# UNIVERSIDADE FEDERAL FLUMINENSE ESCOLA DE ENGENHARIA DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA E TELECOMUNICAÇÕES

**BRUNO MARTINS DE BIAZ** 

# DETECÇÃO DE ILHAMENTOS NÃO INTENCIONAIS EM REDES DE DISTRIBUIÇÃO COM GERAÇÃO DISTRIBUÍDA UTILIZANDO REDES NEURAIS ARTIFICIAIS

Niterói – RJ 2018

# **BRUNO MARTINS DE BIAZ**

# DETECÇÃO DE ILHAMENTOS NÃO INTENCIONAIS EM REDES DE DISTRIBUIÇÃO COM GERAÇÃO DISTRIBUÍDA UTILIZANDO REDES NEURAIS ARTIFICIAIS

Dissertação de mestrado apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica e Telecomunicações, da Universidade Federal Fluminense, como parte dos requisitos para a obtenção do título de Mestre em Engenharia Elétrica e Telecomunicações.

ORIENTADOR: DSc. Márcio Zamboti Fortes CO-ORIENTADOR: DSc. Thales Terrola e Lopes

Niterói – RJ 2018

Ficha catalográfica automática - SDC/BEE Gerada com informações fornecidas pelo autor

B576d Biaz, Bruno Martins de Detecção de ilhamentos não intencionais em redes de distribuição com geração distribuída utilizando redes neurais artificiais / Bruno Martins de Biaz ; Márcio Zamboti Fortes, orientador ; Thales Terrola e Lopes, coorientador. Niterói, 2018. 126 f. : il. Dissertação (mestrado)-Universidade Federal Fluminense, Niterói, 2018. DOI: http://dx.doi.org/10.22409/PPGEET.2018.m.11627684794 1. Geração Distribuída. 2. Ilhamento não intencional. 3. Aprendizagem Supervisionada. 4. Redes Neurais Artificiais. 5. Produção intelectual. I. Fortes, Márcio Zamboti, orientador. II. Lopes, Thales Terrola e, coorientador. III. Universidade Federal Fluminense. Escola de Engenharia. IV. Título. CDD -

Bibliotecária responsável: Fabiana Menezes Santos da Silva - CRB7/5274

BRUNO MARTINS DE BIAZ

# DETECÇÃO DE ILHAMENTOS NÃO INTENCIONAIS EM REDES DE DISTRIBUIÇÃO COM GERAÇÃO DISTRIBUÍDA UTILIZANDO REDES NEURAIS ARTIFICIAIS

Esta dissertação foi julgada adequada para a obtenção do título de Mestre em Engenharia Elétrica e Telecomunicações e aprovada em sua forma final pelo Orientador e pela Banca Examinadora.

Banca Examinadora:

Prof. DSc. Márcio Zamboti Fortes, UFF (orientador)

Prof. DSc. Thales Terrola e Lopes, UFF (co-orientador)

Prof. DSc. Vitor Hugo Ferreira, UFF

Prof. DSc. Bruno Henriques Dias - UFJF

# DEDICATÓRIA

Dedico este trabalho à memória de meu pai, José, à minha mãe, Glória, ao meu irmão, Vinícius, e à minha esposa, Priscila. Vocês são a fagulha que alimenta esta chama.

# AGRADECIMENTOS

Agradeço primeiramente à Deus, fonte de luz e sabedoria, que sempre me guiou por todos caminhos por onde andei.

Agradeço ao meu pai, pelo seu magnânimo exemplo de vida, que me ensinou a ser o homem que sou hoje.

Agradeço à minha mãe, por seu amor, afeto, bondade e apoio por todos estes anos, onde até mesmo nos dias mais difíceis sempre teve palavras de conforto, ânimo e inspiração.

Agradeço ao meu irmão pelo seu exemplo, confiança e apoio constante.

Agradeço à minha esposa pelo amor, carinho e paciência, especialmente nos dias que se antecederam à conclusão deste trabalho.

A todos os Mestres com os quais tive a honra de compartilhar salas de aula, laboratórios, estudos, artigos e projetos. Obrigado por todo o incomensurável conhecimento a mim transmitido.

Ao Mestre Márcio Zamboti Fortes, pela confiança em mim depositada desde o início deste curso de Mestrado, onde sem o seu apoio, exemplo e instrução nada do que alcancei seria possível. Obrigado pela excelência na orientação e dedicação dispensadas para a realização deste trabalho.

Ao Mestre Thales Terrola e Lopes, pelo seu constante apoio, orientação e amizade. Obrigado por sempre se esmerar pelo desenvolvimento de seus alunos e pela orientação ímpar na execução e desenvolvimento deste trabalho.

Agradeço ao Mestre Vitor Hugo Ferreira por todo o conhecimento a mim transmitido durante este curso.

A todos que de algum modo contribuíram com a realização deste trabalho, ou que mesmo com uma palavra amiga me incentivaram em toda esta jornada, muito obrigado.

"Dá-me, Senhor, sabedoria e conhecimento." 2 Crônicas 1.10

## **RESUMO**

Devido ao crescimento exponencial no número de geradores distribuídos no Brasil e no mundo cresce também a preocupação com as dificuldades inerentes a este tipo de conexão nos sistemas de distribuição de energia elétrica. No cenário nacional, especialmente, onde o setor elétrico carece de investimentos, o avanço deste perfil de geração mostra-se desacompanhado de estudos e preparativos para garantir que a qualidade do fornecimento de energia não seja impactada. Em meio a estas preocupações, destaca-se a problemática dos ilhamentos não intencionais em redes de distribuição com geração distribuída, que podem trazer sérios riscos para a população e equipes técnicas. Neste contexto, este trabalho busca desenvolver um sistema de detecção de ilhamentos não intencionais através da utilização de uma Rede Neural Artificial treinada com os dados do sistema elétrico estudado. Através dos softwares MATLAB simula-se a operação de sistemas de distribuição com diferentes níveis de instalação de fontes renováveis, onde nestes cenários são simulados ilhamentos e não ilhamentos, a fim de se obter uma base de dados robusta para o treinamento das Redes Neurais Artificiais. Estes dados foram utilizados no desenvolvimento de uma Rede Neural através das metodologias Backpropagation e Bayesian Regularization, a fim de verificar qual metodologia obteria os melhores resultados. Também é simulado o funcionamento de um sistema de proteção tradicional para que se possa comparar o desempenho com as Redes Neurais Artificiais. As redes foram desenvolvidas no software MATLAB, onde após todas as possibilidades de estrutura simuladas, a estrutura final da rede neural que obteve o melhor desempenho na etapa de testes foi obtida através do método Bayesian Regularization, com uma camada oculta com 15 neurônios. Os resultados foram considerados satisfatórios na detecção de ilhamentos, com taxas de assertividade de 99,70%, enquanto o sistema de proteção tradicional simulado obteve taxas de assertividade de 77,36%.

Palavras-chaves: Geração Distribuída, Ilhamento não intencional, Aprendizagem Supervisionada, Redes Neurais Artificiais

# ABSTRACT

Due to the exponential growth in the number of distributed generators in Brazil and the world, there is also growing concern about the difficulties inherent to this type of connection in the electricity distribution systems. In the national scenario, especially where the electricity sector lacks investments, the advancement of this generation profile is unaccompanied by studies to ensure that the quality of the energy supply won't be impacted. Among these concerns, the problem of unintentional islanding in distribution networks with distributed generation stands out, which can represent serious risks for the population and technical teams. In this context, this work aims to develop a detection system of unintentional islanding using an Artificial Neural Network trained with the data of the studied electrical system. Using the MATLAB software is simulated the operation of distribution systems with different installation levels of renewable sources, where in these scenarios, islandings and non-islandings are simulated in order to obtain a robust database for the training of Artificial Neural Networks. These data were used in the development of a Neural Network through the Backpropagation and Bayesian Regularization methodologies, in order to verify which method would obtain the best results. It is also simulated the operation of a traditional protection system, so the performance can be compared with the Artificial Neural Networks. The networks were developed in MATLAB software, where after all simulated structure possibilities, the final structure of the neural network which obtained the best performance in the test stage was through the Bayesian Regularization method, with a hidden layer with 15 neurons. The results were considered satisfactory in the detection of islandings, with assertiveness rates of 99.70%, while the simulated traditional protection system obtained assertiveness rates of 77.36%.

Keywords — Distributed Generation, Islanding, Learning Techniques, Artificial Neural Networks.

# SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	1
1.1	CONSIDERAÇÕES GERAIS	1
1.2	OBJETIVOS DO TRABALHO	6
1.3	OBJETIVOS ESPECÍFICOS DO TRABALHO	7
1.4	ORGANIZAÇÃO DO TRABALHO	8
1.5	PUBLICACÕES DECORRENTES DA PESOUISA	9
2	DETECÇÃO DE ILHAMENTOS DE GD EM SISTEMAS DE	
	DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA	10
2.1	ILHAMENTO NÃO INTENCIONAL	10
2.2	EFEITOS DA NÃO DETECCÃO DE ILHAMENTOS NÃO	
	INTENCIONAIS EM REDES ELÉTRICAS COM GD	12
2.3	EFEITOS DA DETECCÃO INDEVIDA DE ILHAMENTOS EM GD.	14
2.4	METODOLOGIAS USUAIS PARA A DETECCÃO DE ILHAMENTO	)
	NÃO INTENCIONAL DE GD	15
2.4.1	TÉCNICAS REMOTAS PARA DETECÇÃO DE ILHAMENTOS NÂ	<b>ÍO</b>
	INTENCIONAIS DE GD	17
2.4.1.1	TÉCNICAS BASEADAS EM SISTEMAS SCADA	18
2.4.1.2	TÉCNICAS BASEADAS EM SISTEMAS PLCC	18
2.4.2	TÉCNICAS LOCAIS PARA DETECÇÃO DE ILHAMENTOS EM O	D.19
2.4.2.1	TÉCNICAS LOCAIS ATIVAS	20
2.4.2.2	TECNICAS LOCAIS PASSIVAS	
2.4.2.2.1	ZONAS DE NÃO DETECÇÃO EM TECNICAS LOCAIS PASSIVAS	
2.4.3	COMPARAÇÃO ENTRE AS TÉCNICAS DE DETECÇÃO DE	
	ILHAMENTOS	23
2.5	NORMAS PARA CONEXÃO DE ACESSANTE GD AO SISTEMA	
	ELÉTRICO DE DISTRIBUIÇÃO	25
2.6	RELÉS DE PROTEÇÃO SIMULADOS	27
3	APRENDIZAGEM SUPERVISIONADA APLICADA À	
	IDENTIFICAÇÃO DE ESTADOS OPERATIVOS DO SISTEMA	
	ELÉTRICO	32
3.1	A IMPORTÂNCIA DA ANÁLISE DOS ESTADOS OPERATIVOS D	0
	SISTEMA	32
3.2	METODOLOGIA PARA A IDENTIFICAÇÃO DOS ESTADOS	
	OPERATIVOS	34
3.3	APRENDIZAGEM SUPERVISIONADA	36
3.4	ESTRUTURA DA RNA	
3.4.1	BACKPROPAGATION (BP)	
3.4.1.1	ALGORITMO DE OTIMIZAÇÃO COM GRADIENTE CONJUGADO	41
3.4.1.2	FUNÇÃO DE ATIVAÇÃO	43
3.4.2	BAYESIAN REGULARIZATION (BR)	43
3.4.3	EARLY STOPPING (ES)	44

3.5	EXEMPLIFICAÇÃO DA APLICAÇÃO DAS RNAS NA DETECÇ	CÃO DE
	ILHAMENTOS EM UM SISTEMA ELÉTRICO DE 5 BARRAS	45
3.5.1	ESTADOS OPERATIVOS AVALIADOS	51
3.5.2	VARIAVEIS MONITORADAS	52
3.5.3	DESENVOLVIMENTO DA RNA	54
3.5.4	RESULTADOS	56
4	ESTUDO DE CASO	58
4.1	CONSIDERAÇÕES GERAIS	58
4.2	SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO IEEE 13 BARRAS	58
4.3	MODELOS DAS FONTES DE GERAÇÃO DISTRIBUÍDA	
	CONSIDERADAS NO ESTUDO	62
4.3.1	MODELO DO GERADOR EÓLICO	62
4.3.2	MODELO DO GERADOR FOTOVOLTAICO	63
4.4	DETERMINAÇÃO DOS ESTADOS OPERATIVOS NO SISTEM	A IEEE
	13 BARRAS	66
4.4.1	CONSIDERAÇÕES GERAIS	66
4.4.2	CENÁRIO 1	67
4.4.3	CENÁRIO 2	71
4.4.4	CENÁRIO 3	75
4.4.5	CENÁRIO 4	81
4.4.6	RESULTADOS	86
5	TREINAMENTO DA REDE NEURAL ARTIFICIAL PARA A	
	DETECÇÃO DE ILHAMENTOS NÃO INTENCIONAIS	87
5.1	CONSIDERAÇÕES GERAIS	87
5.2	VARIÁVEIS MONITORADAS	87
5.3	CONSTRUÇÃO DA BASE DE DADOS PARA O TREINAMENT	O DA
	RNA	
5.4	TREINAMENTO DA REDE NEURAL ARTIFICIAL	91
5.5	AVALIAÇÃO DE RESULTADOS	96
5.6	PONTOS DE FALHA DAS METODOLOGIAS ADOTADAS	97
6	CONCLUSÕES	
6.1	TRABALHOS FUTUROS	102
7	BIBLIOGRAFIA	
8	ANEXO 1	

# LISTA DE FIGURAS

Figura 1 – Histórico de preços de células fotovoltaicas [4]2
Figura 2 – Estrutura básica da Geração Distribuída4
Figura 3 – Número de Unidades Consumidoras com Geração Distribuída no Brasil entre 2012
e 2018 [9]5
Figura 4 – Zona de ilhamento não-intencional11
Figura 5 – Número de mortes de funcionários de concessionárias de distribuição em cada região
do Brasil (2009-2013)12
Figura 6 – Exemplo de descoordenação de proteção causada por falha na detecção de ilhamento
[19]13
Figura 7 – Técnicas para detecção de ilhamentos em redes com Geração Distribuída [13]17
Figura 8 – Detecção remota de ilhamentos não intencionais
Figura 9 – Acoplamento de dados entre Média e Baixa Tensão
Figura 10 – Exemplo de uma zona de não-detecção de relés baseados em medidas de frequência
e tensão [Fonte: adaptado de [20]]23
Figura 11 – Estrutura do Relé de Tensão e Frequência27
Figura 12 – Estrutura interna de um dos blocos dos relés de frequência
Figura 13 – Estrutura interna de um dos blocos dos relés de sobretensão
Figura 14 – Estrutura interna de um dos blocos dos relés de subtensão
Figura 15 – Ilhamento da GD devido à abertura do sistema entre B632-B633
Figura 16 – Níveis de tensão no ponto de interconexão da GD com a rede de distribuição30
Figura 17 – Níveis de frequência no ponto de interconexão da GD com a rede de distribuição.
Figura 18 – Atuação do relé de proteção contra sobretensão

Figura 19 – Compensação pela transgressão dos Limites de Continuidade das Concessionárias.
Fonte [24]
Figura 20 – Diagrama de blocos da aprendizagem supervisionada com um professor. Fonte:
adaptado de [33]
Figura 21 – Problema Não Linearmente Separável
Figura 22 – Metodologia de propagação do erro na rede neural MLP40
Figura 23 – Método de Parada Antecipada
Figura 24 – Estrutura utilizada para o treinamento da RNA
Figura 25 – Diagrama no Simulink do sistema elétrico de 5 barras utilizado47
Figura 26 – Ponto de Interconexão da GD com a rede de distribuição em 575 V53
Figura 27 – Variação da Tensão em GD2 para um ilhamento em t=10seg54
Figura 28 – Ilustração do gradiente obtido ao final da etapa de treinamento
Figura 29 – Desempenho das metodologias durante a etapa de treinamento e validação57
Figura 30 – Representação unifilar do sistema IEEE 13 Barras
Figura 31 – Seccionadores de circuito e geradores de falta trifásica60
Figura 32 – Sistema IEEE 13 barras – <i>Simulink</i> 61
Figura 33 – Modelo do <i>Simulink</i> para a usina eólica62
Figura 34 – Sistema Fotovoltaico 100 kW65
Figura 35 – Irradiância (Ir) e Temperatura Externa (Temp) incidente no PV67
Figura 36 – Geração Distribuída Fotovoltaica na baixa tensão – barramento B63468
Figura 37 – Geração Distribuída Fotovoltaica conectada na Média Tensão – barramento B675.
Figura 38 – Geração Distribuída Fotovoltaica na Baixa Tensão – barramento B63475
Figura 39 – Geração Distribuída Eólica na Média Tensão – barramento B69076
Figura 40 – Gerador Eólico em MT sem proteção

Figura 41 – Bloco de coleta de variáveis do sistema	.88
Figura 42 – Faixa amostral de dados para os valores da tensão na GD, entre 5,0 e 5,1seg	.90
Figura 43 – Função embaralha padrões	.92
Figura 44 – Performance do treinamento da RNA	.94
Figura 45 – Estrutura interna da RNA	.95
Figura 46 – Estrutura final da Rede Neural Artificial.	96

# LISTA DE TABELAS

Tabela 1 - Unidades Consumidoras com Geração Distribuída por fonte [9]	16
Tabela 2 - Comparação entre as Técnicas de Detecção de ilhamentos. Fonte: ada	ptado de [22].
	24
Tabela 3 - Ajustes de sobretensão e subtensão. Fonte [14]	26
Tabela 4 - Ajustes de sobrefrequência e subfrequência. Fonte [14]	26
Tabela 5 - Dados do Gerador Síncrono (GD)	48
Tabela 6 - Dados do Transformador 1	49
Tabela 7- Dados do Transformador 2	49
Tabela 8 - Dados do Transformador 3 (GD).	49
Tabela 9 - Dados da Linha de Transmissão 25 km	50
Tabela 10 - Dados da rede MT	50
Tabela 11 - Dados da rede BT	
Tabela 12 - Dados do Gerador Síncrono de 150 MVA.	
Tabela 13 - Dados da Carga 1	51
Tabela 14 - Dados da Carga Dinâmica 2	51
Tabela 15 - Dados da Carga Dinâmica 3	51
Tabela 16 - Dados da fonte principal com capacidade de curto de 2000 MVA	51
Tabela 17 - Estados operativos avaliados	52
Tabela 18 - Parâmetros das turbinas eólicas	63
Tabela 19 - Dados do Transformador elevador da GD eólica	63
Tabela 20 - Parâmetros dos painéis fotovoltaicos.	64
Tabela 21 - Dados do Transformador da GD fotovoltaica BT	65
Tabela 22 - Dados do Transformador da GD fotovoltaica MT	66
Tabela 23 - Estados operativos do cenário 1	70

Tabela 24 - Estados operativos do cenário 2. 74
Tabela 25 - Estados operativos do cenário 3. 80
Tabela 26 - Estados operativos para o cenário 4. 85
Tabela 27 - Divisão de dados. 91
Tabela 28 - Taxa de assertividade dos métodos de identificação de ilhamentos não intencionais
Tabela 29 - Saída esperada do sistema97
Tabela 30 - Erros de reconhecimento para metodologia de treinamento BR
Tabela 31 - Erros de reconhecimento para a metodologia de treinamento BP com gradiente
conjugado98
Tabela 32 - Erros de reconhecimento para o relé de frequência/tensão simulado
Tabela 33 - Dados do transformador entre os barramentos 633 e 634.108
Tabela 34 - Injeções de potência do sistema IEEE 13 barras108
Tabela 35 - Injeções de potência de cargas distribuídas
Tabela 36 - Injeção de potência reativa dos capacitores. 109

# LISTA DE ABREVIATURAS

PLCC Power Line Carrier Communication SCADA Supervisory Control and Data Acquisition TDH Taxa de Distorção Harmônica GD Geração Distribuída Agência Nacional de Energia Elétrica ANEEL PRODIST Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional PCC Ponto de Conexão Comum DEC Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora FEC Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora DIC Duração de interrupção individual por Unidade Consumidora DMIC Duração máxima de interrupção contínua por Unidade Consumidora DICRI Duração da interrupção individual ocorrida em dia crítico por Unidade Consumidora ALFC Automatic Load-Frequency Controller SOM Self-Organizing Map DFIG Doubly Fed Induction Generator RNA Rede Neural Artificial NDZ Non Detection Zones IEA International Energy Agency ROCOF *Rate Of Change Of Frequency* FIC Frequência de interrupção individual por unidade consumidora MLP Multilayer Perceptron

# 1 INTRODUÇÃO

## 1.1 CONSIDERAÇÕES GERAIS

Em decorrência da industrialização iniciada na Europa no século XVIII, a humanidade vivenciou um expressivo período de crescimento econômico acompanhado de um crescimento populacional e das necessidades de consumo, onde em nenhum momento vislumbrou-se mensurar os impactos ambientais que este processo acarretava. Na era contemporânea, portanto, a humanidade deparou-se com a finitude de seus recursos, onde análises mais ortodoxas sempre estimaram o fim de elementos essenciais para a sociedade moderna como água potável e petróleo, para as décadas seguintes. Os países de primeiro mundo iniciaram então, processos de conscientização acerca da urgência na proteção e restauração do meio ambiente, como também na mudança de hábitos de produção, consumo e utilização destes recursos. Dentro deste contexto, no Século XX obtiveram-se contribuições expressivas em grandes reuniões, como a Conferência de Estocolmo em 1972 e a Eco-92, ocorrida vinte anos após a primeira, na cidade do Rio de Janeiro. Entre as principais questões abordadas, avaliou-se a necessidade da maior utilização de energias não contaminantes e renováveis. [1]

Uma vez assumida a importância de se buscar, desenvolver e utilizar fontes de energia renováveis, os próximos passos seriam romper diversos obstáculos, como os elevados custos da tecnologia e a resistência do mercado. Além disto, ainda na década de 70, os EUA e a Europa se viram forçados a investir em novas fontes de energia devido à Crise do Petróleo de 1973/1974, onde os preços do barril de petróleo chegaram a aumentar 400% em um período de cinco meses [2], sendo este o fator essencial para tornar viável a geração de energia eólica, primeiramente na Dinamarca e consequentemente na Europa [3].

Para a viabilização da utilização da energia solar em larga escala ainda restava como empecilho o alto custo preço-performance (US\$/Watt) da tecnologia, onde com consecutivas evoluções tecnológicas na fabricação dos painéis solares viabilizou-se a utilização em pequenas aplicações, mas não ainda em plantas de geração [3]. Como agravante, com a queda dos preços do petróleo em 1986, diversos investidores recuaram, principalmente os EUA, e apenas o Japão manteve a indústria de painéis fotovoltaicos viva nos anos 90, na qual Sharp, Kyocera e Sanyo continuaram produzindo a maior parte das células fotovoltaicas do mundo [4]. Na Figura 1 pode-se observar o histórico de preços das células fotovoltaicas em US\$ por watt.



Figura 1 - Histórico de preços de células fotovoltaicas [4].

Porém, o cenário da geração de energia fotovoltaica iniciou uma brusca mudança na última década, onde em diversos locais a tecnologia já se mostra mais barata que a geração à carvão e, segundo projeções atuais, em breve será mais barata que a geração eólica e à gás natural, se tornando a fonte de energia mais rentável do planeta [4].

Dentro deste contexto, a instalação de unidades geradoras de energia elétrica de pequeno ou médio porte, majoritariamente fotovoltaicas, em residências, condomínios, edifícios comerciais ou pequenas indústrias, já é uma realidade em muitos países da Europa, Ásia e América do Norte e tem se intensificado no Brasil nos últimos seis anos, após a promulgação da Resolução Normativa ANEEL nº482/2012 [5]. Somando-se ao fator de redução de custos dos equipamentos em todo o mundo [6], o elemento impulsionador para a instalação das unidades geradoras tem sido principalmente as políticas de incentivo, por meio de remuneração atrativa do excedente de energia injetada na rede, ou formas atraentes de financiamento do investimento. Nos países europeus e nos EUA, as políticas de incentivo nos últimos anos visam, principalmente, a redução de emissões causadas por fontes de energia provenientes da utilização de combustíveis fósseis e a redução da dependência do petróleo importado.

Desde 2012, então, observou-se no Brasil uma expansão da micro e mini geração distribuída (GD) de energia elétrica, englobando fontes de geração renováveis ou com elevada eficiência energética, como hidráulica, solar, eólica e biomassa, como destacado em [7]. Dentre as principais vantagens da inserção dos geradores distribuídos, pode-se citar o adiamento dos investimentos em expansão dos sistemas de transmissão e distribuição, o baixo impacto ambiental, a redução do carregamento das redes, diversificação da matriz energética, redução das perdas ativas e contribuição para a melhoria do perfil de tensão. Na Figura 2, pode-se observar uma ilustração comparativa entre a geração de energia convencional e a geração distribuída.



Figura 2 – Estrutura básica da Geração Distribuída.

Em 2015, a ANEEL ampliou as possibilidades para a micro e minigeração distribuída através da publicação da Resolução Normativa nº 687 [8], alterando a Resolução Normativa nº 482 e os Módulos 1 e 3 dos Procedimentos de Distribuição - PRODIST. De acordo com as novas regras, que começaram a valer a partir de 1º de março de 2016, é permitido o uso de qualquer fonte renovável, além da cogeração qualificada, denominando-se microgeração distribuída a central geradora com potência instalada de até 75 quilowatts (kW) e minigeração distribuída aquela com potência acima de 75 kW e menor ou igual a 5 MW (sendo 3 MW para a fonte hídrica), conectadas na rede de distribuição por meio de instalações de unidades consumidoras. Além disto, caso a quantidade de energia gerada em determinado mês seja superior à energia consumida naquele período, o excedente de energia injetado na rede se converte em créditos que podem ser utilizados em abatimentos na fatura dos meses seguintes. De acordo com as novas regras, o prazo de validade dos créditos passou de 36 para 60 meses, sendo que eles podem também ser usados para abater o consumo de unidades consumidoras do mesmo titular situadas em outro local, desde que na área de atendimento de uma mesma concessionária de distribuição. Esse tipo de utilização dos créditos foi denominado "autoconsumo remoto". A Resolução nº 687 cita a possibilidade de instalação de geração distribuída em condomínios (empreendimentos de múltiplas unidades consumidoras), de modo que a energia gerada pode ser repartida entre os condôminos em porcentagens definidas pelos próprios consumidores.

O número de conexões de micro e minigeração de energia chegou a 28.343 instalações em maio de 2018 [9], o que representa uma potência instalada de 335,23 MW, suficientes para atender mais de 497 mil residências. Analisando-se o número de unidades consumidoras com geração distribuída entre o primeiro trimestre de 2017 e o primeiro trimestre de 2018, verificase que o número de instalações praticamente triplicou, com avanços expressivos a partir do penúltimo trimestre de 2017, conforme ilustra a Figura 3.



Figura 3 – Número de Unidades Consumidoras com Geração Distribuída no Brasil entre 2012 e 2018 [9].

Minas Gerais é o estado com mais conexões (5.901), seguido de São Paulo (5.443), Rio Grande do Sul (3.364), Santa Catarina (2.502) e Rio de Janeiro (2.030). A fonte predominante é a fotovoltaica, correspondendo a 99,33% das instalações, seguida da termelétrica (0,32%), eólica (0,19%) e hidráulica (0,16%) [9].

A interconexão da micro e minigeração distribuída com os circuitos de distribuição de energia elétrica agrega novos desafios ao projeto e a operação dos sistemas elétricos das concessionárias de distribuição. Tanto a concessionária, quanto o proprietário da GD, devem

assegurar que a instalação seja projetada e construída para propiciar uma operação segura e confiável, sem prejudicar a operação do sistema de distribuição, o nível de qualidade de energia dos demais consumidores e a segurança das equipes técnicas que operam e mantêm o sistema elétrico. Exemplos de pesquisas focadas nesta preocupação estão apresentados em [10] e [11].

A norma IEEE 1547/2003 [12] fornece um conjunto de critérios e requisitos para a interconexão da GD ao sistema elétrico. Dentre eles, um dos requisitos que merece destaque, determina que caso ocorra à perda do suprimento elétrico da concessionária, em um sistema de distribuição com a presença de geradores distribuídos, os mesmos geradores devem ser automaticamente desconectados do sistema e permanecerem off-line até que o suprimento de energia da concessionária seja restabelecido. Este procedimento visa impedir a formação de ilhas energizadas pelos geradores distribuídos, isoladas do restante do sistema de energia elétrica e sem nenhum controle por parte da concessionária. Este tipo de evento é nomeado como ilhamento não-intencional [12]. Um dos fatores determinantes para esta especificação foi o fato de que a qualidade da energia fornecida para os consumidores da zona ilhada pode ficar comprometida, acarretando problemas para a concessionária, que é a responsável legal pela mesma. Os níveis de tensão e frequência em um ilhamento não-intencional podem oscilar severamente e excederão os limites permitidos pela distribuidora, colocando as cargas de usuários finais e unidades de GD em risco. Além disso, a configuração ilhada pode oferecer riscos às equipes de manutenção, assim como aos consumidores em geral, pois certas áreas continuariam energizadas sem o prévio conhecimento da concessionária [13].

#### 1.2 OBJETIVOS DO TRABALHO

Esta dissertação tem por objetivo geral analisar a problemática da detecção de ilhamentos não intencionais em sistemas elétricos de distribuição com conexão de geradores distribuídos e propor um método de detecção destes ilhamentos com o uso das Redes Neurais Artificiais (RNA), comparando o seu desempenho com o desempenho de um relé de detecção tradicional.

# 1.3 OBJETIVOS ESPECÍFICOS DO TRABALHO

Os objetivos específicos deste trabalho são:

- Abordar o cenário contemporâneo da geração distribuída no Brasil.
- Expor a problemática referente aos ilhamentos não intencionais em sistemas elétricos de distribuição com geração distribuída.
- Apresentar as metodologias convencionais para a detecção de ilhamentos e suas funcionalidades.
- Discorrer sobre a problemática das zonas de não detecção (ZND) para relés tradicionais e sobre o acionamento indevido destes relés em situações de não ilhamento.
- Abordar o uso de Aprendizagem Supervisionada aplicada à identificação de estados operativos de sistemas elétricos.
- Com o uso do software MATLAB e da ferramenta *Simulink*, levantar os diversos estados operativos de um sistema elétrico de distribuição de 13 barras, considerando a presença de geração distribuída em situações de ilhamento e não ilhamento.
- Para cada situação de ilhamento verificar a atuação do sistema de proteção simulado, de acordo com as especificações das distribuidoras de energia elétrica brasileiras.
- Utilizar os dados operativos dos sistemas simulados para realizar o treinamento de uma Rede Neural Artificial (RNA), que possa identificar com precisão similar ou superior, os estados de ilhamento não intencional e não ilhamento e comparar

os resultados obtidos com aqueles fornecidos pelo sistema de proteção convencional.

• Identificar os pontos de falha de ambos os modelos, propondo evoluções futuras.

### 1.4 ORGANIZAÇÃO DO TRABALHO

O Capítulo 1 apresenta o caminho percorrido pelas fontes de energia renováveis no Brasil e no Mundo nas últimas décadas, desde as suas vantagens, motivações, empecilhos para sua utilização e redução de custos globais, culminando na geração distribuída, que apresenta forte expansão no território nacional nos últimos anos. Elenca também os desafios agregados, devido ao aumento da complexidade dos sistemas de distribuição, com a inserção massiva da geração distribuída de energia na baixa e média tensão.

O Capítulo 2 apresenta uma análise sobre o problema da detecção de ilhamentos não intencionais em sistemas de distribuição com a inserção de geração distribuída, citando os efeitos negativos da não detecção de ilhamentos, como também da detecção indevida dos mesmos. Aborda-se então, o estado da arte das técnicas existentes para a detecção de ilhamentos não intencionais, citando suas vantagens e desvantagens.

O Capítulo 3 aborda o uso de Aprendizado Supervisionado aplicado à detecção de estados operativos em sistemas elétricos, abordando as propostas atuais com o uso de diferentes metodologias de treinamento e a aplicação de Redes Neurais Artificiais. É exemplificada a técnica que será utilizada nesta dissertação, simulando um sistema elétrico de distribuição 5 barras. São executados diferentes estados operativos do sistema, a fim de obter as características da rede no ponto de interconexão de um gerador e, assim, treinar uma RNA com os mesmos dados que seriam detectados pelo sistema de proteção convencional.

O Capítulo 4 apresenta o sistema elétrico de distribuição IEEE 13 barras, que foi avaliado nesta dissertação. Apresenta-se então as características gerais, os modelos utilizados nos relés tradicionais de tensão e frequência simulados e os modelos do gerador eólico e fotovoltaico utilizados. São apresentadas as rotinas de simulação realizadas, bem como os diferentes cenários considerados, suas características, carregamentos e resultados obtidos. Demonstra-se os pontos de falha dos relés tradicionais e os estados operativos nos quais ocorrem.

O Capítulo 5 apresenta o desenvolvimento da Rede Neural Artificial utilizada, as metodologias de treinamento, validação, testes da estrutura e os resultados obtidos na identificação dos ilhamentos. Então compara-se os resultados obtidos com a Rede Neural Artificial e o sistema de proteção convencional, demonstrando os pontos de acerto e falha de ambas as metodologias.

No Capítulo 6 são apresentadas as conclusões e considerações finais do trabalho, as principais contribuições, bem como são realizadas as proposições de evoluções futuras necessárias para a elevação da assertividade do modelo e expansão da solução.

## 1.5 PUBLICAÇÕES DECORRENTES DA PESQUISA

Durante o desenvolvimento deste trabalho foi possível realizar dois estudos envolvendo o uso de Redes Neurais Artificiais na detecção de ilhamentos em Geração Distribuída, um estudo utilizando Aprendizagem Supervisionada e outro com Aprendizagem Não Supervisionada. Os trabalhos decorrentes destas abordagens foram publicados no VII Simpósio Brasileiro de Sistemas Elétricos e no periódico IEEE Latin America Transactions, respectivamente, conforme referências a seguir:

BIAZ, B. M.; FORTES, M. Z.; LOPES, T. T.; FERREIRA, V.H. Islanding Detection in Distributed Generation using Supervised Learning Techniques. In: VII Simpósio Brasileiro de Sistemas Elétricos, 2018, Niterói. SBSE 2018.

BIAZ, B. M.; FORTES, M. Z.; LOPES, T. T.; FERREIRA, V.H.; LIMA, G. B. A. Islanding Detection in Distributed Generation using Unsupervised Learning Techniques. In: IEEE Latin America Transactions. Volume: 16, Issue: 1, jan. 2018. Páginas 118-125.

# 2 DETECÇÃO DE ILHAMENTOS DE GD EM SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

## 2.1 ILHAMENTO NÃO INTENCIONAL

Conforme definido na norma IEEE 1547/2003 [12], um ilhamento ocorre quando uma região que possui pontos de conexão comuns (PCC) com diversos sistemas elétricos de potência, entra em um estado de operação onde fica energizado apenas por um destes sistemas e desconectado dos demais, podendo este ser um cenário controlado. Já o ilhamento não intencional ocorre quando um recurso de Geração Distribuída mantém energizada parte da área atendida por um sistema elétrico de potência, apesar da desconexão desta área do sistema elétrico de potência ocorrer devido a problemas na rede, situações de emergência ou manobras no sistema. Tal situação deve ser identificada pelo gerador distribuído em até dois segundos e o mesmo deve se desconectar da rede, evitando a formação do ilhamento [12].

Buscando padronizar os procedimentos de acesso dos clientes interessados em se tornar micro e mini geradores distribuídos, as concessionárias de energia elétrica emitiram normas de especificação técnica estipulando uma série de critérios referentes às novas conexões ou alteração de conexões existentes para consumidores que adotassem tais tecnologias. Dentre os critérios apresentados, especificou-se que em caso da ocorrência de ilhamento não intencional do gerador distribuído por alguma eventual falha no sistema de distribuição, o mesmo deve se desconectar do sistema em até dois segundos, seguindo o proposto pela Norma IEEE 1547. Tal fato pode ser verificado, por exemplo, na Especificação Técnica Ampla [ETA] de Conexão de Micro e Mini Geração Distribuída ao Sistema Elétrico da AMPLA/COELCE, emitida pela concessionária Enel Distribuíção Rio em 2016 [14], na Norma Técnica de Conexão de Micro e Minigeração Distribuída sob Sistema de Compensação de Energia Elétrica da CPFL Energia [15] e na Norma Técnica NTC 905200 - Acesso de Micro e Minigeração Distribuída ao Sistema de Compensação de Energia Elétrica da CPFL Energia da COPEL [16]; dentre outros.

Na Figura 4 pode-se observar um exemplo de ilhamento não intencional, onde devido a um problema no sistema de distribuição, na subestação, o sistema foi aberto no ponto C. Caso a proteção da interconexão do gerador distribuído com o sistema de distribuição em E não atue, será formada então uma zona de ilhamento.



Figura 4 - Zona de ilhamento não-intencional.

A ênfase das concessionárias de distribuição de energia em não permitir a ocorrência de ilhamentos não-intencionais é compreensível, dado o fato de que um dos principais riscos é o de acidentes com equipes de manutenção. Considerando que os ilhamentos ocorreriam em situações de falhas no fornecimento de energia, e que as equipes de manutenção das concessionárias já operam sob pressão devido aos índices de DEC (Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora) e FEC (Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora) e or verificação de energização da rede elétrica, o que poderia resultar em acidentes. Na Figura 5 pode-se observar o número de óbitos de funcionários do setor de

distribuição de energia elétrica no Brasil em decorrência de acidentes de trabalho, onde parte dessas fatalidades é ocasionada por choque elétrico [17].



Figura 5 - Número de mortes de funcionários de concessionárias de distribuição em cada região

#### do Brasil (2009-2013).

# 2.2 EFEITOS DA NÃO DETECÇÃO DE ILHAMENTOS NÃO INTENCIONAIS EM REDES ELÉTRICAS COM GD

A qualidade na distribuição de energia elétrica no Brasil é monitorada pela ANEEL sob três óticas: a qualidade do produto, a qualidade do serviço e a qualidade do atendimento ao consumidor. A qualidade do produto refere-se à conformidade de tensão em regime permanente e as perturbações na forma de onda de tensão, onde trata-se de um compromisso firmado no contrato de concessão da atividade de distribuição de energia. A qualidade do serviço compreende a avaliação das interrupções de fornecimento de energia elétrica coletivos (índices DEC e FEC) e individuais (DIC, FIC, DMIC e DICRI). A qualidade do atendimento refere-se a todos os indicadores de atendimento comerciais presenciais e telefônicos, bem como prazos máximos de atendimento e prestação de serviços.

Portanto, a concessionária de distribuição de energia é a responsável legal pela qualidade do produto/eletricidade recebido pelos consumidores e, em uma situação de ilhamento não intencional, ela não possui nenhum controle sobre a eletricidade fornecida, níveis de tensão, frequência ou balanceamento entre fases. Logo, caso os consumidores tenham

quaisquer problemas, como queimas de equipamentos ou acidentes durante um ilhamento, a distribuidora seria responsabilizada.

Conforme exposto em [18], a inserção de múltiplos geradores distribuídos em um sistema elétrico de potência, por natureza agrega uma série de complexidades para a operação do sistema. Em casos de ilhamento podem ser observados problemas severos como a perda de sensibilidade dos dispositivos de proteção, perda da coordenação entre dispositivos como religadores e chaves fusível e também a ocorrência de religamento fora de sincronismo.

Na Figura 6 pode-se verificar um exemplo do impacto da não detecção de um ilhamento não intencional na coordenação dos sistemas de proteção, onde na ocorrência de uma falta temporária, o religador, que possui o seu tempo de atuação anterior ao da chave fusível, opera na tentativa de extinguir o arco e eliminar a falta, separando todo o bloco do sistema principal. Porém, caso o gerador distribuído não identifique a situação de ilhamento, ele irá continuar energizando a falta, onde poderá ocorrer a abertura da chave fusível, deixando todo o circuito posterior à chave permanentemente desconectado até que ocorra a intervenção técnica.



Figura 6 – Exemplo de descoordenação de proteção causada por falha na detecção de ilhamento [19].

Conforme demonstrado em [18], a premissa fundamental de esquemas de proteção utilizando religadores e chaves fusível é a de que ambos os dispositivos são sensibilizados pela mesma corrente, porém, com a presença do gerador distribuído, a chave fusível sempre receberá maior corrente caso o gerador continue conectado em uma situação de ilhamento. O resultado será que a chave fusível poderá operar antes do religador. E quanto maior for a presença de geradores distribuídos conectados no circuito, maior será a diferença das correntes no religador e na chave fusível e, consequentemente, maior será a perda de coordenação entre os dispositivos.

A presença de geradores distribuídos ilhados no sistema elétrico também irá causar a redução da sensibilidade das proteções de sobrecorrente, devido à redução do valor das correntes de curto circuito, de acordo com o nível de participação da GD e o posicionamento do gerador, do dispositivo de proteção e o ponto de falta [18].

Eliminada a falta temporária, o religador irá realizar a reconexão da região desligada com o restante do sistema elétrico de potência. Caso, dentro desta área haja uma região ilhada energizada, pode ocorrer uma reconexão fora de sincronismo com a rede, podendo ocasionar sobretensões elevadas, representando assim um risco eminente para a GD e para os equipamentos dos consumidores. Nas simulações executadas neste trabalho, este efeito pode ser observado, onde concluiu-se que mais um efeito prejudicial do ilhamento seria a possibilidade da atuação indevida de elementos de proteção do sistema no instante da reconexão à rede da zona ilhada.

Em casos de não detecção do ilhamento não intencional, a região ilhada pode apresentar aterramento inadequado para a operação, pois a ausência de conexão com o sistema de distribuição pode torná-la não aterrada. Portanto, com a corrente de curto circuito se tornando muito baixa, caso haja a ocorrência de falta fase-terra, as mesmas seriam de difícil detecção pelos relés de sobrecorrente instalados nas subestações do alimentador de distribuição.

## 2.3 EFEITOS DA DETECÇÃO INDEVIDA DE ILHAMENTOS EM GD

Caso o sistema de proteção da GD não seja eficaz, um segundo efeito nocivo, além da não desconexão em situações de ilhamento não intencional, é a desconexão indevida em situações operacionais da rede que não requeriam a saída da GD, por exemplo: chaveamento de cargas em unidades consumidoras, aumento ou redução do carregamento do sistema, faltas temporárias na rede ou, até mesmo, conexão e desconexão de outros geradores distribuídos. Caso o sistema de proteção processe estes estados operativos como ilhamentos não intencionais, a GD irá se desconectar indevidamente, podendo ocasionar uma instabilidade ainda maior na rede de distribuição e levar até mesmo à desconexão de outros geradores. Em [19], aborda-se o fato de que a desconexão indevida da GD em situações de faltas temporárias pode vir a piorar os níveis de tensão e corrente, impactando diretamente na qualidade de energia dos consumidores próximos, exigindo respostas rápidas do operador para regular os níveis de tensão e frequência do sistema. Caso o sistema já esteja em condições de elevado carregamento, podem ocorrer subtensões.

# 2.4 METODOLOGIAS USUAIS PARA A DETECÇÃO DE ILHAMENTO NÃO INTENCIONAL DE GD

Com a massificação da geração distribuída nos sistemas elétricos de potência, ficou cada vez mais urgente a busca por soluções que pudessem mitigar a problemática dos ilhamentos não intencionais, onde diversas propostas foram realizadas, com parte delas vindo a se tornar soluções comerciais. A busca por melhores resultados, que encontrassem o ponto ótimo entre custo e eficiência trouxeram soluções que eliminam totalmente o problema, porém apresentam altos custos de instalação e operação, como também soluções que apresentam baixos custos, mas em contrapartida trouxeram à tona a questão das Zonas de Não Detecção (*NDZ – Non Detection Zones*), que se tornou o principal indicador de eficiência das soluções propostas.

Em 2002 foi apresentada para a Agência Internacional de Energia (*IEA*), um documento onde são analisados diversos métodos de detecção de ilhamentos em instalações fotovoltaicas e, para tais, demonstrados suas vantagens, desvantagens e suas Zonas de Não Detecção, onde esta última é definida para a Agência como critério para a demonstração de eficiência do método [20]. Considerando-se que a geração distribuída fotovoltaica corresponde a 99,33% da participação no número de unidades consumidoras com geração distribuída, e que 77% destes consumidores são residenciais em baixa tensão [9], o estudo para a detecção de ilhamentos não intencionais para esta classe deve ser priorizado, considerando características como baixo custo e facilidade de implementação. Na Tabela 1 pode-se verificar o número de Unidades Consumidoras com Geração Distribuída no Brasil, por fonte de geração.

Tabela 1 - Unidades Consumidoras com Geração Distribuída por fonte [9].

UNIDADES CONSUMIDORAS COM GERAÇÃO DISTRIBUÍDA								
Fonte	Quantidade	Participação %	Potência Instalada (kW)	kW/UC				
HIDRÁULICA (CGH)	45	0,16%	43.325,90	962,80				
EÓLICA	55	0,19%	10.310,10	187,46				
FOTOVOLTÁICA	28.153	99,33%	256.755,60	9,12				
TERMELÉTRICA	90	0,32%	24.842,08	276,02				
TOTAL	28343		335.233,68	11,83				

Atualmente, existem diversas técnicas possíveis para a detecção de ilhamentos não intencionais em geração distribuída, na qual são classificadas em dois grandes grupos, segundo os seus princípios operativos: técnicas locais e remotas. Dentro de cada grupo existem diversas técnicas de detecção, e a adoção de uma determinada metodologia depende de sua viabilidade técnica e econômica, além da análise do tipo de instalação e configuração do sistema de distribuição [13]. Uma visão geral é apresentada na Figura 7.



Figura 7 - Técnicas para detecção de ilhamentos em redes com Geração Distribuída [13].

# 2.4.1 TÉCNICAS REMOTAS PARA DETECÇÃO DE ILHAMENTOS NÃO INTENCIONAIS DE GD

As técnicas denominadas remotas envolvem algum tipo de comunicação entre a concessionária, os dispositivos de proteção presentes na rede elétrica e os geradores distribuídos, conforme pode ser verificado na Figura 8. Apresentam elevada eficácia na identificação de situações de ilhamento e perturbações no sistema de distribuição [13]. As principais técnicas remotas são as baseadas em sistemas SCADA (*Supervisory Control and Data Acquisition*) ou PLCC (*Power Line Carrier Communication*).



Figura 8 – Detecção remota de ilhamentos não intencionais.

Ambas as técnicas são eficientes para a detecção de ilhamentos, porém envolvem altos custos de instalação e intervenção no sistema de distribuição. Em virtude disto, as técnicas locais ganharam mais espaço no mercado, pois exigem apenas a instalação de equipamentos de detecção na localidade da GD, ficando a maior parte dos custos a cargo do consumidor.

## 2.4.1.1 TÉCNICAS BASEADAS EM SISTEMAS SCADA

As técnicas baseadas em sistemas SCADA ainda são pouco empregadas em redes de distribuição devido ao alto custo. O princípio consiste em monitorar o estado de todos os disjuntores da rede, desde a subestação responsável pelo trecho, até o gerador distribuído. Na ocorrência de um evento de ilhamento, o sistema SCADA identifica a região isolada, e um sistema de telecomando aciona o desligamento do gerador distribuído. Como citado, apresenta alta eficiência, porém alto custo, pois quanto mais complexo for o sistema de distribuição, maior deverá ser o número de disjuntores a serem monitorados.

### 2.4.1.2 TÉCNICAS BASEADAS EM SISTEMAS PLCC

As técnicas baseadas em sistemas PLCC utilizam a própria rede de distribuição para o tráfego de dados. O princípio de funcionamento envolve um gerador de sinais conectado ao

transformador da subestação responsável pelo trecho onde está inserido o gerador distribuído. Este gerador envia continuamente um pulso de sinal de baixa frequência para a rede elétrica, (geralmente inferior a 500 Hz) para todos os alimentadores, que é interpretado por um receptor de sinal alocado no Gerador Distribuído, como uma confirmação do fornecimento da distribuidora. Caso haja uma falha no fornecimento da mesma, este sinal será interrompido, então o receptor interpretará como um ilhamento e irá desconectar o gerador distribuído da rede. Esta metodologia exige, no entanto, a instalação de acopladores capacitivos em cada transformador, entre os lados de média e baixa tensão, para possibilitar o tráfego de dados entre a distribuidora e consumidor, conforme demonstrado na Figura 9. Caso haja quaisquer falhas na transmissão do sinal, poderá ocorrer a desconexão indevida da GD.



Figura 9 - Acoplamento de dados entre Média e Baixa Tensão.

## 2.4.2 TÉCNICAS LOCAIS PARA DETECÇÃO DE ILHAMENTOS EM GD

As técnicas locais, diferentemente das técnicas remotas, tratam-se de soluções embarcadas no ponto de interconexão da GD com o sistema de distribuição. O funcionamento
destas soluções depende da medição de parâmetros do sistema como tensão e frequência e podem ser classificadas como ativas e passivas, de acordo com as suas características.

# 2.4.2.1 TÉCNICAS LOCAIS ATIVAS

As técnicas ativas requerem que um equipamento alocado na GD injete sinais na rede, provocando pequenas alterações no comportamento do sinal elétrico. Estas alterações são constantemente monitoradas e, caso haja um ilhamento, o padrão de comportamento do sinal irá se alterar. Esta alteração é devidamente interpretada e o gerador distribuído é desconectado da rede de distribuição. Caso o gerador distribuído seja o único em um trecho da rede de distribuição, este método apresenta eficácia, porém caso mais geradores sejam alocados no mesmo trecho da rede, ocorrerá interferência entre os sinais injetados, prejudicando a correta identificação do status do sistema [13].

## 2.4.2.2 TÉCNICAS LOCAIS PASSIVAS

As técnicas passivas geralmente são baseadas na análise das medidas de frequência e tensão, obtidas no ponto de interconexão entre o gerador distribuído e o sistema elétrico. Caso haja um estado de ilhamento não intencional, estas medidas irão sofrer alterações significativas em um curto espaço de tempo, caracterizando a situação de formação de ilhas energizadas. Ao contrário das técnicas ativas, estas não realizam a injeção de sinal na rede elétrica, ou seja, independentemente do número de geradores distribuídos alocados na rede, o seu funcionamento não será alterado. Porém, as técnicas passivas não são totalmente eficazes para detectar as condições de ilhamento para todos os estados operativos do gerador e do sistema elétrico, devido às zonas de não-detecção características dos relés de frequência / tensão. As zonas de não detecção podem assumir diferentes valores em função dos ajustes aplicados aos dispositivos de proteção por parte das concessionárias de distribuição. Em linhas gerais, um aumento da sensibilidade no ajuste dos relés para mitigar as zonas de não-detecção, irá ocasionar um número maior de acionamentos indevidos. De igual modo, uma redução na sensibilidade do

ajuste dos relés, para reduzir o número de acionamentos indevidos, irá aumentar a zona de não detecção de ilhamentos não intencionais [13].

Na conjectura atual das redes de distribuição em operação no Brasil, os esquemas de proteção contra ilhamento não intencional, que empregam relés baseados em medidas de frequência, são os mais difundidos dentre as técnicas passivas [21]. Nesta modalidade, caso exista um grande desbalanço de potência ativa entre a geração e a carga do subsistema ilhado, após o ilhamento não intencional, ocorrerá uma variação significativa do valor da frequência elétrica no subsistema, o que possibilitará a detecção da ocorrência do ilhamento pelo relé de frequência. Este método é atrativo devido ao seu baixo custo, porém o seu desempenho pode ser prejudicado caso a diferença de valores entre a geração e a carga no sistema ilhado não seja significativa. A definição dos ajustes aplicados ao relé no momento da instalação deve ser criteriosamente realizada, para minimizar a ocorrência de atuação indevida em situações de chaveamentos de carga ou curtos-circuitos no sistema de distribuição. Outro tipo de relé muito utilizado na proteção anti-ilhamento é o relé de taxa de variação de frequência (df/dt) (em inglês, *ROCOF – Rate Of Change Of Frequency*), pois acelera a detecção do ilhamento em situações onde a frequência varia lentamente [21].

Além destas técnicas, algumas concessionárias de distribuição do Brasil aplicam outras técnicas passivas para a detecção do ilhamento não intencional, como os relés de deslocamento de fase, que comparam os ciclos elétricos, indicando se existe ou não deslocamento de fase da tensão, situação típica de operação ilhada [21].

# 2.4.2.2.1 ZONAS DE NÃO DETECÇÃO EM TÉCNICAS LOCAIS PASSIVAS

As técnicas locais passivas para detecção de ilhamentos aliam baixos custos e ausência de interferência no funcionamento da rede, porém apresentam riscos de falha superiores às demais tecnologias, apresentando zonas de não detecção de ilhamentos em determinados cenários operativos do sistema elétrico. Estas zonas surgem em decorrência dos pontos de ajuste dos relés para a detecção de sobretensão, subtensão, sobrefrequência e subfrequência, pois considerando que há uma faixa de valores entre os limites de sobretensão e subtensão, e uma faixa de valores entre os limites de sobrefrequência e subfrequência, caso o ilhamento provoque um desbalanço tal no sistema que faça as magnitudes de frequência e tensão oscilarem exatamente dentro destas faixas, o ilhamento não será detectado. Por exemplo, para um relé de sub e sobrefrequência ajustado em 57,5 Hz e 62,5 Hz, respectivamente, caso o ilhamento faça a frequência do sistema oscilar para 58 Hz, o relé de frequência não irá detectá-lo. Se para este mesmo cenário, o relé de sub e sobretensão estiver ajustado para 0,7 e 1,2 pu, respectivamente, e o ilhamento fazer com que o nível de tensão do sistema caia para 0,8 pu, logo o relé de tensão também não irá detectar o ilhamento. Com a falha de ambos os relés, de frequência e tensão, logo teremos um ilhamento não intencional.

Em [22] e [23] demonstra-se uma metodologia de análise e identificação das zonas de não-detecção de ilhamentos não intencionais para relés baseados em medidas de frequência e tensão, considerando geradores conectados por meio de inversores, sobretudo em sistemas fotovoltaicos. As zonas de não detecção são obtidas por meio de simulação dinâmica da rede elétrica e permitem mapear vários pontos de operação do sistema elétrico representados no plano desbalanço de potência reativa versus desbalanço de potência ativa, para os quais os relés são ineficazes em detectar o ilhamento não intencional.

Um modo para se definir a zona de não detecção do sistema consiste em primeiramente avaliar a curva de desempenho do relé baseado em medidas de frequência, considerando uma mesma condição de desbalanço de potência reativa e variando o desbalanço de potência ativa. De igual modo, obtém-se a curva de desempenho do relé baseado em medidas de tensão, considerando uma mesma condição de desbalanço de potência ativa e variando o desbalanço de potência reativa. Armazenando apenas os casos em que o relé não opera dentro do tempo requerido e plotando  $\Delta P \propto \Delta Q$ , logo tem-se a zona de não detecção correspondente ao ajuste aplicado. Um exemplo de zona de não detecção pode ser observado na Figura 10, onde para a região hachurada o ilhamento não é detectado. Conforme pode-se observar, os limites da zona de não detecção são os limites de ajuste de sub e sobrefrequência, e limites de ajuste de sub e sobretensão.



Figura 10 - Exemplo de uma zona de não-detecção de relés baseados em medidas de frequência e tensão [Fonte: adaptado de [20]].

# 2.4.3 COMPARAÇÃO ENTRE AS TÉCNICAS DE DETECÇÃO DE ILHAMENTOS

Um resumo comparativo entre as técnicas expostas, demonstrando as suas principais vantagens e desvantagens pode ser verificado na Tabela 2. Conforme pode-se analisar, não há solução perfeita. Cada uma será ideal para um determinado cenário, onde todas as metodologias apresentam pontos chave que devem ser levados em consideração ao se escolher uma solução. Exemplos: Necessidade de alto ou baixo tempo de resposta, necessidade de uma solução de alto ou baixo custo, a GD a ser protegida estará em uma rede com a presença de muitas ou poucas GD's ou a rede em questão apresenta altos ou baixos índices de distorção harmônica.

Técnicas de Detecção de Ilhamentos	Vantagens	Desvantagens	Exemplos
1) Técnicas Remotas	• Altamente confiáveis	<ul> <li>Altos custos de implementação e operação</li> <li>Necessidade de alta confiabilidade de comunicação, podendo provocar desligamentos indevidos da GD ou não detecção de ilhamentos em caso de falhas de comunicação</li> </ul>	• Sistemas SCADA e PLCC
2) Técnicas Locais			
	• Baixo tempo de	• Difícil detecção de ilhamentos quando há o	• Análise de Taxa de Variação de Potência
a) Técnicas Passivas	detecção.	equilíbrio entre geração e carga na zona ilhada	• Análise de Frequência Absoluta
	<ul> <li>Não gera distúrbios no sistema</li> </ul>	• Necessita especial atenção nos pontos de ajuste dos relés	<ul> <li>Análise de Taxa de Variação de Frequência</li> </ul>
			• Análise de Variação de Impedância
	<ul> <li>Precisa quando há desequilíbrio entre geração e demanda na</li> </ul>	<ul> <li>Se o ajuste da proteção for excessivo, irá gerar desligamentos</li> </ul>	<ul> <li>Deslocamento de Fase</li> <li>Análise de Desbalanço de Tensão</li> </ul>
	zona ilhada	desnecessários	<ul> <li>Análise de Distorção Harmônica</li> </ul>
		• Introduz distorções de sinal no sistema	<ul> <li>Análise de Medição de Impedâncias</li> </ul>
b) Técnicas Ativas	• Capaz de detectar ilhamentos mesmo quando há equilíbrio entre geração e demanda na zona ilhada (baixas Zonas de Não Detecção)	• Alto tempo de identificação de ilhamentos, devido à necessidade de esperar uma resposta do sistema	• Análise de Distorção de Potência Reativa exportada
		• A distorção inserida no sistema pode afetar os níveis de potência e estabilidade mesmo em situações de não ilhamento	• Análise de Alteração de Fase ou Frequência

# Tabela 2 - Comparação entre as Técnicas de Detecção de ilhamentos. Fonte: adaptado de [22].

# 2.5 NORMAS PARA CONEXÃO DE ACESSANTE GD AO SISTEMA ELÉTRICO DE DISTRIBUIÇÃO

Apesar da expansão da Geração Distribuída em território nacional, ainda se observa uma certa dificuldade das Distribuidoras em capacitar sua mão de obra e revisar seus sistemas e procedimentos a fim de atender à esta demanda. Conforme concluído no Grupo de Trabalho CIGRÉ-Brasil 2013 [21], onde é realizado uma comparação técnica dos requisitos das distribuidoras para a conexão de Acessantes de Geração Distribuída aos sistemas de distribuição, muitos pontos ainda precisam ser melhorados a fim de garantir a proteção e eficácia do sistema. Algumas distribuidoras ainda não possuem procedimentos claros para determinados tipos de conexão. Como exemplo, a conexão de Geradores Distribuídos em Média Tensão – MT, na qual Coelba, CPFL, Elektro, Eletropaulo, Enersul, Iberdrola, e Light, não apresentam especificação precisa sobre a forma de conexão, devendo as análises serem realizadas caso a caso.

Dentre outras conclusões do Grupo de Trabalho CIGRÉ-Brasil, vale ressaltar:

- Na maioria das normas, as exigências referentes às funções de proteção não estão diretamente relacionadas ao tipo de tecnologia da GD;
- A maioria das distribuidoras atribui às proteções de sobrefrequência, subfrequência, sobretensão e subtensão, a função de anti-ilhamentos não intencionais. No entanto, o risco de falha dessas proteções, principalmente em condições onde há o equilíbrio entre carga e geração, é alto;
- Algumas normas de acesso deveriam conter um maior detalhamento a respeito de suas exigências, a fim de evitar erros de interpretação ou conexões despadronizadas, que possam causar danos aos circuitos da rede da distribuidora e do gerador/cliente;
- A uniformização das exigências dos requisitos de proteção entre as distribuidoras facilitaria a discussão técnica entre grupos de GD com atuação

nacional, além de permitir que equipamentos com atributos especiais sejam desenvolvidos pelos fabricantes.

Portanto, para o desenvolvimento das simulações deste trabalho foi adotado como referência a Norma Técnica de Conexão de Micro e Minigeração Distribuída ao Sistema Elétrico da Enel Distribuição Rio, divulgado em 2016 [14]. Esta Norma, comparada a sua versão anterior de 2013, demonstrou uma maior preocupação em definir os pontos de ajuste e tempos de atuação dos relés de proteção de tensão e frequência.

Os valores utilizados para os ajustes de sobretensão e subtensão podem ser observados na Tabela 3.

abela 5 - Ajustes de sobretensão e subtensão. Ponte [14			
Faixa de tensão no ponto de conexão (%TR)	Tempo de desconexão (s)		
TL ≥ 1,20	0,5		
1,10 ≤ TL < 1,20	10		
0,8 < TL < 1,10	Operação Normal		
0,7 < TL ≤ 0,8	10		
TL ≤ 0,7	1,5		

Tabela 3 - Ajustes de sobretensão e subtensão. Fonte [14].

NOTA: TL – Tensão de Leitura, TR – Tensão de Referência

As proteções de sobrefrequência e subfrequência são ajustadas conforme a Tabela 4.

Tabela 4 - A	iustes de	sobrefrea	uência e	e subfrea	uência.	Fonte	[14]
= = = = = = = = = = = = = = = = = = = =							r 1.

Faixa de frequência no pondo de conexão (Hz)	Tempo de desconexão (s)
f ≤ 56,5	Instantâneo
56,5 < f ≤ 57,5	5
57,5 < f ≤ 58,5	10
f < 59,5	30
59,5 ≤ f ≤ 60,5	Operação Normal
f > 60,5	30
63,5 ≤ f < 66	10
f ≥ 66	Instantâneo

## 2.6 RELÉS DE PROTEÇÃO SIMULADOS

Utilizando os ajustes estipulados na Norma de Conexão do Acessante da Ampla/Coelce, foi desenvolvido no *Simulink/MATLAB* um bloco Relé de Frequência e Tensão de tempo definido, que foi conectado no ponto de interconexão do gerador distribuído com a rede de distribuição. Este relé atua sempre que as características do sistema violam os requisitos estipulados, desconectando a GD. A estrutura do relé pode ser verificada na Figura 11.



Figura 11 - Estrutura do Relé de Tensão e Frequência.

Para cada faixa de ajuste dos relés de tensão e frequência foi elaborado um bloco interno que avalia a faixa operativa. Caso viole o valor de ajuste da tensão ou frequência e ultrapasse os tempos máximos estipulados, o bloco altera sua saída de '1' para '0'. Todos os blocos estão conectados a um operador lógico AND, onde caso uma das entradas seja zero, a saída do operador AND se torna zero, valor este que aciona o seccionador externo, desconectando a GD.

As Figuras 12 e 13 ilustram, respectivamente, as estruturas internas de um dos blocos dos relés de frequência e sobretensão. Cada bloco é programado para atuar de acordo com uma determinada faixa operativa estipulada. Por exemplo, a norma estipula que caso a frequência verificada no ponto de interconexão da GD com o sistema de distribuição seja menor ou igual a 56,5 Hz ou maior ou igual a 66 Hz, a GD deve se desconectar de modo instantâneo.

```
[] function TS = fcn(clk,Freq)
 persistent RelayState TripTime CaptureClk StopClk
  if isempty(RelayState)
     RelayState = 0;
                         % Reset Relay
     TripTime = inf;
     CaptureClk = 0;
     StopClk = 0;
  end
  if (Freq<=56.5) || (Freq>=66)
                                %%%CASO 1
     if (CaptureClk == 0)
          StopClk = clk + 0.0001; % Captura o clock + delay
          CaptureClk = 1;
            end
     if (RelayState == 0)&&(clk-StopClk >= 0)
         TripTime = clk + 0.02; % delay de 20ms adicionais devido ao acionamento mecânico do disjuntor
         RelayState = 1;
     end
 else
     % CaptureClk = 0;
  end
    TS = (clk <= TripTime);</pre>
```

Figura 12 - Estrutura interna de um dos blocos dos relés de frequência.

```
function TS = fcn(clk,Vrms, V_System)
 persistent RelayState TripTime CaptureClk StopClk
 if isempty(RelayState)
     RelavState = 0;
                       % Reset Relav
     TripTime = inf;
     CaptureClk = 0;
     StopClk = 0;
 end
 if (max(Vrms))>= (V_System*1.2) %CASO1
     if (CaptureClk == 0)
         StopClk = clk + 0.5; % Captura o clock + delay
         CaptureClk = 1:
     end
     if (RelayState == 0)&&(clk-StopClk >= 0)
        TripTime = clk + 0.02; % delay de 20ms adicionais devido ao acionamento mecânico do disjuntor
        RelayState = 1;
     end
 else
     CaptureClk = 0;
 end
 TS = (clk <= TripTime);
```



A Figura 14 ilustra a estrutura interna de um dos blocos dos relés de subtensão.

```
function TS = fcn(clk,Vrms, V_System)
 persistent RelayState TripTime CaptureClk StopClk
  if isempty(RelayState)
     RelayState = 0;
                       % Reset Relay
     TripTime = inf;
     CaptureClk = 0;
     StopClk = 0;
 end
  if (min(Vrms)) <= (V_System*0.7) %CASO3</pre>
     if (CaptureClk == 0)
         StopClk = clk + 1.5; % Captura o clock + delay (1.5)
         CaptureClk = 1;
     end
     if (RelayState == 0)&&(clk-StopClk >= 0)
        TripTime = clk + 0.02; % delay de 20ms adicionais devido ao acionamento mecânico do disjuntor
        RelayState = 1;
     end
  else
     CaptureClk = 0;
 end
 TS = (clk <= TripTime);
```

#### Figura 14 - Estrutura interna de um dos blocos dos relés de subtensão.

Um exemplo de atuação do sistema de proteção anti-ilhamento baseado nos relés tradicionais de frequência e tensão pode ser verificado no esquema da Figura 15, com a simulação de um ilhamento não intencional no instante t=0,5s através do seccionamento do

sistema entre os barramentos B632 e B633, e com a presença de um gerador distribuído fotovoltaico instalado no barramento B634.



Figura 15 - Ilhamento da GD devido à abertura do sistema entre B632-B633.

Devido ao ilhamento iniciado no instante t=0,5s (1) e devido ao fato da geração distribuída não corresponder à demanda da carga na zona ilhada, no mesmo instante observase a elevação dos níveis de tensão além do *setpoint* do relé de tensão, onde ao atingir o limite de tempo estipulado, o mesmo realiza a abertura do sistema em (2), desconectando a GD1 evitando o ilhamento. As Figuras 16 e 17 ilustram os níveis de tensão e frequência no ponto de interconexão do gerador distribuído com o sistema de distribuição, respectivamente.



Figura 16 - Níveis de tensão no ponto de interconexão da GD com a rede de distribuição.



Figura 17 - Níveis de frequência no ponto de interconexão da GD com a rede de distribuição.

A Figura 18 ilustra a operação do relé de proteção anti-ilhamento da GD, onde o valor se torna '0' seccionando o sistema em t=1,02 seg.



Figura 18 - Atuação do relé de proteção contra sobretensão.

# 3 APRENDIZAGEM SUPERVISIONADA APLICADA À IDENTIFICAÇÃO DE ESTADOS OPERATIVOS DO SISTEMA ELÉTRICO

## 3.1 A IMPORTÂNCIA DA ANÁLISE DOS ESTADOS OPERATIVOS DO SISTEMA

Um Sistema Elétrico de Potência conceitualmente é construído visando atender aos consumidores de energia com base em três princípios, conhecidos no setor como o "Tripé da Operação": continuidade, qualidade e economia. Porém, dado o enfoque cada vez maior em segurança do sistema, é mais preciso afirmar que se tratam de "Quatro Pilares da Operação": segurança, continuidade, qualidade e economia (em teoria nesta ordem de prioridades), onde, para cada preceito, deve-se observar a correta detecção e identificação dos estados operativos do sistema. Tal fato é de caráter crucial, pois vai definir as medidas a serem tomadas em todos os cenários possíveis, muitos deles críticos.

Todos os sistemas elétricos devem operar dentro de requisitos firmemente estabelecidos de segurança, não expondo os consumidores e equipes técnicas a situações de risco, mesmo em casos de acidentes e falhas no sistema. A correta identificação de estados como falhas, faltas, sobrecargas e inoperâncias dos elementos do sistema elétrico deve ser realizada pelos sistemas de proteção e pelos Centros de Operação do Sistema (COS), a fim de tomar medidas protetivas e/ou preventivas como chaveamentos e desligamentos, com vistas a garantir a segurança da população e dos usuários.

Os sistemas elétricos devem operar dentro dos requisitos mínimos de qualidade de geração, transmissão e distribuição definidos pelo órgão regulador, a ANEEL. Para o perfeito atendimento deste requisito, é de caráter crucial a correta análise de grandezas como os níveis de tensão e frequência, onde determinadas variações podem indicar, por exemplo, um desequilíbrio entre geração e carga, conforme demonstrado por Dugan, McGranaghan e Beaty em [23]. Para tal situação, medidas urgentes devem ser tomadas. Segundo [23], os sistemas de potência em Corrente Alternada são projetados para operar em uma tensão senoidal e em uma

determinada frequência (50 ou 60 Hz), onde qualquer desvio significativo da forma de onda, representa um potencial problema de qualidade de energia, que pode afetar desde pequenos consumidores a grandes clientes industriais, atualmente os maiores interessados no tema devido à alta sensibilidade dos equipamentos eletrônicos industriais modernos.

Grandes prejuízos atualmente são associados a falhas de continuidade no sistema de energia. Segundo [23], uma simples operação momentânea incorreta no disjuntor de uma rede de distribuição, pode gerar grandes prejuízos financeiros para uma planta industrial média, devido ao desligamento de uma linha de produção que necessita, por exemplo, de 4 horas para reiniciar. Existem também os prejuízos gerados para as concessionárias de eletricidade devido à transgressão dos limites de continuidade, onde no Brasil no período de 2010 a 2018, resultaram em quase quatro bilhões de reais em compensações aos consumidores [24]. A correta interpretação dos estados operativos e consequente operação do sistema é, portanto, vital para a manutenção de bons índices de continuidade de fornecimento e para o impedimento de prejuízos financeiros e materiais.

A Figura 19 apresenta os valores das compensações pagas pelas distribuidoras aos consumidores devido à transgressão dos indicadores DIC, FIC e DMIC, a partir de 2010. Os valores de DICRI estão disponíveis a partir de 2012. Os limites dos indicadores DIC e FIC são definidos para períodos mensais, trimestrais e anuais. O limite do indicador DMIC é definido para períodos mensais. O limite do indicador DICRI é definido para cada interrupção em dia crítico. Em virtude destes períodos estipulados, os indicadores da Figura 19 apresentam para cada ano faixas de valores mensais, trimestrais e anuais que somadas totalizam as compensações pagas.



Figura 19 - Compensação pela transgressão dos Limites de Continuidade das Concessionárias. Fonte [24].

# 3.2 METODOLOGIA PARA A IDENTIFICAÇÃO DOS ESTADOS OPERATIVOS

A automatização e integralização do sistema elétrico nacional é uma tarefa extensa, que pode levar anos ou décadas dependendo do nível de investimentos realizados, demandando um enfoque adicional no desenvolvimento e massificação da adoção de modelos matemáticos robustos de representação dos estados operativos do sistema, auxiliando assim na tomada de decisões dos processos de automação.

Dentro deste cenário de infraestrutura do sistema, portanto, observa-se um crescimento exponencial do número de geradores distribuídos conectados às redes de distribuição. Conforme exposto no capítulo 1, uma ótima solução pode se tornar um grande problema caso não seja acompanhada e direcionada de forma coordenada pelos responsáveis pelo sistema. Um dos principais problemas, a identificação de ilhamentos nas redes de distribuição, ainda não possui um controle preciso por parte das distribuidoras, onde as mesmas se baseiam apenas na expectativa de que os relés passivos do cliente funcionem corretamente.

O setor elétrico nacional dispõe de um grande número de medições que podem ser utilizadas no desenvolvimento de modelos matemáticos robustos, conforme apresentado por Lopes em [25], que apesar de não representarem com exatidão as condições de operação, já fornecem uma estimativa aproximada das mesmas. Portanto, com acesso às bases de dados e aos estados operativos que as mesmas representam, muitos esforços no meio acadêmico têm sido direcionados à pesquisa e desenvolvimento de técnicas de aprendizagem supervisionada aplicadas ao estudo dos estados operativos do sistema elétrico. Dentre as técnicas, podem-se destacar as Redes Neurais Artificiais (RNA), os conjuntos de natureza *Fuzzy* e os algoritmos genéticos, com diversas aplicações para a proteção de sistemas elétricos de potência, como pode ser verificado em [26], [27] e [28], respectivamente.

Em [29] é apresentada uma técnica para a detecção de ilhamento de geradores distribuídos (GD) aplicando Redes Neurais Artificiais em combinação a transformada *wavelet* discreta. A abordagem proposta detecta o ilhamento usando os sinais transitórios das correntes nas três fases nos terminais da GD. Estas correntes são combinadas em um sinal modal que representa totalmente o sistema. O vetor de características é extraído do sinal de corrente modal selecionado, utilizando a transformada de *wavelet* discreta, sendo este vetor de características empregado para treinar uma Rede Neural Artificial para detectar os ilhamentos não intencionais. Segundo ElNozahy, El-Saadany e Salama em [29], na etapa de treinamento foi possível obter o perfil característico dos eventos de ilhamento, reduzindo a carga computacional ao mínimo quando aplicado o algoritmo na identificação do ilhamento.

Outra aplicação das Redes Neurais Artificiais na identificação de ilhamentos é descrita em [30], contudo aplicada para o caso de geradores distribuídos síncronos conectados à rede de distribuição. A técnica considera a atuação do controlador automático de frequência de carga (ALFC - *Automatic Load-Frequency Controller*), uma vez que o sinal de entrada do controlador possui características um tanto singulares para cada fenômeno ou distúrbio possível. Assim, um método baseado na rede neural do tipo *Self-Organizing Map* (SOM) é proposto, usando o sinal de entrada do ALFC para treinar a rede neural, e distinguir as várias ocorrências em categorias de ilhas e não ilhas. Como em [30], Abd-Elkader, Allam e Tageldin em [31] propõem outra metodologia para a detecção de ilhamentos, utilizando dos métodos passivos associados as Redes Neurais Artificiais, porem aplicável para o caso de turbinas eólicas conectadas a geradores de indução duplamente alimentados (DFIG - *Doubly Fed Induction Generator*). Esta técnica proposta aplica inicialmente a Transformada de Fourier para a obtenção do segundo harmônico dos sinais de tensão e corrente medidos na rede elétrica, e, de posse destes, obtêm-se as componentes simétricas associadas no lado do parque eólico. Com as componentes simétricas, alimenta-se uma Rede Neural Artificial para a detecção de possíveis ilhamentos.

Uma revisão abrangente e uma análise comparativa entre as técnicas tradicionais e as técnicas inteligentes, aplicadas para a identificação de ilhamentos não intencionais é apresentada em [32]. Neste trabalho, os autores analisam os deméritos de cada uma das técnicas tradicionais, baseadas na comunicação, métodos passivos, ativos e híbridos, que resultam em imprecisões na detecção do ilhamento. Como solução para as deficiências das técnicas tradicionais, os autores defendem a aplicação de técnicas baseadas em inteligência computacional, com mais alta precisão e menor tempo de detecção. Tais técnicas utilizam os mesmos parâmetros das técnicas tradicionais, mas apresentam maior precisão devido a sua robustez e capacidade em lidar com sistemas complexos. Dentre as técnicas baseadas em inteligência computacional, os autores apontam que as técnicas que consideram a aplicação de Sistemas de Inferência Neuro Fuzzy e Controle Fuzzy com árvore de decisão, obtiveram desempenhos satisfatórios na identificação de ilhamentos.

#### 3.3 APRENDIZAGEM SUPERVISIONADA

Segundo Haykin [33], a Aprendizagem Supervisionada pode ser considerada, em linhas gerais, como uma aprendizagem com um professor, onde o professor detém o conhecimento sobre o ambiente e, em um processo de treinamento, busca transferir este conhecimento para o aluno, no caso, a Rede Neural. A Figura 20 mostra um diagrama de blocos que ilustra esta forma de aprendizagem.



Figura 20 - Diagrama de blocos da aprendizagem supervisionada com um professor. Fonte: adaptado de [33].

Logo, o conhecimento do professor sobre o ambiente pode ser representado por um conjunto de *exemplos de entrada-saída*, onde este ambiente é desconhecido pelo sistema de aprendizagem em questão: a Rede Neural Artificial. Caso o professor e a Rede Neural Artificial sejam expostos a um vetor de treinamento retirado do ambiente, em virtude de seu conhecimento prévio, o professor é capaz de fornecer à rede neural uma resposta desejada para aquele vetor de treinamento. Para cada vetor de treinamento a Rede Neural Artificial fornece uma resposta, onde a diferença entre esta resposta e a resposta desejada, informada pelo professor, é conhecida como o *sinal de erro* da aprendizagem. A cada tentativa de acerto, o erro do processo é avaliado e os parâmetros da rede são ajustados, a fim de que se alcance um ponto onde a rede treinada se aproxime ao máximo da capacidade de interpretação de estados do professor. Quando este patamar é atingido, dispensa-se o professor e a rede está apta a lidar com o ambiente sozinha, identificando os estados do vetor do ambiente.

Para o estudo de detecção de ilhamentos não-intencionais desenvolvido nesta dissertação, as simulações executadas no *Simulink* são utilizadas para obter uma base de dados descrevendo o estado do ambiente, ou seja, todas as variáveis avaliadas no ponto de interconexão da GD com a rede de distribuição. Para cada vetor, associa-se o estado que ele representa, ou seja, ilhamento ou não ilhamento, sendo esta a resposta desejada do sistema durante o treinamento da Rede Neural Artificial.

A cada iteração do processo de aprendizagem, a rede neural irá estimar uma saída, onde o erro do processo é avaliado e, caso se atinja o limite de convergência estabelecido, o treinamento se encerra e se a rede está apta a identificar os estados operativos do sistema.

#### 3.4 ESTRUTURA DA RNA

Baseando-se nos conceitos de *machine learning*, é possível desenvolver uma série de ferramentas que podem ser utilizadas em modelos de classificação de padrões. Cada ferramenta ou abordagem apresenta as suas particularidades e, para determinados cenários, uma abordagem se mostra mais eficaz que outra [32]. Para este estudo são utilizadas duas metodologias de treinamento da RNA distintas: *Backpropagation (BP) e Bayesian Regularization (BR)* onde é aplicado o mecanismo de parada *Early Stopping (ES)*.

#### 3.4.1 BACKPROPAGATION (BP)

O algoritmo de treinamento *Backpropagation*, ou Retropropagação do erro, é o algoritmo mais amplamente utilizado no treinamento de Redes Neurais Artificiais, tratando-se de um modelo *Perceptron* Multicamadas *Feedforward* (MLP - *Multilayer Perceptron*). Neste modelo, a conexão entre os neurônios não é cíclica, tendo boa eficiência para problemas não linearmente separáveis. Tratam-se de problemas não linearmente separáveis aqueles que não podem ser divididos por uma reta em duas classes quando traçados no plano cartesiano, conforme ilustra a Figura 21.



Figura 21 - Problema Não Linearmente Separável.

Segundo Haykin [33], trata-se de um processo simples de treinamento, onde a rede opera em uma sequência de dois passos:

Um padrão é apresentado à camada de entrada. Os valores são calculados através da rede, camada por camada, até que a resposta seja produzida pela camada de saída.

A saída obtida é comparada à saída desejada para o padrão de entrada. Se o cálculo não estiver correto, o erro é calculado. O erro é enviado até a camada de entrada e os pesos das conexões dos neurônios das camadas internas são modificados conforme o erro, onde os valores são atualizados a cada etapa. O erro é progressivamente reduzido a cada iteração até que atinja um nível satisfatório, ou seja, esteja dentro de uma margem previamente estipulada.

A estrutura do método pode ser observada na Figura 22.



Figura 22 - Metodologia de propagação do erro na Rede Neural MLP.

A metodologia de aprendizagem da rede BP é baseada na modificação do valor dos pesos das conexões neurais, devendo ser feita ao longo da direção do gradiente negativo, refletindo o declínio do erro de treinamento da rede neural.

$$X_{k+1} = X_k - \eta_k \cdot g_k \qquad (1)$$

Onde  $X_k$  representa a matriz de pesos das conexões neurais e limites;  $g_k$  representa o gradiente da função; e  $\eta_k$  representa a taxa de aprendizagem.

A estrutura iterativa do método de treinamento baseado na retropropagação do erro, pode ser compreendida em sete passos:

1) Inicialização dos pesos das conexões com valores aleatórios pequenos;

2) Escolha de um padrão  $\xi$  e aplicação deste à camada de entrada, sendo  $O_k^0$  o *output* do neurônio, tal que:

$$O_k^0 = \xi_k \qquad (2)$$

3) Propagação do sinal através da rede, com a saída  $O_j$  de qualquer neurônio igual a (3). Onde  $I_j^m$  é o *input* da rede nesse neurônio,  $w_{ij}$  o peso da ligação entre o neurônio *i* e o neurônio *j* da camada seguinte e  $O_i^{m-1}$  o output do neurônio *i* do qual parte a ligação.

$$O_j^m = g(I_j^m) = g(\sum_j w_{ij} O_i^{m-1})$$
 (3)

4) Cálculo dos erros para a última camada. Onde  $E_j$  é o erro no neurônio j,  $V_j$  a saída pretendida,  $O_j$  o *output* e  $I_i$  o *input* da rede nesse neurônio. g' é a derivada da função de ativação.

$$E_j = \left(V_j - O_j\right) g'(I_j) \tag{4}$$

5) Cálculo do erro para um neurônio *i* de uma camada interior *m*:

$$E_{i}^{m-1} = \sum_{j} (w_{ji}. E_{j}^{m}). g'(I_{i}^{m})$$
(5)

6) Alteração dos pesos das conexões, sendo  $w_{ij}$  o peso da ligação entre o neurônio *i* e o neurônio *j* da camada seguinte :

$$\Delta w_{ij} = v E_m^i. I_j^{m-1} \tag{6}$$

$$w_{ij}^{k+1} = w_{ij}^k + \Delta w_{ij} \tag{7}$$

7) Retorno ao passo 2, continuando para o próximo padrão, onde o processo continua até que o desempenho da rede esteja satisfatório.

Nos tópicos seguintes serão descritos os algoritmos de treinamento aplicados neste trabalho: gradiente conjugado e *Bayesian Regularization*. As implementações da Rede Neural Artificial foram feitas utilizando a *toolbox* de Redes Neurais do *software* Simulink/Matlab.

# 3.4.1.1 ALGORITMO DE OTIMIZAÇÃO COM GRADIENTE CONJUGADO

Considerando que a rede neural trata de um sistema de alta complexidade, foi utilizada na abordagem o Método do Gradiente Conjugado como algoritmo de otimização para o treinamento da Rede Neural Artificial. Para construir um conjunto de direções conjugadas, inicia-se com a direção do gradiente negativo d1 = -g1, e se define cada direção sucessiva como uma combinação linear do gradiente atual e da direção de busca anterior:

$$d(n + 1) = -g(n + 1) + \beta(n)d(n)$$
(8)

Os coeficientes  $\beta(n)$  podem ser encontrados impondo a condição de conjugação:

$$d(n + 1)^T H d(n) = 0 (9)$$

Resultando nos coeficientes  $\beta(n)$ :

$$\beta(n) = \frac{g(n+1)^T H d(n)}{d(n)^T H d(n)} \tag{10}$$

Onde Hd(n) é a matriz hessiana calculada no ponto w(n+1).

As direções conjugadas formam uma base não ortogonal no espaço de pesos, com isso, o vetor de pesos w\* pode ser encontrado iterativamente pela expressão:

$$w(n + 1) = w(n) + \alpha(n)d(n)$$
 (11)

Onde os parâmetros  $\alpha(n)$  são determinados pela condição de conjugação:

$$\alpha(n) = \frac{d(n)^T g(n)}{d(n)^T H d(n)} \tag{12}$$

Portanto, o algoritmo do Gradiente Conjugado pode ser compreendido em sete passos iterativos:

1) Escolher um vetor de pesos inicial w(1);

2) Calcular o vetor gradiente g(1) e atribuir a direção inicial de busca: d(1) = -g(1);

3) No passo *n*, minimizar o erro  $E(w(n) + \alpha d(n))$  em relação a  $\alpha$  para atualizar os pesos:

$$w(n+1) = w(n) + \alpha_{min} d(n)$$
 (13)

4) Testar se o critério de parada foi atingido;

5) Calcular o novo gradiente g(n + 1);

6) Calcular a nova direção de busca, onde  $\beta(n)$  é dado por (10):

$$d(n + 1) = -g(n + 1) + \beta(n)d(n) \quad (14)$$

7) Incrementar o passo: n = n + 1, e voltar para o passo 3.

### 3.4.1.2 FUNÇÃO DE ATIVAÇÃO

Para o desenvolvimento de uma Rede Neural Artificial faz-se necessário o uso de uma função de ativação que restrinja a amplitude de saída dos neurônios. A função de ativação é também referida como função restritiva, pois limita o intervalo permissível de amplitude do sinal de saída a um valor finito [33], sendo que a entrada que ela recebe representa a soma de todos os produtos das entradas e seus respectivos pesos.

Para este estudo foi utilizada a função de ativação tangente hiperbólica, onde as saídas serão definidas no intervalo fechado entre [-1 e 1].

A equação que define esta função de ativação é a tangente hiperbólica:

$$\Phi(x) = tanh(x) \tag{15}$$

#### 3.4.2 BAYESIAN REGULARIZATION (BR)

A técnica de aprendizagem *Bayesian Regularization* ou Regularização Bayesiana foi proposta por David J.C. Mackay, em sua Tese *Bayesian Methods for Adaptive Models* [34], utilizando técnicas de inferência bayesiana, que consistem na avaliação de hipóteses pela máxima verossimilhança, uma decorrência imediata da fórmula de Bayes à problemática de treinamento dos Perceptrons Multicamadas. Estas técnicas buscam o cálculo da evidência de cada modelo, com o intuito da estimação da probabilidade a posteriori de cada estrutura, dado um conjunto de dados disponíveis para treinamento. Neste contexto, o modelo que apresentar a maior evidência é o mais provável de ser o mais correto.

O Teorema de Bayes pode ser descrito da seguinte maneira:

$$P(A|B) = \frac{P(B|A). P(A)}{P(B)}$$
 (16)

Em que A e B são eventos, e:

- P(A) e P(B) são as probabilidades a priori de A e B;
- P(A|B) é a probabilidade a posteriori (probabilidade condicionada) de A condicional a B;
- P(B|A) é a probabilidade a posteriori (probabilidade condicionada) de B condicional a A;
- O método pode ser compreendido pela relação:  $POSTERIOR = \frac{VEROSSIMILHANÇA X A PRIORI}{EVIDÊNCIA} (17)$

Este método probabilístico fornece uma estimativa do parâmetro inicial de regularização, que é atualizado ao longo do treinamento, sendo que este valor é utilizado para ajustar os pesos da Rede Neural Artificial.

#### 3.4.3 EARLY STOPPING (ES)

Em virtude da possibilidade de ocorrência do *overfitting*, caracterizado pelo ajuste excessivo dos dados de treinamento, em face da presença de dados ruidosos, foi utilizado o mecanismo *Early Stopping* (Parada Antecipada do Treinamento).

Esta metodologia consiste em dividir a base de dados em três grupos: treinamento, validação e teste. O primeiro grupo será utilizado para o treinamento da RNA e ajuste dos pesos sinápticos. O segundo grupo será utilizado para validar os resultados obtidos durante o treinamento e o terceiro grupo para os testes. Este método avalia o treinamento da rede neural com os dados de validação a cada época, onde o ponto de parada antecipado é dado na época onde o erro médio quadrático começa a se elevar [35], conforme pode ser observado na Figura 23. O método do *Early Stopping* foi implementado na rede neural considerando os dois tipos de algoritmos de treinamento: Gradiente Conjugado e *Bayesian Regularization*.



Figura 23 - Método de Parada Antecipada.

# 3.5 EXEMPLIFICAÇÃO DA APLICAÇÃO DAS RNAS NA DETECÇÃO DE ILHAMENTOS EM UM SISTEMA ELÉTRICO DE 5 BARRAS

Conforme exposto no capítulo 3, propostas de detecção de ilhamentos utilizando Redes Neurais Artificiais demonstram resultados promissores em comparação às metodologias tradicionais, com boas possibilidades de mitigação das Zonas de Não Detecção. Neste capítulo, utilizando a ferramenta MATLAB/*Simulink* analisa-se o desempenho de um sistema elétrico de 5 barras, com a inserção de dois geradores síncronos em pontos distintos. Pretende-se simular diversos estados operativos, a fim de verificar o desempenho do sistema e as grandezas elétricas no ponto de interconexão da GD com o sistema de elétrico e, posteriormente, utilizar os valores coletados para o treinamento, validação e teste de uma Rede Neural Artificial, habilitada a classificar os estados de ilhamento e de não ilhamentos. O gerador que está mais afastado da fonte principal de energia será considerado como a GD analisada.

Considerando-se que os relés de proteção passivos convencionais se baseiam nos dados coletados no ponto de interconexão da GD com o sistema elétrico, todos os dados pertinentes para o treinamento da Rede Neural Artificial, para a detecção de ilhamentos não intencionais serão coletados neste ponto. Pretende-se então, demonstrar que com a utilização da RNA é possível detectar ilhamentos em pontos onde os relés convencionais falhariam. A estrutura da

Figura 24 ilustra o procedimento adotado para a avaliação do ilhamento, onde utilizando diferentes instantes de tempo de execução e pontos de operação do sistema elétrico, executaram-se os 16 estados operativos de ilhamento e não ilhamento e para cada um deles foram coletados 100 faixas de dados, totalizando 1600 eventos.

![](_page_62_Figure_1.jpeg)

Figura 24 - Estrutura utilizada para o treinamento da RNA.

O diagrama do sistema elétrico pode ser verificado na Figura 25.

![](_page_63_Figure_0.jpeg)

Figura 25 – Diagrama no Simulink do sistema elétrico de 5 barras utilizado.

O sistema utilizado trata-se de um sistema elétrico de potência com 5 barras do banco de modelos do software MATLAB/*Simulink*. Este sistema é composto de uma rede elétrica de distribuição de 25 kV, alimentada por uma rede de transmissão de 120 kV, com potência de curto-circuito de 2000 MVA. Os geradores síncronos instalados possuem 150 MVA (planta de energia) e 10 MVA (GD) de potência nominal, com tensões operativas de 13,8 kV e 575 V, respectivamente. Ambos geradores estão acoplados a barramentos com cargas de 30 MW e 5MW, respectivamente. A frequência de operação do sistema é 60 Hz. No estudo será analisado o comportamento do sistema das variáveis de interesse no ponto de interconexão do gerador distribuído de 10MVA com a rede de distribuição, na barra DG2. Nas tabelas de 5 a 16 são apresentados os dados do gerador síncrono, transformadores, linha de transmissão, rede de baixa, rede de média tensão, cargas e fonte principal.

Parâmetro	Valor
Potência Nominal	10 MVA
Tensão Nominal	575 V
Frequência	60 Hz
Fator de Potência	0,9
Conexão	Yn
Tipo do rotor	Polos Salientes
Constante de Inércia H(s)	3,7
Resistencia do estator (pu)	0,003
Reatância de eixo direto (Xd)	1,305 pu
Reatância de eixo em quadratura (Xq)	0,474 pu
Reatância transitória de eixo direto (X'd)	0,296 pu
Reatância subtransitória de eixo direto (X"d)	0,252 pu
Reatância subtransitória de eixo em quadratura (X"q)	0,243 pu
Constante de tempo transitória longitudinal em curto circuito (T'd)	4,49 s
Constante de tempo subtransitória longitudinal em curto circuito (T"d)	0,0681 s
Constante de tempo subtransitória transversal em curto circuito (T"q)	0,0513 s

Tabela 5 - Dados do Gerador Síncrono (GD).

Tabela 6 - Dados do Transformador 1.	
Parâmetro	Valor
Potência Nominal	47MVA
Frequência Nominal	60 Hz
Tensão Nominal	120 kV/25 kV
Conexões	Yg/Yn
Indutância de sequência positiva (L1)	0,06
Resistência de sequência positiva (R1)	0,002
Indutância de sequência positiva (L2)	0,06
Resistência de sequência positiva (R2)	0,002
Resistência de magnetização (Rm)	500 pu

Tabela 7- Dados do T	<b>Fransformador</b>	2.
----------------------	----------------------	----

Parâmetro	Valor
Potência Nominal	175 MVA
Frequência Nominal	60 Hz
Tensão Nominal	13,8 kV/120 kV
Conexões	Delta/Yg
Indutância de sequência positiva (L1)	0,08
Resistência de sequência positiva (R1)	0,02
Indutância de sequência positiva (L2)	0,08
Resistência de sequência positiva (R2)	0,002
Resistência de magnetização (Rm)	500 pu

Tabela 8 - Dados do Transformador 5 (GD).			
Parâmetro	Valor		
Potência Nominal	12MVA		
Frequência Nominal	60 Hz		
Tensão Nominal	25 kV/575 V		
Conexões	Yg/Yn		
Indutância de sequência positiva (L1)	0,025		
Resistência de sequência positiva (R1)	0,025/30		
Indutância de sequência positiva (L2)	0,025		
Resistência de sequência positiva (R2)	0,025/30		
Resistência de magnetização (Rm)	500 pu		

#### Tabela 8 - Dados do Transformador 3 (GD).

Tabela 9 - Dados da Linha de Transmissão 25 km.	ı
Parâmetro	Valor
Frequência	60 Hz
Resistência de sequência positiva (r1)	0,1153 Ω/km
Resistência de sequência zero (r0)	0,413 Ω/km
Indutância de sequência positiva (11)	1,05e-3 H/km
Indutância de sequência zero (10)	3,32e-3 H/km
Capacitância de sequência positiva (c1)	1.33e-009 F/km
Capacitância de sequência zero (c0)	5.01e-009 F/km
Comprimento	25 km
Tensão nominal	120 kV
Tabela 10 - Dados da rede MT.	
Parâmetro	Valor
Frequência Nominal	60 Hz
Tensão Nominal	25 kV
Conexões	Yg
Tabela 11 - Dados da rede BT	-
Parâmetro	Valor
Frequência Nominal	60 Hz
Tensão Nominal	575 V
Conexões	Yg
Tabela 12 - Dados do Gerador Síncrono de 150 MV	A.
Parâmetro	Valor
Potência Nominal	150 MVA
Tensão Nominal	13.8 kV
Frequência	60 Hz
Fator de Potência	0.9
Conexão	Yn
Tipo do rotor	Polos Saliente
Constante de Inércia H(s)	3.7
Resistencia do estator (pu)	0,003
Reatância de eixo direto (Xd)	1,305
Reatância de eixo em quadratura (Xq)	0,474
Reatância transitória de eixo direto (X'd)	0,296
Reatância subtransitória de eixo direto (X"d)	0,252
Reatância subtransitória de eixo em quadratura (X"a)	0.243
Constante de tempo transitória longitudinal em curto circuito (T'd)	4,49
Constante de tempo subtransitória longitudinal em curto circuito (T"d)	0,0681
Constante de tempo subtransitória transversal em curto circuito (T"q)	0,0513
-	

Tabela 15 - Dados da Carga 1.			
Parâmetro	Valor		
Potência Ativa	30 MW		
Potência Reativa	2 Mvar		
Frequência Nominal	60 Hz		
Tensão Nominal	13,8 kV		
Conexões	Yg		

Tabela 13 - Dados da Carga 1

#### Tabela 14 - Dados da Carga Dinâmica 2.

Parâmetro	Valor
Potência Ativa	10 MW
Potência Reativa	3 Mvar
Frequência Nominal	60 Hz
Tensão Nominal	25 kV
Conexões	Yg

Parâmetro	Valor
Potência Ativa	5 MW
Potência Reativa	3 Mvar
Frequência Nominal	60 Hz
Tensão Nominal	575 V
Conexões	Yg

Tabela 16 - D	<b>)</b> ados da fonte	principal con	n capacidade de	curto de 2000 MVA.
			1	

Parâmetro	Valor
Potência Nominal	2000 MVA
Tensão Nominal	120 kV
Frequência	60 Hz
Conexão	Yg

### 3.5.1 ESTADOS OPERATIVOS AVALIADOS

Foram inseridos seccionadores (*Three Phase Breakers*) em todos os PCC (Ponto de Conexão Comum) do circuito, a fim de simular uma diversidade de estados operativos que reproduzissem a operação de um sistema de transmissão/distribuição. Também foi inserido um bloco gerador de faltas trifásicas no barramento B120. Ao todo, foram simulados 16 estados operativos distintos, sendo que 8 estados representam condições de ilhamento não intencional e outros 8 estados condições de não ilhamento, conforme ilustra a Tabela 17. Para os estados

11 a 16, foram alterados os valores de potência da GD, para verificar o comportamento do sistema mediante a presença de um gerador com maior potência.

ESTADO	ESTADO OPERATIVO	ILHAMENTO
1	OPERAÇÃO NORMAL	NÃO
		ILHAMENTO
2	SECCIONAMENTO DO BARRAMENTO 120 kV	ILHAMENTO
3	SECCIONAMENTO DO BARRAMENTO 120 kV - GRID 1,1 pu	ILHAMENTO
4	SECCIONAMENTO DO BARRAMENTO 120 kV - GRID 0,9 pu	ILHAMENTO
5	OPERAÇÃO NORMAL - GRID 0,9 pu	NÃO ILHAMENTO
6	OPERAÇÃO NORMAL - GRID 1,1 pu	NÃO ILHAMENTO
7	OPERAÇÃO NORMAL - FALTA NA FASE A EM B120 – GRID 1,0 pu	NÃO ILHAMENTO
8	OPERAÇÃO NORMAL - FALTA TRIFÁSICA EM	NÃO
	B120 – GRID 1,0 pu	ILHAMENTO
9	SECCIONAMENTO DO CIRCUITO PRÓXIMO A GD – GRID 1,0 pu	ILHAMENTO
10	CHAVEAMENTO DE CARGA DINAMICA 2 –	NÃO
	GRID 1,0 pu	ILHAMENTO
11	SECCIONAMENTO DO BARRAMENTO 120 kV - GD 18MW	ILHAMENTO
12	SECCIONAMENTO DO BARRAMENTO 120 kV – B120 – GD 36MW	ILHAMENTO
13	SECCIONAMENTO DO CIRCUITO PRÓXIMO A GD 36MW – B25	ILHAMENTO
14	SECCIONAMENTO DO CIRCUITO PRÓXIMO A	ILHAMENTO
	GD 36MW – B25 – GRID 0,9 pu	
15	DESLIGAMENTO DE GERADOR SÍNCRONO DE	NÃO
	150 MW. GD 9MW	ILHAMENTO
16	DESLIGAMENTO DE GERADOR SÍNCRONO DE	NÃO
	150 MW. GD 36MW	ILHAMENTO

## Tabela 17 - Estados operativos avaliados.

# 3.5.2 VARIAVEIS MONITORADAS

Considerando o ponto de interconexão do gerador distribuído com o sistema de distribuição, temos disponíveis as seguintes variáveis no ponto DG2 da Figura 26.

•  $X1 = F_GD - Frequência da GD (Hz)$ 

- X2 = P\_GD Potência Ativa Instantânea da GD (W)
- X3 = Q\_GD Potência Reativa Instantânea da GD (VAr)
- $X4 = (\Delta F/\Delta t) taxa$  de variação da frequência (Hz/s)
- $X5 = (\Delta P/\Delta t) taxa$  de variação da potência ativa instantânea (MW/s)
- $X6 = \Delta F variação da frequência (Hz)$
- $X7 = \Delta P variação da potência ativa instantânea (MW)$
- $X8 = (\Delta V / \Delta t) taxa de variação da tensão (V/s)$
- $X9 = \Delta V variação da tensão (V)$
- $X10 = V_GD Tensão$  no barramento de conexão (V)
- X11 = I\_GD Corrente no barramento de conexão (A)

![](_page_69_Figure_10.jpeg)

Figura 26 - Ponto de Interconexão da GD com a rede de distribuição em 575 V.

Utilizando diferentes instantes de tempo de execução e pontos de operação do sistema elétrico, executaram-se os 16 estados operativos de ilhamento não intencional e não ilhamento e para cada um deles foram coletados 100 faixas de dados. No exemplo da Figura 27, pode-se

verificar a variação de tensão no ponto de interconexão do gerador distribuído com a rede de distribuição, quando ocorre um ilhamento não intencional no instante t=10seg. Entre os instantes 10seg e 10,1seg, coletam-se 100 faixas de valores relativos à variação de tensão.

![](_page_70_Figure_1.jpeg)

Figura 27 – Variação da Tensão em GD2 para um ilhamento em t=10seg.

Foram coletados ao todo 1600 eventos distintos, que foram utilizados para treinar, validar e testar a Rede Neural Artificial para a identificação de ilhamentos não intencionais. Do total de eventos, 800 eventos correspondem a condições de ilhamento, enquanto os outros 800 a situações de não ilhamento.

Com os 16 estados operativos executados, obtiveram-se valores que pela sua magnitude e taxa de variação poderiam ser interpretados erroneamente como ilhamento ou não ilhamento pelos relés tradicionais, devido aos pontos de ajuste definidos pelas concessionárias.

### 3.5.3 DESENVOLVIMENTO DA RNA

Através da base de dados obtida pelas simulações do sistema elétrico de 5 barras, os modelos das RNAs desenvolvidas foram submetidos ao treinamento/validação/teste, comparando os resultados das mesmas. A metodologia de treinamento que apresentar os melhores resultados para o cenário estudado é escolhida, e os parâmetros obtidos definem a estrutura da RNA.

A base de dados obtida nas simulações do sistema elétrico de 5 barras foi dividida da seguinte maneira: 1200 casos para treinamento e validação, onde 75% são utilizados para treinamento e 25% para validação, e 400 casos para o teste dos modelos desenvolvidos.

A fim de encontrar o melhor resultado, diversas estruturas para a RNA foram testadas, alterando o número de camadas ocultas e o número de neurônios na camada oculta, de 1 a 100.

Segundo o Teorema da Aproximação Universal [36], uma rede MLP com uma única camada oculta é suficiente para aproximar uniformemente qualquer função contínua que se adeque em um hipercubo unitário. Logo, para esta abordagem, será utilizada uma RNA com uma camada oculta apenas.

A definição do número de neurônios na camada oculta foi realizada através da comparação do valor do gradiente obtido ao final da etapa de treinamento, comparando diferentes combinações de número de camadas ocultas e de neurônios na camada oculta. A combinação do número de camadas e de neurônios que resultou no menor gradiente ao final da etapa de treinamento teve os seus valores armazenados para a composição da estrutura da RNA. A Figura 28 ilustra um dos gráficos comparativos obtidos.

A estrutura final da rede neural considera 1 camada oculta, com 8 neurônios na camada oculta. A camada de saída apresenta dois neurônios, responsáveis por indicar a condição de ilhamento ou não ilhamento. A camada de entrada possui onze neurônios, que carregam as onze diferentes variáveis de operação monitoradas no ponto de interconexão do gerador distribuído com o sistema de elétrico, enumeradas de X1 a X11.


Figura 28 – Ilustração do gradiente obtido ao final da etapa de treinamento.

## 3.5.4 RESULTADOS

Para a avaliação do desempenho da RNA desenvolvida, foram utilizados os 400 casos referentes a 25% da base de dados que não foram utilizados no treinamento e validação da RNA. Este método visa verificar o funcionamento da estrutura simulando a operação real da RNA treinada com cenários desconhecidos.

Dentre os dois modelos de RNA avaliados na detecção da condição de ilhamento ou não ilhamento da GD, a metodologia de treinamento *Bayesian Regularization (BR)* alcançou resultados melhores, com porcentagens de acerto mínimas de 87% na etapa de testes. Na etapa de treinamento e validação, a metodologia *Bayesian Regularization* também obteve desempenho superior, conforme ilustra a Figura 29, com as porcentagens de acertos máximas em um teste variando de 2 a 20 neurônios na camada oculta.





A aplicação da RNA desenvolvida para a detecção de ilhamentos apresentou um desempenho satisfatório, porém uma margem de erros em torno de 15% pode resultar em situações de não detecção ou acionamentos indevidos, submetendo o sistema elétrico ao risco de uma operação ilhada em determinadas situações ou ao desarme desnecessário da GD. Concluiu-se que para se desenvolver uma RNA eficiente, faz-se necessário a simulação de um número maior de estados operativos e o uso de mais dados para o treinamento e validação, tornando a rede mais robusta e apta a identificar as situações de ilhamento não intencional.

### 4 ESTUDO DE CASO

### 4.1 CONSIDERAÇÕES GERAIS

Este capítulo irá descrever os estudos realizados no sistema de distribuição IEEE 13 barras, com intuito de levantar os estados operativos do sistema, considerando a inserção de fontes de geração distribuída, que podem resultar em cenários de ilhamentos não intencionais e não ilhamentos. Foram utilizados geradores distribuídos eólicos e fotovoltaicos, em quatro cenários distintos, com diferentes capacidades de geração e barramentos de conexão. Os relés de frequência e tensão convencionais foram modelados conforme às Normas de Conexão de Acessante da Enel [14], atendendo aos pontos de ajuste e atuação estipulados. O *software* utilizado foi o MATLAB, através da ferramenta *Simulink* [37]. A simulação foi configurada para exportar todos os resultados, onde foram armazenados em uma base de dados para posteriormente serem tratados e utilizados no treinamento, validação e teste das Redes Neurais Artificiais.

### 4.2 SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO IEEE 13 BARRAS

Para este estudo foi utilizado o sistema teste de distribuição radial IEEE 13 barras, proposto em 1991 [38], juntamente com outros sistemas teste: 34, 37 e 123 barras; com o propósito de serem utilizados por desenvolvedores de programas de análise de redes elétricas de distribuição para testes de seus modelos desenvolvidos, onde os resultados pudessem ser parametrizados e comparados com outras soluções que utilizaram o mesmo *input* de dados. O sistema pode ser observado na Figura 30.



Figura 30 - Representação unifilar do sistema IEEE 13 Barras.

O sistema é composto de um transformador abaixador de 115 kV para 4,16 kV de 5 MVA, onde possui um regulador de tensão conectado a fonte de alimentação de 5MVA. Entre os barramentos 633 e 634 há um transformador de 500 kVA, que reduz a tensão para 480 V no seu secundário. Os dados deste transformador estão listados na Tabela 33 do Anexo 1.

As cargas trifásicas ativas e reativas do sistema podem ser verificadas no Anexo 1, nas Tabelas 34 e 35, enquanto na Tabela 36 são dados os valores das injeções de potência reativa dos capacitores.

Foram inseridos seccionadores trifásicos e geradores de falta em diversos pontos do circuito, conforme ilustra a Figura 31, a fim de simular o maior número de cenários operativos possíveis.



Figura 31 - Seccionadores de circuito e geradores de falta trifásica.

Apesar de se tratar de um sistema pequeno, o sistema IEEE 13 barras apresenta características muito interessantes para o estudo, pois permite diferentes configurações de carregamento e conexão de geradores distribuídos em média e baixa tensão. O sistema de distribuição 13 barras modelado no *Simulink* pode ser verificado na Figura 32, onde no modelo foi alocado um gerador distribuído fotovoltaico no barramento B634. Este modelo será utilizado para a execução do conjunto de dados.



Figura 32 - Sistema IEEE 13 barras – Simulink.

# 4.3 MODELOS DAS FONTES DE GERAÇÃO DISTRIBUÍDA CONSIDERADAS NO ESTUDO

Para este estudo foram utilizados modelos computacionais de geradores eólicos e fotovoltaicos presentes na biblioteca *PowerSys* do programa *MATLAB/Simulink* [37], sendo aplicados no sistema IEEE 13 barras de acordo com a proposta de cada cenário simulado.

### 4.3.1 MODELO DO GERADOR EÓLICO

O modelo de gerador eólico utilizado encontra-se na biblioteca *PowerSys* do programa *MATLAB/Simulink* na referência (*power\_wind\_dfig\_det*). É modelada uma usina eólica de 9 MW, que consiste de 6 geradores eólicos de 1,5 MW conectados à rede de distribuição através de um transformador que eleva a tensão de 575 V para 4,16 kV, como ilustrado na Figura 33. As turbinas eólicas são constituídas por geradores de indução duplamente alimentados (DFIG - *Doubly Fed Induction Generator*). A velocidade do vento adotada foi de 15 m/s.



Figura 33 - Modelo do Simulink para a usina eólica.

Os parâmetros das turbinas podem ser verificados na Tabela 18.

Valor
1,5 MW
575 V
60 Hz
0,9
Yn
0,685
0,016
0,16
0,01 pu
2,9 pu

Tabela 18 - Parâmetros das turbinas eólicas.

Os dados do transformador elevador, ao qual estão conectados todos os geradores eólicos, estão apresentados na Tabela 19.

Parâmetro	Valor
Potência Nominal	1,75MVA
Frequência Nominal	60 Hz
Tensão Nominal	4160 V/575 V
Conexões	Delta/Yg
Indutância de sequência positiva (L1)	0,025 pu
Resistência de sequência positiva (R1)	0,025/30 pu
Indutância de sequência positiva (L2)	0,025 pu
Resistência de sequência positiva (R2)	0,025/30 pu
Resistência de magnetização (Rm)	500 pu

Tabela 19 - Dados do Transformador elevador da GD eólica.

## 4.3.2 MODELO DO GERADOR FOTOVOLTAICO

Para o desenvolvimento do sistema de Geração Distribuída Fotovoltaica foi adaptado parte do modelo de um sistema de geração solar disponível na biblioteca *PowerSys* do programa *MATLAB/Simulink* na referência (*power\_PVarray\_grid\_det*). Trata-se de um sistema de geração com potência máxima de 100 kW, para 1000 W/m<sup>2</sup> de irradiação solar, conectado ao sistema de distribuição através de um transformador de 260/480V. Este sistema utiliza 330 painéis *SunPower*, modelo SPR-305E-WHT-D, com potência individual de 305 Wp.

O sistema fotovoltaico está conectado à rede através de um conversor DC-DC 5 kHz (*boost converter*) e um conversor VSC 1980 Hz trifásico (*Voltage Source Converter*). O conversor DC-DC eleva a tensão natural dos painéis (273 VDC em potência máxima) para 500 VDC, e o VSC converte a tensão para 260 VAC. O sistema VSC utiliza uma taxa de amostragem de sinais de 100 microssegundos para os controles de tensão, corrente e para o bloco de sincronização PLL (*Phase Locked Loop*).

O modelo também utiliza um banco de capacitores de 10 kvar para filtrar as harmônicas produzidas pelo VSC.

As demais especificações dos painéis podem ser verificadas na Tabela 20.

Parâmetro	Valor
Potência Nominal Máxima	305 Wp
Número de células	96
Tensão de circuito aberto (Voc)	64,2 V
Corrente de curto-circuito (Isc)	5,96 A
Tensão à potência máxima (Vmp)	54,7 V
Corrente à potência máxima (Imp)	5,58 A
Temperatura Nominal de Operação	46 ° C
Corrente à potência máxima (Vmp) Temperatura Nominal de Operação	54,7 V 5,58 A 46 ° C

### Tabela 20 - Parâmetros dos painéis fotovoltaicos.

A modelagem do sistema de geração distribuída fotovoltaico pode ser observada na Figura 34.



Figura 34 - Sistema Fotovoltaico 100 kW.

Os dados do transformador ao qual está conectado o sistema de geração fotovoltaico,

estão apresentados na Tabela 21,

Parâmetro	Valor
Potência Nominal	100 kVA
Frequência Nominal	60 Hz
Tensão Nominal	480 V/260 V
Conexões	Yg/Delta
Indutância de sequência positiva (L1)	0,03 pu
Resistência de sequência positiva (R1)	0,001 pu
Indutância de sequência positiva (L2)	0,03 pu
Resistência de sequência positiva (R2)	0,001 pu
Resistência de magnetização (Rm)	500 pu

Também foram simulados cenários de instalação fotovoltaica em média tensão, onde

para tal foi utilizado o modelo de transformador elevador que está apresentado na Tabela 22.

Parâmetro	Valor
Potência Nominal	1 MVA
Frequência Nominal	60 Hz
Tensão Nominal	4.16 kV V/260 V
Conexões	Yg/Delta
Indutância de sequência positiva (L1)	0,03 pu
Resistência de sequência positiva (R1)	0,001 pu
Indutância de sequência positiva (L2)	0,03 pu
Resistência de sequência positiva (R2)	0,001 pu
Resistência de magnetização (Rm)	500 pu

#### Tabela 22 - Dados do Transformador da GD fotovoltaica MT.

# 4.4 DETERMINAÇÃO DOS ESTADOS OPERATIVOS NO SISTEMA IEEE 13 BARRAS

### 4.4.1 CONSIDERAÇÕES GERAIS

Após a exemplificação da metodologia desenvolvida no capítulo 3, para a detecção de ilhamentos não intencionais em um sistema 5 barras, concluiu-se que, para a melhoria da performance da rede neural, faz-se necessário um *input* maior de dados, a fim de torná-la mais robusta e apta a identificar ambos estados operativos do sistema, ilhamentos não intencionais e não ilhamentos.

Para o sistema IEEE 13 Barras, portanto, serão simulados 4 Cenários distintos de inserção de geração distribuída, e dentro de cada cenário serão levantados 20 estados operativos diferentes, totalizando 80 situações de operação da geração distribuída, considerando as fontes eólica e fotovoltaica, conectadas em média e baixa tensão. Dos 80 padrões levantados, 40 representam situações de ilhamento e 40 de não ilhamentos.

Os Cenários simulados foram:

- Cenário 1: foi utilizada apenas a geração solar fotovoltaica em baixa tensão;
- Cenário 2: foi utilizada apenas a geração solar fotovoltaica em média tensão;

- Cenário 3: foi utilizada a geração solar fotovoltaica em baixa tensão e a geração eólica em média tensão;
- Cenário 4: foi utilizada a geração solar fotovoltaica em baixa e média tensão e também a geração eólica em média tensão.

# 4.4.2 CENÁRIO 1

No Cenário 1 foi configurado uma planta de geração solar com potência máxima de 100 kW considerando 1000 W/m<sup>2</sup> de irradiação solar e uma temperatura de 25° C. Estes dados são referentes a um dia de céu claro ao meio dia, no mês de junho, na cidade do Rio de Janeiro, conforme dados do Atlas Solarimétrico do Estado do Rio de Janeiro [39]. O gerador distribuído fotovoltaico é conectado ao sistema de distribuição no barramento de baixa tensão B634 através de um transformador com 260/480V. Os ajustes de irradiância e temperatura externa no *Simulink* podem ser observados na Figura 35.



Figura 35 - Irradiância (Ir) e Temperatura Externa (Temp) incidente no PV.

O relé de proteção desenvolvido e demonstrado no tópico 2.6 é conectado no ponto de interconexão do gerador distribuído com a rede de distribuição, o barramento B634. Este relé irá atuar sempre que as características do sistema observadas no ponto de interconexão violarem os requisitos estipulados, realizando a desconexão da GD através da chave seccionadora.

O esquema da conexão trifilar da GD fotovoltaica ao barramento B634 é dado na Figura 36.



Figura 36 - Geração Distribuída Fotovoltaica na baixa tensão - barramento B634.

O estado 1 (caso base) trata-se do estado operativo do sistema IEEE 13 barras sem nenhuma alteração, apenas com a inserção da GD fotovoltaico no barramento B634.

Para os estados 2 a 5 foram realizadas alterações no nível de tensão do sistema entre 0,8 e 1,2 pu, onde nenhum dos estados representa situação de ilhamento. Este ajuste foi realizado no bloco de alimentação de entrada do sistema, simulando uma alteração no fornecimento da subestação. Porém, para o nível de tensão de 0,8 pu, o sistema de proteção convencional simulado atuou indevidamente, em decorrência da violação do limite de tensão, embora esta violação fosse temporária.

Para os estados 6 e 7 foram simuladas faltas monofásicas fase A-terra e falta trifásica, respectivamente, onde apesar de não se caracterizarem como ilhamentos, o relé de proteção

convencional atuou 0,5seg após o início das faltas devido a violação dos limites de tensão definidos.

Para os estados 8 a 10 foram simuladas desconexões nos barramentos B633, B632 e B650. Como todos estão no trecho do circuito da GD, logo se caracterizam como ilhamentos. Para todas as 3 situações, o relé de proteção atuou.

Para o estado 11 foi simulada a desconexão da distribuidora, caracterizando um ilhamento. O relé de proteção atuou normalmente. No estado 10 todo o sistema é separado da distribuidora e do barramento B690. No estado 11, porém, o barramento B690 continua conectado ao restante do sistema.

Para o estado 12 foi simulada a desconexão da distribuidora, porém considerando uma instalação fotovoltaica com o dobro de potência do modelo dos demais cenários, a fim de tentar realizar um equilíbrio entre geração distribuída e cargas ilhadas, o que não ocorreu e o relé atuou normalmente.

Para o estado 13 foi simulada a desconexão da distribuidora, porém também considerando a desconexão do barramento B671 a fim de tentar realizar o equilíbrio entre a potência da GD e a carga da zona ilhada, o que não ocorreu, levando o relé a atuar normalmente.

Para o estado 14 foi simulado um ilhamento no barramento B650, com a desconexão do barramento B671. O relé atuou normalmente.

Para o estado 15 foi feita a desconexão do barramento B671 no instante t=5seg. O desbalanço de tensão gerado ocasionou a abertura indevida do relé de proteção, embora não se tratasse de ilhamento da GD.

Para o estado 16 foi simulada uma falta trifásica A-B-C no barramento B671. Embora momentânea, as distorções nos níveis de tensão e frequência ocasionaram o acionamento indevido do relé de proteção.

Para o estado 17 foi simulada uma falta monofásica fase A-terra no barramento B671. O relé não atuou.

Para os estados 18 a 20 foram simulados ilhamentos em diferentes pontos do circuito e uma instalação fotovoltaica com o dobro de potência, a fim de tentar simular o equilíbrio entre geração e carga ilhada e confundir o relé. O relé atuou normalmente em todos os três casos.

A descrição de todos os vinte estados operativos, a sua classificação como ilhamento ou não ilhamento e o status do relé de proteção podem ser verificados na Tabela 23.

ESTADO	ESTADO OPERATIVO	ILHAMENTO	RELÉ
1	CASO BASE	NÃO	NÃO ATUA
2	REDE A 1,2pu	NÃO	NÃO ATUA
3	REDE A 0,8pu	NÃO	ATUA
4	REDE A 0,9pu	NÃO	NÃO ATUA
5	REDE A 1,1pu	NÃO	NÃO ATUA
6	FALTA FASE A-TERRA B633	NÃO	ATUA
7	FALTA TRIFÁSICA EM B633	NÃO	ATUA
8	DESCONEXÃO EM B633	SIM	ATUA
9	DESCONEXÃO EM B632	SIM	ATUA
10	DESCONEXÃO EM B650	SIM	ATUA
11	REDE OFF	SIM	ATUA
12	REDE OFF 2xGD	SIM	ATUA
13	REDE OFF E B671 OFF	SIM	ATUA
14	B650 E B671 OFF	SIM	ATUA
15	B671 OFF	NÃO	ATUA
16	FALTA TRIFÁSICA EM B671	NÃO	ATUA
17	FALTA FASE A-TERRA B671	NÃO	NÃO ATUA
10	DESCONEXÃO EM B650	CDA	
18	2XGD	SIM	ATUA
19	2xGD	SIM	ATUA

Tabela 23 - Estados operativos do cenário 1.

	DESCONEXAO EM B650 E			
20	B671 2xGD	SIM	ATUA	

Dos 20 estados avaliados para este cenário de utilização de geração distribuída, em 5 o relé atuou indevidamente, resultando em uma taxa de assertividade de 75% para este cenário. Identificou-se uma maior susceptibilidade de acionamento indevido do relé de proteção convencional em situações de faltas e subtensões.

## 4.4.3 CENÁRIO 2

No cenário 2 foi configurado uma planta de geração solar fotovoltaica equivalente à utilizada no cenário 1, com os mesmos ajustes de irradiância e temperatura, porém neste cenário estará conectada à media tensão, no barramento B675. O esquema de conexão trifilar da GD fotovoltaico ao barramento B675 pode ser observado na Figura 37.



Figura 37 - Geração Distribuída Fotovoltaica conectada na Média Tensão - barramento B675.

Para o sistema proposto foram executados 20 estados operativos distintos, representando 10 situações de ilhamento e 10 não ilhamento. Para o estado 21 foi simulado o caso base, observando todos os carregamentos do sistema IEEE 13 Barras, apenas realizando a inserção da geração distribuída no barramento B675. Trata-se de um não ilhamento e o relé de proteção não atua.

Para o estado 22 foi simulado um ilhamento, realizando a desconexão do barramento B650, porém com uma instalação fotovoltaica com o dobro de potência da inicial – 200 kW – a fim de realizar o equilíbrio entre geração e carga ilhada, o que não ocorreu e o relé de proteção atuou normalmente.

Para os estados 23 e 24 foram realizadas alterações no nível de tensão do sistema. Para o estado 23 foi utilizado um carregamento de 1,2 pu e para o estado 24 um carregamento de 0,8 pu. Para o segundo caso, 23, o sistema de proteção convencional simulado atuou indevidamente em decorrência da violação momentânea dos limites de sobretensão.

Para os estados 25 e 26 foram realizadas as desconexões dos barramentos B632 e B684, respectivamente, ambos não representando ilhamentos, pois não estão no circuito da GD. Apesar das oscilações geradas, a proteção não atuou indevidamente.

Para os estados 27 e 28 foram simulados ilhamentos realizando a desconexão do barramento B671 e do trecho B632-B671, respectivamente. Para ambos os casos o relé atuou normalmente.

Para os estados 29 e 30 foram simulados ilhamentos com a desconexão do barramento B675 e com a alteração dos valores das cargas conectadas ao barramento para 40kW e 210kW, respectivamente. Com a redução dos valores das cargas, houve o equilíbrio entre geração e carga na zona ilhada, não distorcendo os níveis de tensão e frequência a ponto de acionarem o relé, logo o relé não atuou em ambos os casos.

Para o estado 31 foi simulada a desconexão do barramento B675 e a redução da carga conectada ao barramento para 10% do valor original. Também foi elevada a potência da GD em 10 vezes o valor original. Apesar de mais potência no sistema e estabilização dos níveis de

tensão, os níveis de frequência dispararam, acionando o relé. Caso o tempo de atuação do relé fosse maior, ocorreria um ilhamento não intencional, pois a frequência tende a estabilizar neste cenário.

Para os estados 32 e 33 foram simuladas faltas trifásicas e monofásicas, respectivamente, no barramento B671. Para ambos os casos as distorções momentâneas geradas ocasionaram o acionamento indevido do relé de sobfrequência.

Para o estado 34 foi simulada a desconexão da distribuidora no barramento B650, caracterizando um ilhamento. O sistema de proteção atuou.

Para o estado 35 foi simulada a desconexão da distribuidora em B650, porém considerando uma instalação fotovoltaica com dez vezes a potência original – 1MW – a fim de tentar realizar um equilíbrio entre geração e cargas ilhadas, o que não ocorreu e o relé atuou.

Para o estado 36 foi simulado um ilhamento com a abertura do circuito entre os barramentos B632 e B671, e com a GD fotovoltaica com 10 vezes a potência original – 1MW. O relé atuou corretamente.

Para o estado 37 foi utilizada a mesma configuração do estado 36 e também foi realizada a desconexão do barramento B611, para verificar o resultado da redução do carregamento do sistema. O relé atuou corretamente.

Para o estado 38 foram realizadas as desconexões das cargas instaladas no barramento B675 com a potência da GD em 20 vezes a original – 2 MW. As oscilações geradas nos níveis de tensão e frequência ocasionaram o acionamento indevido do relé, primeiramente o relé de sobretensão.

Para o estado 39 foi simulada uma falta trifásica no barramento B633 com a potência da GD em 20 vezes a original – 2 MW. A oscilação momentânea gerada ocasiona o acionamento indevido do relé.

Para o estado 40 é realizada a desconexão nos barramentos B632 e B684. Trata-se de um não ilhamento e o relé não atua.

A descrição de todos os vinte estados operativos, associados às situações de ilhamentos ou não ilhamentos, e o status do relé de proteção, podem ser verificados na Tabela 24.

ESTADO	ESTADO OPERATIVO	ILHAMENTO	RELÉ
21	CASO BASE	NÃO	NÃO ATUA
22	DESCONEXÃO EM B650 2xGD	SIM	ATUA
23	REDE A 1,2pu	NÃO	NÃO ATUA
24	REDE A 0,8pu	NÃO	ATUA
25	DESCONEXÃO EM B632	NÃO	NÃO ATUA
26	DESCONEXÃO EM B684	NÃO	NAO ATUA
27	DESCONEXÃO EM B671	SIM	ATUA
28	DESCONEXÃO ENTRE 632-B671	SIM	ATUA
29	DESCONEXÃO EM B675 - CARGA EM 40KW E Q 100KVAR	SIM	NÃO ATUA
30	DESCONEXÃO EM B675 - CARGA EM 40-20- 20KW E Q 100KVAR. 2xGD	SIM	NÃO ATUA
31	DESCONEXÃO EM B675. 10xGD E 1/10 CARGA	SIM	ATUA
32	FALTA TRIFÁSICA A-B-C EM B671	NÃO	ATUA
33	FALTA FASE A-TERRA B671	NÃO	ATUA
34	REDE OFF	SIM	ATUA
35	REDE OFF 10xGD	SIM	ATUA
36	DESCONEXÃO EM 632-671 10xGD	SIM	ATUA
37	DESCONEXÃO EM 632-671 10xGD E B611 OFF	SIM	ATUA
38	DESCONEXÃO DAS CARGAS B675 20xGD	NÃO	ATUA
39	FALTA TRIFÁSICA A-B-C EM B633 20xGD	NÃO	ATUA
40	ABERTURA DO CIRCUITO EM B632 E B684	NÃO	NÃO ATUA

Tabela 24 - Estados	operativos do	cenário 2.
---------------------	---------------	------------

Dos 20 estados simulados para este cenário de utilização de geração distribuída, em 7 estados o relé atuou indevidamente, com uma taxa de assertividade de 65% para este cenário. Nesta configuração, pode-se identificar com maior clareza o impacto gerado pelo equilíbrio entre geração e carga na zona ilhada.

# 4.4.4 CENÁRIO 3

No cenário 3 foram utilizados dois geradores distribuídos no sistema IEEE 13 barras: uma planta de geração fotovoltaica com 100 kW de potência conectada ao barramento B634, em baixa tensão, e uma planta de geração eólica com 10,5MW de potência instalada no barramento B690, em média tensão, constituída por 6 turbinas eólicas com potência individual de 1,5 MW. Em paralelo a esta usina eólica foi instalada uma carga de 950 kW de potência ativa e 100 kvar de potência reativa. O esquema de conexão trifilar dos geradores distribuídos pode ser observado nas Figuras 38 e 39. A GD fotovoltaico BT será chamado de GD1e a GD eólico MT será chamado de GD2.



Figura 38 - Geração Distribuída Fotovoltaica na Baixa Tensão - barramento B634.



Figura 39 - Geração Distribuída Eólica na Média Tensão – barramento B690.

Para o sistema proposto foram executados 20 estados operativos distintos, 10 representando situações de ilhamento e 10 de não ilhamento. Este cenário objetivou avaliar os possíveis impactos que um gerador distribuído pode ter sobre outra GD em possíveis cenários de ilhamento não intencional, chaveamentos e faltas, principalmente considerando o fato de que o gerador eólico possui uma potência instalada superior ao gerador fotovoltaico.

Para o estado 41 foi simulado o caso base, observando todos os carregamentos do sistema IEEE 13 Barras e realizando a inserção das novas fontes nos barramentos B690 e B634,e da carga adicional em B690. Não se caracterizava um ilhamento, e os relés de proteção não atuaram.

Para o estado 42 foi simulada a desconexão da carga instalada em paralelo a GD eólica no instante t=5,0 seg., com o uso do *circuit breaker*, a fim de gerar uma oscilação momentânea nos níveis de tensão. As oscilações resultantes não foram suficientes para acionar os relés de anti-ilhamento de ambos os geradores. Para o estado 43 foi simulada a desconexão da carga instalada junto ao gerador fotovoltaico no barramento B634, no instante t=5,0 seg., com o uso do *circuit breaker*, com o mesmo objetivo empreendido no estado 42. Apesar das oscilações nas magnitudes do sistema, os relés não atuam.

Para o estado 44 foi simulada a abertura do sistema entre os barramentos B632 e B671, a fim de reduzir a carga demandada na rede e elevar os níveis de tensão e frequência. Apesar de tais fatos ocorrerem, não foram suficientes para acionar os relés.

Para o estado 45 foi simulada a abertura do sistema entre os barramentos B632 e B671 e ao mesmo tempo, foi realizada a desconexão das cargas instaladas junto aos geradores distribuídos. Os níveis de tensão se elevaram, porém não provocaram a operação das proteções.

Para o estado 46 foi simulada uma falta trifásica temporária, com 2,0 segundos de duração, no barramento B632, no mesmo circuito do gerador fotovoltaico. As distorções de tensão geradas no sistema acionaram indevidamente as proteções de ambos os geradores distribuídos.

Para o estado 47 foi simulada uma falta fase A-terra no barramento B671, com duração de 5,0 segundos, representando uma possível falha no sistema de proteção de sobrecorrente temporizada da rede, resultando no prolongamento da falta. Ambos os relés foram acionados indevidamente.

Para o estado 48 foi simulado o desligamento do gerador eólico durante a operação, a fim de se verificar os impactos no gerador fotovoltaico. O relé da GD fotovoltaico não atuou, pois mesmo com as oscilações dos níveis de tensão, estes não ultrapassaram os limites estipulados.

Para o estado 49 foi simulado o desligamento do gerador fotovoltaico durante a operação, a fim de se verificar os impactos no gerador eólico. Os impactos não foram

significativos devido, principalmente, às diferenças de potência dos geradores distribuídos. O relé do gerador eólico não atuou.

Para o estado 50 foi simulada uma falta bifásica nas fases B-C do barramento B646. Ambos os relés atuaram indevidamente devido às alterações nos níveis de tensão, principalmente no barramento de baixa tensão B634.

Para o estado 51 foi simulado o desligamento do suprimento da rede de distribuição no barramento B650, configurando-se ilhamento em ambos os geradores. Ambas as proteções atuaram.

Para o estado 52 foi simulado a abertura do sistema no barramento B632, configurando ilhamento no gerador fotovoltaico apenas. O relé do gerador fotovoltaico identificou o ilhamento e desconectou a GD. As distorções no ponto de interconexão do gerador eólico não foram suficientes para acionar a sua proteção, operando adequadamente.

Para o estado 53 foi simulada a abertura do sistema no ponto de conexão do gerador eólico e sua carga ao sistema, em B690, configurando ilhamento do gerador eólico. A proteção da GD eólica identificou o ilhamento e o desconectou do sistema. Os níveis de tensão no barramento do gerador fotovoltaico reduziram, porém não foram suficientes para acionar o relé.

Para o estado 54 foi simulado a desconexão da distribuidora e, também, a abertura do sistema entre os barramentos B632 e B671, simultaneamente. Ambos os relés identificaram os ilhamentos e desconectaram as gerações.

Para o estado 55 foi simulado o desligamento do fornecimento da distribuidora, a abertura do sistema entre os barramentos B632 e B671 e, também, a desconexão do barramento B645, caracterizando ilhamento de ambos os geradores distribuídos. Para este estado a GD fotovoltaica foi configurada com 2 MW de potência. Ambas as proteções atuaram.

Para o Estado 56 foi simulada a abertura do sistema em B650 e a GD fotovoltaica com 2 MW de potência instalada, configurando ilhamento para o gerador fotovoltaico e operação

normal para o gerador eólico, pois o barramento B690 neste modelo está conectado antes do *circuit breaker*. A proteção da GD fotovoltaica identificou o ilhamento e desconectou o gerador, enquanto a proteção do gerador eólico não atuou indevidamente.

Para o estado 57 foi realizada a abertura do sistema em B634 e a carga conectada em paralelo ao gerador fotovoltaico reduzida para 100 kW, tratando-se de ilhamento apenas na GD fotovoltaica. O relé da GD fotovoltaica identificou o ilhamento e o relé da GD eólica não atuou indevidamente.

Para o estado 58 foi simulado o desligamento do fornecimento da distribuidora no barramento B650, a abertura do sistema entre os barramentos B632 e B671 e, também, a desconexão do barramento B645, configurando ilhamento em ambos os geradores distribuídos. As cargas conectadas em paralelo aos geradores distribuídos foram reduzidas em 50%. Para este estado, a GD fotovoltaica foi configurada com 2 MW de potência instalada. Os relés operaram em ambos os geradores distribuídos. Criou-se dois subsistemas independentes, com a presença de uma GD em cada subsistema.

Para o estado 59 foi simulado um ilhamento em ambos os geradores, com o desligamento do fornecimento da distribuidora no barramento B650, a abertura do sistema entre os barramentos B632 e B671 e, também, a desconexão do barramento B645. Para este estado, a GD fotovoltaica foi configurada com 2 MW e o gerador eólico com 18 MW de potência instalada. Os relés de proteção atuaram para ambos os geradores distribuídos.

Para o estado 60 foi simulado o cenário do estado 59, e, adicionalmente, foram desconectadas todas as cargas em paralelo aos geradores. Os relés de proteção operaram em ambos os geradores distribuídos.

A descrição de todos os vinte estados operativos, a sua classificação como ilhamento ou não ilhamento e o status dos relés de proteção de ambos os geradores distribuídos, podem ser verificados na Tabela 25.

ESTADO	ESTADO OPERATIVO	ILHA. GD1	ILHA. GD2	RELÉ GD 1	RELÉ GD 2
41	CASO BASE	NÃO	NÃO	NÃO ATUA	NÃO ATUA
42	DESCONEXÃO CARGA B690	NÃO	NÃO	NÃO ATUA	NÃO ATUA
43	DESCONEXÃO CARGA B634	NÃO	NÃO	NÃO ATUA	NÃO ATUA
44	DESCONEXÃO ENTRE B632 E B671	NÃO	NÃO	NÃO ATUA	NÃO ATUA
45	DESCONEXÃO ENTRE B632 E B671 E DAS CARGAS B690 E B634	NÃO	NÃO	NÃO ATUA	NÃO ATUA
46	FALTA TRIFÁSICA A-B-C EM B632 (2seg)	NÃO	NÃO	ATUA	ATUA
47	FALTA FASE A-TERRA EM B671 (5seg)	NÃO	NÃO	ATUA	ATUA
48	DESLIGAMENTO DA GERAÇÃO EÓLICA. GD2 OFF	NÃO	NÃO	NÃO ATUA	NÃO ATUA
49	DESLIGAMENTO DA GERAÇÃO FOTOVOLTAICA	NÃO	NÃO	NÃO ATUA	NÃO ATUA
50	FALTA BIFÁSICA FASE B-C B646	NÃO	NÃO	ATUA	ATUA
51	REDE OFF	SIM	SIM	ATUA	ATUA
52	DESCONEXÃO EM B632	SIM	NÃO	ATUA	NÃO ATUA
53	DESCONEXÃO EM B690	NÃO	SIM	NÃO ATUA	ATUA
54	REDE DESLIGADA, ABERTURA EM B632-671	SIM	SIM	ATUA	ATUA
55	REDE DESLIGADA, ABERTURA EM B632-671 E B645. GD1 2MW	SIM	SIM	ATUA	ATUA
56	B650 ABERTO, GD1 2MW	SIM	NÃO	ATUA	NÃO ATUA
57	DESCONEXÃO EM B634 E CARGA COM 100kW	SIM	NÃO	ATUA	NÃO ATUA
58	REDE OFF B632-671 E B645 OFF 20FV CARGAS METADE GD'S	SIM	SIM	ATUA	ATUA
59	REDE OFF B645 e 632-671 OFF 2X GD2 E GD1 2MW	SIM	SIM	ATUA	ATUA
60	REDE OFF B645 e 632-671 OFF 2X GD2 E GD1 2MW, SEM CARGAS GD	SIM	SIM	ATUA	ATUA

Tabela 25 - Estados operativos do cenário 3.

Dos 20 estados operativos deste cenário, os relés atuaram indevidamente em três deles, logo uma taxa de assertividade de 85%. Todos os estados em que os relés falharam foram para o caso de faltas na rede, demonstrando a mesma particularidade identificada no cenário 1. Com o uso de duas fontes geradoras distribuídas, esperava-se que em casos de ilhamento a fonte eólica fosse manter os níveis de tensão e frequência do sistema e, também, induzir a proteção da GD fotovoltaica ao erro, o que não ocorreu, pois em todos os testes de ilhamento com a desconexão da rede da distribuídora, a proteção do gerador eólico também atuou desconectando a GD.

## 4.4.5 CENÁRIO 4

No cenário 4 foram utilizados três Geradores Distribuídos no sistema IEEE 13 barras: uma planta de geração fotovoltaica com 100 kW de potência conectada ao barramento B634, uma planta de geração fotovoltaica com 2 MW de potência conectada ao barramento B675, em média tensão, e uma planta de geração eólica com 9MW de potência instalada no barramento B650 em média tensão, se tratando de 6 turbinas eólicas com potência individual de 1,5 MW. Em paralelo a esta usina eólica foi instalada uma carga de 950 kW de potência. O esquema de conexão trifilar do gerador pode ser observado na Figura 40. A GD fotovoltaica BT será identificada como GD1 e a GD fotovoltaica MT será identificado como GD2.

Porém, para este cenário não será utilizada proteção anti-ilhamento no gerador eólico, onde haverá a presença dos relés de proteção apenas nos geradores fotovoltaicos em BT e MT. O objetivo desta análise é verificar o impacto que uma GD que permaneça operando pode causar em outros geradores distribuídos, preferencialmente no gerador fotovoltaico, levando-os ao erro na detecção de ilhamentos ou ao acionamento indevido. O esquema de conexão trifilar da GD eólico sem a utilização da proteção pode ser observado na Figura 40.



Figura 40 - Gerador Eólico na MT sem proteção.

Foram simulados 20 estados operativos distintos, 10 estados de ilhamento e 10 estados de não ilhamento, conforme a seguir.

Para o estado 61 foi simulado o caso base do sistema IEEE 13 barras com a inserção das três fontes geradoras. O sistema opera normalmente e ambos os relés não atuam.

Para o estado 62 foi realizado uma alteração momentânea no nível de tensão da rede de distribuição para 0,8 pu. Apesar da presença do gerador eólico, a subtensão gerada fez acionar indevidamente ambos os relés de proteção de GD1 e GD2.

Para o estado 63 foi realizada a desconexão simultânea de três barramentos do circuito: B611, B652 e B645. Os níveis de tensão se mantiveram estáveis e os relés não atuaram indevidamente, pois não se tratavam de ilhamentos.

Para o estado 64 foi realizada a desconexão da rede da distribuidora, caracterizando ilhamento em todos os geradores. Apesar da injeção contínua de potência do gerador eólico, o distúrbio gerado nos níveis de tensão e frequência do sistema, fez ambos os relés, de GD1 e GD2 atuarem. O motivo foi a insuficiência de potência do gerador eólico em manter os níveis operacionais da rede.

Para o estado 65 foi realizada a desconexão da rede da distribuidora e, também, a desconexão dos barramentos B611, B652 e B645, em uma tentativa de promover o equilíbrio entre geração e carga ilhada, o que não ocorreu em um tempo inferior ao necessário para a desconexão dos relés. Ambos os relés atuaram.

Para o estado 66 foi simulado um ilhamento com a desconexão dos barramentos B650, B611, B652 e B645. Os relés identificaram o ilhamento e atuaram antes que os níveis de tensão e frequência estabilizassem.

Para o estado 67 foi simulada a desconexão das cargas conectadas aos barramentos B692, B675 e B634. Devido à sobretensão momentânea ocasionada no barramento de MT B675, onde está conectado o gerador fotovoltaico GD2, a proteção da GD2 atua.

Para o estado 68 foi simulado um ilhamento em GD2, com a desconexão em B692, e com a redução da carga conectada próxima a GD2. Não houve a estabilização entre carga e geração ilhada e o relé de proteção atuou normalmente.

Para o estado 69 foi simulada uma falta trifásica A-B-C em B671. Conforme já demonstrado anteriormente, as proteções se mostram sensíveis a situações de falta, apesar de momentâneas. Neste estado as proteções de ambos os relés atuaram.

Para o estado 70 foi simulada uma desconexão no barramento B632, porém com a carga conectada próxima a GD1 reduzida a 100 kW. Houve um equilíbrio entre carga e geração ilhada e o relé de proteção não desconectou a GD1.

Para o estado 71 foi simulado o desligamento programado do gerador eólico conectado ao barramento B690, logo, não se trata de ilhamento para GD1 e GD2. As alterações nos níveis do sistema não foram significativas para acionar os relés indevidamente.

Para o estado 72 foi simulada a desconexão da rede de distribuição, considerando uma geração eólica de 18 MW. A injeção de potência do gerador eólico estabilizou em parte os

níveis de tensão e frequência da rede. O relé do gerador fotovoltaico GD1 atuou, enquanto o relé do gerador fotovoltaico GD2 não atuou, ocasionando um ilhamento.

Para o estado 73 foi simulada uma falta Fase A-terra no barramento B650. Ambos os relés, GD1 e GD2, não atuaram, pois, os distúrbios gerados não foram suficientes para acionar a proteção.

Para o estado 74 foi simulada a desconexão da rede de distribuição e a abertura do sistema entre os barramentos B632 e B671. Ambos os relés identificaram o ilhamento e desconectaram o sistema.

Para o estado 75 foi simulada uma falta trifásica momentânea em B632. Ambos os relés de GD1e GD2 atuaram indevidamente.

Para o estado 76 foi simulada a desconexão da rede de distribuição e a abertura do sistema nos barramentos 611, 652 e 645. Mesmo com a elevação da potência do gerador eólico para 32 MW, o distúrbio momentâneo do ilhamento fez ambos os relés atuarem.

Para o estado 77 foi simulada a desconexão da geração eólica e a abertura do sistema nos barramentos B611, B652 e B645. Não se tratava de ilhamento e os relés não atuaram.

Para o estado 78 foi realizada uma desconexão em B692 e a carga paralela à GD2 reduzida em 150 kW. O relé da GD2, que está em ilhamento, atua seccionando o gerador.

Para o estado 79 foi realizado um desligamento programado da GD eólica e da GD fotovoltaica GD2, a fim de se observar os efeitos na GD1. O relé não atua indevidamente.

Para o estado 80 foi realizada a abertura do sistema entre B632 e B671, e a desconexão das cargas em B675. O relé de proteção da GD2 atuou normalmente.

A descrição de todos os vinte estados operativos e o status dos relés de proteção de ambos os Geradores Distribuídos podem ser verificados na Tabela 26.

ESTADO	ESTADO OPERATIVO	ILHAM . GD1	ILHAM . GD2	RELÉ GD 1	RELÉ GD 2
61	CASO BASE	NÃO	NÃO	NÃO ATUA	NÃO ATUA
62	REDE A 0.8 pu	NÃO	NÃO	ATUA	ATUA
63	DESCONEXÃO DE B611, B652 E B645	NÃO	NÃO	NÃO ATUA	NÃO ATUA
64	REDE OFF	SIM	SIM	ATUA	ATUA
65	REDE OFF, DESCONEXÃO DE B611, 6B52 E B645	SIM	SIM	ATUA	ATUA
66	DESCONEXÃO DE B650, B611, B652 E B645	SIM	SIM	ATUA	ATUA
67	ABERTURA DAS CARGAS EM B692, B675 E B634	NÃO	NÃO	NÃO ATUA	ATUA
68	DESCONEXÃO EM B692 – CARGA GD2 EM 40-20-20KW E Q 100KVAR.	NÃO	SIM	NÃO ATUA	ATUA
69	FALTA TRIFÁSICA A-B-C EM B671	NÃO	NÃO	ATUA	ATUA
70	DESCONEXÃO EM B632 - GD1 E CARGA GD1 EM 100KW	SIM	NÃO	NÃO ATUA	NÃO ATUA
71	DESCONEXÃO DA GERAÇÃO EÓLICA B690	NÃO	NÃO	NÃO ATUA	NÃO ATUA
72	REDE OFF – 2x GERAÇÃO EÓLICA	SIM	SIM	ATUA	NÃO ATUA
73	FALTA FASE A-TERRA EM B650	NÃO	NÃO	NÃO ATUA	NÃO ATUA
74	REDE OFF E DESCONEXÃO EM B632-B671	SIM	SIM	ATUA	ATUA
75	FALTA TRIFÁSICA EM B632	NÃO	NÃO	ATUA	ATUA
76	REDE OFF, 4XGERAÇÃO EÓLICA, B611, B652 E B645 OFF, CARGA ALINHADA COM GD1 E GD2	SIM	SIM	ATUA	ATUA
77	DESCONEXÃO DA GERAÇÃO EÓLICA, B690 - B611, B652 E B645 OFF	NÃO	NÃO	NÃO ATUA	NÃO ATUA
78	DESCONEXÃO EM B692 – CARGA GD2 EM 150 KW	NÃO	SIM	NÃO ATUA	ATUA
79	DESLIGAMENTO PROGRAMADO DA EÓLICA E GD2	NÃO	NÃO	NÃO ATUA	NÃO ATUA
80	DESCONEXÃO EM B632-B671 - CARGAS ABERTAS EM B675	NÃO	SIM	NÃO ATUA	ATUA

Tabela 26 - Estados operativos para o cenário 4.

Dos vinte estados operativos avaliados, os relés apresentaram erro na atuação em 6 estados, com uma taxa de assertividade de 70%. Dois dos estados que resultaram em falhas na operação dos relés tiveram como responsável a injeção de potência realizada pelo gerador eólico, que não possuía sistema de proteção anti-ilhamento.

#### 4.4.6 RESULTADOS

Os 80 estados operativos executados no *Simulink* se mostraram eficazes na geração de múltiplas configurações de utilização da geração distribuída, em situações de ilhamento, não ilhamento, faltas, desconexões de barramentos, chaveamento de cargas, elevação e redução de potências do sistema, além de diversos cenários operativos extremos, visando obter o equilíbrio entre geração e carga ilhada. Desta forma, as informações extraídas das simulações apresentam um bom volume de informações necessárias para configurar uma base de treinamento para um sistema de aprendizado supervisionado baseado nas redes neurais artificiais, aplicado para a detecção de ilhamentos não intencionais.

Em paralelo, verificam-se falhas na atuação do relé tradicional, na qual dos 80 estados simulados, em 21 deles o relé apresentou problemas na sua operação. Dos 40 estados de ilhamento, os relés falharam em 4 deles, resultando em uma taxa de assertividade de 90% na detecção. De 40 estados de não ilhamento simulados, os relés tradicionais acionaram indevidamente em 17 estados, com uma taxa de assertividade de 57,5%.

# 5 TREINAMENTO DA REDE NEURAL ARTIFICIAL PARA A DETECÇÃO DE ILHAMENTOS NÃO INTENCIONAIS

## 5.1 CONSIDERAÇÕES GERAIS

Utilizando os dados obtidos nos cenários simulados no sistema IEEE 13 barras, foi desenvolvida uma Rede Neural Artificial apta a classificar os padrões das situações apresentadas. A RNA treinada deverá possuir a capacidade de generalização, identificando cenários de ilhamento não intencional e não ilhamento, para distintas situações de operação da rede elétrica.

## 5.2 VARIÁVEIS MONITORADAS

Considerando o ponto de interconexão dos geradores distribuídos com a rede de distribuição do sistema IEEE 13 barras, foi implementado no *Simulink* um bloco de coleta de dados que exporta as variáveis analisadas para o *workspace* do *MATLAB*, para que ao final das simulações possam ser copiadas e armazenadas na base de dados geral das simulações. O bloco de coleta das variáveis do sistema pode ser observado na Figura 41.



Figura 41 - Bloco de coleta de variáveis do sistema.

- Para as taxas de variação de tensão, frequência, potência ativa e potência reativa foram utilizados blocos derivativos do Simulink, tendo como entrada as variáveis obtidas no sistema, e para as taxas de distorção harmônicas de tensão e corrente foi utilizado o bloco THD do Simulink, que calcula a distorção harmônica total do sinal de entrada. As variáveis monitoradas nesta abordagem foram:
- $X1 = F_GD Frequência no GD (Hz)$
- $X2 = (\Delta F/\Delta t) Taxa$  de variação da frequência (Hz/s)
- X3 = Vrms Tensão eficaz no barramento de conexão (V)
- $X4 = (\Delta V / \Delta t) Taxa de variação da tensão (V/s)$

- X5 = I Corrente no barramento de conexão (A)
- X6 = P\_Inst Potência ativa instantânea na GD (W)
- $X7 = (\Delta P / \Delta t) Taxa$  de variação da potência (W/s)
- X8 = Q\_GD Potência reativa instantânea na GD (Var)
- X9 = (ΔQ/Δt) Taxa de variação da potência reativa (Var/s)
  X10 = V\_THD Taxa de distorção harmônica na tensão
- X11 = I\_THD Taxa de distorção harmônica na corrente

## 5.3 CONSTRUÇÃO DA BASE DE DADOS PARA O TREINAMENTO DA RNA

Para cada estado operativo simulado, em cada cenário, coleta-se uma faixa de 1000 valores posteriores ao início do ilhamento não-intencional ou do distúrbio realizado no sistema, como faltas ou chaveamento de cargas. Para a coleta destes valores, aplicou-se um tempo de amostragem de 0,1 segundos. Por exemplo, caso um ilhamento se inicie no instante t = 5,0 seg., conforme pode ser observado na Figura 42, coletam-se os dados das onze variáveis monitoradas do sistema no período entre t=5,0 e t=5,1 seg., abrangendo os regimes subtransitório e transitório da onda senoidal da variável monitorada.

Os relés de proteção convencionais consideram a sua velocidade de atuação em ciclos, definidos da seguinte maneira: 1 segundo equivale a 60 Hz ou 60 ciclos, logo 1 ciclo equivale a aproximadamente 0,016 segundos. No estudo desenvolvido, portanto, o tempo de amostragem de 0,1 segundos equivale a 6 ciclos da onda senoidal.



Figura 42 - Faixa amostral de dados para os valores da tensão na GD, entre 5,0 e 5,1seg.

Em alguns casos, porém, onde a taxa de variação do sinal é baixa, esta faixa abrange apenas o regime transitório. Por exemplo, em casos onde há um princípio de equilíbrio entre a GD e a carga da zona ilhada, os níveis de tensão apresentaram um regime transitório de 3,0 seg., ou seja, 180 ciclos. Avaliou-se a possibilidade de coletar dados em diversos períodos do sinal, abrangendo todo o regime transitório e o princípio do permanente, porém concluiu-se que um sistema de proteção contra ilhamentos não-intencionais deve estar apto a identificar este estado assim que o mesmo se inicie. Logo, treinar a RNA com uma taxa de amostragem de 6 ciclos torna a mesma mais rápida na detecção dos ilhamentos não intencionais.

Após a simulação dos 80 estados operativos, obteve-se uma base de dados com 120.000 pontos, cada um representando uma situação de ilhamento ou não ilhamento. Para os cenários 1 e 2 havia apenas um gerador distribuído em cada, logo cada cenário representa 20.000 pontos. Porém, para os cenários 3 e 4 haviam dois geradores distribuídos sendo monitorados, logo cada cenário apresenta 40.000 pontos. No entanto, nos estados 48, 49 do cenário 3 e 79 do cenário 4, um dos geradores distribuídos foi desconectado de modo programado, a fim de se verificar o impacto no outro gerador distribuído. Logo, nestes estados, os dados de uma das GD's foram desconsiderados. A base de dados final a ser utilizada para o treinamento validação e teste da RNA, portanto, possui 117.000 pontos de informação.

### 5.4 TREINAMENTO DA REDE NEURAL ARTIFICIAL

Utilizando-se a mesma metodologia adotada no capítulo 4 para o desenvolvimento da RNA, foram adotadas duas metodologias de treinamento: *Backpropagation (BP)* e *Bayesian Regularization (BR)*, sendo aplicado o mecanismo de parada *Early Stopping (ES)* na etapa de treinamento.

A base de dados obtida nas simulações do sistema de distribuição IEEE 13 barras foi dividida da seguinte maneira: 75% para treinamento e validação, e 25% para testes. A base de treinamento e validação foi subdividida em 75% para treinamento e 25% para validação. A divisão dos dados pode ser observada na Tabela 27.

ЕТАРА	VALOR	% BASE TOTAL
TREINAMENTO	65813	56%
VALIDAÇÃO	21937	19%
TESTE	29250	25%
BASE TOTAL	117000	

Tabela 27 - Divisão de dados.

Para o sistema IEEE 13 barras proposto, foram monitoradas 11 variáveis no ponto de interconexão, conforme abordado no tópico 5.2. Porém, devido ao fato das variáveis tensão, taxa de variação de tensão, taxa de distorção harmônica na tensão, corrente e taxa de distorção harmônica na corrente serem trifásicas, resulta-se em 21 entradas para a RNA.
Como os algoritmos utilizados pelo MATLAB atualizam os parâmetros após a apresentação de cada padrão, não é recomendada a apresentação de padrões de uma mesma classe sequencialmente, de modo a evitar vícios no treinamento. Devido também ao alto número de dados sequenciais referentes ao mesmo estado (1000 vetores por estado operativo) foram realizados dois processos de mesclagem dos dados de treinamento e validação, a fim de garantir a capacidade de generalização da RNA.

 Criação de uma chave primária para cada dado, através de uma operação algébrica de soma e multiplicação de todos os dados da linha. O valor resultante é único para cada linha e, posteriormente, os dados foram organizados sequencialmente por estes valores. Após este processo, toda a base ficou mesclada aleatoriamente.

2) Foi utilizada uma função desenvolvida no *MATLAB* para embaralhar todos os padrões entrada/saída aleatoriamente. A mesma pode ser observada na Figura 43.

```
- function [Entrada Embaralhada, Saida Embaralhada] = embaralha padroes(Entrada, Saida)
  [numero_de_padroes, numero_de_entradas] = size(Entrada);
 lista sorteio = 1;
 Entrada Embaralhada(1,:) = Entrada(1,:);
 Saida Embaralhada(1,:) = Saida(1,:);
for i = 2:numero_de_padroes
Ē.
     while 1
          % Geracao de um numero aleatorio segundo uma distribuicao uniforme
          % continua definida no intervalo [l numero de padroes]
         indice = round(gera ruido uniforme(1,1,1,numero de padroes));
          c = find(lista sorteio == indice);
          if isempty(c) % Indice ainda nao sorteado
             break;
          end
     end
     Entrada_Embaralhada(i,:) = Entrada(indice,:);
     Saida_Embaralhada(i,:) = Saida(indice,:);
     lista_sorteio = cat(2,lista_sorteio,indice);
     lista_sorteio = sort(lista_sorteio);
  end
```

#### Figura 43 – Função embaralha padrões.

Segundo o Teorema da Aproximação Universal [36], uma rede MLP com uma única camada oculta é suficiente para aproximar uniformemente qualquer função contínua que

encaixe em um hipercubo unitário. Logo, para esta abordagem, será utilizada uma RNA com uma camada oculta apenas.

Os dados de entrada da RNA são oriundos de diversas grandezas do sistema elétrico, sendo necessária a normalização destes dados para uma mesma ordem de grandeza. Este processo foi realizado pela aplicação da função do MATLAB *mapminmax* [37]. A função *mapminmax* aplica uma transformação linear a cada linha da matriz de dados, convertendo seus valores para o intervalo [-1 1].

A sintaxe do comando *mapminmax* pode ser observada abaixo, onde YMIN é o mínimo valor para cada linha, neste caso, -1, e YMAX é o máximo valor para cada linha, neste caso, 1.

$$[Y,PS] = mapminmax(X,YMIN,YMAX)$$
$$[Y,PS] = mapminmax(X,FP)$$
$$Y = mapminmax('apply',X,PS)$$
$$X = mapminmax('reverse',Y,PS)$$
$$dx_dy = mapminmax('dx_dy',X,Y,PS)$$

A fim de se obter o melhor resultado, portanto, diversos níveis de estrutura para a RNA foram testados, alterando-se o número de número de neurônios na camada oculta, de 1 a 100. A definição do número de neurônios na camada oculta foi realizada através da comparação do valor do gradiente obtido ao final de cada etapa de treinamento. A situação com o número de neurônios que resultou no menor gradiente ao final da etapa de treinamento teve os seus dados armazenados para a composição da estrutura da RNA. A Figura 44 ilustra um dos gráficos comparativos do gradiente descendente obtido.



Figura 44 - Performance do treinamento da RNA.

A estrutura final da RNA modelada pode ser observada na Figura 45. A rede neural possui uma camada de entrada, uma camada oculta e uma camada de saída. Embora a rede neural utilize 11 variáveis de entrada, a camada de entrada é composta de 21 neurônios, pois as variáveis trifásicas necessitam de um neurônio de entrada para o dado de cada fase. A saída do sistema é codificada, onde as saídas da RNA que estão no intervalo [-1 1] são convertidas para o intervalo [0 1]. Caso a RNA interprete um estado como ilhamento, a saída será 0, caso interprete como não ilhamento, a saída será 1. Para ambas as metodologias de treinamento, *Backpropagation (BP)* e *Bayesian Regularization (BR)*, a estrutura que obteve os melhores resultados é composta de apenas uma camada oculta com 15 neurônios.



Figura 45 – Estrutura final da RNA.

Para a etapa de testes foram utilizados os 25% da base de dados total separada anteriormente, que não foram utilizados no treinamento e validação da RNA, correspondendo a 29.250 dados.

Após todos os cenários simulados, a estrutura final da rede neural que obteve os melhores resultados na etapa de testes foi obtida através do método *Bayesian Regularization* (*BR*), com 15 neurônios na camada oculta. O diagrama da estrutura final da Rede Neural Artificial pode ser observado na Figura 46.



Figura 46 – Estrutura final da Rede Neural Artificial.

## 5.5 AVALIAÇÃO DOS RESULTADOS NA ETAPA DE TESTE DA RNA

Após a definição da estrutura final avaliou-se o desempenho das RNA's treinadas e o desempenho dos relés tradicionais de tensão e frequência simulados, para cada dado de testes alocado.

Conforme exposto anteriormente, foram utilizados 29.250 dados para testes, ou seja, 25% da base total de dados. Os dados de teste foram embaralhados conforme a mesma metodologia utilizada no tópico 5.4. Para o grupo de dados de teste, cada metodologia identificou corretamente o seguinte número de dados:

- Bayesian Regularization (BR) 29.163
- Backpropagation (BP) 28.668
- Relés Tradicionais 22.628

A taxa de assertividade na identificação dos estados operativos pelos relés tradicionais, baseados em medidas de tensão e frequência, comparadas às RNA's utilizadas, pode ser verificada na Tabela 28.

Tabela 28 - Taxa de assertividade dos métodos de identificação de ilhamentos não intencionais.

% ACERTO BP	% ACERTO BR	% ACERTO RELÉ	
28668	29163	22628	
98,01%	99,71%	77,36%	

Uma amostra comparativa da saída de cada metodologia, com a saída esperada do sistema, pode ser observada na Tabela 29. A coluna SAÍDA representa o estado real do sistema elétrico, obtida pelas simulações no *Simulink* do sistema elétrico de 13 barras do IEEE. As colunas BP e BR representam, respectivamente, os valores obtidos nas redes neurais treinadas com as metodologias *Backpropagation* com gradiente conjugado e *Bayesian Regularization*. A coluna RELÉ representa a saída obtida nos relés tradicionais simulados.

ESTADO	DESCRIÇÃO	SAÍDA	BP	ES	BR	RELÉ
9	DESCONEXÃO EM B632	0	1	0	1	0
80	GD 2 - CENÁRIO 4 - DESCONEXÃO EM B632- 671 - CARGAS ABERTAS EM B675	0	0	0	0	0
9	DESCONEXÃO EM B632	0	1	0	1	0
55	GD 1 - CENÁRIO 3 - REDE OFF - B632-671 E B645 OFF 20FV	0	0	0	0	0
74	GD 1 - CENÁRIO 4 - REDE OFF E DESCONEXÃO EM B632-671	0	0	0	0	0
45	GD 1 - CENÁRIO 3 - DESCONEXÃO ENTRE B632 E B671 E DAS CARGAS B690 E B634	1	1	1	1	1
14	REDE OFF, B650 E B671 OFF	0	0	0	0	0
77	GD 2 - CENÁRIO 4 - DESCONEXÃO DA GERAÇÃO EÓLICA B690 - 611, 652 E 645 OFF	1	1	1	1	1
67	GD 2 - CENÁRIO 4 - ABERTURA DAS CARGAS EM 692, 675 E 634	1	1	1	1	0
59	GD 1 - CENÁRIO 3 - REDE OFF - B645 e 632- 671 OFF 2X EOLICA E 20GD	0	0	0	0	0
54	GD 1 - CENÁRIO 3 - REDE OFF - B632-671 OFF	0	1	0	0	0
67	GD 2 - CENÁRIO 4 - ABERTURA DAS CARGAS EM 692, 675 E 634	1	1	1	1	0
15	B671 OFF	1	1	1	0	0
54	GD 1 - CENÁRIO 3 - REDE OFF - B632-671 OFF	0	1	0	0	0

### 5.6 PONTOS DE FALHA DAS METODOLOGIAS ADOTADAS

Cada metodologia apresentou falhas na identificação dos estados do sistema em cenários diversos, onde não necessariamente a metodologia que apresentou um percentual de acertos maior é a que erra em menos estados operativos avaliados. Na abordagem utilizada, a metodologia que apresentou um número total menor de falhas, *Bayesian Regularization*, errou, em algum momento, em 10 estados operativos dos 80 simulados.

O total de erros nos estados operativos, por metodologia adotada, pode ser observado nas Tabelas 30 a 32.

CENÁRIO	ESTADO OPERATIVO	DESCRIÇÃO			
1	15	B671 OFF	4		
2	40	ABERTURA DO CIRCUITO EM B632 E B684	15		
3	52	DESCONEXÃO EM B632	3		
1	17	FALTA FASE A-TERRA B671	2		
3	41	GD 1 - CASO BASE	6		
3	42	GD 1 - DESCONEXÃO CARGA B690	10		
4	69	GD 1 - FALTA TRIFÁSICA A-B-C EM B671	10		
4	72	GD 1 - REDE OFF - 10XEÓLICA	18		
3	46	GD 2 - FALTA TRIFÁSICA A-B-C EM B632	2		
1	13	REDE OFF E B671 OFF	16		

Tabela 30 - Erros de reconhecimento para metodologia de treinamento BR.

Tabela 31 - Erros de reconhecimento para a metodologia de treinamento BP c	com gradiente
conjugado.	

	CENÁRIO ESTADO OPERATIVO		DESCRIÇÃO			
Ī	3	52	DESCONEXÃO EM B632	6		
	3	41	GD 1 - CASO BASE	23		
	3	42	GD 1 - DESCONEXÃO CARGA B690	13		
	3	50	GD 1 - FALTA FASE B-C B646	69		
	3	55	GD 1 - REDE OFF - B632-671 E B645 OFF 20FV	30		
	3	54	GD 1 - REDE OFF - B632-671 OFF	67		
	4	63	GD 1 - DESCONEXÃO DE 611, 652 E 645	19		
	4	69	GD 1 - FALTA TRIFÁSICA A-B-C EM B671	147		
	4	62	GD 1 - REDE A 0.8 pu	79		
	4	74	GD 1 - REDE OFF E DESCONEXÃO EM B632-671	3		
	4	71	GD 1 - DESCONEXÃO DA GERAÇÃO EÓLICA B690	12		
	3	46	GD 2 - FALTA TRIFÁSICA A-B-C EM B632	4		
	1	13	REDE OFF E B671 OFF	92		
	1	14	REDE OFF, B650 E B671 OFF	18		

CENÁRIO	ESTADO OPERATIVO	DESCRIÇÃO			
1	15	B671 OFF	473		
2	37	DESCONEXÃO DAS CARGAS B675 20 GD	487		
2	32	FALTA FASE A-TERRA B671	395		
2	38	FALTA TRIFÁSICA A-B-C EM B633 20GD	379		
1	6	FALTA FASE A-TERRA B633	27		
1	16	FALTA TRIFÁSICA A-B-C EM B671	31		
3	47	GD 1 - FALTA FASE A-TERRA EM B671 (15s)	407		
3	50	GD 1 - FALTA FASE B-C B646	511		
3	46	GD 1 - FALTA TRIFÁSICA A-B-C EM B632	162		
4	69	GD 1 - FALTA TRIFÁSICA A-B-C EM B671	535		
4	75	GD 1 - FALTA TRIFÁSICA EM B632			
4	62	GD 1 - REDE A 0.8 pu	526		
3	50	GD 2 - FALTA FASE B-C B646	103		
3	46	GD 2 - FALTA TRIFÁSICA A-B-C EM B632	244		
4	67	GD 2 - ABERTURA DAS CARGAS EM 692, 675 E 634	477		
4	69	GD 2 - FALTA TRIFÁSICA A-B-C EM B671	415		
4	75	GD 2 - FALTA TRIFÁSICA EM B632	309		
4	62	GD 2 - REDE A 0.8 pu	540		
4	72	GD 2 - REDE OFF - 10XEÓLICA	533		

Tabela 32 - Erros de reconhecimento para o relé de frequência/tensão simulado.

Analisando-se o desempenho geral das metodologias desenvolvidas, verifica-se a alta assertividade das redes neurais, para ambos os algoritmos de treinamento, na detecção de ilhamentos não intencionais e na correta identificação dos estados de não ilhamento. Porém, também se identificam alguns cenários onde todas as RNA's propostas erraram em algum momento, como o caso base do cenário 3, no qual o relé de frequência/tensão não errou para este estado. Este caso pode ser explicado pela elevação dos níveis de tensão na geração distribuída fotovoltaica, em virtude da presença de um gerador eólico no sistema, o que levou a um erro de interpretação da RNA. De igual modo, as duas metodologias baseadas nas redes neurais artificiais erraram em alguns pontos durante a desconexão da carga no barramento B690 do cenário 3, enquanto o relé de frequência/tensão também não apresentou erro de reconhecimento para este caso.

### 6 CONCLUSÕES

Esta dissertação teve por objetivo a elaboração de um sistema complementar de detecção de ilhamentos não-intencionais em geração distribuída utilizando as Redes Neurais Artificiais, visando minimizar os erros de detecção das técnicas passivas tradicionais. O método proposto avalia o estado operativo do sistema no ponto de interconexão do gerador distribuído e as informações referentes aos mesmos, se tratam-se de ilhamentos, chaveamentos, faltas, desconexões entre outros cenários possíveis dentro de um contexto de inserção de geradores distribuídos em baixa e média tensão, para então com estas informações realizar o treinamento, validação e teste das Redes Neurais Artificiais.

Inicialmente, realiza-se uma contextualização das motivações para a inserção de fontes renováveis no âmbito energético mundial, os fatores que alavancaram a difusão de fontes eólicas na Europa devido à crise do petróleo da década de 70, como também os fatores que inviabilizaram por décadas a utilização da geração de energia fotovoltaica, devido aos baixos investimentos e alto custo desta fonte.

Em seguida foram expostos o cenário da geração distribuída no Brasil e no mundo, os aspectos pertinentes à redução de custos dos equipamentos necessários à esta modalidade de geração, a evolução exponencial do número de clientes com geração distribuída no Brasil, em especial nos últimos dois anos, e a perspectiva futura para este segmento. Aborda-se então as dificuldades associadas a expansão da geração distribuída, em especial a nível residencial de baixa tensão, onde devido à ausência de planejamento por parte das distribuidoras para receber esta modalidade de clientes em suas redes, pode resultar em riscos para a população e equipes técnicas que trabalham no sistema de distribuição, devido à problemática dos ilhamentos não intencionais.

Este trabalho faz uma abordagem sobre as metodologias atuais para a detecção de ilhamentos não intencionais e o contexto das novas metodologias propostas, que abordam,

inclusive, técnicas de aprendizagem supervisionada, com destaque para as Redes Neurais Artificiais. É desenvolvido um sistema de detecção de ilhamentos não intencionais através da utilização de uma Rede Neural Artificial, treinada com dados extraídos da operação do sistema elétrico em diferentes condições operativas. Através do *software MATLAB/SIMULINK*, simulase as condições de operação dos sistemas de distribuição com diferentes níveis de inserção de fontes renováveis, onde são simulados ilhamentos e não ilhamentos, obtendo-se assim uma base de dados robusta para o treinamento das Redes Neurais Artificiais.

A fim de exemplificar a metodologia desenvolvida para a detecção de ilhamentos não intencionais, utiliza-se um sistema elétrico de 5 barras. Para tanto, foram simulados diversos estados operativos no sistema elétrico, a fim de se coletar variáveis como frequência, tensão e potência no ponto de interconexão do gerador distribuído com o sistema elétrico. Estes dados foram utilizados no desenvolvimento de uma Rede Neural Artificial através de duas metodologias de treinamento distintas, *Backpropagation* com gradiente conjugado e *Bayesian Regularization*. Verificou-se uma taxa máxima de acertos de 87% através da metodologia *Bayesian Regularization*, de onde concluiu-se que para se desenvolver uma RNA mais robusta e eficiente, dever-se-ia simular um número maior de cenários operativos e, em paralelo, considerar faixas maiores de tempo da onda senoidal para a coleta dos dados.

Posteriormente, aplicou-se a mesma metodologia em um sistema de distribuição de maior porte, o IEEE 13 barras, considerando quatro cenários operativos distintos, com a inserção de geradores distribuídos nos barramentos de média e baixa tensão. Foram simulados ao todo 80 estados operativos e coletados 120.000 dados, cada um representando uma situação de ilhamento ou não ilhamento. Em paralelo à estas simulações, foi modelado e avaliado o desempenho de um relé tradicional, baseado em medidas de frequência e tensão, e configurado conforme às Normas de Conexão do Acessante da Enel.

101

A base de dados obtida nas simulações foi utilizada para o desenvolvimento das Redes Neurais Artificiais através das metodologias de aprendizagem supervisionada utilizadas anteriormente no sistema 5 barras. A melhor estrutura de RNA obtida foi através da metodologia *Bayesian Regularization*, utilizando-se uma RNA com 15 neurônios na camada oculta, 21 variáveis de entrada e um neurônio na camada de saída. Obteve-se uma taxa de acertos de 99,71% para o melhor modelo de Rede Neural Artificial.

O sistema desenvolvido utilizou uma taxa de amostragem de dados superior à utilizada pelos métodos convencionais, o que potencializou os resultados, permitindo à RNA identificar com mais precisão os estados operativos do sistema elétrico. Um ponto de melhoria reside na realização do treinamento da RNA utilizando dados obtidos da rede elétrica considerando uma taxa de amostragem similar à dos relés passivos convencionais, a fim de tornar o sistema apto à implementação em uma aplicação real.

O desempenho do sistema foi considerado satisfatório quando comparado aos sistemas de detecção de ilhamentos passivos convencionais, pois além de identificar com mais precisão as situações de ilhamento não intencional, apresentou um reduzido número de acionamentos desnecessários decorrentes de erros na identificação dos estados operativos do sistema elétrico.

#### 6.1 TRABALHOS FUTUROS

Propõe-se para evoluções futuras que esta abordagem seja expandida, com a simulação em sistemas mais robustos como o IEEE 123 barras e a inserção de dez geradores distribuídos ou mais, a fim de se obter uma RNA apta a operar em qualquer cenário.

Sugere-se aplicar uma rotina de correlação de dados a fim de identificar as entradas mais relevantes para o desenvolvimento da RNA. Desta maneira, o sistema desenvolvido seria mais simples, exigiria menor tempo de processamento e a aplicação em *hardware* seria facilitada.

Propõe-se levantar o conjunto de dados de operação do sistema elétrico considerando a variação da irradiância e da velocidade do vento durante um intervalo diário, através do uso da

ferramenta *Signal Builder* do *Simulink*, onde é possível programar alterações temporizadas para estas variáveis.

Sugere-se também elaborar a Rede Neural Artificial em Linguagem C ou similar, e embarcá-la em um dispositivo microprocessado, como o Arduino ou Raspberry Pi. Este hardware poderia ser testado em situações reais de operação e acoplado em um relé comercial, elevando a sua eficiência na detecção de ilhamentos não intencionais da GD e minimizando acionamentos indevidos.

#### **BIBLIOGRAFIA**

- [1] "Convention on Climate Change," *Estudos Avançados*, Agosto 1992.
- [2] "Cronologia da OPEP," [Online]. Available: http://diplo.org.br/2006-05,a1304. [Acesso em 10/05/2018].
- [3] B. Sørensen, "A history of renewable energy technology," Energy Policy, vol. 19, nº 1, pp. 8-12, Janeiro 1991.
- [4] R. Landberg and B. Eckhouse, "Bloomberg Solar Energy," Bloomberg, 23 01 2018.
   [Online]. Available: https://www.bloomberg.com/quicktake/solar-energy. [Acesso em 10/05/2018].
- [5] ANEEL Agência Nacional de Energia Elétrica, "Resolução Normativa 482," 2012.
- [6] E. Commission, "New ERA for electricity in Europe Distributed Generation: Key Issues, Challenges and Proposed Solutions," General Bulletin Information, pp. 1-29, 2003.
- [7] A. B. A. Amaral, A. L. Z. L. G. Mendonca and A. A. M. Resende, "Solar Energy and Distributed Generation: 2015, a Year of Inflection in Brazil?," *IEEE Latin America Transactions*, vol. 14, nº 8, 08 agosto 2016.
- [8] Agência Nacional de Energia Elétrica, ANEEL, "RESOLUÇÃO NORMATIVA Nº 687,"
   2015.
- [9] ANEEL, "Unidades Consumidoras com Geração Distribuída," ANEEL, [Online]. Available: http://www2.aneel.gov.br/scg/gd/GD\_Estadual.asp. [Acesso em 23 05 2018].
- [10] F. A. C. Munoz, A. A. Tellez e J. W. G. Sanchez, "Analysis of Stability of Tension and Losses of Electric Power in Distribution Networks with Distributed Generation," *IEEE Latin America Transactions*, vol. 14, novembro 2016.
- [11] C.-L. Su, "Stochastic Evaluation of Voltages in Distribution Networks With Distributed Generation Using Detailed Distribution Operation Models," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 25, nº 2, pp. 786 - 795, 24 november 2009.
- [12] IEEE Institute of Electrical and Electronics Engineers, "1547-2003 IEEE Standard for Interconnecting Distributed Resources with Electric Power Systems," 28 Julho 2003.

- [13] J. González, A. Dyśko and G. Lloyd, "The Impact of Renewable Energy Sources and Distributed Generation on Substation Protection and Automation," *CIGRE Working Group B5.34*, 2010.
- [14] Ampla Energia S.A., "CONEXÃO DE MICRO E MINIGERAÇÃO DISTRIBUÍDA AO SISTEMA ELÉTRICO DA AMPLA/COELCE," 2016.
- [15] CPFL Energia, "Conexão de Micro e Minigeração Distribuída sob Sistema de Compensação de Energia Elétrica," 2016.
- [16] COPEL Distribuição, "NTC 905200 ACESSO DE MICRO E MINIGERAÇÃO DISTRIBUÍDA AO SISTEMA DA COPEL," Curitiba, 2016.
- [17] Agência Nacional de Energia Elétrica ANEEL, "Nota Técnica n° 0106/2014-SRD/SCR/ANEEL," 2014.
- [18] E. O. Schweitzer, D. Finney and M. V. Mynam, "Applying Radio Communication in Distribution Generation Teleprotection Schemes," 2012 65th Annual Conference for Protective Relay Engineers, pp. 310-320, 2012.
- [19] P. Janssen, *Monitoring, protection and fault location in power distribution networks using system-wide measurements*, Tese, Ecole Polytechnique de Bruxelles, 2014.
- [20] W. Bower and M. Ropp, Evaluation of islanding detection methods for photovoltaic utility interactive power systems, R. I. T. 2002, Ed., 2002.
- [21] P. H. R. P. Gama, A. R. Aoki, C. Martins, E. Vicentini, M. E. M. Souza, R. B. Dias e T. V. M. Neto, Comparação dos Requisitos das Distribuidoras para Inserção de Acessantes de Geração Distribuída, Cigré Brasil, 2013.
- [22] P. Mahat, Z. Chen and B. Bak-Jensen, "Review of Islanding Detection Methods for Distributed Generation," in *Third International Conference on Electric Utility Deregulation and Restructuring and Power Technologies*, Nanjing, China, 2008.
- [23] R. C. Dugan, M. F. McGranaghan, S. Santoso and H. W. Beaty, Electrical Power Systems Quality, 2<sup>a</sup> Edição, Ed. McGraw-Hill, 2002.
- [24] ANEEL, "Compensação pela Transgressão dos Limites de Continuidade," ANEEL, 10/ 06/ 2018. [Online]. Available: http://www.aneel.gov.br/indicadores-de-compensacao-decontinuidade. [Acesso em 10/06/2018].
- [25] T. T. Lopes, "Estimadores De Estado Em Sistemas De Energia Elétrica Incluindo Restrições Fuzzy," Tese, UFRJ, 2008.

- [26] U. C. Netto, D. C. Grillo, I. D. Lonel, E. L. Pellini and D. V. Coury, "An ANN based forecast for IED network management using the IEC61850 standard," *Electric Power Systems Research*, vol. 130, pp. 148-155, january 2016.
- [27] S. R. Samantaray, K. El-Arroudi and G. Joós, "A Fuzzy Rule-Based Approach for Islanding Detection in Distributed Generation," *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 25, nº 3, pp. 1427 - 1433, july 2010.
- [28] F. B. Bottura, W. M. S. Bernardes and M. Oleskovicz, "Coordination of directional overcurrent relays in meshed power systems using hybrid genetic algorithm optimization," 12th IET International Conference on Developments in Power System Protection (DPSP 2014), 31 march 2014.
- [29] M. S. ElNozahy, E. F. El-Saadany and M. M. A. Salama, "A robust wavelet-ANN based technique for islanding detection," *IEEE Power and Energy Society General Meeting*, 24 july 2011.
- [30] A. Moeini, A. Darabi, S. Rafiei and M. Karimi, "Intelligent islanding detection of a synchronous distributed generation using governor signal clustering," *Electric Power Systems Research*, vol. 81, nº 2, pp. 608-616, february 2011.
- [31] A. G. Abd-Elkader, D. F. Allam and E. Tageldin, "Islanding detection method for DFIG wind turbines using artificial neural networks," *International Journal of Electrical Power* & *Energy Systems*, vol. 62, pp. 335-343, november 2014.
- [32] J. Laghari, H. Mokhlis, M. Karimi and A. Bakar, "Computational Intelligence based techniques for islanding detection of distributed generation in distribution network: A review," *Energy Conversion and Management*, vol. 88, pp. 139-152, december 2014.
- [33] S. Haykin, Redes Neurais Princípios e Prática, Bookman, 2001.
- [34] D. J. MacKay, Bayesian Methods for Adaptive Models, Pasadena, California: Tese, California Institute of Technology, 1992.
- [35] C. BISHOP, Neural Networks for Pattern Recognition, Oxford, New York: Oxford University Press, 1995.
- [36] G. Cybenko, "Approximation by Superpositions of a Sigmoidal Function," *Mathematics of Control Signals Systems (1989)*, pp. 303-314, 1989.
- [37] "MATLAB Simulink. Versão R2016a 64-bits. [S. l.]: , 2016. 1 CD".

- [38] I. D. P. W. Group, "Radial distribution test feeders," *Transactions on Power Systems*, vol. 6, nº 3, Agosto 1991.
- [39] IEPUC Instituto de Energia da PUC-Rio, ATLAS SOLARIMÉTRICO DO ESTADO DO RIO DE JANEIRO, Rio de Janeiro, 2016.
- [40] A. Toffler, The Third Wave, Bantam Books, 1980.
- [41] E. Hotchkiss, I. Metzger and S. P. Schwabe, "Alternative Energy Generation Opportunities in Critical Infrastructure New Jersey," 2013.
- [42] S. S. P. Mercedes, J. A. P. Rico e L. Y. Pozzo, "Uma revisão histórica do planejamento do setor elétrico brasileiro," Revista USP, São Paulo, 2015.
- [43] ANEEL, "ANEEL Programa de Pesquisa e Desenvolvimento Tecnológico do Setor de Energia Elétrica - Gestão do Programa," [Online]. [Acesso em 10/06/2018].
- [44] F. Sato e W. Freitas, Análise de Curto Circuito e Princípios de Proteção em Sistemas de Energia Elétrica, Rio de Janeiro: Elsevier, 2015.

# ANEXO 1

Parâmetro	Valor
Potência Nominal	500 kVA
Frequência Nominal	60 Hz
Tensão Nominal	4160 V/480 V
Conexões	Yg/Yg
Indutância de sequência positiva (L1)	0,01
Resistência de sequência positiva (R1)	0,0055
Indutância de sequência positiva (L2)	0,0099
Resistência de sequência positiva (R2)	0,0055
Resistência de magnetização (Rm)	500 pu

#### Tabela 33 – Dados do transformador entre os barramentos 633 e 634.

# Tabela 34 – Injeções de potência do sistema IEEE 13 barras.

	CARGA	FAS	E-A	FASE-B		FASE-C	
BARRA	CONEXÃO- MODELO	XÃO- ELO kW kvar kW		kvar	kW	kvar	
634	Y-PQ	162,86	114,93	121,78	92,95	121,84	93,07
645	Y-PQ	0	0	170,53	125,09	0	0
646	D-Z	0	0	230,22	131,97	0	0
652	Y-Z	127,9	85,79	0	0	0	0
671	D-PQ	383,7	219,95	383,7	219,95	383,7	219,95
675	Y-PQ	486,02	189,07	68,21	60,55	289,91	212,65
692	D-I	0	0	0	0	170,53	151,38
611	Y-I	0	0	0	0	170,53	80,74

Tabela 35 – Injeções de potência de cargas distribuídas.

		CARGA	FASE-A		E-A FASE-B		FASE-C	
BARRA BAR	BARRA	CONEXÃO- MODELO	kW	kvar	kW	kvar	kW	kvar
632	671	Y-PQ	16,48	9,45	66,4	38,06	116,97	67,05

	FASE-A	FASE-B	FASE-C	
DAKKA	kvar	kvar	kvar	
675	200	200	200	
611	0	0	100	

Tabela 36 – Injeção de potência reativa dos capacitores.