



UNIVERSIDADE D
COIMBRA

Patrícia Isabel Domingues dos Santos e Abreu

**PROTEÇÕES DE REDES DE DISTRIBUIÇÃO COM
INJEÇÕES DISTRIBUÍDAS: DISFUNÇÕES E
INFLUÊNCIA NA CONCRETIZAÇÃO DAS
*SMART GRIDS***

Tese no âmbito do doutoramento em Engenharia Eletrotécnica e de Computadores, ramo de especialização em Energia orientada pelo Professor Doutor António Manuel Oliveira Gomes Martins e apresentada ao Departamento de Engenharia Eletrotécnica e de Computadores da Faculdade de Ciências Tecnologia da Universidade de Coimbra

Dezembro de 2020

Faculdade de Ciências e Tecnologia da Universidade de Coimbra

Proteções de Redes de Distribuição com Injeções Distribuídas: Disfunções e Influência na Concretização das *Smart Grids*

Patrícia Isabel Domingues dos Santos e Abreu

Tese no âmbito do doutoramento em Engenharia Eletrotécnica e de Computadores, ramo de especialização de Energia orientada pelo Professor Doutor António Manuel Oliveira Gomes Martins e apresentada ao Departamento de Engenharia Eletrotécnica e de Computadores da Faculdade de Ciências e Tecnologia da Universidade de Coimbra

Dezembro de 2020

1 2  9 0

UNIVERSIDADE D
COIMBRA

Financiamento

Patrícia Isabel Domingues dos Santos e Abreu reconhece:

- ✓ A Fundação para a Ciência e a Tecnologia (FCT) pelo apoio financeiro ao projeto de Doutoramento ora apresentado, sob a Bolsa de Doutoramento com a referência SFRH/BD/129958/2017.



Ciência, Tecnologia
e Ensino Superior

FCT Fundação
para a Ciência
e a Tecnologia




- ✓ O Instituto de Engenharia de Sistemas e Computadores de Coimbra (INESC Coimbra) pela integração na equipa, sob o apoio do projeto com a referência UIDB/00308/2020.



Dedicatória

À minha filha e ao meu marido.

Ao meu pai que partiu inesperadamente .

Agradecimentos

Nestas linhas gostaria de agradecer a todos aqueles que tornaram a minha Tese de Doutoramento uma experiência muito enriquecedora e gratificante.

Em primeiro lugar, ao Professor Doutor António Gomes Martins que me propôs e orientou esta Tese, por todo o apoio, estímulo, paciência, confiança, sugestões e discussões ao longo desta caminhada.

Uma nota de agradecimento global ao Departamento de Engenharia Eletrotécnica e de Computadores da Universidade de Coimbra e ao INESC Coimbra pela disponibilização dos meios que permitiram a realização deste trabalho, em particular ao Professor Álvaro Gomes por todo o apoio prestado, e à FCT pela atribuição da Bolsa de Doutoramento durante três anos.

Aos meus pais e irmãos, que sempre me apoiaram e incentivaram a prosseguir os meus sonhos, por todo apoio dado em todos os momentos da minha vida.

À minha princesa Benedita, que nasceu e cresceu durante esta caminhada, pelas horas que não brincámos nem estivemos juntas e por todo o carinho e compreensão que demonstrou pela mãe.

Ao meu marido João por todo o apoio extraordinário, pela partilha dos bons e maus momentos ao longo desta caminhada.

A todos os que no seu anonimato aqui não foram enunciados, mas que não deixaram de ser importantes para a concretização deste trabalho, quero expressar o meu sincero agradecimento.

Um bem-haja a todos.

Resumo

A modernização das redes tem sido uma aposta de muitos países para que estas se possam adaptar aos conceitos de *microgrid* e *smart grid* e viabilizar a integração dos veículos elétricos, além de contribuir para a sustentabilidade energética devido à crescente proliferação de injeções distribuídas baseadas em energia primária renovável.

As proteções, tal como se apresentam nas redes de distribuição convencionais, de topologia radial, com os seus requisitos de seletividade, sensibilidade, rapidez e fiabilidade, não estão adaptadas à existência de produção dispersa na rede carecendo, por isso, de adaptações indispensáveis à concretização de *smart grids*.

Este trabalho de Doutoramento propôs-se abordar questões ainda não resolvidas, nomeadamente investigar que mudanças devem ser introduzidas nos sistemas de proteção explorando o seu potencial nas redes de distribuição, mais especificamente as novas questões que se colocam na gestão e operação dos sistemas como resultado da influência da proliferação de injeções distribuídas na rede, tentando preservar os dispositivos de proteção da rede convencional. Para tal apresentam-se estratégias economicamente comportáveis que possam ser definidas para resolver as disfunções criadas pelas injeções distribuídas ao sistema de proteção da rede de distribuição. Visam-se aqui as situações em que o operador da rede de distribuição tem escassez de recursos para investir na digitalização da rede ou em que partes da rede aguardem a sua vez para as intervenções de modernização de acordo com o plano de investimento estabelecido.

Foram definidas abordagens estruturadas de análise da resposta dos sistemas de proteção usuais em redes radiais, tendo em vista encontrar as estratégias adequadas de remediação, tendo sido obtidos resultados a partir de testes realizados com o software *Power Factory*, numa rede de teste *IEEE* que corresponde a uma rede de distribuição real.

Palavras Chave: coordenação de proteções, produção distribuída, rede de distribuição, sistemas de proteção.

Abstract

The modernization of electrical networks has been a priority in many countries, towards the implementation of the concepts of microgrid and smart grid and to enable the integration of electric vehicles, in addition to contributing to energy sustainability, due to the increasing proliferation, in the distribution network, of distributed injections based on renewable primary energy.

The protection systems, as they presently exist in conventional distribution networks with radial topology, with their requirements for selectivity, sensitivity, speed of operation and reliability, are not adapted to the existence of dispersed generation in the network, therefore requiring adaptations that are indispensable to achieve the implementation of smart grids.

This PhD work aims to address unresolved issues, namely to investigate what changes should be introduced in protection systems, exploring their potential in distribution networks. More specifically, the thesis addresses the new issues that arise in the management and operation of systems, as a result of the influence that the proliferation of distributed power injections has on the network, having in mind the need to preserve the protection devices found on conventional radial networks. To this end, economically affordable strategies are presented that can solve the dysfunctions caused to the distribution network protection system by the existence of distributed power injections. Two types of situations are considered, where either the distribution network operator does not have the necessary resources to invest in the digitization of the network or in which parts of the network await their turn for modernization interventions in accordance with some defined investment plan.

Structured approaches for analyzing the response of the usual protection systems in radial networks were defined, in order to find the appropriate remediation strategies. Results were obtained from tests performed with the *Power Factory* software, in an *IEEE* test network that corresponds to a real distribution network.

Keywords: distributed generation, distribution network, protection coordination, protection systems.

Índice

Financiamento	i
Dedicatória	iii
Agradecimentos	v
Resumo	vii
Abstract	ix
Índice	xi
Lista de Figuras	xv
Lista de Tabelas	xix
Lista de Acrónimos e Siglas	xxi
Lista de Símbolos	xxiii
1. Introdução	1
1.1. Preâmbulo.....	1
1.2. Motivação.....	2
1.3. Questões de investigação.....	5
1.4. Objetivo do trabalho e metodologias.....	5
1.5. Estrutura da Tese	7
2. Estado do Conhecimento	9
2.1. Introdução.....	9
2.2. Estratégias para a coordenação dos sistemas de proteção	9
2.3. Proteção nas <i>microgrids</i>	15
2.4. Qualidade de serviço	19
2.5. Quadro regulatório	20
2.6. Conclusões.....	22
3. Sistemas de Proteção nas Redes de Distribuição	25
3.1. Introdução.....	25
3.2. Rede de distribuição e sistemas de proteção	25
3.3. Tipos de defeito: os curto-circuitos	28
3.4. Dispositivos de proteção	30

3.4.1. Fusível.....	31
3.4.2. Religador.....	32
3.4.3. Relés de máxima intensidade.....	34
3.5. Critérios de coordenação e seletividade das proteções	36
3.5.1. Relé – relé	36
3.5.2. Religador – fusível.....	37
3.6. Esquemas de arranjos de proteção mais comuns em redes de distribuição.....	40
3.7. Conclusões.....	41
4. Efeitos da Produção Distribuída na Rede de Distribuição	43
4.1. Introdução.....	43
4.2. Produção Distribuída.....	43
4.2.1. Geradores assíncronos	44
4.2.2. Geradores síncronos.....	46
4.3. Impacto da PD na rede de distribuição.....	48
4.4. Impacto da PD na proteção da rede de distribuição	50
4.5. Soluções para mitigar o efeito da PD nos sistemas de proteção	54
4.6. Conclusões.....	57
5. Qualidade de Serviço em Redes de Distribuição Radiais.....	59
5.1. Introdução.....	59
5.2. Qualidade de serviço da rede elétrica.....	59
5.3. Índices de fiabilidade na rede de distribuição	62
5.3.1. Índices de fiabilidade de componentes e pontos de carga	62
5.3.2. Índices de fiabilidade baseados no consumidor.....	64
5.4. Métodos para calcular os índices de fiabilidade.....	66
5.4.1. Método analítico	66
5.4.2. Método de simulação de Monte Carlo	68
5.5. Fiabilidade nas redes de distribuição com PD.....	70
5.6. Conclusões.....	70
6. Simulação de uma Rede de Distribuição Radial	73
6.1. Introdução.....	73
6.2. Programa utilizado	73
6.3. Caso de estudo.....	74
6.4. Configuração do sistema de proteção.....	78
6.5. Conclusões.....	80

7. Integração de PD numa Rede de Distribuição Radial.....	83
7.1. Introdução.....	83
7.2. Esquemas típicos de proteção.....	84
7.2.1. Caso 1: Proteção com relés de máxima intensidade	84
7.2.2. Caso 2: Proteção com religador – fusível	89
7.3. Análise exaustiva com adição de uma PD.....	92
7.4. Tecnologias de PD: geradores assíncronos e síncronos	100
7.5. Integração de energia eólica e fotovoltaica na rede	107
7.5.1. Integração de PD em vários barramentos	111
7.6. Impacto da PD com defeitos monofásicos	113
7.7. Estratégias de mitigação das disfunções dos sistemas de proteção.....	116
7.7.1. Proposta 1.....	116
7.7.2. Proposta 2.....	119
7.7.3. Proposta 3.....	122
7.8. Conclusões.....	124
8. Avaliação da Qualidade de Serviço na Rede de Distribuição com PD	127
8.1. Introdução.....	127
8.2. Considerações sobre a rede e metodologia utilizada.....	128
8.3. Caso Base	130
8.4. Caso tipo 1: rede com uma única PD	131
8.5. Caso tipo 2: rede com duas ou mais PD	131
8.6. Conclusões.....	135
9. Conclusões e recomendações para trabalho futuro	137
9.1. Conclusões.....	137
9.2. Contribuições com a realização deste trabalho	142
9.3. Recomendações para trabalho futuro	142
Referências Bibliográficas	145
Apêndice 1: Resultados dos casos críticos obtidos na análise exaustiva.....	161
Apêndice 2: Dados da rede de distribuição usados para aplicação dos métodos analítico e de simulação de Monte Carlo.....	163

Lista de Figuras

Fig. 1.1 – Evolução da geração de energia renovável, de 2000 a 2018 (fonte: <i>International Renewable Energy Agency</i> – IRENA [2]).....	2
Fig. 2.1 – Fluxograma apresentado em [33], com o objetivo de melhorar a coordenação entre religador e fusível.....	11
Fig. 2.2 – Perda de coordenação entre religador e fusível, quando são adicionadas duas PD na rede [39].	12
Fig. 2.3 – Coordenação entre religador e fusível, com a adição de um elemento instantâneo na curva do religador [39].....	12
Fig. 2.4 – Fluxograma de proteção adaptativo, com relés de máxima intensidade proposto por [55].....	14
Fig. 2.5 – Fluxograma de coordenação entre relés de máxima intensidade, direcionais e diferenciais proposto por [25].	15
Fig. 2.6 – Conceito de <i>microgrid</i> [70].	16
Fig. 2.7 – Disfunções na proteção da <i>microgrid</i> , desafios e estratégias para a proteção (adaptado de [72]).	18
Fig. 2.8 – Estrutura de mercado da cadeia de valor da eletricidade antes e após a liberalização (adaptado de [104]).	21
Fig. 3.1 – Topologias mais usadas em redes de distribuição (adaptado de [111]).	26
Fig. 3.2 – Principais fontes de defeitos [115].	28
Fig. 3.3 – Esquema que ilustra os diferentes tipos de curto-circuito(adaptado de [116]).	29
Fig. 3.4 – Curva característica de um fusível.	32
Fig. 3.5 – Sequência de operação de um religador [118].	33
Fig. 3.6 – Curvas características de um religador, curva rápida e lenta.	33
Fig. 3.7 – Curvas características dos relés de máxima intensidade.....	34
Fig. 3.8 – Curvas características dos relés, de acordo com IEC 60255, com $td = 1$ [124].	36
Fig. 3.9 – Coordenação e seletividade com relés de máxima intensidade de tempo inverso.	37
Fig. 3.10 – Arranjo típico de proteção religador-fusível nas redes radiais (adaptado de [38]).....	38
Fig. 3.11 – Curvas características de coordenação entre religador e fusível, no esquema de preservação do fusível.....	39

Fig. 3.12 – Curvas características de coordenação entre religador e fusível, no esquema de queima do fusível.	39
Fig. 3.13 – Exemplo de estrutura de uma rede na América do Norte [111].	40
Fig. 3.14 – Exemplo de estrutura de rede comum na Europa [111].	40
Fig. 4.1 – Configuração típica de uma turbina eólica GIGE [145].	46
Fig. 4.2 – Configuração típica de uma turbina eólica GIDA [145].	47
Fig. 4.3 – Configuração típica de uma turbina eólica síncrona [145].	47
Fig. 4.4 – Rede de distribuição com relés de máxima intensidade e PD, com defeito na linha AB (adaptado de [159]).	51
Fig. 4.5 – Esquema religador-fusível, com PD e simulação de defeito.	51
Fig. 4.6 – Exemplo de falso disparo devido à penetração de uma PD.	53
Fig. 4.7 – Estratégias para mitigar os impactos no sistema de proteção com a adição de PD [164].	55
Fig. 5.1 – Diferentes vertentes e métodos usados em estudos de fiabilidade (adaptado de [185])	62
Fig. 5.2 – Modelo um componente a dois estados.	63
Fig. 5.3 – Exemplo de sequência de duas avarias e duas reparações num componente.	68
Fig. 6.1 – Rede de teste <i>IEEE 34-Node Test Feeder</i> (adaptado de [198]).	74
Fig. 6.2 – Rede de teste <i>IEEE 34-Node Test Feeder</i> simplificada.	76
Fig. 6.3 – Rede de teste simulada com localização dos dispositivos de proteção.	79
Fig. 7.1 – Rede IEEE 34 barramentos com relés de máxima intensidade e localização de PD.	85
Fig. 7.2 – Exemplo de fluxo de energia bidirecional, ao ser simulado um defeito em 848 e colocação de PD em 836 [obtido através do software <i>Power Factory</i>].	86
Fig. 7.3 – Evolução da corrente na subestação e no defeito, e do intervalo de coordenação dos relés, quando são simulados defeitos nos barramentos 848 e 890 e colocadas PD em 858.	88
Fig. 7.4 – Sentido de circulação do fluxo de energia, da PD para a fonte, quando é adicionada uma PD no barramento 836 [obtido através do software <i>Power Factory</i>].	89
Fig. 7.5 – Diferença entre os tempos de atuação das proteções, quando ocorrem defeitos em 848, 840, 862 e 890, para diversas potências de PD.	90
Fig. 7.6 – Perda de coordenação entre religador e fusível quando ocorre um defeito em 862, sendo introduzida uma PD de 1.075 MVA [obtido através do software <i>Power Factory</i>].	91
Fig. 7.7 – Fluxograma da análise exaustiva do comportamento do sistema de proteção para o caso de uma única PD adicionada à rede.	94
Fig. 7.8 – Evolução da variação de corrente de defeito em todos os casos simulados. ...	95
Fig. 7.9 – Variação da corrente de defeito nos barramentos 800, 830 e 848, com uma PD de 2.5 MVA.	97

Fig. 7.10 – Evolução da corrente de defeito para qualquer localização e tipo de PD, considerando defeitos em 848.....	97
Fig. 7.11 – Comportamento das correntes vistas pelo religador e no ponto de defeito, quando são simulados defeitos no barramento 848 e a PD colocada em 806 e 836.....	98
Fig. 7.12 – Casos com perda de coordenação nos barramentos assinalados, para as diferentes capacidades de PD.....	99
Fig. 7.13 – Módulo do intervalo de tempo crítico, para as 3 tecnologias ao serem colocadas 3 PD em 858 e ocorrerem defeitos em 842.	101
Fig. 7.14 – Número de PD necessários para a perda de coordenação em cada tecnologia de produção.	102
Fig. 7.15 – Evolução da corrente de defeito e do intervalo de tempo crítico das proteções, para defeitos em 848, com três tecnologias de geradores em barramentos selecionados.	103
Fig. 7.16 – Valores, sintetizados, da análise do trânsito de potências obtidos pelo <i>Power Factory</i>	104
Fig. 7.17 – Exemplo de coordenação com 3 PD dispostas em 3 barramentos como geradores assíncronos [obtido através do software <i>Power Factory</i>].	106
Fig. 7.18 – Variação da corrente de defeito, da corrente na saída da subestação e do intervalo de tempo crítico nos barramentos 842 e 862, quando ocorre perda de coordenação com 3PD.	108
Fig. 7.19 – Variação da corrente de defeito e do intervalo de tempo crítico nos barramentos 842 e 862, quando ocorre perda de coordenação com 2 geradores.	110
Fig. 7.20 – Exemplo de perda de coordenação quando ocorre um defeito em 842 e são colocadas duas PD no barramento 824 [obtido através do software <i>Power Factory</i>].	111
Fig. 7.21 – Comportamento do sistema de proteção ao serem colocadas PD nos barramentos 858 e 836, com um defeito localizado no barramento 848 [obtido através do software <i>Power Factory</i>].	112
Fig. 7.22 – Coordenação do sistema de proteção quando ocorre um defeito monofásico no barramento 838, fase B, com a penetração de 3 PD nos barramentos 824, 858 e 836 [obtido através do software <i>Power Factory</i>].	115
Fig. 7.23 – Janela de diálogo do <i>Power Factory</i> , do religador com os ajustes que podem ser alterados, neste caso, para a curva rápida.	117
Fig. 7.24 – Curvas características do religador com diferentes ajustes do <i>time dial</i> , na curva de resposta rápida, em intervalos de 0.2 [reproduzido através do software <i>Power Factory</i>].	117
Fig. 7.25 – Coordenação dos dispositivos de proteção ao ser simulado um defeito no barramento 848, com múltiplas PD [obtido através do software <i>Power Factory</i>].	119
Fig. 7.26 – Comportamento das proteções com 3 PD no barramento 836 e defeito em 840 [obtido através do software <i>Power Factory</i>].	121

Lista de Figuras

Fig. 7.27 – Coordenação entre os dispositivos de proteção, ao surgir um defeito no barramento 840, quando são integradas PD nos barramentos 814, 824 e 836, com ajuste da corrente de <i>pick-up</i> [obtido através do software <i>Power Factory</i>].....	122
Fig. 7.28 – Gráfico de coordenação das proteções, considerando nova curva de resposta rápida do religador, com 4 PD em múltiplos barramentos e defeito no barramento 842 [obtido através do software <i>Power Factory</i>].	123
Fig. 8.1– Fluxograma utilizado para a simulação de Monte Carlo.....	129
Fig. 8.2 – Valores máximos da indisponibilidade média e END anuais, para alguns dos casos críticos.	134
Fig. 8.3 – Evolução do número de avarias, índice SAIDI e END, para algumas situações dos casos de estudo.	135

Lista de Tabelas

Tabela 3.1 – Tipo de defeito, probabilidade de ocorrer e severidade [117].	30
Tabela 3.2 – Percentagem de ocorrência de defeitos no sistemas devidos a avarias em componentes [117].	30
Tabela 3.3 – Características dos relés, de acordo com IEC 60255 (adaptado de [118]).	35
Tabela 4.1 – Configuração dos geradores de indução [135].	45
Tabela 4.2 – Vantagens e desvantagens das estratégias do sistema de proteção convencional (adaptado de [164], [171]).	57
Tabela 5.1 – Índices de fiabilidade dos componentes utilizados nas redes de distribuição [186].	64
Tabela 6.1 – Valores do módulo das tensões nos barramentos, da rede original [198], rede simplificada [200] e rede simulada no <i>Power Factory</i> , obtidos por análise de trânsito de potências.	76
Tabela 6.2 – Comparação dos resultados do trânsito de potências nas redes.	77
Tabela 7.1 – Variação da corrente de defeito e tempos de atuação dos relés (P1 a P6), ao serem simulados defeitos e colocadas PD de 0.406 MVA na rede.	86
Tabela 7.2 – Variação da corrente de defeito e tempos de atuação dos relés (P1 a P6), ao serem simulados defeitos e colocadas PD de 1.075 MVA na rede.	87
Tabela 7.3 – Variação da corrente de defeito e tempos de atuação dos relés (P1 a P6), ao serem simulados defeitos e colocadas PD de 2.5 MVA na rede.	88
Tabela 7.4 – Corrente de defeito vs tempos de atuação do religador e fusíveis (respetivos), da rede original.	90
Tabela 7.5 – Quadro sistemático da variação da corrente com a PD de 2.5 MVA.	96
Tabela 7.6 – PD dispostas em múltiplos barramentos com a tecnologia de geradores assíncronos dando origem a perda de coordenação das proteções existentes.	105
Tabela 7.7 – PD dispostas em múltiplos barramentos com a tecnologia GIDA dando origem a perda de coordenação das proteções existentes.	105
Tabela 7.8 – PD dispostas em múltiplos barramentos com a tecnologia de geradores síncronos dando origem a perda de coordenação das proteções existentes.	105
Tabela 7.9 – Número de aerogeradores necessários para a perda de coordenação.	109
Tabela 7.10 – Número de geradores fotovoltaicos necessários para a perda de coordenação.	110
Tabela 7.11 – Casos de perda de coordenação com múltiplas PD.	113
Tabela 7.12 – Ajuste do <i>time dial</i> , assegurando a coordenação.	118

Lista de Tabelas

Tabela 7.13 – Parametrização do <i>time dial</i> quando são colocadas múltiplas PD.....	118
Tabela 8.1 – Resultados do caso base (anuais).....	130
Tabela 8.2 – Resultados do caso tipo 1, com uma PD (referentes a 1 ano).....	131
Tabela 8.3 – Resultados do método de simulação de Monte Carlo, quando colocadas duas PD no barramento 836 e avarias em vários barramentos.....	133
Tabela 8.4 – Resultados do método de simulação de Monte Carlo, de alguns dos casos críticos.....	133
Tabela 8.5 – Comparação de resultados entre o caso base e duas situações não críticas, com a adição de uma e duas PD (valores anuais).	135

Lista de Acrónimos e Siglas

- ASAI – *Average Service Availability Index*
- CA – Corrente Alternada
- CAIDI – *Customer Average Interruption Duration Index*
- CC – Corrente Contínua
- EDP – Energias de Portugal
- END – Energia Não Distribuída
- ERSE – Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos
- FCL – *Fault Current Limiters*
- FCT – Fundação para a Ciência e Tecnologia
- FRT – *Fault-Ride-Through*
- GIDA – Gerador de Indução Duplamente Alimentado
- GIGE – Gerador de Indução em Gaiola de Esquilo
- INESC – Instituto de Engenharia de Sistemas e Computadores
- IED – *Intelligent Electronic Devices*
- IEEE – *Institute of Electrical and Electronics Engineers*
- IRENA – *International Renewable Energy Agency*
- MAIFI – *Momentary Average Interruption Frequency Index*
- MIBEL – Mercado Ibérico de Eletricidade
- MM – *Minimum Melting*
- MTBF – *Mean Time Between Failures*
- MTTF – *Mean Time to Failure*
- MTTR – *Mean Time to Repair*

Lista de Acrónimos e Siglas

PD – Produção Distribuída

PS – *Plug Setting*

REN – Rede Elétrica Nacional

SAIDI – *System Average Interruption Duration Index*

SAIFI – *System Average Interruption Frequency Index*

TBF – *Time Between Failures*

TC – *Time Clearing*

TD – *Time Dial*

TMS – *Time Multiple Setting*

TTF – *Time To Failure*

TTR – *Time To Repair*

Lista de Símbolos

- ΔI – Variação da corrente de curto-circuito
- μ – Taxa de reparações
- d – Contador
- fc – Fator de sobrecarga
- i – Componente
- $I_{\text{com PD}}$ – Corrente de defeito com PD
- I_{defeito} – Corrente de defeito
- $I_{\text{máx}}$ – Corrente de defeito máxima
- I_{min} – Corrente de defeito mínima
- I_{nominal} – Corrente nominal
- I_{PD} – Corrente de defeito na produção distribuída
- $I_{\text{pick-up}}$ – Corrente de disparo do relé
- I_{SC} – Corrente de defeito
- $I_{\text{sem PD}}$ – Corrente de defeito sem PD
- I_{set} – Corrente de disparo
- k – Ponto de carga
- K, α – Constantes
- L – Constante *ANSI/IEEE*
- L_k – carga média ao ponto de carga *k*
- MTTR_i – tempo médio de reparação do componente *i*
- n – Número de pontos de carga
- N_k – Número de consumidores ligados ao ponto de carga *k*
- r_i – Duração média de interrupção no componente *i*
- R_i – Número aleatório
- RTC – Relação de transformação do transformador de corrente
- t – Tempo de operação
- TD ou td – *Time dial*
- t_F – Tempo de atuação do fusível
- t_P – Tempo de atuação da proteção

Lista de Símbolos

t_R – Tempo de atuação do religador

U – Indisponibilidade média anual

V_{SC} – Tensão de defeito

λ – Taxa de avarias

1. Introdução

1.1. Preâmbulo

Nestes últimos anos, os sistemas de energia elétrica, têm vindo a sofrer alterações, umas contribuindo para diminuir as emissões de gases de efeito de estufa e reduzir a dependência de combustíveis fósseis, outras resultando do aumento do interesse na liberalização do mercado de energia, outras ainda melhorando a qualidade de serviço e a eficiência energética, ou também inovando para a criação ou adaptação de métodos que permitam a concretização de *microgrid* e *smart grid*.

A proliferação de produção dispersa na rede de distribuição, a partir de fontes renováveis, sendo as tecnologias mais comuns a geração de energia com base em sistemas hídricos, geradores eólicos e produção fotovoltaica (solar), conforme ilustrado na Fig. 1.1, relativa à evolução ao longo dos últimos anos, tem vindo a aumentar, quer por via de investimentos de empresas tradicionais do setor elétrico, quer pela iniciativa de investidores e empresas privados que identificam oportunidades de negócio neste âmbito. É hoje possível, inclusive, que qualquer consumidor de energia tenha um papel mais ativo, provendo o seu próprio consumo e maior participação na gestão do sistema elétrico, interligando geração distribuída à rede de distribuição [1].

A adição de produção distribuída (PD) na rede distribuição tem impactos que podem alterar, com maior ou menor incidência, as condições de exploração da rede, tais como: o fluxo de energia deixa de ser unidirecional; os perfis de tensão alteram-se, podendo os valores da tensão aumentar ou diminuir, consoante o tipo de tecnologia associada ao gerador da injeção distribuída; uma maior dificuldade de ajustar os reguladores de tensão, influenciando a qualidade de serviço; a coordenação dos sistemas de proteção pode falhar, comprometendo a continuidade de serviço da rede.

Na rede de distribuição convencional, de topologia radial, o fluxo de energia dá-se da subestação para as cargas/consumidores. Porém, com a proliferação de PD este fluxo torna-

1. Introdução

se bidirecional, podendo originar problemas no que diz respeito à coordenação, sensibilidade e seletividade dos sistemas de proteção, podendo estes não responder no tempo para o qual foram programados ou mesmo não detetar um defeito relativamente ao qual deveriam atuar.

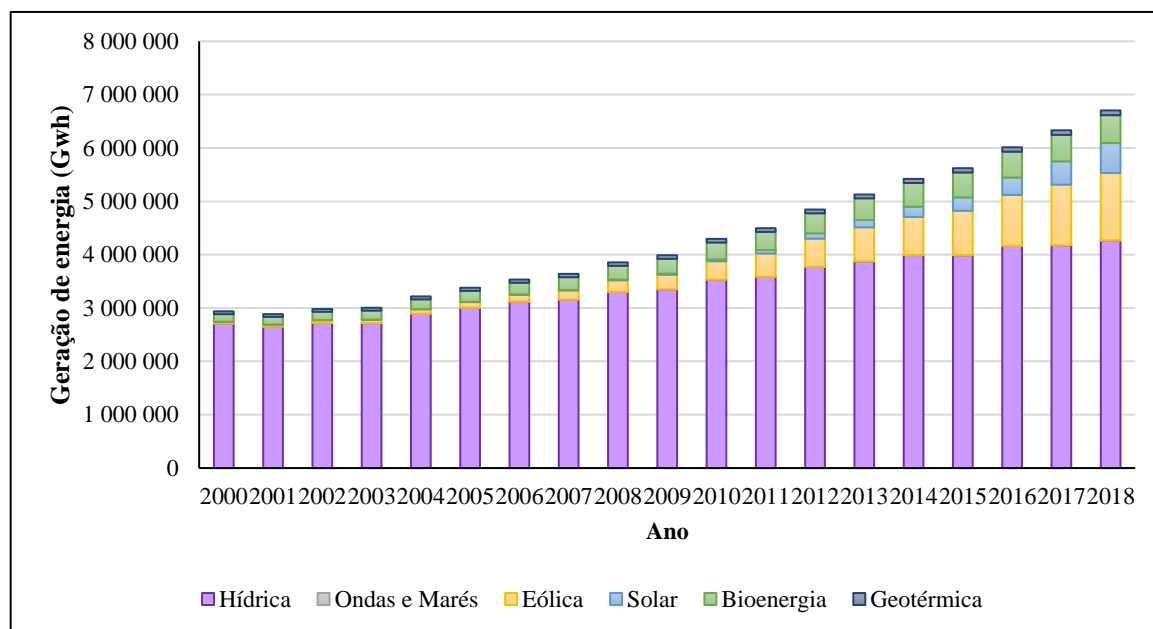


Fig. 1.1 – Evolução da geração de energia renovável, de 2000 a 2018 (fonte: *International Renewable Energy Agency – IRENA* [2]).

Ao longo do trabalho irá ser privilegiada a terminologia em língua portuguesa, mas nem sempre será possível, por não ser fácil de entender ou traduzir, pelo que será mantida a designação de alguns conceitos em língua inglesa.

1.2. Motivação

O sistema de proteções da rede de distribuição, tal como se apresenta nas redes convencionais, com os requisitos de seletividade, sensibilidade, rapidez e fiabilidade, não está preparado para a existência crescente de injeções distribuídas na rede, carecendo, por isso de adaptações indispensáveis que obrigam a repensar métodos, pressupostos e estratégias de proteção e controlo.

A massificação de PD e da microprodução nas redes implica, na maior parte dos casos, que o operador das redes de distribuição aposte em novas técnicas, através da digitalização e sensorização, por forma a monitorizar toda a infraestrutura em qualquer altura, tendo em vista reduzir o tempo de indisponibilidade aos consumidores, com um papel ativo na gestão técnica, aumentando a qualidade de serviço da rede. Não obstante, estas transformações

implicam custos elevados, com substituições de sistemas e dispositivos de proteção, usando extensivamente tecnologia digital.

A modernização das redes é cada vez mais intensa para que estas se possam adaptar aos conceitos de *microgrid* e *smart grid*. No entanto, nos países em vias de desenvolvimento, com défice de capacidade de investimento, não se trata de um processo prioritário, implicando, por isso, que os sistemas de proteção se adaptem, com o menor custo possível, às novas condições que resultam da interligação de PD com as redes, procurando alternativas a investimentos vultuosos com a implementação de equipamentos digitais. Os operadores das redes de distribuição nestes contextos são compelidos a planear as intervenções na rede que se revelem necessárias em função da penetração de PD, com economia de recursos, mantendo as proteções originais a funcionar e, na medida do possível, gerindo adequadamente o investimento para tornar a rede mais digital à medida da evolução da disponibilidade de recursos. Mesmo nos casos em que não haja escassez de recursos de investimento, o planeamento da modernização das redes implica sempre a existência de regiões em que vão surgindo novas ligações de PD sem que tenha havido ainda alguma renovação tecnológica da rede, designadamente ao nível dos sistemas de proteção. Como complemento aos trabalhos encontrados ao longo da literatura que, na esmagadora maioria se baseiam no pressuposto de novos investimentos com elevado custo inicial, a proposta deste trabalho de Doutoramento, pretende que a adaptação do sistema de proteção convencional à nova realidade implique um investimento moderado, o menor possível, através da conceção de estratégias economicamente comportáveis que possam ser definidas para superar as disfunções criadas pelas injeções distribuídas.

A proliferação de geração dispersa na rede portuguesa, por exemplo, tem crescido ao longo dos anos, tendo sido criados os regimes jurídicos da produção de eletricidade, através de unidades de microprodução e de unidades de miniprodução que constam dos Decreto-Lei n.º 363/2007, de 2 de novembro, alterado pela Lei n.º 67-A/2007, de 31 de dezembro, e pelo Decreto-Lei n.º 118-A/2010, de 25 de outubro, e do Decreto-Lei n.º 34/2011, de 8 de março, respetivamente, que incentivavam o uso de energias renováveis através da produção de energia por parte de pessoas singulares ou coletivas, públicas ou privadas [3]–[5]. No entanto, a potência instalada, dependendo do tipo de consumidor, não é muito grande, referindo o Decreto-Lei refere, no artigo 4º, número 6:

“O acesso à atividade de microprodução pode ser restringido mediante comunicação pelo operador da rede de distribuição, nos casos em que a instalação de utilização esteja

1. Introdução

ligada a um posto de transformação cujo somatório da potência dos registos aí ligados ultrapasse o limite de 25% da potência do respetivo posto de transformação” [3].

De acordo com o Decreto-Lei nº 363/2007, não é possível instalar mais que 25% da potência do posto de transformação, pois pode causar problemas na rede de distribuição. No Decreto-Lei nº 34/2011, de 8 de março, estão definidas as condições de suspensão ou restrições ao registo, correspondendo a um reforço daquela restrição, destacando-se o número 2 do artigo 4º: “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...” [5].

Estas restrições são um exemplo de resposta regulatória a preocupações que resultam do facto de as redes de distribuição não terem sido originalmente projetadas para receberem injeções de potência distribuídas, designadamente por causa do potencial risco de respostas desadequadas do sistema de proteção. Elas ilustram também os constrangimentos que surgem à concretização das *microgrids*, influenciando igualmente a concretização das *smart grids* em geral, dados os desafios relacionados com as proteções da rede elétrica. É imprescindível que os sistemas de proteção reajam rapidamente a qualquer defeito, garantindo coordenação e seletividade nos dispositivos de proteção da rede.

Os sistemas de proteção das redes de distribuição necessitam de ser adaptados, apresentando-se como desafio a conceção de estratégias para serem aplicadas nos sistemas de proteção convencionais, para que a rede elétrica se encontre preparada para suportar injeções distribuídas, exigindo o menor investimento possível, mantendo a fiabilidade da rede e a continuidade no fornecimento de energia aos consumidores.

Os potenciais problemas que podem ocorrer no funcionamento dos sistemas de proteção com a introdução de PD na rede de distribuição, podem afetar o operador da rede de distribuição que, em última instância, pode ser compelido ao pagamento de compensações aos consumidores pelo incumprimento dos índices de fiabilidade, com o possível aumento da energia não distribuída (END), motivo pela qual deverá ser analisada. Apesar da existência de diversos estudos e metodologias propostas que incidem na fiabilidade da rede de distribuição quando é adicionada PD, de acordo com a literatura consultada não existem abordagens orientadas para a identificação prévia dos piores cenários.

1.3. Questões de investigação

Decorrendo das considerações anteriores, as questões de investigação consideradas, a que esta Tese pretende dar resposta, foram as seguintes:

1. A rede elétrica encontra-se preparada para a introdução dos conceitos de *microgrid* e *smart grid*?
2. Que problemas podem surgir nos sistemas de proteção das redes de distribuição, tendo em conta a introdução de injeções distribuídas na rede elétrica?
3. Que estratégias podem ser definidas, com níveis de investimento comportáveis, para resolver as disfunções criadas pelas injeções distribuídas nos sistemas de proteção?
4. Atualmente são impostas limitações aos sistemas de produção distribuída, como, por exemplo, na legislação portuguesa. Há necessidade de limitar a integração da PD, numa rede de distribuição, de forma arbitrária, sem que sejam tidas em conta as vantagens da PD?

1.4. Objetivo do trabalho e metodologias

O principal objetivo do trabalho apresentado nesta Tese é investigar que mudanças devem ser introduzidas nos sistemas de proteção explorando o seu potencial nas redes de distribuição, mais especificamente as novas questões que se colocam na gestão e operação dos sistemas, como resultado da influência da proliferação de injeções distribuídas na rede, tentando preservar os dispositivos de proteção da rede convencional.

Com a finalidade de conseguir responder ao objetivo definido para a presente Tese, realizaram-se as seguintes atividades:

- ✓ Revisão da literatura e conhecimento do atual estado de arte, para caracterizar a operação da rede elétrica clássica, conhecer o conceito de *microgrid* e *smart grid*, os sistemas de proteção convencionais e os quadros regulatórios existentes.
- ✓ Simulação do funcionamento de uma rede elétrica radial. Antes de se proceder à simulação foram tidos em consideração vários aspetos: a identificação dos esquemas mais usuais de arranjo das proteções; a identificação e análise crítica dos critérios usados na literatura científica para a definição dos tipos de defeito a simular e para a respetiva localização na rede, tendo em vista os ensaios de

1. Introdução

simulação necessários à análise do problema; a identificação e investigação dos tipos de produção distribuída existentes, em particular o tipo de gerador que cada um possui: geradores assíncronos ou geradores síncronos; a identificação e análise crítica dos critérios usados na literatura científica para a localização dos pontos de injeção distribuída na rede, tendo em vista os ensaios de simulação necessários à análise do problema; a organização de uma revisão crítica das abordagens usadas até aqui na literatura e definição de um conjunto de critérios e regras que permita organizar de forma consistente e sistemática um conjunto de ensaios de simulação numa rede de distribuição, auxiliando a localização de pontos de injeção e de defeitos a simular (para cada esquema de proteções, para cada localização de injeção, ensaiar defeitos nas localizações pré-definidas).

As simulações foram realizadas na plataforma *DIgSILENT PowerFactory*, de acordo com os critérios e regras definidos, sobre a rede de teste *IEEE 34 Node Test Feeder*. Esta fase foi composta pelas seguintes sub-atividades: ensaio da rede de teste *IEEE 34 Node Test Feeder*; inclusão dos sistemas de proteção na rede de teste, atendendo aos esquemas típicos de proteção frequentemente usados; simulação de curto-circuitos para avaliar o comportamento da rede com os dispositivos de proteção; integração de injeções distribuídas, para verificar qual o comportamento da rede, isto é, encontrar possíveis problemas que possam surgir na rede, avaliando as limitações das proteções originais para dar resposta às garantias de segurança, coordenação e seletividade das proteções.

- ✓ Conceção e ensaio de estratégias e soluções para as disfunções dos sistemas de proteção encontrados na atividade anterior.

Para cada caso estudado em que o sistema de proteções não tenha uma resposta satisfatória, foi construído um conjunto de propostas de remediação baseadas nas soluções discutidas na literatura, criando ambientes que permitam descortinar todas as situações que levam à perda de coordenação do sistema de proteção. O conjunto de propostas resultante dos ensaios de simulação, cujo número e abrangência dependerão da complexidade dos casos mobilizados para estudo e do horizonte temporal do projeto, deverá desejavelmente passar a permitir uma análise expedita pelo distribuidor de cada caso concreto de injeção na rede, tendo em vista as adaptações que se mostrem necessárias ao desempenho satisfatório das proteções após a ligação do novo ponto de injeção.

- ✓ Avaliação da qualidade de serviço e energia não distribuída, no sentido de caracterizar a influência de existência de injeções distribuídas na rede de teste, através do método analítico e método de simulação de Monte Carlo.

Finalmente, também se espera contribuir para o aumento do conhecimento relacionado com o objetivo a alcançar, tendo para isso sido redigidos artigos publicados em revistas e atas de conferências internacionais.

1.5. Estrutura da Tese

A presente Tese apresenta-se organizada em nove capítulos. Ao longo da mesma foram incluídas figuras e tabelas por forma a facilitar a compreensão dos temas abordados durante a leitura. O primeiro capítulo apresenta a motivação, as questões de investigação, os objetivos e a metodologia adotada para alcançar estes objetivos, bem como a estrutura do trabalho.

O capítulo 2 aborda o estado do conhecimento apresentando alterações que devem ser realizadas nos esquemas de proteção de relés de máxima intensidade e religador e fusível, para assegurar a coordenação do sistema de proteção e como a qualidade de serviço é afetada, quando adicionada PD na rede. As disfunções e estratégias para proteção das *microgrid* também são referidas. Por fim é realizada uma abordagem aos quadros regulatórios existentes.

O capítulo 3 é dedicado aos sistemas de proteção da rede de distribuição. Foca as topologias da rede de distribuição e as características do sistema de proteção, sendo descritos os dispositivos de proteção mais usados para a proteção de máxima intensidade e os tipos de coordenação de acordo com os esquemas típicos mais comuns nas redes de distribuição.

No capítulo 4 é apresentado o conceito de produção distribuída, sendo abordados os diferentes tipos de PD, o impacto que pode provocar na rede de distribuição e nos sistemas de proteção, bem como vias para mitigar o efeito da PD nos sistemas de proteção.

O capítulo 5 trata da questão da qualidade de serviço numa rede de distribuição, tendo em conta os índices mais utilizados na medição da fiabilidade, baseados nos clientes e na carga, utilizados pelas Entidades Reguladoras, bem como dos métodos analíticos e de simulação utilizados para obter os índices de fiabilidade.

1. Introdução

O capítulo 6 apresenta o programa de simulação utilizado, a rede de estudo e as parametrizações dos dispositivos de proteção usados na rede de estudo.

No capítulo 7 são abordados diversos casos de estudo, com o objetivo de mitigar o problema de perda de coordenação dos sistemas de proteção, para que possam ser criadas propostas de remediação para responder ao objetivo principal e às questões de investigações formuladas nesta Tese.

O capítulo 8 complementa o anterior, avaliando a qualidade de serviço na rede de distribuição, com particular atenção aos casos em que não se verifica a coordenação dos sistemas de proteção.

Finalmente, o capítulo 9 enumera as conclusões desta Tese, enuncia as contribuições alcançadas com a realização deste trabalho, sendo também perspetivados alguns trabalhos futuros que podem ser realizados no âmbito deste tema.

2. Estado do Conhecimento

2.1. Introdução

As redes de distribuição tradicionais, geralmente radiais, carecem ser redesenhadas de modo a acomodar a geração descentralizada de energia, com o recente desenvolvimento das tecnologias energéticas sustentáveis e o aumento da procura por geração de baixa emissão, a utilização de energia renovável apresenta perspectivas promissoras para as redes funcionando em modo isolado [6]–[9]. Assim, os fluxos de energia deixam de ocorrer num único sentido, consequência da injeção da energia proveniente de fontes dispersas, obrigando a que as redes sejam dinâmicas e tenham comunicação constante entre fornecedor e consumidor, permitindo assegurar uma gestão equilibrada da produção elétrica dispersa e da produção centralizada. Neste contexto, existem diversos constrangimentos à concretização das *microgrids*, influenciando de modo mais amplo a concretização das *smart grids*, em função dos desafios relacionados com as proteções da rede elétrica que necessitam de ser adaptadas.

A literatura refere várias estratégias para ultrapassar as limitações dos sistemas de proteção, quando é adicionada PD na rede de distribuição. Este capítulo aborda o estado do conhecimento das estratégias referidas na literatura focando, essencialmente os esquemas de proteção religador – fusível e relés de máxima intensidade. As proteções das *microgrid* também são tratadas, identificando-se as disfunções que as mesmas apresentam, os desafios e algumas estratégias propostas para as ultrapassar, no que diz respeito ao sistema de proteção. Finalmente, faz-se uma referência aos quadros regulatórios existentes.

2.2. Estratégias para a coordenação dos sistemas de proteção

Os sistemas de proteção devem reagir rapidamente a qualquer defeito, seja ele fugidio ou permanente, assegurando coordenação e seletividade dos dispositivos de proteção da rede aquando da integração de injeções distribuídas [10]–[17].

2. Estado do Conhecimento

Na literatura científica são apresentados sistemas de proteção num crescente contexto de aumento de pontos de injeção, para diversos tipos de arranjos dos sistemas de proteção: religadores e fusíveis, relés de máxima intensidade, direcionais e não direcionais, relés de distância, relés diferenciais, entre outros, numa boa parte das vezes utilizando redes de teste conhecidas [18]–[23]. Grande parte dos impactos com injeções distribuídas resultam em *blinding* da proteção, falso disparo, religação automática e *islanding* não intencional, levando à dificuldade em obter seletividade e coordenação dos dispositivos de proteção, descritos no capítulo 4 [24]–[29].

Os esquemas de proteção baseiam-se em medições de grandezas como tensões, correntes, potência e frequência, bem como nas características operacionais que definem os limites de disparo das proteções. Por forma a mitigar as diversas disfunções causadas pelos sistemas de proteção são apresentadas diversas soluções na literatura: através de metodologias que visam técnicas de otimização (modelos matemáticos e inteligência artificial), métodos de otimização baseados *fuzzy* e redes neuronais, métodos de proteção adaptativos, religadores baseados em microprocessadores ou ainda o desenvolvimento de dispositivos externos limitadores de corrente de defeito, grande parte destas soluções envolvem a modernização da rede com a introdução de tecnologia digital, implicando um maior investimento para o operador da rede de distribuição [22], [25]–[27], [30]–[36]. Nestes casos, a estratégia passa pela inserção de uma unidade de controlo central existindo limitação da penetração de PD na rede ou encontrando os ótimos para a localização e para o tipo de tecnologia de injeção distribuída, influenciando a decisão do produtor de energia [29], [33], [37]–[45].

No esquema de coordenação religador-fusível, discutem-se, ao longo da literatura, técnicas que abordam a modificação das características do religador, desde ajustar os parâmetros do religador, em particular o *time dial* ou a corrente de *pick-up*, ou alterar a relação entre a corrente detetada pelo religador e a corrente de defeito, utilizada na expressão que permite determinar o tempo de atuação do religador, tendo em consideração constantes os incrementando valores de *time dial* ou da corrente de *pick-up*, até satisfazer a coordenação entre as proteções [24], [38], [41], [43], [44], [46]–[49].

A abordagem apresentada em [33], que permite melhorar a coordenação entre religador e fusível, maximizando a capacidade instalada de PD, é semelhante a outras abordagens na literatura [46], [50], [51] assentando, neste caso, em várias etapas de que se destacam: as primeiras definem as variáveis: o número de máximo de PD para interligar à

rede, a localização da PD, o tipo de PD e a localização do defeito; posteriormente, incrementa a capacidade da PD, avalia a coordenação entre as proteções, para os casos em que há perda de coordenação, altera o parâmetro *time dial*, decrementando-o, por forma a assegurar a coordenação, podendo mesmo, caso não se verifique coordenação, alterar o valor da corrente estipulada para o fusível. O fluxograma que descreve a abordagem estudada em [33] é ilustrada na Fig. 2.1.

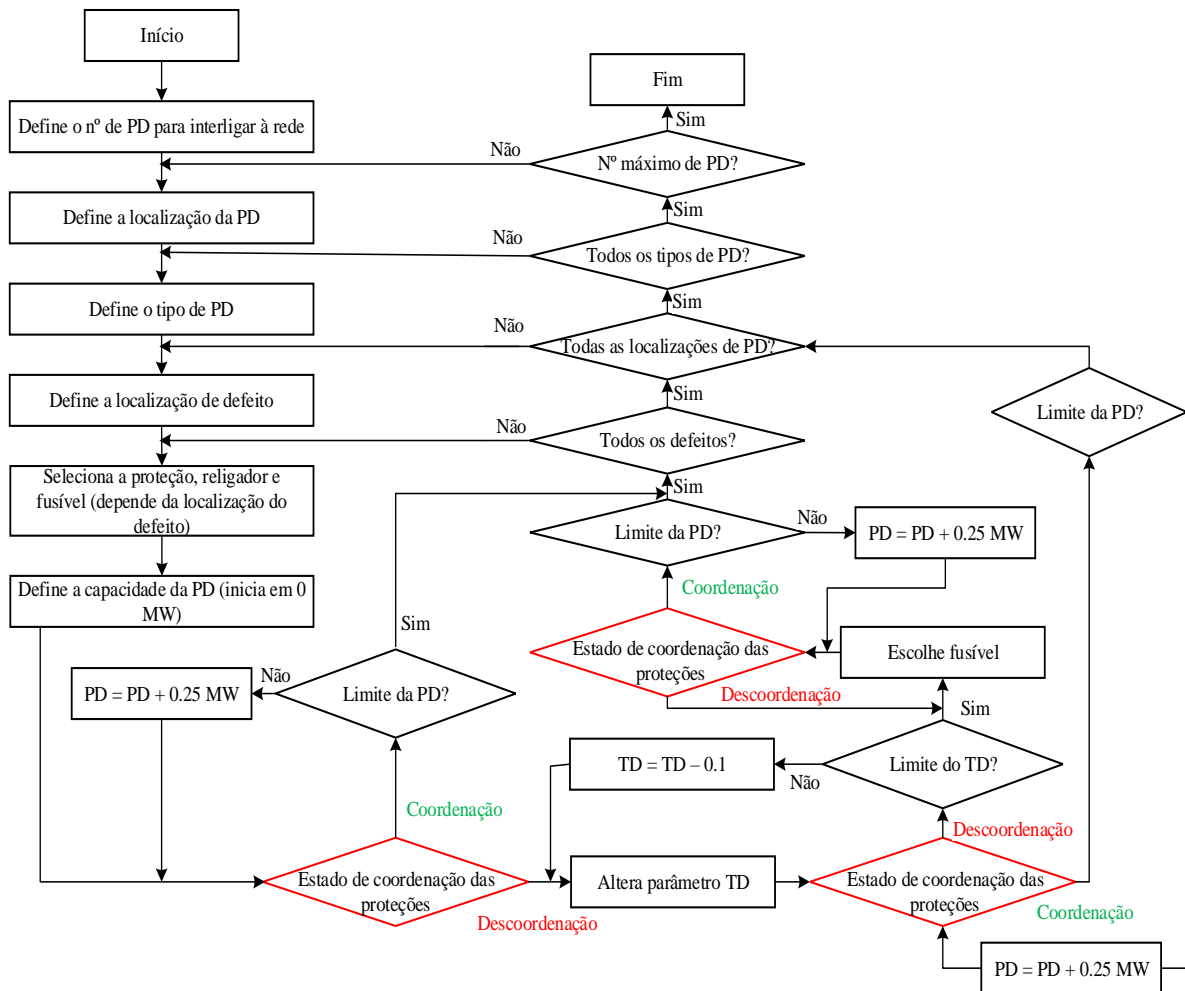


Fig. 2.1 – Fluxograma apresentado em [33], com o objetivo de melhorar a coordenação entre religador e fusível.

Uma proposta com o esquema de proteção religador – fusível é estudada em [39] numa rede de distribuição convencional, onde são introduzidas injeções distribuídas, neste caso aerogeradores. A integração de duas injeções distribuídas leva à perda de coordenação do sistema de proteções, conforme ilustrado na Fig. 2.2. O autor propõe uma modificação da curva rápida do religador, adicionando um elemento instantâneo na curva inversa inicialmente definida. Este elemento instantâneo irá eliminar todas as correntes de defeito elevadas, calculadas previamente sem a PD, que ocorram sempre que a PD se encontra

2. Estado do Conhecimento

ligada à rede. Para a mesma situação, alterando a curva característica do religador, a coordenação do sistema de proteções encontra-se assegurada, conforme indicado na Fig. 2.3.

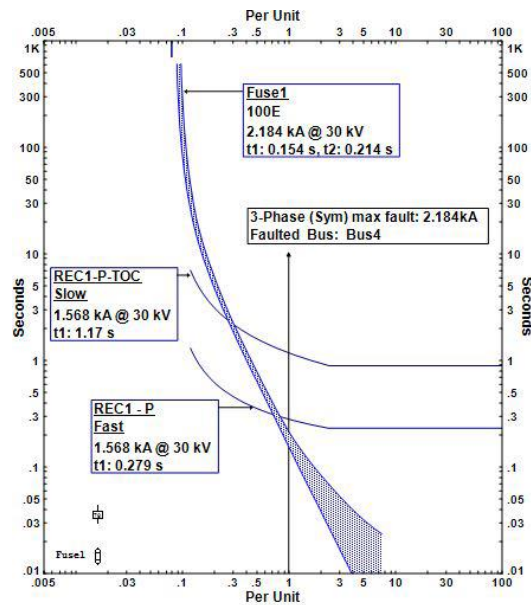


Fig. 2.2 – Perda de coordenação entre religador e fusível, quando são adicionadas duas PD na rede [39].

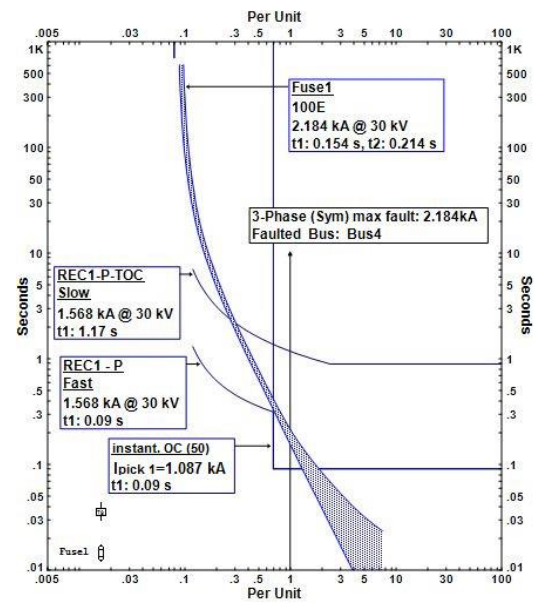


Fig. 2.3 – Coordenação entre religador e fusível, com a adição de um elemento instantâneo na curva do religador [39].

Uma rede de distribuição Iraniana foi objeto de estudo em [52], com diferentes casos de estudo, para ultrapassar problemas de coordenação entre religador e fusível quando eram inseridas diversas PD em diferentes localizações, mantendo a configuração da rede convencional, sem qualquer investimento em comunicação/digitalização da rede. Tipicamente, as curvas do religador são baseadas em curvas características de tempo inverso. Neste caso, o autor baseou-se numa curva de tempo extremamente inversa *standard*, conforme indicado na equação (1), apresentando esta uma inclinação mais acentuada. A estratégia passou pela economia de fusível, tendo para isso de ajustar a curva de resposta rápida do religador, adicionando novas parcelas que incluem o valor da tensão do religador quando ocorre um defeito, em p.u., com uma característica parabólica na tensão. A curva característica rápida do religador proposta é indicada na equação (2).

$$t_{religador} = \left[\frac{28.2}{\left(\frac{I_{SC}}{I_{set}}\right)^2 - 1} + 0.1217 \right] \times TD \quad (1)$$

$$t_{religador} = \left[\frac{28.2}{\left(\frac{I_{SC}}{I_{set}}\right)^2 - \left(\frac{1}{e^{(1-V_{SC})}}\right)^2} + 0.1217 \right] \times [V_{SC} \times (1 - V_{SC})] \times TD \quad (2)$$

Onde:

$t_{religador}$ é o tempo de operação do religador,

I_{SC} é a corrente de defeito vista pelo religador,

I_{set} é a corrente de disparo do religador,

TD é o ajuste do *time dial*,

V_{SC} é a tensão de defeito do religador, em p.u..

A implementação da nova curva característica rápida do religador permitiu, aumentando o intervalo de coordenação, assegurar a coordenação do sistema de proteção para vários tipos e localização de defeitos e produção dispersa. O autor refere que a curva característica parabólica da tensão permite controlar o tempo de operação do religador na presença de injeções distribuídas.

Outra proposta, mais recente, para mitigar problemas de coordenação com penetração de PD na rede de distribuição, com religador e fusível, é apresentada em [52] e [53], baseando-se na inserção de um novo religador com uma componente direcional que permite identificar o sentido do fluxo de energia na rede, sendo localizado a meio do alimentador principal por forma a coordenar os dispositivos a montante e jusante. A adição de PD pode implicar alterações na parametrização da curva de resposta rápida característica do religador (ajuste do *time dial*) e, quando se justificar, a substituição do fusível. Trata-se de uma proposta que já implica investimentos na aquisição do novo religador e nos fusíveis.

Por outro lado, para a coordenação dos relés de máxima intensidade, vários autores alteram a parametrização das curvas características destes relés, cumprindo a margem de coordenação entre os dispositivos (um exemplo é mostrado na Fig. 2.4, em que os relés são ajustados automaticamente de acordo com as alterações na rede, assegurando um intervalo de coordenação entre dois relés de 0.3 segundos; os parâmetros alterados são o *time multiple setting* (TMS) e o *plug setting* (PS) (correspondente aos parâmetros *time dial* e relação entre corrente de defeito vista pelo relé e corrente de disparo do relé, respetivamente, nos relés de máxima intensidade ou religadores)) [55]. A implementação de dispositivos de proteção no terminal do alimentador, sugerida por alguns autores, com relés direcionais, relés diferenciais ou relés de distância, permite conhecer o valor da corrente que circula no sentido contrário ao convencional, quando é adicionada PD, evitando a perda de coordenação das proteções. Outros objetivos abordados nestes estudos foram investigar a capacidade máxima que uma injeção distribuída pode ter, de acordo com

2. Estado do Conhecimento

o perfil de tensão ou perdas em cada barramento, com um sistema de proteção com diversos relés [25], [36], [56]–[62]. Um exemplo que envolve o processo de coordenação entre vários dispositivos de proteção é ilustrado na Fig. 2.5 . Os relés de máxima intensidade são incapazes de proteger a rede quando são adicionadas PD na rede, pelo que o autor propõe a inclusão de relés direcionais para melhorar a segurança na rede devido ao fluxo bidirecional. No entanto, ocorrem problemas de *blinding* da proteção e falso disparo sendo, nestes casos proposta a utilização de relés diferenciais [25].

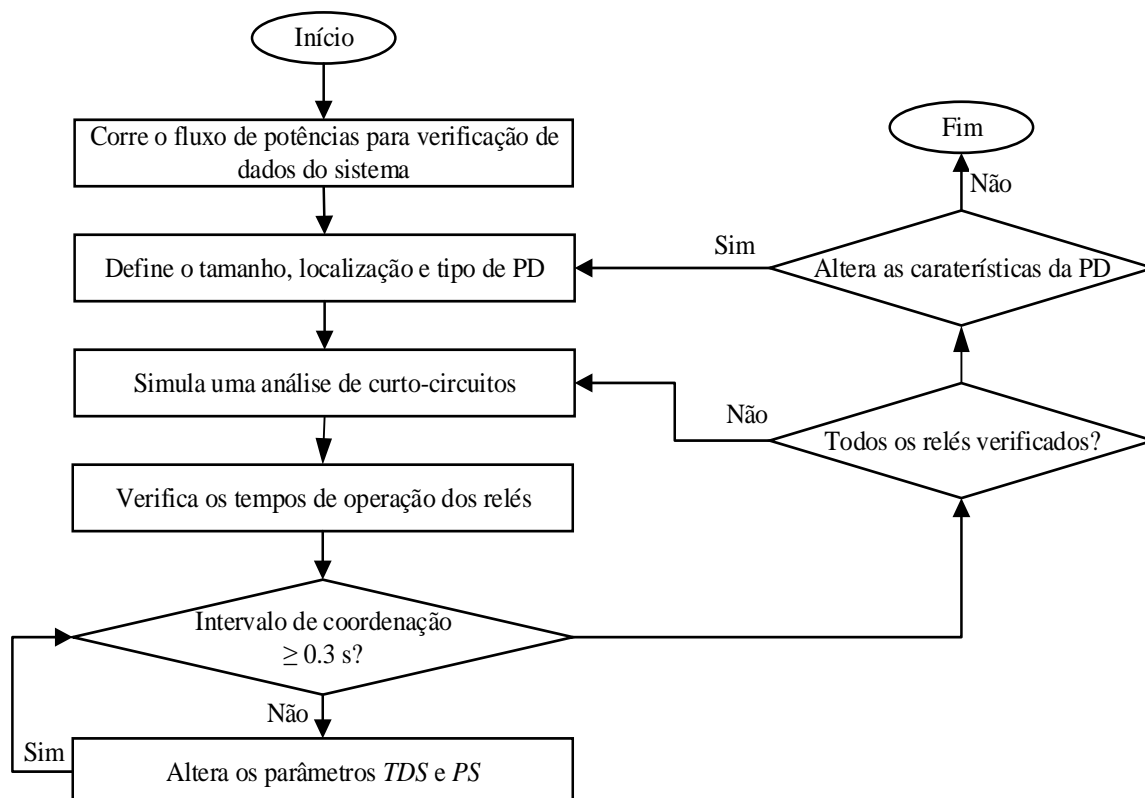


Fig. 2.4 – Fluxograma de proteção adaptativo, com relés de máxima intensidade proposto por [55].

A colocação de relés de máxima intensidade direcionais é uma solução estudada por bastantes autores para ultrapassar problemas com o fluxo bidirecional de energia, com topologias radiais ou em anel, a qual que permite a integração de PD na rede, interligando os esquemas de proteção relés de máxima intensidade ou religador e fusíveis. Na maioria dos casos, por forma a assegurar a coordenação, são desenvolvidos modelos matemáticos (utilizando meta heurísticas ou outros métodos de otimização), em que se estabelece o limite do intervalo de coordenação e as curvas características dos relés são ajustadas tendo em conta as parametrizações do TMS e PS [36], [59], [63]–[68].

A divisão da rede em zonas é uma garantia para que exista uma melhor coordenação e atuação dos dispositivos de proteção, tendo uma proteção primária e outra de *backup* que atua no caso de a proteção primária não responder ao defeito. Quando surge um defeito e há PD na rede de distribuição, estando a rede dividida em zonas é possível preservar a continuidade do fornecimento de energia nas zonas que não foram afetadas, podendo a rede funcionar como ilha. [54], [69] apresentam casos em que a rede foi dividida, implicando, nestes estudos, a inserção de um religador usando um microprocessador, para realizar a sincronização dos relés, o que exige a digitalização da rede.

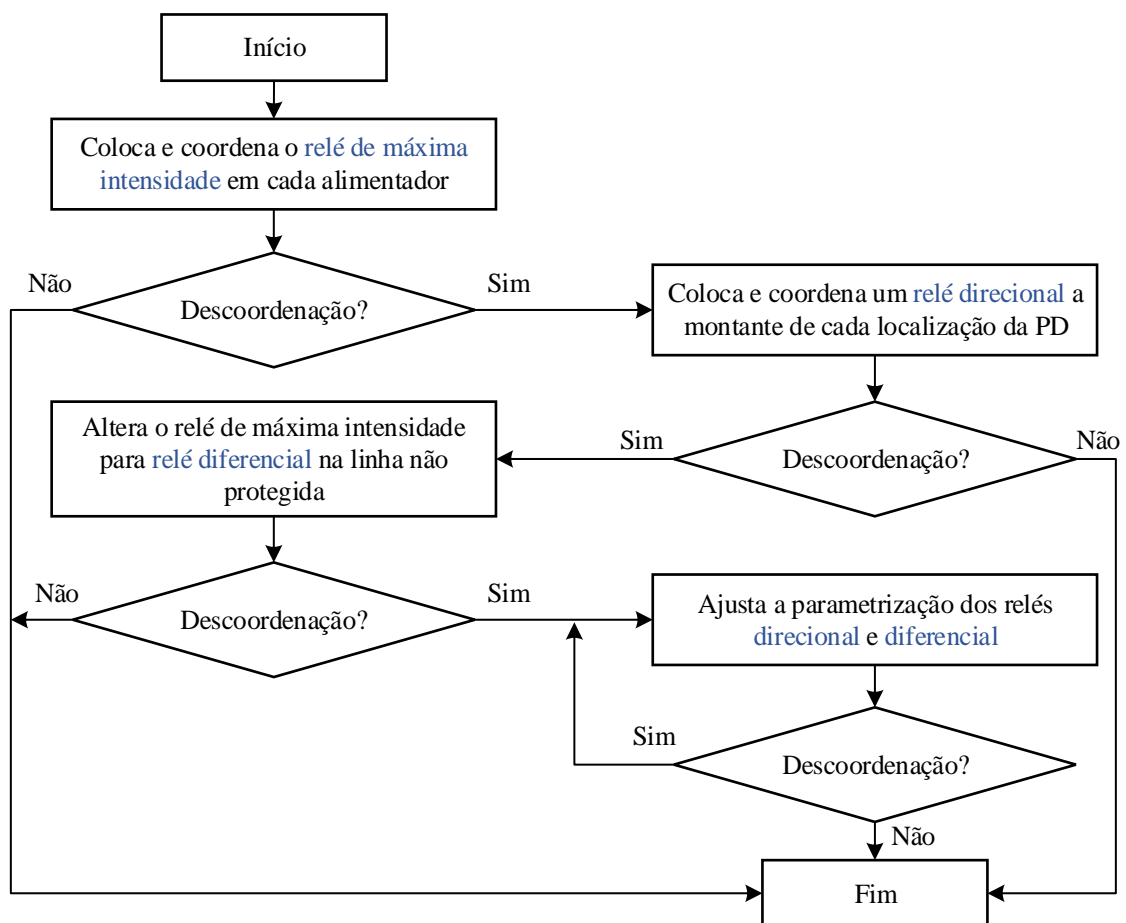


Fig. 2.5 – Fluxograma de coordenação entre relés de máxima intensidade, direcionais e diferenciais proposto por [25].

2.3. Proteção nas *microgrids*

A proliferação de injeções distribuídas ao longo da rede de distribuição pode levar ao funcionamento da rede como *microgrid*, operando com ligação à rede ou de modo autónomo da rede principal. Independentemente do tipo de operação, o conceito de *microgrid*, Fig. 2.6, pressupõe que haja um supervisor da rede para controlar e monitorizar todas as variáveis da rede (tensão, frequência, potência ativa e reativa) em todos os

2. Estado do Conhecimento

barramentos, implicando a digitalização da rede, com linhas de comunicação entre todos os intervenientes. O controlo é efetuado através de um controlador central e vários controladores localizados próximos das fontes de produção e armazenamento. No entanto, a digitalização é um dos maiores problemas, já que o envelhecimento dos sistemas de distribuição requer grandes investimentos para proceder à necessária substituição de equipamentos. Tipicamente, as redes de distribuição são radiais, podendo encontrar-se redes em anel, em cujos casos, geralmente se adota o esquema de proteção que é usado nas redes emalhadadas.

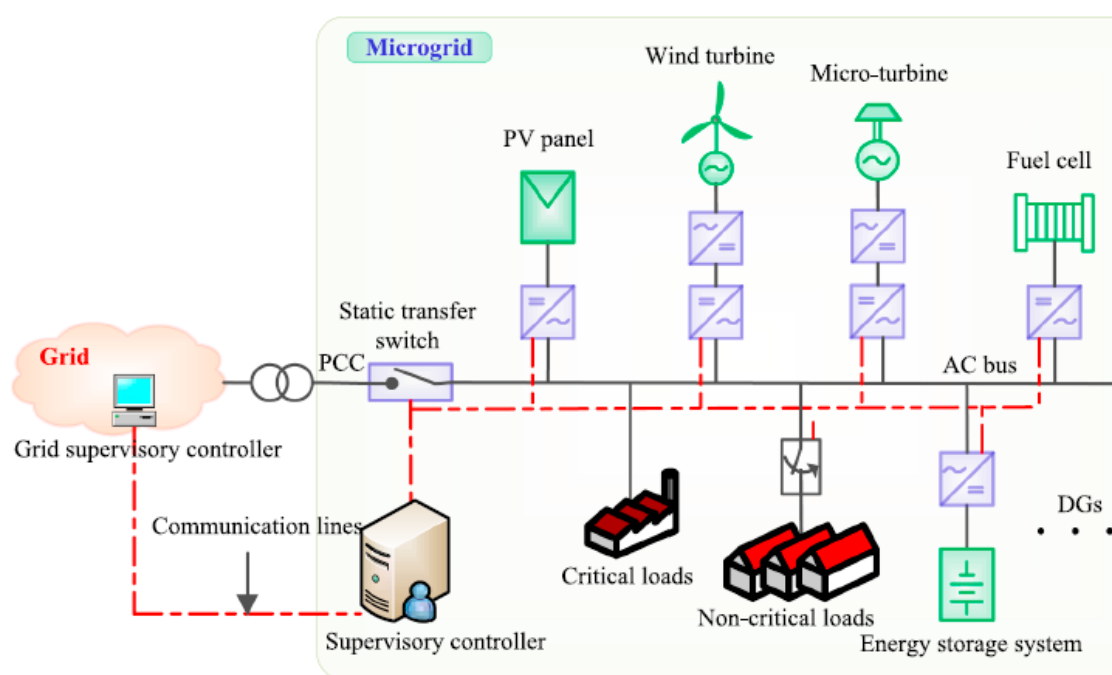


Fig. 2.6 – Conceito de *microgrid* [70].

O sistema de proteção numa *microgrid*, combina duas estratégias de coordenação: por um lado, a proteção principal e a proteção de *backup*, para o caso de a proteção principal não funcionar corretamente e, por outro lado, a proteção baseada em intervalos de tempo e comunicação, apresentando um determinado tempo de atraso para a deteção de um defeito e assegurando que há interligação e comunicação entre os dispositivos de medição e os sistemas de proteção [71], [72]. Os dois tipos de arranjos utilizados nas redes convencionais, relés de máxima intensidade e religador – fusíveis, não podem ser utilizados nas *microgrid*, devido a um conjunto de fatores tais como os fluxos bidirecionais da corrente, aumento da corrente de curto-circuito, falsos disparos, blindagem da proteção, proibição do religamento automático, religamentos não sincronizados e a alterações à topologia da rede devido à introdução de PD (alteração para redes em anel, por exemplo),

tendo de ser utilizados/adicionados outros dispositivos, muitas vezes criando problemas de seletividade e sensibilidade na proteção de máxima intensidade [72]–[75].

As disfunções do sistema de proteção numa *microgrid*, os desafios e as estratégias para que o mesmo opere corretamente, estando a *microgrid* interligada à rede de distribuição ou funcionando em modo isolado, são diversas conforme apresentado na Fig. 2.7 (adaptado de [72]).

Os desafios para a concretização das *microgrids* prendem-se com: a variação da corrente de defeito, que aumenta dependendo do tipo de injeção distribuída ou tecnologia associada à mesma, o modo de operação; a uniformização, que está relacionada com a conceção e localização dos dispositivos eletrónicos inteligentes (conhecidos também como *intelligent electronic devices IEDs*), cada vez mais complexos; a escolha do transformador de interligação da injeção distribuída à rede, que deve ser compatível com a rede por forma a evitar um aumento de tensão e sobretensões; outros desafios associados à corrente de defeito que se encontram descritos no capítulo 4. As soluções referidas por diversos autores para remediar os problemas de proteção, passam pela utilização de vários dispositivos de proteção: relés de máxima intensidade, que operam quando a corrente excede um valor predefinido; relés direcionais, que indicam o valor da corrente, tal como os de máxima intensidade, mas também a direção de circulação da corrente, e relés diferenciais, colocados em dois pontos distintos da *microgrid* para que se possam comparar as variáveis medidas; os relés de distância que se baseiam na medição de impedância e admitância quando ocorre um defeito; proteção baseada na medição da tensão [75]–[82]. A utilização de vários componentes IED para a comunicação e controlo da rede, tais como reguladores de tensão baseados em microprocessadores, relés de proteção, interruptores, entre outros, necessitam de ser uniformizados através da Comissão Eletrotécnica Internacional [72]. Outra estratégia de proteção está relacionada com a implementação de limitadores de corrente de defeito (doravante *fault current limiters FCL*), que podem aumentar a corrente, integrados na PD com a tecnologia de gerador síncrono ou diminuir a corrente quando integrados na interface de inversores da PD [42], [72], [77], [82], [83]. Há diversas referências na literatura a métodos adaptativos, algoritmos para a deteção de defeitos, deteção de operação em modo isolado e métodos de inteligência artificial, sempre pressupondo que a rede se encontra monitorizada, existindo uma infraestrutura de comunicação entre todos os intervenientes (operador da rede de distribuição, produtores, consumidores) [70], [72].

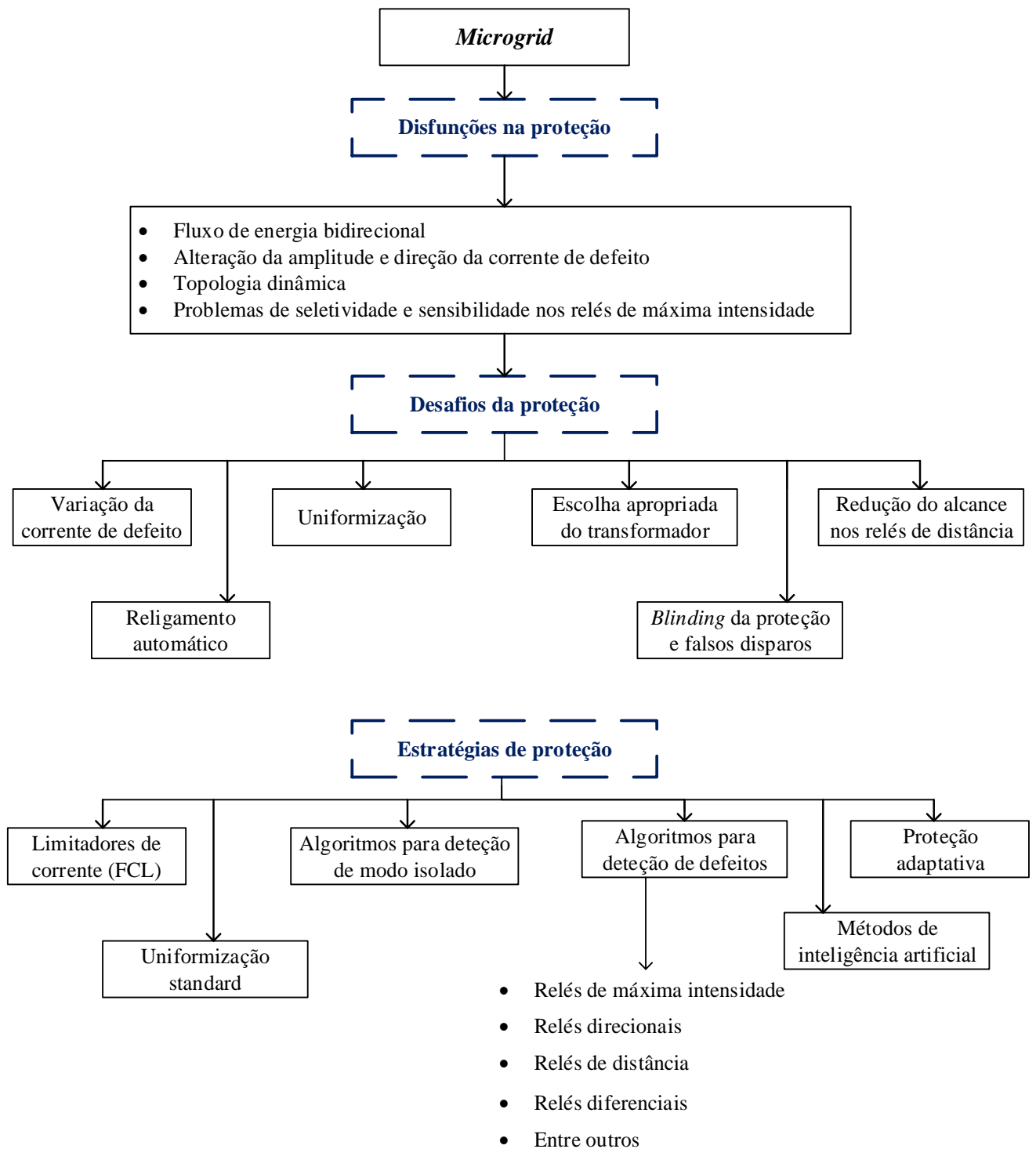


Fig. 2.7 – Disfunções na proteção da *microgrid*, desafios e estratégias para a proteção (adaptado de [72]).

A transformação de uma rede de distribuição convencional para o ambiente de *microgrid*, progredindo para o ambiente de *smart grid*, requer a modernização de toda a rede, estabelecendo uma comunicação centralizada, monitorização e controlo digital de toda a rede, quer opere interligada à rede de distribuição quer em modo isolado. Trata-se

de um processo demorado, que se requer robusto, com um elevado investimento inicial para o operador da rede de distribuição, com muitos desafios ainda para ultrapassar.

2.4. Qualidade de serviço

A crescente penetração de PD pode afetar a fiabilidade da rede de distribuição e, conseqüentemente, a qualidade de serviço, causando interrupções no fornecimento de energia aos consumidores e podendo, conforme a regulamentação de enquadramento, levar ao pagamento de compensações monetárias aos consumidores, pelo que constitui uma preocupação do operador da rede de distribuição [84], [85].

A fiabilidade das redes de distribuição é medida através de índices baseados em estatísticas de dados referentes à ocorrência de defeitos afetando o serviço aos consumidores, as interrupções e a respetiva duração, num dado período, tipicamente anual.

Vários autores estudam o impacto que os índices de fiabilidade têm na rede de distribuição, quer sem qualquer PD, quer quando há adição de uma ou mais PD, através de métodos analíticos ou de simulação. A avaliação dos índices de fiabilidade com a reconfiguração do sistema de proteção (adição de religadores automáticos da rede, substituição de transformadores) e com a introdução de PD encontra-se, por exemplo, em [86]–[89], onde os resultados são obtidos através de método analítico ou de simulação de Monte Carlo.

Para conhecer a localização e capacidade ótimas da PD, [90] apresentou um algoritmo evolucionário com os objetivos de reduzir as perdas e melhorar fiabilidade baseada na energia não distribuída, aplicando-o em duas redes de distribuição radiais.

Uma metodologia para resolver problemas de planeamento da expansão de uma rede de distribuição, com integração de PD e adaptação do sistema de proteção para o contexto de *smart grids*, foi apresentada por [91] que avaliou o impacto dos índices de fiabilidade, a END, os custos de operação e expansão.

Há diversos trabalhos de investigação que mostram que, de uma maneira geral, a integração de PD permite alcançar melhores índices de fiabilidade, reduzir as perdas e maximizar o uso de energias renováveis nas redes de distribuição, tanto para a rede convencional como para o caso das *microgrids* [84], [92]–[95].

2.5. Quadro regulatório

Ao longo dos últimos anos o setor elétrico tem passado por um período de reestruturações, devido às pressões regulatórias efetuadas pelos governos, avanços tecnológicos, maior exigência na qualidade de serviço, obrigação de cumprir leis ambientais, imposições comuns em quase todos os países, provocadas, em grande parte, pela liberalização do mercado de energia.

O setor da energia elétrica pode ser organizado em vários modelos de mercado, consoante o quadro regulatório de cada país: monopólio verticalmente integrado, comprador único, competição no mercado grossista e competição no retalho. O modelo de monopólio impõe que seja uma única empresa responsável pela cadeia de valor (produção, transporte, distribuição e comercialização). No caso do modelo de comprador único, este detém o monopólio das redes e dos consumidores, não permitindo o acesso às redes por terceiros; o operador da rede de transporte é responsável por comprar energia elétrica a vários produtores, podendo alguns serem propriedade do comprador. O modelo de competição no mercado grossista permite uma competição entre os produtores, que têm acesso livre à rede de transporte, vendendo a sua energia numa bolsa (*pool*) aos distribuidores mantendo-se o monopólio do fornecimento de energia aos consumidores finais. O modelo de competição no retalho permite concorrência total no mercado da energia elétrica, levando a que os consumidores possam escolher livremente o seu fornecedor, participando ativamente no mercado de energia [96], [97].

O Chile foi o primeiro país a reestruturar o setor elétrico, tendo criado um quadro regulatório segmentando os setores da produção, transporte e distribuição de energia, no início da década de 80, gerando um mercado competitivo entre várias empresas que foram privatizadas e passaram a operar em ambiente de mercado [98], [99].

Na Europa a liberalização iniciou-se em 1983, no Reino Unido, privatizando empresas e criando um mercado *pool*. Em Portugal a abertura do setor elétrico começou em 1988, permitindo a produção independente usando fontes renováveis ou cogeração [100]. Com a liberalização foram estabelecidos altos padrões no que diz respeito às obrigações de serviço público e proteção ao consumidor europeu [101], [102].

A reestruturação do setor elétrico teve início em Portugal em 1994 com a criação da Rede Elétrica Nacional (REN), com a finalidade de gerir o transporte de energia elétrica.

Seguiu-se a Noruega e Suécia, em 1996, com o primeiro mercado transnacional de energia elétrica (*Nordpool*) e a Espanha em 1997 [96].

Atualmente o Reino Unido conseguiu reformar integralmente o setor elétrico, com a reestruturação, privatização, regulação e concorrência, operando numa cadeia de valor desverticalizada. O mesmo não aconteceu em França, uma vez que não se adaptou totalmente à liberalização do mercado de energia, continuando o Estado a deter o fornecimento de energia. Foram introduzidas pequenas alterações para alcançar o processo de liberalização, no entanto o regime de separação das atividades do setor consiste apenas numa forma de separação contabilística entre a transmissão e a geração de energia, mantendo essencialmente a integração vertical do setor da eletricidade. A Alemanha optou por avançar na liberalização do mercado, no entanto, sem realizar a separação vertical de todos os operadores, subsistindo empresas verticalmente integradas que, por manterem o regime de monopólio, contribuem para reduzir a concorrência criando barreiras à entrada de novos investidores [101], [103]. A Fig. 2.8 ilustra a cadeia de valor antes e depois da liberalização do mercado de energia.

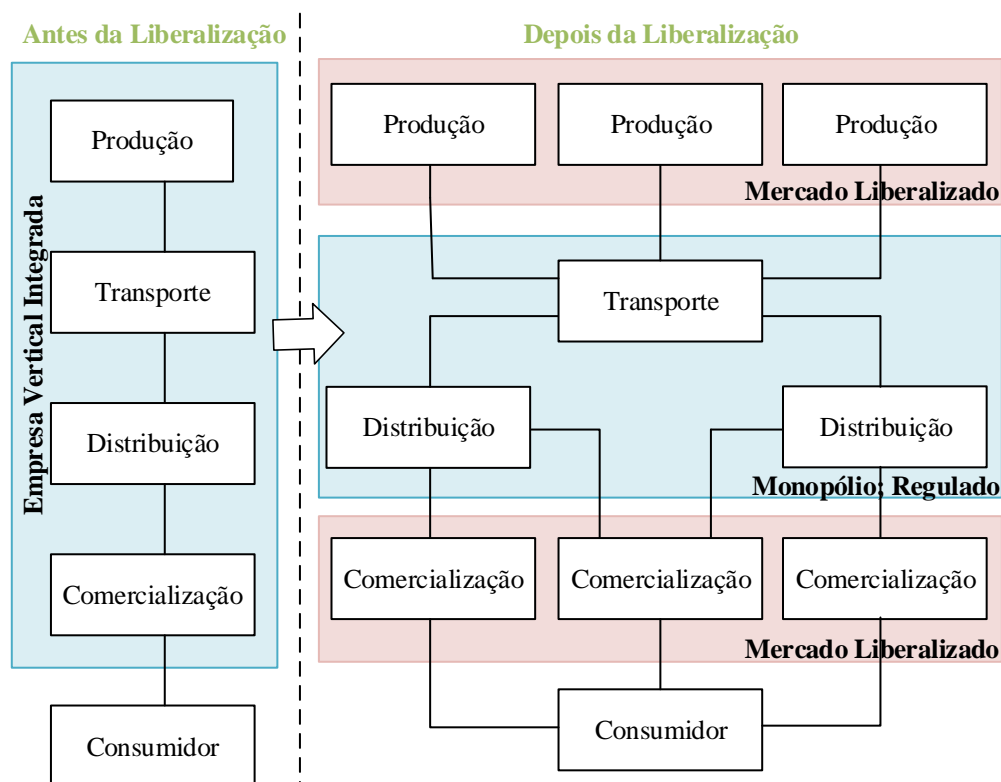


Fig. 2.8 – Estrutura de mercado da cadeia de valor da eletricidade antes e após a liberalização (adaptado de [104]).

No caso de Portugal, antes de 1994 o setor da energia elétrica operava em regime de monopólio, com uma integração vertical, não existindo qualquer competição, onde uma

2. Estado do Conhecimento

única empresa era a responsável pela produção e entrega de energia aos consumidores (empresa Energias de Portugal (EDP), antes designada Electricidade de Portugal). Com a reestruturação do setor, esta estrutura foi desverticalizada, separando-se as fases da cadeia de valor, tendo sido criada uma entidade reguladora independente, por forma a assegurar a concorrência no mercado. Em 2007 entrou em funcionamento o Mercado Ibérico de Eletricidade (MIBEL), onde qualquer produtor ou comercializador que opere em Portugal ou Espanha, no espaço ibérico pode vender ou adquirir energia elétrica, respetivamente, num regime de livre concorrência [105], [106]. Apesar do mercado de eletricidade já se encontrar privatizado, ainda apresenta um longo caminho pela frente no processo de liberalização [101].

A integração de PD, com a reestruturação do mercado abre portas à concorrência e competitividade entre os agentes, quando operam em mercado liberalizado e desverticalizado. Em geral, os produtores com custo de produção muito baixo beneficiam do facto de o preço de encontro do mercado ser, em geral, mais elevado do que o preço da oferta de venda feita por esses produtores no mercado grossista diário [107], [108].

A separação da cadeia de valor prevê que haja uma maior competitividade, igualdade, objetividade e transparência entre as empresas que a compõem. A influência do operador da rede de distribuição ou outro agente, no que se refere à localização e capacidade da PD em vários pontos da rede depende do contexto regulatório de cada país, podendo ter consequências negativas ou benefícios para o consumidor.

2.6. Conclusões

Neste capítulo foi apresentado, de uma forma genérica, o estado do conhecimento para diversas estratégias que procuram garantir a resposta coordenada dos sistemas de proteção à ocorrência de defeitos na presença de produção distribuída nas redes, com os esquemas de proteção religador – fusível e relés de máxima intensidade. Outras estratégias encontram-se descritas no capítulo 4 desta Tese. A maior parte das soluções propostas requer a modernização/digitalização da rede, acarretando investimentos que muitos operadores da rede de distribuição não conseguem suportar ou não são aplicáveis àquelas partes das redes que ainda não tenham sido modernizadas mesmo quando um plano de digitalização se encontra em curso. O mesmo se passa com as proteções das *microgrid*, implicam a digitalização de toda a rede.

A avaliação da qualidade de serviço com integração de PD tem vindo a ser objeto de estudo por diversos autores, com o desenvolvimento de métodos analíticos ou de simulação, que permitem calcular os índices de qualidade de serviço sem e com PD, sendo conclusão predominante que a PD tem benefícios para a rede de distribuição.

Finalmente, foi estabelecido o regime regulatório de referência em que a presente Tese se posiciona, com a cadeia de valor desverticalizada e o mercado liberalizado, para fixar os pressupostos para as intervenções admissíveis nas redes.

3. Sistemas de Proteção nas Redes de Distribuição

3.1. Introdução

Neste capítulo são apresentadas as topologias da rede de distribuição e as características que um sistema de proteção deve adotar, por forma a assegurar a fiabilidade e segurança numa rede. No entanto, dado que nem sempre está garantida a continuidade de serviço, por ocorrência de condições anormais, pretende-se ainda, sucintamente, destacar os tipos de defeitos que provocam estas anomalias.

Os dispositivos de proteção são abordados, com uma descrição genérica dos mais usados, designadamente os que correspondem a esquemas de proteção de máxima intensidade. Estes dispositivos, ao operar na rede, devem ter comportamentos de seletividade e coordenação, no caso de ocorrência de um defeito. Assim, ainda neste capítulo, são enunciados os tipos de coordenação aplicados na rede de distribuição, bem como os arranjos mais utilizados.

3.2. Rede de distribuição e sistemas de proteção

A energia elétrica é normalmente fornecida à maioria dos consumidores através das redes de distribuição, constituídas por infraestruturas com diferentes níveis de tensão.

As redes de distribuição podem ser constituídas por cabos subterrâneos ou por linhas aéreas, dependendo da localização, das características das cargas e da disponibilidade de investimento. Nas zonas urbanas com elevada densidade populacional, nos países industrializados, é usada a distribuição subterrânea. Nas zonas rurais, por apresentarem baixa densidade populacional, a distribuição é aérea. Não obstante, no Japão e Estados Unidos da América, diversas zonas urbanas, devido a custos de instalação, funcionam com linhas aéreas [109].

As topologias das redes elétricas, mais comuns, são: as redes malhadas, radiais e redes malhadas com exploração radial, ilustradas na Fig. 3.1. As redes em malha proporcionam

3. Sistemas de Proteção nas Redes de Distribuição

alimentação às cargas por pelo menos por duas linhas, em dois sentidos, sendo dimensionadas para assegurar que, em caso de defeito, as cargas continuem a ser alimentadas. Por outro lado, as redes radiais são constituídas por linhas que se vão ramificando a partir do ponto de origem, com circulação unidirecional da corrente, implicando, no caso de ocorrência de um defeito, que toda a linha a jusante do defeito seja afetada. Nas redes radiais muito extensas e com baixa densidade de cargas, é habitualmente usada uma opção económica por postos de transformação aéreos. A topologia malhada com exploração radial, na qual todas as subestações ou clientes estão ligados por pelo menos duas linhas ou cabos, permite garantir a minimização das perdas da rede e uma melhoria do perfil de tensão ao longo dos alimentadores. No entanto, são as mais caras devido à maior quantidade de linhas e cabos necessários [109]–[111].

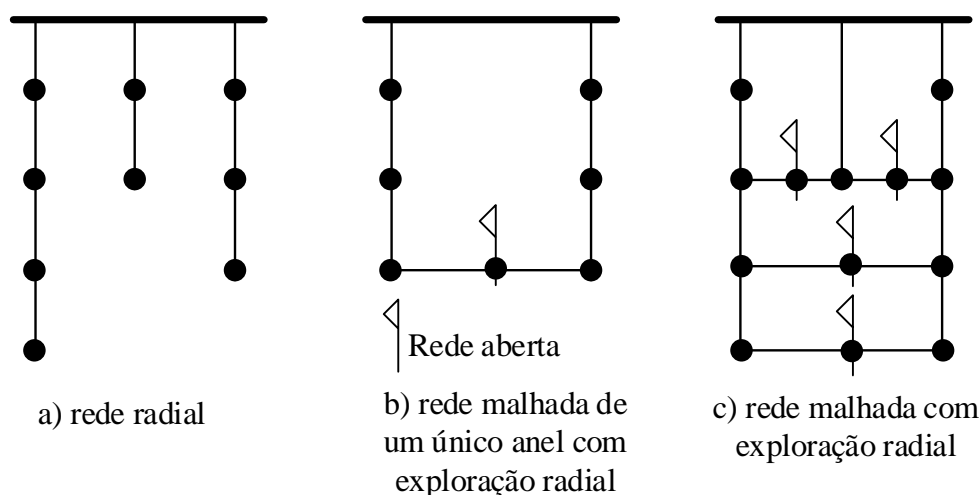


Fig. 3.1 – Topologias mais usadas em redes de distribuição (adaptado de [111]).

As redes não estão isentas de perturbações e anomalias que levam a problemas de instabilidade e rutura no fornecimento de energia. Nestas circunstâncias, os sistemas de proteção permitem detetar a ocorrência das perturbações, limitar o seu impacto no sistema de energia, desligando os equipamentos que estão a provocar os defeitos com rapidez suficiente de modo a impossibilitar a propagação dos danos [112].

Assim, o sistema de proteção é responsável para garantir a fiabilidade e segurança da rede, servindo ainda, para proteger os equipamentos (transformadores, geradores, linhas de transmissão, entre outros) contra falhas e situações anormais de funcionamento, evitando danos que possam ser causados aos equipamentos mas também reduzindo a duração das interrupções [113]. Um sistema de proteção deve apresentar as seguintes características:

- ✓ Fiabilidade – o sistema de proteção deve entrar efetivamente em operação quando se verificarem as condições previstas para a sua atuação. Embora a aparelhagem de proteção passe a maior parte do tempo sem atuar, mantendo-se apenas numa função de vigilância do circuito, é necessário que atue convenientemente assim que necessário;
- ✓ Seletividade – a aparelhagem de proteção deve ter características de atuação tais que, em caso de anomalia, apenas seja desligada a parte estritamente necessária da instalação para garantir o isolamento do defeito. No caso de não atuação de um aparelho de proteção, por defeito ou má calibração, deverá atuar o aparelho que se encontre imediatamente a montante, de modo a que a zona desativada seja a menor possível;
- ✓ Rapidez (de atuação) – as consequências de uma avaria são, normalmente, tanto mais graves quanto mais tempo estiver a ser fornecida energia elétrica ao circuito defeituoso (principalmente no caso de um curto-circuito). Portanto, a fim de se reduzirem ao mínimo os efeitos da avaria, os aparelhos de proteção devem ter uma atuação o mais rápida possível;
- ✓ Insensibilidade (a perturbações de curta duração) – há determinadas perturbações de curta duração que não são prejudiciais e decorrem de situações normais de exploração. Deverão, portanto, evitar-se interrupções de serviço desnecessárias e inconvenientes, projetando os aparelhos de proteção de modo a não atuarem nestas circunstâncias;
- ✓ Consumo reduzido – a aparelhagem de proteção deve ter um consumo próprio tão reduzido quanto possível, por motivos óbvios de natureza económica [114].

Em cada elemento do sistema elétrico, transformadores, barramentos, linhas, entre outros, são definidas zonas de proteção, onde o sistema de proteção tem como função isolar o defeito da restante rede. Distinguem-se dois tipos de proteção: a principal e a de reserva ou *backup*. A proteção principal tem como função fazer face aos defeitos que possam ocorrer na respetiva zona de proteção. Por outro lado, a proteção de reserva destina-se a substituir o papel da proteção principal no caso de esta falhar [113].

3.3. Tipos de defeito: os curto-circuitos

Um defeito define-se como uma alteração repentina do comportamento do sistema de energia, podendo ser de origem interna ou externa. Os defeitos de origem externa podem ser causados pela rutura de um condutor, de um isolador, ou por contacto de ramos de árvores ou aves com os condutores, entre outros. Os defeitos de origem interna são aqueles que aparecem nas próprias redes, não justificados por qualquer causa externa. Os defeitos podem ser de dois tipos: sobrecargas ou curto-circuitos. A Fig. 3.2 ilustra as principais fontes de defeitos. Neste trabalho são apenas considerados os defeitos provocados por curto-circuitos.

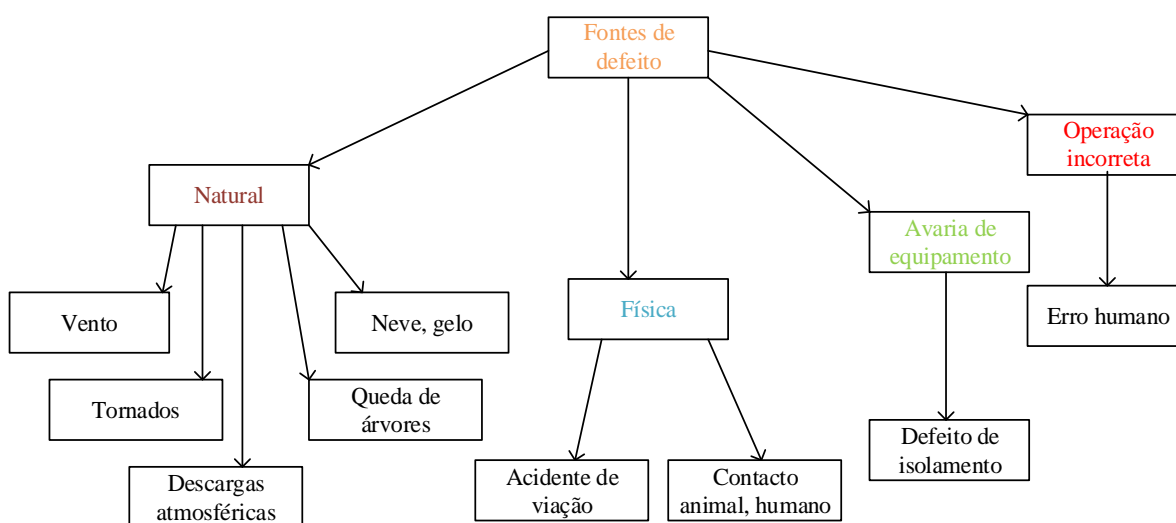


Fig. 3.2 – Principais fontes de defeitos [115].

Os curto-circuitos são os defeitos mais frequentes nas redes elétricas, provocando diversos danos, devendo ser detetados e identificados pelos sistemas de proteção. Nas redes de distribuição, os defeitos são classificados de três formas:

- ✓ Defeito fugidio – ativa as funções do sistema de proteção, não necessitando de intervenção de técnicos;
- ✓ Defeito semipermanente – ativa as funções de proteção, não necessita de intervenção de técnicos, e reproduz-se no mesmo local com intervalos de tempo curtos;
- ✓ Defeito permanente – ativa as funções da proteção, necessita de intervenção no local, uma vez que não consegue ser eliminado pelo sistema de proteção, obrigando a uma interrupção longa [110].

Um curto-circuito corresponde a uma alteração repentina num sistema elétrico, caracterizada pelo estabelecimento de um contacto elétrico fortuito através de um circuito de baixa impedância entre dois pontos a potenciais diferentes. Os principais efeitos com a ocorrência de um curto-circuito podem evidenciar-se através de:

- ✓ Correntes elevadas (substancialmente superiores às correntes de carga verificadas em condições normais) que, se durarem demasiado tempo provocam o aquecimento dos condutores e a deterioração irreversível do equipamento;
- ✓ Correntes elevadas, que provocam esforços eletrodinâmicos entre fases dos elementos condutores dos equipamentos (barramentos, enrolamentos, entre outros), com conseqüente deformação mecânica irreversível;
- ✓ Variações de tensão, com quedas de tensão muito elevadas em algumas fases e por vezes com elevações de tensão em outras [96].

Os curto-circuitos podem ser de dois tipos: simétricos (em que são envolvidas as três fases, com ou sem contacto à terra) ou assimétricos (apenas uma fase é afetada (fase-terra) ou duas fases (fase-fase e fase-fase-terra)). Na Fig. 3.3 estão representados os diferentes tipos de curto-circuito que pode ocorrer numa linha de distribuição: (1) trifásico sem terra, (2) trifásico com terra, (3) bifásico sem terra, (4) bifásico com terra e (5) monofásico.

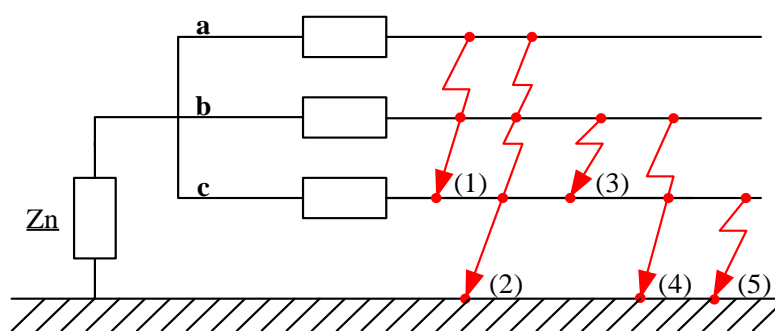



Fig. 3.3 – Esquema que ilustra os diferentes tipos de curto-circuito(adaptado de [116]).

Os defeitos mais frequentes são os monofásicos, grande parte fugidios, com uma corrente de defeito baixa. Por outro lado, os defeitos trifásicos, não sendo tão comuns, são os mais perigosos, possuindo uma corrente de defeito muito elevada, danificando os equipamentos e afetando a continuidade do fornecimento de energia [117]. A Tabela 3.1 ilustra os tipos de defeito com as respectivas probabilidades de ocorrência e gravidade.

3. Sistemas de Proteção nas Redes de Distribuição

Tabela 3.1 – Tipo de defeito, probabilidade de ocorrer e severidade [117].

Tipo de Defeito	Probabilidade de ocorrência	Severidade
Monofásico	70%	Pouco severa
Bifásico sem terra	15%	
Bifásico com terra	10%	
Trifásico	5%	Muito severa

Considerando, essencialmente, defeitos trifásicos, vários componentes da rede podem ser danificados, desde transformadores, linhas, cabos, entre outros. Na Tabela 3.2 apresenta-se a percentagem de defeitos devidos a avarias em componentes do sistema.

Tabela 3.2 – Percentagem de ocorrência de defeitos no sistemas devidos a avarias em componentes [117].

Componente da rede	Percentagem de ocorrência (%)
Transformadores	10
Linhas aéreas	50
Cabos subterrâneos	9
Interruptores, disjuntores	12
Transformadores de corrente, relés de potência, equipamentos de controlo, ...	12
Geradores	7

3.4. Dispositivos de proteção

As redes de distribuição estão sujeitas a vários tipos de defeitos e anomalias, quer devido a ação humana, quer devido a fenómenos meteorológicos ou, simplesmente, por falhas no sistema. Os dispositivos de proteção, incorporados nas redes, devem proteger toda a rede e manter o funcionamento normal nas áreas que não foram afetadas por esses defeitos.

Os sistemas de proteção têm registado, ao longo do tempo, uma grande evolução. A estrutura da rede, potência e tipo de consumidores servidos são aspetos que influenciam a escolha das características do sistema de proteção, quer ao nível do seu princípio de funcionamento, quer ao nível do maior ou menor grau de sensibilidade, rapidez e seletividade de atuação. Num sistema de proteção de uma rede de distribuição radial, os dispositivos mais comuns são os fusíveis, os religadores e os relés.

3.4.1. Fusível

O fusível é um dispositivo de proteção contra sobreintensidades. Quando o seu filamento de metal (com baixo ponto de fusão) é percorrido por uma corrente elevada, funde-se e fica permanentemente danificado, protegendo os sistemas onde é instalado, ao impedir a circulação daquela corrente elevada, deixando o circuito em aberto. São os dispositivos mais usados nos sistemas de proteção, devido ao seu custo reduzido e rapidez a operar embora, por outro lado, tenha a desvantagem de ter que ser substituído quando funde.

A seleção de um fusível destinado a proteger um determinado alimentador na rede de distribuição é realizada com conhecimento do nível de tensão da rede, corrente máxima de curto-circuito e corrente de carga. Estes fatores determinam as características da corrente nominal do fusível, designadamente a tensão de operação e o poder de corte [118].

Os fusíveis apresentam uma característica de corrente-tempo inverso, dada pela equação expressa em (1) e apresentada na Fig. 3.4. A característica é composta por duas curvas fusível: tempo mínimo de fusão e tempo total de compensação (em *inglês minimum melting*, MM, e *time clearing*, TC, respetivamente). A curva MM corresponde ao tempo necessário para danificar o fusível para um determinado valor de corrente que o atravessa. A curva TC corresponde ao tempo de corte do fusível para um determinado valor de corrente que o atravessa, ou seja, TC = fusão mínima + tempo de arco [119], [120].

$$\log(t) = a \times \log(I) + b \quad (1)$$

Onde: t e I dependem do tempo de operação e corrente vistos pelo fusível e a definição dos coeficientes a e b permite efetuar o ajuste da curva.

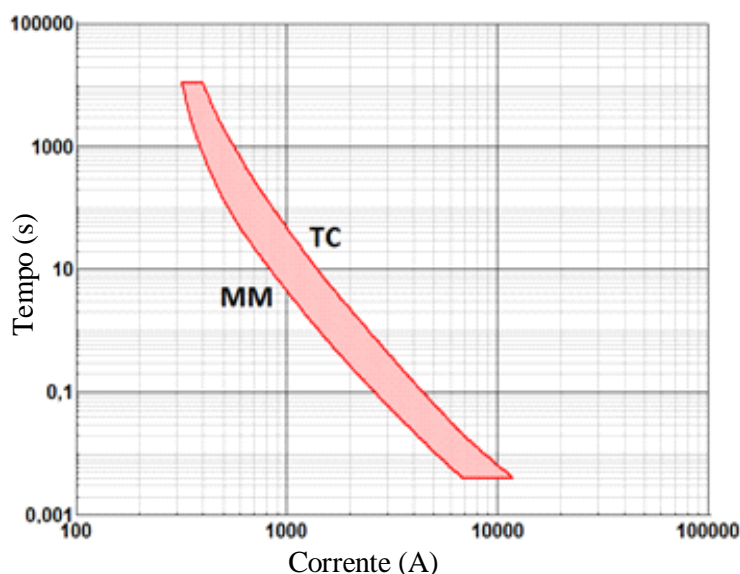


Fig. 3.4 – Curva característica de um fusível.

3.4.2. Religador

Um religador é um dispositivo de proteção que, de acordo com o IEEE (*Institute of Electrical and Electronics Engineers*), combina as funções de detecção, relé, interrupção em caso de defeito e religamento num único dispositivo. É usado na rede de distribuição com duas funções básicas: proteção de máxima intensidade e fiabilidade [121].

Quando ocorre um defeito, o religador interrompe automaticamente a alimentação. Um instante depois repõe novamente a ligação, promovendo uma segunda interrupção se o problema persistir. O processo poderá repetir-se durante três operações e caso seja um defeito permanente será necessária a intervenção de um operador da rede. De acordo com a sua terminologia, é projetado para "religar" repetidamente a alimentação numa sequência predefinida, na tentativa de eliminar o defeito, dado que grande parte das ocorrências na rede é de natureza temporária.

A sequência de operação típica de um religador, com ações rápidas e lentas, varia consoante a sua programação e o tipo de rede. Na Fig. 3.5 é ilustrada uma sequência onde há uma religação rápida após o defeito e depois três religações lentas. Traduzindo para números, [16] refere que a primeira tentativa de religamento é executada após aproximadamente 0,2 segundos depois do defeito e as duas ou três tentativas de religamento sucessivas, se necessárias, são realizadas entre os 10 e os 150 segundos seguintes. Na rede portuguesa, uma religação automática é parametrizada, pelo operador

da rede de distribuição, com uma religação rápida após 0.3 segundos e duas religações lentas de 15 e 30 segundos [122].

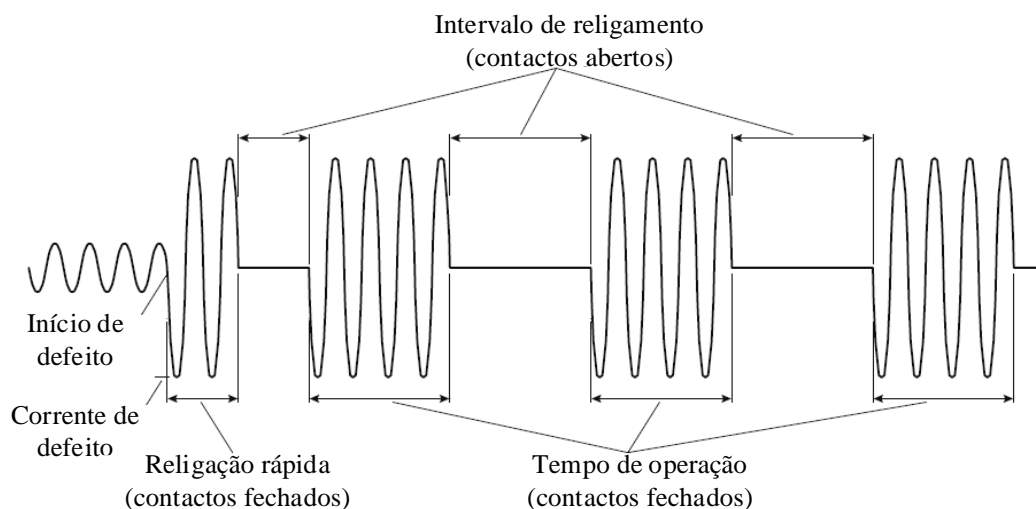


Fig. 3.5 – Sequência de operação de um religador [118].

O religador apresenta duas curvas características, tempo-corrente: uma rápida e uma lenta (mostradas na Fig. 3.6) e, com essas características, pode ser coordenado com outros dispositivos de proteção, através do atraso de tempo entre as curvas. Normalmente, o religador é programado para operar várias vezes numa curva rápida e lenta.

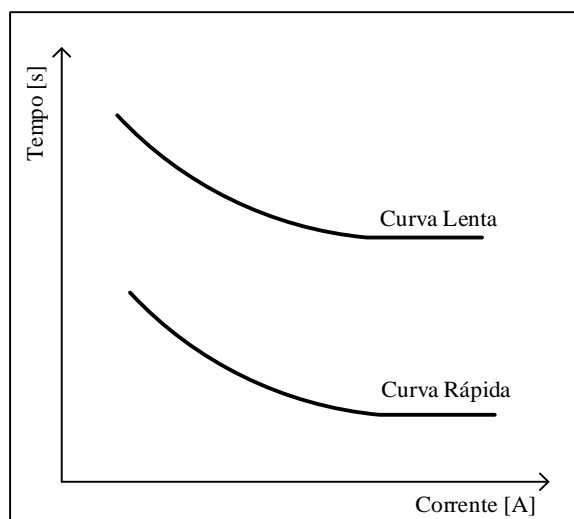


Fig. 3.6 – Curvas características de um religador, curva rápida e lenta.

O religador é localizado, maioritariamente, nas linhas aéreas, podendo ser usado também em subestações, como proteção do alimentador principal e, nos alimentadores laterais, com a finalidade de evitar que toda a rede fique fora de serviço em caso de defeito [123].

3.4.3. Relés de máxima intensidade

O relé de proteção mais simples é o relé de máxima intensidade ou de sobrecorrente, bastante utilizado na rede de distribuição, cujo modo de funcionamento se baseia apenas na ultrapassagem de um limiar do valor da corrente.

Os relés podem ser classificados em três grupos: corrente definida (ou instantânea), tempo definido ou tempo inverso, estando as curvas características ilustradas na Fig. 3.7. É ainda apresentada uma curva de tempo inverso com unidade instantânea que combina os relés de tempo inverso e instantâneo.

A curva de corrente definida atua instantaneamente quando a corrente alcança um valor para o qual foi parametrizado. A curva de tempo definido permite que o ajuste do relé varie com diferentes valores de corrente e tempo de atuação [118].

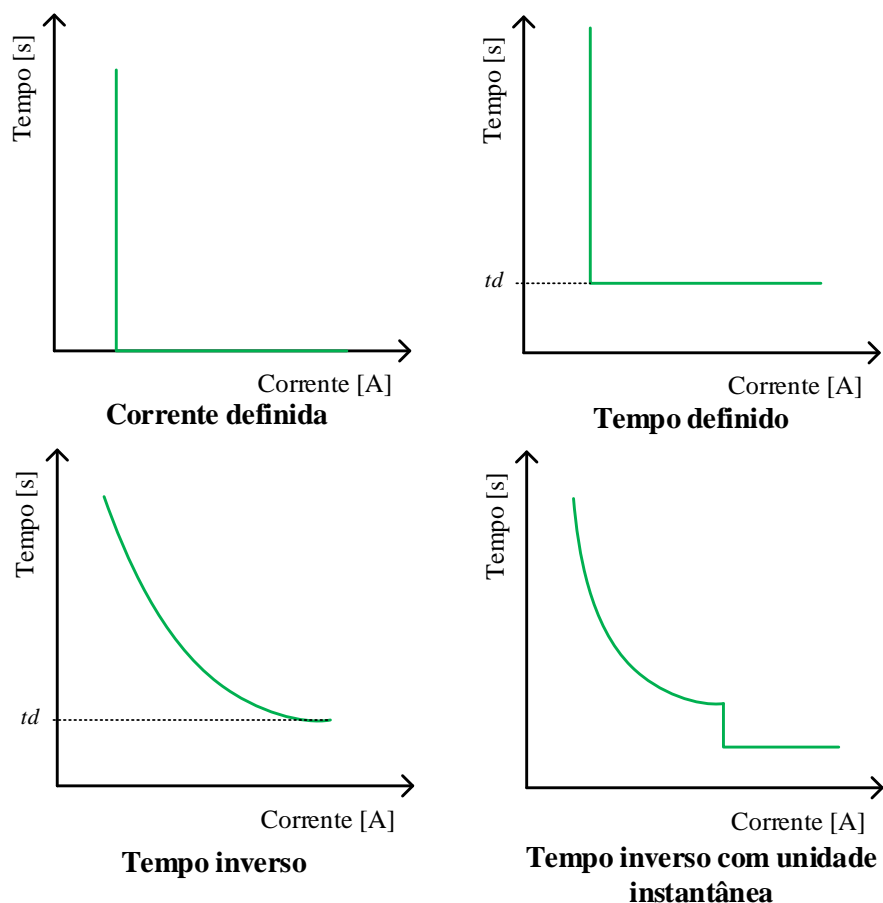


Fig. 3.7 – Curvas características dos relés de máxima intensidade.

Os relés a tempo inverso possuem uma relação inversa entre corrente e tempo, o que constitui a grande diferença relativamente aos relés referidos anteriormente. Como vantagem, o tempo de atuação em caso de defeito, para correntes mais elevadas é menor.

Os ajustes do relé são calculados, com a finalidade de conhecer os tempos de operação mais curtos, para o caso de ocorrerem diversos defeitos e, em seguida, é verificado se a operação tem valores satisfatórios na ocorrência de um defeito. Assim, os parâmetros a calcular são a corrente de *pick-up*, corrente de disparo e o tempo de atraso ou *time dial*, para obter a temporização exata de operação do relé.

Os relés de proteção apresentam diferentes características de acordo com a inclinação das suas curvas representativas, definidas por várias normas, entre as quais se destaca a norma *IEC 60225*, a mais usada no contexto das redes de distribuição. As curvas características mais usuais são:

- ✓ Inversa (*Standard Inverse*);
- ✓ Muito inversa (*Very Inverse*);
- ✓ Extremamente inversa (*Extremely Inverse*).

Todas as curvas características respeitam a fórmula (2).

$$t = td \times \frac{K}{\left(\frac{I}{I_{pick-up}}\right)^\alpha - 1} + L \quad (2)$$

Onde cada parâmetro da fórmula se refere:

t – tempo de operação (s),

td – valor de regulação do multiplicador de tempo ou *time dial* (s),

K, α – constantes,

I – corrente pelo relé (A),

$I_{pick-up}$ – corrente de disparo do relé (A),

L – constante ANSI/IEEE (zero para IEC).

Na Tabela 3.3 são apresentados os valores das constantes relativas a cada curva característica e na Fig. 3.8 a representação destas curvas.

Tabela 3.3 – Características dos relés, de acordo com IEC 60255 (adaptado de [118]).

Caraterística do Relé	Equação
<i>Standard Inverse</i>	$t = td \times \frac{0,14}{\left(\frac{I}{I_{pick-up}}\right)^{0,02} - 1} \quad (3)$
<i>Very Inverse</i>	$t = td \times \frac{13,5}{\left(\frac{I}{I_{pick-up}}\right)^{-1}} \quad (4)$
<i>Extremely Inverse</i>	$t = td \times \frac{80}{\left(\frac{I}{I_{pick-up}}\right)^2 - 1} \quad (5)$

3. Sistemas de Proteção nas Redes de Distribuição

O relé de tempo inverso é bastante utilizado em diversas aplicações. A sua curva característica é pouco inclinada, permitindo assegurar uma atuação rápida num domínio de correntes de curto-circuito muito amplo quando comparado com os outros [113].

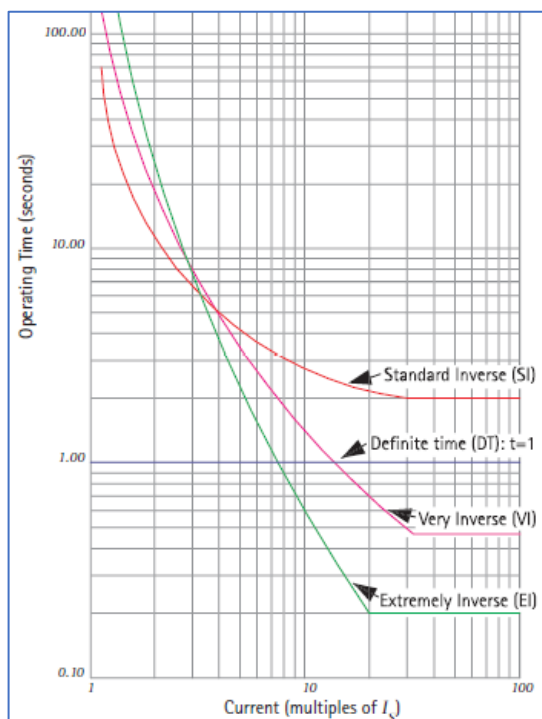


Fig. 3.8 – Curvas características dos relés, de acordo com IEC 60255, com $td = 1$ [124].

3.5. Critérios de coordenação e seletividade das proteções

Nas redes elétricas radiais, os sistemas de proteção devem dispor de comportamentos designados por seletividade e coordenação entre os diversos sistemas de proteção da rede, assegurando sempre a continuidade e segurança na distribuição de energia elétrica, fazendo a seleção correta entre o troço afetado e o defeito e realizar a coordenação entre as proteções dos troços seguintes.

A coordenação de proteções pode ter diversas combinações: relé-relé, religador - fusível, religador - religador, fusível - fusível.

3.5.1. Relé – relé

Com os relés de máxima intensidade é abordado, no contexto deste trabalho, o caso de proteção de tempo inverso, em redes radiais, quando a corrente flui numa única direção, da alimentação para as cargas. Os relés são parametrizados tendo em consideração a sua corrente de defeito. No caso de ocorrer um defeito, o relé que se encontra mais próximo do

mesmo deve eliminá-lo. O mesmo critério é tido em conta quando é realizada a coordenação entre fusíveis ou religadores, isto é, o fusível que estiver mais próximo do defeito deve ser o primeiro a atuar [125].

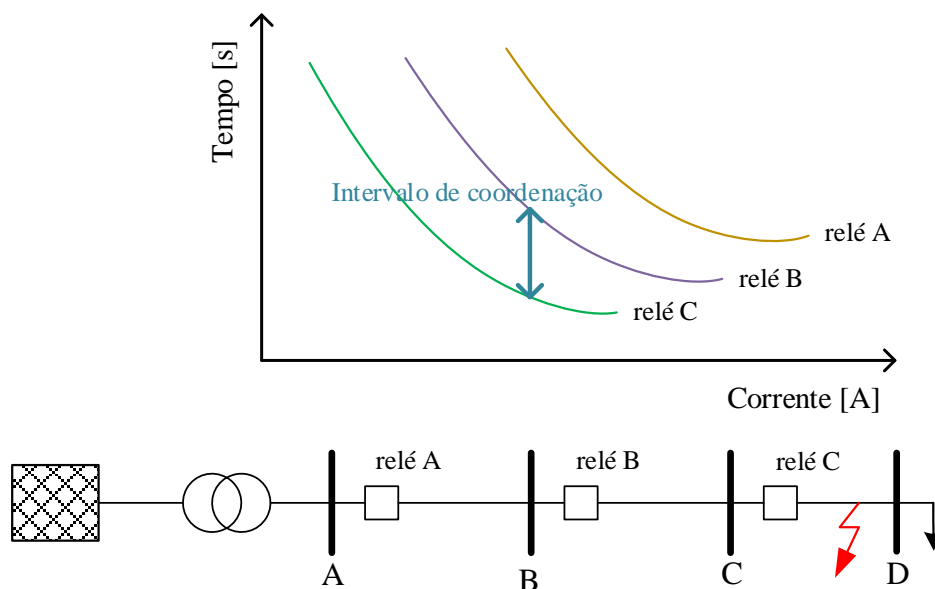


Fig. 3.9 – Coordenação e seletividade com relés de máxima intensidade de tempo inverso.

A Fig. 3.9 ilustra uma rede de 4 barramentos protegida por 3 relés de máxima intensidade, de tempo inverso. A atuação individual de cada relé é coordenada com os relés a montante e a jusante, para que haja seletividade. No caso de ocorrer um defeito no trecho C-D, o relé C deve disparar primeiro como proteção principal e o relé B posteriormente, como proteção de reserva. Se o relé C não disparar, o relé B atuará após um determinado período de tempo, repetindo-se o procedimento nas outras linhas [120].

O intervalo de coordenação, representado a azul na Fig. 3.9, indica a margem de tempo que o relé C possui para responder, no caso de ocorrer um defeito linha C-D. Trata-se de um fator que permite coordenar, corretamente, os relés principal e de reserva, tratando-se de um atraso de tempo de sequência, dependente do tipo de relés, variando entre 0.3 e 0.4 segundos nos relés eletromagnéticos e entre 0.1 e 0.2 segundos nos relés programáveis [55], [126].

3.5.2. Religador – fusível

Os dispositivos de proteção, religadores e fusíveis, são instalados nos alimentadores principais e laterais, respetivamente, da rede de distribuição. Para a coordenação entre religadores e fusíveis, o operador da rede pode optar por duas filosofias: esquema de

preservação do fusível (*fuse-saving scheme*) ou esquema de queima do fusível (*fuse-blowing scheme*) [127].

Na literatura, vários autores referem que o esquema mais utilizado é o de preservação do fusível [38], [52], [127]. Neste caso o religador está configurado para operar na curva rápida, por uma ou duas tentativas, preservando o fusível, se possível, e depois operar na curva de operação lenta na última tentativa de assegurar a continuidade de serviço da linha. Mas, se o defeito for permanente a jusante do fusível, o fusível queimará antes de o religador disparar pela última vez, permitindo que a energia seja restabelecida à linha não afetada pelo defeito. Este esquema encontra-se representado na Fig. 3.10 e a coordenação entre as curvas características das proteções na Fig. 3.11.

A margem de coordenação entre as proteções varia entre $I_{f_{\min}}$ e $I_{f_{\max}}$, mostrada na Fig. 3.11, valores que correspondem à corrente de defeito no final e no início do alimentador, respetivamente. O religador entra em funcionamento sempre antes do fusível, ou seja, a curva rápida do religador encontra-se debaixo da curva MM do fusível. Caso o defeito seja permanente, depois do religador fechar o circuito, o fusível deve operar. A curva TC do fusível encontra-se abaixo da curva de operação lenta do religador o que, no caso de um defeito permanente, leva o fusível a 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.

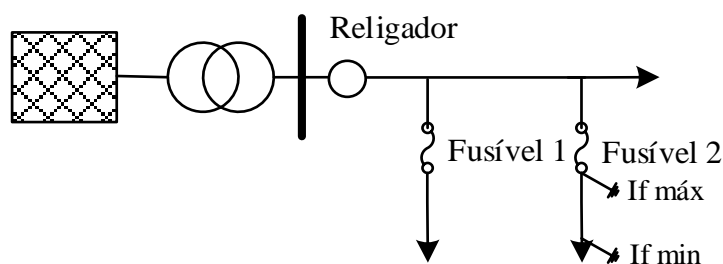


Fig. 3.10 – Arranjo típico de proteção religador-fusível nas redes radiais (adaptado de [38]).

Nas linhas aéreas estima-se que 80-90% dos defeitos são temporários o que, com a utilização de proteções religador-fusível, permite aumentar a fiabilidade da rede e reduzir os custos de manutenção. De facto, se apenas fossem usados fusíveis a rede ficaria desligada mesmo nos casos de defeitos fugidios, aumentando o número de interrupções longas. Por outro lado, pode causar mais interrupções temporárias para mais consumidores, uma vez que todo o alimentador é interrompido, em caso de defeito, quando deveriam ser apenas os do alimentador lateral afetados [128].

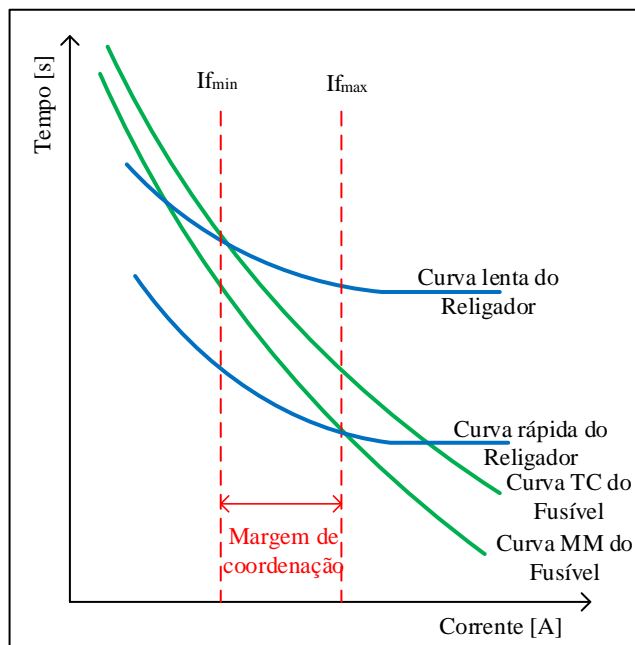


Fig. 3.11 – Curvas características de coordenação entre religador e fusível, no esquema de preservação do fusível.

No esquema de queima do fusível, o religador usa apenas a curva lenta, no caso de defeito a jusante do fusível, entrando o fusível em fusão antes da abertura do religador, quer em defeitos temporários quer em defeitos permanentes, conforme ilustrado na Fig. 3.12. Como vantagem, apenas os consumidores a jusante do fusível são afetados em caso de defeito. Por outro lado, o fusível necessita de ser substituído sempre que ocorra um defeito, mesmo temporário [127], [128].

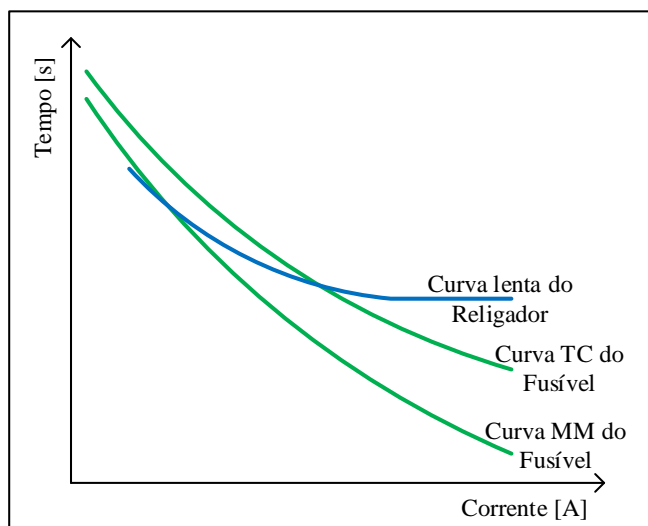


Fig. 3.12 – Curvas características de coordenação entre religador e fusível, no esquema de queima do fusível.

3.6. Esquemas de arranjos de proteção mais comuns em redes de distribuição

O sistema de proteção e os dispositivos de proteção das redes de distribuição variam na sua estrutura de rede tanto na América do Norte e como na Europa, encontrando-se exemplos ilustrativos destas estruturas nas Fig. 3.13 e Fig. 3.14, respetivamente.

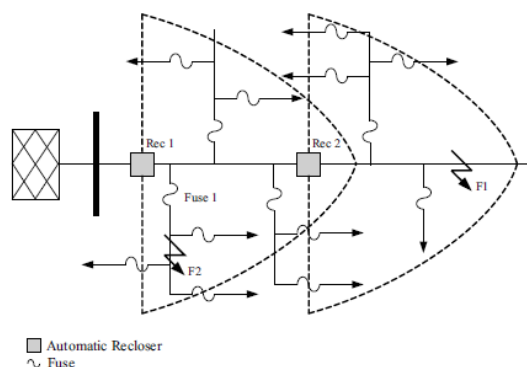


Fig. 3.13 – Exemplo de estrutura de uma rede na América do Norte [111].

No caso da América do Norte, a rede de distribuição é essencialmente aérea e parte dos defeitos que possam ocorrer são temporários, não havendo necessidade de desligar a rede, uma vez que os religadores fazem a religação automaticamente, funcionando com o arranjo religador - fusível.

Na Fig. 3.14 é mostrada a estrutura típica de uma rede de distribuição europeia, tipicamente uma disposição em anel. Os alimentadores estão, na sua maioria, protegidos com um relé de máxima intensidade localizado na subestação principal e, no caso da ocorrência de um defeito na rede, ocorre uma separação da restante rede. Em todas as linhas existem relés de máxima intensidade.

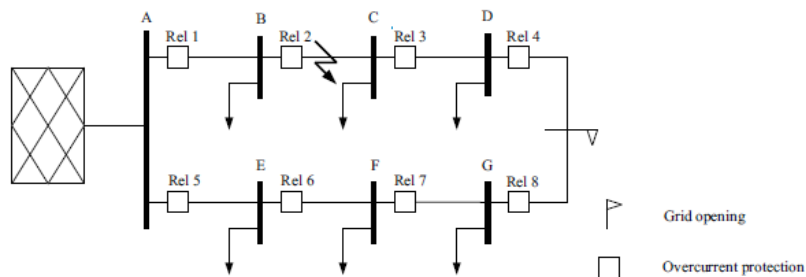


Fig. 3.14 – Exemplo de estrutura de rede comum na Europa [111].

Os sistemas de proteção têm de ser suficientemente seletivos, com a finalidade de otimizar a fiabilidade e disponibilidade de energia fornecida, independentemente do tipo de proteções que possuem.

3.7. Conclusões

Neste capítulo, foram focadas, de uma forma sucinta, as topologias das redes de distribuição, assim como as principais características dos sistemas de proteção mais correntes. Foram identificados os tipos de defeitos mais comuns, os curto-circuitos, caracterizada a probabilidade de ocorrerem e referidas as consequências que podem acarretar para a operação da rede de distribuição radial.

Foram tratados os dispositivos de proteção de sobreintensidade mais utilizados, relés de máxima intensidade, religadores e fusíveis. A coordenação e seletividade das proteções são características essenciais para assegurar a continuidade de serviço aos consumidores numa rede elétrica. Vários arranjos com os dispositivos de proteção referidos podem ser encontrados, tais como relé – relé ou religador – fusível, tendo sido descritos os respectivos princípios de funcionamento.

Nas redes de distribuição de topologia radial aérea, o arranjo mais comum é religador – fusível, devido ao número elevado de defeitos fugidios que facilmente são resolvidos pelo religador. Este arranjo garante, muitas vezes, um rápido restabelecimento do fornecimento de energia, quando ocorre um defeito. Já para a rede de distribuição radial subterrânea, equipada com cabos, opta-se habitualmente por utilizar relés de máxima intensidade.

4. Efeitos da Produção Distribuída na Rede de Distribuição

4.1. Introdução

A liberalização dos mercados de energia, os impactos ambientais negativos associados à produção de energia através de combustíveis fósseis, designadamente a emissão de gases de efeito de estufa e a perspetiva do esgotamento dos recursos de armazém, conduzem à procura de energia a partir das energias renováveis e o consequente aumento da penetração de injeções dispersas na rede de distribuição.

Neste capítulo é introduzida a definição de produção distribuída, as formas de interligação na rede de distribuição, o modo como são classificadas, bem como as tecnologias mais usadas para converter a energia obtida de fontes renováveis e a transformar em energia elétrica.

Embora a inserção de PD na rede de distribuição tenha aspetos positivos, também apresenta impactos negativos, para a rede e para o sistema de proteção. O capítulo descreve os problemas que podem surgir na rede de distribuição e no sistema de proteção quando são introduzidas PD. Além disso, para mitigar os problemas associados ao sistema de proteção convencional são apresentadas soluções para os ultrapassar.

4.2. Produção Distribuída

Há diferentes definições de PD na literatura. Por exemplo, os autores *T. Ackermann et al.* apresentam uma sugestão de definição de produção distribuída: “*is an electric power source connected directly to the distribution network or on the customer side of the meter*”. Por outro lado, o *IEEE* define produção distribuída como “*generation of electricity by the facilities that are sufficiently smaller than central generating plants to allow interconnection at nearly any point in a power system*” [67], [115], [129].

4. Efeitos da Produção Distribuída na Rede de Distribuição

A geração distribuída pode ser proveniente de energia primária renovável ou não renovável, sendo integrada na rede como turbina eólica, solar térmico concentrado, solar fotovoltaico, micro-hídricas ou sistemas de aproveitamento da energia das ondas e marés. Os geradores mais usados para a conversão de energia são geradores síncronos, geradores de indução, células de combustível [6], [45], [120], [130]. Para realizar a interligação da unidade de PD e a rede de distribuição pode optar-se pelo acoplamento direto ou acoplamento a um inversor.

Uma injeção distribuída diretamente acoplada pode incluir um gerador assíncrono ou síncrono, de acordo com [115], no entanto, pode optar-se pelo acoplamento com inversor, no caso dos geradores síncronos [131]. O gerador assíncrono é normalmente utilizado com turbinas eólicas. O gerador síncrono, por sua vez, é habitualmente usado tanto com turbinas eólicas como com hídricas. Com a geração distribuída acoplada ao inversor é possível ter uma conversão de energia estática e energia rotacional, funcionando como geradores fotovoltaicos ou sistemas de cogeração [132].

A ligação de unidades de injeções distribuídas na rede de distribuição depende de alguns fatores: o tipo de injeção, o nível de tensão da rede, a robustez elétrica no ponto de ligação, a capacidade da PD e o nível de curto-circuito no ponto de instalação [130], [133].

A classificação de uma fonte de energia, PD, é tida em consideração de acordo com a sua potência: micro (~1W a 5kW), pequena (5kW a 5 MW), média (5 MW a 50 MW), e grande (50 MW a 300 MW). As tecnologias de produção de energia elétrica de maior escala são, essencialmente, os geradores síncronos. Os geradores assíncronos são mais usados para as tecnologias de produção dispersa de tamanho pequeno e médio, uma vez que apresentam um custo menor [129], [134]. Estas duas tecnologias serão abordadas, individualmente, nos próximos subcapítulos.

4.2.1. Geradores assíncronos

Um gerador assíncrono, ou de indução, é constituído por uma parte fixa (estator) e por uma parte móvel (rotor). O seu princípio de funcionamento é baseado nas leis da indução eletromagnética: lei de *Faraday*, *Lenz* e *Laplace*. De acordo com a construção, o rotor pode apresentar-se como rotor em gaiola de esquilo e rotor bobinado, sendo a principal diferença entre eles relacionada com a forma como os condutores estão dispostos no rotor [135], [136].

Como injeção distribuída, os mais utilizados são o gerador de indução em gaiola de esquilo (GIGE) e o gerador indução duplamente alimentado (GIDA) (este é um gerador de rotor bobinado). Embora pertençam à mesma categoria de geradores, usam diferentes conversores de potência para a interligação com a rede e operam com diferentes conceitos de velocidade. O gerador de indução pode funcionar com velocidade, frequência e tensão fixas ou variáveis e ligado à rede elétrica ou operar em modo isolado, em mini-hídricas e turbinas eólicas. As combinações para estes dois geradores encontram-se na Tabela 4.1 [135]–[138].

Tabela 4.1 – Configuração dos geradores de indução [135].

Tipo	Velocidade		Frequência		Tensão		Modo de operação	
	Fixa	Variável	Fixa	Variável	Fixa	Variável	Ligado à rede	Isolado
GIGE	X	X	X	X	X	X	X	X
GIDA		X	X		X		X	

O GIGE convencional foi utilizado durante anos por ser simples, robusto (com maior capacidade para suportar esforços mecânicos e elétricos) e apresentar um baixo custo de investimento. Trata-se de um sistema com velocidade fixa, definida pela frequência da rede. No caso das turbinas eólicas começa a trabalhar com uma velocidade mínima de vento, através de uma caixa de velocidades, não necessitando de eletrônica de potência. Uma grande desvantagem, motivo pela qual estão a sair de uso, está relacionada com o seu elevado consumo de potência reativa, principalmente no período de recuperação após a ocorrência de um defeito, tendo de existir uma bateria de condensadores, para compensar parte dessa energia [112], [139], [140].

O controlo da velocidade do GIDA é variável, recorrendo a conversores eletrónicos de potência, com objetivo de alcançar um rendimento global superior na produção de energia. Quando está ligado à rede consegue fornecer energia com frequência e tensão fixas, enquanto a velocidade varia [136], [138], [140], [141]. Como vantagens, trata-se um sistema atrativo do ponto de vista económico, apresenta um aumento da eficiência, melhoria na qualidade de energia e um controlo da potência ativa e reativa, comparando com o GIGE. Não obstante, apresenta desvantagens no sistema de proteção do conversor (contra correntes de defeito elevadas no rotor), na utilização de anéis coletores para transferir a potência do rotor para o conversor e no facto de a variação de velocidade ser limitada, fazendo com que se traduza numa limitação da eficiência da máquina, não

podendo atuar em toda a gama de velocidades. Apesar de alguns inconvenientes, este gerador é bastante utilizado no mercado na produção [112], [140]–[144].

4.2.2. Geradores síncronos

O gerador síncrono, como o nome sugere, é uma máquina elétrica em que o rotor opera exatamente na velocidade síncrona, ou seja, a velocidade dos fluxos do estator e do rotor é a mesma. Possui uma frequência fixa, pelo que é recomendado para trabalhar com grandes potências [138].

Trata-se de um gerador mais caro, com maior complexidade de construção e controle, que possui uma enorme vantagem quando comparado com o gerador de indução, pois não é necessária uma caixa de velocidades, tem uma melhor qualidade de energia produzida bem como uma maior eficiência. Quando ligado à rede não exige potência reativa, aumentando a fiabilidade na interface com a rede [135], [140], [142], [143].

4.2.3. Aplicação de geradores como PD

A conversão da energia eólica operando com um GIGE e a respetiva interligação com a rede de distribuição são ilustradas na Fig. 4.1. Como já foi referido, o esquema mostra que esta tecnologia necessita de caixa de velocidades e um banco de condensadores antes da interligação com a rede, apresentando, nalguns casos, um *soft-starter* para limitar as correntes e o binário no arranque.

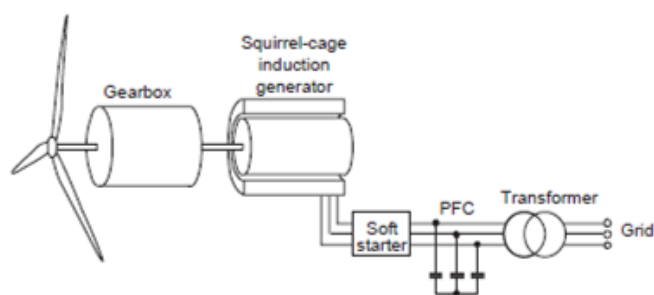


Fig. 4.1 – Configuração típica de uma turbina eólica GIGE [145].

No caso da tecnologia GIDA, ilustrada na Fig. 4.2, verifica-se que não precisa de banco de condensadores, mas de conversores de eletrónica de potência. O estator encontra-se ligado à rede de distribuição e o rotor é interligado a um conversor composto por conversores, CA-CC-CA. O conversor opera com diferentes frequências de acordo com a velocidade da turbina, permitindo controlar a potência ativa e reativa [141], [146].

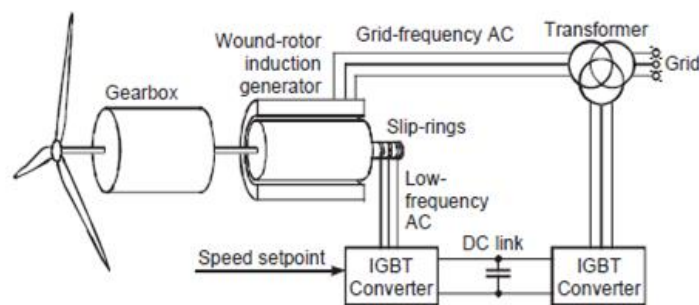


Fig. 4.2 – Configuração típica de uma turbina eólica GIDA [145].

O gerador síncrono utilizado nas turbinas eólicas de velocidade variável, Fig. 4.3, com conversores de potência, é o gerador síncrono. A amplitude da tensão e da frequência pode ser totalmente controlada pelo conversor de energia no lado do gerador, para garantir que o gerador possa ser controlado para uma ampla gama de velocidades do vento, apresentando outro conversor do lado da rede. O rotor do gerador é excitado por ímãs permanentes, opera em velocidade variável, ligado a conversores de eletrônica de potência, CA-CC-CA, enquanto que o estator é interligado com a rede de distribuição, fixando a frequência consoante a frequência da rede e fornecendo capacidade de potência reativa e tensão [112], [141], [147].

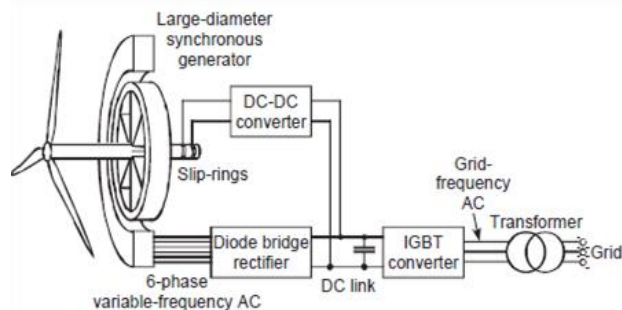


Fig. 4.3 – Configuração típica de uma turbina eólica síncrona [145].

É possível destacar algumas características, comparando os geradores quando são aplicados como geração dispersa: na energia eólica, os geradores assíncronos são sempre usados com caixa de velocidades, enquanto os geradores síncronos não precisam desse componente; pode haver velocidade variável em ambos os geradores, necessitando o gerador assíncrono, com rotor bobinado, de eletrônica de potência; por outro lado, o gerador síncrono precisa de uma interface eletrônica de corrente contínua; nas turbinas hídricas, os geradores assíncronos requerem uma caixa de velocidades, sendo o gerador síncrono usado quando é necessário fazer o controlo de potência reativa [145].

4.3. Impacto da PD na rede de distribuição

A penetração da PD na rede de distribuição tem várias implicações para o operador da rede de distribuição. Alguns efeitos negativos passam, não só pela imprevisibilidade da produção de energia através das energias renováveis, mas também pela criação de dificuldades de gestão da rede. Os principais problemas que podem surgir na rede de distribuição são no controlo de tensão e frequência, harmónicos, problemas no sistema de proteção, qualidade de serviço quando a operação dos sistemas de proteção é afetada e impacto na corrente de curto-circuito [45], [111], [115], [148]–[152].

Por outro lado, a integração da PD na rede de distribuição também traz benefícios, podendo-se destacar: maior fiabilidade na alimentação, melhor qualidade de serviço por maior redundância dos pontos de abastecimento, estabilidade da tensão, redução de perdas na rede, potencial contribuição para a satisfação da ponta do diagrama de cargas, custos de combustível reduzidos, preocupações ambientais reduzidas e baixa poluição [133], [134], [153].

✓ **Controlo de tensão e frequência**

O distribuidor de energia tem como objetivo principal fornecer energia, assegurando a qualidade da onda de tensão de acordo com o contratado com o consumidor e garantir, nos casos dos consumidores trifásicos, o equilíbrio entre fases. Numa rede convencional as energias ativa e reativa devem estar equilibradas de acordo com a energia consumida pelas cargas e perdas na rede. A introdução de PD pode provocar uma variação lenta na tensão, consequentemente um desequilíbrio entre as fases, causando um desvio da frequência relativamente à frequência nominal da rede. O objetivo do controlo de tensão e frequência é garantir que a tensão e a solicitação permaneçam sempre dentro dos limites predefinidos pelo operador da rede de distribuição, regulando a energia ativa e reativa gerada ou consumida [111], [115], [151], [154].

✓ **Harmónicos**

Os harmónicos distorcem a onda da tensão, que deixa de ser sinusoidal pura devido à integração de conversores de eletrónica de potência. Os harmónicos provocam também alterações da amplitude na tensão e na corrente, atendendo à tecnologia do conversor e modo de operação. Estes devem ser limitados ao ponto de interligação entre a PD e a rede, encontrando-se esses limites definidos na norma *IEC-61400-36* [45], [111], [115].

✓ **Qualidade de serviço**

A qualidade de serviço numa rede pode ser afetada com as variações na tensão, subtensões ou sobretensões. Uma PD, ao ser interligada num alimentador, altera o valor da tensão na linha e, conseqüentemente, pode afetar os consumidores próximos, dependendo da tecnologia usada e do valor da potência da geração dispersa, podendo provocar subtensões ou sobretensões. Por exemplo, quando o vento começa a soprar a produção de energia pelo aerogerador aumenta rapidamente até que eventualmente a potência nominal seja alcançada, alterando o fluxo de energia no alimentador, afetando o valor da tensão, ou, em sentido inverso, quando há uma paragem repentina do afluxo de energia primária [45], [111].

✓ **Impacto na corrente de curto-circuito**

A introdução de uma PD na rede tem um impacto na corrente de curto-circuito, uma vez que o fluxo de energia passa a ser bidirecional. O valor dessa corrente depende o tamanho da injeção, da distância entre a injeção e o defeito e da tecnologia da injeção [149], [155], [156].

✓ **Contribuição da corrente de defeito com PD de várias tecnologias**

Quando, em ambiente de modelação, uma geração distribuída é parametrizada como máquina síncrona ou assíncrona como uma fonte de tensão e reatância, tal leva a que na análise de cálculo de curto-circuito e o tipo de defeito dependam da reatância transitória e subtransitória com as respetivas constantes de tempo. No entanto, as PD, geralmente, são interligadas através de conversores de energia, de modo que o comportamento do defeito dependa do controlador do conversor e de sua resistência à temperatura. O comportamento das correntes de curto-circuito na presença de PD pode ser caracterizado com base em intervalos típicos da amplitude da corrente, apresentados de seguida, em valores percentuais relativos ao valor nominal:

- Interface do inversor – 100-400%;
- Máquinas síncronas – iniciando em 100-500% nos primeiros ciclos, decaindo para 200-400%, em regime permanente;
- Máquinas de indução – 500-1000% nos primeiros ciclos, caindo para uma quantidade desprezável em 10 ciclos [67].

4.4. Impacto da PD na proteção da rede de distribuição

A interligação da produção dispersa às redes de distribuição tem aumentado ao longo dos últimos anos, pelo que vários autores se têm preocupado com as questões relacionadas com a proteção da rede. Há diversas investigações em que se refere que a penetração da geração dispersa na rede, com configuração em topologia radial, pode provocar problemas para os esquemas de proteção baseados em relés de máxima intensidade, religadores e fusíveis, levando à perda de coordenação entre as proteções [8], [19], [26], [34], [68], [84], [111], [133], [157], [158].

A penetração de uma ou várias PD na rede, de diferentes tecnologias e capacidades de potência, pode comprometer a coordenação da proteção. Algumas das disfunções que podem ocorrer são referidas a seguir:

✓ **Perda de coordenação entre relés de máxima intensidade**

A inclusão de PD numa rede de distribuição com proteção com relés de máxima intensidade pode ter impacto na coordenação devido ao aumento da corrente de defeito, levando à falta de seletividade das proteções. A coordenação entre relés, sem PD, foi apresentada no capítulo anterior. Utilizando a Fig. 4.4 como suporte, podem identificar-se diversos comportamentos:

- Com PD₁ e PD₂ introduzidas na rede não há qualquer efeito na corrente de defeito na linha C-D. O relé C não perceberá correntes com sentido contrário a fluir através dele. Desde que os relés A e B estejam coordenados para correntes maiores, neste caso não haverá problemas de coordenação.
- Quando apenas PD₃ é ligada, os relés A e B detetam correntes maiores para defeitos na linha CD e correntes em sentido contrário caso o defeito seja na linha A-B, podendo causar um problema de descoordenação. Para haver seletividade, o relé C deverá atuar antes do relé B para defeitos na linha C-D mas para defeitos na linha BC já se pretende que seja o relé B o primeiro a atuar. Este esquema não deve ser implementado visto que origina um problema cuja resolução não será simples.
- Com as três unidades de PD ligadas, Fig. 4.4, na ocorrência de um defeito na linha A-B, a corrente de defeito vista pelo relé A será menor quando comparada com a corrente percebida pelos outros relés. Neste caso, dependendo das

características das PD, poderá levar ou não a casos de perda de coordenação [22], [30], [159].

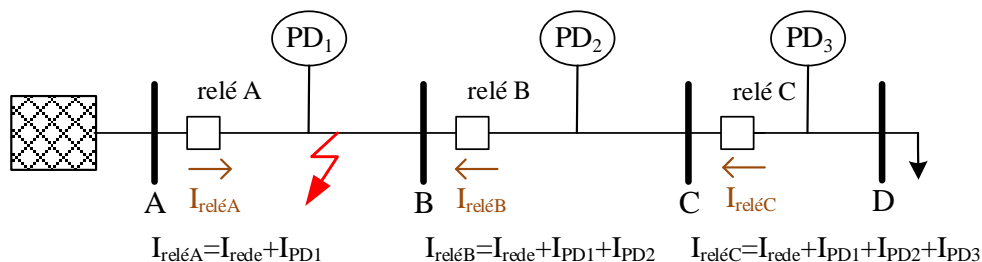


Fig. 4.4 – Rede de distribuição com relés de máxima intensidade e PD, com defeito na linha AB (adaptado de [159]).

✓ Perda de coordenação religador – fusível

O princípio de funcionamento no esquema religador – fusível, abordado no capítulo anterior, determina que, num modo de operação normal, qualquer defeito que ocorra deve apresentar uma corrente de defeito dentro da margem de coordenação (Fig. 3.11), e o religador deverá atuar antes do fusível. Com a ligação de PD, Fig. 4.5, as correntes de defeito no alimentador deverão alterar-se, o fusível deteta mais corrente que o religador e a coordenação entre as proteções é perdida, afetando a fiabilidade da rede.

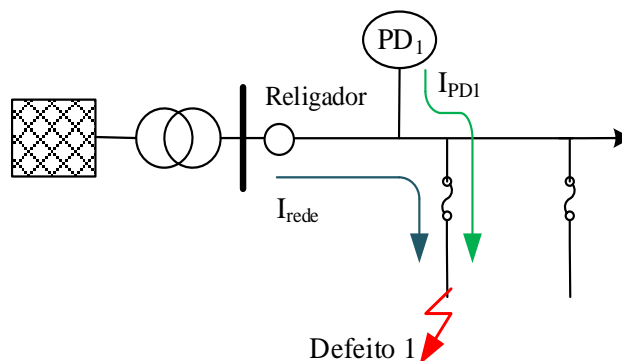


Fig. 4.5 – Esquema religador-fusível, com PD e simulação de defeito.

Na Fig. 4.5 ao ocorrer o defeito 1, considerando PD1, a corrente de curto-circuito é dada pela equação (1):

$$I_{defeito1} = I_{rede} + I_{PD1} \quad (1)$$

Esta é a corrente vista pelo fusível do respetivo alimentador onde ocorreu o defeito, superior à corrente para o qual foi dimensionado, dando origem a um problema de perda de coordenação entre as proteções. Nesse caso, a curva do fusível está abaixo da curva do religador e o fusível elimina o defeito antes de o religador operar. Portanto, defeitos temporários serão eliminados permanentemente, levando a interrupções desnecessárias.

4. Efeitos da Produção Distribuída na Rede de Distribuição

Em redes de distribuição maiores, se for colocada uma PD antes do religador e ocorrer um defeito a jusante do religador, a corrente de defeito que é vista pelo religador é a mesma que a vista pelo fusível, sendo provável que se mantenha a coordenação das proteções. No entanto, se essa corrente aumentar é ultrapassada a margem de coordenação, levando à perda de coordenação das proteções [22], [53], [111], [133], [160], [161].

✓ **Reengate automático**

Com a perda de coordenação entre religador e fusível, a integração de PD também pode provocar religamentos não sincronizados, uma vez que a maior parte dos defeitos que ocorrem na rede de distribuição são temporários. O arco elétrico extingue-se durante o tempo em que o religador permanece no estado aberto durante a sequência de religação. Se este tempo não for suficiente, de acordo com o tempo definido pelo fabricante para a religação, para que o gás disperse, o caminho do gás ionizado pode conduzir de novo a outra religação [22], [162]. A presença de unidades de PD na rede leva a que a rede deixe de ter topologia radial, permitindo 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 conseqüentemente o seu caráter de temporário para permanente.

Além disso, devido ao desequilíbrio entre carga e geração de energia, os geradores afastam-se do sincronismo em relação à rede principal, o que resulta numa ação de religamento não sincronizada, podendo danificar o gerador e causar altas correntes e tensões nas redes vizinhas [22], [111], [115].

✓ **Falso disparo**

O falso disparo ocorre quando uma PD ligada a um alimentador contribui para a corrente originada por um defeito que ocorra num alimentador adjacente ligado à mesma subestação. Por exemplo, na Fig. 4.6, a ocorrência do defeito representado pode causar o disparo do relé 2 se a corrente vista pelo relé 2 exceder o valor definido. Nesse caso, dependendo do valor da corrente de defeito e das configurações de parametrização de cada um dos relés 1 e 2, o relé 2 pode atuar incorretamente. Este comportamento não é o desejável visto que não contribui para a seletividade do sistema de proteção. Além disso, o a PD terá uma contribuição tanto maior quanto menor for a distância deste à subestação [22], [34], [53], [75], [115].

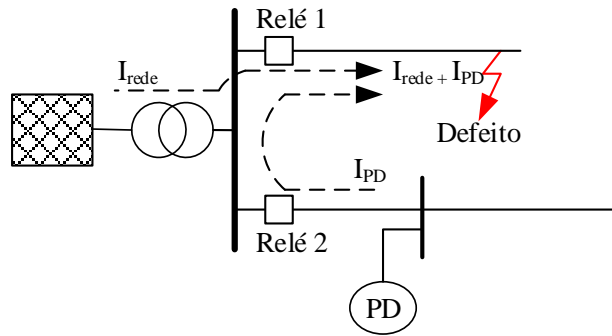


Fig. 4.6 – Exemplo de falso disparo devido à penetração de uma PD.

✓ *Blinding da proteção*

Blinding da proteção surge quando a integração de uma PD provoca um valor da corrente de curto-circuito reduzido. Esta redução pode provocar um ocultamento do defeito proporcionado pelo facto da corrente de defeito não ser suficientemente elevada para disparar o dispositivo de proteção. O modo de operação dos religadores, relés de máxima intensidade é baseado na deteção de correntes anormais, geralmente 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 penetração da PD na rede [22], [75], [115], [158].

✓ *Undesired islanding*

Numa rede de distribuição podem formar-se ilhas indesejadas (referido na literatura como *undesired islanding*), ou seja, a rede opera em modo isolado, quando há a integração de PD, deixando o fornecimento de energia de depender da alimentação principal. Ao ocorrer um defeito, o alimentador abrangido pelo defeito é isolado e a PD alimenta a rede que não foi afetada, mantendo os valores de tensão e frequência a rondar o valor nominal. Neste caso, a fiabilidade da rede aumenta, quando a PD consegue alimentar a rede. No entanto, o comportamento da rede é diferente do normal, podendo levar a fenómenos de falta de seletividade dos dispositivos de proteção [22], [45], [115], [150].

✓ *Nuisance tripping*

Este problema ocorre quanto a margem de coordenação entre os dispositivos de proteção é configurada com valores muito pequenos. Ao introduzir uma PD na rede, a amplitude da corrente de defeito transitória oscila, tende a aumentar, implicando um encurtamento do intervalo de coordenação das proteções, podendo levar a descoordenação

do sistema de proteção, fazendo com que a proteção de *backup* atue primeiro, em vez da proteção que está a proteger o alimentador [45], [132], [163].

4.5. Soluções para mitigar o efeito da PD nos sistemas de proteção

A coordenação entre proteções é relativamente simples de implementar quando a topologia radial da rede se verifica. Porém, dado que a introdução de PD na rede de distribuição leva a que haja fluxos bidirecionais, os dispositivos de proteção podem não conseguir assegurar uma resposta coordenada, afetando a correta operação do sistema, levando a que algumas zonas da rede sejam desnecessariamente desligadas na ocorrência de um dado defeito, aumentando o tempo de indisponibilidade, o que se traduz numa consequente redução da qualidade de serviço.

Para ultrapassar os impactos que ocorrem na rede de distribuição vários autores têm vindo a expor diversas estratégias. Estas estratégias podem ser divididas em duas categorias: a primeira aplica-se no sistema de proteção convencional da rede e a segunda envolve uma modificação do sistema de proteção convencional. Na primeira são realizadas alterações mínimas, o que mitigará o custo e a interrupção operacional, principalmente para o consumidor. A segunda, mais complexa, implica a instalação de componentes adicionais relacionados com o sistema de proteção, correspondendo à penetração de tecnologias digitais em ambiente de modernização das redes de distribuição. A Fig. 4.7 apresenta estratégias para mitigar os impactos da adição de PD no sistema de proteção [164].

Existe um grande número de propostas de estratégias para mitigar o efeito da inclusão de PD, de diversos autores, com modificações ao sistema de proteção, algumas simples, outras inovadoras e a maioria com custos elevados, baseadas na tecnologia de proteção com relés (adicionando outros tipos de relés), em proteção adaptativa (necessidade de infraestruturas de comunicação, usa relés direcionais), em componentes simétricos (necessita de comunicação, integra relés de distância), em otimização da configuração de relés (envolve processos mais ou menos complexos que dependem da técnica de otimização), em proteção baseada na tensão (identifica rapidamente o defeito, mas não deve ser usada em redes de topologia complexa), em alteração dos valores da corrente de defeito (utiliza limitadores de corrente de defeito; têm um custo elevado) [26], [30], [111], [115], [164]–[169].

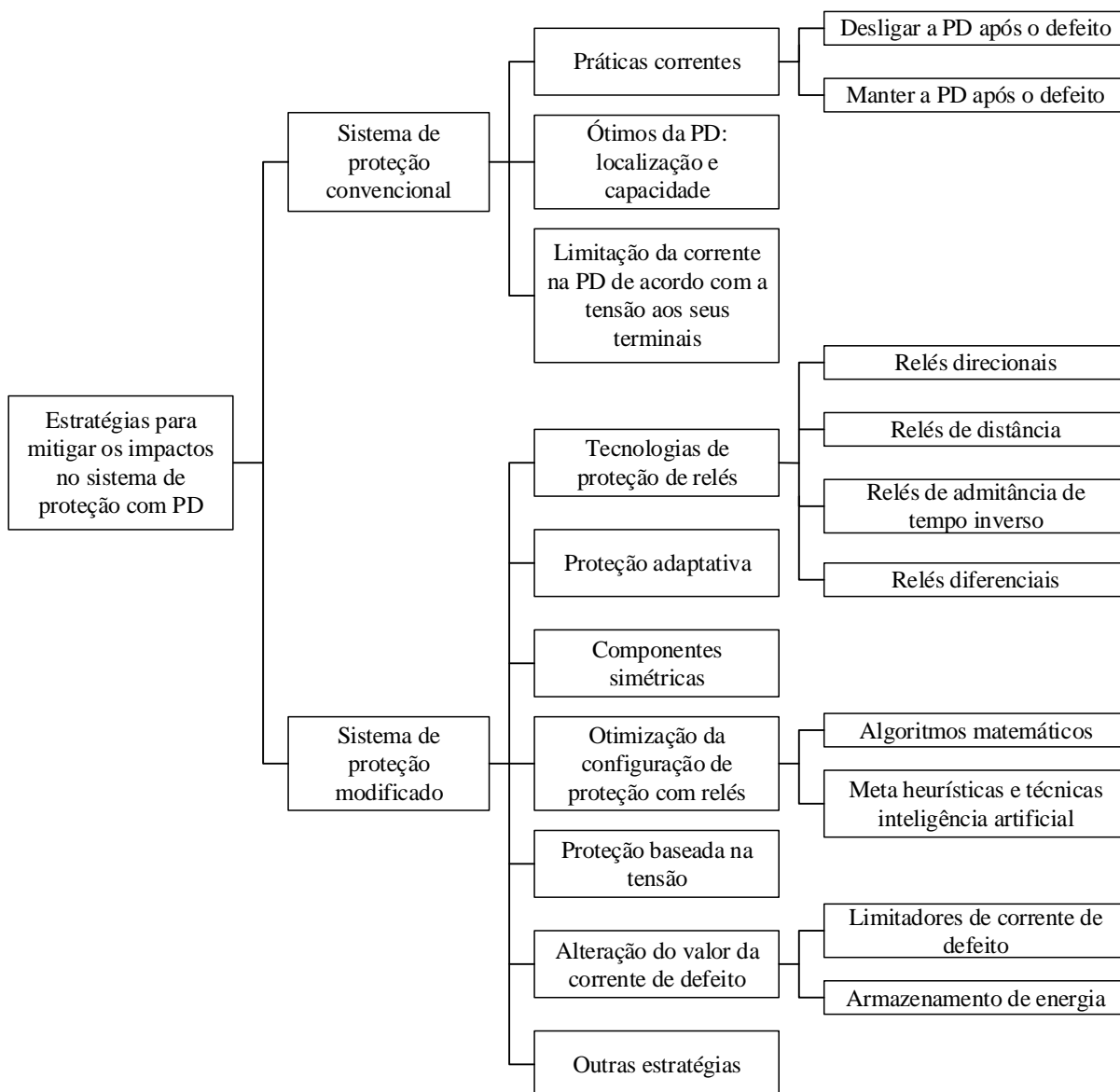


Fig. 4.7 – Estratégias para mitigar os impactos no sistema de proteção com a adição de PD [164].

Neste trabalho pretende-se conservar o sistema de proteção, realizando apenas as alterações que forem necessárias para assegurar a coordenação com o sistema de proteção convencional, com o mínimo de investimento por parte do operador da rede de distribuição. Assim, focar-se-ão, mais detalhadamente, apenas as estratégias relacionadas com o sistema de proteção convencional, indicadas na Fig. 4.7:

✓ **Práticas correntes**

A prática mais comum, para solucionar a ocorrência de um defeito na rede de distribuição passa por desligar a PD, atendendo à norma *1547-2003 - IEEE Standard for Interconnecting Distributed Resources with Electric Power Systems*, evitando que a rede opere em modo isolado, como *islanding*, prática seguida nos Estados Unidos e Canadá. Na

4. Efeitos da Produção Distribuída na Rede de Distribuição

Europa, o operador da rede de distribuição permite a operação como *microgrid*, durante um período de tempo, que pode variar entre 2 ou 5 segundos. Contudo, qualquer uma das opções pode levar a problemas técnicos e de segurança na rede e diminuir a fiabilidade da rede [164], [169]–[171].

Manter a PD ligada à rede em caso de defeito, deve-se à capacidade *fault-ride-through* (FRT) da geração distribuída (utilizada nos aerogeradores, em que a tensão desce abaixo do valor nominal), o que permite mitigar a instabilidade na rede ao evitar que a PD se desligue, assegurando o melhor possível o fornecimento de energia aos consumidores. A capacidade FRT atrasa o tempo de atuação do dispositivo de proteção, durante um curto período de tempo, evitando que a PD seja desligada, especialmente quando há alta penetração de PD, e se pretende preservar a continuidade de abastecimento na operação em modo isolado [112], [164], [172].

✓ **Ótimos da PD: localização e capacidade**

Ao longo da literatura encontram-se várias propostas de estratégias para encontrar os ótimos da localização e da capacidade da PD, através de métodos numéricos, analíticos e de metaheurísticas. A maior parte dos objetivos a alcançar estão relacionados com: minimizar as perdas, melhorar o perfil de tensão da rede, aumentar a fiabilidade da rede, melhorar a capacidade de carga da rede com restrições na tensão, maximizar a economia da operadora de distribuição e maximizar a capacidade da própria rede [166], [173], [174].

✓ **Limitação da corrente na PD de acordo com a tensão aos terminais**

Uma estratégia para prevenir o impacto negativo da penetração de PD na rede de distribuição é apresentada em [175]. Trata-se de um método que, para diferentes resistências de defeito e localizações da PD analisadas, limita a corrente na saída da PD, de acordo com o valor da tensão aos respetivos terminais, acoplando inversores à PD e mantendo as proteções da rede convencional, sem qualquer problema para a coordenação entre religador e fusível. Segundo [164] trata-se de um método simples, eficaz, barato, adaptável a qualquer rede de distribuição existente.

Outros autores abordam estratégias para reduzir as flutuações na tensão, melhorando o perfil de tensão, introduzindo modificações na proteção da rede de distribuição que implicam custos e a modernização da rede em grande parte dos casos [28], [133], [165].

As vantagens e as desvantagens, bem como uma apreciação qualitativa e dos custos associados a cada uma das estratégias para o sistema de proteção convencional, baseado nos esquemas relé de máxima intensidade ou religador e fusível, apresentam-se na Tabela 4.2.

Tabela 4.2 – Vantagens e desvantagens das estratégias do sistema de proteção convencional (adaptado de [164], [171]).

Estratégia	Vantagens	Desvantagens	Custo
Desligar a PD da rede após defeito	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Evita que a defeito afete toda a rede; ▪ Evita o modo isolado; ▪ Protege a própria PD; ▪ Não necessita de nova configuração de coordenação do relé existente. 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Limita a capacidade da PD; ▪ Impactos nas cargas e reduz a seletividade; ▪ Afeta a fiabilidade da rede quando ocorre um defeito. 	Razoável
Manter a PD na rede após defeito	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Ajuda a apoiar a recuperação da tensão; ▪ Aumenta a segurança e fiabilidade da rede, no fornecimento de energia; ▪ Protege a rede contra danos devido à corrente de defeito da PD. 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Custos associados aos requisitos de FRT; ▪ Riscos de operação em modo isolado, não intencional; ▪ A capacidade de FRT depende da robustez da rede elétrica; ▪ Dificuldades na deteção e isolamento de defeitos. 	Alto
Ótimos da PD: localização e capacidade	<ul style="list-style-type: none"> ▪ A ligação de uma nova PD pode ser determinada de acordo com o método de otimização e tendo em conta as suas restrições; ▪ Minimiza os incidentes de perda de coordenação. 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Limita a penetração da PD na rede; ▪ A integração de PD pode ter restrições geográficas, tais como a área do terreno; ▪ A produção de PD é limitada ao consumo sem que possa ser vendido algum excesso de produção. 	Razoável
Limitação da PD de acordo com a tensão aos respetivos terminais	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Fácil de implementar na rede; ▪ Não limita a capacidade da PD. 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Aplicação limitada a PD com acoplamento com inversores. 	Razoável

4.6. Conclusões

Ao longo deste capítulo foram apresentadas duas definições mais utilizadas para o conceito de PD, assim como a forma como esta pode ser interligada na rede de distribuição e abordadas as tecnologias mais utilizadas nas injeções distribuídas para a produção de energia elétrica. Destacaram-se as máquinas rotativas, operando como geradores síncronos e assíncronos e as configurações típicas aplicadas aos aerogeradores, de forma sintética.

4. Efeitos da Produção Distribuída na Rede de Distribuição

Por forma a complementar o estado do conhecimento, enunciaram-se os problemas que podem surgir com a integração de PD na rede de distribuição, alguns impactos negativos, mas também alguns impactos positivos. A proteção das redes de distribuição é um fator essencial para que haja continuidade no fornecimento de energia aos consumidores, sendo certo que a adição de PD pode provocar dificuldades na coordenação dos sistemas de proteção. Os principais problemas, referidos ao longo da literatura consistem em reengate automático, falso disparo, *blinding* da proteção, *undesired islanding* e *nuisance tripping*, implicando problemas na coordenação e sensibilidade dos dispositivos de proteção. Para os arranjos de proteção relés de máxima intensidade e religador – fusível foram abordadas soluções que pretendem mitigar o efeito da PD nos sistemas de distribuição, preservando o sistema de proteção convencional, reduzindo o investimento na rede por parte do operador da rede de distribuição.

5. Qualidade de Serviço em Redes de Distribuição

Radiais

5.1. Introdução

Uma rede elétrica deve ser projetada para funcionar de acordo com quatro objetivos: fornecer energia a todos os consumidores, ter capacidade para responder às pontas da procura, fornecer energia continuamente e fornecer energia de qualidade.

A sociedade está cada vez mais dependente da energia elétrica, tendência que se tem vindo a acentuar com a orientação das políticas energéticas para a eletrificação crescente da economia como via para a sustentabilidade do sistema energético. Por outro lado, os consumidores têm vindo a tornar-se mais exigentes, reforçando a necessidade de melhorar a qualidade de serviço das redes e otimizar os componentes da rede, para que a qualidade e continuidade de serviço no fornecimento de energia garanta níveis elevados, com o menor número de interrupções possíveis, assegurando a satisfação de todos [163], [176].

Neste capítulo pretende-se contextualizar a qualidade de serviço numa rede elétrica como antecâmara para a definição da metodologia de abordagem a perguntas de investigação formuladas na presente Tese. A caracterização da qualidade de serviço é estabelecida através de índices, em que serão enunciados os mais utilizados pelos operadores da rede de distribuição. Para calcular os índices de fiabilidade são utilizados métodos analíticos e simulação. É feita uma abordagem aos métodos analíticos e de simulação de Monte Carlo, muito usados nos estudos de fiabilidade em redes elétricas.

5.2. Qualidade de serviço da rede elétrica

A análise da qualidade de serviço nas redes elétricas, tem como objetivo caracterizar o desempenho desta infraestrutura. A qualidade de serviço assume, hoje em dia, uma elevada importância tanto para os fornecedores, como para os comercializadores, como ainda para os consumidores de energia, cada vez mais exigentes, devendo traduzir-se numa operação

5. Qualidade de Serviço em Redes de Distribuição Radiais

segura, sustentável e fiável, evitando as interrupções de serviço que provocam insatisfação para os consumidores e danos ou penalizações para o fornecedor.

A qualidade de serviço é habitualmente classificada sob dois pontos de vista: técnico e comercial. A qualidade de serviço técnica foca-se na qualidade da onda de tensão e nas características da forma da tensão alternada, bem como na continuidade de serviço e fiabilidade do fornecimento de energia elétrica, atendendo ao número e duração das interrupções de abastecimento. Por outro lado, a qualidade de serviço de natureza comercial, como o próprio nome indica, diz respeito à relação entre os operadores da rede de distribuição ou os comercializadores e os consumidores (a capacidade de resposta em tempo útil aos pedidos dos clientes) [110], [177].

O operador da rede de distribuição tem como obrigação distribuir a energia elétrica aos comercializadores, fazer a gestão e manutenção da rede de distribuição e garantir a qualidade do produto e do serviço disponibilizado, com o mínimo de interrupções possíveis e com a menor duração possível de cada interrupção [178]. O operador da rede deve cumprir normas onde são estabelecidos os requisitos de qualidade de serviço, definidos por cada país. Portugal guia-se pelo Regulamento da Qualidade de Serviço, aprovado pela Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE), que estabelece as obrigações de qualidade de serviço nas redes de transporte, distribuição e pontos de entrega, para energia elétrica e gás natural, nacionais [179].

A continuidade de serviço está relacionada com a fiabilidade da rede para fornecer energia elétrica a uma outra infraestrutura de rede, ou a uma instalação de produção ou consumo, sem que ocorram incidentes redes que levem à interrupção de serviço nos pontos de entrega [177], [180].

O autor [181] define fiabilidade de um sistema ou componente como *a probabilidade de o sistema (ou o componente) desempenhar, de uma forma adequada, a função para que foi concebido, nas condições previstas e nos intervalos de tempo em que tal é exigido*. A fiabilidade está ligada às avarias nos equipamentos/componentes e a interrupções de abastecimento aos consumidores.

As interrupções podem ser classificadas como previstas, em que os consumidores são avisados com antecedência, ou acidentais (curtas ou longas), devidas à ocorrência de acidentes externos ao operador, ou a anomalias na rede. As interrupções acidentais levam a prejuízos para o operador da rede de distribuição e uma forma de mitigar estes problemas

passa por medidas tais como otimização das configurações de exploração das redes, aumento da potência instalada, ampliação da rede de transporte, aumento da frequência das ações de manutenção preventiva e ainda por uma aposta em novos materiais e tecnologias. A título de exemplo, a utilização do esquema de economia de fusível, nas interrupções de curta duração, quando ocorre um defeito fugidio, permite um rápido restabelecimento do fornecimento de energia, melhorando a fiabilidade da rede, comparativamente com a proteção de relés de máxima intensidade [180], [182].

O operador da rede de distribuição deve assegurar a qualidade de serviço, entre outras razões porque tal permite evitar encargos económicos resultantes de penalizações por ultrapassagem de limiares regulamentares de quebra de qualidade. Também ocorrem penalizações no caso do comercializador, por perda de receita e, conseqüentemente, quebra de venda de energia. O consumidor, outro interveniente afetado, não paga a energia, pois não lhe foi fornecida, podendo ter direito a compensações. Estas indemnizações, de acordo com o estabelecido pelas Entidades Reguladoras, referem-se à violação dos limites de qualidade de serviço que não tenham sido cumpridos, que diferem de país para país.

A fiabilidade num sistema de energia eléctrica é classificada de acordo com a adequação e a segurança do sistema. A adequação está relacionada com a forma como o sistema tem para responder à procura de energia, associada a condições estáticas, focando três aspetos: a produção de energia deve ser maior que a procura, incluindo as perdas; o sistema não deve exceder os limites de energia para os quais está configurado o sistema de proteção e os consumidores devem receber o nível de tensão que foi contratado. Por outro lado, a segurança do sistema está relacionada com a capacidade que o sistema de energia tem para suportar distúrbios repentinos e responder a mudanças dinâmicas na rede causadas por problemas transitórios. Atendendo a esta classificação, através dos estudos de adequação e segurança, há diversas formas para estudar a fiabilidade num sistema, conforme ilustrado na Fig. 5.1 [183]–[187].

Os índices de fiabilidade de uma rede podem ser calculados através de vários métodos, sendo os mais utilizados os métodos analíticos e os de simulação [185]. Ao longo deste capítulo serão abordados o método analítico e o método de simulação de Monte Carlo.

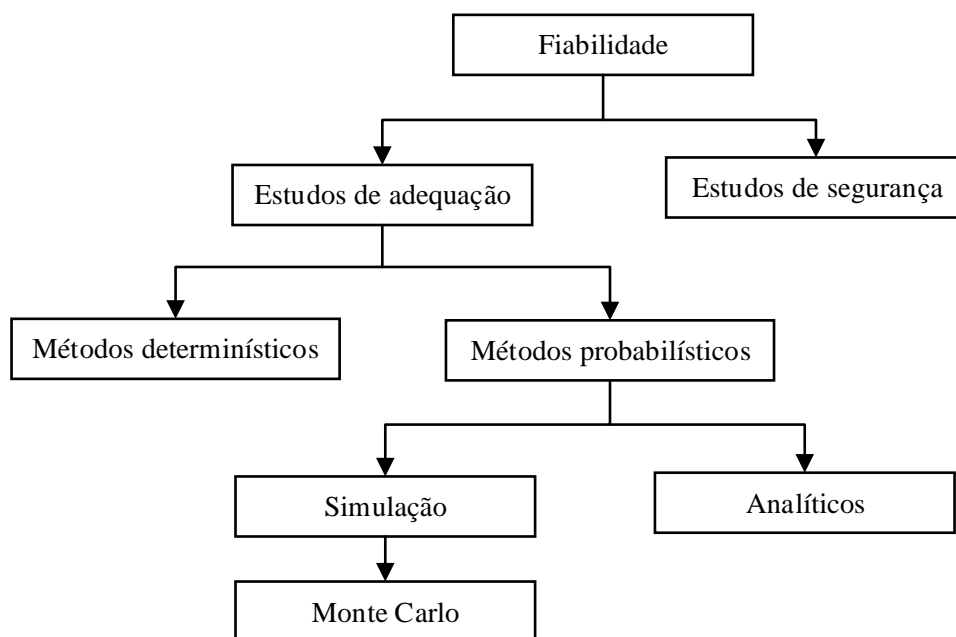


Fig. 5.1 – Diferentes vertentes e métodos usados em estudos de fiabilidade (adaptado de [185]).

5.3. Índices de fiabilidade na rede de distribuição

A fiabilidade dos sistemas de distribuição é geralmente medida com vários índices de fiabilidade com base nas estatísticas de dados de interrupção, defeito ou avaria, ocorridos no sistema de distribuição.

Os defeitos num sistema ocorrem de uma forma aleatória, não se conseguindo prever com precisão o momento em que um determinado componente avaria, nem a duração da avaria ou o impacto que pode provocar noutros componentes.

5.3.1. Índices de fiabilidade de componentes e pontos de carga

Nos estudos de fiabilidade, numa rede de distribuição, as linhas e transformadores são representados por um modelo de *Markov* de dois estados, apresentando-se em funcionamento ou em avaria, cada um com uma dada probabilidade de ocorrência. Os parâmetros λ e μ , taxa de avarias e de reparações, respetivamente, representam as intensidades da transição entre estados do componente, conforme ilustrado na Fig. 5.2 [188].

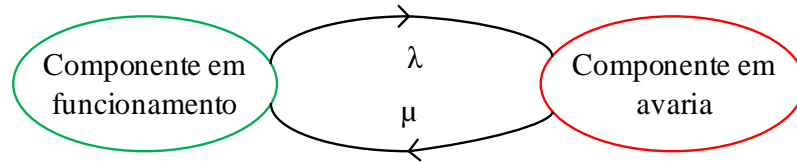


Fig. 5.2 – Modelo um componente a dois estados.

A taxa de avarias indica o número de avarias de um determinado componente durante um determinado período de tempo, normalmente expressa em avarias/ano e equivale ao inverso do tempo médio até à avaria *MTTF* – (*mean time to failure*), sendo dada por (1).

$$\lambda = \frac{\text{n}^{\circ} \text{ de avarias de um componente num período de tempo}}{\text{duração do período de tempo considerado}} = \frac{1}{\text{MTTF}} \quad (1)$$

A taxa de reparação do componente indica o número de reparações de um componente, expressa em reparações/ano. Esta depende do tempo médio de reparação de um componente (*MTTR* – *mean time to repair*), dado por (2). O *MTTR* representa o número médio de horas necessárias para que um determinado componente seja reparado após a ocorrência de uma avaria.

$$\mu = \frac{\text{n}^{\circ} \text{ de reparações de um componente num período de tempo}}{\text{tempo total que o componente esteve em avaria}} = \frac{1}{\text{MTTR}} \quad (2)$$

A disponibilidade de um componente, ou seja, a probabilidade de estar em bom funcionamento num determinado período de tempo, depende do tempo entre avarias (*MTBF* – *mean time between failures*) e do tempo de reparação, de acordo com a equação (3).

$$\text{Disponibilidade} = \frac{\mu}{\lambda + \mu} = \frac{\text{MTBF}}{\text{MTBF} + \text{MTTR}} \quad (3)$$

Por vezes, como complemento da disponibilidade pode usar-se a indisponibilidade, expressa em horas/ano, ou em percentagem, de a rede estar em tensão durante o período de um ano, dada por (4).

$$\text{Indisponibilidade} = 1 - \text{disponibilidade} \quad (4)$$

Sempre que ocorre um defeito o operador da rede de distribuição armazena os dados correspondentes para que possam ser usados para tratamento estatístico. Os parâmetros mais utilizados da rede elétrica são a taxa de avaria, indisponibilidade anual do sistema, duração média da avaria, energia anual não fornecida e potência média por ano. Através destes dados, em cada componente individual (linha de distribuição, gerador,

transformador ou regulador de tensão) facilmente se conhecem: a taxa de avarias, o tempo médio de reparação e a indisponibilidade média anual de um dado componente na rede.

A gama de valores que a taxa de avarias (λ) e o tempo médio de reparação (MTTR), podem apresentar, quando ocorre um defeito utilizado em linhas de distribuição aéreas radiais, utilizado por vários autores na literatura, é baseada em [186] e apresentados na Tabela 5.1.

Tabela 5.1 – Índices de fiabilidade dos componentes utilizados nas redes de distribuição [186].

	λ (avarias/ano)			MTTR (h/ano)		
	Baixo	Típico	Alto	Baixo	Típico	Alto
Alimentador principal	0.02*	0.1*	0.3*	2	4	8
Alimentador lateral	0.02*	0.16*	0.3*	2	4	8
Transformador	0.004	0.01	0.015	3	5	10
Regulador de tensão	0.001	0.029	0.1	1	4	10

*taxa de avaria em avaria/milha

Cada componente da infraestrutura da rede de distribuição tem associada uma taxa de avarias de acordo com a sua operação. Num determinado barramento podem ser interligados vários componentes individuais, formando um ponto de carga. Para determinar os parâmetros de fiabilidade no ponto de carga são usadas as equações (5-7) [84], [189].

$$\lambda_k = \sum \lambda_i \quad (5)$$

$$r_k = \frac{\sum \lambda_i \cdot r_i}{\sum \lambda_i} \quad (6)$$

$$U_k = \lambda_k \cdot r_k \quad (7)$$

Em que,

λ_i e λ_k são as taxas de avaria no componente i e ponto de carga k , respetivamente,

r_i e r_k são as durações médias de interrupção no componente i e ponto de carga k , respetivamente,

U_k é a indisponibilidade média anual no ponto de carga k .

5.3.2. Índices de fiabilidade baseados no consumidor

O consumidor, independentemente de ser residencial ou industrial, tem um papel importante para o estabelecimento dos índices de fiabilidade. Estes são determinados de

acordo com o número de consumidores que são ligados a um determinado barramento ou ponto de carga.

A norma do *IEEE 1366-2012*, estabelece os índices de fiabilidade de uma rede de distribuição radial, em que k se refere a cada ponto de carga, N_k ao número de consumidores ligados ao ponto de carga k e n ao número de pontos de carga [190]:

- ✓ Frequência média de interrupções do sistema (SAIFI – *system average interruption frequency index*) – representa o número médio de interrupções anuais de abastecimento a cada consumidor, de acordo com a equação (8).

$$SAIFI = \frac{\text{frequência média de interrupção aos consumidores}}{\text{nº total de consumidores abastecidos}} = \frac{\sum_{k=1}^n \lambda_k \cdot N_k}{\sum_{k=1}^n N_k} \text{ (ano)} \quad (8)$$

- ✓ Duração média da interrupção do sistema (SAIDI – *system average interruption duration index*) – corresponde à duração média da interrupção de abastecimento a cada consumidor, durante um período de tempo. Este índice geralmente é medido em horas ou minutos, sendo dado pela equação (9).

$$SAIDI = \frac{\text{duração total de interrupção aos consumidores}}{\text{nº total de consumidores abastecidos}} = \frac{\sum_{k=1}^n U_k \cdot N_k}{\sum_{k=1}^n N_k} \text{ (horas)} \quad (9)$$

- ✓ Duração média da interrupção do consumidor (CAIDI – *customer average interruption duration index*) – representa o tempo médio de horas necessário para repor o serviço a um consumidor, facilmente calculado pela relação entre os índices SAIDI e SAIFI, obtido pela equação (10).

$$CAIDI = \frac{SAIDI}{SAIFI} = \frac{\sum_{k=1}^n U_k \cdot N_k}{\sum_{k=1}^n \lambda_k \cdot N_k} \text{ (horas/interrupção)} \quad (10)$$

- ✓ Disponibilidade média do sistema (ASAI – *average service availability index*) – corresponde à fração de tempo que um consumidor é alimentado, durante um período de tempo, em percentagem. Este índice é expresso através da equação (11).

$$ASAI = \frac{\text{disponibilidade de serviço aos consumidores (h)}}{\text{procura de serviço pelos consumidores (h)}} = \frac{8760 \cdot \sum_{k=1}^n N_k - \sum_{k=1}^n U_k \cdot N_k}{8760 \cdot \sum_{k=1}^n N_k} \quad (11)$$

- ✓ Frequência média de interrupções momentâneas (MAIFI – *momentary average interruption frequency index*) – este índice mede a frequência média das interrupções de curta duração, semelhante ao SAIFI. Matematicamente é dado pela equação (12).

5. Qualidade de Serviço em Redes de Distribuição Radiais

$$MAIFI = \frac{\text{n}^\circ \text{ total de curtas interrupções aos consumidores}}{\text{n}^\circ \text{ de interrupções de abastecimento a consumidores}} = \frac{\sum_{k=1}^n \lambda_k \cdot N_k}{\sum_{k=1}^n N_k} \text{ (ano)} \quad (12)$$

Estes índices têm de obedecer aos regulamentos da qualidade de serviço de cada país, onde os índices SAIFI e SAIDI são utilizados, essencialmente, para interrupções de longa duração e MAIFI para interrupções de curta duração [190].

Outro índice relevante, baseado na energia, é a energia não distribuída (END), definida de acordo com o Regulamento da Qualidade de Serviço como *valor estimado da energia não distribuída nos pontos de entrega dos operadores de redes de distribuição, devido a interrupções longas de fornecimento, durante um determinado intervalo de tempo*. Em cada ponto de carga, k , a END depende da carga afetada pela avaria e da indisponibilidade. Matematicamente é expresso pela equação (13) [179].

$$END = \sum_{k=1}^n L_k \cdot U_k \text{ (MWh/ano)} \quad (13)$$

Em que,

L_k é a carga média ao ponto de carga k .

5.4. Métodos para calcular os índices de fiabilidade

Os métodos mais utilizados para calcular os índices de fiabilidade de uma rede de distribuição são diversos. Neste subcapítulo abordaremos o método analítico e o método de simulação de Monte Carlo. O método analítico representa a rede através de um modelo matemático, usando estimativas e pressupostos para a indicação do número de interrupções, sendo os resultados de fiabilidade obtidos valores médios. O método de simulação Monte Carlo, método estatístico que permite avaliar fenómenos de carácter probabilístico, estima os índices de fiabilidade simulando o comportamento da rede aleatoriamente, através de algoritmos computacionais, sendo bastante usado, quando é inviável ou impossível calcular um resultado exato com um algoritmo determinístico [184], [191], [192].

5.4.1. Método analítico

O método analítico, utilizado há vários anos, em estudos de fiabilidade nas redes de distribuição, baseia-se em pressupostos relativos às distribuições estatísticas da taxa de avarias e dos tempos de reparação dos componentes.

Para realizar um estudo de fiabilidade através do método analítico, as avarias e a resposta do sistema a essas avarias devem ser avaliadas. O método analítico inclui uma sequência de eventos que geram um conjunto de estados do sistema para cada ocorrência, baseados no modelo de *Markov* a dois estados. Neste modelo são tidos em consideração dois pressupostos: o sistema não tem memória, dependendo a probabilidade de eventos futura apenas do estado atual e não de ocorrências anteriores; o sistema é estacionário, ou seja, as probabilidades de transição entre estados são constantes, não variando com o tempo.

As técnicas analíticas avaliam as respostas às contingências do sistema elétrico, determinando o impacto que cada contingência provoca em cada componente. Depois de calculado esse impacto é ponderada a probabilidade de ocorrência, resultando no impacto anual esperado da fiabilidade da contingência em cada componente. Os índices de fiabilidade anuais esperados para cada componente são obtidos através das contribuições individuais de cada contingência [186]. De uma forma geral, a sequência a seguir num estudo de fiabilidade, numa rede radial, podendo ou não fazer alterações ao sistema original, por exemplo integrando uma PD, é a seguinte:

1. Seleciona uma contingência, num componente com a probabilidade de ocorrência x ;
2. Simula a resposta do sistema elétrico a essa contingência e avalia o impacto: calcula o impacto em todos os componentes a jusante do componente em causa, assim como, em todos os componentes dele que dependem;
3. Pondera o impacto do defeito com a probabilidade de ocorrência x ;
4. Verifica se todos os defeitos foram simulados. Se não, aplica uma nova contingência e volta à etapa 2.
5. Termina.

O resultado obtido com este estudo mostra o número esperado de interrupções (curtas e longas), anuais, bem como o número de horas de interrupção de cada componente. De seguida podem calcular-se os índices de fiabilidade através das equações, (8-12), acima mencionadas.

No caso de redes de grandes dimensões e não radiais, a modelação é difícil e obriga à utilização de pressupostos de simplificação. Além disso este método utiliza valores médios, não acautelando o comportamento variável dos componentes ao longo do tempo, o que pode fornecer uma imagem menos realista dos índices de fiabilidade da rede [87], [185], [193].

5.4.2. Método de simulação de Monte Carlo

O método de Monte Carlo, integra dois tipos de abordagens de simulação: sequencial ou não sequencial. Na simulação sequencial é considerado o tempo, existindo um relógio virtual, que gera uma sequência cronológica de eventos aleatórios, construindo-se assim a história de cada componente ao longo de um determinado período de tempo. Por outro lado, a simulação não sequencial, o tempo não é considerado, fundamenta-se na contabilização de “fotografias” da rede, sem que exista uma cronologia, de acordo com as simulações geradas. A simulação sequencial exige um maior tempo e esforço computacional para obter resultados mais fiáveis relativamente à simulação não sequencial [177], [185], [194].

Neste trabalho será utilizada a simulação sequencial, construindo-se um histórico de cada componente da rede num determinado período de tempo. O ciclo de vida para cada componente é criado através da geração de números aleatórios para os valores de avaria e reparação, podendo ser usadas diferentes funções de distribuição: exponencial, gama, normal, *Weibull* ou *Poisson* [186], [188].

O tempo que um elemento permanece em funcionamento é definido como tempo até à avaria, denominado de tempo até à avaria (TTF – *time to failure*) e o tempo que o elemento está avariado é designado por tempo até à reparação (TTR – *time to repair*). O tempo entre avarias (TBF – *time between failures*) de um componente é a soma destes tempos. Estes tempos são ilustrados na Fig. 5.3, que mostra uma sequência de duas avarias e duas reparações num componente.

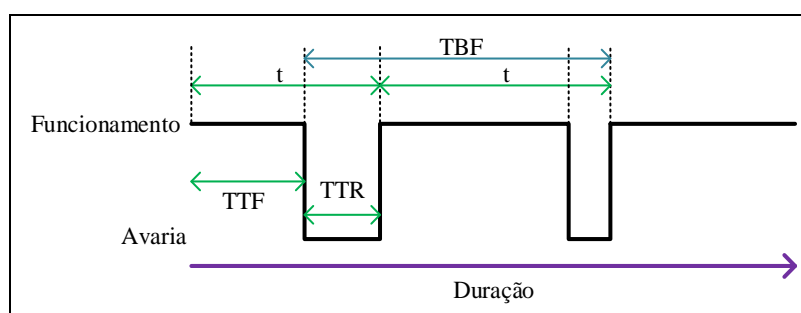


Fig. 5.3 – Exemplo de sequência de duas avarias e duas reparações num componente.

A geração dos estados de funcionamento/avariação, num determinado componente, pode ser efetuada a partir de uma distribuição uniforme, em $[0, 1]$ e da função de distribuição inversa. Neste caso, utilizou-se a equação (14), que representa uma função exponencial inversa, $F(t)$, onde a função inversa é dada pela equação (15). Através desta equação, é possível seleccionar os valores de λ , com uma distribuição uniforme e calcular o valor de t ,

gerando os tempos de funcionamento dos componentes: o tempo TTF, dado pela expressão (16) e o tempo TTR, apresentado na equação (17), num determinado componente i .

$$F(t) = (1 - e^{-\lambda t}) \quad (14)$$

$$t = F^{-1}(\lambda) = -\frac{1}{\lambda} \cdot \log(\lambda) \quad (15)$$

$$TTF_i = -\frac{\ln(R_i)}{\lambda_i} \times 8760 \quad (16)$$

$$TTR_i = -\ln(R_i) \times MTTR_i \quad (17)$$

Onde:

R_i é um número aleatório,

$MTTR_i$ é tempo médio de reparação do componente i .

A sequência de avarias e interrupções é gerada de forma sequencial, através do método de simulação de Monte Carlo, por forma a obter os índices de fiabilidade da rede. A sequência de etapas a considerar para um estudo de fiabilidade pode ser a seguinte [177], [189]:

1. Inicia o contador para o período de t anos, com todos os componentes no estado de funcionamento;
2. Cria um histórico de amostras para o TTF, de acordo com a equação (16);
3. Identifica o componente com o TTF mais baixo para saber qual será o primeiro a ser avaliado;
4. Atualiza o contador e gera um valor para TTR do componente avariado (equação (17)) e incrementa o tempo com base nos valores de TTR e TTF;
5. Verifica os componentes afetados com a avaria, isola a área afetada e calcula a duração da interrupção e o número de consumidores afetados;
6. Chegou ao fim do contador? Senão volta à etapa 3. Em caso positivo calcula os índices de fiabilidade da rede com base nas equações (8-12) e a END (equação (13));
7. Termina.

Estas são as principais etapas para determinar os índices de fiabilidade numa rede. Se pretendermos incluir PD na rede o procedimento é o mesmo, tendo de se adicionar os dados referentes a estes novos componentes da rede. Com o método de simulação de Monte Carlo convém efetuar um elevado número de iterações por forma a obter uma maior precisão dos resultados.

5.5. Fiabilidade nas redes de distribuição com PD

No passado os sistemas de distribuição raramente eram projetados para operar perto dos limites dos sistemas de proteções. Agora, com a integração de produção dispersa ao longo da rede isso não acontece, e surgem várias questões: com a presença de injeções distribuídas a rede continua a ser fiável? Colocando uma PD com uma potência menor falhará menos, em caso de defeito? A PD melhora os índices de fiabilidade?

A integração de PD na rede de distribuição, como já referido, afeta o sistema de proteção e a capacidade de eliminar defeitos. Os impactos que a PD provoca na rede, já enunciados anteriormente, de acordo com a sua capacidade e com a topologia da rede, podem afetar a qualidade do serviço da rede, designadamente a fiabilidade e a energia não fornecida pela rede, com consequências para o consumidor uma vez que pode aumentar o número e a duração das avarias.

No quadro da evolução das empresas elétricas para um mercado mais competitivo, a regulação desempenha um papel fundamental na garantia da qualidade de serviço prestada pela rede, com impacto na fiabilidade, porém garantindo simultaneamente uma elevada eficiência operacional que se traduz na redução dos custos de operação e manutenção, o que permite o abastecimento dos consumidores com preços de energia mais baixos. Para reduzir os custos, segundo [183], uma solução passa também por introduzir a PD ao longo da rede.

Na literatura são vários os autores que fizeram estudos para avaliar a fiabilidade na rede quando são introduzidas PD, tendo concluído que permite melhorar os índices de fiabilidade, fazendo com que haja uma redução da frequência de interrupções e da duração das interrupções. A maioria destes estudos baseiam-se na colocação ótima da injeções distribuídas, reconfiguração da rede (integração de novos dispositivos de proteção) e funcionamento da rede em modo isolado, com os objetivos de alcançar bons índices de fiabilidade, diminuir as perdas e maximizar o uso de energias limpas distribuídas ao longo da rede de distribuição [84], [87], [90], [91], [93], [94], [132], [177], [183], [191].

5.6. Conclusões

Neste capítulo foram referidos diversos conceitos relativos à qualidade de serviço proporcionada pelo operador da rede de distribuição, com a finalidade de assegurar um

fornecimento contínuo e fiável de energia elétrica aos consumidores, com um elevado grau de segurança e qualidade.

Os parâmetros de fiabilidade mais importantes de um componente elétrico são a taxa de avarias, o tempo de reparação da avaria e indisponibilidade. O modo como se determinam estes parâmetros, em cada barramento ou ponto de carga, numa rede de distribuição com topologia radial, foi apresentado, partindo do caso de um componente individual. Enunciaram-se os índices de fiabilidade baseados nos consumidores, bastantes usados pelas Entidades Reguladoras para estabelecer os padrões mínimos de qualidade de serviço que devem ser cumpridos pelos operadores das redes de distribuição.

Os estudos de fiabilidade são realizados através de métodos analíticos e de simulação. O primeiro tipo de métodos é sustentado no pressuposto de estacionaridade do sistema, sendo valores médios os índices de fiabilidade obtidos. Os métodos de simulação fornecem estimativas dos índices de fiabilidade por amostragem aleatória de estados do sistema. Ao longo do capítulo, focaram-se o método analítico bem como o método de simulação de Monte Carlo sequencial. Ambos os métodos foram resumidamente apresentados, bem como as principais etapas seguidas por alguns autores para o estudo de fiabilidade.

Segundo alguns autores, a integração da PD na rede tem um impacto positivo, melhorando mesmo os índices de fiabilidade. Os principais problemas que a mesma pode conduzir foram enunciados no capítulo anterior.

6. Simulação de uma Rede de Distribuição Radial

6.1. Introdução

Neste capítulo é realizada uma breve apresentação do programa utilizado para realizar as diversas simulações, que permitem ajudar a definir estratégias para responder aos objetivos deste trabalho de Doutorado. Posteriormente, é descrita a rede de teste radial que será modelizada no software, de acordo com dados da literatura, para que sejam incluídos e parametrizados os dispositivos de proteção.

6.2. Programa utilizado

O programa utilizado para realizar as simulações de uma rede de teste é o software *Power Factory* da *DigSILENT*, versão 15.1, que foi atualizada ao longo do trabalho até à versão 2019.

Trata-se de uma ferramenta de análise de sistemas de energia, bastante utilizada no meio académico por estudantes e investigadores, bem como na indústria, no setor elétrico. É conhecido pela sua versatilidade, pois permite que os utilizadores realizem uma ampla variedade de análises estáticas e dinâmicas em modelos de sistemas de energia e fornece uma biblioteca abrangente de modelos de dispositivos de sistemas de energia elétrica que os utilizadores podem personalizar e expandir com novos modelos [195].

Os recursos de software utilizados neste trabalho focam-se no trânsito de potências, análise de curtos-circuitos e análise de coordenação de proteções. O software permite a simulação de injeções distribuídas com diferentes tamanhos, tipos e locais, além de ensaiar os ajustes das proteções existentes, conforme necessário para a pesquisa em andamento [196].

6.3. Caso de estudo

As simulações foram concretizadas sobre um modelo padrão de rede de distribuição radial, a rede *IEEE 34-Node Test Feeder*, bastante usada na literatura científica para os mais diversos estudos em redes de distribuição. Esta rede representa uma rede instalada no Estado do Arizona, Estados Unidos da América, com carácter desequilibrado, como é típico nas redes de distribuição [197].

O subcomité *IEEE PES Distribution System Analysis Subcommittee* disponibiliza na sua página de internet, [198], várias redes de teste com especificações de cada componente da rede, bem como os resultados da análise do trânsito de potências, que podem ser utilizadas como base para simulação em software, como o *Power Factory*, da *DIgSILENT*, para diversos estudos, permitindo, assim, validar os resultados. Outras parametrizações referente às linhas de distribuição, para as redes de teste acima mencionadas, encontram-se em [199].

A rede de teste radial, *IEEE 34-Node Test Feeder*, ilustrada na Fig. 6.1, tem uma potência de base de 2.5 MVA, uma tensão nominal de 24.9 kV, com dois transformadores: na subestação de 69/24.9 kV e num alimentador lateral 24.9/4.16 kV, dois reguladores de tensão, bancos de condensadores e cargas: pontuais e distribuídas ao longo das linhas, monofásicas, bifásicas e trifásicas, perfazendo uma carga total de 2 054 kVA. Apresenta uma topologia radial, com linhas aéreas monofásicas e trifásicas e nove alimentadores laterais, um dos quais com uma tensão nominal de 4.16 kVA.

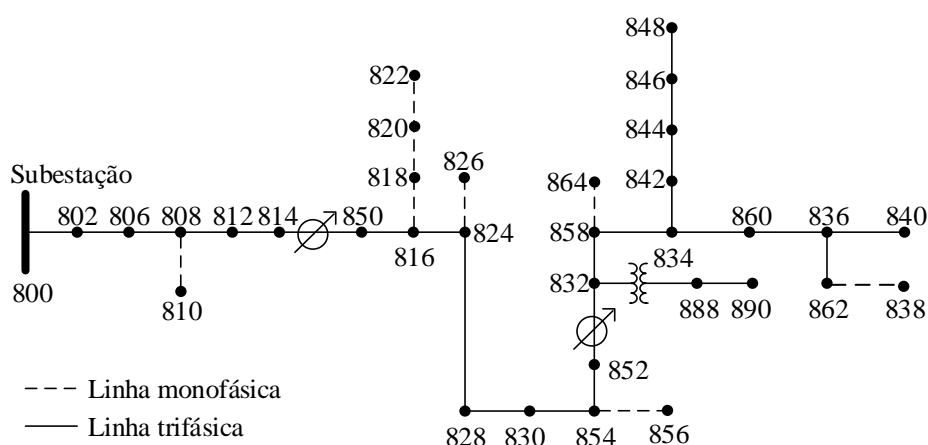


Fig. 6.1 – Rede de teste *IEEE 34-Node Test Feeder* (adaptado de [198]).

A licença adquirida pela Universidade de Coimbra apenas permite a simulação de sistemas até 50 barramentos. As cargas distribuídas ao longo da rede implicam a criação

de nós adicionais, ultrapassando o limite de nós, pelo que tiveram de ser realizadas algumas simplificações, de acordo com [200]. Embora pudesse ter sido escolhida uma rede de menor dimensão, a rede de teste disponibilizada pelo IEEE de dimensão imediatamente inferior é de apenas 13 barramentos, com uma configuração diferente, tornando-a menos interessante do que a rede de 34 barramentos, que corresponde a uma rede real e atual, motivo pelo qual prevaleceu a respetiva escolha para realizar os estudos.

Para as simplificações efetuadas no modelo da rede foram assumidos os seguintes pressupostos e decisões [200]:

- ✓ As linhas monofásicas e bifásicas foram removidas, preservando apenas as trifásicas;
- ✓ 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;
- ✓ 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.

Estas simplificações acarretaram os seguintes ajustes:

- ✓ Remoção do alimentador lateral entre os barramentos 808 e 810, tendo sido a carga distribuída ligada ao barramento 808;
- ✓ Os alimentadores laterais monofásicos entre os barramentos 816 e 822 foram removidos e a carga total ligada ao barramento 816;
- ✓ Os alimentadores laterais dos barramentos 824-826, 854-856, 858-864 e 862-838 são também removidos e as respetivas cargas ligadas aos barramentos de origem.

A rede de teste deixa de ter os 34 barramentos, sendo reduzida para 26 barramentos, todos trifásicos, conforme a Fig. 6.2.

No software de simulação foi criada a rede de teste simplificada, atendendo às parametrizações indicadas em [198]. Para a análise do trânsito de potências, optou-se por usar o Método de *Newton-Raphson* clássico, por forma a obter os valores da tensão, módulo e fase, em todos os barramentos, bem como a potência ativa e reativa nos ramos da rede.

6. Simulação de uma Rede de Distribuição Radial

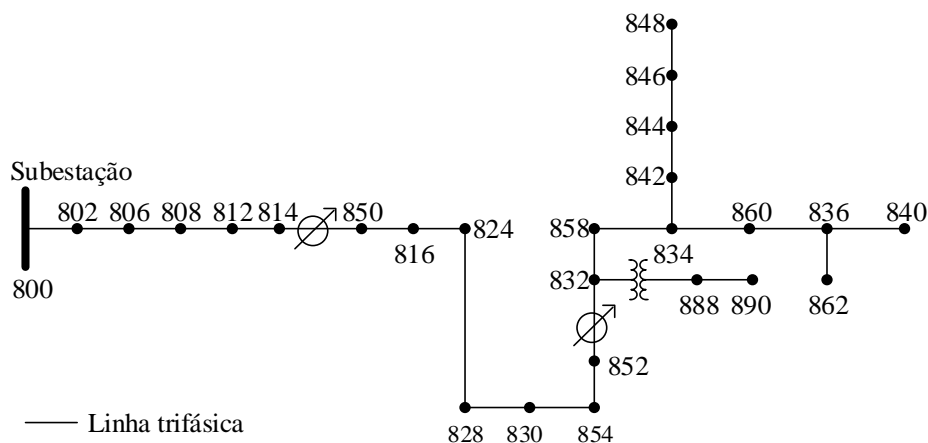


Fig. 6.2 – Rede de teste *IEEE 34-Node Test Feeder* simplificada.

Os resultados da comparação do perfil de tensão obtidos, em módulo, para a rede de teste original, rede simplificada de acordo com os pressupostos acima indicados e simulada no software *Power Factory*, encontram-se na Tabela 6.1. Neste caso, os resultados da fase da tensão não são considerados por não se encontrarem indicados na rede simplificada. Na mesma tabela é apresentada uma coluna com a diferença, em porcentagem, entre a rede original e a rede simulada.

Tabela 6.1 – Valores do módulo das tensões nos barramentos, da rede original [198], rede simplificada [200] e rede simulada no *Power Factory*, obtidos por análise de trânsito de potências.

Barramento	Rede original	Rede simplificada	Rede simulada	Diferença
800	1.050	1.050	1.048	0.20%
802	1.048	1.046	1.042	0.55%
806	1.046	1.043	1.041	0.47%
808	1.014	1.039	1.011	0.26%
812	0.976	1.035	0.978	0.17%
814	0.947	1.032	0.952	0.53%
850	1.018	1.016	1.016	0.16%
816	1.017	1.011	1.016	0.12%
824	1.008	1.006	1.005	0.32%
828	1.007	1.001	1.005	0.24%
830	0.989	0.997	0.984	0.54%
854	0.989	0.992	0.984	0.50%
852	0.958	0.988	0.948	1.01%
832	1.036	1.031	1.038	0.21%
858	1.034	1.029	1.035	0.14%

Tabela 6.1. – Valores do módulo das tensões nos barramentos, da rede original [198], rede simplificada [200] e rede simulada no *Power Factory*, obtidos por análise de trânsito de potências (continuação).

Barramento	Rede original	Rede simplificada	Rede simulada	Diferença
834	1.031	1.027	1.032	0.11%
842	1.031	1.026	1.032	0.11%
844	1.031	1.025	1.032	0.13%
846	1.031	1.025	1.032	0.11%
848	1.031	1.025	1.032	0.10%
860	1.031	1.026	1.032	0.15%
836	1.030	1.025	1.032	0.17%
840	1.030	1.025	1.032	0.17%
862	1.030	1.025	1.032	0.17%
888	1.000	0.965	1.007	0.74%
890	0.917	0.904	0.920	0.33%

Os transformadores reguladores de tensão permitem um controle da tensão na rede elétrica de distribuição, para garantir que a mesma se encontra dentro dos limites regulamentares. A parametrização das tomadas dos reguladores de tensão foi ajustada por forma a obter um perfil de tensão o mais próximo dos valores da rede original. Além disso, os dados fornecidos por [198] não eram suficientes para parametrizar alguns elementos da rede no software, tendo sido necessário ajustar parametrizações de vários componentes, de acordo com alguns dados apresentados na literatura [29], [197], [201].

Os resultados obtidos mostram que a diferença entre os comportamentos dos três modelos da rede não é muito grande, tendo a diferença maior sido de 1.01%, no barramento 852 que se encontra ligado a um regulador de tensão.

Os resultados da análise do trânsito de potências, referentes às potências ativa, reativa e aparente globais da rede, nos três modelos da rede encontram-se na Tabela 6.2, assim como a diferença entre a rede original e a rede simulada.

Tabela 6.2 – Comparação dos resultados do trânsito de potências nas redes.

Carga	Rede original	Rede simplificada	Rede simulada	Diferença (%)
Potência ativa (kW)	1 769.82	1 770.00	1 769.00	0.05
Potência reativa (kVAr)	1 051.55	1 044.00	1 044.00	0.72
Potência aparente (kVA)	2 058.65	2 054.95	2 054.09	0.22
Fator de Potência	0.86	0.86	0.86	0.00

Os resultados do trânsito de potências mostram alguma diferença entre os valores de potência, no entanto, aceitáveis para a rede em estudo.

A rede simulada no software, na análise ao perfil das tensões, mostra resultados mais próximos da rede original, que da rede simplificada. Assim, considerou-se que a rede representa uma boa aproximação relativamente à original.

6.4. Configuração do sistema de proteção

A configuração do sistema de proteção foi efetuada considerando os resultados da análise sistemática de curto-circuitos, em todos os barramentos, por forma a conhecer o valor de corrente de curto-circuito, que pode ocorrer em todos os ramos da rede. As correntes de curto-circuito apresentam valores que podem danificar equipamentos, o que justifica a prática de procurar garantir uma ação rápida das proteções de modo a evitar danos económicos e para a qualidade de serviço.

A análise de curto-circuitos foi realizada através do método completo, tratando-se de um método mais preciso, uma vez que os outros métodos para cálculo disponíveis no software (normas *IEC60609/VDE0102*, *IEC61363*, *ANSI*), se baseiam em aproximações dos valores das correntes. O método completo aplica o teorema da sobreposição no cálculo da corrente de defeito, de acordo com os resultados obtidos previamente no trânsito de potências, sendo determinada a corrente de curto-circuito através do equivalente de *Thévenin* da rede [196].

Para as simulações foram considerados defeitos trifásicos, apresentam menor probabilidade de acontecer, no entanto, levam a que hajam danos mais graves para a rede ou equipamentos e são os mais utilizados em vários trabalhos com esta rede de teste na literatura [202]. Os defeitos monofásicos, muitas vezes fugidios, por regra os mais frequentes nas redes de distribuição, foram também tidos em conta estando tratados no capítulo 7.

O dimensionamento do sistema de proteções baseou-se nos resultados das análises de curto-circuito efetuadas. Para esta rede foram configurados dois tipos de arranjos para o sistema de proteção, os mais comuns na rede de distribuição, de acordo com a literatura: usando relés de máxima intensidade ou usando conjuntos religador – fusíveis. As proteções foram colocadas nos alimentadores principal e laterais, conforme ilustrado na Fig. 6.3.

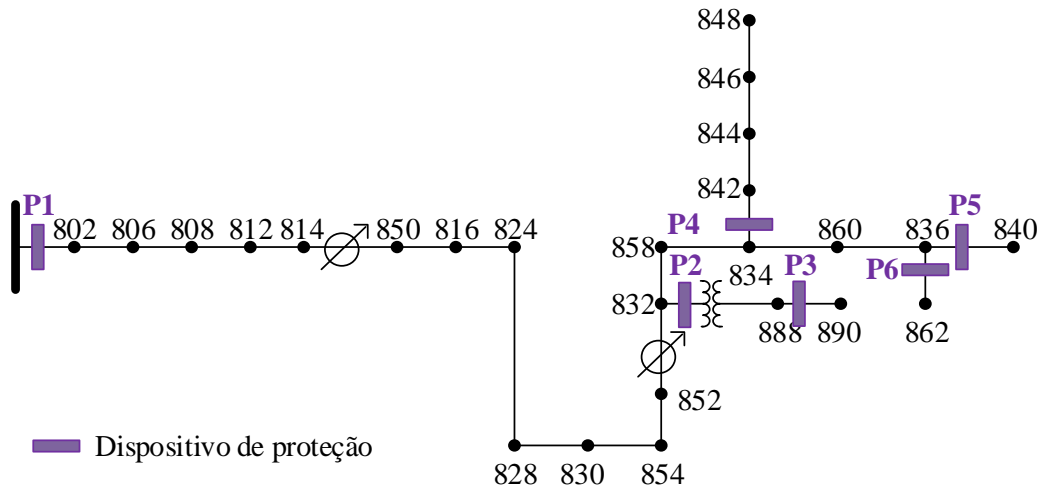


Fig. 6.3 – Rede de teste simulada com localização dos dispositivos de proteção.

O arranjo com relés de máxima intensidade obrigou à parametrização de um transformador de corrente em cada relé. Foram selecionados relés de máxima intensidade, com curva característica de tempo inverso, com pouca inclinação, permitindo assegurar uma atuação rápida. O dispositivo escolhido foi da marca *General Electric*, modelo *IAC51804A*, disponível na biblioteca do software, para todas as proteções P1 a P6. Em cada relé foi estabelecido o valor da corrente de disparo, *pick-up*, que depende de um fator de sobrecarga (considerado o valor de 1.5, de acordo com a referência [203]), da relação de transformação do transformador de corrente, conforme indicado em (1) e do tempo de atraso, ou *time dial* [158], [203], [204]. Alguns valores que ajudaram a estabelecer esta parametrização basearam-se nos dados apresentados em [197].

$$I_{pick-up} = \frac{fc \times I_{nominal}}{RTC} \quad (1)$$

Em que,

$I_{nominal}$ é a corrente nominal,

fc é o fator de sobrecarga,

RTC é a relação de transformação do transformador de corrente.

O valor da corrente nominal na alimentação principal, ou seja, no barramento 800, é dada pela equação (2), de acordo com este valor e tendo sido estabelecida a RTC de 250:5, o valor da corrente de *pick-up* é dado na equação (3).

$$I_{nominal} = \frac{S}{\sqrt{3} \times U} = \frac{2\,054.093}{\sqrt{3} \times 24.9 \times 10^3} = 47.63A \quad (2)$$

$$I_{pick-up} = \frac{fc \times I_{nominal}}{RTC} = \frac{1.5 \times 47.63}{250/5} = 1.43A \quad (3)$$

6. Simulação de uma Rede de Distribuição Radial

De acordo com as fórmulas anteriores e simulações efetuadas no software para o cálculo da corrente de curto-circuito, foi determinado que a corrente de *pick-up*, no alimentador principal, pode ser de pelo menos 1.43 A, parametrizando-se em 2 A [203].

No outro arranjo, religador – fusível, o religador foi colocado no alimentador principal, P1, sendo os alimentadores laterais protegidos com fusíveis, de acordo com uma política de poupança de recursos e o religador foi colocado à saída da subestação. O religador, tal como os relés, necessitou da configuração de um transformador de corrente. A biblioteca do software tinha apenas um fabricante, *Cooper Power Systems*, para religadores, tendo sido escolhido o modelo *Form 4C* [205]. Este teve de ser parametrizado, de acordo com os valores obtidos na análise de curto-circuitos e alguns cálculos, estabelecendo-se as curvas características rápida e lenta, 113 e 134, com uma ligeira inclinação, respetivamente, assim como os valores da corrente de *pick-up*, 2 A, e o *time dial*, ajustado para 0.7 na curva rápida e 2.0 na curva lenta.

Para a seleção dos fusíveis, colocados à saída de cada um dos alimentadores laterais, optou-se pelo fabricante *S&C Electric Company*, modelo *Positrol*, adaptados ao valor de corrente e tensão, em cada lateral (P2 to P6).

6.5. Conclusões

Neste capítulo foi feita uma breve introdução ao software onde foram desenvolvidas as simulações, o *Power Factory* da *DigSILENT*. Esta escolha prevaleceu por se tratar de um software bastante utilizado em redes de distribuição, com uma biblioteca de componentes diversificada e ser muito usado pela comunidade académica ou industrial em estudos da rede elétrica. Numa fase posterior, foi apresentada e parametrizada a rede de radial que serviu de base para ajudar a descortinar soluções úteis para responder aos objetivos deste trabalho. A rede de teste *IEEE 34-Node Test Feeder* necessitou de alguns ajustes, por limitação do número de barramentos da licença disponível do software, tendo estes sido realizados de acordo com dados da literatura. Atendendo aos dados fornecidos de cada componente da rede, esta foi parametrizada no software, foram confirmados os resultados do perfil de tensões e do trânsito de potências, tendo em consideração referências da literatura. A escolha do sistema de proteção obrigou à análise de curto-circuitos, para que fossem definidas as proteções para cada alimentador. Foram selecionadas as proteções

elétricas de acordo com os dois arranjos mais comuns e utilizados nas redes de distribuição: relés de máxima intensidade e religador – fusível.

7. Integração de PD numa Rede de Distribuição Radial

7.1. Introdução

A integração de produção distribuída numa rede de distribuição traz benefícios, dado permitir a geração de energia elétrica a partir de recursos renováveis, sendo um ingrediente indispensável na concretização dos conceitos de *microgrid* e *smart grid*. Não obstante, poderá levar a disfunções nos sistemas de proteção convencionais, obrigando a definir pressupostos e estratégias de proteção, uma vez que irá alterar os valores do trânsito de potências, bem como as correntes de curto-circuito, levando a modificação dos tempos de atuação do sistema de proteções da rede original.

Neste capítulo pretende-se avaliar o comportamento que a penetração de produção dispersa ao longo da rede pode provocar nos sistemas de proteção, por forma a mitigar os problemas que possam surgir nos dispositivos de proteção e encontrar estratégias economicamente comportáveis que possam ser definidas para resolver as disfunções criadas pelas injeções distribuídas.

Numa primeira fase, serão realizados ensaios numa rede de teste com os esquemas típicos de configuração das redes clássicas de distribuição, envolvendo relés de máxima intensidade e conjuntos religador/fusíveis, por forma a analisar o comportamento de cada um dos esquemas e a definir o foco das análises posteriores.

Existem critérios variados para a localização da PD numa rede de distribuição que, de acordo com a literatura, se destinam, na maior parte dos casos, a encontrar modos ótimos de condução da rede. Na medida em que não há garantia de que, em ambiente de sistemas elétricos desverticalizados, o distribuidor tenha capacidade para decidir por si só a localização de PD, o capítulo apresenta, posteriormente, uma análise exaustiva ao comportamento do sistema de proteção para todas as localizações possíveis de PD e de ocorrência de curto-circuitos nos barramentos da rede, permitindo obter um mapeamento pormenorizado das situações potencialmente problemáticas.

7. Integração de PD numa Rede de Distribuição Radial

Também as diferentes tecnologias, mais usadas nas máquinas rotativas, designadamente geradores assíncronos e síncronos, são abordadas por forma a conhecer o impacto que cada uma tem quando aplicada como PD. A produção de base fotovoltaica é também abordada, dado que corresponde à outra tecnologia renovável que, a par com a produção eólica, tem registado maior investimento.

Todos os ensaios serão realizados no software *Power Factory*, através de simulações de trânsito de potências e análise de curto-circuitos, simulando defeitos em diversos pontos, de modo a avaliar o comportamento do sistema de proteção.

Dos ensaios realizados nas simulações resultará um conjunto de propostas que visam permitir ao operador da rede de distribuição uma análise expedita, tendo em consideração a integração da PD, por forma a adaptar o sistema de proteção convencional a esta nova realidade, minimizando os custos associados à adaptação.

7.2. Esquemas típicos de proteção

O comportamento dos sistemas de proteção mais usados é analisado para as duas configurações mais típicas: relés de máxima intensidade e religadores – fusíveis, quando é introduzida uma PD, individualmente, nos barramentos 858, 836 e 840, da rede de teste *IEEE* de 34 barramentos [206], [207].

O modelo utilizado para a PD foi um gerador síncrono, parametrizado de acordo com os parâmetros definidos em [208]. Trata-se de um gerador que apresenta diferentes capacidades: 0.406 MVA, 1.075 MVA e 2.5 MVA, correspondendo a 20%, 50% e mais de 100% da carga nominal da rede, respetivamente. O transformador para interligar a PD da rede foi modelizado com a configuração triângulo – triângulo, com os mesmos valores de potência nominal de saída e impedância utilizados nos transformadores da rede, conforme indicado em [201].

7.2.1. Caso 1: Proteção com relés de máxima intensidade

A rede teste *IEEE* de 34 barramentos foi configurada com relés de máxima intensidade no alimentador principal (P1) e nos alimentadores laterais (P2 a P6), ilustrada na Fig. 7.1. Estes foram parametrizados de acordo os valores de corrente obtidos no simulador, com curvas características *IEC* de tempo inversa, tendo sido estabelecida uma margem de

coordenação entre a proteção do alimentador principal e os laterais, de pelo menos 0.3 segundos, (utilizada em trabalhos da literatura [55], [126], [209]).

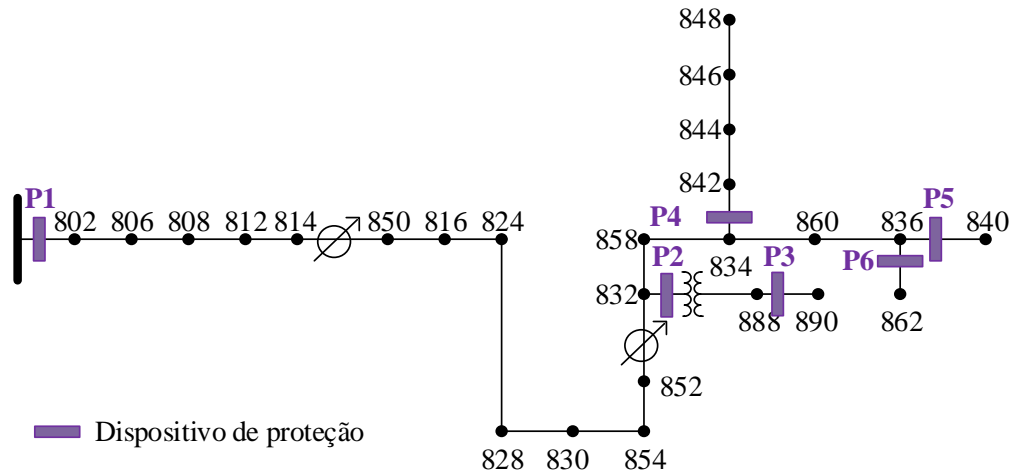


Fig. 7.1 – Rede IEEE 34 barramentos com relés de máxima intensidade e localização de PD.

Foram simulados defeitos trifásicos em todos os terminais dos barramentos laterais, com uma PD de 0.406 MVA, correspondendo a 20% da potência nominal da rede, localizada nos barramentos 858, 836 e 840, individualmente em cada barramento. A Tabela 7.1 mostra os resultados dos valores da corrente de defeito, o tempo de atuação do relé P1, localizado na subestação e os tempos de atuação de cada relé lateral, onde ocorreu o defeito, considerando a rede original sem qualquer PD, e a mesma rede com integração de PD nos barramentos referidos.

O perfil de tensões com a existência de PD na rede é alterado, levando ao aumento da tensão em alguns barramentos, com ultrapassagem das margens de variação da tensão definidas, pelo que foi necessário ajustar as tomadas dos reguladores de tensão dispostos na rede, em cada caso, para que a análise de curto-circuito fosse realizada corretamente.

Verifica-se que a corrente de defeito e os tempos de atuação dos relés são semelhantes para defeitos nos barramentos 848, 840 e 862, mesmo com a integração de PD nos barramentos referidos na Tabela 7.1. A ocorrência de um defeito no barramento 890 leva a um aumento da corrente de defeito relativamente aos casos anteriores, quando são colocadas as PD.

7. Integração de PD numa Rede de Distribuição Radial

Tabela 7.1 – Variação da corrente de defeito e tempos de atuação dos relés (P1 a P6), ao serem simulados defeitos e colocadas PD de 0.406 MVA na rede.

			Rede sem PD	PD em 858	PD em 836	PD em 840
Localização do defeito	848	I _{defeito} (A)	199.54	259.75	262.53	262.52
		t _{P1} (s)	0.532	0.557	0.555	0.555
		t _{P4} (s)	0.216	0.189	0.188	0.188
	840	I _{defeito} (A)	199.76	260.12	266.19	266.19
		t _{P1} (s)	0.532	0.556	0.552	0.552
		t _{P5} (s)	0.216	0.189	0.212	0.212
	862	I _{defeito} (A)	200.34	261.11	266.69	266.69
		t _{P1} (s)	0.531	0.555	0.551	0.551
		t _{P6} (s)	0.216	0.188	0.186	0.186
	890	I _{defeito} (A)	463.63	503.65	503.36	503.36
		t _{P2} (s)	0.577	0.508	0.509	0.509
		t _{P3} (s)	0.200	0.191	0.192	0.192

Com a inclusão de uma PD no barramento 858 o fluxo de energia é unidirecional, fluindo a energia da alimentação para as cargas. Ao introduzir a PD em 836 e simulando defeitos em 848 e 890 o fluxo de energia é bidirecional, fazendo com que o sistema de proteção possa não operar corretamente uma vez que surge uma corrente em sentido contrário (exemplo na Fig. 7.2), sendo que os relés de máxima intensidade são configurados para um fluxo de energia unidirecional.

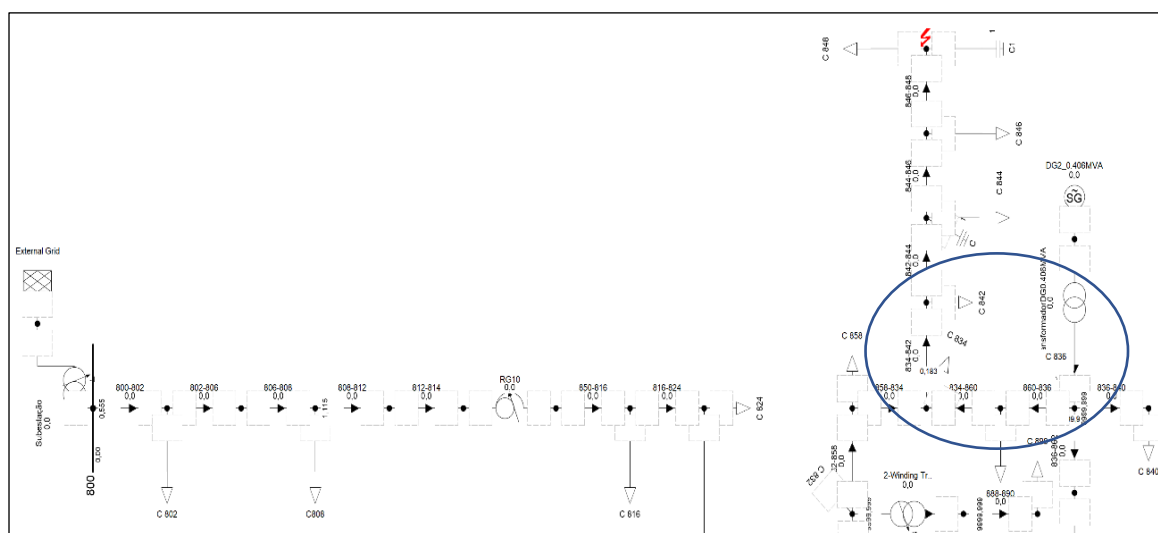


Fig. 7.2 – Exemplo de fluxo de energia bidirecional, ao ser simulado um defeito em 848 e colocação de PD em 836 [obtido através do software *Power Factory*].

O aumento do valor da injeção distribuída para cerca de 50% da potência nominal da rede, com uma PD de 1.075 MVA, provocou um aumento do valor da corrente de defeito

quando foram simulados defeitos em todos os barramentos: o tempo de atuação do relé P1 aumentou ligeiramente e nos relés responsáveis por proteger os alimentadores o tempo de disparo é inferior ao caso sem injeção distribuída, como mostra a Tabela 7.2. A introdução de uma PD em 840 e simulando um defeito no mesmo barramento fez com que o tempo de atuação do relé fosse maior relativamente aos outros casos.

Tabela 7.2 – Variação da corrente de defeito e tempos de atuação dos relés (P1 a P6), ao serem simulados defeitos e colocadas PD de 1.075 MVA na rede.

			Rede sem PD	PD em 858	PD em 836	PD em 840
Localização do defeito	848	I_{defeito} (A)	199.54	389.53	400.49	400.28
		t_{P1} (s)	0.532	0.569	0.562	0.562
		t_{P4} (s)	0.216	0.159	0.158	0.158
	840	I_{defeito} (A)	199.76	390.28	413.40	415.46
		t_{P1} (s)	0.532	0.568	0.555	0.554
		t_{P5} (s)	0.216	0.159	0.156	0.213
	862	I_{defeito} (A)	200.34	392.15	415.39	415.2
		t_{P1} (s)	0.531	0.566	0.553	0.553
		t_{P6} (s)	0.216	0.159	0.156	0.156
	890	I_{defeito} (A)	463.63	568.04	566.18	566.02
		t_{P2} (s)	0.577	0.496	0.497	0.497
		t_{P3} (s)	0.200	0.181	0.181	0.181

A Tabela 7.3 mostra o comportamento da integração de uma PD de 2.5 MVA, em que a corrente de defeito aumenta relativamente ao caso anterior, assim como o tempo de disparo do relé P1, diminuindo ligeiramente o tempo de atuação do relé que protege o alimentador onde ocorre o defeito.

Pelo gráfico da Fig. 7.3 visualiza-se a corrente de defeito e a corrente da subestação para os casos estudados, considerando apenas uma PD no barramento 858, quando ocorrem defeitos nos barramentos 848 e 890 (o comportamento dos barramentos 840 e 862 é semelhante ao do barramento 848). No caso da rede sem PD a corrente da fonte em 848 é superior à corrente de defeito, invertendo nos casos em que foi introduzida a PD. O barramento 890 encontra-se num lateral com um nível de tensão diferente, motivo pelo qual o comportamento é oposto ao dos barramentos 848. Foi ainda adicionada uma curva que representa a variação entre a diferença dos tempos de disparo do relé a montante do que deve isolar o defeito, designado intervalo de coordenação. No caso de defeito em 848 o intervalo de coordenação tem tendência a aumentar, assegurando a coordenação entre as

7. Integração de PD numa Rede de Distribuição Radial

proteções, enquanto que, para defeitos no barramento 890 o intervalo de coordenação tem tendência a diminuir, nunca violando, contudo, a margem de coordenação definida no início do trabalho.

Tabela 7.3 – Variação da corrente de defeito e tempos de atuação dos relés (P1 a P6), ao serem simulados defeitos e colocadas PD de 2.5 MVA na rede.

		Rede sem PD	PD em 858	PD em 836	PD em 840	
Localização do defeito	848	I_{defeito} (A)	199.54	405.17	417.22	416.95
		t_{P1} (s)	0.532	0.570	0.562	0.562
		t_{P4} (s)	0.216	0.157	0.155	0.155
	840	I_{defeito} (A)	199.76	405.98	431.83	434.13
		t_{P1} (s)	0.532	0.569	0.555	0.554
		t_{P5} (s)	0.216	0.157	0.154	0.213
	862	I_{defeito} (A)	200.34	407.99	433.98	433.76
		t_{P1} (s)	0.531	0.567	0.553	0.553
		t_{P6} (s)	0.216	0.157	0.153	0.153
	890	I_{defeito} (A)	463.63	573.07	570.92	570.74
		t_{P2} (s)	0.577	0.493	0.494	0.494
		t_{P3} (s)	0.200	0.180	0.181	0.181

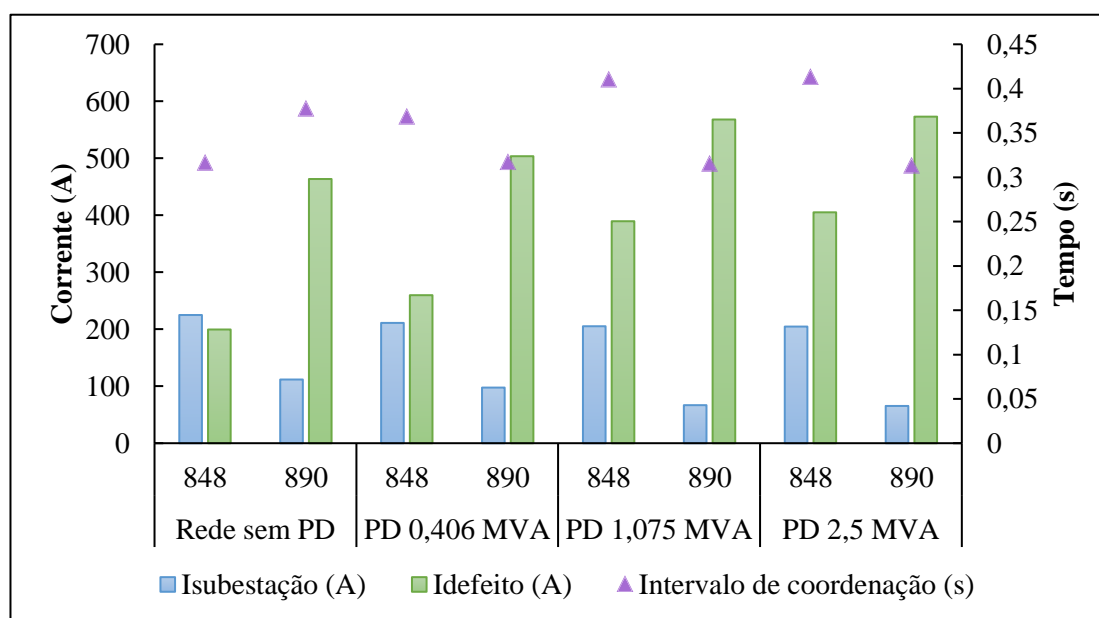


Fig. 7.3 – Evolução da corrente na subestação e no defeito, e do intervalo de coordenação dos relés, quando são simulados defeitos nos barramentos 848 e 890 e colocadas PD em 858.

Os resultados obtidos com a integração de uma única injeção distribuída na rede mostram que a corrente de defeito aumentou em todos os casos, sendo a corrente vista pelo

relé da subestação sempre inferior à corrente no barramento em defeito, ao contrário do que acontece no caso sem injeção distribuída. Nos casos da PD de 1.075 MVA registou-se, com a adição de uma PD no barramento 836, uma inversão do fluxo de energia, em condições normais do funcionamento da rede, sem ocorrência de defeito, como ilustrado na Fig. 7.4. Nestas circunstâncias verifica-se que a injeção distribuída fornece energia à rede a montante, ao contrário do que acontece quando não existe PD.

A localização das PD em diferentes barramentos permitiu observar, de uma forma geral, que quanto mais afastado da subestação se localizar o curto-circuito, maior o valor da corrente de defeito total. A corrente vista pelo relé da subestação apresentou o valor máximo quando não havia qualquer PD na rede e eram simulados curto-circuitos nos barramentos analisados.

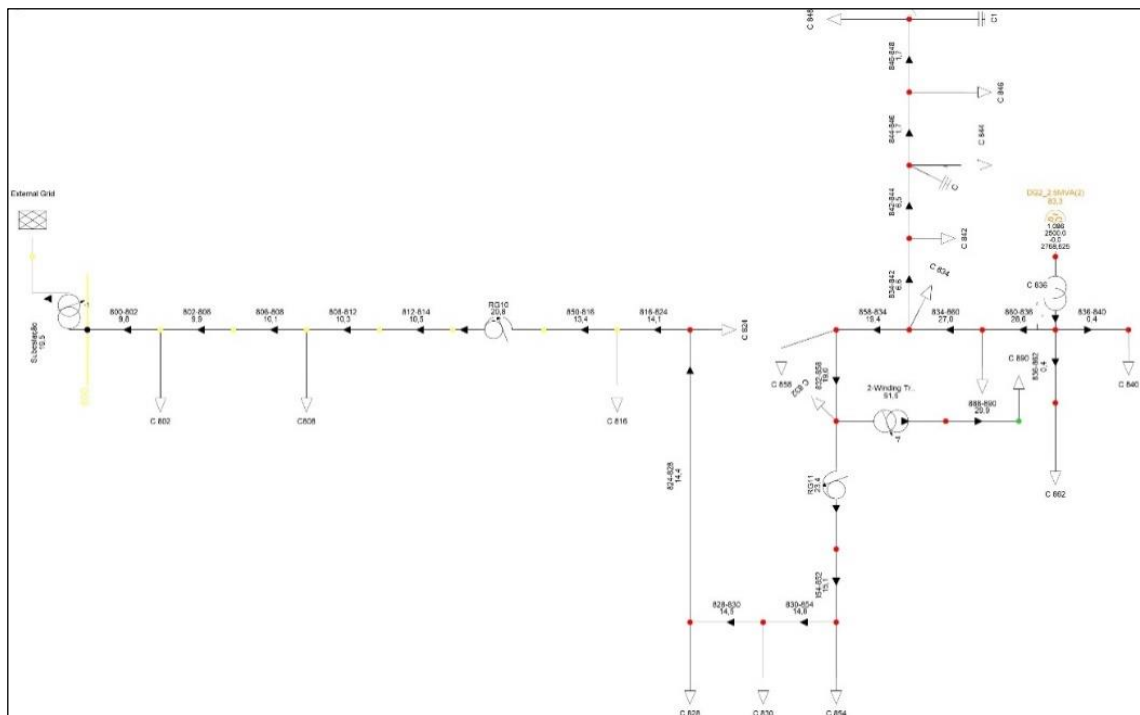


Fig. 7.4 – Sentido de circulação do fluxo de energia, da PD para a fonte, quando é adicionada uma PD no barramento 836 [obtido através do software *Power Factory*].

7.2.2. Caso 2: Proteção com religador – fusível

O esquema de coordenação religador – fusível foi configurado para assegurar a seletividade do sistema de proteção para a rede de teste *IEEE 34* barramentos, sem qualquer injeção distribuída. Na Tabela 7.4 encontram-se indicadas as localizações dos defeitos simulados, o valor da corrente de defeito em cada caso, o tempo de atuação do fusível que protege o lateral correspondente e o tempo de atuação da proteção a montante (religador).

7. Integração de PD numa Rede de Distribuição Radial

Tabela 7.4 – Corrente de defeito vs tempos de atuação do religador e fusíveis (respetivos), da rede original.

	Localização do defeito			
	848	840	862	890
$I_{\text{defeito}} \text{ (A)}$	199.54	199.76	200.34	463.63
$t_{\text{religador}} \text{ (s)}$	0.421	0.420	0.418	4.016
$t_{\text{fusível}} \text{ (s)}$	2.395	2.397	2.377	2.796

A introdução da PD seguiu o mesmo rumo que no caso 1, no que se refere aos valores das correntes de defeito e às correntes vistas pelas proteções dos diversos alimentadores, variando o valor dos tempos de atuação das proteções, dado que possuem diferentes características. A colocação de uma PD de 0.406 MVA implica um aumento da corrente onde ocorreu o defeito e diminuição da corrente vista pelo religador, relativamente ao caso sem PD.

A Fig. 7.5 ilustra o comportamento das proteções, onde se encontra a diferença dos tempos de atuação da proteção responsável pelo lateral onde ocorre o defeito e a proteção a montante, para os casos sem PD e com a inclusão de várias PD ao longo da rede, de diferentes potências, quando ocorrem defeitos em quatro barramentos.

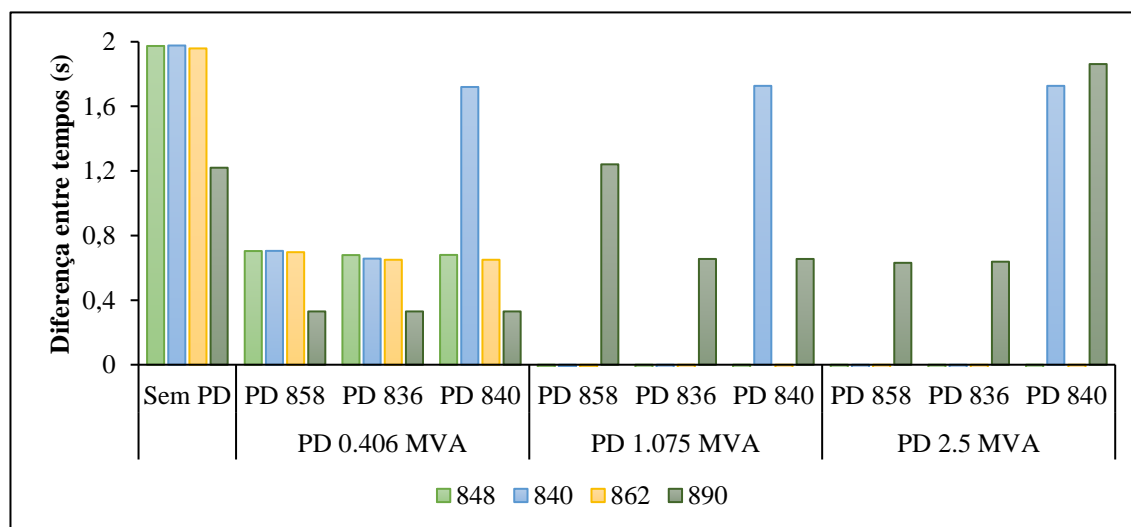


Fig. 7.5 – Diferença entre os tempos de atuação das proteções, quando ocorrem defeitos em 848, 840, 862 e 890, para diversas potências de PD.

Quando a diferença entre os tempos de atuação é maior que zero significa que há coordenação das proteções. Por outro lado, quando esta diferença é menor que zero corresponde a casos de perda de coordenação, não sendo visíveis na Fig. 7.5. Assim, quando é colocada uma PD de 0.406 MVA, nos barramentos definidos para estes ensaios de simulação, o sistema de proteção continua a assegurar o normal funcionamento da rede.

O aumento para uma PD de maior potência, 1.075 MVA ou 2.5 MVA, provoca sempre falha de coordenação quando ocorrem defeitos nos barramentos 848 e 862. Qualquer defeito no barramento 890 não implica perda de coordenação. Os defeitos no barramento 840 levam a que as proteções não atuem corretamente quando PD são colocadas nos barramentos 858 e 836. Se a PD estiver incluída no alimentador lateral onde ocorre defeito não há perda de coordenação do sistema de proteções, permitindo encarar a possibilidade de que a PD continue a alimentar a rede.

No funcionamento normal do sistema de proteções, ao ocorrer um defeito o religador deve abrir antes de se iniciar a fusão do elemento fusível, por forma a evitar que este fique danificado no caso de o defeito ser fugidio. Com a integração de uma PD com capacidade de 50% da carga nominal da rede no barramento 858, a ocorrência de um defeito no barramento 862 implica que o religador atua ao fim de 0.501 segundos e o fusível é danificado por detetar o defeito mais cedo, ao fim de 0.485 segundos. Neste caso não é garantida a coordenação, conforme ilustrado na Fig. 7.6.

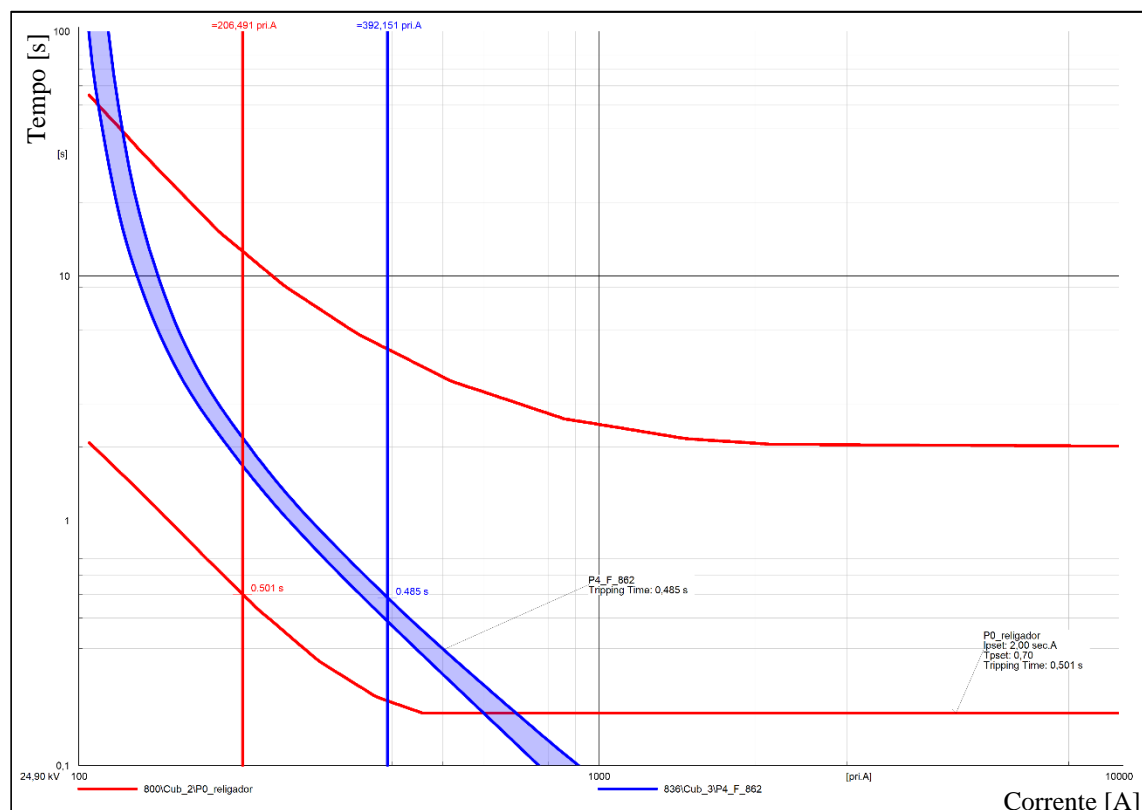


Fig. 7.6 – Perda de coordenação entre religador e fusível quando ocorre um defeito em 862, sendo introduzida uma PD de 1.075 MVA [obtido através do software *Power Factory*].

Em todos os casos em que a PD possui uma potência de 50% da carga nominal da rede o trânsito de potências passa a ser bidirecional, como acontecia no caso 1 com a proteção de relés de máxima intensidade.

7. Integração de PD numa Rede de Distribuição Radial

Na literatura, conforme descrito nos capítulos 2 e 4, alguns autores referem que pode haver perda de coordenação com os relés de máxima intensidade, o que não se refletiu na análise efetuada para os diferentes valores de potência dos geradores, com a colocação em diferentes barramentos de alimentadores terminais.

Com base nos resultados obtidos nestes dois casos, com diferentes tipos de proteções, optou-se por explorar a configuração religador-fusíveis já que foi esta que registou mais casos de perda de coordenação em consequência da introdução de injeções distribuídas na rede.

7.3. Análise exaustiva com adição de uma PD

A localização das PD é um assunto estudado na literatura científica, onde os locais de inserção da produção dispersa nas redes são encontrados através da aplicação de modelos de otimização, em que não é definido o contexto regulatório onde o operador da rede de distribuição atua, ficando na maioria das vezes em aberto a capacidade de este poder influenciar a localização e a capacidade das injeções e, por conseguinte, poder ou não tirar partido das abordagens de otimização propostas.

A realização uma análise exaustiva das possíveis consequências da adição de injeções de potência na rede tem em vista traçar um quadro caracterizador dos potenciais impactos da PD, cujo alcance decorre dos pressupostos utilizados. O resultado desta caracterização permite antecipar consequências operacionais da adição de injeções na qualidade de resposta do sistema de proteção pré-existente às injeções, bem como antecipar os tipos de adaptações potencialmente necessárias a uma resposta adequada do sistema de proteção a intenções de interligação de injeções distribuídas. Uma PD pode ser colocada em qualquer ponto da rede que tenha condições técnicas adequadas, não se tratando, em condições de funcionamento desverticalizado do sistema elétrico, de uma escolha do operador da rede de distribuição, pelo que é importante conhecer o efeito que a mesma pode ter, trazendo benefícios ou não à exploração da rede, quando surge um defeito. A análise reportada nesta secção é exaustiva no sentido em que, para cada localização de uma injeção de potência, são simulados curto-circuitos em todos os barramentos da rede, até terem sido analisadas todas as possíveis localizações de PD. A possível existência de múltiplas injeções é tratada mais adiante no capítulo. Assim, ao realizar este exercício de análise, assume-se que existe injeção num único ponto de cada vez, permitindo a obtenção de uma primeira imagem do

risco associado às localizações de PD nos diversos barramentos da rede, através de simulação, para caracterizar o comportamento do sistema de proteção e identificar situações problemáticas.

A colocação de uma produção dispersa, funcionando como um gerador síncrono, de diferentes valores de potência, com determinadas percentagens do valor de carga total da rede, 20%, 50% e 100%, causa modificações no modo de operação do sistema de proteção, levando-o aos limites ou mesmo à perda de coordenação. O fluxograma que traduz o procedimento adotado nestas simulações é indicado na Fig. 7.7.

A análise exaustiva contou com um universo de 650 casos para cada potência de injeção distribuída analisada, tendo sido simulados curto-circuitos em todos os nós da rede. A corrente de curto-circuito aumentou em todos os casos, como se previa, atendendo a resultados obtidos anteriormente, tendo como consequência alterações nos tempos de atuação das proteções. Para todos os casos foi calculada a percentagem de aumento da corrente de curto-circuito, designada por ΔI , traduzindo a variação da corrente de defeito ao ser inserida uma PD na rede, relativamente ao caso sem PD, através da equação (1). Atendendo aos valores obtidos foi traçado um gráfico, Fig. 7.8, onde é possível visualizar a variação em percentagem desta corrente.

$$\Delta I(\%) = \frac{I_{sem\ PD} - I_{com\ PD}}{I_{sem\ PD}} \quad (1)$$

A colocação da PD de 0.406 MVA, Fig. 7.8, levou a uma variação maior da corrente de defeito essencialmente no barramento 888, que se encontra num lateral com um nível de tensão diferente da rede em geral e no barramento 852, que está ligado a um regulador de tensão, tendo a maioria dos casos registado uma variação de corrente de defeito inferior a 25 %.

7. Integração de PD numa Rede de Distribuição Radial

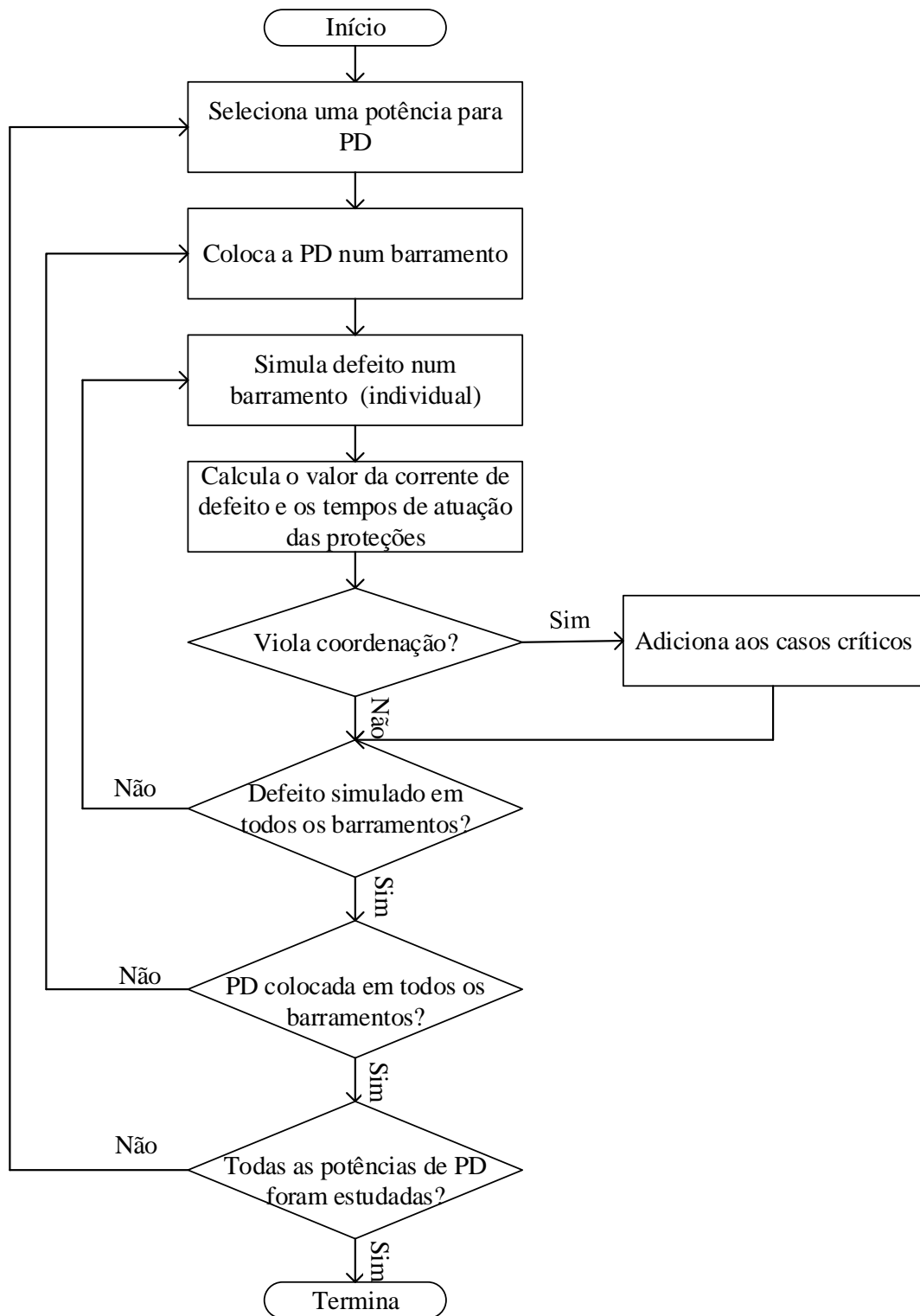


Fig. 7.7 – Fluxograma da análise exaustiva do comportamento do sistema de proteção para o caso de uma única PD adicionada à rede.

Ao ajustar para uma PD com uma potência de 1.075 MVA, a corrente aumentou existindo bastantes casos com uma variação da corrente de defeito (obtida através da equação (1)) superior a 25 %. Os casos com uma variação superior a 50 % dizem respeito a defeitos do barramento 858 para jusante, conduzindo a que a corrente de curto-circuito

aumentasse e conseqüentemente a diferença entre tempos de atuação das proteções diminuísse, levando a perda de coordenação do sistema de proteções. A corrente de defeito teve um aumento até 79% relativamente ao caso sem qualquer PD, implicando que as proteções não se encontrem preparadas para detetar correntes de valor tão elevado, para as quais foram projetadas.

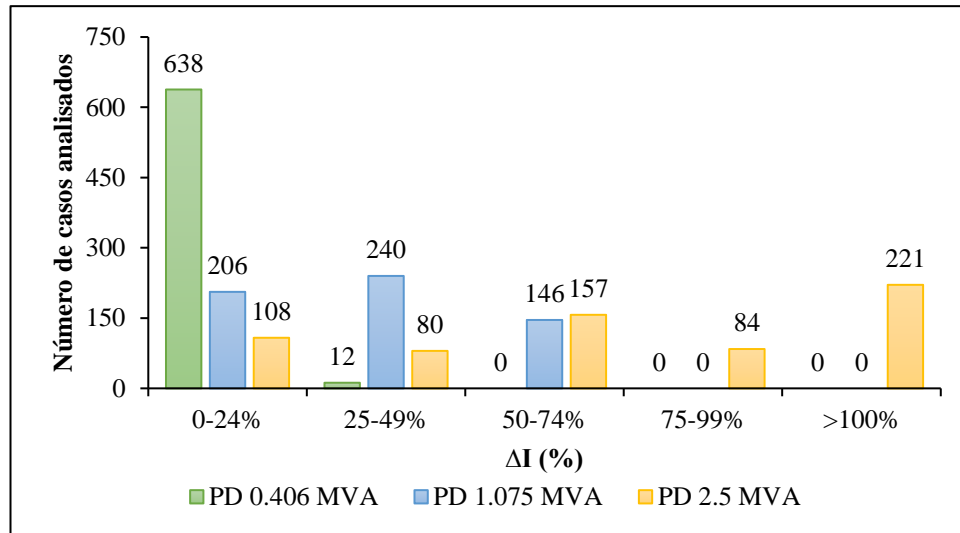


Fig. 7.8 – Evolução da variação de corrente de defeito em todos os casos simulados.

A PD de 2.5 MVA, por possuir uma potência superior à carga total da rede, levou a que a corrente de curto-circuito aumentasse mais de 100% em muitos casos. Com a colocação da PD do barramento 802 para montante e simulando defeitos em todos os barramentos, em quase todos os barramentos laterais houve perda de coordenação das proteções, tendo as exceções quando a PD era colocada nesse mesmo lateral, não havendo perda de coordenação. A Tabela 7.5 representa de forma completa os resultados das simulações, com o valor da corrente de defeito representado em forma intervalar. As cores representam intervalos de percentagem da variação da corrente de defeito com um passo de 25%: a cor verde representa uma variação até 50%, passando a amarelo dentro do intervalo 50-75%, a laranja entre 76% e 100% e o vermelho representa um aumento para mais do dobro da corrente relativamente ao caso inicial.

A corrente de defeito tem características próprias, variando ao longo de uma linha de acordo com o nível de tensão e o comprimento da linha. A colocação de uma PD influencia as características da corrente de defeito em função de alguns fatores, tais como: a capacidade da PD, a distância da PD ao defeito e o tipo de produção dispersa, levando a problemas de coordenação e influenciando também a fiabilidade da rede. Esta abordagem de análise exaustiva permite avaliar estes fatores. O comprimento de cada troço, desde a alimentação

7. Integração de PD numa Rede de Distribuição Radial

até um barramento terminal de cada alimentador lateral foi calculado, tendo-se verificado que o troço mais longo é o que incorpora o barramento 848. A Fig. 7.9 permite visualizar que a corrente de defeito tende a estabilizar, a partir do barramento 858, para qualquer localização de PD. Defeitos no barramento 800 levam a que a corrente de defeito diminua, com a localização de PD a jusante da alimentação. Efeito contrário apresentam os barramentos 830 e 848 em que, à medida que aumenta a distância entre a subestação e o terminal 848, a corrente de curto-circuito tende a aumentar.

Tabela 7.5 – Quadro sistemático da variação da corrente com a PD de 2.5 MVA.

		Localização da PD																										
		Nó	802	806	808	812	814	814	850	816	824	828	830	854	852	832	858	834	860	836	840	862	842	844	846	848	888	890
Localização do defeito	800	51%	51%	43%	35%	30%	30%	30%	30%	28%	28%	25%	25%	20%	20%	20%	19%	19%	19%	19%	19%	19%	19%	19%	19%	18%	7%	
	802	53%	53%	44%	36%	31%	31%	31%	29%	29%	26%	26%	21%	21%	21%	20%	20%	20%	19%	20%	20%	20%	20%	20%	19%	19%	8%	
	806	52%	54%	45%	37%	32%	32%	32%	30%	30%	27%	27%	22%	22%	21%	21%	20%	20%	20%	20%	20%	20%	21%	20%	20%	19%	8%	
	808	35%	36%	69%	58%	51%	51%	51%	48%	48%	43%	43%	36%	36%	35%	34%	34%	33%	33%	33%	34%	34%	33%	33%	33%	31%	14%	
	812	23%	24%	48%	89%	78%	78%	78%	74%	74%	67%	67%	56%	56%	54%	53%	52%	52%	52%	53%	53%	52%	52%	52%	52%	48%	22%	
	814	18%	19%	38%	69%	105%	105%	105%	101%	101%	89%	91%	76%	76%	74%	72%	72%	71%	71%	71%	72%	72%	71%	71%	71%	65%	29%	
	850	18%	19%	38%	69%	105%	105%	105%	101%	101%	92%	91%	76%	76%	74%	72%	72%	71%	71%	71%	72%	72%	71%	71%	71%	65%	29%	
	816	18%	19%	37%	69%	105%	105%	106%	101%	101%	92%	92%	76%	76%	75%	73%	72%	71%	71%	71%	73%	72%	71%	71%	71%	65%	29%	
	824	16%	17%	34%	63%	96%	96%	97%	113%	113%	103%	103%	87%	87%	85%	82%	82%	81%	80%	81%	82%	82%	81%	80%	80%	73%	33%	
	828	16%	17%	34%	62%	96%	96%	96%	112%	114%	104%	104%	87%	87%	85%	83%	82%	82%	81%	81%	83%	83%	81%	81%	81%	74%	33%	
	830	13%	14%	28%	52%	80%	80%	80%	94%	96%	129%	129%	110%	110%	108%	105%	103%	103%	103%	105%	105%	103%	103%	103%	92%	41%		
	854	13%	14%	28%	52%	79%	79%	80%	94%	96%	129%	130%	111%	111%	109%	106%	105%	104%	104%	106%	105%	104%	104%	104%	92%	41%		
	852	10%	10%	22%	40%	59%	59%	59%	70%	71%	96%	97%	160%	160%	158%	155%	152%	152%	152%	154%	154%	152%	152%	130%	58%			
	832	10%	10%	22%	40%	59%	59%	59%	70%	71%	96%	97%	160%	160%	158%	155%	152%	152%	152%	154%	154%	152%	152%	130%	58%			
	858	9%	10%	21%	38%	57%	57%	57%	68%	68%	93%	94%	155%	155%	165%	162%	161%	160%	159%	160%	162%	161%	159%	159%	126%	57%		
	834	9%	10%	20%	37%	55%	55%	55%	65%	66%	89%	90%	149%	149%	158%	170%	170%	169%	168%	168%	170%	170%	168%	168%	122%	55%		
	860	9%	9%	20%	37%	54%	54%	55%	64%	65%	88%	89%	147%	147%	156%	168%	173%	172%	171%	172%	168%	168%	166%	166%	120%	54%		
	836	9%	9%	20%	36%	53%	53%	54%	63%	64%	87%	87%	144%	144%	154%	166%	170%	176%	176%	176%	166%	165%	163%	163%	119%	54%		
	840	9%	9%	20%	36%	53%	53%	54%	63%	64%	86%	87%	143%	144%	153%	165%	169%	175%	177%	175%	165%	164%	162%	162%	118%	54%		
	862	9%	9%	20%	36%	53%	53%	54%	63%	64%	87%	87%	144%	144%	154%	165%	170%	176%	175%	176%	165%	165%	163%	163%	124%	54%		
	842	9%	10%	20%	37%	55%	55%	55%	65%	66%	89%	90%	148%	148%	158%	170%	169%	168%	168%	168%	171%	170%	169%	169%	122%	55%		
	844	9%	9%	20%	37%	54%	54%	55%	64%	65%	88%	89%	147%	147%	157%	169%	168%	167%	166%	167%	169%	172%	171%	171%	121%	54%		
	846	9%	9%	20%	36%	53%	53%	54%	63%	64%	86%	87%	144%	144%	153%	165%	164%	163%	163%	163%	166%	168%	177%	176%	118%	54%		
	848	9%	9%	20%	36%	53%	53%	53%	63%	64%	86%	87%	143%	143%	153%	164%	164%	162%	162%	162%	165%	168%	176%	177%	118%	53%		
	888	9%	9%	19%	34%	49%	49%	50%	58%	58%	77%	78%	121%	121%	119%	117%	116%	116%	115%	116%	117%	117%	116%	115%	184%	72%		
	890	4%	4%	10%	18%	25%	25%	25%	28%	29%	36%	36%	53%	53%	52%	51%	51%	51%	51%	51%	51%	51%	51%	51%	51%	64%	470%	

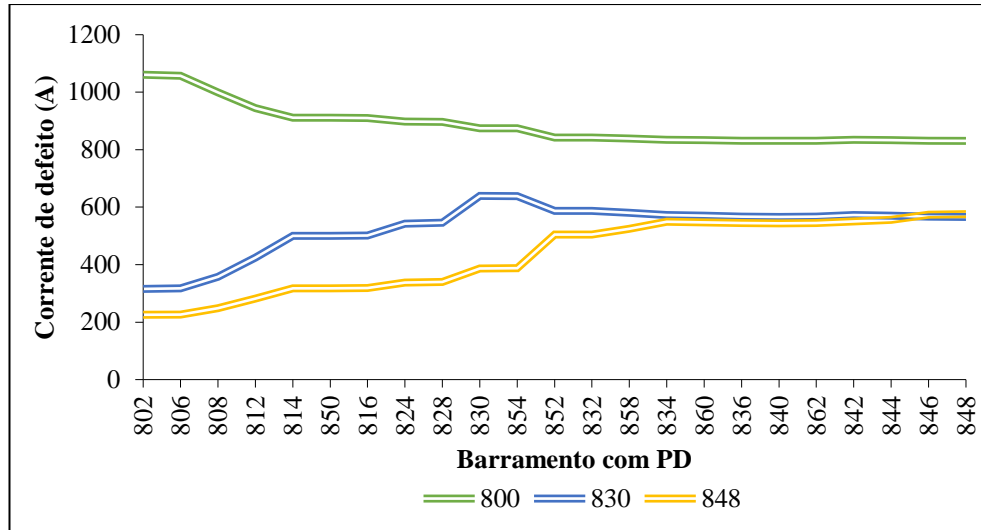


Fig. 7.9 – Variação da corrente de defeito nos barramentos 800, 830 e 848, com uma PD de 2.5 MVA.

Um defeito no barramento 848, para qualquer localização e valor de potência da PD, implica um aumento da corrente de defeito de montante para jusante, como mostra a Fig. 7.10, tendo tendência a estabilizar quando a PD é introduzida a partir do barramento 858.

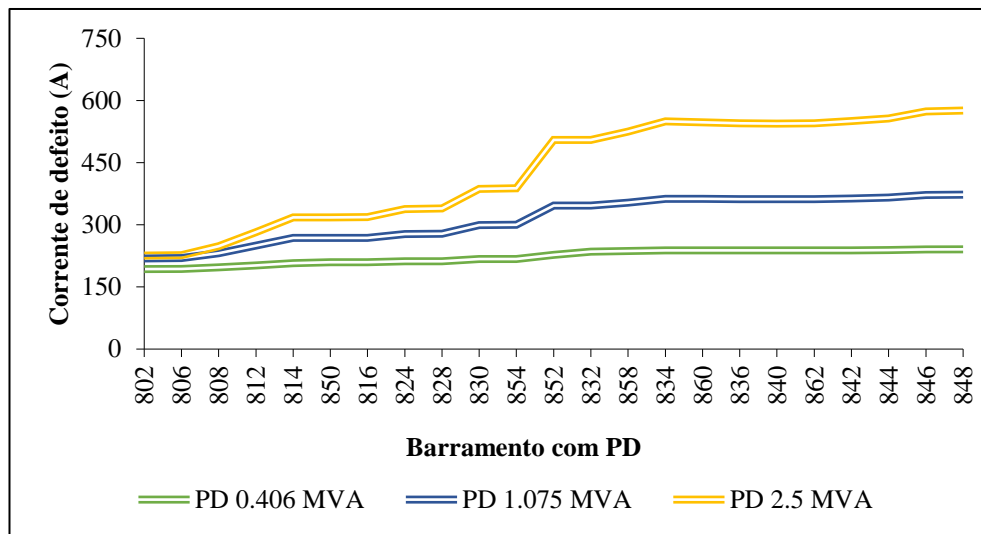


Fig. 7.10 – Evolução da corrente de defeito para qualquer localização e tipo de PD, considerando defeitos em 848.

O comportamento do sistema de proteção é afetado nos casos em que há um aumento de corrente, com a penetração de PD na rede. A Fig. 7.11 mostra que a colocação de uma PD no início do alimentador de rede principal, no barramento 806 e outro no final, no barramento 836, faz com que o religador veja uma corrente muito diferente da corrente de defeito, para um curto-circuito simulado no barramento mais distante da subestação. Com uma PD de 0.406 MVA, o sistema de proteção mantém-se coordenado, no entanto, com uma PD de 1.075 MVA, colocada no barramento 836, a coordenação entre as proteções é

7. Integração de PD numa Rede de Distribuição Radial

perdida, sendo a corrente de defeito maior que a corrente detetada pelo religador. O mesmo acontece quando a PD aumenta para 2.5 MVA, causando perda de coordenação do sistema de proteção, sendo a corrente vista pelo religador muito menor que a corrente de defeito. Estes resultados confirmam que é vantajoso para o operador da rede de distribuição ter a localização da PD o mais a montante possível no alimentador em causa, por forma a garantir uma operação normal do sistema de proteção convencional existente sem que, no entanto, deixem de poder surgir outros problemas.

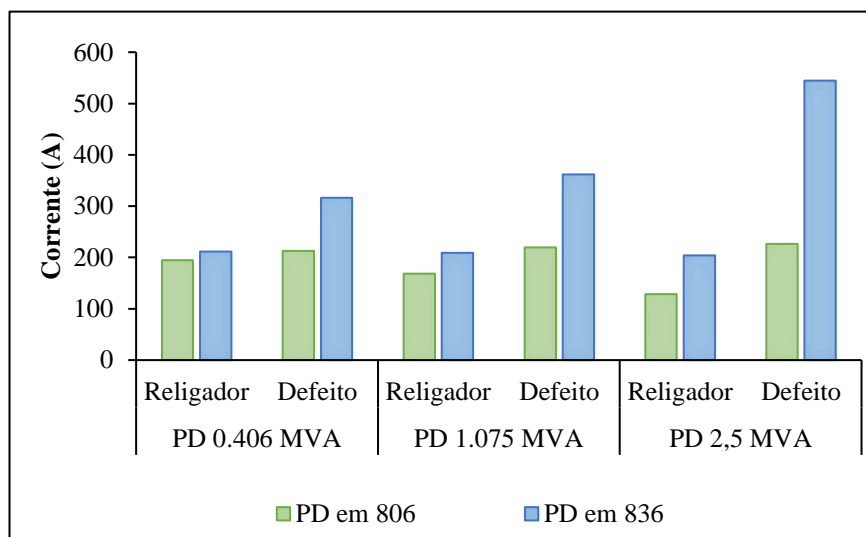


Fig. 7.11 – Comportamento das correntes vistas pelo religador e no ponto de defeito, quando são simulados defeitos no barramento 848 e a PD colocada em 806 e 836.

Nesta análise exaustiva detetaram-se diversos casos em que há problemas de coordenação dos dispositivos de proteção localizados nos alimentadores laterais, nos barramentos identificados na Fig. 7.12, para as diferentes PD analisadas. A PD de 0.406 MVA não trouxe quaisquer problemas de falta de coordenação. Por exemplo, a colocação de uma PD de 1.075 MVA do barramento 858 para jusante implica que para defeitos em quase todos os barramentos dos alimentadores laterais haja perda de coordenação. Posteriormente, a colocação de uma PD de 2.5 MVA leva a que todos os fusíveis dos alimentadores laterais entrem em fusão antes de o religador atuar, as únicas exceções ocorrendo quando a PD é colocada no mesmo alimentador lateral em que o defeito é simulado. O fluxo de energia manteve-se bidirecional em alguns dos casos com a PD de 1.075 MVA e nos casos com a PD de 2.5 MVA.

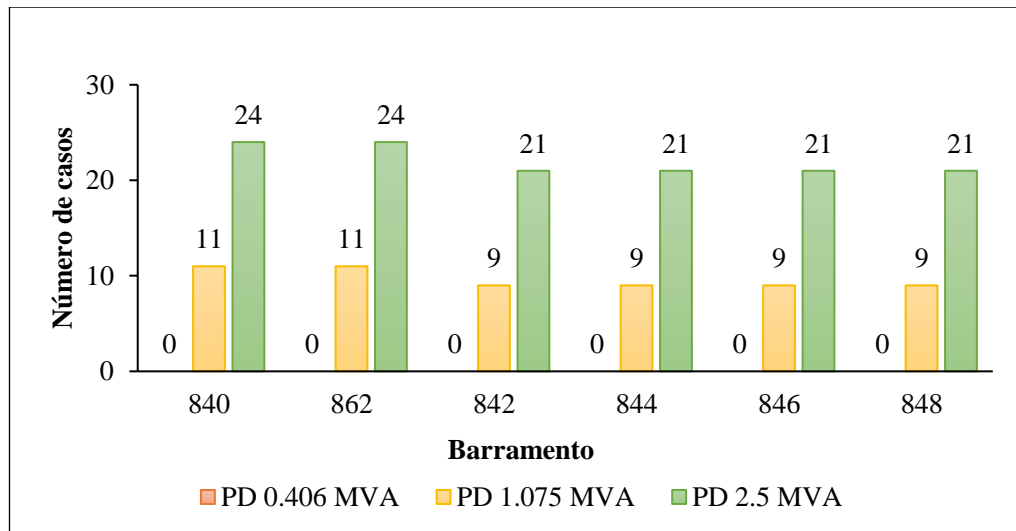


Fig. 7.12 – Casos com perda de coordenação nos barramentos assinalados, para as diferentes capacidades de PD.

Tendo em conta este quadro sistemático de simulações usando a rede de teste, obtiveram-se resultados que permitem caracterizar as situações de arranjos de pontos de injeção distribuída na rede que causam perturbações no funcionamento do sistema de proteção.

De acordo com os resultados obtidos os locais mais suscetíveis à ocorrência de falha de coordenação das proteções são todos os alimentadores laterais, ilustrado na Fig. 7.12, correspondente aos barramentos terminais, ou seja, 840, 842, 844, 846, 848 e 862, uma vez que quando são introduzidas injeções distribuídas é neles onde surgem diversos casos de mau funcionamento do sistema de proteção. No decorrer deste capítulo, para simplificar os estudos serão introduzidas apenas PD nos barramentos 840, 842, 848 e 862.

A análise dos ensaios de simulações, apresentados anteriormente, permite evidenciar que quando há adição de injeções próxima dos alimentadores laterais ou afastada, implica que haja sempre problemas de coordenação das proteções. Por forma a simplificar, para os futuros estudos propostos ao longo deste capítulo, optou-se por não colocar PD em todos os barramentos, tendo sido selecionados, para a localização das injeções, o barramento 836 (junto aos barramentos terminais 840 e 862) por se tratar do último barramento do alimentador principal; o barramento 858 (no início da derivação para os alimentadores laterais), onde os valores das correntes de defeito tendem a estabilizar, conforme ilustrado nos gráficos da Fig. 7.9 e da Fig. 7.10; o barramento 824, por se encontrar a meio do alimentador principal; o barramento 814, por estar localizado antes de um regulador de tensão; e o barramento 806, por se estar localizado mais próximo da subestação.

7.4. Tecnologias de PD: geradores assíncronos e síncronos

Se a localização quer das injeções distribuídas, quer dos defeitos, tem influência na resposta do sistema de proteção pré-existente a adições de produção dispersa, importa identificar também o comportamento das tecnologias correntes de geração mais usadas para identificar possíveis critérios de avaliação de risco comparando situações em que o sistema de proteção não responda corretamente.

Os tipos de máquinas rotativas mais utilizados em produção de energia elétrica de origem renovável, são geradores assíncronos e síncronos, bastante usados nas turbinas eólicas ou hídricas. Neste sentido, devido à diversidade entre geradores, pretende-se fazer uma comparação entre os diferentes tipos de tecnologias quando são utilizados como injeções distribuídas, incrementando-se gradualmente o número de geradores nas simulações, por forma a conhecer os limites do sistema de proteção quando a PD é integrada na rede em estudo.

A potência definida para cada tipo de gerador é de 400 kW, interligando-se com um transformador com uma relação de transformação 24.9/0.4 kV, considerando, ainda, as características indicadas por [210] e tendo sido alterada a potência devido a problemas de sobrecarga dos mesmos. Estes transformadores foram configurados quanto aos seus enrolamentos principais, estrela (do lado da rede) e triângulo (do lado da instalação de produção), tal como previsto em [172], [206], [211].

Os geradores assíncronos, podendo funcionar como assíncronos *standard* ou geradores de indução duplamente alimentados, foram selecionados na biblioteca do software *Power Factory*. Por outro lado, os geradores síncronos tiveram de ser configurados, de acordo com [201], por não existirem na biblioteca do software geradores com uma potência suficientemente baixa.

A análise de curto-circuito foi realizada para todas as tecnologias dos geradores através do “método completo”, cujo primeiro passo consiste no cálculo do trânsito de potências para definir as condições iniciais de operação da rede imediatamente antes da ocorrência do curto-circuito. O cálculo dos curto-circuitos envolve a determinação das correntes de curto-circuito subtransitória e transitória, usando fontes de tensão e impedâncias subtransitórias e transitórias [212], [213].

O GIDA¹, na análise de curto-circuito, é modelizado como uma máquina síncrona equivalente, não possuindo interface eletrónica de potência acoplada [212].

No subcapítulo anterior, foram definidos os locais a considerar para a colocação da PD, sendo eles os barramentos 806, 814, 824, 858 e 836, bem como as localizações para os defeitos, que incluem os barramentos 842, 848, 840 e 862.

Ao serem colocados geradores nos barramentos 836 e 858, e simulando defeitos, individualmente para cada caso, os resultados são semelhantes para as três tecnologias. Incrementando gradualmente o número de geradores, verifica-se que a coordenação das proteções é perdida quando são colocados 3 geradores nos barramentos indicados. O intervalo de tempo crítico, que representa a diferença entre o tempo de atuação do fusível e o do religador, apresenta um valor maior no caso dos geradores síncronos, seguindo-se os GIDA e as máquinas assíncronas, conforme ilustrado na Fig. 7.13, para defeitos no barramento 842 com as PD localizadas no barramento 858. No caso de se tratar de um defeito fugidio, através do sistema de proteção religador – fusível, a coordenação poderia ser garantida, dependendo dos intervalos de tempo das religações parametrizados no religador, quando o intervalo de tempo crítico é pequeno.

Alterando a localização da PD para o barramento 824 os resultados são diferentes para todos os tipos de tecnologias. A perda de coordenação, no caso de geradores assíncronos, só acontece para quando se atingem 5 PD, correspondendo a uma potência de 2 MW (quase o valor total de carga da rede). No caso dos GIDA são precisos 4 geradores e 3 no caso dos geradores síncronos para que se registe perda de coordenação.

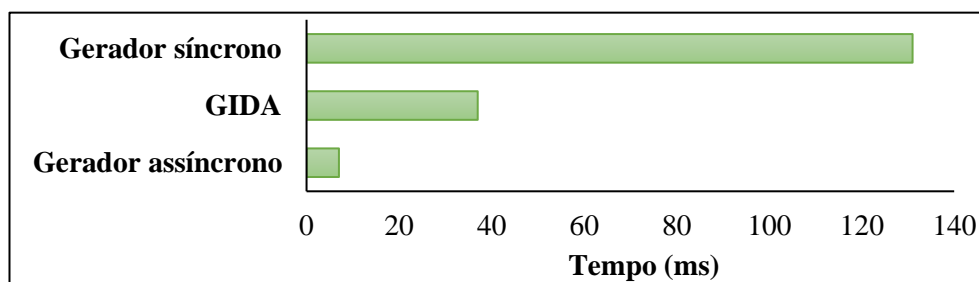


Fig. 7.13 – Módulo do intervalo de tempo crítico, para as 3 tecnologias ao serem colocadas 3 PD em 858 e ocorrerem defeitos em 842.

Com a PD no barramento 814, o número de geradores assíncronos que causa perda de coordenação é igual ao do caso anterior, ou seja, 5, sendo também este o número de

¹ GIDA – Gerador de Indução Duplamente Alimentado

7. Integração de PD numa Rede de Distribuição Radial

geradores para a tecnologia GIDA, enquanto no caso dos geradores síncronos aquele número é 4 PD.

A colocação de PD no barramento 806, próximo da subestação, leva a um aumento da corrente de defeito, mantendo um fluxo unidirecional, sendo a coordenação perdida nos alimentadores laterais, quando são ligados mais de 6 geradores, conforme o tipo de tecnologia. Em qualquer caso, em todas as tecnologias se registam problemas de sobrecarga nos transformadores, que operam próximo dos limites admissíveis de tensão pelo que, se não fosse por outra razão, a colocação de muitos geradores é uma hipótese a afastar já que dá origem a outros problemas para a rede de distribuição.

O número de incrementos de potência de injeções distribuídas, correspondente ao número de geradores necessário para a perda de coordenação dos dispositivos de proteção, considerando o sistema de proteção convencional, em cada localização de PD, é indicado na Fig. 7.14.

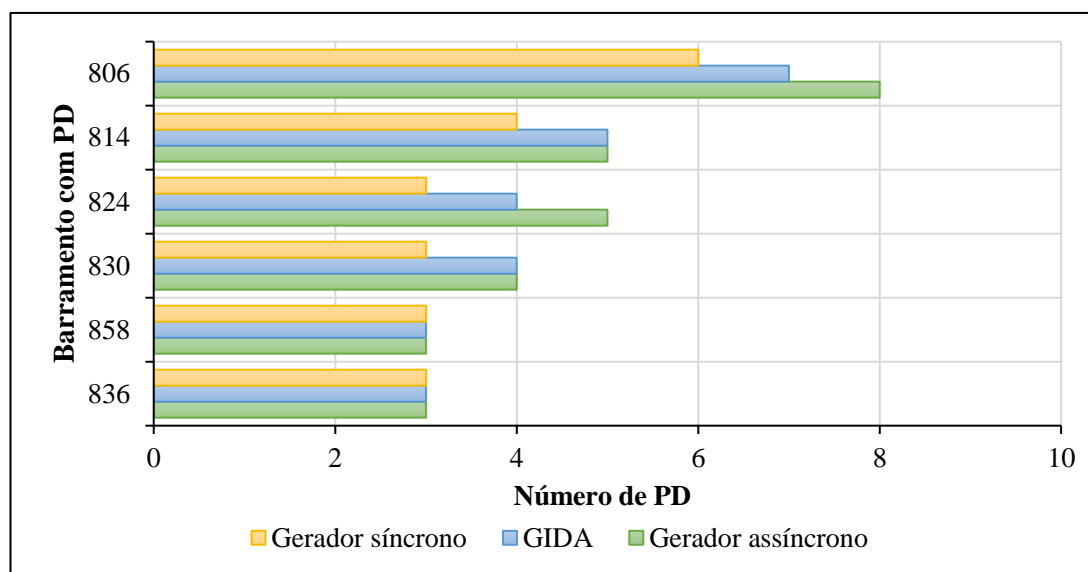


Fig. 7.14 – Número de PD necessários para a perda de coordenação em cada tecnologia de produção.

Comparando os 3 tipos de tecnologias, os geradores síncronos são os mais que mais rapidamente dão origem a perda a coordenação para, na maioria dos casos, 3 PD ligadas na rede, com uma corrente de curto-circuito superior para o mesmo número de incrementos de potência de PD, fazendo com que o tempo de atuação das proteções seja mais curto. O GIDA, na maioria dos casos, tem um comportamento semelhante ao das máquinas assíncronas. No que diz respeito à influência da localização da PD, verifica-se que, perante a ocorrência de um defeito nos locais indicados, quanto mais próxima a PD estiver da

subestação, maior é o tempo de atuação das proteções e menor o valor da corrente de curto-circuito. Através do gráfico da Fig. 7.15, pode visualizar-se o comportamento da corrente de defeito e do intervalo de tempo crítico das proteções, para as diversas tecnologias, quando são colocadas duas PD nos barramentos definidos anteriormente e simulados defeitos no barramento 848. A PD colocada no barramento 836 é a que se encontra mais afastada da subestação, enquanto que a PD no barramento 806 está próxima da subestação. Em todos os casos é garantida a coordenação das proteções, caso contrário o intervalo de tempo seria negativo ².

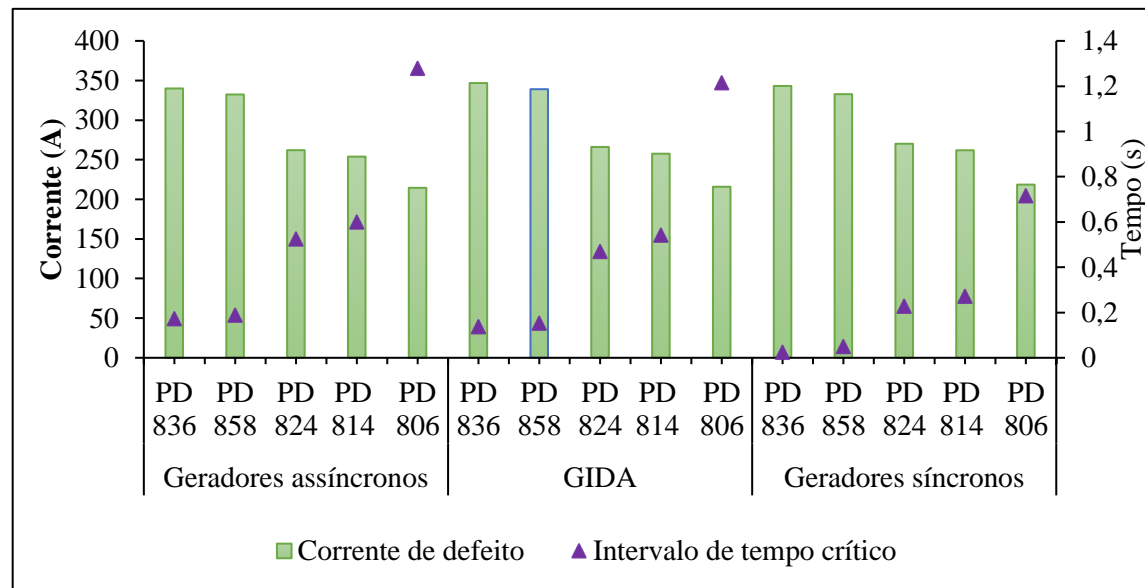


Fig. 7.15 – Evolução da corrente de defeito e do intervalo de tempo crítico das proteções, para defeitos em 848, com três tecnologias de geradores em barramentos selecionados.

Em regime de operação normal da rede, a análise do trânsito de potências mostra que os geradores assíncronos levam a uma diminuição do valor do módulo da tensão em cada barramento, enquanto que tanto os geradores assíncronos duplamente alimentados como os geradores síncronos têm um efeito oposto. De facto, o GIDA comporta-se como um gerador síncrono por não ter qualquer interface de eletrónica de potência acoplada, enquanto, no caso dos geradores assíncronos, há consumo de energia reativa por parte da PD.

Com base na análise sintetizada do trânsito de potências, na Fig. 7.16 comparam-se os resultados das potências de alimentação e de carga entre a situação sem PD e as situações

² Recordar-se que o intervalo de tempo crítico é a diferença entre o tempo de atuação do fusível e o tempo de atuação do religador.

7. Integração de PD numa Rede de Distribuição Radial

com a integração de duas PD na rede em estudo para cada uma das tecnologias de produção. A potência ativa da injeção distribuída em todos os casos é de 800 kW e a potência reativa nula exceto no caso dos geradores assíncronos, consumindo 368.18 kVAr de potência da rede.

Rede sem PD			
Generation	=	0,00 kW	0,00 kvar 0,00 kVA
External Infeed	=	2138,35 kW	1059,34 kvar 2386,37 kVA
Load P(U)	=	1760,00 kW	1039,00 kvar 2043,80 kVA
Geradores assíncronos com 2 PD			
Generation	=	800,00 kW	-369,18 kvar 881,07 kVA
External Infeed	=	1184,71 kW	1278,82 kvar 1743,25 kVA
Load P(U)	=	1760,00 kW	1039,00 kvar 2043,80 kVA
Gerador assíncrono duplamente alimentado com 2 PD			
Generation	=	800,00 kW	0,00 kvar 800,00 kVA
External Infeed	=	1105,91 kW	820,18 kvar 1376,85 kVA
Load P(U)	=	1760,00 kW	1039,00 kvar 2043,80 kVA
Geradores síncrono			
Generation	=	800,00 kW	0,00 kvar 800,00 kVA
External Infeed	=	1108,22 kW	823,03 kvar 1380,41 kVA
Load P(U)	=	1760,00 kW	1039,00 kvar 2043,80 kVA

Fig. 7.16 – Valores, sintetizados, da análise do trânsito de potências obtidos pelo *Power Factory*.

Na literatura, existe mesmo uma referência, [141], que afirma que nos geradores assíncronos, quando usados nos aerogeradores, há um aumento do consumo de potência reativa, quando ocorre um defeito na rede. O motivo está relacionado com a queda de tensão nos terminais do gerador que causa uma redução abrupta do binário eletromagnético quando ocorre um defeito, originando um aumento do módulo do deslizamento da máquina. Isto faz com que haja uma redução considerável da eficiência do gerador traduzindo-se em perda de potência ativa injetada no sistema elétrico. O mesmo autor refere que esta é uma causa pela qual este tipo de tecnologia começa a sair de serviço nos parques eólicos.

Na aplicação das diversas tecnologias de PD, foi visto o efeito que cada tipo de gerador tem na rede elétrica, quando é colocada uma PD ou incrementada para uma potência superior, sempre num único barramento. Importa igualmente analisar o caso da introdução de múltiplas PD na rede, nos barramentos definidos previamente, quando ocorrem defeitos, para saber as limitações que as diversas tecnologias provocam no sistema de proteção. As Tabelas 7.6, 7.7 e 7.8 ilustram alguns casos, onde são indicados os barramentos em que se

encontra a PD, para os três tipos de tecnologias estudadas, bem como o número de PD a partir do qual não é garantida a coordenação das proteções.

Tabela 7.6 – PD dispostas em múltiplos barramentos com a tecnologia de geradores assíncronos dando origem a perda de coordenação das proteções existentes.

Defeito	Localização da PD					Nº total de PD
	836	858	824	814	806	
848	1	1	1	1	0	4
840	1	1	1	0	0	3
862	1	0	1	1	0	3
848	0	0	2	2	0	4
862	0	0	2	2	0	4
848	0	0	3	1	1	5

Tabela 7.7 – PD dispostas em múltiplos barramentos com a tecnologia GIDA dando origem a perda de coordenação das proteções existentes.

Defeito	Localização da PD					Nº total de PD
	836	858	824	814	806	
848	1	1	1	0	0	3
840	1	1	0	0	0	2
862	1	0	1	1	0	3
848	0	0	2	2	0	4
862	0	0	2	2	0	3
848	0	0	2	1	1	4

Tabela 7.8 – PD dispostas em múltiplos barramentos com a tecnologia de geradores síncronos dando origem a perda de coordenação das proteções existentes.

Defeito	Localização da PD					Nº total de PD
	836	858	824	814	806	
848	1	1	0	0	0	2
840	1	1	1	0	0	3
862	1	0	1	1	0	3
848	0	0	2	1	0	3
862	0	0	2	1	0	3
848	0	0	2	1	0	3

A Fig. 7.17 ilustra um exemplo de coordenação quando são colocadas 3 PD ao longo da rede, nos barramentos 824, 814 e 806, com a tecnologia de geradores assíncronos, ocorrendo um defeito no barramento 840, perfazendo uma capacidade de geração de

7. Integração de PD numa Rede de Distribuição Radial

1200 kW. O religador atua, segundo a respetiva curva de resposta rápida ao fim de 0.799 segundos e o defeito no barramento 840, leva a que o fusível veja o defeito ao fim de 0.982 segundos, garantindo a coordenação, com correntes de 165.37 A e 263.72 A, respetivamente.

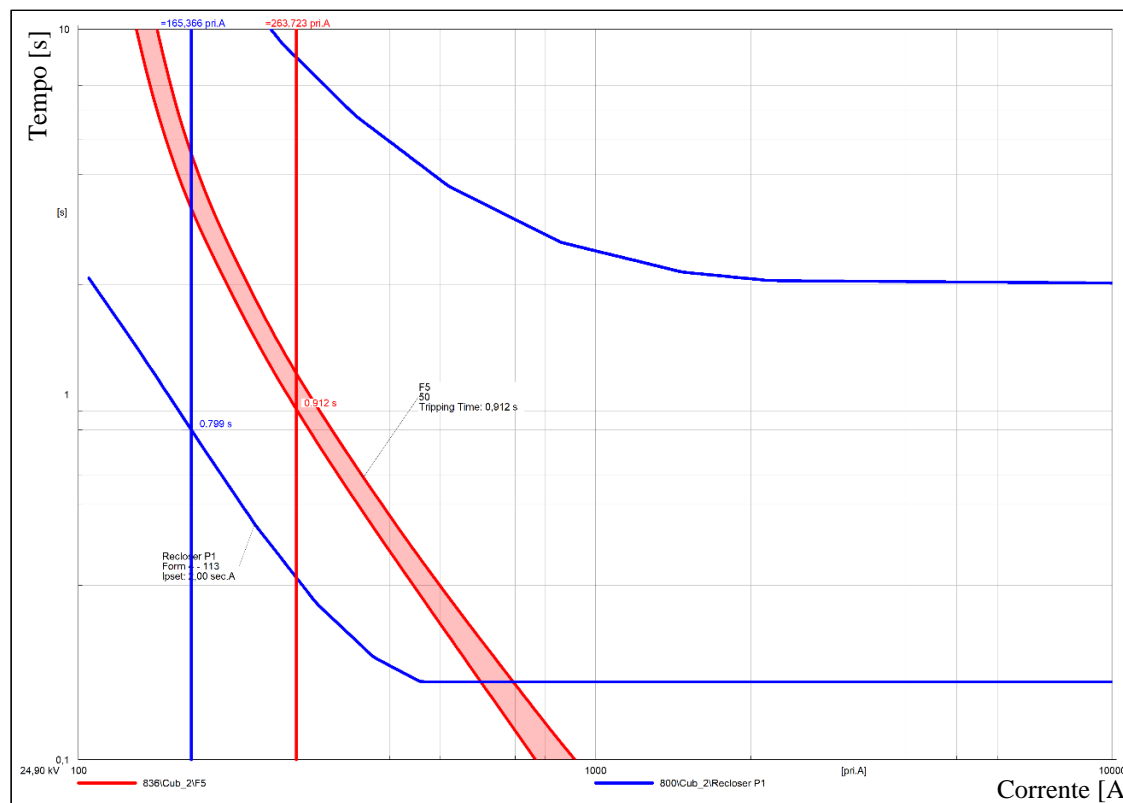


Fig. 7.17 – Exemplo de coordenação com 3 PD dispostas em 3 barramentos como geradores assíncronos [obtido através do software *Power Factory*].

O comportamento do sistema de proteção perante cada tecnologia com várias PD em diversos barramentos varia na maioria dos casos estudados. De acordo com os resultados, em alguns casos é possível ter um número maior de PD em vários barramentos, garantindo simultaneamente a operação correta do sistema de proteção, quando comparado com o caso de integração de várias PD num único barramento, correspondendo a informação relevante para o operador da rede de distribuição sobre o desempenho do sistema de proteção em função da localização das unidades de PD. Se as PD forem dispostas mais próximo da subestação possibilita que a coordenação seja mantida, mesmo para um maior número de PD. Tal como acontecia no caso anterior, a tecnologia dos geradores síncronos não permite a integração de muitas PD ao longo da rede.

Em síntese, pode concluir-se que o sistema de proteção existente na rede de distribuição antes da ligação de unidades de PD mantém capacidade de atuação coordenada com quantidades variáveis de potência das unidades de PD, conforme a tecnologia de

produção. Os geradores que possibilitam a penetração de um maior número de injeções distribuídas são os assíncronos, embora tenham as desvantagens de consumir energia reativa e de serem menos eficientes relativamente às outras tecnologias. Os geradores síncronos são os que mostraram o comportamento mais penalizador da resposta do sistema de proteção, já que um reduzido número de máquinas interligadas na rede de distribuição pode criar resposta desadequada das proteções, como já tinha sido enunciado em [174]. A tecnologia GIDA, de acordo com os produtores de turbinas eólicas, são os que melhor satisfazem as necessidades de produção de energia renovável, por terem uma elevada eficiência e conseguirem controlar a energia reativa na rede, levando a que haja uma melhoria da qualidade de energia na rede, quando são integrados.

7.5. Integração de energia eólica e fotovoltaica na rede

A integração de energia eólica ou fotovoltaicos implicou uma escolha de um gerador, correspondente a cada tipo de produção dispersa, parametrizado de acordo com informação de fabricantes. Nesse sentido, de acordo com o software utilizado, optou-se por selecionar geradores estáticos, que não variam ao longo do tempo, tendo sempre o mesmo valor de potência, representando casos pessimistas. Além disso, o software refere que na análise de curto-circuitos, para converter unidades de energia eólica ou solar devem ser usados dados geradores síncronos [196].

Para a configuração da tecnologia do aerogerador foram tidos em consideração os resultados de simulação anteriores, tendo-se optado por utilizar a tecnologia GIDA, por ser promissora, com bons resultados, os mais usados atualmente. Nesta análise usa-se um gerador GIDA, com uma potência de 750 kW, parametrizado de acordo com [112]. A interligação do gerador com a rede de distribuição é realizada com um transformador de 5 MVA de potência e uma relação de transformação de 24.9/0.69 kV [214].

A simulação far-se-á de forma a determinar, em cada caso, o número de geradores iguais instalados num dado barramento a partir do qual se verifica perda de coordenação das proteções. Esta avaliação baseia-se na concretização de aumentos incrementais do número de geradores, um de cada vez, no barramento em causa. Para tal, mantêm-se, para a colocação da PD, os barramentos 806, 814, 824, 858 e 836, e para a localização de defeitos, os barramentos 842, 848, 840 e 836. O funcionamento da rede com aerogeradores levou a casos de perda e coordenação quando são colocados dois aerogeradores nos

7. Integração de PD numa Rede de Distribuição Radial

barramentos 836 e 858 e três geradores nos barramentos 824 e 814. O barramento 806 necessitou de mais um aerogerador para que o sistema de proteção perdesse coordenação, implicando também um ajuste nos reguladores de tensão devido à violação do limite do módulo da tensão em diversos barramentos, aquando da análise do trânsito de potências.

A variação entre tempos e correntes, à semelhança do que aconteceu em simulações anteriores, é análoga nos barramentos laterais, onde ocorrem defeitos: 848, 840 e 862, sendo ligeiramente diferente no barramento 842. A evolução dos tempos de atuação das proteções, das correntes de defeito e da corrente vista pelo religador, é apresentada na Fig. 7.18, quando ocorrem defeitos nos barramentos 842 e 862, para as diversas PD e nos casos em que a coordenação foi perdida.

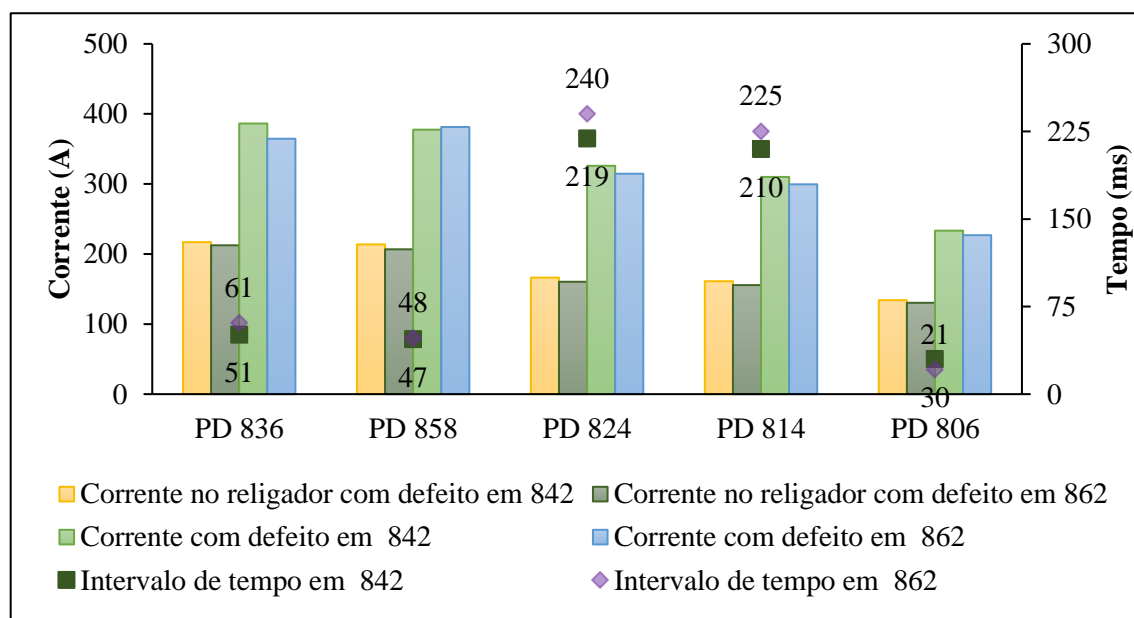


Fig. 7.18 – Variação da corrente de defeito, da corrente na saída da subestação e do intervalo de tempo crítico nos barramentos 842 e 862, quando ocorre perda de coordenação com 3PD.

Pela análise da Fig. 7.18, verifica-se que a corrente que chega ao religador é inferior à corrente de defeito, que varia de acordo com a capacidade da PD. A corrente de defeito, com a PD em 836, é semelhante ao caso com a PD em 858, diminuindo posteriormente, uma vez que são adicionadas incrementalmente PD, à medida que as PD se aproximam da alimentação. Por exemplo, a colocação de duas PD no barramento 836, o mais afastado da alimentação leva a que a corrente de defeito vista pelo fusível seja de 386.34 A, enquanto que a corrente vista pela curva rápida do religador é 217.01 A, implicando diferentes tempos de atuação das proteções: 451 ms e 400 ms, para o religador e para o fusível, respetivamente. O intervalo de tempo crítico (diferença, em módulo, entre estes dois tempos de atuação), neste caso, é de 51 ms quando ocorre um defeito no barramento 842.

Os resultados com a colocação da PD em 836 e 858 são similares por estes barramentos se encontrarem próximos. O mesmo comportamento apresentam os barramentos 824 e 814.

A Tabela 7.9 mostra o número de aerogeradores que é necessário integrar na rede de teste, por forma a perturbar o funcionamento dos dispositivos de proteção existentes.

Tabela 7.9 – Número de aerogeradores necessários para a perda de coordenação.

		Localização da PD				
		836	858	824	814	806
Localização do defeito	842	2	2	3	3	4
	848	2	2	3	3	4
	840	2	2	3	3	4
	862	2	2	3	3	4

O mesmo procedimento foi efetuado no caso da energia fotovoltaica. Os "geradores fotovoltaicos" foram parametrizados no *Power Factory* como geradores síncronos, com uma potência de 750 kW, conforme [215], correspondendo a um parque de painéis fotovoltaicos. A designação de geradores fotovoltaicos refere-se a um ou mais parques de painéis, tendo em consideração o número de geradores que são adicionados incrementalmente.

A colocação de apenas uma PD nos barramentos não teve qualquer inconveniente para o sistema de proteções. Ao incrementar para duas PD nos barramentos 836, 858, 824 e 814 surgiram problemas de perda de coordenação, sempre que foram simulados defeitos. No barramento mais próximo da subestação, são necessárias três PD para causar perda de coordenação. Em alguns casos, a integração da PD leva a que haja problemas nas margens de tensão, pelo que os reguladores de tensão tiveram de ser ajustados por forma a assegurar a qualidade de serviço da rede. O progresso dos intervalos de tempo crítico das proteções e das correntes de defeito, nos diferentes casos, é apresentada na Fig. 7.19, referindo-se aos defeitos nos barramentos 842 e 862. A corrente de defeito tem tendência a diminuir à medida que a PD fica mais próxima da alimentação, sendo ligeiramente menor nos defeitos no barramento 842, com o intervalo crítico sempre superior a 170 ms, sendo no máximo 234 ms, quando ocorre um defeito em 862 e as PD se encontram no barramento 858.

7. Integração de PD numa Rede de Distribuição Radial

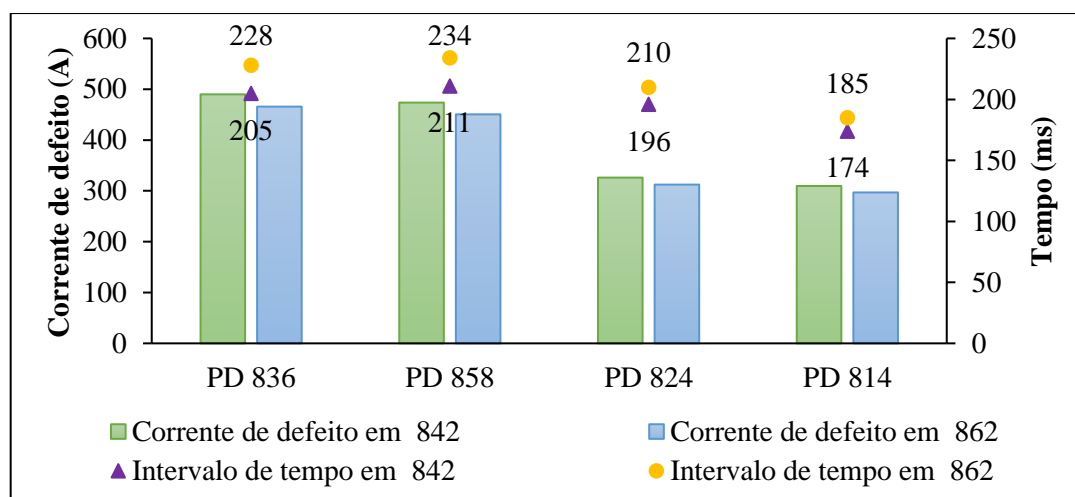


Fig. 7.19 – Variação da corrente de defeito e do intervalo de tempo crítico nos barramentos 842 e 862, quando ocorre perda de coordenação com 2 geradores.

De uma forma geral, a Tabela 7.10 indica o número de geradores fotovoltaicos que levam à perda de coordenação do sistema de proteção, quando inseridos na rede de distribuição estudada.

Tabela 7.10 – Número de geradores fotovoltaicos necessários para a perda de coordenação.

		Localização da PD				
		836	858	824	814	806
Localização do defeito	842	2	2	2	2	3
	848	2	2	2	2	3
	840	2	2	2	2	3
	862	2	2	2	2	3

Os resultados obtidos com os aerogeradores são melhores que no caso dos geradores fotovoltaicos, permitindo a integração de mais geradores na rede, sem que haja problemas de coordenação e perda de seletividade das proteções. Ao colocar dois aerogeradores na rede de distribuição não há qualquer problema no sistema de proteção existente, permitindo o uso de energias renováveis para a produção de energia. Nos geradores fotovoltaicos pode introduzir-se apenas um. Esta variação está relacionada também com o tipo de gerador selecionado para cada caso.

Outro aspeto a salientar é a perda de coordenação entre o relé que protege a PD e o religador, que ocorre com a inserção da PD, levando o relé a atuar antes de o religador abrir. Nestes casos, de acordo com a norma [170], a PD pode sair imediatamente de serviço, ou a rede poderá operar em modo isolado. A Fig. 7.20 ilustra um exemplo, quando são colocados dois geradores fotovoltaicos no barramento 824. O relé da PD tem um tempo de

atuação de 0.575 segundos, o religador entra em operação ao fim de 0.766 segundos, mais tarde que o relé e o fusível, havendo ainda perda de coordenação, uma vez que o fusível vê a corrente de defeito aos 0.570 segundos.

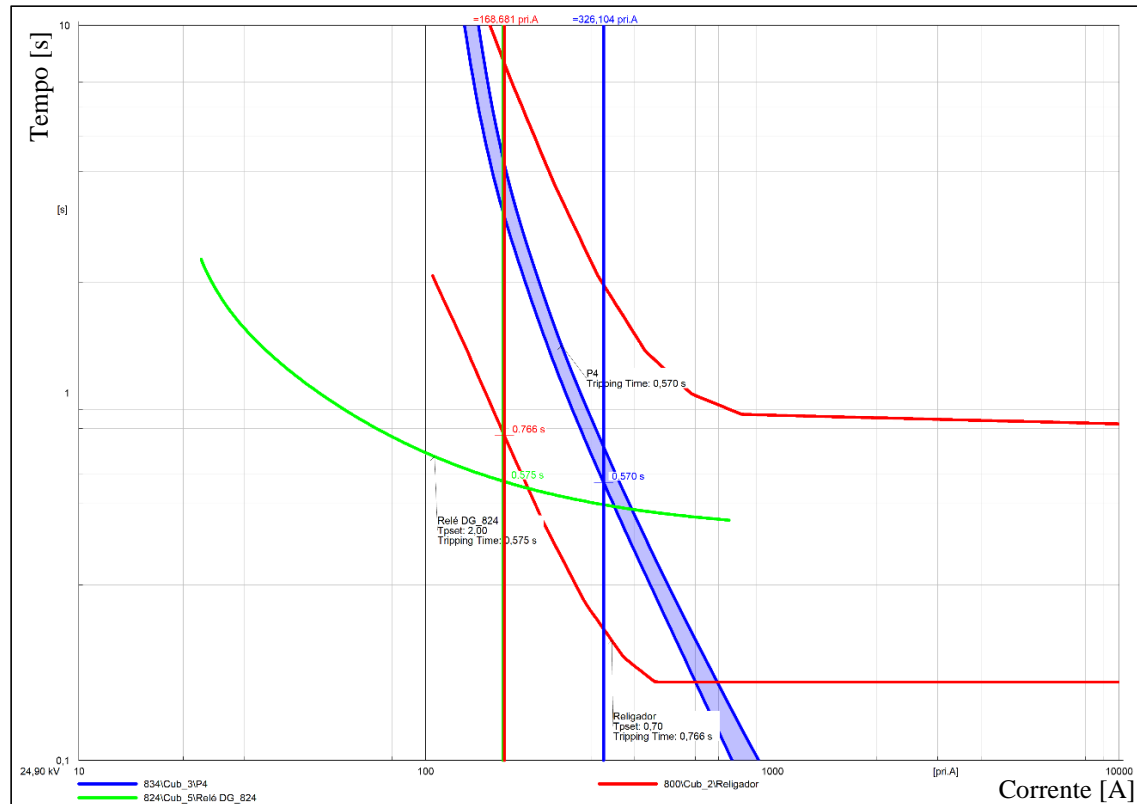


Fig. 7.20 – Exemplo de perda de coordenação quando ocorre um defeito em 842 e são colocadas duas PD no barramento 824 [obtido através do software *Power Factory*].

A corrente vista pelos dispositivos de proteção varia de acordo com a localização e o valor da PD. Em todos os casos a corrente vista pelo fusível, que corresponde à corrente de defeito, foi sempre superior à corrente que chega ao religador ou a corrente que sai da PD. Para o mesmo número de PD, nos casos em que a coordenação foi prejudicada, a corrente vista pelo religador diminui à medida que a PD se aproxima da subestação. A integração de duas ou mais PD em todos os barramentos, leva a que na análise do fluxo de energia este seja bidirecional.

7.5.1. Integração de PD em vários barramentos

A simulação da existência de múltiplas PD ao longo da rede, em vários barramentos, oferece ao operador da rede de distribuição uma visão mais pormenorizada acerca do comportamento do sistema de proteção. Nesse sentido, partindo do estudo anterior, com a

7. Integração de PD numa Rede de Distribuição Radial

integração de aerogeradores, foram colocadas PD na rede de estudo e simulados defeitos trifásicos em vários barramentos.

A inserção de duas PD, em qualquer um dos barramentos, correspondendo a uma potência de 1500 kW, pode, por vezes levar a problemas de coordenação, no caso de defeitos permanentes. A colocação de uma PD no barramento 836 e outra no barramento 858, quando ocorre um defeito no barramento 848, conforme ilustrado Fig. 7.21, afeta o comportamento do sistema de proteções, onde a primeira curva a ser intersectada é a MM do fusível (0.427 segundos), posteriormente a curva rápida do religador (0.498 segundos) e mais tarde a curva TC do fusível (0.533 segundos), podendo danificar o fusível. Se as PD forem colocadas no barramento próximo da subestação e noutra, a coordenação é mantida.

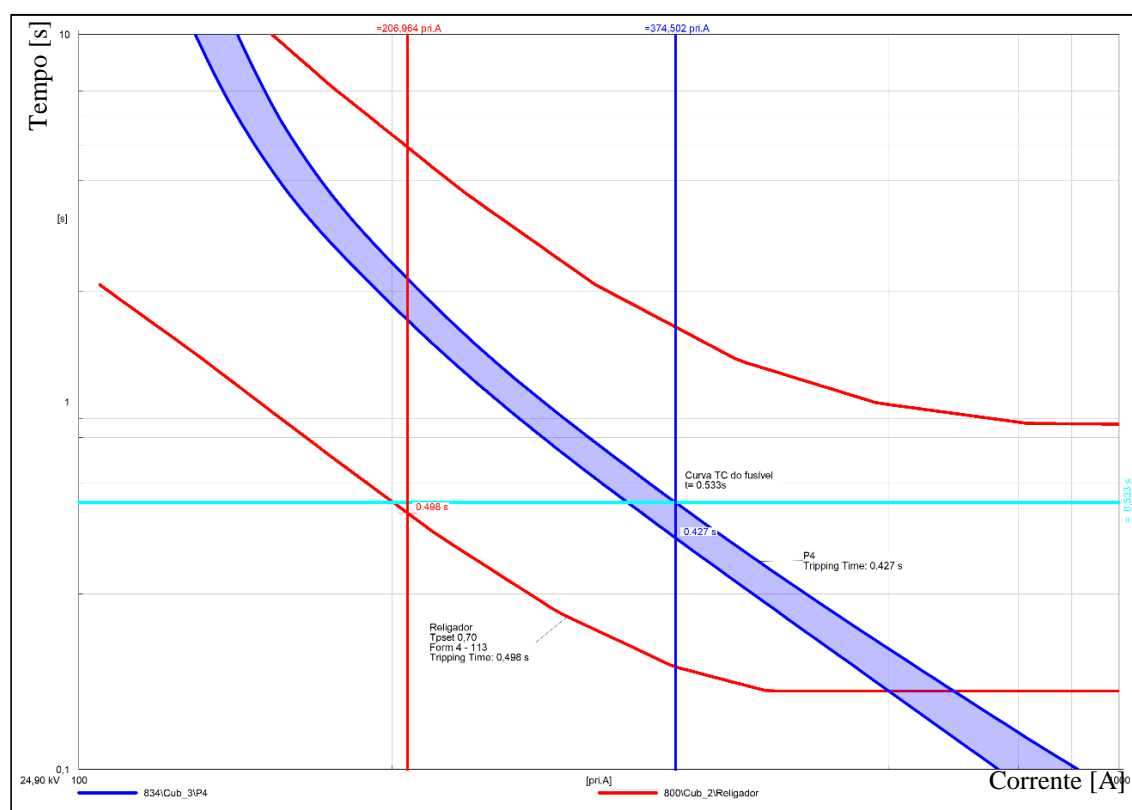


Fig. 7.21 – Comportamento do sistema de proteção ao serem colocadas PD nos barramentos 858 e 836, com um defeito localizado no barramento 848 [obtido através do software *Power Factory*].

O aumento para três PD, que implica uma potência total de penetração de PD superior à carga total da rede, leva a que ocorram diferentes situações:

- ✓ Duas PD no barramento 806 e outra no barramento 814 ou no barramento 824 - a coordenação mantém-se, podendo causar danos ao fusível, mas não funde;
- ✓ Duas PD no barramento 806 e outra no barramento 858 ou 836 - implica perda de coordenação;

- ✓ Uma PD em qualquer um dos barramentos, até perfazer três PD - há sempre descoordenação.

A colocação da PD próximo da subestação permite que o sistema de proteção continue a funcionar corretamente nalguns casos. Dependendo dos tempos de religação ajustados para o religador, no caso de defeitos fugidios, é possível integrar mais PD ao longo da rede, uma vez que o intervalo de tempo crítico apresenta valores baixos, tendo em conta que, na rede Portuguesa, quando usada a função de religação automática, o primeiro intervalo de religação rápida é ajustado para 300 ms [122]. Alguns casos de perda de coordenação, com indicação de um intervalo de tempo crítico inferior a 300 ms, são indicados na Tabela 7.11, considerando três PD e defeitos nos barramentos 842, 848, 840 e 862.

Tabela 7.11 – Casos de perda de coordenação com múltiplas PD.

Localização do defeito	Localização das PD			Intervalo de tempo crítico (ms)
842	836	824	806	271
842	824	814	806	254
848	824	814	806	278
840	836	858	824	277
862	836	858	814	279

7.6. Impacto da PD com defeitos monofásicos

A rede de teste *IEEE 34-Node Test Feeder* original, apresentada no capítulo 6, Fig. 6.1, é composta por 34 barramentos, com componentes monofásicos e trifásicos. Durante a realização do trabalho de Doutoramento, foi possível trabalhar durante um tempo limitado com uma licença do software *Power Factory* que permitiu a criação da rede original (cortesia da *DigSILENT* com estudantes de Doutoramento), conforme os dados disponibilizados em [198].

O sistema de proteção foi configurado, tendo sido adicionados fusíveis em todos os alimentadores laterais, mantendo-se o religador no alimentador principal. Como referido anteriormente, os defeitos monofásicos fase-terra, são dos mais frequentes nas redes de distribuição, pelo que se pretendeu analisar o desempenho dos sistemas de proteção quando surgem estes defeitos na presença de PD ao longo da rede de distribuição. Assim, na análise de curto-circuitos foram simulados defeitos monofásicos, com uma resistência de defeito

7. Integração de PD numa Rede de Distribuição Radial

de 20Ω nos alimentadores laterais, sendo integradas várias injeções distribuídas na rede de teste [197], [207].

Nesta análise considerou-se a penetração de PD nos mesmos barramentos estudados nos casos anteriores, ou seja, nos barramentos 806, 814, 824, 858 e 836. Os defeitos foram simulados nos alimentadores laterais monofásicos.

A integração de duas PD, nos barramentos 858 e 836, em qualquer um dos alimentadores monofásicos laterais, quando ocorrem defeitos monofásicos nas fases A ou B, não trouxeram qualquer problema de coordenação do sistema de proteção.

O alimentador lateral que incorpora os barramentos 818 a 822 é o que tem mais barramentos monofásicos ligados à rede principal, pela fase A, com algumas cargas, enquanto que os outros têm apenas um barramento, fases A ou B, que os interliga à rede principal. Neste alimentador, a inserção de três PD nos barramentos 824, 858 e 836, levou à perda de coordenação dos sistemas de proteção quando foi simulado um defeito monofásico na fase A, tendo o fusível detetado o defeito antes do religador.

O barramento 838 encontra-se no mesmo alimentador lateral que o barramento 862 (analisado em diversos casos anteriormente), interligado com a fase B. Ao ser simulado um defeito monofásico na fase B, no barramento 862, quando são interligadas três PD nos barramentos 824, 858 e 836, a coordenação entre as proteções mantém-se, sendo a corrente detetada pelo religador de 117.86 A e a do fusível de 190.93 A. O religador abre o circuito aos 1.637 segundos e o fusível atua aos 2.073 segundos, existindo um intervalo de tempo entre a atuação das proteções de 0.406 segundos (Fig. 7.22).

O barramento 862 é trifásico e, nos casos anteriores, quando simulado um defeito trifásico neste mesmo barramento não era possível colocar mais de duas PD sem que ficasse comprometida a coordenação das proteções. Ao ser simulado um defeito monofásico na fase B, no barramento 862, a coordenação entre proteções é garantida, com um intervalo de tempo entre a atuação das proteções de 0.370 segundos, mesmo com três PD integradas na rede completa.

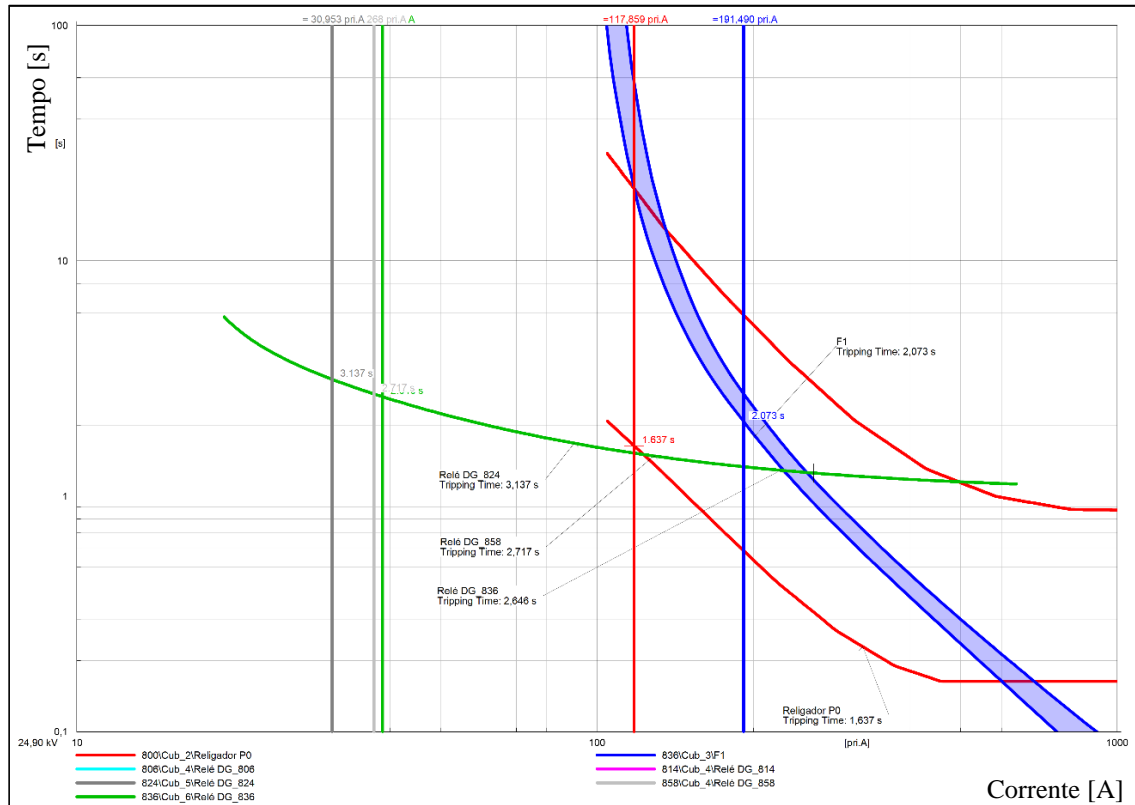


Fig. 7.22 – Coordenação do sistema de proteção quando ocorre um defeito monofásico no barramento 838, fase B, com a penetração de 3 PD nos barramentos 824, 858 e 836 [obtido através do software *Power Factory*].

Aumentando para quatro PD há perda de coordenação, em alguns casos, entre o religador e fusível, com defeitos monofásicos na fase B no barramento 838, se forem introduzidas PD nos barramentos 858 e 836 e noutros dois barramentos. Contudo, se houver penetração de PD num dos barramentos 858 e 836 e nos barramentos 806, 814 e 824 a coordenação é mantida.

Nos alimentadores laterais que incorporam os barramentos 848 e 840, a colocação de três PD nos barramentos 824, 858 e 836, ao serem simulados defeitos monofásicos, em qualquer uma das fases nesses mesmos laterais, permitiu constatar que os dispositivos de proteção continuam a funcionar corretamente. Se for incrementada mais uma PD a coordenação é perdida. Ao longo dos ensaios de simulação de defeitos monofásicos, verificou-se que nalguns casos, com defeitos em barramentos mais afastados da alimentação (barramentos 842, 848, 840 e 862), permitem a adição de três unidades de PD na rede de distribuição, onde anteriormente com defeitos trifásicos, só era permitida a integração de duas PD na rede. Por outro lado, o alimentador lateral que incorpora os barramentos 818 a 822, encontra-se mais próximo da alimentação e a penetração de mais

de três PD, com um defeito na fase A, na rede implicou a perda de coordenação das proteções.

7.7. Estratégias de mitigação das disfunções dos sistemas de proteção

As estratégias que permitem mitigar as disfunções resultantes da integração da PD na rede de distribuição, consistem em ajustes/reparametrizações do sistema de proteção, que serão descritas de seguida. Recordar-se que o quadro de referência para estas intervenções é o de manter o fundamental das tecnologias existentes na rede antes da introdução de injeções distribuídas, procurando minimizar o investimento necessário no sistema de proteção sem deixar de acautelar a penetração de produção distribuída de eletricidade com origem renovável. Para além destes ajustes, torna-se fundamental alterar os parâmetros dos reguladores de tensão, nomeadamente as tomadas de regulação (*taps*), por forma a permitir que a tensão nos barramentos se mantenha nos limites regulados pela qualidade de serviço, assegurando uma variação do perfil de tensão de $\pm 10\%$ da tensão nominal da rede, sempre que se justifique.

7.7.1. Proposta 1

O religador utilizado nos ensaios de simulação, do fabricante *Cooper Power Systems*, tem vários parâmetros, no que diz respeito às proteções de máxima intensidade, que podem ser ajustados, tais como: as curvas de resposta rápida e lenta, o *time dial*, a corrente de *pick-up*, entre outros. A Fig. 7.23 ilustra uma janela de diálogo do software, com os ajustes da curva de resposta rápida, em que os campos com a cor branca podem ser alterados.

Uma proposta para solucionar problemas de perda de coordenação consiste no ajuste do *time dial* do religador para uma atuação mais rápida ou mais lenta consoante o que for definido pelo utilizador. O fabricante deste religador permite a variação do *time dial* entre 0.1 e 2, na Fig. 7.24 encontram-se diferentes curvas características de resposta rápida, com alteração do valor do *time dial*, em intervalos de 0.2, criadas através de dados fornecidos pelo software *Power Factory*.

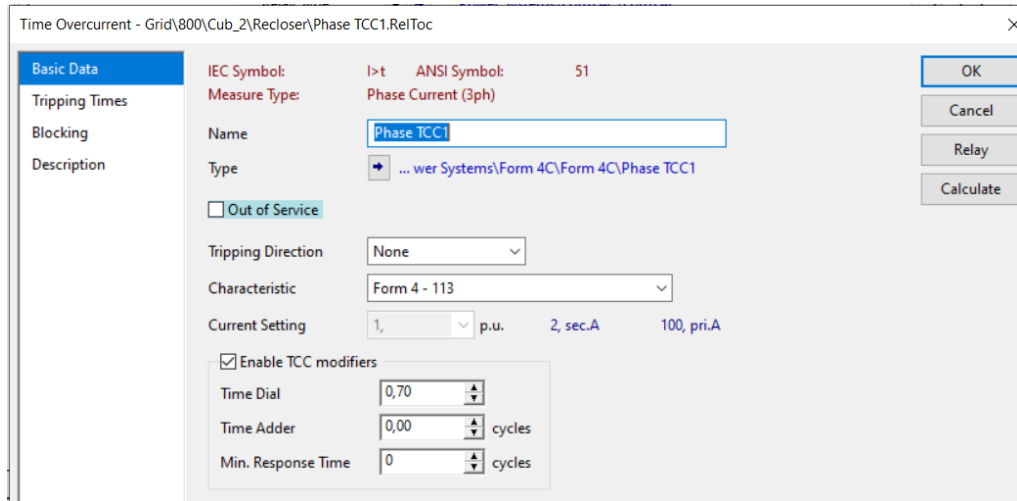


Fig. 7.23 – Janela de diálogo do *Power Factory*, do religador com os ajustes que podem ser alterados, neste caso, para a curva rápida.

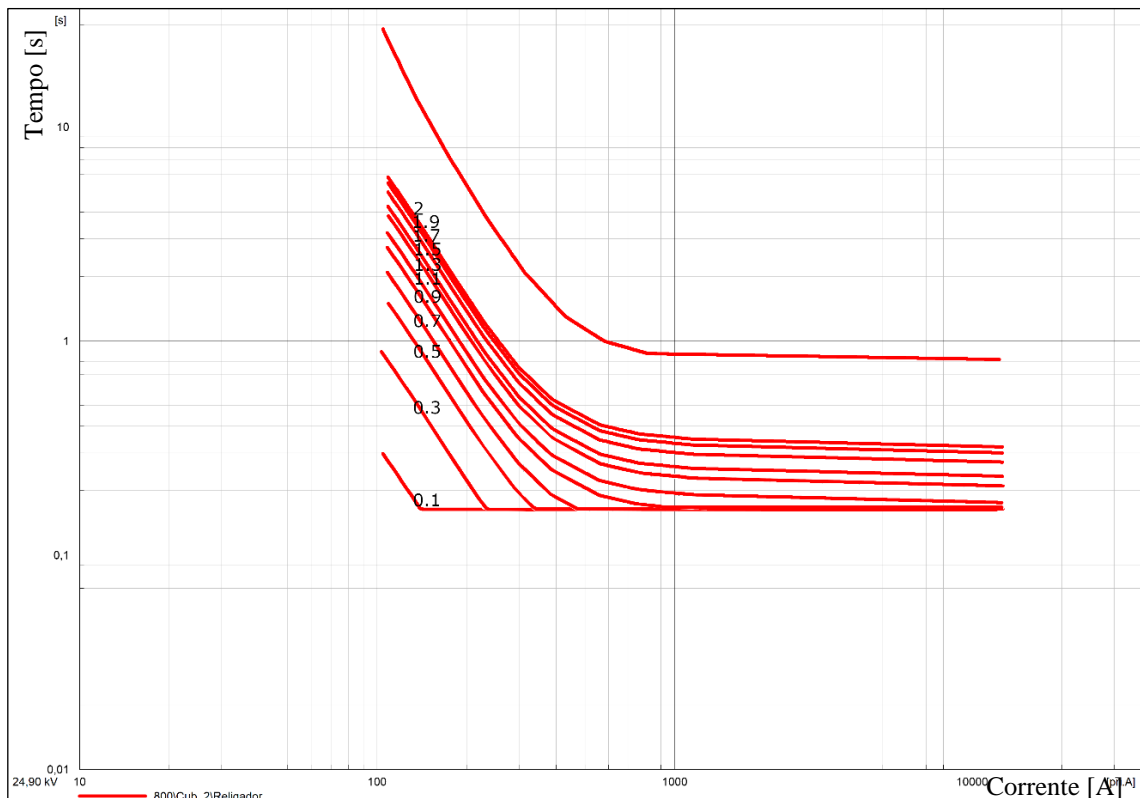


Fig. 7.24 – Curvas características do religador com diferentes ajustes do *time dial*, na curva de resposta rápida, em intervalos de 0.2 [reproduzido através do software *Power Factory*].

Uma nova programação do valor do *time dial* para um valor superior a 0.7, leva a piores resultados, com um tempo mais curto entre as atuações das proteções. Por outro lado, decrementando o valor do *time dial*, a curva característica proporciona uma redução da inclinação e, dependendo do valor da corrente de defeito, o aumento do intervalo crítico. Nesse sentido, atendendo aos testes efetuados, o *time dial* foi decrementado em múltiplos de 0.05, por forma a obter coordenação. A Tabela 7.12 mostra os valores que permitem a

7. Integração de PD numa Rede de Distribuição Radial

coordenação do sistema de proteção, com o ajuste do *time dial*, quando são colocadas PD em cada barramento e ocorrem defeitos. Com a parametrização do *time dial* em 0.5 a coordenação é garantida em todos os casos. De salientar, como já tinha acontecido anteriormente, a integração de quatro PD no barramento 806 leva a que haja violação das margens de variação da tensão, pelo que as tomadas dos reguladores de tensão e do transformador necessitaram de ser alteradas, por forma a garantir o controlo da tensão da rede.

Tabela 7.12 – Ajuste do *time dial*, assegurando a coordenação.

Localização do defeito	Localização das PD				
	836	858	824	814	806
842	0.60	0.60	0.50	0.50	0.65
848	0.60	0.60	0.50	0.50	0.65
840	0.60	0.60	0.50	0.50	0.65
862	0.60	0.60	0.50	0.50	0.65

Com a coordenação das proteções garantida, sendo possível incluir pelo menos três PD na rede de distribuição, conseguem-se mitigar problemas de perda de coordenação, com a possibilidade ainda de a rede poder funcionar como *microgrid island*, caso ocorra algum defeito a montante, isolando em parte a rede principal, uma vez que a potência fornecida pelas injeções ultrapassa a carga total da rede.

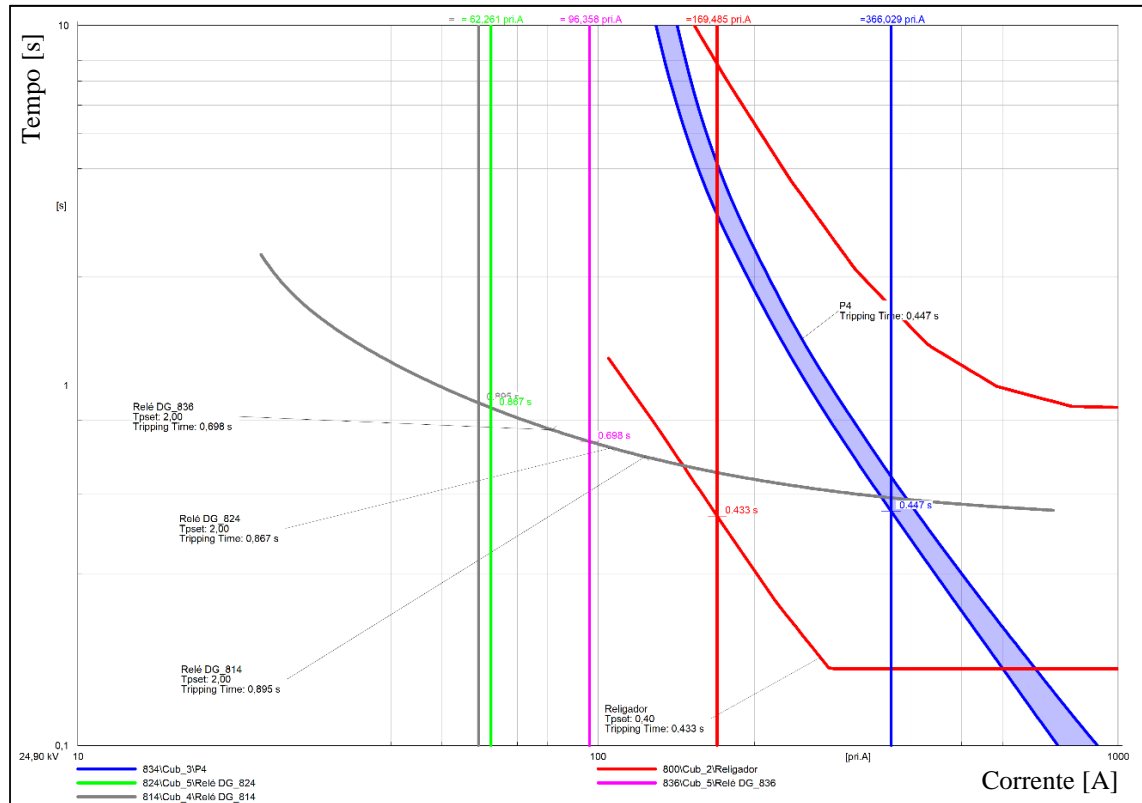
Repetindo o mesmo procedimento, por forma a colocar pelo menos três PD, em diversos barramentos, tendo por base a Tabela 7.11, um ajuste do *time dial* para pelo menos 0.35, permite a coordenação de todas as proteções, conforme ilustrado na Tabela 7.13.

Tabela 7.13 – Parametrização do *time dial* quando são colocadas múltiplas PD.

Localização das PD			<i>Time dial</i>
858	824	814	0.40
836	824	814	0.40
836	858	824	0.35
836	858	814	0.35

Além disso, em todos os casos o religador é sempre o primeiro a reagir ao defeito, só depois atuando o fusível e os relés associados a cada PD, assegurando a coordenação entre as proteções, conforme um exemplo na Fig. 7.25. A ocorrência de um defeito no barramento 848, com a introdução de três PD na rede, nos barramentos, 836, 824 e 814,

leva a que o religador abra o circuito, reagindo em função da sua curva rápida ao fim de 0.433 segundos, de seguida é interseçada a curva MM do fusível aos 0.447 s, impedindo a fusão do fusível. Os relés de máxima intensidade, que protegem as PD, detetam valores de corrente inferiores, permitindo que o menor tempo de atuação respetivo seja superior a 0.698 segundos.



7.7.2. Proposta 2

Uma proposta de remediar as disfunções que a integração da PD provoca na rede está relacionada com a corrente de *pick-up*, que é ajustada, no regime de operação normal, sem a ocorrência de qualquer defeito, correspondendo ao valor de corrente para o qual o religador inicia a sua atuação.

No capítulo 6, foi determinada a corrente de *pick-up*, no alimentador principal, que apresenta o valor de 1.43 A, pelo, que por uma questão de proximidade a um valor inteiro,

7. Integração de PD numa Rede de Distribuição Radial

foi parametrizada em 2 A^3 . Alterando o valor da corrente de *pick-up* para um valor mais baixo, do inicialmente parametrizado, 2 A , por exemplo, 1.5 A^4 , a curva característica de resposta rápida do religador desloca-se para a esquerda, permitindo que haja uma alteração dos tempos de atuação das proteções.

Com a introdução de duas PD nos barramentos 836 e 858, casos que inicialmente levavam a perda de coordenação, a nova parametrização da corrente de *pick-up* leva a que haja um intervalo maior entre os tempos de atuação do religador e do fusível, mantendo os mesmos valores das correntes, tanto na saída da subestação como no alimentador lateral, garantindo o funcionamento normal dos dispositivos de proteção. Novos ensaios, tendo por base o número de geradores colocados em cada barramento, indicados na Tabela 7.9, com o ajuste para o novo valor de corrente de *pick-up*, levaram sempre à verificação de coordenação entre as proteções, inclusivamente com um aumento do valor do intervalo entre os tempos de atuação.

Na presença de três PD no barramento 858, simulando defeitos em todos os barramentos analisados, a coordenação entre proteções mantém-se, correspondendo a soma das potências nominais dos geradores a uma potência total superior à carga total da rede. Já no barramento 836, há alguns casos em que a coordenação é mantida, podendo, todavia, registar-se alguns danos no fusível, uma vez que este entra em funcionamento, antes do religador, mas o tempo de fusão é superior ao tempo que o religador tem para atuar. Um caso é exemplificado através da

Fig. 7.26, com três PD no barramento 836 e a ocorrência de um defeito no barramento 840. A corrente de defeito é de 464.673 A , levando a que a curva MM do fusível seja intersetada aos 0.274 segundos, sendo a curva rápida do religador intersetada pouco depois, aos 0.281 segundos. Mais tarde, ao fim de 0.346 segundos, o fusível funde.

³ Tendo por base a referência [118].

⁴ Alguns fabricantes de religadores/relés de máxima intensidade (*General Electric, Cooper Power Systems, Schweitzer, Siemens*,) usam valores decimais para parametrizar a corrente de *pick-up*.

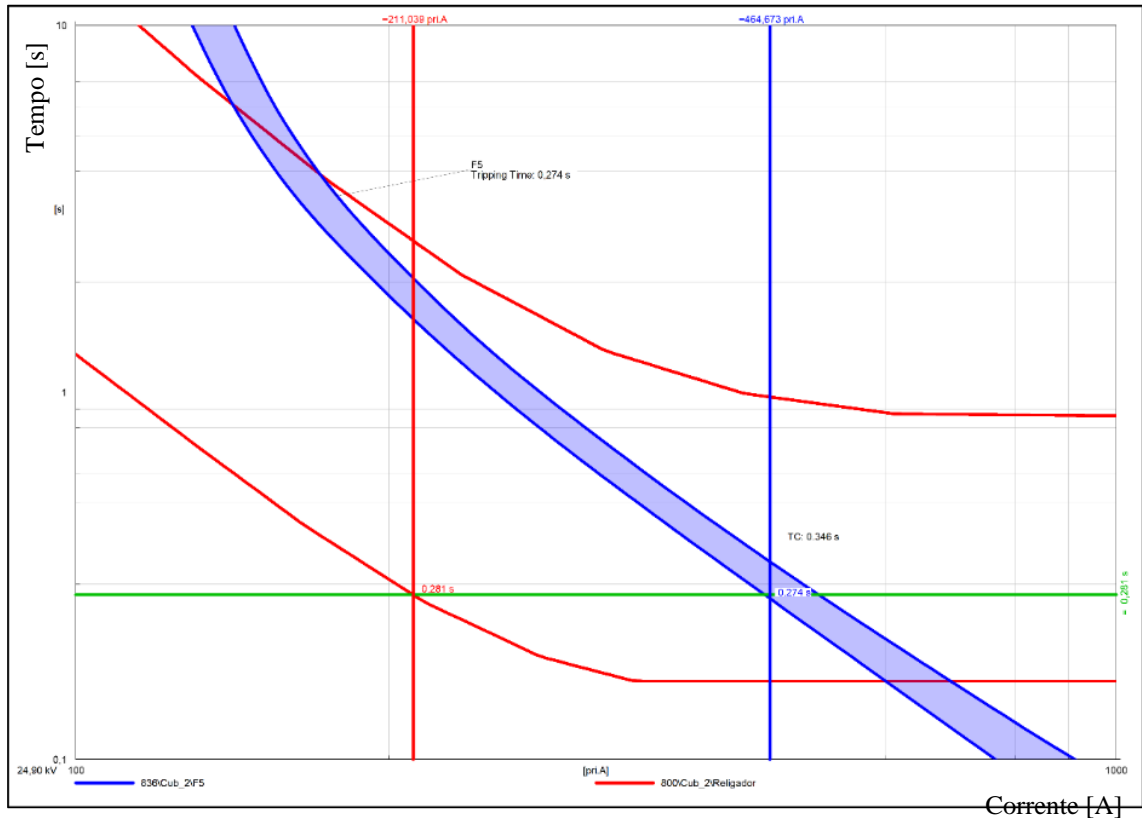


Fig. 7.26 – Comportamento das proteções com 3 PD no barramento 836 e defeito em 840 [obtido através do software Power Factory].

Para os casos estudados, verifica-se que o ajuste da corrente de *pick-up* permite a integração de mais PD, dispersas ao longo da rede de distribuição, conforme o gráfico apresentado na Fig. 7.27. O valor da corrente que cada uma das PD deteta é inferior ao da corrente que chega ao religador e ao da corrente de defeito, permitindo, de acordo com as curvas características definidas para proteger cada alimentador, que a coordenação entre todas as proteções se mantenha: primeiro atua o religador, só depois o fusível e os relés de máxima intensidade de cada PD.

7. Integração de PD numa Rede de Distribuição Radial

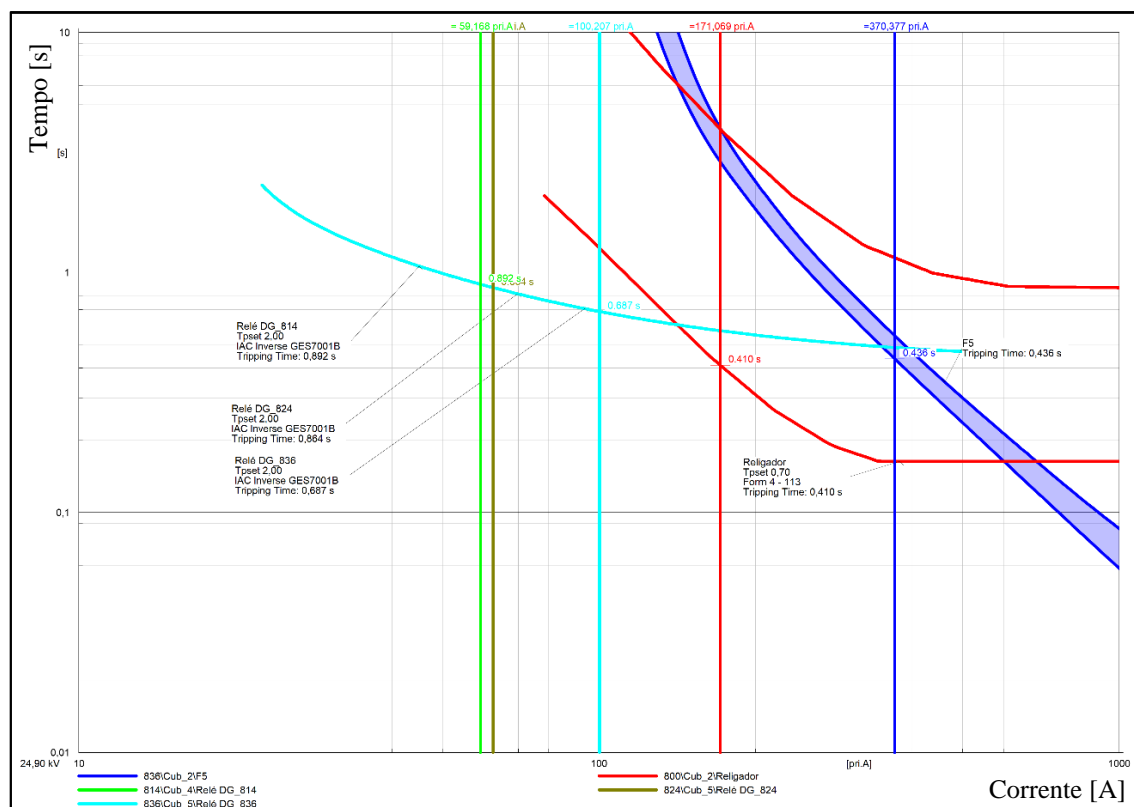


Fig. 7.27 – Coordenação entre os dispositivos de proteção, ao surgir um defeito no barramento 840, quando são integradas PD nos barramentos 814, 824 e 836, com ajuste da corrente de *pick – up* [obtido através do software *Power Factory*].

7.7.3. Proposta 3

A terceira proposta de remediação para mitigar as disfunções causadas pelos dispositivos de proteção diz respeito à escolha das curvas características de resposta rápida e lenta do religador.

Para a rede de teste optou-se por uma curva característica de resposta rápida normal de tempo inverso, com ligeira inclinação, em particular a curva *113* do fabricante *Cooper Power Systems*, que apresenta 40 curvas características, de vários tipos e com diversas inclinações [205]. Para correntes de curto-circuito mais elevadas, as correspondentes curvas características apresentam um tempo de atuação baixo, na ordem dos 0.01 a 0.02 segundos, situando-se a curva rápida do religador numa posição inferior, correspondente a tempos de atuação inferiores. Como exemplo pode comparar-se a curva *113* na Fig. 7.27, com a curva *101* na Fig. 7.28, permitindo identificar o aumento do intervalo de tempo entre as curvas lenta e rápida do religador. Neste caso, Fig. 7.28, foi selecionada a curva *101* de resposta rápida do religador, que tem uma característica normal

de tempo inverso, adequada para tempos de resposta baixos, mantendo o *time dial* inicial. No ensaio de simulação foi considerado um defeito no barramento 842 e foram integradas quatro PD em múltiplos barramentos (814, 824, 858 e 836) que, noutros casos, originavam sempre perda de coordenação entre os dispositivos de proteção. Verifica-se que a corrente vista pelo religador é menos de metade da corrente de defeito, sendo o defeito detetado ao fim de 0.019 segundos. Mais tarde, ao fim de 0.264 segundos é que o fusível entra em operação.

A seleção das curvas características, em particular a de resposta rápida do religador, afeta bastante os tempos de atuação dos dispositivos de proteção permitindo, neste caso, a penetração de mais PD ao longo da rede, conseguindo alcançar sempre a coordenação das proteções em todos casos analisados. Poder-se-ia, ainda, optar pela escolha de curvas características muito inversas ou extremamente inversas, que apresentam uma inclinação maior.

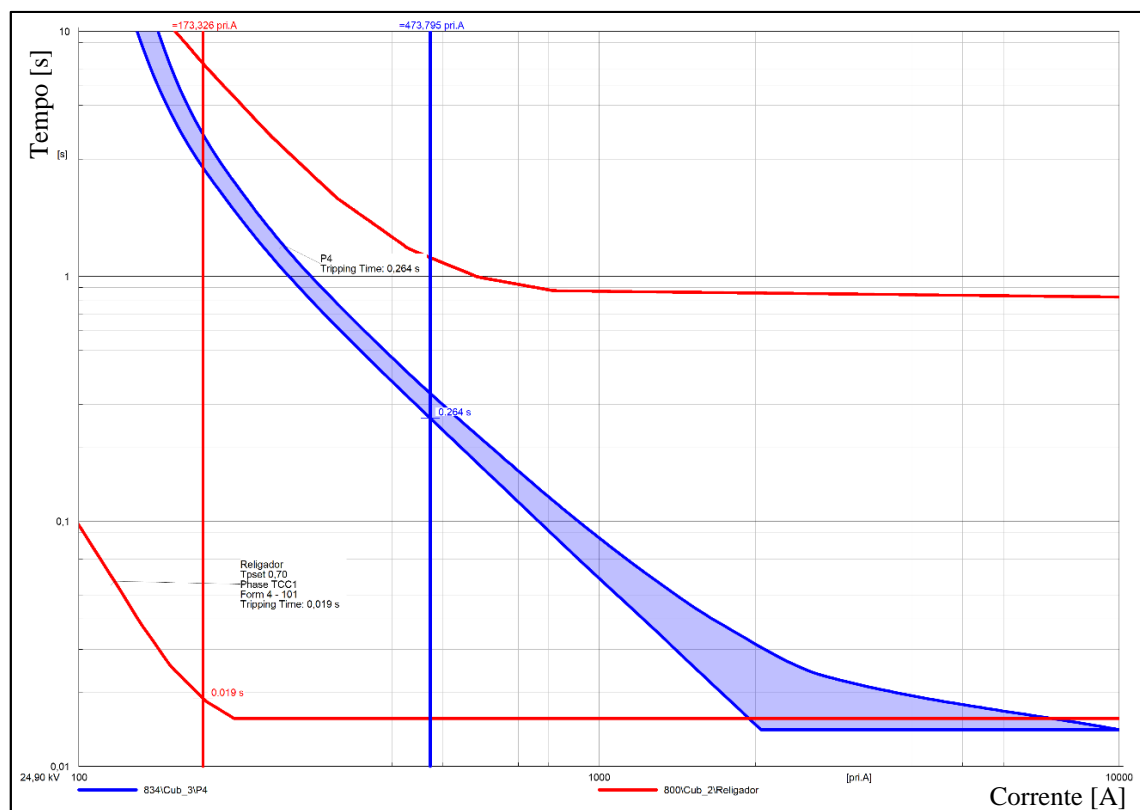


Fig. 7.28 – Gráfico de coordenação das proteções, considerando nova curva de resposta rápida do religador, com 4 PD em múltiplos barramentos e defeito no barramento 842 [obtido através do software *Power Factory*].

7.8. Conclusões

Neste capítulo foram abordados casos que permitiram analisar o comportamento de esquemas típicos usados em sistemas de proteção de redes de distribuição, comprovando alguns dos problemas referidos na literatura relativamente a diversos casos de perda de coordenação, quando são introduzidas injeções distribuídas, bem como encontrar propostas de remediação para ultrapassar esses problemas. A colocação da PD na rede de distribuição leva a uma alteração do fluxo de energia da rede, como se conclui pela análise dos resultados do trânsito de potências, relativamente à rede original, verificando-se um fluxo bidirecional em diversas situações. A análise de curto-circuitos permitiu avaliar o impacto que a penetração de injeções distribuídas acarreta para o sistema de proteção, constatando-se que a inserção de qualquer PD implica o aumento da corrente de defeito. O estudo com os esquemas típicos de proteção frequentemente utilizados, relés de máxima intensidade e religador – fusível, permitiu verificar que o valor da potência e a localização da produção dispersa têm impacto no sistema de proteção. Nestes dois tipos de esquemas apenas o arranjo religador e fusível trouxe problemas de coordenação, contrariamente ao que tinha sido encontrado na literatura, que refere que em ambos os esquemas pode surgir perda de coordenação das proteções. Atendendo aos resultados obtidos, o caminho a seguir por forma a alcançar o objetivo proposto neste trabalho foi utilizar o esquema de proteção religador-fusível para mitigar os problemas de coordenação numa rede de distribuição radial.

O comportamento que cada PD tem num determinado barramento da rede depende do local e do valor de potência que tem a respetiva PD, pelo que para o operador da rede de distribuição é importante conhecer o impacto que a penetração de PD tenha de forma a evitar problemas para os restantes consumidores. Nesse sentido, a análise exaustiva realizada mostrou que com a PD de menor potência não existe qualquer problema para a rede de distribuição, ou seja, a introdução de uma PD de 20% da carga total da rede é aceitável e o sistema de proteção convencional mantém-se a funcionar sem problemas. Quando o valor da PD foi aumentado para 50% da carga total da rede, surgiram diversos casos de perda de coordenação nos alimentadores laterais ao serem simulados defeitos trifásicos do barramento 852 para jusante, representando 8.77% dos casos analisados. Note-se que neste barramento se encontra um regulador de tensão, tendo as tomadas deste sido ajustadas para obter um perfil de tensão o mais próximo dos valores da rede original para assegurar uma boa qualidade de serviço no fornecimento de energia. Para a PD com uma

capacidade superior à carga total da rede, aumentou o número de casos de perda de coordenação entre religador e fusível nos alimentadores laterais – a ocorrência de defeitos em todos os barramentos da rede levou a perda de coordenação, em 20% dos casos avaliados, exceto, quando a PD era colocada nesse alimentador. A análise exaustiva permitiu ainda mostrar que localização da PD tem influência no comportamento do sistema de proteção, designadamente em função da distância que esta tem relativamente ao defeito, podendo dizer-se que quando a PD se encontra mais próximo da subestação apresenta melhores resultados, comparativamente com o ponto mais afastado do alimentador. A localização dos defeitos próximo de reguladores de tensão, transformadores ou derivação para outros alimentadores pode levar a casos de perda de coordenação, uma vez que a corrente de defeito varia nos dois barramentos que compõem o componente.

As tecnologias associadas às injeções distribuídas passam, essencialmente (nas máquinas rotativas), por geradores assíncronos e síncronos. Qualquer uma das tecnologias tem diferentes comportamentos, dependendo das suas características, afetando os resultados do trânsito de potências e o desempenho dos dispositivos de proteção. Nos ensaios de simulação verificou-se que os geradores assíncronos apresentam melhores resultados, permitindo a integração de mais PD na rede. Não obstante, de acordo com a literatura, a produção, no mercado de aerogeradores, tem vindo a reduzir-se, passando para a tecnologia GIDA, mais eficiente e a mais utilizada pelos fabricantes de turbinas eólicas.

Dependendo do tipo de defeito, monofásico ou trifásico, em qualquer um dos casos é possível integrar uma ou mais PD ao longo da rede de distribuição, com diferentes localizações, sem que haja problemas de coordenação. Os casos de perda de coordenação surgiram quando eram colocadas PD de potência superior a 50% da carga total da rede.

Atendendo aos casos de estudo abordados anteriormente, que não tinham uma resposta satisfatória dos sistemas de proteção, as propostas de remediação, não carecem de grandes investimentos por parte do operador da rede de distribuição, para adaptar os dispositivos de proteção a esta nova realidade. Para esta rede de distribuição, as várias propostas de remediação que permitem ultrapassar as disfunções causadas pela integração da PD na rede de distribuição, nos dispositivos de proteção, são através do ajuste de parâmetros do religador, nomeadamente: o *time dial*, a corrente de *pick-up* e a seleção de curvas de resposta rápida e lenta do religador. Outra proposta de remediação, não referida, permite uma múltipla programação de todos os parâmetros: *time dial*, corrente de *pick-up* e curvas de resposta rápida do religador. Sendo a programação do religador possível, mesmo

7. Integração de PD numa Rede de Distribuição Radial

pequenos ajustes podem garantir a coordenação dos sistemas de proteção, integrando diversas PD ao longo da rede.

Para todas as injeções distribuídas, consideradas ao longo desta Tese, considerou-se que funcionavam à sua potência máxima. Dado que as PD têm um comportamento dinâmico, trata-se de uma abordagem pessimista, que permite que o operador da rede de distribuição tenha os resultados de uma análise expedita do impacto que cada PD possa ter na rede de distribuição.

8. Avaliação da Qualidade de Serviço na Rede de Distribuição com PD

8.1. Introdução

O correto funcionamento dos sistemas de proteção é fundamental para a garantia da qualidade do serviço e, por outro lado, espera-se que a penetração de PD melhore a qualidade do serviço, em geral, uma vez que diversifica a capacidade de fornecimento de energia da rede.

Atendendo aos ensaios de simulação anteriores, a introdução de geração distribuída leva a diferentes comportamentos, consoante a capacidade de potência da mesma, pelo que a ocorrência de uma avaria num determinado local pode afetar a qualidade de serviço. Este capítulo pretende caracterizar quantitativamente a influência de injeções distribuídas na qualidade de serviço analisando-se, para tal, os índices de fiabilidade e END através de três casos de estudo: o caso base, sem nenhuma injeção distribuída na rede; o caso tipo 1, que corresponde a situações em que uma única capacidade de PD, de 750 kW, é colocada em diferentes locais da rede, individualmente; o caso tipo 2, que corresponde a situações em que duas ou mais PD são introduzidas em diferentes locais na rede levando à perda de coordenação dos sistemas de proteção, assumindo, a partir daqui, a designação de casos críticos da rede em estudo. Estes casos críticos são os que trouxeram problemas de coordenação, nos tempos de resposta do religador e fusíveis, tratados ao longo deste trabalho, com a ocorrência de defeitos monofásicos e trifásicos, com diferentes capacidades de penetração de PD, na rede de distribuição.

A qualidade de serviço é avaliada, enunciando-se considerações sobre a rede em estudo e a metodologia utilizada para aplicar os métodos analítico e de simulação de Monte Carlo, com e sem a integração de PD na rede, conforme os casos de estudo acima mencionados.

8.2. Considerações sobre a rede e metodologia utilizada

A rede de teste considerada para avaliação da qualidade de serviço é a rede de teste *IEEE* de 34 barramentos completa, composta por componentes monofásicos e trifásicos, sendo protegidos pelo religador e fusíveis, no caso dos alimentadores principal e laterais, respetivamente, devendo operar sempre que haja uma avaria na rede.

O método analítico permite determinar os índices de fiabilidade tendo em conta aproximações e pressupostos, para a obtenção da taxa de avarias e tempo de reparação médios, tendo estes parâmetros sido baseados na Tabela 5.1, do capítulo 5. Assim, partindo dos valores individuais de cada componente foram determinados os parâmetros de fiabilidade em cada ponto de carga: taxa de avarias e indisponibilidade do ponto de carga, por forma a obter os índices de fiabilidade baseados no consumidor (enunciados no apêndice 2). Os valores usados, no método analítico, foram o valor médio entre o mínimo e o típico, por forma a apresentar valores realistas, semelhantes aos valores utilizados por outros autores [86], [191]. A utilização do valor típico ou máximo implicava piores índices de fiabilidade [216].

No cálculo dos índices de fiabilidade, assumiu-se que o número de consumidores estava relacionado com o valor das cargas distribuídas da ao longo da rede, sendo assim, cada ponto de consumo, associado a uma carga 2 kW [184].

Para os dispositivos de proteção foram considerados nulos os valores referentes a taxa de avarias e tempo médio de reparação, pressupondo-se que estariam sempre a funcionar [191]. Por outro lado, a taxa de avarias definida para cada PD é de 2 avarias/ano e o tempo médio de reparação de 48 horas, conforme [85].

Para o método de simulação de Monte Carlo foi criada uma simulação cronológica para cada componente, em funcionamento/avariado, através da distribuição uniforme, conforme apresentado em 5.4.2. O algoritmo que apresenta o processo de simulação do método de simulação de Monte Carlo que permite determinar o número de avarias, consumidores afetados, índices de fiabilidade e END, com e sem PD, sendo ilustrado na Fig. 8.1. Este fluxograma foi implementado na linguagem de programação *MATLAB*, por forma a obter os resultados referidos no fluxograma.

A duração utilizada no método de simulação de Monte Carlo foi de 1000 anos de modo a alcançar resultados estáveis.

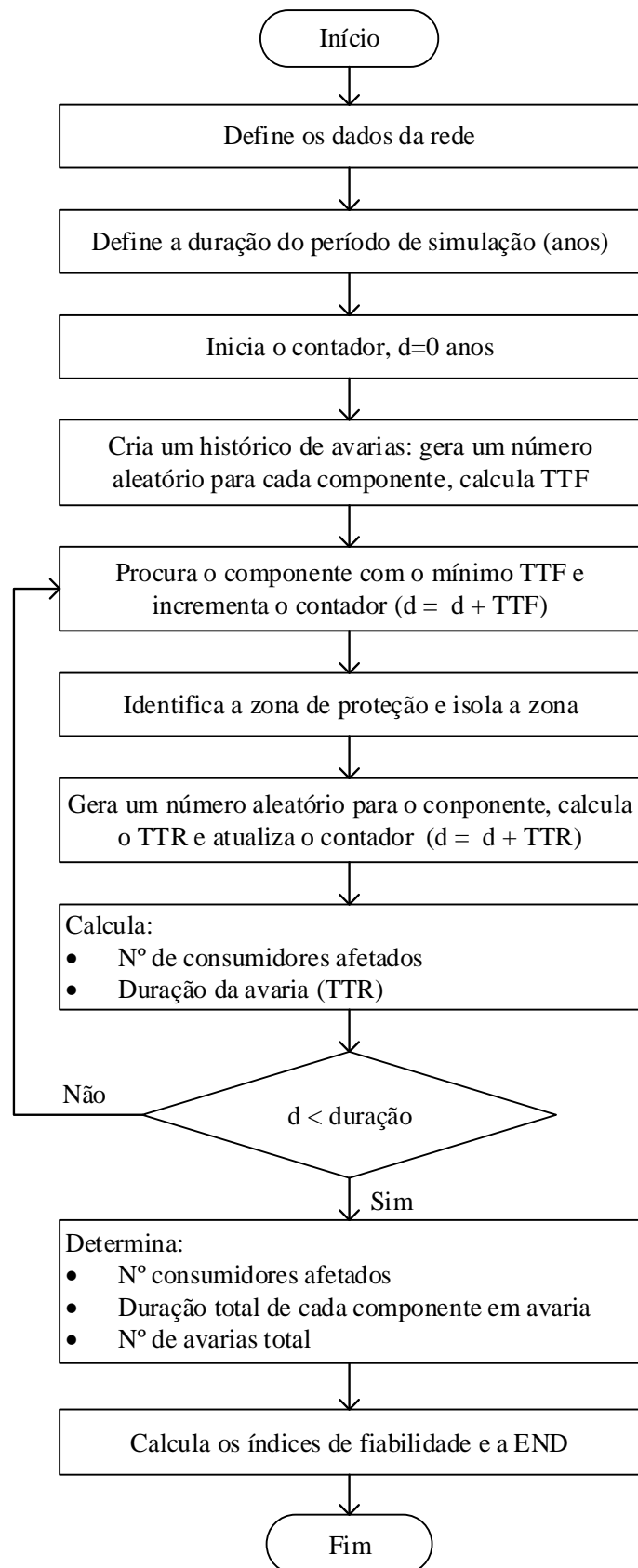


Fig. 8.1– Fluxograma utilizado para a simulação de Monte Carlo.

8.3. Caso Base

O caso base mostra a rede original, no regime de operação normal, onde os índices de qualidade de serviço devem ser elevados, garantindo satisfação por parte dos consumidores. Neste caso, o número médio de avarias, o número de consumidores afetados, os índices de fiabilidade e a energia não distribuída, calculados através do método analítico e de simulação de Monte Carlo, anualmente, são apresentados na Tabela 8.1.

Tabela 8.1 – Resultados do caso base (anuais).

	Método Analítico	Simulação de Monte Carlo
Número de avarias		6.792
Número de consumidores afetados		3 323
SAIFI (por ano)	1.977	3.776
SAIDI (h/ano)	5.934	11.222
CAIDI (h/ano)	3.000	2.917
ASAI (%/ano)	99.932	99.872
END (kWh/ano)	10 497.0	19 848.9

Ambas as abordagens usam o mesmo número de avarias, no período de um ano, afetando o mesmo universo de 3 323 consumidores. Os resultados da Tabela 8.1 mostram que os índices de fiabilidade no método analítico apresentam valores inferiores, uma vez que são baseados na suposição de um comportamento médio dos componentes, enquanto a simulação de Monte Carlo trata da variabilidade da ocorrência de avarias nos componentes, simulando uma cronologia temporal, que permite representar valores mais próximos de realidade. As diferenças entre os valores do mesmo índice nos dois métodos são: a frequência média de interrupções no método analítico de aproximadamente 2 interrupções por ano, enquanto que na simulação de Monte Carlo é inferior a 4 interrupções por ano. A duração média das avarias no primeiro caso é aproximadamente 6 horas/ano, enquanto na simulação de Monte Carlo apresenta o valor de 11.22 horas/ano. De acordo com resultados de outros autores, [89], [191], que realizaram estudos semelhantes na mesma rede de distribuição, trata-se de um valor aceitável. A duração média das interrupções é de aproximadamente 3 horas por ano, em ambas as abordagens, correspondendo à relação entre os índices SAIDI e SAIFI. Em qualquer um dos métodos é fornecida energia ao consumidor durante mais de 99% da duração do ano. A END depende dos valores de carga e indisponibilidade anual, e mostra a mesma tendência dos

demais índices, sendo superior, quase o dobro, o valor obtido na simulação de Monte Carlo.

8.4. Caso tipo 1: rede com uma única PD

A integração de uma única PD de 750 kW, em qualquer barramento da rede, não tem qualquer impacto na resposta dos dispositivos de proteção, mantendo-se sempre o correto funcionamento. A Tabela 8.2 mostra os resultados obtidos em ambos os métodos, quando é colocada uma PD nos barramentos 814, 858 e 836, uma de cada vez.

Tabela 8.2 – Resultados do caso tipo 1, com uma PD (referentes a 1 ano).

Barramento com PD	Método Analítico			Simulação de Monte Carlo		
	814	858	836	814	858	836
Número de avarias	7.660	7.643	7.578	7.660	7.643	7.578
Número de consumidores afetados	3 393	3 309	3 313	3 393	3 309	3 313
SAIFI (por ano)	2.209	1.975	1.975	3.856	3.760	3.765
SAIDI (h/ano)	6.088	5.927	5.925	11.511	11.496	11.186
CAIDI (h/ano)	3.000	3.000	3.000	2.985	3.057	2.971
ASAI (%/ano)	99.932	99.932	99.932	99.869	98.688	98.872
END (kWh/ano)	10 770.7	10 484.5	10 482.9	20 360.9	20 334.5	19 785.2

O número de avarias e consumidores afetados não varia muito em qualquer uma das situações, relativamente ao caso de base, sem PD. De uma forma geral, os índices de fiabilidade mantêm o comportamento do caso de base, não sendo muito afetado: verifica-se um aumento do número de avarias e, conseqüentemente do número de consumidores afetados. Contudo, há uma ligeira melhoria de alguns dos índices de fiabilidade, designadamente do SAIFI quando a PD é colocada nos barramentos 858 e 836, do SAIDI e END com a PD colocada no barramento 836.

8.5. Caso tipo 2: rede com duas ou mais PD

A introdução de PD ao longo da rede afeta o comportamento dos sistemas de proteção, especialmente nos alimentadores laterais, levando mesmo a diversos casos de perda de coordenação, correspondendo aos anteriormente referidos casos críticos. Estes casos críticos, são caracterizados pelos barramentos onde surgem defeitos/avarias e em que estão localizadas as PD, podendo ocorrer defeitos monofásicos ou trifásicos, uma vez

8. Avaliação da Qualidade de Serviço na Rede de Distribuição com PD

que se trata de uma rede desequilibrada. Para estes casos críticos será avaliada a qualidade de serviço, bem como a END, permitindo conhecer o impacto do excesso de capacidade de PD na rede, através do método de simulação de Monte Carlo.

A integração de duas PD no mesmo barramento, do barramento 852 para jusante, leva sempre a perda de coordenação quando são simulados defeitos trifásicos nos alimentadores laterais, situações que incluem os barramentos 842, 844, 846, 848, 840, 862 e 838, correspondendo a 8.77% dos casos simulados, num universo de 650 simulações realizadas — são estes os casos críticos, cuja caracterização se faz com referência aos barramentos onde surgem os defeitos e onde são colocadas as PD. Aumentando o número de PD para três aumentam os casos de perda de coordenação, tanto com defeitos monofásicos como com defeitos trifásicos, 9.26% e 16.15%, respetivamente. Nos casos de defeitos monofásicos a colocação de três PD em qualquer um dos barramentos, exceto no lateral 832-890, leva sempre a perda de coordenação no alimentado lateral 816-822. Por outro lado, nos casos de defeitos trifásicos, as proteções não atuam corretamente quando são integradas três PD do barramento 812 para jusante. Os barramentos críticos são os referidos anteriormente, adicionando o alimentador lateral monofásico que incorpora os barramentos 818, 820 e 822.

A introdução de quatro ou mais PD na rede provoca perturbações no sistema de proteção em todos os alimentadores laterais da rede analisada, sempre que ocorrem defeitos.

Quando são integradas duas PD, os índices de fiabilidade são afetados. Uma ilustração deste facto pode ser efetuada através de uma simulação usando o método de Monte Carlo, com as duas PD no barramento 836. A Tabela 8.3 mostra os resultados obtidos quando há avarias nos barramentos 840, 842, 848 e 862, destacando o número de avarias, consumidores afetados, num período de 1000 anos, o tempo em que cada barramento fica indisponível (minutos por ano) e a END anual. Neste exemplo, o barramento 840, comparando com os outros, foi o que registou mais avarias no período considerado, implicando maior número de consumidores afetados e indisponibilidade para os mesmos. Naturalmente, que estes valores diferem com a realização de uma nova simulação.

Outros casos críticos ocorrem com a penetração de mais PD ao longo da rede, como referido anteriormente. A Tabela 8.4 mostra alguns resultados dos índices de fiabilidade

e END anuais, quando são integradas várias PD em vários barramentos, indicados na mesma tabela, correspondendo a casos críticos.

Tabela 8.3 – Resultados do método de simulação de Monte Carlo, quando colocadas duas PD no barramento 836 e avarias em vários barramentos.

Localização da PD	840	842	848	862
Número de avarias (1000 anos)	24	8	18	11
Número de consumidores afetados (1000 anos)	21 120	7 040	15 840	9 680
Tempo indisponível (minutos/ano)	4.385	1.530	2.610	1.343
END (kWh/ano)	129.29	45.09	76.96	39.58

Por análise da Tabela 8.4, a adição de um maior número de PD na rede implica piores resultados para o operador da rede de distribuição, uma vez que há mais avarias, maior número de consumidores afetados e piores índices de fiabilidade e aumento da END. Estabelecendo uma comparação com o caso base, sem qualquer PD na rede a END aumenta mais de 2 MWh/ano.

Tabela 8.4 – Resultados do método de simulação de Monte Carlo, de alguns dos casos críticos.

	4 PD no barramento 806	3 PD no barramento 814	4 PD no barramento 824	2 PD no barramento 858	2 PD no barramento 836
Número de avarias	9.988	9.316	9.261	8.133	8.363
Número de consumidores afetados	3 634	3 669	3 619	3 460	3 599
SAIFI (/ano)	4.130	4.169	4.112	3.932	4.089
SAIDI (h/ano)	12.697	12.411	12.092	11.896	11.997
CAIDI (h/ano)	3.074	2.977	2.941	3.025	2.934
ASAI (%/ano)	99.855	99.858	99.862	99.864	99.863
END (kWh/ano)	22 458.53	21 952.26	21 389.02	21 042.32	21 220.15

Para determinar a END é preciso conhecer o valor de carga em cada barramento e o valor médio de indisponibilidade de energia anual no mesmo barramento. A Fig. 8.2 ilustra algumas situações do caso tipo 2, correspondendo a casos críticos, em que se representam as variações máximas do tempo de interrupção e da END, que registam tendências semelhantes por se relacionarem entre elas. Verifica-se que, em alguns casos, de acordo com os pressupostos adotados, que o número de consumidores depende das cargas distribuídas ao longo da rede, verificando-se que alguns barramentos não

8. Avaliação da Qualidade de Serviço na Rede de Distribuição com PD

apresentam carga (barramentos 810, 826, 856 e 864), o que implica um valor de END nulo. A análise da Fig. 8.2 apresenta os barramentos que são mais suscetíveis à ocorrência de avarias: 808, 812, 814, 820, 856 e 852, uma vez que têm uma taxa de avarias maior quando comparada com os outros (apresentadas no apêndice 2).

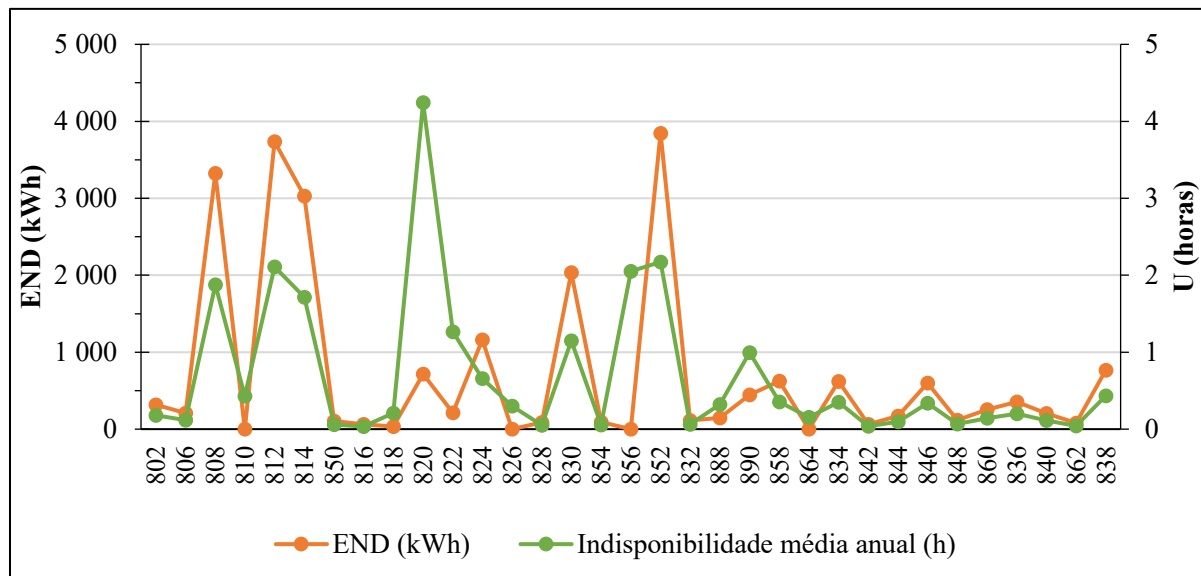


Fig. 8.2 – Valores máximos da indisponibilidade média e END anuais, para alguns dos casos críticos.

A Fig. 8.3 ilustra a evolução do número de avarias, do índice SAIDI e da END, obtidos em cada análise para todos os casos tipo analisados: sem PD, com uma PD e com duas ou mais PD, correspondendo a alguns dos casos críticos, em que a coordenação das proteções é perdida. O número de avarias aumenta à medida que as PD são colocadas na rede, ou seja, sem qualquer PD a média de avarias por ano é inferior a 7, chegando quase a 10 quando são colocadas quatro PD. Este número de avarias implica um maior número de consumidores afetados, levando a uma maior indisponibilidade no fornecimento de energia e, conseqüentemente a um aumento do valor da END. O caso tipo 1 tem o índice SAIDI mais baixo, cerca de 11 horas, quando é integrada apenas uma PD na rede. Os piores casos ocorrem com a integração de quatro PD na rede, com uma duração média de avarias superior a 12 horas e um valor maior de END. De acordo com a mesma figura, o caso tipo 1, com a adição de uma PD na rede é o que apresenta melhores resultados de qualidade de serviço, reforçando o que já foi concluído por outros autores, que constatarem que a PD pode levar a bons resultados nos índices de fiabilidade, redução de perdas e maximização do uso de energias limpas na rede de distribuição [84], [93], [94], [132].

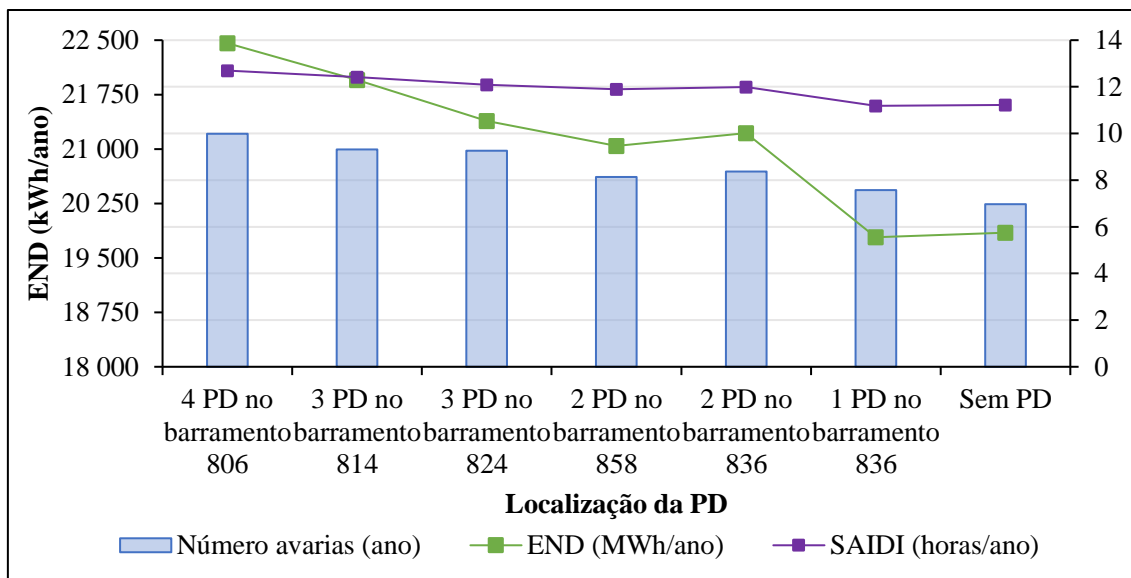


Fig. 8.3 – Evolução do número de avarias, índice SAIDI e END, para algumas situações dos casos de estudo.

Conforme mencionado anteriormente, a penetração da PD na rede de distribuição traz benefícios, visto que, se for possível garantir a coordenação do sistema de proteção, os índices de fiabilidade podem melhorar. De facto, a título de exemplo, a introdução de duas PD na rede, num barramento a meio da rede de distribuição, mais especificamente no barramento 852, não conduz a nenhuma situação crítica, ou seja, o sistema de proteção opera garantindo a coordenação, conforme os resultados apresentados na Tabela 8.5.

Tabela 8.5 – Comparação de resultados entre o caso base e duas situações não críticas, com a adição de uma e duas PD (valores anuais).

	Sem PD	1 PD no barramento 836	2 PD no barramento 852
Número de avarias	6.792	7.578	8.218
Número de consumidores afetados	3 323	3 313	3 296
SAIFI (por ano)	3.776	3.765	3.745
SAIDI (h/ano)	11.222	11.186	11.572
END (kWh/ano)	19 848.9	19 785.00	20 468.9

8.6. Conclusões

Este capítulo avalia quantitativamente a influência que as injeções distribuídas têm na qualidade de serviço, tendo sido abordados três casos de estudo: sem PD na rede, com PD e, neste âmbito, os casos críticos em que a penetração de várias PD ao longo da rede

8. Avaliação da Qualidade de Serviço na Rede de Distribuição com PD

de distribuição que conduzem a perda de coordenação entre religador e fusível. Nesta avaliação, assumiram-se como constantes os valores das potências de carga e de capacidade da PD como forma de simplificação do modelo – refletindo uma visão pessimista sobre as consequências das adições de PD na qualidade de serviço da rede, podendo servir como retrato de situação limite, apoiando o operador da rede de distribuição quando este necessitar de realizar investimentos no sistema de proteção.

Nos casos de estudo foram utilizados o método analítico e o método de simulação de Monte Carlo para a obtenção dos índices de fiabilidade da rede e da END. Os resultados obtidos em cada um dos métodos foram diferentes devido aos pressupostos assumidos na análise estática do método analítico, em contraste com a dinâmica da simulação de Monte Carlo, com uma evolução dos estados de cada componente no decurso do horizonte temporal definido para a simulação. A introdução de uma PD na rede não apresentou resultados muito diferentes relativamente ao caso sem PD, podendo, por vezes, levar a uma melhoria da qualidade de serviço, confirmando constatações da revisão bibliográfica. Quando há perda de coordenação entre as proteções, nos casos críticos, verifica-se que os índices de fiabilidade pioram, aumentando o número de avarias, o número de consumidores afetados e a END. Além disso, foi possível identificar os barramentos mais vulneráveis a avarias, confirmando a expectativa da influência do afastamento ao barramento da subestação a montante devido ao caráter distribuído da taxa de avaria, dependente do comprimento entre os diversos pontos de carga.

A perda de coordenação do sistema de proteção pode ocorrer para determinados níveis de penetração de PD, sendo prejudicial para o operador da rede de distribuição, pois pode conduzir ao não cumprimento dos padrões regulatórios de qualidade de serviço em vigor. A modernização das redes de distribuição implica uma atualização dos sistemas de proteção, requerendo o planeamento da rede e recursos financeiros, muitas vezes inexistentes. Neste capítulo, pretendeu-se avaliar os limites tecnicamente aceitáveis de penetração da PD, do ponto de vista da qualidade do serviço, numa perspetiva conservativa que proporcione ao operador da rede de distribuição uma referência para as intervenções sobre a rede que se revelem necessárias para evitar perda de coordenação das proteções devida a adição de PD na rede.

9. Conclusões e recomendações para trabalho futuro

9.1. Conclusões

Esta Tese teve como objetivo o desenvolvimento de estratégias que possam ser utilizadas nos sistemas de proteção aquando da proliferação de injeções distribuídas nas redes de distribuição, preservando os dispositivos pré-existentes de proteção da rede, tendo em vista limitar o investimento por parte do operador da rede de distribuição, em particular nos casos em que há escassez de recursos, considerando-se um regime regulatório com a cadeia de valor desverticalizada e o mercado liberalizado.

A crescente penetração de sistemas de injeção, tem implicações na rede de distribuição, em particular na gestão e operações dos sistemas de proteção convencionais. No presente trabalho propuseram-se estratégias que podem ser tidas em conta pelos operadores da rede de distribuição, ou em situações de recursos financeiros limitados, ou nos períodos transitórios em que partes da rede aguardam as intervenções de modernização que estejam planeadas para algum momento futuro. A adaptação do sistema de proteção convencional pode, assim, permitir o adiamento da necessidade de proceder à modernização da rede que se pretenda levar a cabo para a concretização dos conceitos de *microgrid* e *smart grid*.

Na primeira parte foram descritos os conceitos essenciais, com uma revisão da literatura, para o enquadramento teórico dos sistemas de proteção, da penetração de injeções distribuídas na rede de distribuição, incluindo a operação como *microgrid* e as estratégias que surgem na literatura, da qualidade de serviço atendendo aos índices de fiabilidade mais utilizados pelas Entidades Reguladoras. Posteriormente, realizaram-se diversos ensaios de simulação preservando o arranjo de proteção entre religador e fusíveis, com a introdução de diversos tipos de PD na rede de teste, com a finalidade de encontrar problemas para que pudessem ser resolvidos através de estratégias economicamente viáveis.

9. Conclusões e Recomendações para Trabalho Futuro

Os ensaios de simulação permitiram descortinar o impacto que a introdução de produção dispersa provoca na rede de distribuição, verificando-se, na maioria dos casos analisados, que o fluxo de energia deixa de ser unidirecional, tornando-se bidirecional. Além disso, quando são simulados defeitos para avaliar o comportamento do sistema de proteção, verifica-se que a PD leva a um aumento da corrente de defeito. A rede de estudo foi alvo de uma análise exaustiva que permitiu compreender como o sistema de proteção baseado na combinação religador - fusível é afetado com a colocação de PD de diferentes capacidades e a simulação de defeito em todos os barramentos, identificando-se os locais mais críticos para a inserção de PD. Este tipo de análise permite que o operador da rede de distribuição tenha uma visão detalhada do que acontece quando a geração distribuída é colocada num determinado local, em função de defeitos que podem ocorrer em qualquer local da rede. Constatou-se que as localizações de PD mais próximas do ponto de injeção central, tipicamente a subestação a montante, levam a menos situações de perda de coordenação das proteções. Contudo, constatou-se surgirem problemas na rede de distribuição quando a capacidade da PD é de valor superior à carga total da rede, com violação dos limites de tensão, afetando ainda a qualidade da onda de tensão. A rede utilizada como caso de estudo tem dois reguladores de tensão colocados em pontos estratégicos, mitigando eventuais flutuações e cavas de tensão na rede a jusante. A inserção da PD a jusante do regulador de tensão causou disfunções nos sistemas de proteção para defeitos simulados nos alimentadores laterais.

A escolha do tipo de tecnologia para a injeção distribuída tem implicações no comportamento do sistema de proteções. Os resultados obtidos para diferentes tecnologias mostraram que a tecnologia de geradores assíncronos permite a integração de um maior número de unidades de PD sem consequências negativas no funcionamento do sistema de proteção, embora com as desvantagens de consumo de energia reativa e menor eficiência do que as outras tecnologias. Os geradores síncronos foram os que apresentaram piores resultados. A tecnologia GIDA tem uma eficiência superior à das anteriores, permitindo uma melhoria da qualidade de energia na rede.

O ensaio da interligação de PD em múltiplos barramentos proporciona ao operador da rede de distribuição uma visão mais pormenorizada acerca do comportamento do sistema de proteção. Nesse sentido, a ocorrência de defeitos monofásicos e trifásicos nos alimentadores laterais e a colocação de múltiplas PD ao longo da rede mostraram que quando estas se localizam próximo da subestação, nalguns casos se mantém a coordenação

do sistema de proteção. Outro aspeto a destacar diz respeito aos defeitos fugidios, cuja ocorrência pode ser facilmente resolvida com o religador na função de religação rápida. Por exemplo, a função de religação automática na rede Portuguesa, apresenta o primeiro intervalo de religação rápida parametrizado para 300 ms. Os resultados obtidos mostraram que o intervalo de tempo crítico (diferença entre o tempo de atuação do religador e o do fusível) muitas vezes é inferior a 300 ms, permitindo uma rápida reposição do fornecimento do serviço e minimizando o tempo de interrupção para os consumidores.

Este trabalho apresenta propostas de remediação para o operador da rede de distribuição superar as disfunções criadas pela proliferação de PD na rede de distribuição, consistindo na retificação/ajuste de parametrizações associadas aos dispositivos de proteção – religadores, com a variação dos parâmetros presentes na curva característica de resposta rápida, o *time dial*, e da corrente de *pick-up*, bem como a seleção de curvas características com diferentes inclinações que permitem um tempo de atuação mais baixo relativamente à situação original. Com as estratégias referidas anteriormente conseguiu-se alcançar a coordenação entre os dispositivos de proteção sem a necessidade de realizar qualquer investimento na rede de distribuição.

O problema da qualidade de serviço foi abordado para caracterizar a influência que a penetração de PD tem nos sistemas de proteção, especialmente nos casos em que há perda de coordenação, fornecendo ao operador da rede de distribuição uma visão de como pode ser prejudicial para os índices de fiabilidade e a END, levando a penalizações e pagamento de compensações pelo não cumprimento dos padrões regulatórios da qualidade de serviço definidos pelas Entidades Reguladoras.

O desenvolvimento deste trabalho de Doutoramento pretendeu dar resposta às questões de investigação formuladas no capítulo 1:

1. A rede elétrica encontra-se preparada para a introdução dos conceitos de *microgrid* e *smart grid*?

Não existe uma resposta única para esta questão. A rede elétrica de países mais desenvolvidos está preparada para a introdução dos conceitos. Estes países têm mais recursos financeiros disponíveis, parte deles financiados pelo próprio governo, permitindo a implementação de projetos piloto ou iniciativas para a evolução para os conceitos de *microgrid* e *smart grid* [217], [218]. Por outro lado, os países com menos recursos não se encontram preparados para a introdução destes conceitos, apesar de alguns terem planos

para a implementação dos mesmos. Nestes países ainda há população sem acesso a energia elétrica, em alguns casos a rede de distribuição nas zonas rurais encontra-se em expansão, embora limitada pela escassez de recursos de investimento e, por vezes, sobrecarregando os transformadores e condutores das linhas, levando a apagões frequentes [219]. Contudo, estes países não devem abdicar da inserção de produção dispersa na rede de distribuição, pelo que o operador da rede de distribuição deve definir estratégias para acautelar a integração da PD, evitando problemas de coordenação nos sistemas de proteção convencionais.

2. Que problemas podem surgir nos sistemas de proteção das redes de distribuição, tendo em conta a introdução de injeções distribuídas na rede elétrica?

A inclusão de injeções distribuídas tem diversos impactos nos sistemas de proteção, tendo sido abordados neste trabalho, problemas na coordenação e sensibilidade dos dispositivos de proteção, nomeadamente: perda de coordenação entre as proteções (em relés de máxima intensidade ou no esquema religador - fusível); falsos disparos (no caso da ocorrência de um defeito num alimentador, encontrando-se a PD num alimentador adjacente, contribuindo para a corrente de defeito); reengate automático (em caso de perda de coordenação podem existir religamentos não sincronizados, na ocorrência de defeitos fugidios), *blinding* da proteção (a penetração de PD, em caso da ocorrência de defeito, leva a que a corrente de curto-circuito detetada pelo relé de máxima intensidade seja reduzida, pelo que o dispositivo de proteção não atua como deveria); formação de ilhas indesejadas (em caso de defeito, a integração de PD pode levar a que a rede opere em modo isolado, deixando de depender da alimentação principal, podendo provocar problemas de seletividade dos dispositivos de proteção) e *nuisance tripping* (acontece quando há um intervalo de coordenação reduzido nos dispositivos de proteção, implicando problemas de coordenação). Os problemas de coordenação entre religador e fusível foram abordados nos ensaios de simulação quando eram adicionadas PD na rede de distribuição. Além destes problemas, a introdução de PD na rede de distribuição pode levar a outras disfunções: variação da tensão e frequência, introdução de harmónicos na onda da tensão, redução da qualidade de serviço e aumento da corrente de curto-circuito.

3. Que estratégias podem ser definidas, com níveis de investimento comportáveis, para resolver as disfunções criadas pelas injeções distribuídas nos sistemas de proteção?

Esta Tese apresenta três estratégias de mitigação que permitem resolver as disfunções criadas nos sistemas de proteção convencionais pela introdução de PD na rede de

distribuição. As propostas definidas passam pelo ajuste dos parâmetros das curvas características do religador, modificando os tempos de atuação das proteções. A alteração do *time dial*, na curva de resposta rápida do religador admite uma atuação mais rápida ou mais lenta consoante o que for definido pelo utilizador. De acordo com os resultados obtidos, a redução do *time dial* para valores inferiores garantiu a coordenação das proteções nos casos analisados, para a integração de uma ou várias injeções distribuídas na rede de estudo. Outra alteração possível é no ajuste da corrente de *pick-up*, do religador, para um valor inferior ao previamente definido, tendo sido desse modo assegurada a coordenação entre religador e fusível, num contexto de adição de PD na rede de distribuição. A última estratégia definida diz respeito à escolha das curvas características de respostas rápida e lenta do religador. O religador utilizado nos ensaios de simulação possui diversas curvas, de vários tipos, com diferentes inclinações e parametrizações ajustáveis, pelo que a escolha de outras curvas características permite obter tempos de atuação da proteção mais baixos, evitando problemas de coordenação. Perante a integração de diversas unidades de PD na rede de distribuição, sendo a programação do religador possível, pequenos ajustes podem garantir a coordenação dos sistemas de proteção, não exigindo investimento na aquisição de novos equipamentos.

4. Atualmente são impostas limitações aos sistemas de produção distribuída, como, por exemplo, na legislação portuguesa. Há necessidade de limitar a integração da PD, numa rede de distribuição, de forma arbitrária, sem que sejam tidas em conta as vantagens da PD?

Ao longo deste trabalho de Doutoramento realizaram-se diversos ensaios de simulação, com a integração de uma ou várias PD na rede de estudo, em múltiplos locais com diferentes capacidades de potência. Quando a capacidade da PD tinha o valor de 20% da carga total da rede nunca existiu perda de coordenação entre religador e fusível. O aumento da capacidade da PD levou a perda de coordenação em alguns locais, quando a PD era colocada nos barramentos mais afastados da alimentação principal e quando a PD tinha uma capacidade de 50% ou mais da carga total da rede. A resposta à questão formulada acima é negativa, isto é, não há necessidade de limitar o valor da capacidade de PD numa rede de distribuição, de forma arbitrária ou obrigatória. O operador da rede de distribuição, tendo uma visão em detalhe da infraestrutura existente da rede de distribuição e das limitações do sistema de proteção, poderá, atendendo ao pedido de um produtor de PD, aconselhar de forma casuística acerca do tipo, da capacidade e da localização do ponto de

injeção dispersa. Para tal, é necessário que o enquadramento regulatório concreto permita que o parecer do distribuidor seja tido em conta no licenciamento dos projetos de novas injeções distribuídas.

9.2. Contribuições com a realização deste trabalho

O trabalho realizado apresenta contribuições que permitem manter o sistema de proteções convencional, com a penetração de PD na rede de distribuição, destacando-se:

- ✓ Proposta de uma análise exaustiva que permite conhecer o impacto que a colocação de uma PD apresenta na rede de distribuição, tendo em consideração diversos valores de potência de PD. Para uma rede de maior dimensão recomenda-se a divisão da rede em zonas;
- ✓ Avaliação do comportamento do tipo de tecnologia associada a cada PD, em diversas localizações e com diferentes capacidades de potência, sem que haja introdução de eletrónica de potência;
- ✓ Desenvolvimento de propostas de remediação que permitem ultrapassar problemas de perda de coordenação entre religador e fusível quando são adicionadas injeções distribuídas na rede de distribuição;
- ✓ Métodos de avaliação da influência da PD nos índices de fiabilidade da rede de distribuição quando há falta de coordenação entre proteções.

9.3. Recomendações para trabalho futuro

Tomando como ponto de partida o trabalho desenvolvido no âmbito desta Tese, é possível definir outras vertentes de investigação, uma vez que se trata de um tema atual e em constante evolução para a concretização do ambiente de *microgrid*. Deste modo, são apresentadas abaixo sugestões de desenvolvimento para futura investigação:

- ✓ Uma prática corrente, de acordo com a norma *1547-2003 - IEEE Standard for Interconnecting Distributed Resources with Electric Power Systems*, consiste em desligar a PD da rede na ocorrência de defeito, evitando a operação em modo isolado. Assim, tem um elevado interesse analisar a viabilidade da manutenção da PD em operação nos sistemas e distribuição na ocorrência de defeitos, no sentido de evitar o deslastre da PD e beneficiar da capacidade de alimentação de (algumas) cargas em modo autónomo/isolado.

- ✓ Desenvolver um modelo de PD com comportamento dinâmico, numa modelação que recrie condições de operação da PD próximas das reais. Neste trabalho de Doutoramento consideraram-se as PD a funcionar com um valor potência fixo, refletindo uma análise simplificada, porém pessimista no que diz respeito às inúmeras vantagens da inserção de PD numa rede.
- ✓ Identificar estratégias de antecipação de possíveis problemas na resposta do sistema de proteção para quadros regulatórios de referência diferentes, com o sistema elétrico em regime de integração vertical, total ou parcial, onde o operador da rede de distribuição tenha influência na localização, tipo ou potência de PD. A alteração do quadro regulatório permite uma abordagem multiobjetivo para definir a melhor localização da PD tendo em vista, por exemplo, a maximização do benefício económico para o operador da rede, da fiabilidade da rede, da potência de energia renovável disponível, preservando o mínimo investimento no sistema de proteção e na infraestrutura em geral.
- ✓ A modernização da rede é um fator relevante para a implementação do conceito de *microgrid*, evoluindo para a *smart grid*. Uma das limitações da rede convencional para esta evolução está relacionada com o fluxo bidirecional de energia, que surge com a adição de PD na rede. Muitos autores referem que devem ser colocados relés direcionais no extremo do alimentador, preservando a montante do alimentador a proteção com relés de máxima intensidade ou religador. Tendo em conta a necessidade de investimento por parte do operador da rede de distribuição para a concretização destas medidas, é do interesse deste último dispor de uma ferramenta de apoio à decisão que permita minimizar os custos de investimento da integração de relés direcionais tendo em conta as características de gestão flexível pretendidas numa rede inteligente e um nível de qualidade de serviço compatível com as exigências regulatórias.

Referências Bibliográficas

- [1] International Renewable Energy Agency, “Renewable Energy Highlights - July 2018,” 2020. [Online]. Disponível: <https://www.irena.org/publications/2020/Jul/Renewable-energy-statistics-2020>.
- [2] “International Renewable Energy Agency (IRENA),” 2020. www.irena.org.
- [3] Ministério da Economia e da Inovação, “Decreto-Lei n.º 363/2007,” *Diário da República n.º 211/2007, Série I de 2007-11-02*, pp. 7978–7984, 2007, [Online]. Disponível: www.dre.pt.
- [4] Diário da República, “Decreto-Lei n.º 147/2010, de 30 de julho do Ministério da Economia, da Inovação e do Desenvolvimento,” vol. 1.ª série, 2010, [Online]. Disponível: www.dre.pt.
- [5] Ministério da Economia da Inovação e do Desenvolvimento, “Decreto-Lei 34/2011,” *Decreto-Lei n.º 34/2011, Diário da República, 1ª série, N.º 47, 8 de março de 2011*, pp. 1316–1325, 2011, [Online]. Disponível: www.dre.pt.
- [6] Y. Kuang *et al.*, “A review of renewable energy utilization in islands,” *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 59, pp. 504–513, 2016, doi: 10.1016/j.rser.2016.01.014.
- [7] J. Ma, C. Mi, T. Wang, J. Wu, and Z. Wang, “An adaptive protection scheme for distributed systems with distributed generation,” *2011 IEEE Power Energy Soc. Gen. Meet.*, pp. 1–6, 2011, doi: 10.1109/PES.2011.6039832.
- [8] J. A. Sa’Ed, S. Favuzza, M. G. Ippolito, and F. Massaro, “An Investigation of Protection Devices Coordination Effects on Distributed Generators Capacity in Radial Distribution Systems,” *Int. Conf. Clean Electr. Power*, pp. 686–692, 2013, doi: 10.1109/PTC.2013.6652100.
- [9] P. A. Kumar, J. Shankar, and Y. Nagaraju, “Protection Issues in Micro Grid,” *Int. J. Appl. Control. Electr. Electron. Eng.*, vol. 1, no. 1, pp. 19–30, 2013, [Online]. Disponível: <http://airccse.com/ijaceee/papers/1113ijaceee02.pdf>.
- [10] European Commission, *European Smart Grids Technology Platform : Vision and Strategy for Europe’s Electricity Networks of the Future*, vol. 19, no. 3. 2006.
- [11] A. Ipakchi and F. Albuyeh, “The Grid of the Future,” *IEEE Power Energy Mag.*, vol. 7, no. 2, pp. 55–62, 2009, doi: 10.1017/CBO9781107415324.004.
- [12] J. Driesen and R. Belmans, “Distributed generation: Challenges and possible solutions,” *2006 IEEE Power Eng. Soc. Gen. Meet. PES*, pp. 1–8, 2006, doi: 10.1109/pes.2006.1709099.
- [13] D. M. B. Matos and J. P. S. Catalão, “Geração Distribuída e os seus Impactes no Funcionamento da Rede Elétrica: Parte 1,” in *International Conference on Engineering UBI2013 - University of Beira Interior – Covilhã, Portugal*, 2013, pp. 1–9, doi: 10.13140/RG.2.1.4907.5048.

- [14] S. Alwala, A. Feliachi, and M. A. Choudhry, “Multi Agent System based fault location and isolation in a smart microgrid system,” *Innov. Smart Grid Technol. (ISGT), 2012 IEEE PES*, pp. 1–4, 2012, doi: 10.1109/isgt.2012.6175813.
- [15] D. K. Jain, P. Gupta, and M. Singh, “Overcurrent Protection of Distribution Network with Distributed Generation,” doi: 10.1109/ISGT-Asia.2015.7387143.
- [16] A. Gómez-Expósito, A. J. Conejo, and C. Cañizares, *Electric Energy Systems: Analysis and Operation*, 1st editio. CRC Press, 2009.
- [17] P. M. Anderson, *Power System Protection*, Vol. 1., vol. 1. Wiley-IEEE Press, 1999.
- [18] V. C. Nikolaidis, E. Papanikolaou, A. S. Safigianni, and S. Member, “A Communication-Assisted Overcurrent Protection Scheme for Radial Distribution Systems With Distributed Generation,” *IEEE Trans. Smart Grid*, vol. 7, no. 1, pp. 114–123, 2016.
- [19] A. F. Contreras, G. a Ramos, and M. a Ríos, “Methodology and Design of an Adaptive Overcurrent Protection for Distribution Systems with DG,” *Int. J. Electr. Comput. Sci.*, vol. 12, no. 05, pp. 1–10, 2012, [Online]. Disponível: http://ijens.org/Vol_12_I_04/1214304-8585-IJET-IJENS.pdf.
- [20] S. A. M. Javadian, M. R. Haghifam, and M. Massaeli, “Risk Analysis of Protection System’s Operation in Distribution Networks with DG,” in *2011 International Conference on Power Engineering, Energy and Electrical Drives*, 2011, no. May, pp. 1–6.
- [21] A. C. Adewole, “Investigation of Methodologies For Fault Detection And Diagnosis In Electric Power System Protection,” Tese de Mestrado, Cape Peninsula University of Technology, 2012.
- [22] A. F. P. Andrade, “Efeitos das injeções distribuídas no sistema de proteção das redes elétricas de distribuição,” Tese de Mestrado, FCT da Universidade de Coimbra, 2014.
- [23] S. P. Ashok, “Modeling and Protection Scheme for IEEE 34 Radial Distribution Feeder with and Without Distributed Generation,” University of Wisconsin-Milwaukee, 2014.
- [24] L. Ndahepele and S. Chowdhury, “Impact of Distributed Generation on Traditional Protection in Distribution and Transmission Systems: A Review,” in *2020 IEEE PES/IAS PowerAfrica Impact*, 2020, pp. 1–5, doi: 10.1109/powerafrica49420.2020.9219840.
- [25] A. R. Haron, A. Mohamed, and H. Shareef, “Coordination of Overcurrent, Directional and Differential Relays for the Protection of Microgrid System,” *Procedia Eng.*, vol. 11, no. Iceei, pp. 366–373, 2013, doi: 10.1016/j.protcy.2013.12.204.
- [26] P. T. Manditereza and R. Bansal, “Renewable distributed generation: The hidden challenges - A review from the protection perspective,” *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 58, pp. 1457–1465, 2016, doi: 10.1016/j.rser.2015.12.276.
- [27] H. Zayandehroodi, A. Mohamed, H. Shareef, and M. Mohammadjafari, “Impact of distributed generations on power system protection performance,” *Int. J. Phys. Sci.*, vol. 6, no. 16, pp. 3873–3881, 2011, doi: 10.5897/IJPS11.674.

- [28] J. Kennedy, P. Ciufu, and A. Agalgaonkar, "A review of protection systems for distribution networks embedded with renewable generation," *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 58, pp. 1308–1317, 2016, doi: 10.1016/j.rser.2015.12.258.
- [29] A. F. Naiem, Y. Hegazy, A. Y. Abdelaziz, and A. Elsharkawy, "A novel protection methodology for distribution systems equipped with distributed generation," *Int. Electr. Eng. J.*, vol. 6, no. 10, pp. 2048–2057, 2015.
- [30] M. Singh, "Protection coordination in distribution systems with and without distributed energy resources- a review," *Prot. Control Mod. Power Syst.*, vol. 2, no. 27, pp. 1–17, 2017, doi: 10.1186/s41601-017-0061-1.
- [31] A. R. Haron, A. Mohamed, H. Shareef, and H. Zayandehroodi, "Analysis and solutions of overcurrent protection issues in a microgrid," *PECon 2012 - 2012 IEEE Int. Conf. Power Energy*, no. December, pp. 644–649, 2012, doi: 10.1109/PECon.2012.6450293.
- [32] A. D. Udgate and H. T. Jadhav, "A Review on Distribution Network Protection with Penetration of Distributed Generation," *2015 IEEE 9th Int. Conf. Intell. Syst. Control*, p. 4 pp., 2015, doi: 10.1109/ISCO.2015.7282387.
- [33] A. Supannon, P. Jirapong, P. Thararak, and S. Burana, "Recloser-fuse coordination improvement for distributed generation installed capacity enhancement in electrical distribution systems," *ECTI-CON 2015 - 2015 12th Int. Conf. Electr. Eng. Comput. Telecommun. Inf. Technol.*, 2015, doi: 10.1109/ECTICon.2015.7206930.
- [34] B. P. Bhattarai, B. Bak-Jensen, S. Chaudhary, and J. R. Pillai, "An Adaptive Overcurrent Protection in Smart Distribution Grid," in *PowerTech, 2015 IEEE Eindhoven*, 2015, doi: 10.1109/PTC.2015.7232310.
- [35] C. Gu, J. Ji, A. Xu, and L. Li, "Research on feeder protection strategy of distribution network connected with micro-grid," *Proc. 2015 27th Chinese Control Decis. Conf. CCDC 2015*, pp. 5034–5038, 2015, doi: 10.1109/CCDC.2015.7162825.
- [36] N. El Naily, S. M. Saad, T. Hussein, K. El-Arroudi, and F. A. Mohamed, "On-line adaptive protection scheme to overcome operational variability of DG in smart grid via fuzzy logic and genetic algorithm," *2018 9th Int. Renew. Energy Congr. IREC 2018*, no. Irec, pp. 1–6, 2018, doi: 10.1109/IREC.2018.8362498.
- [37] K. A. Wheeler, S. O. Faried, and M. Elsamahy, "Assessment of distributed generation influences on fuse-recloser protection systems in radial distribution networks," *Proc. IEEE Power Eng. Soc. Transm. Distrib. Conf.*, vol. 2016-July, pp. 1–5, 2016, doi: 10.1109/TDC.2016.7519917.
- [38] M. A. Dawoud, D. K. Ibrahim, and M. Gilany, "Restoring recloser-fuse coordination in radial distribution networks with distributed generation," *2017 Ninet. Int. Middle East Power Syst. Conf.*, no. December, pp. 170–175, 2017, doi: 10.1109/MEPCON.2017.8301180.
- [39] J. Wafi, S. M. Saad, N. El Naily, K. El-Arroudi, and F. A. Mohamed, "Applicability analysis of proactive recloser-fuse scheme for wind distributed generation into modern distribution network," *2018 9th Int. Renew. Energy Congr. IREC 2018*, no. Irec, pp. 1–6, 2018, doi: 10.1109/IREC.2018.8362500.
- [40] A. Arafa, M. M. Aly, and S. Kamel, "Recloser-fuse Coordination in Radial Distribution Systems connected with Distributed Generation Using Saturated-core Superconducting Fault Current Limiter," in *2020 International Conference on*

- Innovative Trends in Communication and Computer Engineering (ITCE)*, 2020, pp. 385–390, doi: 10.1109/ITCE48509.2020.9047756.
- [41] A. Pedraza, D. Reyes, C. Gómez, and F. Santamaría, “Impacto de la Generación Distribuida sobre el Esquema de Protecciones en una Red de Distribución,” in *Seminario Internacional en Fuentes Alternativas de Energía y Eficiencia Energética (SIFAE)*, 2013, p. 172, [Online]. Disponível: <https://www.researchgate.net/publication/284162090>.
- [42] K. A. Wheeler, M. Elsamahy, and S. O. Faried, “A Novel Reclosing Scheme for Mitigation of Distributed Generation Effects on Overcurrent Protection,” *IEEE Trans. Power Deliv.*, vol. 33, no. 2, pp. 981–991, 2018, doi: 10.1109/TPWRD.2017.2743693.
- [43] H. A. Abdel-Ghany *et al.*, “Enhancing Recloser-Fuse Coordination using Distributed Agents in Deregulated Distribution Systems,” *Electr. Power Syst. Res.*, vol. 1.ª série, pp. 113–122, 2018, doi: 10.1109/MEPCON.2018.8635116.
- [44] K. Rana, U. Wani, and H. Chaudhari, “Modified recloser settings for mitigating recloser-fuse miscoordination during distributed generation interconnections,” in *2017 IEEE International Conference on Power, Control, Signals and Instrumentation Engineering (ICPCSI)*, 2017, pp. 688–693, doi: 10.1109/ICPCSI.2017.8391801.
- [45] S. Jhansi, “Effects of Distributed Generation on Electrical Power Network and Protection,” *J. Electr. Electron. Syst.*, vol. 8, no. 1, pp. 10–12, 2019, doi: 10.4172/2332-0796.1000293.
- [46] Y. M. Makwana, B. R. Bhalja, and R. Gokaraju, “Improvement in Recloser-Fuse Coordination Technique Based on Modification Factor,” *IEEE Syst. J.*, vol. 14, no. 2, pp. 2770–2779, 2020, doi: 10.1109/JSYST.2019.2921840.
- [47] P. H. Shah and B. R. Bhalja, “New adaptive digital relaying scheme to tackle recloser-fuse miscoordination during distributed generation interconnections,” *IET Gener. Transm. Distrib.*, vol. 8, no. 4, pp. 682–688, 2014, doi: 10.1049/iet-gtd.2013.0222.
- [48] J. E. S. Romão, “Ferramenta Computacional para Seleção de Proteções em Parques Eólicos e S/E ’ s,” ISEL, 2016.
- [49] A. E. C. Momesso and E. N. Asada, “Improving Recloser-Fuse Coordination With Self-Adaptive Adjustment,” *Soc. Bras. Automática – SBA*, vol. 2 (1), no. December, pp. 1–8, 2020, doi: 10.48011/asba.v2i1.1161.
- [50] Ó. F. Tuta and Ri. A. Hincapié, “Coordinación óptima de dispositivos de protección en sistemas de distribución con presencia de generación distribuida,” *Sci. Tech.*, no. 49, pp. 14–19, 2011, [Online]. Disponível: <http://revistas.utp.edu.co/index.php/revistaciencia/article/view/1457>.
- [51] A. Supannon and P. Jirapong, “Recloser-fuse coordination tool for distributed generation installed capacity enhancement,” *Proc. 2015 IEEE Innov. Smart Grid Technol. - Asia, ISGT ASIA 2015*, 2016, doi: 10.1109/ISGT-Asia.2015.7387104.
- [52] S. Jamali and H. Borhani-Bahabadi, “Self-Adaptive Relaying Scheme of Reclosers for Fuse Saving in Distribution Networks with DG,” *Int. J. Power Energy Res.*, vol. 1, no. 1, pp. 8–19, Apr. 2017, doi: 10.22606/ijper.2017.11002.

- [53] M. Rizwan, L. Hong, M. Waseem, and W. Shu, "Sustainable protection coordination in presence of distributed generation with distributed network," *Int. Trans. Electr. Energy Syst.*, vol. 30, no. 3, pp. 1–23, 2020, doi: 10.1002/2050-7038.12217.
- [54] M. Yousaf and T. Mahmood, "Protection coordination for a distribution system in the presence of distributed generation," *Turkish J. Electr. Eng. Comput. Sci.*, vol. 25, no. 1, pp. 408–421, 2017, doi: 10.3906/elk-1408-27.
- [55] P. Sookrod and P. Wirasanti, "Overcurrent relay coordination tool for radial distribution systems with distributed generation," in *2018 5th International Conference on Electrical and Electronics Engineering, ICEEE 2018*, 2018, pp. 13–17, doi: 10.1109/ICEEE2.2018.8391292.
- [56] N. El Naily, S. M. Saad, T. Hussein, and F. A. Mohamed, "Minimizing the impact of distributed generation of a weak distribution network with an artificial intelligence technique," *Appl. Sol. Energy*, vol. 53, no. 2, pp. 109–122, 2017, doi: 10.3103/S0003701X17020128.
- [57] S. M. Saad, N. El Naily, J. Wafi, A. Elhaffar, and F. A. Mohamed, "Enhancement Of Over Current Coordination For A Distribution System Connected to A Microgrid Using Unidirectional Fault Current Limiter," no. Irec, 2018.
- [58] P. S. e Abreu and A. G. Martins, "Adaptability of the Recloser-Fuse Protection Scheme in the Presence of Distributed Generation," *J. Energy Power Eng.*, vol. 14, no. 2, pp. 39–52, 2020, doi: 10.17265/1934-8975/2020.02.001.
- [59] M. Mashayekhi, M. Meskin, and A. Farahbakhsh, "Impact of size and location of distributed generation on overcurrent relays in active distribution networks," *2017 North Am. Power Symp. NAPS 2017*, 2017, doi: 10.1109/NAPS.2017.8107408.
- [60] G. Angala Parameswari and H. Habeebullah Sait, "A comprehensive review of fault ride-through capability of wind turbines with grid-connected doubly fed induction generator," *Int. Trans. Electr. Energy Syst.*, no. February, pp. 1–30, 2020, doi: 10.1002/2050-7038.12395.
- [61] C. V. S. S. Sailaja and P. V. N. Prasad, "Determination of Optimal Distributed Generation Size for Losses , Protection Co-Ordination and Reliability," *2016 Bienn. Int. Conf. Power Energy Syst. Towar. Sustain. Energy*, pp. 1–6, 2016, doi: 10.1109/PESTSE.2016.7516481.
- [62] S. M. Saad, N. El Naily, J. Wafi, T. Hussein, and F. A. Mohamed, "An Optimized Proactive Over-Current Protection Scheme for Modern Distribution Grids Integrated With Distributed Generation Units," in *9th International Renewable Energy Congress*, 2018, pp. 1–5.
- [63] V. R. A. Chakor and V. R. Aranke, "A Review on Impact of Distributed Generation on Directional Overcurrent Relay Coordination," *IOSR J. Electr. Electron. Eng.(IOSR-JEEE)*, vol. 2, p. 44, 2017, [Online]. Disponível: <http://iosrjournals.org/iosr-jeee/Papers/Conf.17018-2017/Volume-2/10.44-49.pdf>.
- [64] H. Yang, F. Wen, and G. Ledwich, "Optimal coordination of overcurrent relays in distribution systems with distributed generators based on differential evolution algorithm," *Eur. Trans. Electr. Power, Wiley Online Libr.*, 2011, doi: 10.1002/etep.635.
- [65] M. Zellagui, M. Karimi, H. Mokhlis, R. Benabid, and A. Chaghi, "Impact of Renewable Dispersed Generation on Performance of Directional Overcurrent Relay

- on MV Distribution Power System Impact of Renewable Dispersed Generation on Performance of Directional Overcurrent Relay on MV Distribution Power System,” in *Eighth International Conference on Electrical Engineering CEE’ 2014*, 2014.
- [66] V. A. Papaspiliotopoulos, T. S. Kurashvili, and G. N. Korres, “Optimal coordination of directional overcurrent relays in distribution systems with distributed generation based on a hybrid PSO-LP algorithm,” in *MedPower 2014*, 2014, vol. 2014, pp. 1–6, doi: 10.1049/cp.2014.1697.
- [67] S. C. Ilik and A. B. Arsoy, “Effects of Distributed Generation on Overcurrent Relay Coordination and an Adaptive Protection Scheme,” *IOP Conf. Ser. Earth Environ. Sci.*, vol. 73, no. 1, 2017, doi: 10.1088/1755-1315/73/1/012026.
- [68] V. A. Papaspiliotopoulos, G. N. Korres, and N. D. Hatziargyriou, “An adaptive protection infrastructure for modern distribution grids with distributed generation,” *Cigre Sci. Eng.*, vol. 7, no. February, pp. 125–132, 2017.
- [69] H. Zayandehroodi, A. Mohamed, H. Shareef, and M. Mohammadjafari, “A comprehensive review of protection coordination methods in power distribution systems in the presence of DG,” *Prz. Elektrotechniczny*, vol. 87, no. 8, pp. 142–148, 2011.
- [70] A. Hossain, H. Roy, J. Hossain, and F. Blaabjerg, “Evolution of microgrids with converter-interfaced generations: Challenges and opportunities,” *Electr. Power Energy Syst.*, vol. 109, no. February, pp. 160–186, 2019, doi: 10.1016/j.ijepes.2019.01.038.
- [71] S. A. Gopalan, V. Sreeram, and H. H. C. Iu, “A review of coordination strategies and protection schemes for microgrids,” *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 32, no. April 2014, pp. 222–228, 2016, doi: 10.1016/j.rser.2014.01.037.
- [72] B. Patnaik, M. Mishra, R. C. Bansal, and R. K. Jena, “AC microgrid protection – A review: Current and future prospective,” *Appl. Energy*, vol. 271, no. March, p. 115210, 2020, doi: 10.1016/j.apenergy.2020.115210.
- [73] S. Amir, H. Askarian, S. Hossein, H. Sadeghi, F. Razavi, and A. Nasiri, “An overview of microgrid protection methods and the factors involved,” *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 64, pp. 174–186, 2016, doi: 10.1016/j.rser.2016.05.089.
- [74] B. J. Brearley and R. R. Prabu, “A review on issues and approaches for microgrid protection,” *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 67, pp. 988–997, 2017, doi: 10.1016/j.rser.2016.09.047.
- [75] M. A. Aminu, “Review of Microgrids and Associated Protective Systems,” *Arch. Curr. Res. Int.*, vol. 18, no. 2, pp. 1–11, 2019, doi: 10.9734/acri/2019/v18i230132.
- [76] O. Núñez, F. Valencia, G. Jiménez, S. Member, and J. Cotos, “Microgrids Protection Schemes (Esquemas de Protección para Micro-redes),” 2015, no. 15110019, pp. 597–602, doi: 10.1109/Chilecon.2015.7400439.
- [77] S. Mirsaeidi, D. Mat, M. Wazir, and M. Ha, “Modeling and simulation of a communication-assisted digital protection scheme for micro-grids,” vol. 57, pp. 867–878, 2016, doi: 10.1016/j.rser.2015.12.218.
- [78] S. G. Mahmud, “An Overview of Protection Techniques for Microgrid and the Factors Involved,” Tampere University of Technology, 2018.

- [79] A. Chandra, G. K. Singh, and V. Pant, “Protection techniques for DC microgrid- A review,” *Electr. Power Syst. Res.*, vol. 187, no. March, p. 106439, 2020, doi: 10.1016/j.epr.2020.106439.
- [80] C. D. Prasad, M. Biswal, and A. Y. Abdelaziz, “Adaptive differential protection scheme for wind farm integrated power network,” *Electr. Power Syst. Res.*, vol. 187, no. June, p. 106452, 2020, doi: 10.1016/j.epr.2020.106452.
- [81] U. Shahzad and S. Asgarpoor, “A Comprehensive Review of Protection Schemes for Distributed Generation,” pp. 430–463, 2017, doi: 10.4236/epe.2017.98029.
- [82] M. Z. Attar and N. Sasani, “Solutions to Design and Coordination Relays for Protection Challenges of Distribution Network with DG,” *J. Appl. Environ. Biol. Sci.*, vol. 4, pp. 118–127, 2015.
- [83] M. Abdel-Salam, A. Abdallah, R. Kamel, and M. Hashem, “Improvement of Protection Coordination for a Distribution System Connected to a Microgrid using Unidirectional Fault Current Limiter,” *Ain Shams Eng. J.*, vol. 8, no. 3, pp. 405–414, 2017, doi: 10.1016/j.asej.2015.08.008.
- [84] G. Chen *et al.*, “Reliability Evaluation of Distribution System with Distributed Generation,” *IOP Conf. Ser. Mater. Sci. Eng.*, vol. 224, no. 012035, 2017, doi: 10.1088/1757-899X/224/1/012035.
- [85] S. Hasanvand, M. Nayeripour, M. H. Khooban, H. Fallahzadeh-Abarghouei, and M. Doostizadeh, “Power system distribution planning considering reliability and DG owner’s profit,” *J. Renew. Sustain. Energy*, vol. 9, no. 6, 2017, doi: 10.1063/1.5001977.
- [86] T. M. Aljohani and M. J. Beshir, “Matlab Code to Assess the Reliability of the Smart Power Distribution System Using Monte Carlo Simulation,” *J. Power Energy Eng.*, vol. 05, no. 08, pp. 30–44, 2017, doi: 10.4236/jpee.2017.58003.
- [87] F. Li and N. Sabir, “Evaluation of Distribution Reliability Improvement with Distributed Generators Using Monte Carlo Simulation,” *Int. Rev. Model. Simulations*, vol. 2, no. 4, pp. 356–361, 2011, [Online]. Disponível: www.praiseworthyprize.com/iremos.html.
- [88] P. Mazidi and G. N. Sreenivas, “Reliability Assessment of A Distributed Generation Connected Distribution System,” in *International Conference of Power System Operation and Energy Management*, 2011, p. 6.
- [89] T. M. Aljohani and M. J. Beshir, “Comparison of the effect of the distributed generators vs new distribution substation on the reliability of the power distribution grid,” *Int. J. Smart Grid Clean Energy*, pp. 252–258, 2016, doi: 10.12720/sgce.5.4.252-258.
- [90] S. Arabi Nowdeh *et al.*, “Fuzzy multi-objective placement of renewable energy sources in distribution system with objective of loss reduction and reliability improvement using a novel hybrid method,” *Appl. Soft Comput. J.*, vol. 77, pp. 761–779, 2019, doi: 10.1016/j.asoc.2019.02.003.
- [91] R. S. Pinto, C. Unsihuay-Vila, and T. S. P. Fernandes, “Multi-objective and multi-period distribution expansion planning considering reliability, distributed generation and self-healing,” *IET Gener. Transm. Distrib.*, vol. 13, no. 2, pp. 219–228, 2019, doi: 10.1049/iet-gtd.2018.5037.

- [92] Y. Ates, M. Uzunoglu, A. Karakas, A. R. Boynuegri, A. Nadar, and B. Dag, “Implementation of adaptive relay coordination in distribution systems including distributed generation,” *J. Clean. Prod.*, vol. 112, pp. 2697–2705, 2015, doi: 10.1016/j.jclepro.2015.10.066.
- [93] R. Arya, S. C. Choube, and L. D. Arya, “Reliability evaluation and enhancement of distribution systems in the presence of distributed generation based on standby mode,” *Int. J. Electr. Power Energy Syst.*, vol. 43, no. 1, pp. 607–616, 2012, doi: 10.1016/j.ijepes.2012.05.045.
- [94] S. S. Sarma, V. Madhusudhan, and V. Ganesh, “Evaluation and enhancement of reliability of electrical distribution system in the presence of dispersed generation,” *Int. Conf. Signal Process. Commun. Power Embed. Syst. SCOPES 2016 - Proc.*, pp. 357–362, 2016, doi: 10.1109/SCOPES.2016.7955851.
- [95] P. M. Costa and M. A. Matos, “Assessing the contribution of microgrids to the reliability of distribution networks,” *Electr. Power Syst. Res.*, vol. 79, no. 2, pp. 382–389, 2009, doi: 10.1016/j.eprsr.2008.07.009.
- [96] J. P. S. Paiva, *Redes de Energia Eléctrica: uma análise sistemática*, 4ª edição. 2015.
- [97] V. Marques, “Fundamentos do Mercado Ibérico de Energia Eléctrica Uma análise do mercado grossista espanhol desde a sua criação até Junho de 2007,” Tese de Doutoramento, Faculdade de Economia da Universidade de Coimbra, 2010.
- [98] M. G. Pollitt, “Electricity Reform in Chile: Lessons for Developing Countries,” *Cambridge Work. Pap. Econ.*, vol. 5, no. 3–4, pp. 221–262, 2004, doi: 10.1177/178359170400500301.
- [99] W. Ding, B.-C. Wang, Q. Chen, Y. Xing, F. Zhang, and F. Liu, “Chile’s Electricity Market Construction and Its Enlightenment,” *DEStech Trans. Eng. Technol. Res.*, no. amee, pp. 484–490, 2020, doi: 10.12783/dtetr/amee2019/33502.
- [100] “Decreto-Lei nº 189/88 de 27 de Maio,” 1988.
- [101] F. D. Flores, “A liberalização do mercado da eletricidade no plano concorrencial,” Universidade Católica Portuguesa, Faculdade de Direito, 2019.
- [102] I. L. dos S. Martins, “Organização do setor elétrico em Portugal, o MIBEL e construção dos preços da energia elétrica no mercado primário,” Tese de Mestrado; Instituto Politécnico de Setúbal; Escola Superior de Tecnologia de Setúbal, 2020.
- [103] Rodionova IA, Shuvalova OV, and Erokhina EI, “Liberalization of Electricity Market in Germany,” in *Proceedings of ADVED 2018*, 2018, no. October, pp. 446–453, [Online]. Disponível: <https://www.researchgate.net/publication/330322025>.
- [104] G. Pepermans and S. Proost, “The Liberalisation of the Energy Sector in the European Union,” Katholieke Universiteit Leuven, 2000.
- [105] ERSE, “A Regulação da Energia em Portugal 1997-2007,” 2008. [Online]. Disponível: www.erse.pt.
- [106] “OMIP - Operador de Mercado Regulamentado.”, [Online]. Disponível: <https://www.omip.pt/>.
- [107] “EDP distribuição.”, [Online]. Disponível: www.edpdistribuicao.pt/pt-pt/regime-especial.

- [108] República Portuguesa, “Diário da República nº 206/2019 - 1ª série,” *Decreto-Lei nº 162/2019*, pp. 45–62, [Online]. Disponível: <https://data.dre.pt/eli/diario/1/206/2019/0/pt/html>.
- [109] L. R. P. Barros, “Detecção e Identificação de Anomalias em Redes de Distribuição de Energia Elétrica,” Tese de Mestrado, ISEP, 2013.
- [110] V. Santos, “Continuidade de Serviço nas Redes de Distribuição de Energia Elétrica,” Tese de Mestrado, Instituto Superior de Engenharia de Coimbra, 2012.
- [111] E. J. Coster, “Distribution Grid Operation Including Distributed Generation – Impact on grid protection and the consequences of fault ride-through behavior,” Tese de Doutoramento, Eindhoven University of Technology, 2010.
- [112] P. F. O. Ramalho, “Parques Eólicos com ‘Ride-Through Through Fault’: Nova parametrização dos sistemas de protecção,” Tese de Mestrado, FEUP, 2008.
- [113] M. Delgado, *Protecção de instalações de produção eléctricas centralizadas e descentralizadas*. Porto: Pubblindústria, Edições Técnicas, 2014.
- [114] M. F. Alves, “ABC dos Sistemas Eléctricos de Energia,” 1999.
- [115] U. Shahzad, S. Kahrobaee, and S. Asgarpoor, “Protection of Distributed Generation: Challenges and Solutions,” *Energy Power Eng.*, vol. 09, no. 10, pp. 614–653, 2017, doi: 10.4236/epe.2017.910042.
- [116] E. F. Almeida, “Real-time Closed-Loop Test to Adaptive Protection in a Smart-Grid Context,” Tese de Mestrado, FEUP, 2014.
- [117] S. S. Gururajapathy, H. Mokhlis, and H. A. Illias, “Fault location and detection techniques in power distribution systems with distributed generation: A review,” *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 74, pp. 949–958, 2017, doi: 10.1016/j.rser.2017.03.021.
- [118] J. M. Gers and E. J. Holmes, *Protection of Electricity Distribution Networks 3rd Edition*. 2011.
- [119] S. Chaitusaney and A. Yokoyama, “Prevention of Reliability Degradation from Recloser-Fuse Miscoordination Due To Distributed Generation,” *October*, vol. 23, no. 4, pp. 2545–2554, Oct. 2008, doi: 10.1109/TPWRD.2007.915899.
- [120] Zhiqi Han, “Protection Coordination in Networks with Renewable Energy Sources,” Tese de Mestrado, University of Manchester, 2014.
- [121] IEEE, “IEEE Guide for Protective Relay Applications to Distribution Lines,” *IEEE Std C37.230-2007*, no. February, 2007.
- [122] EDP Distribuição, “Guia Geral de Protecção e Automação da RND,” 2009.
- [123] R. E. Goodin, P. Timothy S. Fahey, and P. Andrew Hanson, “Distribution reliability using reclosers and sectionalisers,” 1999.
- [124] Alstom, “Chapter 9: Overcurrent Protection for Phase and Earth Faults,” in *Network Protection & Automation Guide Protective Relays, Measurement & Control*, First Edit., Alstom Grid, 2011, pp. 131–162.
- [125] 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, 2013, doi: 10.1016/j.ijepes.2012.08.034.

- [126] S. Thangalakshmi, “Planning and Coordination of Relays in Distribution System,” *Indian J. Sci. Technol.*, vol. 9, no. August, 2016, doi: 10.17485/ijst/2016/v9i31/91734.
- [127] J. Fowler, S. V. Achanta, K. Hao, and D. Keckalo, “Apply a Wireless Line Sensor System to Enhance Distribution Protection Schemes,” in *2019 IEEE Rural Electric Power Conference*, 2019, vol. 2019-April, pp. 92–103, doi: 10.1109/REPC.2019.00024.
- [128] S. Ware, “Improving Network Reliability with Reclosers,” 2012.
- [129] T. Ackermann, G. Andersson, and L. Söder, “Distributed generation: A definition,” *Electr. Power Syst. Res.*, vol. 57, no. 3, pp. 195–204, 2001, doi: 10.1016/S0378-7796(01)00101-8.
- [130] V. M. M. Preto, “Redes de distribuição ativas,” Dissertação de Mestrado, Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto, 2012.
- [131] J. Marques, H. Pinheiro, H. Gründling, J. Pinheiro, and H. Hey, “A survey on variable-speed wind turbine system,” *Network*, vol. 24, p. 26, 2003.
- [132] T. K. Abdel-Galil *et al.*, “Protection Coordination Planning with Distributed Generation Technical Report,” Canada, 2007. doi: 10.13140/RG.2.2.35416.80649.
- [133] S. E. Razavi *et al.*, “Impact of distributed generation on protection and voltage regulation of distribution systems: A review,” *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 105, no. January, pp. 157–167, 2019, doi: 10.1016/j.rser.2019.01.050.
- [134] W. El-Khattam and M. M. A. Salama, “Distributed generation technologies , definitions and benefits,” *Electr. Power Syst. Res.*, vol. 71, no. August 2002, pp. 119–128, 2004, doi: 10.1016/j.epsr.2004.01.006.
- [135] J. A. B. Carvalho and R. F. M. Brandão, “Geradores Eólicos Características Elétricas,” pp. 19–25, 2017.
- [136] F. J. M. Alves, “Controlo Directo de Potência Aplicado a Geradores de Indução Duplamente Alimentados,” Tese de Mestrado, FCT da Universidade Nova de Lisboa, Portugal, 2012.
- [137] W. Freitas, J. C. M. Vieira, A. Morelato, L. C. P. daSilva, V. F. da Costa, and F. A. B. Lemos, “Comparative Analysis Between Synchronous and Induction Machines for Distributed Generation Applications,” *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 21, no. 1, pp. 301–311, Feb. 2006, doi: 10.1109/TPWRS.2005.860931.
- [138] S. Tripathy, “Different generator topologies used in wind turbine applications - A case study,” no. August, pp. 1–27, 2016, [Online]. Disponível: <https://www.researchgate.net/publication/262414623%0AA>.
- [139] A. Beainy, C. Maatouk, N. Moubayed, and F. Kaddah, “Comparison of different types of generator for wind energy conversion system topologies,” *2016 3rd Int. Conf. Renew. Energies Dev. Countries, REDEC 2016*, 2016, doi: 10.1109/REDEC.2016.7577535.
- [140] A. P. C. Tomé, “Contribuição dos parques eólicos no controlo de frequência na rede,” Tese de Mestrado, FEUP, 2017.
- [141] R. G. De Almeida, “Contribuições para a Avaliação da Capacidade de Fornecimento de Serviços de Sistema por parte de Aerogeradores de Indução Duplamente Alimentados,” Tese de Doutoramento, FEUP, 2006.

- [142] F. de O. Resende, “Evolução Tecnológica dos Sistemas de Conversão de Energia Eólica para Ligação à Rede,” *Eng. Technol. Journal, Univ. Lusófona do Porto*, no. 2, 2011, [Online]. Disponível: <http://revistas.ulusofona.pt/index.php/revistae-lp/issue/view/165>.
- [143] T. Ackermann, *Wind Power in Power Systems*, 2ª edição. John Wiley & Sons, 2012.
- [144] A. Lebsir, A. Bentounsi, M. E. H. Benbouzid, and H. Mangel, “Electric generators fitted to wind turbine systems: An up-to-date comparative study,” *J. Electr. Syst.*, vol. 11, no. 3, pp. 281–295, 2015, [Online]. Disponível: <https://hal.archives-ouvertes.fr/hal-01213120>.
- [145] L. Freris and D. Infield, *Renewable Energy in Power Systems*, 1st editio. John Wiley & Sons, 2008.
- [146] R. Esterhuizen, “Comparative Study Between Synchronous Generator and Doubly-Fed Induction Generator in Wind Energy Conversion Systems,” Tese, Cape Peninsula University of Technology, 2019.
- [147] O. Apata and D. T. O. Oyedokun, “Wind turbine generators: Conventional and emerging technologies,” *Proc. - 2017 IEEE PES-IAS PowerAfrica Conf. Harnessing Energy, Inf. Commun. Technol. Afford. Electrification Africa, PowerAfrica 2017*, pp. 606–611, 2017, doi: 10.1109/PowerAfrica.2017.7991295.
- [148] E. J. Coster, J. M. A. Myrzik, B. Kruimer, and W. L. Kling, “Integration issues of distributed generation in distribution grids,” *Proc. IEEE*, vol. 99, no. 1, pp. 28–39, 2011, doi: 10.1109/JPROC.2010.2052776.
- [149] A. F. Sarabia, “Impact of Distributed Generation on Distribution System,” Master Thesis, Aalborg University, 2011.
- [150] C. F. da S. F. Queirós, “Problemas de gestão de redes de distribuição com injeções distribuídas de pequena potência,” Tese de Mestrado, FCTUC, DEEC, 2013.
- [151] P. E. F. Viveiros, “Estudo do Impacto da Produção Distribuída numa Rede de Baixa Tensão,” Universidade do Porto - FEP, 2018.
- [152] C. C. L. Moreira, “Identification and development of microgrids emergency control procedures,” Tese de Doutoramento, Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto, 2008.
- [153] P. Dondi, D. Bayoumi, C. Haederli, D. Julian, and M. Suter, “Network integration of distributed power generation (ABB),” *J. Power Sources*, vol. 106, pp. 1–9, 2002, doi: 10.1016/S0378-7753(01)01031-X.
- [154] H. Shao, Y. Shi, J. Yuan, J. An, and J. Yang, “Analysis on Voltage Profile of Distribution Network with Distributed Generation,” *IOP Conf. Ser. Earth Environ. Sci.*, vol. 113, no. 1, 2018, doi: 10.1088/1755-1315/113/1/012170.
- [155] S. Kwon, C. Shin, and W. Jung, “Evaluation of protection coordination with distributed generation in distribution networks,” *IET Conf. Publ.*, vol. 2010, no. 558 CP, pp. 1–5, 2010, doi: 10.1049/cp.2010.0349.
- [156] S. Conti, “Analysis of distribution network protection issues in presence of dispersed generation,” *Electr. Power Syst. Res.*, vol. 79, no. 1, pp. 49–56, 2009, doi: 10.1016/j.epsr.2008.05.002.
- [157] V. A. Papaspiliotopoulos, G. N. K. Ntua, and N. D. H. Hedno, “Adverse Impact of Distributed Generation on Protection of the Hellenic MV Network –

- Recommendations for Protection Scheme Upgrade,” in *24th International Conference on Electricity Distribution*, 2017, no. June, pp. 12–15.
- [158] J. S. Farkhani, A. Najafi, M. Zareein, R. Godina, and E. M. G. Rodrigues, “Impact of Recloser on Protecting Blind Areas of Distribution Network in the Presence of Distributed Generation,” *MDPI, Appl. Sci.*, vol. 9, no. 5092, p. 13, 2019, doi: 10.3390/app9235092.
- [159] H. Zayandehroodi, A. Mohamed, H. Shareef, and M. Mohammadjafari, “Distributed Generators and Their Effects on Distribution System Protection Performance,” *Aust. J. Basic Appl. Sci.*, vol. 5, no. 10, pp. 398–405, 2011, [Online]. Disponível: https://www.academia.edu/1138379/Distributed_Generator_and_Their_Effects_on_Distribution_System_Protection_Performance.
- [160] S. Chaitusaney and A. Yokoyama, “Prevention of Reliability Degradation from Recloser–Fuse Miscoordination Due To Distributed Generation,” *IEEE Trans. Power Deliv.*, vol. 23, no. 4, pp. 2545–2554, Oct. 2008, doi: 10.1109/TPWRD.2007.915899.
- [161] S. Chaitusaney and A. Yokoyama, “An Appropriate Distributed Generation Sizing Considering Recloser-Fuse Coordination,” in *2005 IEEE/PES Transmission & Distribution Conference & Exposition: Asia and Pacific*, 2005, pp. 1–6, doi: 10.1109/TDC.2005.1546838.
- [162] K. Kauhaniemi and L. Kumpulainen, “Impact of distributed generation on the protection of distribution networks,” in *2004 Eighth IEE International Conference on Developments in Power System Protection*, 2004, pp. 1–29, doi: 10.1049/cp:20040126.
- [163] M.-Q. Dang, “Possible Issues in Distributed Generation Network Protection,” Tese de Mestrado, Czech Technical University in Prague, 2016.
- [164] M. Norshahrani, H. Mokhlis, A. Halim, A. Bakar, J. J. Jamian, and S. Sukumar, “Progress on Protection Strategies to Mitigate the Impact of Renewable Distributed Generation on Distribution Systems,” *Energies*, vol. 10, 2017, doi: 10.3390/en10111864.
- [165] O. Badran, S. Mekhilef, H. Mokhlis, and W. Dahalan, “Optimal reconfiguration of distribution system connected with distributed generations: A review of different methodologies,” *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 73, no. January, pp. 854–867, 2017, doi: 10.1016/j.rser.2017.02.010.
- [166] P. Sharma and A. Tandon, “Techniques for optimal placement of DG in radial distribution system: A review,” *Int. Conf. Commun. Control Intell. Syst. CCIS 2015*, pp. 453–458, 2016, doi: 10.1109/CCIntelS.2015.7437959.
- [167] M. N. Alam, B. Das, and V. Pant, “Optimum recloser–fuse coordination for radial distribution systems in the presence of multiple distributed generations,” *IET Gener. Transm. Distrib.*, vol. 12, no. 11, pp. 2585–2594, 2018, doi: 10.1049/iet-gtd.2017.1532.
- [168] S. M. Brahma 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, doi: 10.1109/tpwr.2003.820204.

- [169] H. L. R. van der Walt, R. C. Bansal, and R. Naidoo, “PV based distributed generation power system protection: A review,” *Renew. Energy Focus*, vol. 24, no. March, pp. 33–40, 2018, doi: 10.1016/j.ref.2017.12.002.
- [170] IEEE Std 1547-2003, “IEEE Standard for Interconnecting Distributed Resources with Electric Power Systems,” 2003. doi: 10.1109/IEEESTD.2003.94285.
- [171] M. Monadi, M. A. Zamani, J. I. Candela, A. Luna, and P. Rodriguez, “Protection of AC and DC distribution systems Embedding distributed energy resources: A comparative review and analysis,” *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 51, pp. 1578–1593, 2015, doi: 10.1016/j.rser.2015.07.013.
- [172] H. Leite, P. Ramalho, and B. Silva, “Wind park protection scheme to permit ‘ride-through fault,’” in *20th International Conference on Electricity Distribution*, 2009, no. 0104, pp. 8–11.
- [173] H. Zhan *et al.*, “Relay Protection Coordination Integrated Optimal Placement and Sizing of Distributed Generation Sources in Distribution Networks,” *IEEE Trans. Smart Grid*, vol. 7, no. 1, pp. 55–65, 2016, doi: 10.1109/TSG.2015.2420667.
- [174] S. Katyara, L. Staszewski, and Z. Leonowicz, “Protection coordination of properly sized and placed distributed generations—methods, applications and future scope,” *Energies*, vol. 11, no. 10, 2018, doi: 10.3390/en11102672.
- [175] H. Yazdanpanahi, S. Member, Y. W. Li, S. Member, and W. Xu, “A New Control Strategy to Mitigate the Impact of Inverter-Based DGs on Protection System,” vol. 3, no. 3, pp. 1427–1436, 2012.
- [176] D. A. S. Lopes, “Indicadores para análise e caracterização da qualidade da energia da rede de distribuição,” Tese de Mestrado, Universidade de Coimbra, 2017.
- [177] B. F. Coelho, “Estimação da energia não fornecida em redes de distribuição com micro-redes,” Tese de Mestrado, FEUP, 2018.
- [178] M. A. Machado, “Avaliação da Qualidade de Serviço Percebida e da Satisfação dos Clientes: O caso EDP Distribuição,” Tese de Doutoramento, Universidade Fernando Pessoa, 2014.
- [179] ERSE, “Regulamento da Qualidade de Serviço do setor elétrico e do setor do gás natural,” Regulamento n.º 629/2017, publicado na 2.ª Série do Diário da República n.º 243/2017, de 20 de dezembro, 2017.
- [180] Tiago Freitas, “Qualidade de serviço em redes elétricas inteligentes Qualidade de serviço em redes elétricas inteligentes,” Tese de Mestrado, Instituto Politécnico de Bragança, 2014.
- [181] F. M. Barbosa, “Fiabilidade do sistema de Produção/Transporte,” FEUP-DEEC, 2017.
- [182] R. Niaz Azari, “Optimal Recloser Setting, Considering Reliability and Power Quality in Distribution Networks,” *Am. J. Electr. Power Energy Syst.*, vol. 6, no. 1, p. 1, 2017, doi: 10.11648/j.epes.20170601.11.
- [183] A. M. V. Pombo, “Otimização Multiobjectivo Para o Aumento da Fiabilidade em Redes de Distribuição Radiais com Incorporação de Geração Distribuída e Sistemas de Armazenamento,” Doctor Thesis, Universidade Nova de Lisboa, 2015.
- [184] T. M. Aljohani, “Distribution System Reliability Analysis for Smart Grid Applications,” Tese de Mestrado, University of Southern California, 2014.

- [185] C. M. F. Gaspar, “Análise do impacto de ações de gestão da procura na fiabilidade em SEE,” Tese de Mestrado, Faculdade de Ciências e Tecnologia da Universidade de Coimbra, DEEC, 2016.
- [186] R. E. Brown, *Electric Power Distribution Reliability*, 2nd Editio. CRC Press, 2008.
- [187] H. L. Willis, *Power Distribution Planning Reference Book*, 2ª edição. Raleigh, North Carolina, U.S.A.: Power Engineering (Willis), 2004.
- [188] F. Maciel Barbosa, “Introdução à Fiabilidade de Sistemas Elétricos de Energia,” p. 67, 2013, [Online]. Disponível: <http://paginas.fe.up.pt/~fmb/Textos/IntrodFiabilidadeSEEJaneiro2013.pdf>.
- [189] R. Billinton and P. Wang, “Teaching distribution system reliability evaluation using Monte Carlo simulation,” *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 14, no. 2, pp. 397–403, 1999, doi: 10.1109/59.761856.
- [190] IEEE Std 1366-2012, “IEEE Guide for Electric Power Distribution Reliability Indices,” 2012. doi: 10.1109/IEEESTD.2012.6209381.
- [191] Nura Nubee Sabir, “The Effect of Distributed Generation on Distribution System Reliability,” Master Thesis, University of Tennessee , Knoxville, 2008.
- [192] P. U. Okorie, U. O. Aliyu, B. Jimoh, and S. M. Sani, “Reliability Indices of Electric Distribution Network System Assessment,” *Quest Journals J. Electron. Commun. Eng. Res.*, vol. 3, no. 1, pp. 1–6, 2015, [Online]. Disponível: www.questjournals.org.
- [193] L. de M. Carvalho, “Using Evolutionary Swarms (EPSO) in Power System Reliability Indices Calculation,” Dissertação de Mestrado, Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto, 2008.
- [194] S. Rajkumar and N. K. Goyal, “Reliability Analysis of Multistage Interconnection Networks,” *Qual. Reliab. Eng. Int.*, vol. 32, no. 8, pp. 3051–3065, 2016, doi: 10.1002/qre.1941.
- [195] C. D. Lopez, M. Cvetkovic, and P. Palensky, “Enhancing PowerFactory Dynamic Models with Python for Rapid Prototyping,” *IEEE Int. Symp. Ind. Electron.*, vol. 2019-June, no. Dll, pp. 93–99, 2019, doi: 10.1109/ISIE.2019.8781432.
- [196] PowerFactory, “User Manual,” 2018. <https://www.digsilent.de>.
- [197] H. B. Funmilayo, J. A. Silva, and K. L. Butler-purry, “Overcurrent Protection for the IEEE 34-Node Radial Test Feeder,” in *Power Symposium, 2007, NAPS '07, 39th North American*, 2012, vol. 27, no. 2, pp. 459–468, doi: 10.1109/NAPS.2007.4402285.
- [198] IEEE PES Test Feeder Working Group, “IEEE 34 Node Test Feeder.” <https://site.ieee.org/pes-testfeeders/resources/> (accessed Nov. 17, 2017).
- [199] W. H. Kersting, “Radial distribution test feeders,” *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 6, no. 3, pp. 975–985, 1991, doi: 10.1109/59.119237.
- [200] N. Mwakabuta and A. Sekar, “Comparative study of the IEEE 34 node test feeder under practical simplifications,” *2007 39th North Am. Power Symp. NAPS*, pp. 484–491, 2007, doi: 10.1109/NAPS.2007.4402354.
- [201] J. A. Silva, H. B. Funmilayo, and K. L. Bulter-Purry, “Impact of Distributed Generation on the IEEE 34 Node Radial Test Feeder with Overcurrent Protection,” 2007, pp. 49–57, doi: 10.1109/NAPS.2007.4402285.

- [202] T. N. Boutsika and S. A. Papathanassiou, “Short-circuit calculations in networks with distributed generation,” *Electr. Power Syst. Res.*, vol. 78, no. 7, pp. 1181–1191, 2008, doi: 10.1016/j.epsr.2007.10.003.
- [203] J. Gers and T. Holmes, *Protection of Electricity Distribution Networks*, 3rd editio. IET Power and Energy Series 65, 2011.
- [204] D. P. Bernardon and V. J. Garcia, *Smart Operation for Power Distribution Systems: Concepts and Applications*, 1st ed. Springer International Publishing, 2018.
- [205] E. P. Systems, “Form 4A , Form 4C , Form 4D , Form 5 , Form 5 / TS , Form 6 , Form 6-TS , FX , FXA , FXB , and SPEAR recloser controls time-current curves,” no. May. Cooper Power Series, 2016, [Online]. Disponível: http://www.cooperindustries.com/content/dam/public/powersystems/resources/library/280_ReclosersControls/TC280001EN.pdf.
- [206] H. A. Abdel-Ghany, A. M. Azmy, N. I. Elkalashy, and E. M. Rashad, “Optimizing DG penetration in distribution networks concerning protection schemes and technical impact,” *Electr. Power Syst. Res.*, vol. 128, pp. 113–122, 2015, doi: 10.1016/j.epsr.2015.07.005.
- [207] D. Sampath Kumar, D. Srinivasan, and T. Reindl, “A Fast and Scalable Protection Scheme for Distribution Networks with Distributed Generation,” *IEEE Trans. Power Deliv.*, vol. PP, no. 99, pp. 1–1, 2015, doi: 10.1109/TPWRD.2015.2464107.
- [208] H. B. Funmilayo and K. L. Butler-Purry, “An Approach to Mitigate the Impact of Distributed Generation on the Overcurrent Protection Scheme for Radial Feeders,” in *2009 IEEE/PES Power Systems Conference and Exposition*, 2009, pp. 1–11, doi: 10.1109/PSCE.2009.4840233.
- [209] M. Maleknia and H. K. Karegar, “Optimal coordination of over-current relay with distributed generation consideration,” *APAP 2011 - Proc. 2011 Int. Conf. Adv. Power Syst. Autom. Prot.*, vol. 2, pp. 1354–1358, 2011, doi: 10.1109/APAP.2011.6180589.
- [210] R. C. Dugan and W. H. Kersting, “Induction Machine Test Case for the 34-Bus Test Feeder – Description,” pp. 6–9, 2006.
- [211] L. S. Khalifa, M. A. Elsadd, R. A. A. El-Aal, and S. M. El-Makkawy, “Enhancing Recloser-Fuse Coordination using Distributed Agents in Deregulated Distribution Systems,” in *2018 Twentieth International Middle East Power Systems Conference (MEPCON)*, Cairo University, Egypt, 2018, doi: 10.1109/MEPCON.2018.8635116.
- [212] P. F. Digsilent, “Technical Reference Documentation Asynchronous Machine,” 2019. [Online]. Disponível: <https://www.digsilent.de>.
- [213] P. F. Digsilent, “Technical Reference Documentation Synchronous Machine,” 2019. [Online]. Disponível: <https://www.digsilent.de>.
- [214] A. Borghetti *et al.*, “A Two-Stage Scheduler of Distributed Energy Resources,” in *Power Tech 2007 IEEE Lausanne*, 2007, no. May, doi: 10.1109/PCT.2007.4538654.
- [215] M. Yagami, S. Ishikawa, Y. Ichinohe, K. Misawa, J. Tamura, and A. Power, “Transient Stability Assessment of Synchronous Generator in Power System with High-Penetration Photovoltaics (Part 2),” in *2013 International Conference on Electrical Machines and Systems (ICEMS)*, 2013, no. Part 2, pp. 401–404, doi: 10.1109/ICEMS.2013.6754429.

Referências Bibliográficas

- [216] A. Sadeghfam, S. Tohidi, and M. Abapour, “Reliability comparison of different power electronic converters for grid-connected PMSG wind turbines,” *Int. Trans. Electr. Energy Syst.*, vol. 27, no. 9, pp. 1–11, 2017, doi: 10.1002/etep.2359.
- [217] O. Majeed Butt, M. Zulqarnain, and T. Majeed Butt, “Recent advancement in smart grid technology: Future prospects in the electrical power network,” *Ain Shams Eng. J.*, no. xxxx, 2020, doi: 10.1016/j.asej.2020.05.004.
- [218] N. M. Kumar *et al.*, “Distributed Energy Resources and the Application of AI, IoT, and Blockchain in Smart Grids,” *Energies*, vol. 13, no. 21, p. 5739, 2020, doi: 10.3390/en13215739.
- [219] “Ministry of Power,” *Distribution Overview*.
<https://powermin.nic.in/en/content/overview-4>.

Apêndice 1: Resultados dos casos críticos obtidos na análise exaustiva

- ✓ Casos de Perda de Coordenação para uma PD de 1.075 MVA

Colocando uma PD em todos os barramentos e simulando defeitos em todos os barramentos, os casos de perda de coordenação encontram-se nas tabelas seguintes, sinalizados com um X.

Tabela Apêndice 1.1– Casos de perda de coordenação com a colocação de uma PD de 1.075 MVA.

		Localização da PD																									
Nó		802	806	808	812	814	850	816	824	828	830	854	852	832	858	834	860	836	840	862	842	844	846	848	888	890	
Localização do defeito	800																										
	802																										
	806																										
	808																										
	812																										
	814																										
	850																										
	816																										
	824																										
	828																										
	830																										
	854																										
	852																										
	832																										
	858																										
	834																										
	860																										
	836																										
	840												X	X	X	X	X	X		X	X	X	X	X			
	862												X	X	X	X	X	X		X	X	X	X				
	842												X	X	X	X	X	X									
	844												X	X	X	X	X	X	X								
	846												X	X	X	X	X	X	X								
	848												X	X	X	X	X	X	X								
	888																										
890																											

Apêndice 1

✓ Casos de Perda de Coordenação para uma PD de 2.5 MVA

Tabela Apêndice 1.2 – Casos de perda de coordenação com a colocação de uma PD de 2.5 MVA.

		Localização da PD																									
Nó		802	806	808	812	814	850	816	824	828	830	854	852	832	858	834	860	836	840	862	842	844	846	848	888	890	
800																											
802																											
806																											
808																											
812																											
814																											
850																											
816																											
824																											
828																											
830																											
854																											
852																											
832																											
858																											
834																											
860																											
836																											
840	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X
862	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X
842	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X
844	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X
846	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X
848	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X
888																											
890																											

Apêndice 2: Dados da rede de distribuição usados para aplicação dos métodos analítico e de simulação de Monte Carlo

Tabela Apêndice 2.1 – Parametrização de nós, linhas da rede de estudo para avaliação da qualidade de serviço.

Nó	Linha	Número de consumidores	Comprimento (km)	taxa avaria (avarias/ano)	MTTR (horas)
802	800-802	27	0.786	0.047	3
806	802-806	0	0.527	0.032	3
808	806-808	8	9.824	0.589	3
810	808-810	0	1.769	0.106	3
812	808-812	0	11.430	0.686	3
814	812-814	0	9.062	0.544	3
850	814-850	0	0	0.020	2.5
816	850-816	2	0.094	0.006	3
818	816-818	17	0.521	0.047	3
820	818-820	67	14.676	1.321	3
822	820-822	0	4.188	0.377	3
824	816-824	22	3.112	0.187	3
826	824-826	0	0.924	0.083	3
828	824-828	3	0.256	0.015	3
830	828-830	22	6.230	0.374	3
854	830-854	2	0.158	0.010	3
856	854-862	0	11.226	0.640	3
852	854-852	0	7.111	0.674	3
832	852-832	7	0	0.020	2.5
888	832-888	0	0	0.070	4
890	888-890	225	1.494	0.290	3
858	832-858	17	3.219	0.090	3
864	858-864	0	1.777	0.044	3
834	858-834	73	0.494	0.107	3
842	834-842	4	0.085	0.008	3
844	842-844	225	0.411	0.037	3
846	844-846	11	1.109	0.100	3
848	846-848	30	0.162	0.015	3
860	834-860	71	0.616	0.037	3
836	860-836	20	0.817	0.049	3
840	836-840	13	0.262	0.024	3
862	836-862	14	0.085	0.008	3
838	862-838	0	1.481	0.133	3