito no barramento 808 e com GD no barramento 806	41
Figura 22 – Rede radial simples, adaptado de [13]	42

Figura 23 - Rede radial simples com gerador 1 ligado e defeito na linha 3, adaptado de [13]	43
Figura 24 – Rede radial simples com gerador 2 ligado e defeito na linha 1, adaptado de [13]	43

Lista de tabelas

Tabela 1 – Comparação entre as médias das tensões obtidas para o modelo simplificado e os dados fornecidos na referência [26]	37
Tabela 2 - Modelo e fabricante dos relés simulados no PF	38

Lista de abreviaturas

Abreviatura	Descrição
DEEC	Departamento de Engenharia Eletrotécnica e Computadores
GD	Geração distribuída
IEEE 34	IEEE 34 Node Test Feeder
PF	Software de simulação: Power Factory da empresa DigSilent
C.C.	Curto-circuito

1. Introdução

Com o passar dos anos, as infraestruturas da rede elétrica vão ficando antiquadas e não dão a resposta devida aos novos desafios que advêm do aumento significativo do consumo de energia a nível mundial, da desejada diminuição da poluição na produção de energia e ainda da necessidade de maior fiabilidade e qualidade na entrega da energia elétrica ao consumidor.

Nos últimos anos, temos assistido ao aumento do debate sobre as vantagens trazidas pela ligação de instalações de geração distribuída (GD) ao longo da rede e da adoção de conceitos como Smart Grids, de forma a tornar a rede elétrica numa infraestrutura mais moderna e eficiente. O crescente interesse das comunidades neste tipo de soluções de GD, em conjunto com a publicação de leis de incentivo à sua instalação, fazem com que o número de pontos de GD ao longo da rede seja cada vez maior.

Este aumento do número de injeções distribuídas na rede tem impactos na gestão das redes de distribuição, devido, por exemplo, à ocorrência de fluxos de correntes bidirecionais na rede. A análise de alguns desses impactos e o levantamento de soluções que possam diminuir as suas consequências nas redes de distribuição são os objetivos da presente dissertação.

Esta dissertação divide-se em 8 capítulos. O presente capítulo corresponde ao capítulo 1, a introdução da dissertação. No capítulo 2 é dada uma visão geral sobre alguns conceitos relativos aos sistemas de energia elétrica e aos tipos de proteções mais comuns neles existentes.

De seguida, no capítulo 3, descreve-se o conceito de injeções distribuídas, os tipos de injeções que podem existir numa rede e as condições técnicas e regulamentares que, em Portugal, regem a ligação de instalações de GD à rede de distribuição.

No capítulo 4, descreve-se sucintamente o conceito de Smart Grid, assim como uma possível antevisão do seu funcionamento.

No capítulo 5, identificam-se os principais impactos da integração de injeções distribuídas ao longo da rede tem na coordenação das proteções e identificam-se algumas medidas cautelares que são atualmente utilizadas para prevenir algumas dessas consequências.

No capítulo 6, identificam-se e descrevem-se as medidas propostas na literatura científica que permitem mitigar os já referidos impactos na coordenação das proteções que advêm da instalação de injeções distribuídas na rede.

No capítulo 7, de forma a complementar o levantamento teórico feito nos capítulos anteriores, analisam-se vários casos de estudo que permitem confirmar alguns dos impactos descritos no capítulo 5.

Finalmente, no capítulo 8 sintetizam-se as conclusões retiradas dos casos de estudo analisados e do restante levantamento realizado, apontando ainda, algumas sugestões de trabalho futuro.

2. Sistemas de energia elétrica – Uma visão geral

De maneira a contextualizar adequadamente o tema da dissertação, vamos caracterizar, sucintamente, os sistemas de energia elétrica e os seus dispositivos de proteção típicos.

Os sistemas de energia elétrica são compostos por três subsistemas diferentes: os centros de produção, a rede de transporte e a rede de distribuição.

Os centros de produção são sede de processos diversos de transformação de energia primária em energia elétrica.

A rede de transporte é responsável pela ligação entre os centros de produção e os pontos de onde derivam as redes de distribuição. Os níveis de tensão característicos deste tipo de rede situam-se acima de 60kV.

Por fim, a rede de distribuição tem como função interligar a rede de transporte aos pontos de consumo. Esta rede pode subdividir-se em distribuição primária e distribuição secundária. A distribuição primária trabalha com níveis de tensão entre 10,15 kV e 30 kV e a distribuição secundária trabalha com níveis de tensão de 230 V (se nos referirmos à tensão simples) ou 400 V (se nos referimos à tensão composta). Os valores de tensão da distribuição secundária são obtidos através da colocação de transformadores de distribuição que baixam os níveis de tensão da distribuição primária, para assim fornecer as amplitudes de tensão que são adequadas às cargas de baixa tensão[1].

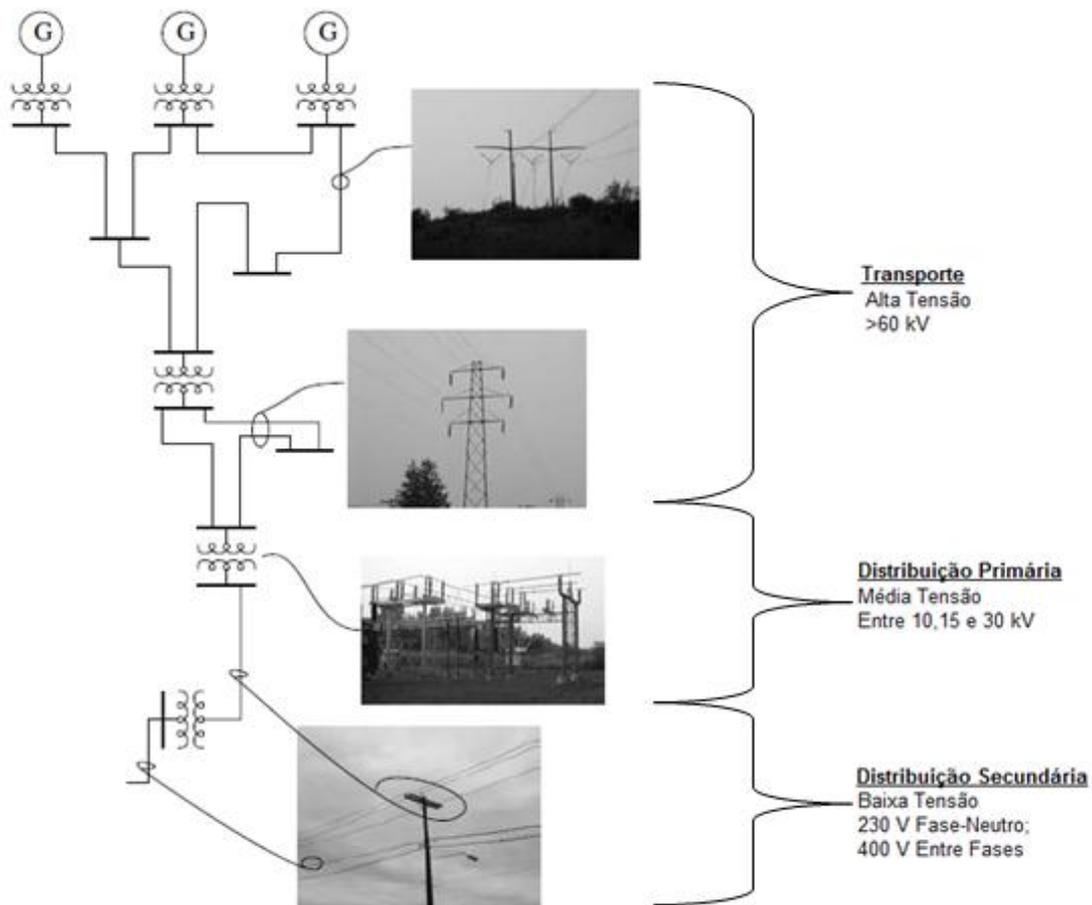


Figura 1 - Visão geral da infraestrutura de eletricidade, adaptado de [2]

2.1 Proteção dos sistemas de energia elétrica

Os sistemas de energia elétrica estão sujeitos a vários tipos de defeitos e anomalias, quer devido a ação humana, quer devido a fenômenos meteorológicos ou, simplesmente, por falhas no sistema. Por essa razão, estão equipados com sistemas de proteção que visam proteger todo o sistema e manter em serviço as áreas não afetadas por esses defeitos ou anomalias. Os sistemas de energia elétrica são protegidos por vários tipos de dispositivos, sendo os dispositivos de uso mais comum:

- **Relé:** Dispositivo projetado para proteger contra sobretensão ou sobrecorrente. Deteta correntes ou tensões anormais e comanda a ação do órgão de corte (disjuntor). Este órgão de corte abre/fecha o circuito de maneira a impedir a deterioração do mesmo devido a sinais de defeito [1];

- **Religador:** É um dispositivo projetado para interromper defeitos momentâneos. Caso o defeito seja temporário, desliga a zona do sistema onde se encontra o defeito, religando-se de seguida para garantir a retoma rápida do normal funcionamento do sistema. Caso o defeito seja permanente, o religador permanece aberto após um determinado número de operações (usualmente 3 ou 4), isolando a área onde existe o defeito do resto do sistema [1] [3]. Pode também ser designado como disjuntor de reengate automático;

- **Seccionador:** Os seccionadores são aparelhos sem poder de corte, pelo que, para serem manobrados, a linha tem de estar em vazio e sem tensão entre os contactos de cada um dos seus polos. São aparelhos que surgem da necessidade de garantir segurança e isolamento visível de zonas de rede onde é necessária intervenção para a localização de defeitos, realização de consertos, substituição de algum elemento etc., sem impedir, o fornecimento indispensável de energia em determinados setores [4];

- **Fusível:** Dispositivo de proteção contra sobrecorrentes. Quando o seu filamento de metal (com baixo ponto de fusão) é percorrido por uma corrente excessiva, funde-se e fica permanentemente danificado, mas cumpre o seu principal papel de proteger os sistemas onde é instalado, impedindo a circulação dessa corrente excessiva [1];

Ainda, no âmbito da contextualização do tema da dissertação referem-se, de seguida, os tipos de injeções distribuídas que podem estar presentes ao longo das redes de distribuição.

3. As injeções distribuídas em redes de distribuição

A evolução do atual modelo de geração centralizada para um modelo com vários pontos de injeção distribuída, fornece oportunidades e coloca desafios ligados à segurança na rede, à qualidade da distribuição de energia e à desatualização das infraestruturas [5]. Especialmente no que se refere à qualidade e fiabilidade da distribuição de energia, a existência de tipos distintos de injeções distribuídas tem potencial para uma gestão ainda mais eficiente das redes de distribuição. Tendo isto em vista, os tipos de injeções distribuídas existentes são descritos nas secções seguintes.

3.1 Injeções distribuídas de produção

As injeções de produção podem ser descritas como injeções cuja energia provém de dispositivos de GD. Este tipo de injeções permite:

- Que as perdas na rede sejam diminuídas, já que a energia pode ser fornecida com mais proximidade às cargas;
- Que o consumidor, que também seja produtor, reduza a sua fatura energética, uma vez que pode vender a energia de que não está a necessitar no momento;
- O aumento da qualidade e fiabilidade do serviço de energia já que podem, momentaneamente, alimentar zonas delimitadas na rede substituindo a fonte de alimentação principal até que o serviço normal seja restabelecido.

3.2 Injeções distribuídas de armazenamento

Injeções de armazenamento podem ser descritas como injeções cuja energia provém de dispositivos de armazenamento de energia.

Este tipo de injeções permite colmatar o carácter aleatório e intermitente que é característico de algumas injeções de produção renovável [6], visto que a energia gerada em horas de menor procura é armazenada para, posteriormente, ser de novo injetada na rede nas horas de maior procura. Este processo permite um aumento substancial da flexibilidade da gestão dos recursos do sistema.

A título exemplificativo, enumeram-se alguns métodos de armazenamento de energia mais inovadores, potencialmente complementares, no futuro, dos sistemas convencionais mais conhecidos:

1. Super condensadores – Aparelhos eletrónicos com capacidade para fornecer energia com grande rapidez de resposta. Têm características idênticas às dos condensadores e das baterias eletroquímicas, diferindo destas no facto de não terem reações químicas [7];

2. Armazenamento de energia magnética através da supercondutividade – Se arrefecido abaixo da sua temperatura crítica, um material superconductor tem a capacidade de transportar uma corrente DC sem qualquer resistência. Assim, essa corrente DC pode fluir indefinidamente numa espira supercondutora curto-circuitada criando um campo magnético e a energia proveniente deste campo pode ser armazenada. Conectando a espira à rede, podemos injetar ou absorver energia [8];

3. Armazenamento de energia a ar comprimido (CAES) – Esta técnica utiliza eletricidade gerada durante as horas de menor custo de produção para comprimir o ar e armazená-lo. Quando a energia é necessária, o ar é libertado do reservatório, acionando grupos geradores baseados em motores a ar comprimido [7].

Observação: As soluções de armazenamento, ao contrário das de produção/GD, estão ainda em fase de desenvolvimento tecnológico e, sendo assim, no que se refere à gestão do dia-a-dia das redes, as injeções distribuídas são, ainda, exclusivamente de produção/geração. Sendo assim, nesta dissertação, todas as referências à injeção distribuída vão aparecer como GD.

3.3 Condições técnicas e regulamentares prevalecentes de ligação das instalações de geração distribuída em redes de distribuição

Tendo em horizonte a proliferação de pontos de GD ao longo da rede, tornou-se necessária a criação de legislação referente à prática de mini e microprodução. A microprodução e a miniprodução são legisladas, em território nacional, pelos decretos-lei n.º 118-A/2010 e n.º 34/2011, respectivamente.

Nestes decretos-lei, uma das vertentes mais importantes foi a implementação de regimes remuneratórios a que estão sujeitos os cidadãos que se queiram tornar produtores. Estes regimes são apresentados em seguida (de acordo com o decreto-lei de nº34/2011):

a) **O regime geral**, aplicável a todos os que tenham acedido à atividade de micro e miniprodução e não se enquadrem no regime bonificado;

b) **O regime bonificado** em que o produtor é remunerado com base na tarifa de referência que vigorar à data da emissão do certificado de exploração.

A tarifa de referência é fixada em 250€ /MWh, sendo o valor da tarifa sucessivamente reduzido anualmente em 7%. A tarifa a aplicar varia, ainda, consoante o tipo de energia primária utilizada, sendo determinada mediante a aplicação das seguintes percentagens:

a) Solar — 100 %;

b) Eólica — 80 %;

c) Hídrica — 50 %;

d) Biogás – 60%

e) Biomassa — 60 %;

f) Pilhas de combustível com base em hidrogénio - percentagem prevista nas alíneas anteriores aplicável ao tipo de energia renovável utilizado para a produção do hidrogénio;

4. Smart Grids – Um novo conceito de gestão da rede

Para finalizar a contextualização do tema em estudo vai-se, neste capítulo, descrever sucintamente o conceito de Smart Grid, assim como uma possível antevisão do seu funcionamento.

A rede elétrica, tal como existe atualmente, começa a mostrar sinais de desajustamento perante as novas necessidades de maior eficiência energética e maior disseminação de pontos de GD, uma crescente necessidade de elevar os padrões de qualidade e fiabilidade na entrega de energia e por último, mas não menos importante, a necessidade de se adaptar às anomalias que vão acontecendo, de maneira a que estas causem o menor impacto possível no serviço ao consumidor. É da união de todas estas necessidades que nasce o conceito de Smart Grid.

Uma Smart Grid pode ser definida como um sistema elétrico inovador que é caracterizado pelo aumento do uso de tecnologias de comunicação e transmissão de dados na geração, distribuição e consumo de energia elétrica. A introdução destas tecnologias de comunicação, entre os vários pontos do sistema, vai permitir uma comunicação mais eficaz das condições da rede num determinado momento, o que resultará numa rede mais moderna, eficiente e com capacidade de adaptação.

O impacto positivo da integração deste conceito pode ser facilmente justificado em 3 campos principais:

- **Fiabilidade** – Maior capacidade de prevenção e deteção de falhas relacionadas com os componentes ou de cortes no fornecimento de energia, assim como uma recuperação mais célere dessas falhas. A gestão da rede com uma visão global permite que haja a capacidade de optar entre a alimentação de cargas críticas e cargas não críticas nos casos de capacidade reduzida da rede;
- **Viabilidade económica** – Mais e melhor informação para fazer investimentos mais eficientes, assim como a possibilidade de o consumidor final desempenhar um papel mais ativo no mercado elétrico;
- **Sustentabilidade** – Otimização da rede através do conhecimento alargado dos hábitos de consumo, o que contribui para a eficiência da rede e, portanto, para a poupança de energia [9].

4.1 Funcionamento das Smart Grids

Para uma melhor compreensão do funcionamento de uma Smart Grid pode analisar-se a figura seguinte:

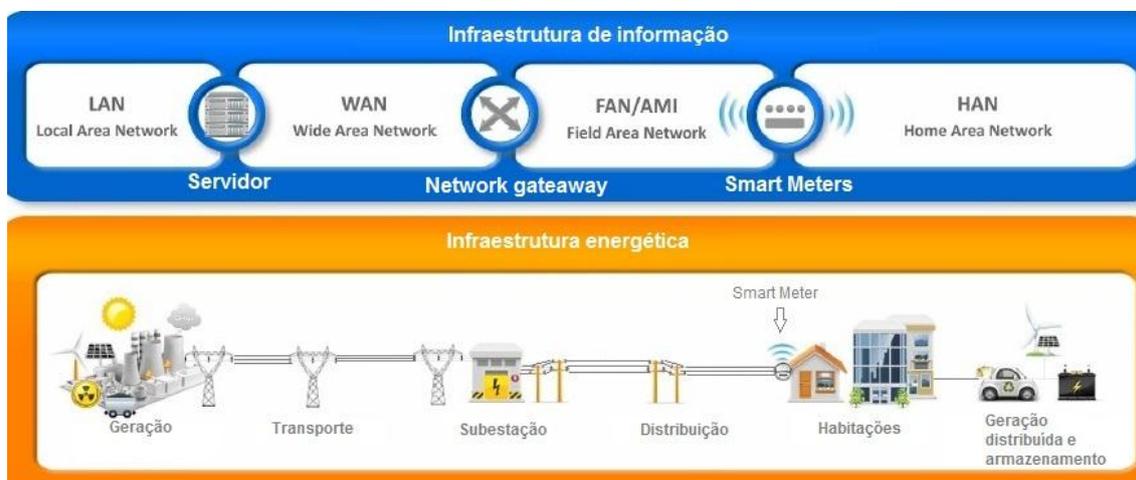


Figura 2 - As diferentes infraestruturas de uma Smart Grid, adaptado de [9]

Ao analisar a figura anterior vê-se que a cada forma da infraestrutura elétrica vai corresponder uma diferente tecnologia de troca de informação e dados, para que haja uma comunicação eficiente entre os vários pontos da rede e seja, assim, possível uma gestão mais eficiente da rede.

Mais concretamente, na área do consumidor, a comunicação pode ser feita através de contadores eletrónicos com alguma capacidade de comunicação ou, em alguns casos, através de Smart Meters que são dispositivos eletrónicos com capacidade de registar consumos e, assim que necessário, comunicar essa informação para que esta seja utilizada na monitorização e gestão dos consumos de uma habitação ou estabelecimento.

Finalizado este capítulo 4, termina a contextualização do tema da dissertação. A análise dos impactos da integração de GD na rede e o levantamento de possíveis soluções que permitam mitigar esses impactos, revelam-se importantes num cenário de transformação das redes atuais em Smart Grids e de disseminação de pontos de GD, com a garantia de que esses avanços não resultem no aparecimento de novos problemas para a gestão da rede.

5. Os principais impactos da integração de geração distribuída na rede

Depois de descritas todas as vantagens e possibilidades trazidas pela integração de GD, neste capítulo identificam-se os impactos negativos que essa integração pode ter na rede. Os principais impactos podem ser divididos em dois tipos: os impactos na qualidade da entrega da energia e os impactos na detecção e isolamento dos defeitos na rede.

5.1 Principais impactos na qualidade da entrega da energia

Os principais impactos da existência de pontos de GD a nível da qualidade de entrega da energia são os seguintes:

- **Flutuações de tensão** – A tensão entregue aos pontos de consumo pode sofrer flutuações, caso a saída da GD tenha uma variação significativa, num curto intervalo de tempo. O impacto destas flutuações de tensão tende a ser maior quando os sistemas de GD são sistemas que dependem de fenómenos naturais, como são os sistemas de energia eólica e solar [10];
- **Variação da frequência** – O surgimento de um maior número de dispositivos de GD tem como consequência o aumento da variação da frequência, fazendo com que seja mais difícil a manutenção da frequência no valor pretendido;
- **Introdução de maior distorção harmónica** – Um equipamento de GD ligado a um sistema de distribuição pode introduzir distorção harmónica no sistema, de acordo com o tipo de unidade e a tecnologia de conversor de energia. Existem essencialmente dois tipos de unidades, os geradores distribuídos baseados em sistemas inversores, normalmente responsáveis por problemas deste tipo, e os baseados em sistemas não-inversores.

Exemplos de tecnologias baseadas em inversores podem ser sistemas fotovoltaicos, geradores de turbina eólica ou células de combustível.

Já os mini hidrogeradores síncronos e geradores de indução são considerados como unidades baseadas em sistemas não-inversores [11].

5.2 Principais impactos na detecção e isolamento de defeitos na rede

A existência de pontos de GD, e a consequente circulação de fluxos bidirecionais de corrente na rede e alimentação dos defeitos por múltiplas origens, tende a ter impactos ao nível da detecção e isolamento dos defeitos na rede nas seguintes áreas:

- **Seletividade** – Em sistemas sem GD, a seletividade é feita através da gestão de tempos de atuação dos relés de máximo de intensidade. Com a introdução de GD, esse sistema pode provocar situações indesejadas, como a desconexão de um gerador saudável pela própria proteção (caso o gerador contribua para a corrente de curto-circuito) ou, ainda, a existência de falhas na conexão entre a rede de distribuição e os pontos de geração, que resulta, também, na desconexão desnecessária de geradores;

- **Proteção contra sobrecorrentes e defeitos à terra** – No eventual aparecimento de um defeito numa rede que possua geradores distribuídos, estes vão contribuir para a corrente de curto-circuito. Como consequência, a contribuição da rede pré-existente para a amplitude total da corrente de defeito vai diminuir. Esta diminuição pode ser suficientemente grande para que o valor medido pelos dispositivos de proteção seja demasiado pequeno para as proteções atuarem de forma seletiva;

- **Islanding** – A disseminação da GD permite o funcionamento da rede baseado em procedimentos intencionais de islanding (situação em que a distribuição de energia deixa de ser dependente da alimentação principal). É uma opção que tem de ser considerada válida, visto que a fiabilidade da rede aumenta. Ainda assim, o comportamento deste tipo de rede é totalmente diferente do normal e tem impacto na amplitude das correntes de curto-circuito podendo levar a fenómenos de falta de seletividade dos dispositivos de proteção;

- **Ligações monofásicas** – Certas unidades de geração, como os pequenos sistemas fotovoltaicos, injetam potência monofásica na rede de distribuição e afetam o equilíbrio da corrente trifásica, resultando num aumento de corrente no neutro e de correntes parasita na terra. Esta corrente tem que ser limitada com o intuito de prevenir defeitos e de assegurar a segurança dos utilizadores. [12]

- **Coordenação entre os dispositivos de proteção** – A existência de geradores distribuídos pode afetar a coordenação entre os dispositivos do sistema de proteção. Caso estes dispositivos consigam ver que há um aumento na corrente de

defeito devido à presença de geradores distribuídos, então não haverá nenhum problema na coordenação. Caso contrário a coordenação perder-se-á. [13]

5.3 Medidas cautelares atualmente adotadas para mitigar os problemas potenciais da GD nas redes de distribuição.

Com o intuito de prevenir que algum dos impactos referidos anteriormente afete gravemente a rede, foram tomadas medidas cautelares no sentido de tentar mitigar o aparecimento dos fatores que podem causar estes mesmos impactos.

Em Portugal, a principal medida para acautelar estas situações ficou expressa no *art. 4º do Decreto-Lei n.º 34/2011 de 8 de Março* em que é referido:

“(…) 2 - Quando o somatório das potências de injeção ligadas a um posto de transformação ou subestação ultrapasse o limite de 20 % da potência do respetivo posto de transformação ou subestação, o operador da rede de distribuição pode restringir o acesso a novos registos, mediante pré aviso de cinco dias a divulgar no SRMini.”

Esta medida tem, entre outros, o objetivo minimizar os fluxos de corrente do gerador para a rede a montante, por intermédio da limitação do nível máximo de potência gerada em relação à potência total do posto de transformação. Isto vai permitir que estes fluxos, a existirem, sejam de potência reduzida e, assim, se evitem consequências graves para a rede, que possam decorrer de respostas não previstas do sistema de proteção no caso de ocorrência de defeitos.

Outras medidas que podem ainda ser referidas e podem ajudar a mitigar o problema em questão são:

- “Estabelece-se, ainda, que a Miniprodução não pode exceder 50 % da potência contratada para consumo com o comercializador.”;
- “ A potência de ligação que, em cada ano civil, pode ser objeto de atribuição para Miniprodução, no âmbito do regime bonificado, não pode ser superior à quota anual de 50 MW, a alocar de acordo com a programação estabelecida nos termos do n.º 2 do artigo 13.º ”;
- “(…)a potência máxima atribuível para ligação à rede é de 250 kW.”;

6. Síntese de soluções existentes na literatura científica

No capítulo anterior, entre outras informações, identificaram-se alguns dos impactos na qualidade de entrega de energia na rede, assim como problemas na detecção e isolamento, que podem advir da instalação de dispositivos de GD.

Posto isto, no presente capítulo, faz-se uma síntese das soluções existentes na literatura científica que permitam mitigar esses problemas e minimizar esses impactos, de modo a potenciar as vantagens trazidas pela disseminação da GD e pelo conceito de Smart Grid.

6.1 Instalação de relés de sobrecorrente direcionais

Os relés deste tipo têm a particularidade de, usando o desfasamento entre a tensão e a corrente, conseguirem identificar o sentido em que circula a corrente de defeito, conseguindo evitar interrupções de fornecimento a zonas da rede saudáveis quando o defeito se situa a montante.

Caracteristicamente as linhas são indutivas, sendo assim, para correntes de defeito no sentido direto, \bar{I} tem um atraso de ϕ_d graus em relação a \bar{V} , enquanto que para defeitos no sentido inverso tem um avanço de $(180^\circ - \phi_d) = \phi_i$ em relação a \bar{V} . Os relés direcionais respondem a esse desfasamento entre a fase da tensão no defeito (\bar{V}) e a fase da corrente de defeito (\bar{I}) para determinar a direção em que circula a corrente de defeito.

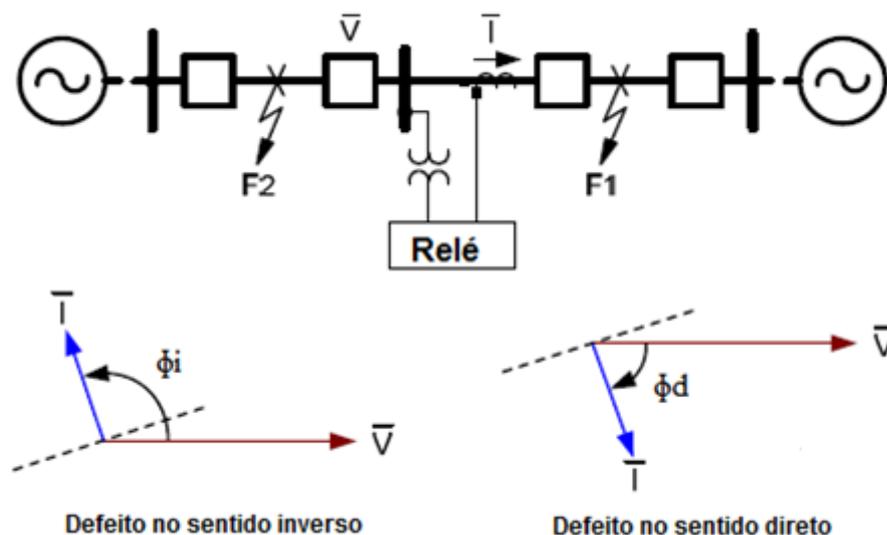


Figura 3 – Ilustração do princípio básico de funcionamento de um relé de máximo de intensidade direcional, adaptado de [14]

6.2 Utilização de relés de admitância de tempo inverso (ITAR)

Estes dispositivos protegem as linhas através da medição do valor da admitância que é lido na linha, que se altera na presença de um defeito.

O conceito deste tipo de sistemas é explicado tendo como ponto de partida a imagem seguinte:

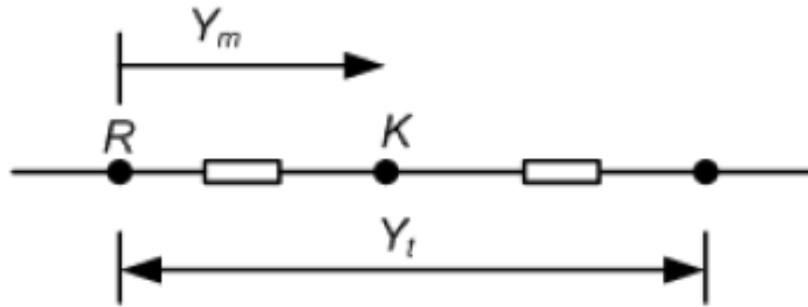


Figura 4 - Esquema de uma rede de distribuição radial, adaptado de [13]

Estipulando que R é o local onde se encontra o relé e K um ponto arbitrário na rede. A admitância total da linha é dada por Y_t e a admitância medida entre os pontos R e K (que é o ponto de defeito) é denominada por Y_m . A admitância normalizada é, então, dada por:

$$Y_r = \left| \frac{Y_m}{Y_t} \right| \quad (1)$$

Posteriormente, este valor de admitância normalizada é então utilizado para calcular o tempo de resposta do relé através da seguinte equação

$$t_p = \frac{A}{Y_r^\rho - 1} + k \quad (2)$$

onde A, ρ e k são constantes e t_p é o tempo de resposta obtido nessas condições.

As constantes são escolhidas consoante as características que se pretendem no relé e, a título de exemplo, é traçado o seguinte gráfico com $A=0.0047$, $\rho=0.08$ e $k=0$:

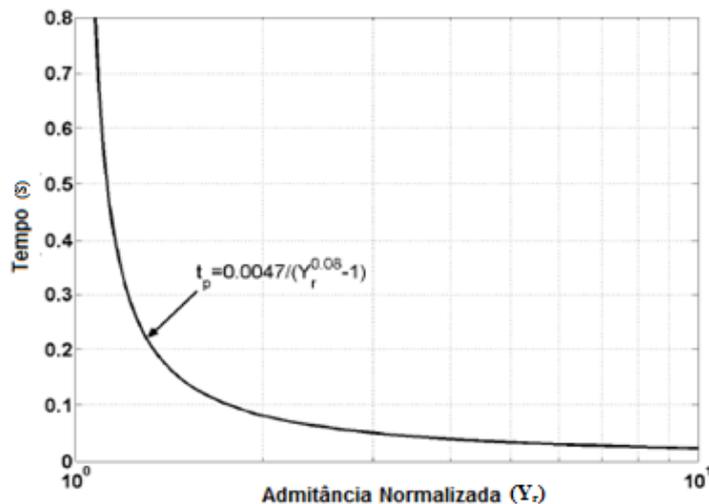


Figura 5 – Curva característica de resposta do relé, adaptado de [13]

Sabe-se que à medida que a distância entre o ponto de defeito e o relé diminui, a admitância normalizada aumenta. Analisando o gráfico obtido, vê-se que este aumento da admitância normalizada vai ter como consequência a diminuição do tempo de resposta do relé.

Conclui-se que, nos relés deste tipo, quanto menor a distância ao ponto de defeito, menor é o tempo de resposta, ou seja, obtém-se uma característica de resposta do relé que se vai adaptando aos diferentes defeitos.

Finalmente, pode ainda salientar-se que este tipo de tecnologia apresenta vantagens relevantes em relação aos aparelhos típicos de proteção como são os relés de sobrecorrente e os relés de distância.

Em relação aos relés de sobrecorrente, os ITAR eliminam os defeitos de maneira mais rápida e eficiente, independentemente da localização do defeito. Isto deve-se ao facto de nos ITAR a decisão de disparo ser baseada na admitância medida no local do defeito, enquanto nos relés de sobrecorrente, o relé que é posicionado mais perto da fonte demora mais tempo a atuar devido às definições de coordenação já que o TDS (time dial setting) dos relés aumenta à medida que nos aproximamos da fonte.

Os relés de distância, sendo também relés de impedância, têm dois ou três tempos de resposta para o intervalo de comprimento da zona protegida. Em relação a estes relés, a vantagem dos ITAR é terem uma curva de resposta linear, o que permite ter um tempo de resposta próprio para cada ponto do intervalo de comprimento da zona protegida. Sendo assim, confirma-se que a abordagem proposta nos ITAR tem vantagens, devido à adaptação do tempo de resposta para cada distância entre o relé e o defeito [15] [16].

6.3 Relés com características adaptativas.

O aumento significativo da instalação de dispositivos de GD interligados com o sistema de distribuição permitiu que, em certos momentos, se pudesse estudar a possibilidade de operar em modo islanding. No entanto, a proteção contra sobrecorrentes, nesta configuração, ainda é um problema. Os valores de correntes de defeito que surgem neste modo são diferentes das que surgem quando existe interligação com a rede. O estudo desta secção baseia-se na referência [17], onde é proposto o uso de uma proteção adaptativa, usando informações locais, que atualiza as características de resposta dos relés através da detecção do estado de funcionamento atual (islanding ou normal).

O método proposto baseia-se num algoritmo que deteta o estado de funcionamento do sistema, comunica esse estado ao relé e o relé vai escolher a característica de resposta que melhor se ajusta a esse estado [17].

A figura seguinte consiste num fluxograma que resume o modo de funcionamento dos relés de características adaptativas.

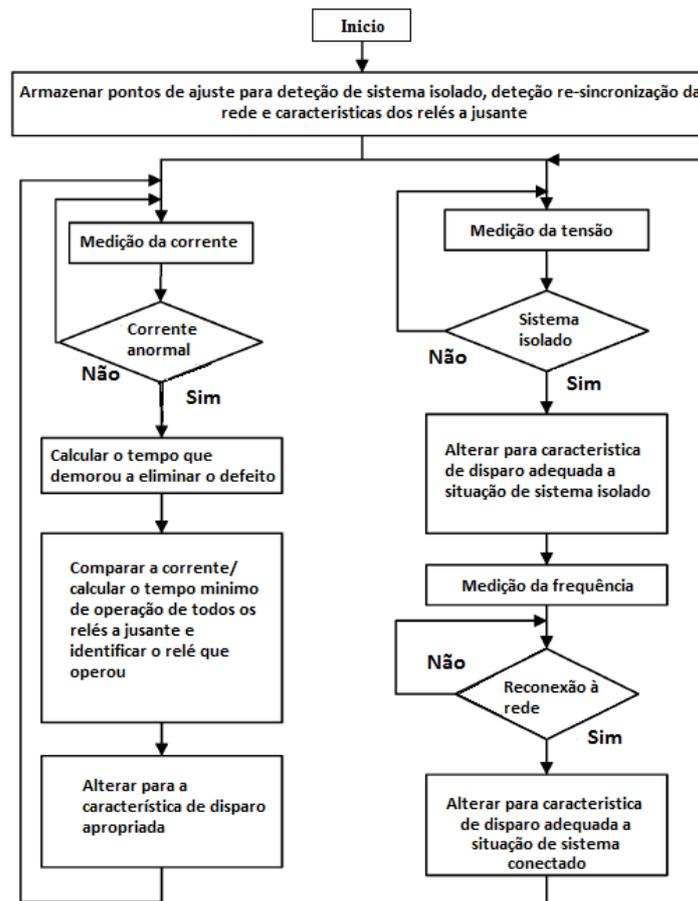


Figura 6 - Fluxograma demonstrativo das características adaptativas do relé, adaptado de [17]

6.4 Restabelecimento da coordenação entre fusível e religador em sistemas de distribuição com alta penetração de GD

Tal como já referido anteriormente, os sistemas de distribuição tradicionais têm esquema radial e a coordenação entre os dispositivos de proteção está programada segundo esse princípio. O religador está coordenado temporalmente com os fusíveis a jusante. Por sua vez, cada um desses fusíveis está igualmente coordenado com os fusíveis a montante e a jusante da sua localização.

Esta proposta baseia-se na referência [18] e consiste em solucionar o problema da perda de coordenação entre fusíveis e religadores, através da desconexão dos geradores distribuídos antes que os fusíveis ou religadores atuem. Esta situação permite ao sistema restaurar o esquema radial para o qual foi desenhado e, assim, isolar de maneira eficaz a secção com defeito.

Essa desconexão é feita por um limitador de corrente baseado num dispositivo semicondutor e, neste caso, a escolha recaiu nos tirístores GTO (Gate Turn-Off). Estes tirístores ligam-se em “back-to-back”, para que um atue na 1ª metade do ciclo de condução e o outro na 2ª metade.

Para fazer a medição da corrente e, posteriormente, transmitir informação para ativar o GTO, é sugerido o uso de um conjunto “sensor” constituído por transformadores de corrente e uma unidade de microprocessamento com capacidade de decisão. O esquema de funcionamento pode ser explicado da seguinte forma:

- 1) Assim que o conjunto “sensor” deteta o defeito, envia um sinal para o GTO;
- 2) Ao receber este sinal, o GTO pára de conduzir e retira os geradores de serviço. A rede passa, novamente, para o esquema radial antes que qualquer fusível tenha oportunidade de atuar;
- 3) Após a desconexão dos geradores, o religador vai abrir e volta a fechar depois de um pequeno atraso para verificar a natureza do defeito;
- 4) Caso o defeito seja temporário, o religador permanece fechado. Se for um defeito permanente, um fusível vai operar para isolar a zona com defeito do sistema;
- 5) Passado um período de tempo, o mesmo esquema é utilizado com os geradores. Depois de um período em que os geradores estão desconectados, vai haver uma tentativa de reconexão para ligar novamente todos os geradores à rede.

Caso o defeito ainda não tenha sido eliminado, o conjunto “sensor” será bloqueado e pára de mandar sinais ao GTO até que o defeito seja eliminado manualmente.

Esta proposta espera ser uma mais-valia porque é financeiramente viável, já que a sua eficácia não depende da quantidade GD instalada e porque só necessita de instalações de sincronização nos locais onde existam geradores [18].

6.5 Manutenção da coordenação entre o religador e o fusível através da instalação de dispositivos multifunções

O seguinte estudo baseia-se na referência [19] e tem, também, o propósito de resolver os problemas de coordenação entre fusível e religador. A abordagem estudada envolve a implementação de dois aparelhos multifunções (reiligador e relé) de proteção do gerador. O religador multifunção vai substituir o fusível que protege o gerador, enquanto o relé é adicionado na interligação entre o gerador e o ramo principal de alimentação.

Estes dispositivos serão coordenados com o religador da subestação, para assim estarem coordenados com os outros dispositivos da rede. As definições dos outros fusíveis e religadores permanecem inalteradas.

Na fig. 7 pode ver-se uma rede radial com um gerador e as suas proteções.

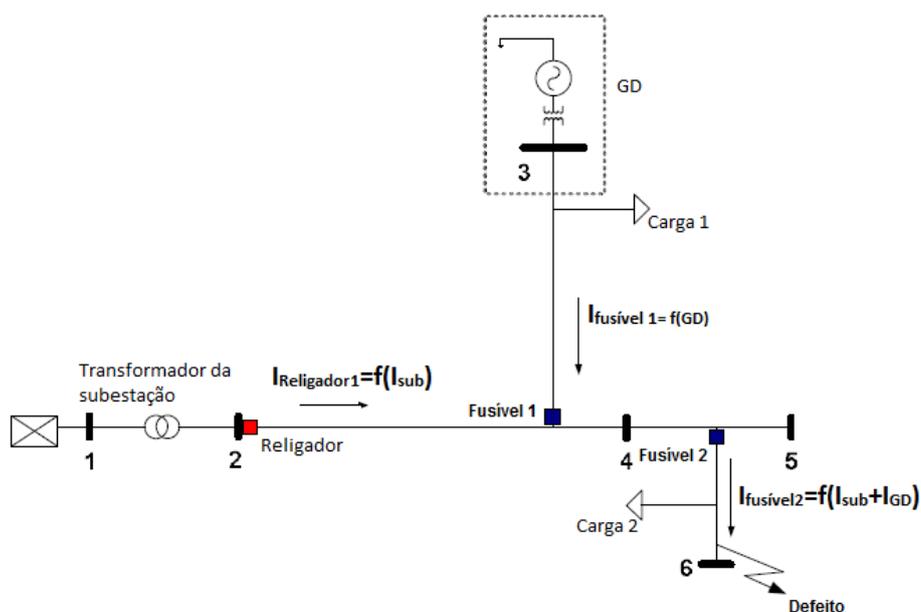


Figura 7 - Estrutura típica radial com um gerador distribuído, um religador e um fusível, adaptado de [19]

Já na figura 8, podemos ver a mesma estrutura, mas com as alterações propostas implementadas. No lugar do Fusível 1 (três fusíveis individuais) é utilizado um religador trifásico para fazer a ligação do ramo com gerador ao ramo principal. Este religador será um religador de alta velocidade, permitindo uma resposta bastante rápida, que permitirá limitar ao mínimo possível o valor da corrente do gerador que alimenta o defeito (que assim impede a inutilização do fusível) e ainda assegura que o gerador não será desconectado cada vez que um defeito ocorra no ramo principal. O religador do ramo com gerador é coordenado com o religador do ponto 2 através do método “composite” (para mais detalhes sobre este método ver a referência [20]).

Por outro lado, no ramo com gerador, ao nó 3 é adicionado um relé e ainda proteção diferencial dos dois lados (primário e secundário) do transformador desse ramo. Este relé é colocado no ponto de interligação com o ramo principal para assim poder isolar o gerador quando este não está a funcionar em ligação com a rede. Estas situações podem acontecer durante as operações dos religadores que tendem a criar situações de islanding intencional de longa duração. Estas situações devem ser evitadas para garantir segurança e prevenir a danificação de ambos os religadores.

Por fim, é adicionado um relé diferencial para fornecer proteção de apoio, visto que isola o gerador de defeitos que possam ter origem em ambos os lados do transformador.

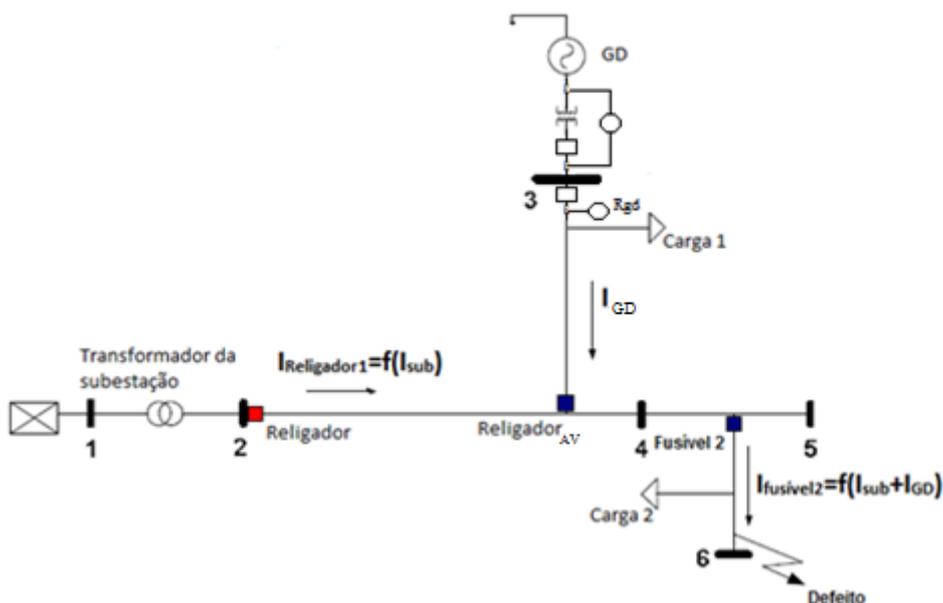


Figura 8 – Típica estrutura radial com os dispositivos multifunções adicionados, adaptado de [19]

Quando o defeito acontece no ramo principal o religador do ponto 2, o religador do ramo com GD (Religador_{AV}) e o relé de interligação (R_{gd}) operam para isolar e eliminar o defeito. Já no caso de ser um defeito permanente, a operação cabe ao relé R_{GD} que vai isolar gerador do ramo principal antes de o religador do ramo principal atuar [19].

6.6 Algoritmo de programação dos relés

O algoritmo de programação de relés proposto na referência [21] tem, como principal objetivo, o isolamento correto da área com defeito.

A inovação deste método consiste na utilização dos transitórios das correntes como meio de uma identificação mais eficaz da área onde existe defeito e de uma maior eficiência no isolamento dessa área.

Para melhor compreendermos este método, será seguida a estrutura do autor e a sua explicação será dividida em 3 partes:

- 1^a – Identificação do tipo de defeito e da sua direção;
- 2^a – Identificação da zona com defeito usando as correntes;
- 3^a – Explicação da estrutura de proteção e do plano de atuação do algoritmo.

Identificação do tipo de defeito e da sua direção

Nesta proposta, a identificação da direção das correntes de defeito vai ser feita através da utilização dos “Wavelet coefficients of Clarke” (COC), em vez das ondas filtradas por um filtro passa-banda que eram anteriormente usadas. Esta troca tem como principal fundamento o facto de, nas ondas filtradas, haver uma dificuldade na seleção das frequências de corte, para que se possa abranger todos os tipos de defeito e configurações de linha. A utilização de COC vem ultrapassar essa dificuldade, já que na sua utilização a transformada da onda decompõe o sinal em vários sinais com diferentes escalas e frequências. (Uma explicação detalhada sobre os “Wavelet coefficients of Clarke” pode ser lida na referência [22])

Identificação da zona com defeito usando as correntes

Depois de identificadas as direções das correntes, seguindo o método descrito no ponto anterior, essa informação será utilizada para a identificação da zona onde está presente o defeito. Contudo, para que essa identificação seja fidedigna terá que reunir

informação relativa a vários pontos da linha e não apenas de um só nó. Sendo assim, é proposto um esquema de proteção constituído por relés que possam cooperar entre si e assim poder haver uma identificação precisa da localização do defeito. Para compreender melhor como se dá esta identificação observe-se a figura seguinte.

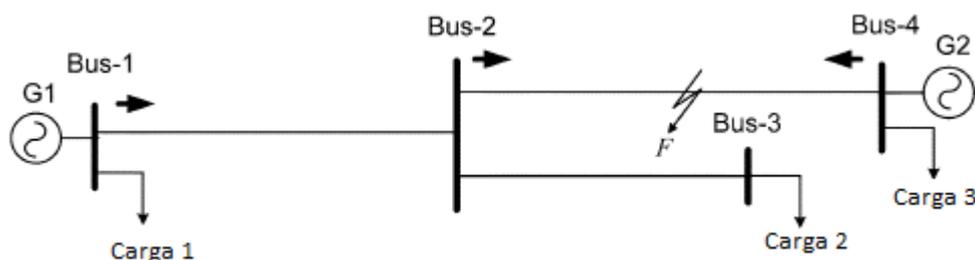


Figura 9 – Identificação da zona com defeito através da direção das correntes de defeito, adaptado de [21]

Para um defeito em “F”, se os relés dos barramentos 1,2 e 4 cooperarem e assinalarem a direção da corrente de defeito como sendo a mostrada pelas setas, terá lugar uma eficiente identificação da zona onde está presente o defeito. Caso a troca de informações não fosse possível, o relé do barramento 1, por exemplo, sabia que havia um defeito e que a corrente de defeito fluía em direção ao barramento 2 e 4, mas não detetaria se o defeito estava na linha que vai do barramento 1 ao barramento 2 ou na linha que liga o barramento 2 ao barramento 4.

Explicação da estrutura de proteção e do plano de atuação do algoritmo

A estrutura de proteção proposta baseia-se na divisão do sistema de distribuição em segmentos e em cada segmento é instalado um disjuntor de forma a facilitar o isolamento de segmentos do sistema onde existam defeitos.

Quanto ao resto dos dispositivos, serão instalados relés nos barramentos que vão fazer a interligação dos diferentes segmentos do sistema e também transformadores de corrente para medição das correntes que saem do nó.

Todo este sistema de proteção é interligado por um sistema de comunicação que permite trocas de informação entre os dispositivos.

Finalizada a explicação dos princípios básicos que envolvem esta proposta, analisa-se agora o diagrama de representação do algoritmo de localização do defeito, que pode ver-se na figura seguinte.

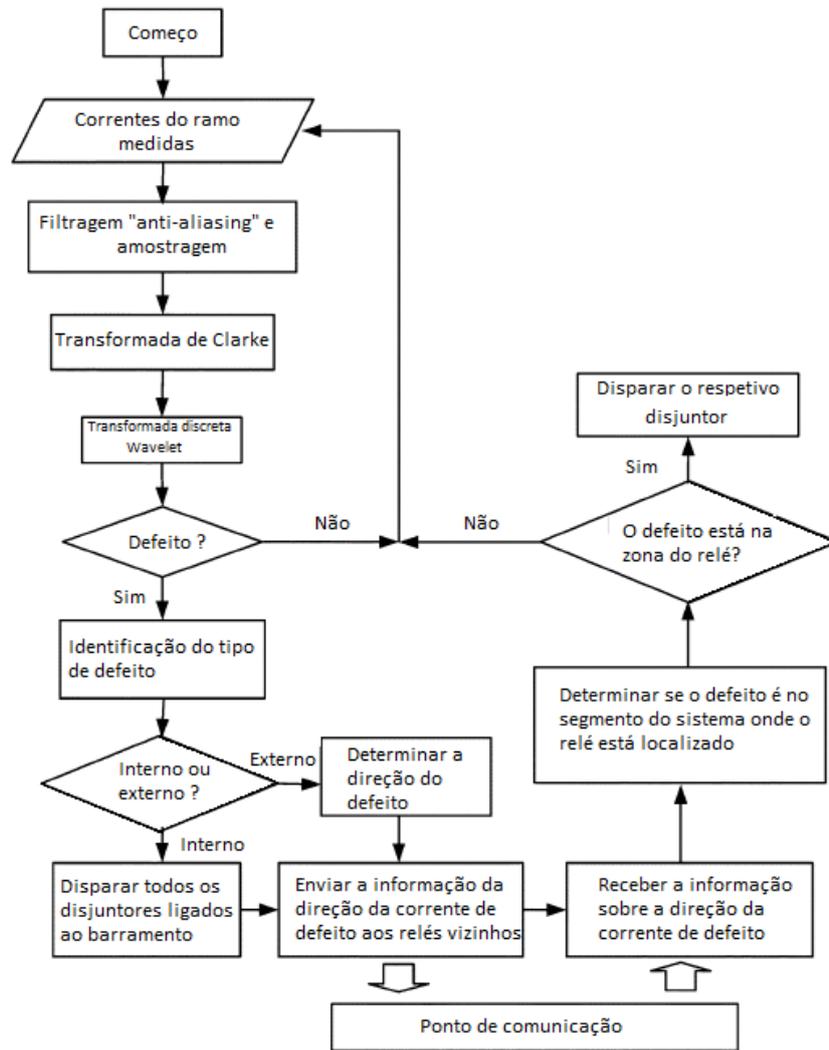


Figura 10 – Algoritmo de localização do defeito, adaptado de [21]

Tal como é perceptível no diagrama da figura anterior, o algoritmo começa com a medição das correntes e depois dá-se o processo que permite verificar a existência de defeito. Caso seja identificado um defeito, é determinada qual a categoria a que este pertence, defeito interno ou externo (qualquer relé pode realizar esta ação).

No passo seguinte, caso o defeito seja interno, são disparados todos os disjuntores necessários para isolar esse barramento. Apesar de esta decisão ser tomada de maneira independente entre os vários relés, a informação de que havia um defeito interno naquele ramo é comunicada aos relés mais próximos.

De outra maneira, para um defeito externo, os relés mais próximos devem identificar a direção da corrente de defeito, trocar essa informação entre eles e, posteriormente, fazer disparar os disjuntores necessários para isolar o segmento de sistema que o aloja [21].

6.7 Proteção das microgrids usando relés diferenciais

A proposta de proteção que é agora analisada é baseada na referência [23] sugere uma divisão em três grupos distintos de proteção: proteção do alimentador, do barramento e do gerador. Diferentes estratégias são consideradas para cada um dos subgrupos, de forma a proporcionar a proteção adequada.

Observação: Neste texto, sempre que nos referimos ao “alimentador”, estamos a referir-nos ao circuito propriamente dito, normalmente um cabo, que liga uma subestação aos postos de transformação de uma rede de BT.

Proteção do alimentador

Cada alimentador é protegido usando dois relés diferenciais localizados nos extremos da rede. No normal funcionamento da rede, a corrente que entra no alimentador é igual à corrente que sai do alimentador. Quando isso não acontece, podemos dizer que existe um defeito na rede. É baseado neste princípio que o relé diferencial atua e vai isolar o alimentador. A proteção diferencial é a escolhida, visto que é capaz de proporcionar a proteção adequada, não responde a defeitos exteriores e oferece a proteção requerida quer em situação de normal funcionamento, quer em situação de funcionamento em modo isolado ou “island”. Cada um dos relés é constituído por cinco elementos que vão executar a proteção, três para cada uma das fases e outros dois para proteção das correntes de sequência negativa e nula.

Para além desta proteção diferencial é ainda recomendada a instalação de proteções de reserva de sobrecorrente e subtensão.

Uma representação do esquema de proteção proposto é apresentada na figura 11.

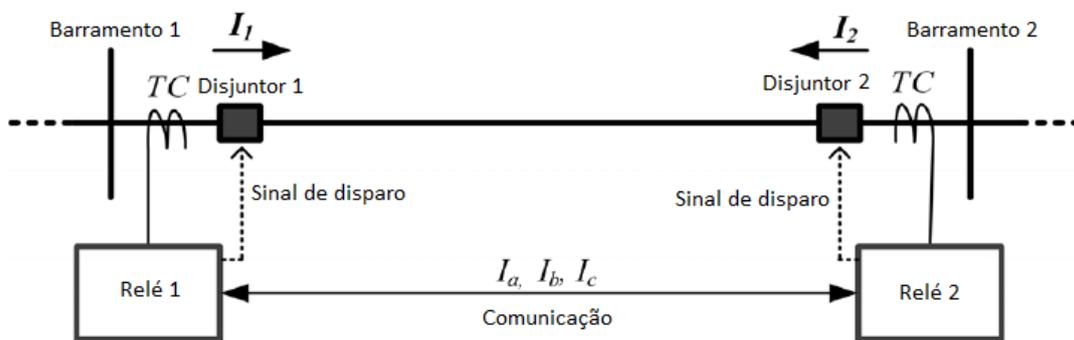


Figura 11 – Esquema de proteção diferencial de um alimentador, adaptado de [23]

Tal como se pode verificar, os relés vão trocando informação entre si para assim poderem averiguar a presença de defeitos e, se necessário, emitem sinais de resposta aos aparelhos de proteção. Esta plataforma de comunicação entre os relés é essencial para permitir uma atuação eficaz e precisa.

Proteção do barramento

Numa rede, os barramentos podem estar ligados a cargas, geradores e alimentadores. Sendo assim, é necessária uma proteção de alta velocidade para os defeitos nos barramentos, de modo a impedir grandes impactos na rede. O princípio de proteção é idêntico ao anterior mas, neste caso, o relé emitirá um sinal de resposta a todos os dispositivos de proteção ligados ao barramento, assim que seja detetado um defeito.

Uma representação deste esquema de proteção proposto pode ser visto na figura seguinte.

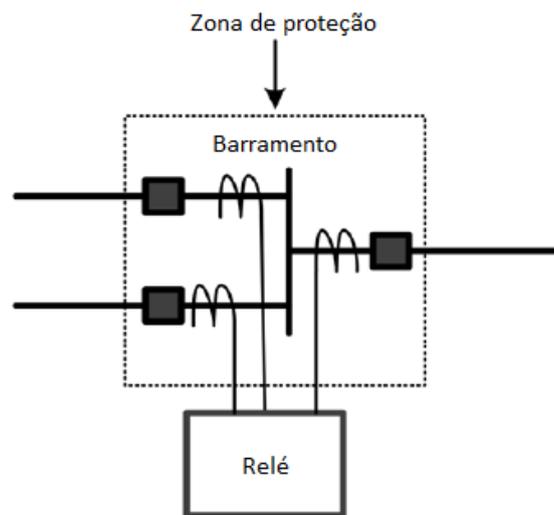


Figura 12 – Esquema de proteção diferencial do barramento, adaptado de [23]

Proteção dos geradores

Todos os geradores distribuídos devem ser protegidos com elementos de proteção próprios para as várias situações anormais:

- Descidas e subidas de tensão – O sinal de disparo dos aparelhos de proteção (devido ao ultrapassar de um dos limites mínimo ou máximo) será dado depois de um intervalo estipulado, permitindo aos relés isolar o defeito e restaurar o sistema com o máximo possível de geradores ligados;
- Fluxos de energia inversos – Estas proteções devem atuar assim que seja detetada uma corrente a fluir para o gerador;
- Alterações do sincronismo – Os elementos de verificação de sincronismo devem proporcionar uma reconexão livre de problemas assim que a rede é restabelecida depois de uma desconexão [23].

6.8 Coordenação das proteções baseada em sistemas multiagente

Introdução do conceito de sistema multiagente

Um sistema multiagente é um sistema computacional onde vários agentes tomam decisões independentes e cooperam com o objetivo de realizar uma determinada tarefa no âmbito dos eventos passados no ambiente que os rodeia. Sistemas multiagente têm sido usados em vários campos e num número cada vez maior de aplicações de ciência computacional e inteligência artificial. Muitas aplicações computacionais, tais como planeamento, controlo de processos, configuração de redes de comunicação e sistemas concorrentes são beneficiadas por uma abordagem baseada em sistemas multiagente.

Nos sistemas de energia elétrica, um sistema multiagente pode não ser usado apenas para uma função particular mas ser capaz de realizar várias funções com autonomia e pro-atividade de acordo com o estado do sistema.

Sistema multiagente como auxiliar do sistema de proteção

Nesta referência [24], o autor sugere que o sistema de proteção pode ser visto como um conjunto de dispositivos de proteção coordenada que estão localizados em vários pontos da rede. Com o desenvolvimento das técnicas de informação e comunicação, o conceito de agente, adaptado aos sistemas de proteção, pode ser explorado e trazer benefícios à gestão das redes de distribuição.

Tendo em atenção a necessidade de, no futuro, a desconexão dos geradores ter que ser reduzida ao mínimo indispensável devido ao seu contributo para uma distribuição de energia fiável e contínua, será essencial que o sistema de distribuição seja dividido em várias zonas através da instalação de dispositivos de corte que possam isolar com precisão as zonas com defeito.

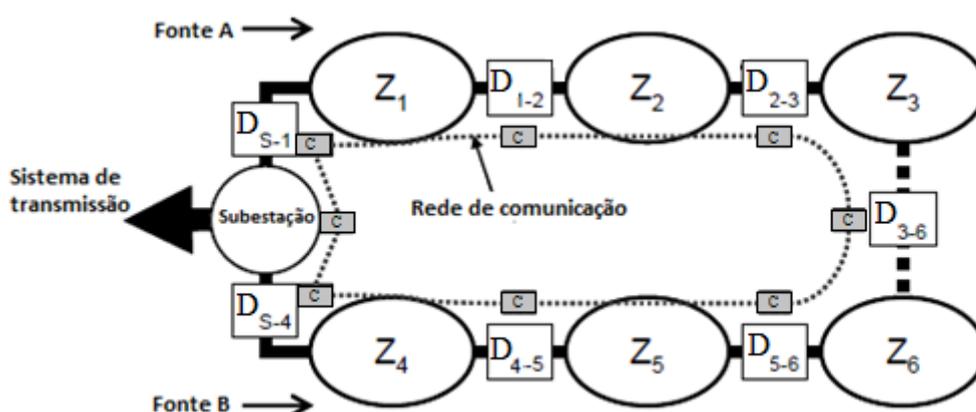


Figura 13 – Esquema do sistema de proteção multiagente aplicado a uma rede de distribuição, adaptado de [23]

Na figura 13, uma rede de distribuição é dividida em seis zonas (Z1 até Z6). Entre duas zonas consecutivas é instalado um disjuntor (D_{1-2} , D_{2-3} e etc) e um dispositivo de comunicação (C). Na figura 14 podemos ver o mesmo modelo, mas desta vez fazendo “zoom” da zona 2 da figura anterior. São, também, instalados um disjuntor e um dispositivo de comunicação entre a zona e os pontos de GD.

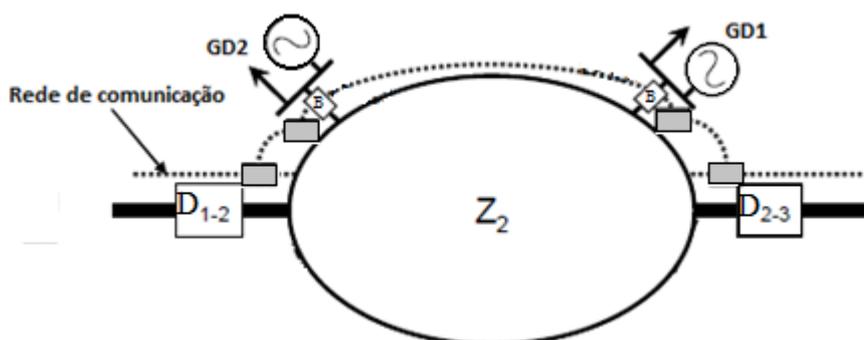


Figura 14- Sistema de proteção multiagente aplicado a uma à zona 2 da rede de distribuição, adaptado de [23]

Pelo facto de todas as zonas estarem ligadas entre si com dispositivos de corte, quando um defeito ocorre, a zona com defeito pode ser isolada. Para que todos os relés tenham conhecimento da direção e amplitude da corrente em cada um dos pontos da

rede, assim como a zona em que se dá o defeito, essa informação é trocada entre eles através da rede de comunicação.

Nesta referência, o autor sugere um esquema de troca de informação simplificado e que consiste apenas na troca de sinais binários de estado (0 e 1). As vantagens deste tipo de sistema são a menor necessidade de sincronização da informação transmitida e a maior flexibilidade do esquema. Por exemplo, para a entrada de um novo gerador na rede, o sistema apenas tem de comunicar aos agentes qual a zona em que este se encontra e quando houver recolha de dados dessa zona o novo gerador já será considerado.

Os 3 tipos de agentes do sistema

De maneira a que esta troca de informação seja possível são instalados, em cada ponto com dispositivo de corte, três tipos distintos de agentes: agentes de monitorização, de comunicação e de dispositivos de corte.

O agente de monitorização observa o fluxo de corrente na sua localização. Quando um defeito tem lugar num qualquer local do sistema de distribuição, a direção e magnitude do fluxo de corrente altera-se repentinamente. Nesse instante, o agente de monitorização localizado mais perto do defeito providencia dois tipos de sinais usando um relé direcional e um relé de sobrecorrente. Estes sinais vão indicar que o fluxo de corrente mudou, sendo que, o primeiro indica a direção da corrente e o segundo indica que a magnitude da corrente excede um certo valor.

O agente de comunicação recolhe os sinais dos outros agentes instalados noutros dispositivos de corte ligados à mesma zona.

Finalmente, o agente do dispositivo de corte reúne todos os sinais de estado recolhidos num circuito lógico e emite um sinal de disparo para o seu dispositivo de corte se assim for necessário [24].

7. Casos de estudo

Finalizado o trabalho que foi inicialmente estipulado como fundamental para a realização desta dissertação, entendeu-se que, de modo a dar uma visão mais completa e abrangente sobre o problema tratado, deveria ser adicionada uma parte do trabalho que, através da simulação de casos práticos num ambiente de experimentação, permitisse acrescentar uma verificação prática de alguns dos conceitos anteriormente expostos. Para que essa simulação averiguasse, de maneira eficaz, alguns dos impactos da GD na gestão de redes de distribuição, foi decidido, em conjunto com o orientador, a aquisição de um software que fosse adequado para esse tipo de simulações e, ao mesmo tempo, fosse uma mais-valia para o DEEC como base para o ensino de unidades curriculares na área das redes elétricas e técnicas de alta tensão e proteções.

Com estas preocupações em vista, a escolha recaiu sobre o software *Power Factory* (PF) da empresa DigSilent.

Os objetivos do presente capítulo foram delineados tendo em vista o intervalo de tempo que existia entre a conclusão do processo de compra, entrega e instalação do software (15 de Junho) e a data de entrega da presente dissertação.

7.1 Rede base das simulações: IEEE 34 Node Test Feeder System

Tendo em vista, não apenas a simulação dos impactos da GD na rede, mas também a utilização futura em trabalhos de ensino e de investigação, foi escolhida como objeto de estudo a rede *IEEE 34 Node Test Feeder* (IEEE 34).

Esta rede pertence a um grupo de redes radiais de testes que são usadas, tipicamente, como referência para verificação de resultados de fluxos de potência resultantes de modelos (novos ou já existentes) de gestão de redes de distribuição radiais [25]. Esta rede foi escolhida por ser amplamente utilizada como base experimental nas publicações ligadas às redes de distribuição e fluxos de potência.

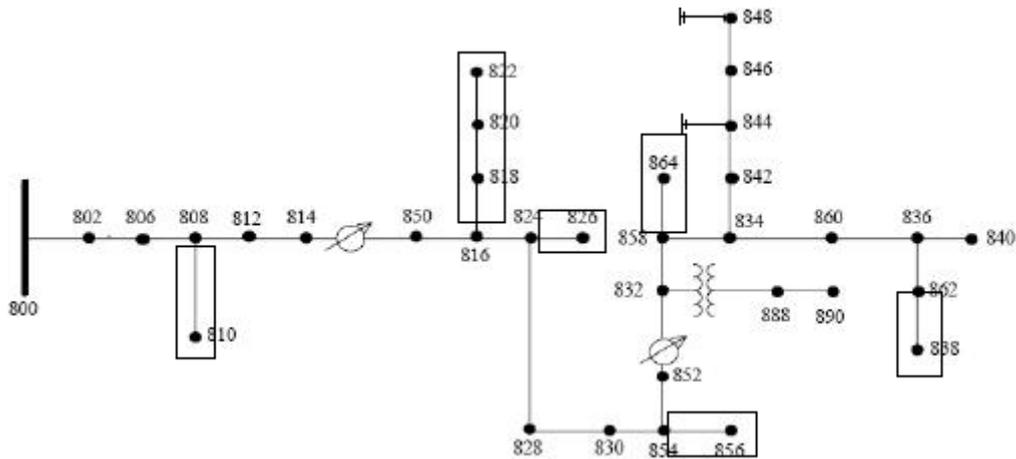


Figura 15 – IEEE 34 Node Test Feeder, adaptado de [26]

A figura 15 apresenta a topologia da IEEE 34. É uma rede caracterizada por uma secção principal trifásica e seis secções laterais monofásicas (envoltas por um retângulo preto na figura anterior). A rede tem como tensão nominal 24,9 kV, exceto a secção a partir do barramento 832 até 890 que tem como tensão nominal 4,16 kV, por intermédio do transformador que está entre os nós 832 e 888. Esta rede tem ainda dois reguladores de tensão e dois bancos de condensadores (tal como pode ser observado na figura). Finalmente, o sistema possui, também, 6 cargas pontuais trifásicas e 19 cargas distribuídas (as cargas não estão representadas na figura).

7.1.1 Simulação da rede no software *Power Factory da Digsilent*

Depois de seleccionada a rede, o próximo passo foi tentar simular esta rede no software PF. Este software, devido à multiplicidade de diagnósticos que consegue efetuar em redes de várias escalas, exige um domínio avançado do processo de configuração de todos os parâmetros relacionados com qualquer que seja o tipo de elemento que estamos a tentar simular. Devido a esse fator, os resultados dos fluxos de potência não eram idênticos aos apresentados na referência quer porque, em algumas ocasiões, os dados fornecidos pela referência [26] não eram passíveis de ser simulados no software, quer porque noutras ocasiões não era deixado claro no manual do software como se deviam configurar certos dispositivos (como por exemplo as linhas e cargas monofásicas).

Apesar destas dificuldades, tentou-se solucionar esta questão mantendo contacto com vários engenheiros, professores e alunos de outras faculdades a nível mundial que também utilizam o software, sendo que os que também estavam a tentar simular a

mesma rede, encontravam os mesmos problemas por nós relatados e também encontravam diferenças nos resultados dos fluxos de potência, relativamente aos da referência indicada.

Tendo em conta os problemas anteriormente relatados, para que fosse possível construir, no PF, uma rede passível de ser a base das simulações que se pretendia levar a cabo, construiu-se uma aproximação da rede IEEE 34 baseada na referência [27].

Esta referência propõe um modelo simplificado da IEEE 34 e comprova, através de uma grande semelhança entre os resultados dos fluxos de potência, que essas aproximações simplificam a rede em questão, não alterando significativamente os resultados obtidos com a sua utilização.

As aproximações à IEEE 34 e a topologia do modelo simplificado são expostas na secção seguinte.

7.1.2 Modelo simplificado da rede *IEEE 34 Node Test Feeder*

A referência [27] sugere um modelo simplificado da rede descrita na secção 7.1, procedendo às seguintes alterações na topologia inicial:

- Apenas a secção principal trifásica permanece intacta, com todos os laterais não trifásicos a serem removidos;
- Nas secções trifásicas, o valor das impedâncias próprias e mútuas é igual às médias dos valores reais desses parâmetros para cada fase. As impedâncias da sequência positiva são calculadas para cada secção (esta aproximação não foi utilizada porque o software calcula automaticamente estes parâmetros através da configuração das linhas);
- As cargas desequilibradas, em cada uma das secções trifásicas, são somadas e simuladas como cargas trifásicas equilibradas. As cargas das secções laterais são simuladas como cargas pontuais no barramento de origem dessa secção.

As alterações referidas têm as seguintes consequências práticas na topologia da rede:

- As secções laterais 808-810, 816-818, 818-820, 820-822, 824-826, 854-856, 858-864 e 862-838 são removidas e as suas respectivas cargas distribuídas são ligadas ao barramento de origem na secção principal trifásica.

A topologia da rede é adaptada ao modelo simplificado e, de seguida, simulada no PF [28] [29] [30] [31][32], [33], [34].

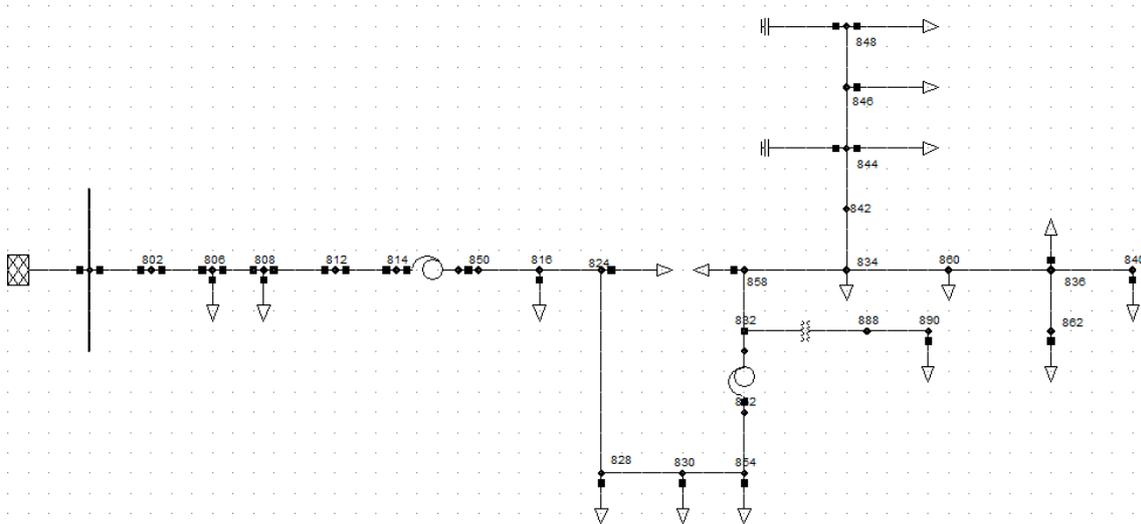


Figura 16 – Modelo simplificado da rede IEEE 34 Node Test Feeder simulado no Power Factory

De modo a fazer a validação do modelo simulado, utilizou-se o PF para calcular os fluxos de potência e, de seguida, as tensões das três fases para cada barramento. Na tabela nº1 apresenta-se a comparação entre a média das tensões das fases nos barramentos, no modelo simplificado e nos dados fornecidos na referência [26].

Como pode ser observado nessa tabela, o modelo simplificado, depois de simulado no PF, origina resultados bastante semelhantes aos dados da referência [26]. A diferença de tensões é maior que 3% em apenas 3 barramentos, sendo este valor aceitável tendo em conta as adaptações que foram feitas à rede original de forma a simular o modelo pretendido. Tendo isto em mente, verificou-se a validade do modelo simplificado como uma base suficientemente precisa para simular a rede IEEE 34 e, por outro lado, como sendo um modelo adequado para ser simulado no software pretendido.

	IEEE	Grid	Diferença (p.u.)	Porcentagem
800	1,0500	1,0500	0,0000	0,0
802	1,0481	1,0487	0,0006	0,1
806	1,04743	1,0486	0,0012	0,1
808	1,02403	1,0363	0,0123	1,2
812	0,99773	1,0221	0,0244	2,4
814	0,97683	1,0107	0,0339	3,5
RG1	1,02117	1,0192	-0,0020	-0,2
850	1,02117	1,0192	-0,0020	-0,2
816	1,02083	1,019	-0,0018	-0,2
824	1,01185	1,0185	0,0067	0,7
828	1,01112	1,0185	0,0074	0,7
830	0,99378	1,0095	0,0157	1,6
854	0,99338	1,0095	0,0161	1,6
852	0,96324	0,9958	0,0326	3,4
RG2	1,03544	1,0251	-0,0103	-1,0
832	1,03544	1,0251	-0,0103	-1,0
858	1,03317	1,0249	-0,0083	-0,8
834	1,03053	1,0248	-0,0057	-0,6
842	1,0305	1,0248	-0,0057	-0,6
844	1,03027	1,0248	-0,0055	-0,5
848	1,03047	1,0248	-0,0057	-0,6
860	1,03017	1,0245	-0,0057	-0,6
836	1,0299	1,0245	-0,0054	-0,5
840	1,0299	1,0244	-0,0055	-0,5
862	1,0299	1,0245	-0,0054	-0,5
XF1	0,99927	1,024	0,0247	2,5
888	0,99927	1,024	0,0247	2,5
890	0,91924	0,9914	0,0722	7,8

Tabela 1 – Comparação entre as médias das tensões obtidas para o modelo simplificado e os dados fornecidos na referência [26]

7.2 Casos de estudo

Depois de explicado o processo de simulação da rede pretendida vai-se, nesta secção, passar à simulação de casos de estudo que permitam explorar alguns impactos das injeções distribuídas referidos anteriormente.

Visto que os dados do sistema de proteção do modelo simulado não estão presentes na referência [26], foi criado um sistema de proteção através do software PF. Os modelos e fabricante dos relés utilizados podem ser consultados na tabela seguinte.

	Fabricante	Modelo
800	General Electric	IAC53A803A
802	General Electric	IAC55A104A
806	General Electric	IAC55A104A
808	General Electric	IAC55A5A
812	General Electric	IAC55A5A

Tabela 2 - Modelo e fabricante dos relés simulados no PF

Depois de dimensionadas as proteções, procedeu-se aos cálculos dos fluxos de potência e os valores de tensão continuavam a ser os mostrados na Tabela 1.

7.2.1 Caso de estudo 1

Na secção B do capítulo 2 da referência [19] é analisada a perda de coordenação entre fusível e religador, que é um dos problemas mais habituais em redes de distribuição com GD. Tendo essa referência como ponto de partida, este caso de estudo serve para complementar as suas conclusões com uma abordagem ligeiramente diferente. Neste caso, vamos estudar o comportamento da proteção de backup de 2ª ordem com e sem geração distribuída.

Para fazer esta análise, este caso de estudo vai-se dividir em duas partes: a 1ª parte corresponde à análise da rede sem GD e a 2ª parte corresponde à análise da rede com GD no barramento 808.

1ª Parte

Este caso de estudo inicia-se com a simulação de curto-circuitos trifásicos, de acordo com a norma IEC60909 (publicada em 2001), nos barramentos 800, 802, 806, 808 e 812 de forma a encontrar uma curva de resposta para o relé 800, para que este servisse de proteção backup para, pelo menos, os barramentos 802 e 806. Depois desta

simulação, e escolhendo o modelo IAC53A803A da General Electric, conclui-se que o relé 800 serve de proteção backup para os barramentos 800, 802, 806 e 808.

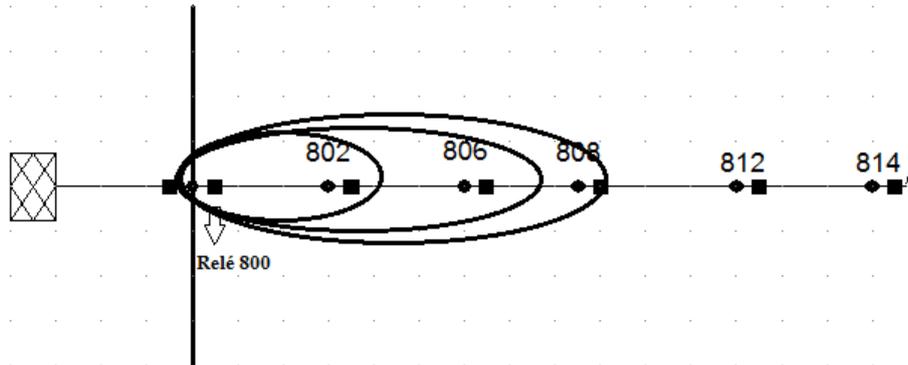


Figura 17 - Alcance de proteção do relé 800

De seguida, para testar o tempo de resposta do relé 800, ainda sem GD na rede, simula-se um curto-circuito trifásico (pela mesma norma) no barramento 808.

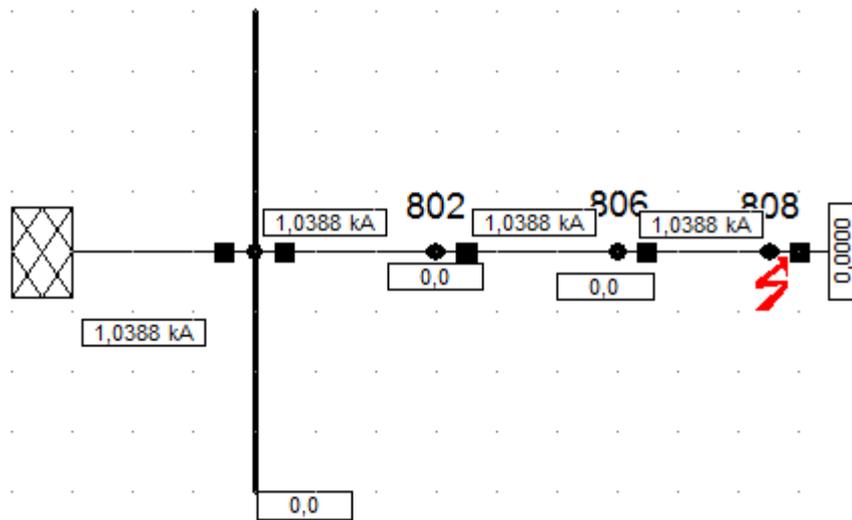


Figura 18 - Trânsito de correntes de defeito com c.c. no barramento 808

Tal como pode ver-se na figura 18, os resultados dos fluxos de corrente de defeito para cada linha são todos iguais a 1, 0388 kA. Calcula-se, também, o tempo de resposta do relé 800 caso os relés dos barramentos 802 e 806 não atuassem. Esse tempo de resposta é de 0,963 s.

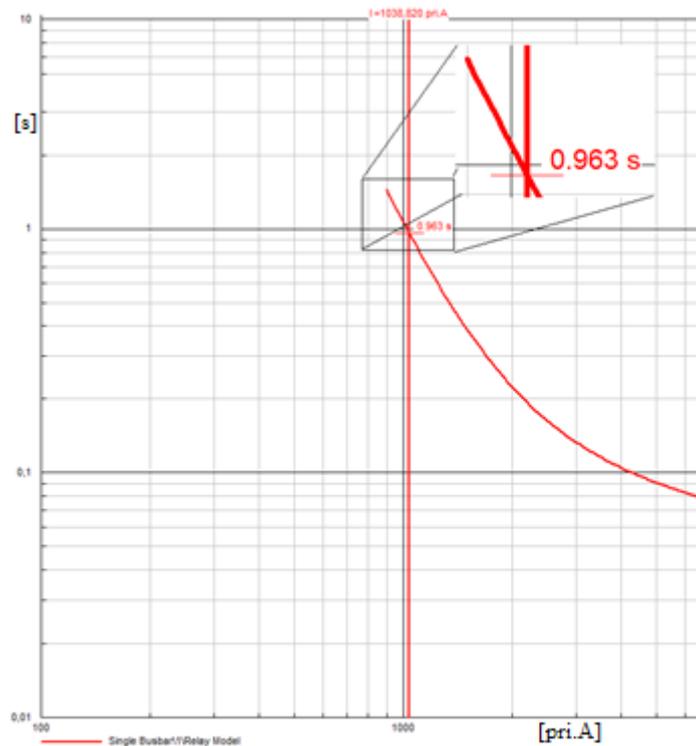


Figura 19 - Curva e tempo de resposta do relé 800 a um defeito no barramento 808

2ª Parte

Calculados estes valores, repete-se a simulação do defeito no barramento 808, mas agora com a integração de um gerador no barramento 806. Este gerador foi configurado com uma potência aparente de 10 MVA, que foi arbitrado como o limite aceitável para um ponto de GD.

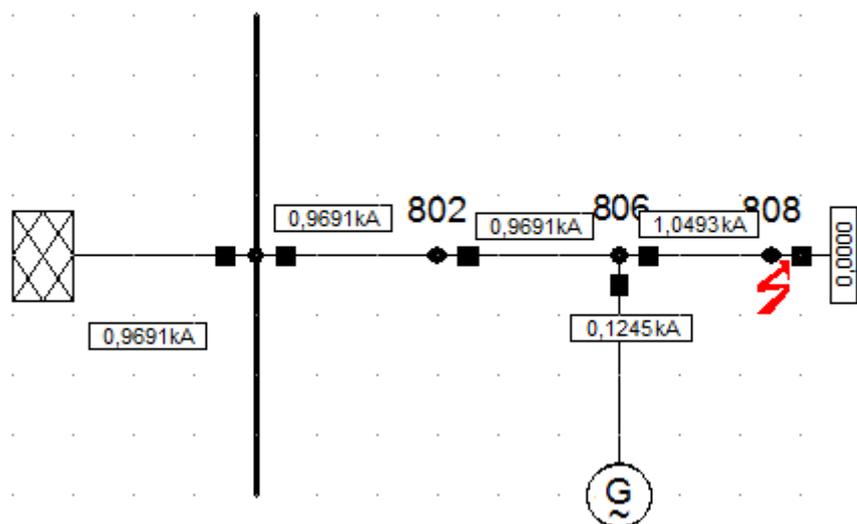


Figura 20 - Trânsito de correntes de defeito com um c.c. no barramento 808 e gerador ligado ao barramento 806

Comparando os resultados da figura anterior com os obtidos na primeira parte do caso de estudo, conclui-se que a amplitude das correntes de defeito nas linhas 800-802 e 802-806 baixou de 1,0388 kA para 0,9691 kA. Esta diminuição permite concluir que, com a entrada do gerador, a contribuição para a corrente de defeito, proveniente do alimentador principal, vai diminuir.

Pelo contrário, a amplitude das correntes de defeito na linha 806-808 aumentou de 1,0388 para 1,0493. Este aumento permite concluir que o gerador está, também, a alimentar o defeito, em conjunto com o ponto de alimentação principal.

Finalmente, e como se pode observar na figura seguinte, depois de calculado o tempo de resposta do relé 800, vê-se que o mesmo aumentou de 0,963 s para 1,171 s. Este aumento deve-se à diminuição da amplitude de corrente de defeito. Para uma menor corrente detetada, maior é o tempo de resposta do relé.

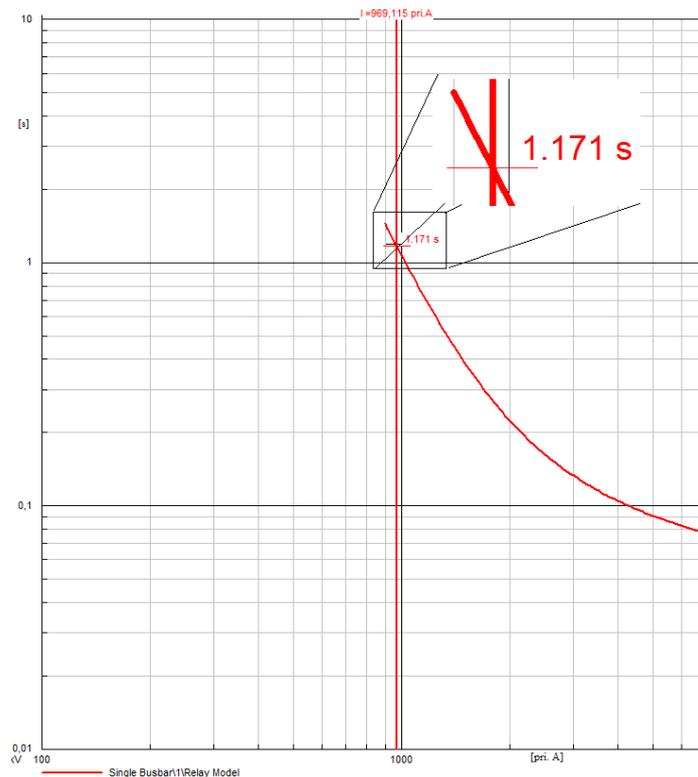


Figura 21 - Curva e tempo de resposta do relé 800 a um defeito no barramento 808 e com GD no barramento 806

Pode-se concluir que, apesar de existir uma baixa probabilidade de haver falhas, em simultâneo, na proteção do barramento e na proteção de backup de 1ª ordem, a ação da proteção de backup de 2ª ordem resulta mais lenta do que na ausência de GD.

Todos estes dados, especialmente a última conclusão sobre os tempos de resposta, permitem validar os resultados da referência, tal como era pretendido. A introdução da GD, e o consecutivo aumento do tempo de resposta do relé 800, poderão resultar na perda de coordenação religador-fusível, uma vez que a proteção associada ao relé 800 dispara mais tarde e pode não disparar suficientemente rápido para impedir a atuação do fusível e a consequente destruição do mesmo.

As conclusões trazidas por este caso permitem reforçar (e complementar) as conclusões da referência [19], identificando a perda de coordenação entre o religador e fusível como um dos principais impactos da introdução de GD em redes de distribuição.

7.3 Outros casos de estudo

De forma a complementarmos os resultados obtidos na secção anterior, assim como o levantamento presente nos capítulos anteriores, vamos, nesta secção, aludir a alguns dos resultados experimentais descritos na referência [13].

7.3.1 Impactos da geração distribuída na coordenação de relés de máximo de intensidade

Nesta subsecção, pretende-se descrever o impacto na coordenação entre relés de máximo de intensidade da inclusão de pontos de GD numa rede radial, em dois casos específicos. A partir dessa rede radial simples (figura 22) são introduzidas gradualmente três unidades de GD, sendo depois analisados os impactos causados na coordenação das proteções.

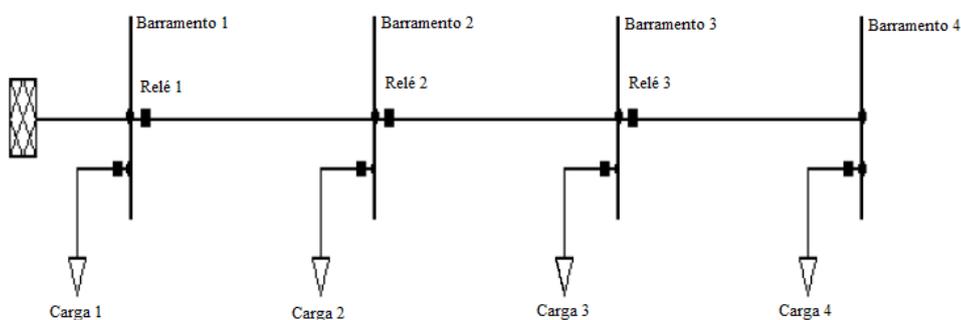


Figura 22 – Rede radial simples, adaptado de [13]

7.3.1.1 Gerador 1 ligado ao barramento 1

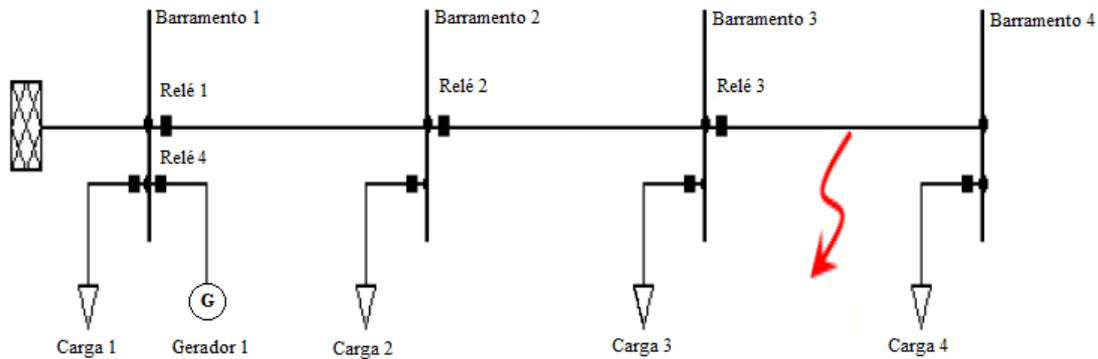


Figura 23 - Rede radial simples com gerador 1 ligado e defeito na linha 3, adaptado de [13]

Para este caso, com o gerador 1 ligado e um defeito na linha 3, os relés 1, 2 e 3 detetam a corrente de defeito a jusante, que é maior que a corrente de defeito sem a presença do gerador 1. O relé 3 terá então que eliminar o defeito com maior sensibilidade devido registrar-se uma maior amplitude da corrente de defeito.

Por outro lado, para um defeito antes do barramento 1, nenhum dos relés detetará o defeito. Finalmente, o relé 4 sempre que detetar um defeito isolará o gerador da rede para o salvaguardar das correntes de defeito.

7.3.1.2 Gerador 2 ligado ao barramento 2

Com a introdução do gerador 2, e não existindo defeitos na rede, todos os relés detetam um defeito a jusante mas, neste caso, a corrente de defeito detetada pelos relés 2 e 3 é maior do que a detetada sem o gerador 2 enquanto, para o relé 1 a corrente detetada é menor do que na situação inicial (sem gerador 2).

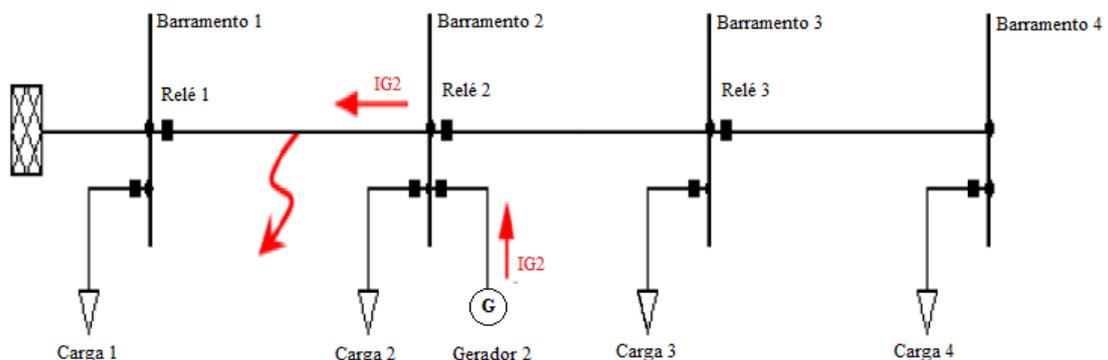


Figura 24 – Rede radial simples com gerador 2 ligado e defeito na linha 1, adaptado de [13]

Para um defeito na linha 1 (tal como representado na figura 24), os relés 2 e 3 não detetam o defeito, enquanto o relé 1 deteta e faz disparar a proteção. Ainda assim, o defeito não é isolado já que o gerador 2 continuará a alimentá-lo. Isto mostra que, neste caso, o relé de proteção não poderá ser a proteção de reserva para defeitos em nenhuma das linhas visto que se as proteções dessas linhas falharem, o gerador 2 continuará a alimentar o defeito até que a sua própria proteção de máximo de intensidade atue.

8. Conclusões e trabalho futuro

Depois de terminado o estudo que era pretendido para a elaboração desta dissertação podem, enfim, tirar-se algumas conclusões do trabalho efetuado.

Em relação ao levantamento feito inicialmente, constatou-se que, apesar de as injeções distribuídas serem já uma realidade comum na rede de distribuição, as injeções de armazenamento são ainda de carácter experimental e carecem de desenvolvimento para que sejam passíveis de se tornar tão abundantes, no curto prazo, como as injeções de produção. Da mesma maneira, o conceito de Smart Grid, trazendo inegáveis vantagens à gestão das redes, é ainda um conceito longe de poder ser implementado na sua totalidade, dada a complexidade da mudança que ainda terá de ser feita às redes elétricas atuais para que estas formem, em determinados pontos, áreas inteligentes e autónomas de transporte, geração e consumo de energia.

A afirmação anterior torna-se também verdadeira, quando se analisa o levantamento dos impactos da integração da GD na rede. Desse levantamento conclui-se que, da forma como estão configuradas as redes atuais, são ainda consideráveis os impactos que a GD pode trazer, podendo trazer problemas quer na qualidade da entrega de energia quer na deteção e isolamento de defeitos na rede.

Quanto à síntese de soluções existentes na literatura científica, a primeira conclusão que se retira é a de que o tema tratado é ainda um tema recente e, portanto, com um número reduzido de publicações que acrescentem algo inovador para a mitigação dos impactos da GD. Isso pode constatar-se tendo em conta que, das referências estudadas, uma parte significativa tinha como data de publicação os anos de 2010, 2011 e 2012.

Por outro lado, essa síntese permite concluir que já existem soluções com resultados aceitáveis e que trazem perspectivas animadoras para a mitigação dos impactos da GD e de um melhor aproveitamento do potencial da GD. Apesar disso algumas delas exigem um investimento considerável. Se for tomada em conta a dimensão da rede de distribuição de um país, e se for pretendido adotar, por exemplo, uma proposta que pretenda trocar os fusíveis por religadores trifásicos e acrescentar ainda relés diferenciais em todos os pontos com GD, facilmente verifica que é uma solução demorada e com custos consideráveis.

Daí pode-se também concluir que a integração destas propostas na realidade dos sistemas de distribuição requer uma ponderação cuidadosa da relação entre benefício que esta vai trazer e o investimento monetário/temporal que esta requer.

Quanto aos casos de estudo realizados e descritos, comprovou-se a existência dos impactos anteriormente descritos, tais como a perda de seletividade e de coordenação entre proteções, complementando o estudo feito nos capítulos anteriores.

Finalmente, depois de todo o trabalho realizado e tiradas as devidas conclusões, assinalam-se alguns pontos de trabalho futuro que podem vir a ser explorados.

Esta dissertação pode servir de ponto de partida para diversos trabalhos futuros, principalmente, a partir da exploração do software que foi adquirido e da rede de referência que foi construída e configurada ao longo da construção do caso de estudo 1.

Tal como é referido na subsecção 7.1.1, a ferramenta PF pode dar um contributo institucional significativo no ensino e/ou na investigação, devido à multiplicidade de módulos de análise de redes de distribuição que suporta. Podem enumerar-se alguns módulos que podem ser úteis em trabalhos futuros:

- Sistemas de proteção;
- Análise de fluxos de potência;
- Análise de curto-circuitos;
- Análise de componentes harmónicas;
- Análise de fenómenos de Flicker;
- Análise de estabilidade;
- Estimção de estados;
- Arranque de motores
- Etc..

Da mesma forma, a rede simulada para o caso de estudo 1, é útil para servir como rede de referência para trabalhos futuros. Esta rede pode servir para testar a aplicação de algum dos módulos de análise referidos anteriormente ou servir de base para a configuração de outras redes que se pretendam criar no futuro. Da mesma maneira, o sistema de proteção que foi montado para essa rede pode ser um ponto de partida para outros trabalhos.

9. Referências bibliográficas

- [1] J. Momoh, *Electric power distribution, automation, protection, and control*. 2008.
- [2] T. A. Short, *Electric power distribution: handbook*. CRC PressINC, 2004.
- [3] Cooper Power Systems, “Overhead Distribution Equipment - Reclosers.” [Online]. Available: http://www.cooperindustries.com/content/public/en/power_systems/products/overhead_distributionequipment/reclosers.html.
- [4] M. Geraldes, “Manual de seccionadores da rede de distribuição MT,” FEUP, 2008.
- [5] N. A. Hidayatullah, “Impacts of Distributed Generation on Smart Grid,” Victoria University Submitted, 2011.
- [6] G. Shao-yun, “Distribution network planning principles and design models considering distributed generations,” in *China International Conference on Electricity Distribution*, 2010, p. 6.
- [7] J. Momoh, *Smart grid: fundamentals of design and analysis*. IEEE Press, 2012.
- [8] A. Morandi, L. Trevisani, F. Negrini, P. L. Ribani, and M. Fabbri, “Feasibility of Superconducting Magnetic Energy Storage on Board of Ground Vehicles With Present State-of-the-Art Superconductors,” in *IEEE Transactions on Applied Superconductivity*, 2012, vol. 22, no. 2, pp. 5700106–5700106.
- [9] J. Slootweg and J. Cordova, “Smart grids-intelligence for sustainable electrical power systems,” *Telecommunications Energy Conference (INTELEC), 2011 IEEE 33rd International*, pp. 1–8, 2011.

- [10] C. L. T. Borges and D. M. Falcão, "Optimal distributed generation allocation for reliability, losses, and voltage improvement," in *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, 2006, vol. 28, no. 6, pp. 413–420.
- [11] A. A. Kadir, "Harmonic impact of different distributed generation units on low voltage distribution system," in *2011 IEEE International Electric Machines & Drives Conference (IEMDC) Harmonic*, 2011, pp. 1201–1206.
- [12] J. Driesen, P. Vermeyen, and R. Belmans, "Protection Issues in Microgrids with Multiple Distributed Generation Units," *2007 Power Conversion Conference - Nagoya*, pp. 646–653, Apr. 2007.
- [13] H. Zayandehroodi, "Impact of distributed generations on power system protection performance," *International Journal of the Physical Sciences*, vol. 6, no. 16, pp. 3999–4007, 2011.
- [14] K. Zimmerman and D. Costello, "Fundamentals and improvements for directional relays," in *Protective Relay Engineers, 63rd Annual Conference for*, 2010, pp. 1–12.
- [15] M. Dewadasa, "An inverse time admittance relay for fault detection in distribution networks containing DGs," *TENCON 2009 - 2009 IEEE Region 10 Conference*, no. November, pp. 1–6, 2009.
- [16] R. Majumder, M. Dewadasa, and A. Ghosh, "Control and protection of a microgrid connected to utility through back-to-back converters," *Electric Power Systems Research*, 81, pp. 1424–1435, 2011.
- [17] P. Mahat, Z. Chen, B. Bak-Jensen, and C. L. Bak, "A Simple Adaptive Overcurrent Protection of Distribution Systems With Distributed Generation," in *IEEE TRANSACTIONS ON SMART GRID, VOL. 2, NO. 3*, 2011, vol. 2, no. 3, pp. 428–437.
- [18] J. K. Tailor and a H. Osman, "Restoration of fuse-recloser coordination in distribution system with high DG penetration," *2008 IEEE Power and Energy*

Society General Meeting Conversion and Delivery of Electrical Energy in the 21st Century, pp. 1–8, 2008.

- [19] H. Funmilayo and K. Butler-Purry, “An approach to mitigate the impact of distributed generation on the overcurrent protection scheme for radial feeders,” *Power Systems Conference and Exposition, 2009. PSCE '09. IEEE/PES*, no. December, pp. 1–11, 2009.
- [20] T. Ernst, “Ground Overcurrent Coordination for Radial Systems with Fuses,” 2005. [Online]. Available: http://www.ece.mtu.edu/faculty/bamork/EE5223/Fuse_coord_gnd.pdf.
- [21] N. Perera, “Isolation of faults in distribution networks with distributed generators,” *IEEE TRANSACTIONS ON POWER DELIVERY, VOL. 23, NO. 4*, vol. 23, no. 4, pp. 2347–2355, 2008.
- [22] D. Robertson and O. Camps, “Wavelets and electromagnetic power system transients,” in *EEE Transactions on Power Delivery, Vol. 11, No. 2*, 1996, vol. 11, no. 2, pp. 1050–1058.
- [23] M. Dewadasa, “Protection of microgrids using differential relays,” *Universities Power Engineering Conference (AUPEC), 2011 21st Australasian*, 2011.
- [24] T. Kato and H. Kanamori, “Multi-agent based control and protection of power distributed system-protection scheme with simplified information utilization,” in *Intelligent Systems Application to Power Systems, 2005. Proceedings of the 13th International Conference on*, 2005, pp. 49–54.
- [25] H. Funmilayo, “Overcurrent Protection for the IEEE 34-Node Radial Test Feeder,” *IEEE TRANSACTIONS ON POWER DELIVERY, VOL. 27, NO. 2*, vol. 27, no. 2, pp. 459–468, 2012.
- [26] W. H. Kersting, R. C. Dugan, and S. Carneiro, “Radial Test Feeders-IEEE Distribution System Analysis Subcommittee.” 2001.

- [27] N. Mwakabuta and A. Sekar, “Comparative study of the IEEE 34 node test feeder under practical simplifications,” in *Power Symposium, 2007. NAPS '07. 39th North American*, 2007, pp. 484–491.
- [28] DIgSILENT GmbH, *PowerFactory V15 Manual*. 2010, pp. 1–94.
- [29] J. Owuor, J. Munda, and A. Jimoh, “The iee 34 node radial test feeder as a simulation testbench for Distributed Generation,” *AFRICON, 2011*, no. September, pp. 13–15, 2011.
- [30] W. Kersting, *Distribution system modeling and analysis*. Press, CRC, 2002.
- [31] W. Kersting and W. Phillips, “Modeling and analysis of rural electric distribution feeders,” *IEEE TRANSACTIONS ON INDUSTRY APPLICATIONS, VOL. 28, NO 4*, vol. 28, no. August, pp. 767–773, 1992.
- [32] DIgSILENT GmbH, “TechRef_2-W-Transformer_3Phase (Technical Documentation).” .
- [33] DIgSILENT GmbH, “TechRef_OverheadLineConstants (Technical Documentation).”
- [34] DIgSILENT GmbH, “General Load Model (Technical Documentation).”