

UNIVERSIDADE ESTADUAL DO OESTE DO PARANÁ

CAMPUS DE FOZ DO IGUAÇU

PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM  
ENGENHARIA ELÉTRICA E COMPUTAÇÃO

DISSERTAÇÃO DE MESTRADO

**INTERVENÇÕES TOPOLÓGICAS NA REDE DE  
DISTRIBUIÇÃO PARA MINIMIZAÇÃO DO RISCO DE  
NÃO DETECÇÃO DE ILHAMENTO**

NÁDIA CAROLINA RIBEIRO

FOZ DO IGUAÇU

2024

Nádia Carolina Ribeiro

## **Intervenções topológicas na rede de distribuição para minimização do risco de não detecção de ilhamento**

Dissertação de Mestrado apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica e Computação da Universidade Estadual do Paraná como parte dos requisitos para obtenção do título de Mestre em Engenharia Elétrica e Computação. Área de concentração: Sistemas Elétricos e Computação.

Orientador: Prof. Dr. Daniel Motter

Co-orientador: Prof. Dr. José Carlos de Melo Vieira Júnior

Foz do Iguaçu

2024

Ficha de identificação da obra elaborada através do Formulário de Geração Automática do Sistema de Bibliotecas da Unioeste.

Carolina Ribeiro, Nádia

Intervenções Topológicas na Rede de Distribuição para Minimização do Risco de Não Detecção de Ilhamento / Nádia Carolina Ribeiro; orientador Daniel Motter; coorientador José Carlos de Melo Vieira Júnior. -- Foz do Iguaçu, 2024.

82 p.

Dissertação (Mestrado Acadêmico Campus de Foz do Iguaçu) -- Universidade Estadual do Oeste do Paraná, Centro de Engenharias e Ciências Exatas, Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica e Computação, 2024.

1. Geração Distribuída. 2. Intervenções Topológicas. 3. Ilhamento. I. Motter, Daniel, orient. II. de Melo Vieira Júnior, José Carlos, coorient. III. Título.

# **Intervenções topológicas na rede de distribuição para minimização do risco de não detecção de ilhamento**

Nádia Carolina Ribeiro

Esta Dissertação de Mestrado foi apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica e Computação e aprovada pela Banca Examinadora assim constituída:

Prof. Dr. **Daniel Motter** - (Orientador)

Universidade Estadual do Oeste do Paraná - UNIOESTE

Prof. Dr. **Adriano Batista de Almeida**

Universidade Estadual do Oeste do Paraná - UNIOESTE

Prof. Dr. **Mario Oleskovicz**

Universidade de São Paulo - USP

Data da defesa: 09 de setembro de 2024.

# Resumo

A crescente conexão de geração distribuída ao sistema elétrico resulta, como principal benefício, na diversificação da matriz energética através de variadas fontes, principalmente renováveis. Todavia, a inserção de geradores distribuídos também apresenta desafios, dentre eles a detecção do ilhamento. O ilhamento ocorre quando uma parcela da rede de distribuição opera mesmo estando eletricamente isolada da rede da concessionária, devido a presença de geradores distribuídos. Esta condição desencadeia uma série de implicações, especialmente de segurança, sendo necessária a desconexão dos geradores através da atuação de esquemas de proteção. Variadas técnicas de proteção foram desenvolvidas com a finalidade de detectar o ilhamento, sendo que as técnicas passivas são as que possuem maior utilização, contudo apresentam uma zona de não detecção que impede a atuação em condições de baixos desbalanços de potência ativa e reativa. Diante deste contexto, o objetivo desta dissertação de mestrado é avaliar como intervenções topológicas nas redes de distribuição de energia elétrica podem influenciar o risco de falha na detecção do ilhamento através de variações no desbalanço de potência ativa e reativa. O trabalho utiliza um sistema de proteção anti-ilhamento composto por funções de proteção de tensão e frequência e utiliza dos softwares OpenDSS e ATP de forma conjunta para obtenção dos resultados. Então, são avaliados os impactos que a potência e local de conexão de bancos de capacitores; local de conexão de religadores automáticos e manobras de reconfiguração de rede podem apresentar sobre a detecção do ilhamento. Diversas simulações foram realizadas para a análise de cada cenário e os resultados obtidos indicam que as três possibilidades são opções viáveis para enfrentamento deste problema sem que a função primária de utilização desses equipamentos e ferramenta seja prejudicada.

**Palavras-chave:** Bancos de capacitores, Geração distribuída, Intervenções Topológicas, Reconfiguração de rede, Religadores Automáticos, Risco de não detecção de ilhamento.

# Abstract

The increasing integration of distributed generation into the electrical system results, as a key benefit, in the diversification of the energy matrix through various sources, mainly renewable ones. However, the integration of distributed generators also presents challenges, among which is the detection of islanding. Islanding occurs when a portion of the distribution network operates while being electrically isolated from the utility grid due to the presence of distributed generators. This condition triggers a series of implications, especially regarding safety, making it necessary to disconnect the generators through the activation of protection schemes. Various protection techniques have been developed with the purpose of detecting islanding, with passive techniques being the most widely used. However, these techniques have a non-detection zone that prevents action under conditions of low active and reactive power imbalances. Given this context, the objective of this master's dissertation is to evaluate how topological interventions in power distribution networks can influence the risk of failure in islanding detection through variations in active and reactive power imbalance. The study employs an anti-islanding protection system composed of voltage and frequency protection functions and uses OpenDSS and ATP software jointly to obtain the results. Subsequently, the impacts of the power and connection location of capacitor banks, the connection location of automatic reclosers, and network reconfiguration maneuvers on islanding detection are evaluated. Several simulations were carried out for the analysis of each scenario, and the results indicate that all three options are viable approaches to addressing this issue without compromising the primary function of these devices and tools.

**Keywords:** Capacitor Banks, Distributed Generation, Topological Interventions, Network Reconfiguration, Automatic Reclosers, Risk of Non-Detection of Islanding.

Dedico este trabalho à minha mãe,  
que tantas vezes abdicou de seus  
próprios sonhos para que eu pudesse  
viver os meus. Todas as minhas  
conquistas têm valor dobrado pois eu  
as faço por você também.

# Agradecimentos

Agradeço primeiramente à minha mãe, Sandra, e ao meu irmão, Dener Eduardo, por todo o apoio concedido ao longo de toda a minha vida acadêmica. Vocês sempre me viram como alguém capaz e isso me traz ainda mais vontade de vencer e partilhar cada conquista com vocês. Toda e qualquer vitória só tem sentido com vocês para comemorar junto de mim.

Ao meu companheiro, Jihad, que ao longo desses anos me acompanhou e incentivou a querer sempre mais. Sou muito grata por todo o cuidado, afeto e paciência dedicados a mim. O caminho se fez mais fácil com a sua presença nele.

Aos meus tios, Sidnei e Marisete, que são exemplos de determinação e perserverança na busca dos objetivos. Cada palavra gentil e de incentivo foram importantes para que eu pudesse chegar onde cheguei.

Ao meu prezado orientador, Prof. Dr. Daniel, que ao longo de 5 anos de orientação só me fez admirá-lo cada dia mais. Seu zelo e atenção jamais me deixaram questionar minha capacidade de concluir esta dissertação e sou absolutamente grata pelo vínculo tão valioso criado. Exemplo absoluto de ser humano e profissional.

Agradeço grandemente ao meu coorientador, Prof. Dr. José Carlos, e ao meu colega, Rodrigo Iscuissati, por tamanha paciência e gentileza ao compartilharem seus conhecimentos. É um prazer enorme poder aprender e me aprimorar ao lado de pessoas que admiro tanto.

Aos meus fiéis companheiros de colégio, faculdade e mestrado, Ryan e Vitor: nunca conseguirei descrever em palavras o quanto a companhia e apoio de vocês me salvaram em inúmeros momentos. Meu tempo semanal com vocês era como uma recarga instantânea de motivação. Sinto imenso orgulho de suas conquistas.

As minhas queridas amigas, Jéssica e Gabriela, que mesmo sem entender muito bem o que eu fazia sempre me diziam que daria certo. Cada encontro com vocês me renovava as energias e a leveza do companheirismo de vocês me ajudaram a manter a cabeça e o coração firmes durante todo esse processo desafiador, obrigada por estarem sempre comigo.

Esta dissertação foi realizada com apoio da Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior - Brasil (CAPES) - Código de Financiamento 001.

Por fim, agradeço pelo apoio técnico e financeiro do Programa de Pesquisa e Desenvolvimento do setor Elétrico (ANEEL), através do projeto de P&D (PD-00063-3085/2022) intitulado "REQUISITOS MÍNIMOS DE FUNÇÕES DE PROTEÇÃO ANTI-ILHAMENTO E DE CURVAS DE REGULAÇÃO DE GERADORES DISTRIBUÍDOS" do grupo CPFL Energia.

# Sumário

<b>Lista de Figuras</b>	<b>10</b>
<b>Lista de Tabelas</b>	<b>12</b>
<b>Lista de Símbolos</b>	<b>13</b>
<b>Lista de Siglas e Abreviaturas</b>	<b>14</b>
<b>1 Introdução</b>	<b>15</b>
1.1 Objetivos . . . . .	18
1.2 Estrutura do trabalho . . . . .	18
1.3 Publicações . . . . .	19
<b>2 Detecção de ilhamento de geradores distribuídos</b>	<b>20</b>
2.1 Ilhamento não-intencional . . . . .	20
2.2 Técnicas de detecção de ilhamento . . . . .	21
2.3 Zonas de não detecção . . . . .	23
2.4 Bancos de Capacitores . . . . .	24
2.5 Religadores automáticos . . . . .	26
2.6 Reconfiguração de rede . . . . .	28
2.7 Análise de risco de ilhamento não-intencional . . . . .	30
2.8 Conclusões Parciais . . . . .	32
<b>3 Materiais e Métodos</b>	<b>34</b>
3.1 Sistema elétrico . . . . .	36
3.1.1 Curva de carga . . . . .	37
3.2 Modelagem computacional . . . . .	38
3.2.1 OpenDSS . . . . .	38
3.2.2 ATP e ATPDraw . . . . .	39
3.3 Sistema de proteção anti-ilhamento . . . . .	40
3.3.1 Funções de tensão e frequência . . . . .	40
3.4 Obtenção da Zona de Não Detecção . . . . .	41

3.4.1	Procedimento para diversas simulações . . . . .	42
3.5	Risco de não detecção do ilhamento . . . . .	43
3.6	Propostas de intervenções topológicas . . . . .	44
3.6.1	Intervenção com banco de capacitores . . . . .	45
3.6.2	Intervenção com variação de religadores automáticos . . . . .	47
3.6.3	Intervenção a partir da reconfiguração de rede . . . . .	49
<b>4</b>	<b>Resultados e Discussões</b>	<b>50</b>
4.1	Avaliação da intervenção topológica com banco de capacitores . . . . .	52
4.1.1	Caso 1 . . . . .	53
4.1.2	Caso 2 . . . . .	55
4.1.3	Caso 3 . . . . .	57
4.1.4	Caso 4 . . . . .	58
4.1.5	Conclusões Parciais . . . . .	61
4.2	Avaliação da intervenção topológica com religadores automáticos . . . . .	62
4.2.1	Caso 5 . . . . .	62
4.2.2	Caso 6 . . . . .	64
4.2.3	Pontos de abertura ao longo do ramal . . . . .	66
4.2.4	Conclusões parciais . . . . .	68
4.3	Avaliação da intervenção topológica com reconfiguração de rede . . . . .	68
4.3.1	Conclusões parciais . . . . .	72
<b>5</b>	<b>Conclusão</b>	<b>73</b>
5.1	Trabalhos Futuros . . . . .	74
	<b>Referências Bibliográficas</b>	<b>75</b>

# Lista de Figuras

Figura 2.1:	Exemplo de cenários de formação de regiões ilhadas. . . . .	21
Figura 2.2:	Classificação de técnicas de detecção de ilhamento. . . . .	22
Figura 2.3:	Representação de uma ZND típica para técnicas passivas. . . . .	24
Figura 2.4:	Exemplo de cenários de formação de ilhas. . . . .	30
Figura 2.5:	Impacto da ZND e variação de carga diária na detecção do ilhamento. . . . .	31
Figura 3.1:	Fluxograma do método proposto. . . . .	35
Figura 3.2:	Representação do sistema elétrico. . . . .	36
Figura 3.3:	Curva de carga aplicada no sistema. . . . .	38
Figura 3.4:	Representação didática de zona de não detecção. . . . .	42
Figura 3.5:	Exemplo de representação de ZND e pontos operativos. . . . .	44
Figura 3.6:	a. Curvas de demanda ativa e reativa; b. Curvas de demanda ativa e reativa com banco de capacitores. . . . .	45
Figura 3.7:	Representação e nomeação dos limites da zona de não detecção. . . . .	46
Figura 3.8:	a. Curvas de demanda lidas em um religador automático; b. Curvas de demanda lidas em um religador automático à montante do anterior. . . . .	48
Figura 4.1:	Zona de não detecção do caso base. . . . .	51
Figura 4.2:	Cenários com risco de não detecção de ilhamento do caso base. . . . .	52
Figura 4.3:	Zona de não detecção do Caso 1 - BC de 340 kvar. . . . .	54
Figura 4.4:	Cenários com risco de não detecção de ilhamento do Caso 1. . . . .	54
Figura 4.5:	Zona de não detecção do Caso 2 - BC de 380 kvar. . . . .	56
Figura 4.6:	Cenários com risco de não detecção de ilhamento do Caso 2. . . . .	56
Figura 4.7:	Zona de não detecção do Caso 3 - BC de 710 kvar. . . . .	58
Figura 4.8:	Cenários com risco de não detecção de ilhamento do Caso 3. . . . .	58
Figura 4.9:	Representação do sistema elétrico após alteração do BC <sub>C3</sub> . . . . .	59
Figura 4.10:	Zona de não detecção do Caso 4 - BC de 710 kvar. . . . .	59
Figura 4.11:	Cenários com risco de não detecção de ilhamento do Caso 4. . . . .	60
Figura 4.12:	Representação gráfica das informações dos casos analisados. . . . .	62
Figura 4.13:	Zona de não detecção do Caso 5 - Abertura de REL <sub>1</sub> . . . . .	63
Figura 4.14:	Cenários com risco de não detecção de ilhamento do Caso 5. . . . .	64
Figura 4.15:	Representação do sistema elétrico após inserção de CH <sub>5</sub> . . . . .	64

Figura 4.16: Zona de não detecção do Caso 6 - Abertura de CH <sub>5</sub> . . . . .	65
Figura 4.17: Cenários com risco de não detecção de ilhamento do Caso 6. . . . .	66
Figura 4.18: Representação do risco de não detecção para todas as barras do ramal. . . .	67
Figura 4.19: Representação do sistema elétrico após duplicação do ramal secundário. . .	69
Figura 4.20: a. ZND de CH <sub>4</sub> ; b. Cenários com risco de não detecção de ilhamento para CH <sub>4</sub> . . . . .	70
Figura 4.21: a. ZND de REL <sub>3</sub> ; b. Cenários com risco de não detecção de ilhamento para REL <sub>3</sub> . . . . .	70
Figura 4.22: a. ZND de REL <sub>4</sub> ; b. Cenários com risco de não detecção de ilhamento para REL <sub>4</sub> . . . . .	70
Figura 4.23: Representação do risco ao longo do dia para os ramais primário e secundário. . . . .	72

# Lista de Tabelas

Tabela 3.1:	Dados dos equipamentos elétricos da rede em estudo. . . . .	37
Tabela 3.2:	Classificação da tensão de atendimento em regime permanente. . . . .	44
Tabela 4.1:	Ajuste das funções de proteção anti-ilhamento. . . . .	50
Tabela 4.2:	Informações acerca dos casos analisados. . . . .	61
Tabela 4.3:	Limites da ZND para Caso Base e Caso 5. . . . .	63
Tabela 4.4:	Limites da ZND para Caso Base e Caso 6. . . . .	65
Tabela 4.5:	Risco de não detecção de ilhamento para todas as barras do ramal. . . . .	67
Tabela 4.6:	Comparação de risco e perdas elétricas para os ramais primário e secundário. . . . .	72

# Lista de Símbolos

$\Delta P$	Desbalanço de potência ativa
$\Delta Q$	Desbalanço de potência reativa
$V$	Tensão
$V_{\min}$	Limite mínimo de tensão aplicado aos ajustes de proteção
$V_{\max}$	Limite máximo de tensão aplicado aos ajustes de proteção
$R$	Resistência
$C$	Capacitância
$L$	Indutância
$f$	Frequência de operação
$f_{\min}$	Limite mínimo de frequência aplicado aos ajustes de proteção
$f_{\max}$	Limite máximo de frequência aplicado aos ajustes de proteção
$t$	Tempo de operação do religador
$I$	Corrente de falta vista pelo religador
$I_p$	Corrente de ajuste do religador automático
$A, B$ e $C$	Coefficientes adimensionais normalizados por fabricantes de religadores automáticos
$P_{GD}$	Potência ativa injetada pelo gerador distribuído
$Q_{GD}$	Potência reativa injetada pelo gerador distribuído
$P_{CARGA}$	Potência ativa demandada pela carga
$Q_{CARGA}$	Potência reativa demandada pela carga
$P_{ND}$	Probabilidade de não detecção de ilhamento
$N_{PZND}$	Pontos operativos localizados no interior da zona de não detecção
$N_{PT}$	Pontos operativos totais em avaliação
$P_{\max}$	Potência máxima fornecida pelo gerador distribuído
$P_{NDZ+}$	Limite horizontal positivo da zona de não detecção
$P_{NDZ-}$	Limite horizontal negativo da zona de não detecção
$Q_{NDZ+}$	Limite vertical positivo da zona de não detecção
$Q_{NDZ-}$	Limite vertical negativo da zona de não detecção
$Q_{BC_i}$	Potência do $i$ -ésimo banco de capacitores

# Lista de Siglas e Abreviaturas

AG	Algoritmo genético
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
ANSI 27	Função de proteção de subtensão
ANSI 59	Função de proteção de sobretensão
ANSI 81O	Função de proteção de sobrefrequência
ANSI 81U	Função de proteção de subfrequência
ATP	<i>Alternative Transients Program</i>
BC	Banco de capacitores
CH	Chave
COM	<i>Component Object Model</i>
EMTP	<i>Eletromagnetic Transients Program</i>
GBI	Gerador baseado em inversor
GD	Gerador Distribuído
GSD	Gerador síncrono distribuído
NA	Chave normalmente aberta
NF	Chave normalmente fechada
OpenDSS	<i>Open Distribution System Simulator</i>
PAC	Ponto de Acoplamento Comum
PLCC	<i>Power Line Carrier Communication</i>
REL	Religador automático
ROCOF/81R	Função de proteção de taxa de variação de frequência
SAIFI	System Average Interruption Frequency Index
SCADA	Supervisory Control and Data Acquisition
SEP	Sistema Elétrico de Potência
TF	Transformadores
ZND	Zona de Não Detecção

# Capítulo 1

## Introdução

No cenário brasileiro, a inserção de unidades de micro e minigeração distribuída no sistema elétrico vive uma crescente exponencial. Segundo dados da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), em junho de 2024 a potência instalada em micro e mini geração distribuída alcançou a marca de 29,6 GW (ANEEL, 2024a), representando um acréscimo de 3,8 GW em seis meses (ANEEL, 2024b). A geração distribuída é inserida no nível de distribuição de energia elétrica para explorar os benefícios da geração local, cujas fontes podem variar entre diesel, biogás, fotovoltaica, entre outras, a fim de ampliar a matriz energética e atender amplamente os consumidores respeitando níveis de qualidade da energia elétrica (Khamis, Shareef, Bizkevelci & Khatib, 2013), (Jenkins & et al., 2000).

Apesar das diversas vantagens, a geração distribuída traz desafios relacionados à proteção, tais como: problemas de seletividade durante a ocorrência de faltas, questões de sensibilidade causadas por correntes de falta reduzidas devido ao impacto dos geradores distribuídos (GDs) e a possibilidade de religamento automático em situações de faltas em casos em que a geração distribuída ainda esteja conectada, podendo ocasionar religamentos fora de fase (Maki, Kulmala, Repo & Jarventausta, 2007), além de impactos como ocorrência de sobretensão, perda da estabilidade e aumento das perdas de energia (Razavi, Rahimi, Javadi, Nezhad, Lotfi, Shafie-khah & Catalão, 2019).

Neste contexto, uma das questões passíveis de estudo é em relação à ocorrência de ilha-mentos não-intencionais: situações em que há perda da conexão com a rede principal de alimentação e a unidade de geração distribuída mantém alimentada uma parte da rede elétrica sem perder a estabilidade da ilha formada (ANEEL, 2018), (IEEE, 2018). Um dos causadores deste evento é a abertura do disjuntor do alimentador durante uma falha (Maki et al., 2007), bem como a abertura de religadores devido a faltas à jusante ou a queima de fusíveis (Xu & Mauch, 2004).

O ilhamento não intencional de GDs pode ocasionar problemas em termos de qualidade da energia elétrica, segurança, estabilidade de tensão e frequência (Mahat, Chen & Bak-Jensen, 2011), (Walling & Miller, 2002). Dessa maneira, é imprescindível que esta condição seja adequadamente identificada e eliminada. Sua ocorrência é tão crítica que a exigência em vigência é de que todos os GDs sejam equipados com elementos de proteção anti-ilhamento. Um dos

documentos referenciais para detecção de ilhamento "IEEE STD 1547-2018" recomenda que o evento de ilhamento seja identificado em até 2 segundos (IEEE, 2018).

Dentre as técnicas possíveis para detecção de ilhamento estão as técnicas passivas, alternativa abordada neste trabalho. O princípio de funcionamento se baseia na medição de parâmetros locais como tensão e frequência no ponto de interconexão entre concessionária e o GD. O conceito básico é que se o parâmetro medido apresentar valores acima ou abaixo do valor limite definido, será enviado um sinal de *trip* do relé para o disjuntor do ponto de acoplamento comum (PAC). Esses métodos se caracterizam por não afetar a qualidade da energia, tendo assim ampla utilização (Vieira, 2006). Dentre estas técnicas, destacam-se a função de sub/sobretensão (ANSI 27/59), sub/sobrefrequência (ANSI 81U/O) e taxa de variação de frequência (ROCOF, 81R). Essas funções de proteção passivas são as principais escolhas para proteção anti-ilhamento devido ao baixo custo de implantação e ampla disponibilidade (Salles, Freitas, Vieira & Xu, 2012). Dentre as outras técnicas possíveis estão as técnicas locais ativas e remotas descritas detalhadamente em Paiva, Sanca, Costa & Souza (2014).

A avaliação da eficiência das proteções passivas é realizada em termos da Zona de Não Detecção (ZND). Essa região é caracterizada por valores de desbalanço de potência ativa ( $\Delta P$ ) e reativa ( $\Delta Q$ ) em que o sistema de proteção pode ser incapaz de detectar o ilhamento (Salles et al., 2012) devido a condições operativas específicas. Com a necessidade de atendimento de requisitos de suportabilidade, os ajustes adotados para as proteções anti-ilhamento têm se tornado mais relaxados, o que resulta em ZNDs maiores e, conseqüentemente, maiores riscos de falha de detecção de ilhamento. Diante deste cenário, o presente trabalho busca explorar potenciais soluções que possam permitir a mitigação desse risco.

Nesta dissertação, busca-se analisar o risco de não detecção de ilhamento a partir de um sistema teste, e avaliar se há possibilidade de reduzir o risco por meio de intervenções topológicas na rede em operação, como: variação do local de conexão de religadores automáticos (RELS), inserção de bancos de capacitores (BCs) e ações de reconfiguração de rede (RDR). As conclusões acerca dessas intervenções são obtidas através de uma análise de risco sobre os dados de atuação das funções de proteção passivas utilizadas no trabalho.

Com a busca por trabalhos correlatos, há o estudo realizado por Pregelj, Begovic & Rohatgi (2006) em que há o desenvolvimento de um algoritmo genético para determinar as posições ótimas de religadores automáticos e GDs com objetivo de elevar os níveis de confiabilidade devido à operação ilhada intencional em parcelas do alimentador. Já em Lwin, Guo, Dimitrov & Santoso (2019), é proposta a formulação de um problema linear inteiro misto para alocação de dispositivos de proteção e religadores considerando o ilhamento intencional de GDs, para incremento dos índices de confiabilidade da rede.

No trabalho desenvolvido por Bejmert & Sidhu (2014), com o propósito de melhorar a operação e reduzir a ZND de esquemas passivos de proteção, é proposto o método de inserção de capacitores combinados imediatamente após a abertura do disjuntor principal do sistema,

visto que a inserção de BCs causa um distúrbio na rede elétrica de forma a facilitar a detecção do ilhamento. Além disso, o estudo apresenta uma metodologia para determinar a potência dos bancos de capacitores, utilizando como base a ZND. O estudo é realizado através de simulações via software *PSCAD* e aborda cenários considerando GBIs e geradores síncronos. Os resultados indicam que o método proposto aumenta a confiabilidade das funções de proteção passivas de anti-ilhamento.

Em relação à reconfiguração de rede, o trabalho apresentado por Moura, Marques, Bertolaccini, Rosentino, Mendonça & Albertini (2021) destaca que planos de reconfiguração não consideram a presença de GDs, o que pode levar à formação de ilhas não-intencionais ocasionando todos os riscos citados anteriormente. Neste âmbito, o artigo tem intenção de avaliar os impactos, tanto para as unidades de GD, quanto para o sistema elétrico em estudo, de manobras de reconfiguração obtidas através de técnicas computacionais. Os resultados alcançados sugerem que manobras de RDR, que têm como consequência formação de ilhas, causam efeitos, principalmente, na frequência dos geradores ocasionando redução na vida útil da máquina e qualidade da energia fornecida aos consumidores. É relevante destacar que a reconfiguração não é aplicada com o objetivo de melhorar a eficiência da proteção anti-ilhamento, porém esse é o trabalho que mais se assemelha à temática proposta.

A partir dos trabalhos descritos, é perceptível uma lacuna não abordada que observe religadores automáticos, bancos de capacitores e ações de reconfiguração de rede sob a ótica da melhoria de desempenho da proteção anti-ilhamento. Ou seja, analisar a detecção do evento com o sistema em condições originais, realizar as alterações topológicas propostas para, então, avaliar se e em que medida o risco de não detecção é impactado com estas ações.

Uma das formas de realizar a análise de risco é como realizado por Corrêa (2008), em que é proposto um índice para avaliar a eficiência da proteção anti-ilhamento a partir de um método determinístico, cuja estimação ocorre sobre o intervalo de tempo em que o GD não está protegido contra a ocorrência do ilhamento. Neste contexto, na presente dissertação será aplicado um método com finalidade de identificar se há possibilidade de que a inserção e reposicionamento de BCs, RELs e a execução de RDR reduzam o risco de não detecção de ilhamento sem que sejam afetadas suas funções primárias enquanto elementos/manobras elétricos. O trabalho será realizado sobre uma rede que utiliza dados reais contendo um gerador síncrono, que apesar de ser minoria na geração distribuída no Brasil, são caracterizados por apresentarem inércia, sendo que quanto mais elevado este valor, maior é o amortecimento fornecido ao sistema em condições de mudança de frequência, ou seja, esse amortecimento leva a excursões mais lentas de frequência e, conseqüentemente, a maiores risco de não detecção de ilhamento (Tielens & Van Hertem, 2016).

## 1.1 Objetivos

O principal objetivo deste trabalho é avaliar em que medida intervenções topológicas na rede elétrica, como inserção de bancos de capacitores, posicionamento de religadores automáticos e reconfiguração de rede, impactam o risco de não detecção de ilhamento e determinar como essas ações podem ser aplicadas sem causar prejuízo às funções primárias de cada equipamento.

Como objetivos específicos, têm-se:

- Identificar e aplicar critérios para dimensionamento de bancos de capacitores como ferramenta para detecção do ilhamento;
- Propor distintos locais de abertura da rede via religadores automáticos a fim de determinar o risco de não detecção associado à cada ponto avaliado;
- Propor manobras com base na reconfiguração de rede objetivando reduzir o risco de não detecção de ilhamento relacionado à cada ramal; e
- Avaliar, através da análise de risco, a influência da variação de cada uma das intervenções topológicas sugeridas na detecção do evento em questão.

## 1.2 Estrutura do trabalho

Este documento foi organizado e construído da seguinte forma:

- **Capítulo 2** apresenta uma visão macro sobre a detecção do ilhamento, incluindo a importância da detecção, suas principais técnicas, com ênfase nos métodos passivos, além de abordar zonas de não detecção. Este Capítulo também apresenta conceitos acerca de bancos de capacitores, religadores automáticos, reconfiguração de rede e risco de ilhamento não-intencional.
- **Capítulo 3** neste capítulo são apresentados os métodos aplicados para cada uma das intervenções topológicas sugeridas, abordando de forma individualizada cada uma destas de forma a obter resultados focados em cada um dos nichos de estudo. Neste capítulo também são descritas as modelagens e simulações realizadas em OpenDSS e ATP, via interface gráfica ATPDraw, através da linguagem de programação Python para obtenção de dados elétricos em regime permanente e transitório eletromagnético.
- **Capítulo 4** são expostos os principais resultados obtidos nas simulações para cada uma das propostas do trabalho. Cada alteração topológica na rede é avaliada criticamente através da zona de não detecção e desbalanço de potência ativa e reativa, de forma a obter o risco de não detecção de ilhamento associado.

- **Capítulo 5** contém as principais conclusões obtidas para este trabalho além de propostas para trabalhos futuros.

### 1.3 Publicações

Até o presente momento esta pesquisa de mestrado resultou na publicação dos seguintes trabalhos:

- RIBEIRO, N. C. et al. Avaliação da influência de banco de capacitores na detecção de ilhamento não intencional de um gerador síncrono distribuído. In: XV CBQEE - Conferência Brasileira sobre Qualidade da Energia Elétrica, 2023, São Luís. O artigo foi premiado na Sessão Técnica 07 da XV CBQEE - 2023.

# Capítulo 2

## Detecção de ilhamento de geradores distribuídos

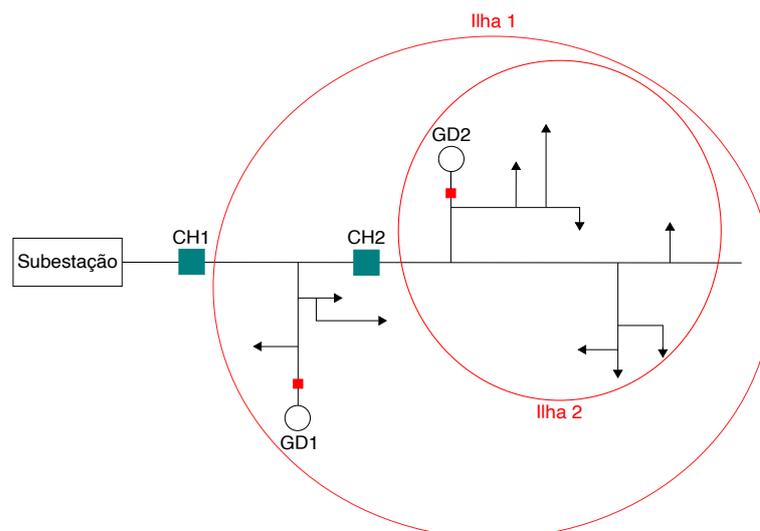
Este capítulo apresenta uma revisão bibliográfica sobre ilhamentos não-intencionais com ênfase na detecção deste tipo de evento. Serão apresentadas técnicas passivas de detecção e suas limitações, além de conceitos que relacionam como RELs, BCs e RDRs afetam a detecção do ilhamento.

### 2.1 Ilhamento não-intencional

O ilhamento é a situação em que o GD mantém alimentado uma parcela da rede mesmo após perda da conexão com a concessionária. Esta situação pode ser melhor compreendida através da Figura 2.1. Nesse sistema estão conectados dois GDs em pontos diferentes da rede e são expostos dois exemplos de formação de ilha. A abertura da chave  $CH_1$  ocasiona a formação da ilha 1, de forma que as cargas dessa parcela do sistema serão alimentadas pelos geradores distribuídos  $GD_1$  e  $GD_2$ . De forma semelhante, esse comportamento ocorre com a abertura da chave  $CH_2$ . No entanto, ocorre a formação de uma ilha reduzida que é alimentada apenas pelo  $GD_2$ .

A ocorrência do ilhamento resulta em consequências que afetam tanto a concessionária de energia local, quanto os consumidores conectados à rede. Dentre as principais situações, destacam-se (Kim, Haider, Cho, Kim, Won & Chai, 2019; Chaitanya, Yadav, Pazoki & Abdelaiz, 2021; Larik, Tahir, El-Barbary, Yousaf & Khan, 2022):

- A formação de ilhas não intencionais podem causar condições de sobrecarga devido à perda de conexão com a concessionária, o que impacta significativamente os níveis de tensão e frequência da energia elétrica fornecida pelos GDs;
- O ilhamento afetará o reestabelecimento automático do serviço de fornecimento aos consumidores afetados;



**Figura 2.1:** Exemplo de cenários de formação de regiões ilhadas.

Fonte: Elaborada pela autora.

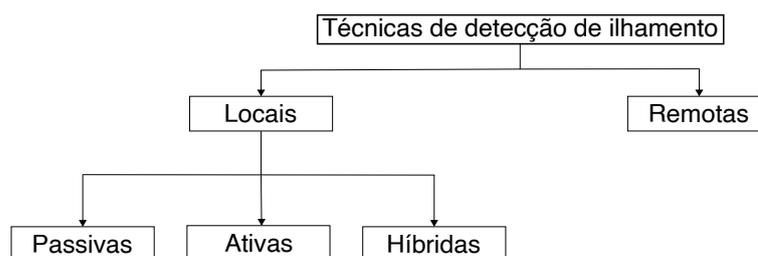
- O religamento pode ocorrer sem a sincronização entre GD e rede principal, o que leva a altos torques mecânicos em síncronos e transitórios que podem danificar severamente os equipamentos;
- O evento de ilhamento apresenta um risco para a equipe de manutenção da linha de serviço público, visto que a linha permanece energizada pelo GD; e
- Os GDs, durante uma condição de ilhamento, não fornecem corrente de falta suficiente para atuação dos dispositivos de proteção convencionais, de forma a afetar a confiabilidade do sistema.

Diante deste contexto, existem variadas técnicas com diferentes abordagens e formas de atuação com um objetivo em comum: detectar o ilhamento e desconectar o GD no menor tempo possível após a ocorrência do evento, de forma a minimizar os possíveis riscos expostos anteriormente. Ainda neste documento, será apresentada uma revisão bibliográfica acerca das técnicas de detecção com ênfase, especialmente, nas funções de proteção passivas.

## 2.2 Técnicas de detecção de ilhamento

Os métodos de detecção de ilhamento são categorizados entre técnicas remotas e locais, sendo que cada uma possui subdivisões que serão abordadas posteriormente. A classificação dos métodos de detecção de ilhamento é apresentada na Figura 2.2.

As técnicas remotas se baseiam no sistema de monitoramento e adotam a tecnologia de comunicação entre a rede elétrica e GDs para identificação do ilhamento. Assim que a condição de ilhamento é detectada, o sinal é transmitido às unidades geradoras distribuídas para que



**Figura 2.2:** Classificação de técnicas de detecção de ilhamento.

Fonte: Adaptada de Chaitanya et al. (2021).

ocorra a desconexão (Bayrak, 2015). Os métodos remotos se caracterizam por apresentar alta confiabilidade e não afetarem a qualidade da energia elétrica (Kim et al., 2019). No entanto, por fazer uso de uma infraestrutura de comunicação e processamento avançado de sinais, o custo de implementação deste tipo de método é elevado para aplicações em larga escala em mini e micro geração distribuída. Dentre estas técnicas, as principais são: Esquema de transferência e disparo (*Transfer Trip Scheme*), sistemas *Power Line Carrier Communication* (PLCC) e sistemas *Supervisory Control and Data Acquisition* (SCADA) (Mahat, Chen & Bak-Jensen, 2008).

Os métodos de detecção locais são baseados no monitoramento de parâmetros no ponto de conexão entre GD e rede. Dentre as grandezas monitoradas, tem-se: tensão, corrente, frequência e distorção harmônica, potência ativa e reativa, entre outras (Larik et al., 2022). As técnicas locais são organizadas em três grupos: ativas, passivas e híbridas (conforme Figura 2.2 cujos conceitos serão descritos na sequência).

As técnicas ativas operam a partir da injeção de perturbações, interagindo diretamente com a operação do sistema de potência. O conceito dessas técnicas é de que qualquer mínima perturbação injetada causará uma alteração considerável em parâmetros do sistema como tensão e frequência quando o sistema se encontra ilhado, enquanto a alteração será insignificante quando o GD está conectado a rede. Ao adotar essas técnicas, o ilhamento pode ser detectado mesmo em situações em que carga e geração apresentam valores muito próximos. Porém este mecanismo pode deteriorar a qualidade da energia (Mahat et al., 2008; Larik et al., 2022). Usualmente, as técnicas ativas são aplicadas para GBIs, pois sua aplicação em Geradores Síncronos Distribuídos (GSD) pode ocasionar desgastes nas peças motoras. No entanto, estudos como o apresentado em Serrano-Fontova & Bakhshi-Jafarabadi (2022), cuja proposta é de um método de detecção de ilhamento híbrido para sistemas baseados em mini-hidrelétricas, o que indica uma nova linha de investigação.

As técnicas passivas têm seu funcionamento baseado na medição de parâmetros do sistema como variações de tensão, frequência, distorções harmônicas no PAC. Nestas condições, o ilhamento é detectado caso alguma das grandezas elétricas monitoradas ultrapassem os valores de ajustes pré-determinados para o sistema de proteção (Pitombo, 2010; Motter, 2014). As técnicas passivas se caracterizam por apresentar baixo custo de implantação e por não afetar a qualidade da energia, resultando assim em ampla utilização. No entanto, a detecção do ilha-

mento pode não ocorrer no tempo requerido em condições operativas com pequeno desbalanço entre os valores de carga e geração da ilha. Ademais, a confiabilidade das técnicas passivas é dependente dos ajustes aplicados, de forma que estes devem ser determinados para diferenciar o ilhamento de outros distúrbios que podem ocorrer na rede, tal como curtos-circuitos, chaveamentos de cargas, capacitores, ramais, dentre outros (Mahat et al., 2008; Shrestha, Kattel, Dachhepatic, Mali, Thapa, Singh, Bista, Adhikary, Papadakis & Maskey, 2019).

Por fim, os métodos híbridos empregam tanto as técnicas ativas quanto passivas para detecção de ilhamento. O princípio de funcionamento é dado através do monitoramento realizado pela técnica passiva, de uma grandeza do sistema elétrico, sendo que caso ocorra a sinalização de ocorrência de um ilhamento, a técnica ativa é utilizada como ferramenta de confirmação. De forma simplificada, a técnica ativa somente atua caso a técnica passiva identifique a condição de ilhamento (Motter, 2014; Mahat et al., 2008; Shrestha et al., 2019).

Como uma alternativa às técnicas de detecção de ilhamento, existem estudos acerca de um método denominado *autoground* que dispensa qualquer tipo de comunicação direta entre a concessionária e o GD. O *autoground* é elaborado para apresentar uma alternativa equilibrada em relação à custo e desempenho na detecção de ilhamento. O conceito desta aplicação envolve o emprego de um sistema nas proximidades do equipamento de proteção da concessionária, seja um disjuntor ou religador em linha. Nesta configuração, após a abertura do disjuntor da concessionária, o sistema *autoground* aplica um curto-circuito trifásico à terra, dessa forma os esquemas de proteção de subtensão ou sobrecorrente do GD atuam e forçam a desconexão do equipamento, evitando a condição de ilhamento (Abbey, Brissette & Venne, 2014).

## 2.3 Zonas de não detecção

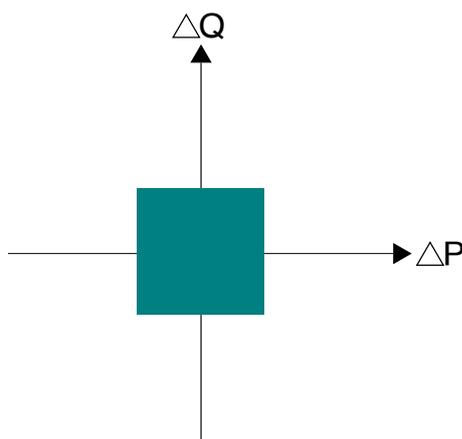
As técnicas de detecção de ilhamento podem ter seu desempenho avaliado por diversas metodologias, sendo uma delas a ZND com aplicação em diversas publicações ao longo dos anos, como: Zhu, Du, Shen, Chen & Xu (2009); Fan & Li (2011); Samet, Hashemi & Ghanbari (2015); Ramachandradurai & K (2020) e Elshrief, Abd-Elhaleem, Kujabi, Helmi, Abozalam & Asham (2022).

A ZND é compreendida como a região de operação em que o sistema de proteção pode ser incapaz de detectar o ilhamento (Salles et al., 2012). Esta zona se forma por condições operativas em que a geração e carga da ilha correspondem a valores próximos entre si, causando desbalanços baixos de potência ativa e reativa, o que pode manter a tensão e a frequência dentro dos limites das proteções anti-ilhamento, de maneira que a rede pode permanecer ilhada (Maki et al., 2007; Bejmert & Sidhu, 2014).

A detecção do ilhamento pelas técnicas passivas depende diretamente do desbalanço de potência na ilha e do tipo de gerador em utilização. Para GSDs, caso o desbalanço de potência

ativa seja baixo, a variação de frequência não excederá os valores limitantes, acontecendo o mesmo com o desbalanço de potência reativa sobre a variação de tensão (Vieira, 2006). No entanto, para GBI as relações são inversas, sendo que  $\Delta P$  afeta a tensão e  $\Delta Q$  afeta a frequência.

Na Figura 2.3, é apresentado um exemplo ilustrativo de ZND típica para proteções de tensão e frequência e a área delimitada corresponde à zona de não detecção do esquema de proteção.



**Figura 2.3:** Representação de uma ZND típica para técnicas passivas.

Fonte: Adaptada de Bejmert & Sidhu (2014).

A ZND é uma ferramenta efetiva para avaliação de proteções anti-ilhamento pois permite mapeamento de vários pontos de operação do sistema elétrico, representados no plano  $\Delta P$  vs  $\Delta Q$ , sendo que quanto menor a ZND, maior é a eficiência da proteção anti-ilhamento na detecção do evento (Corrêa, 2008).

Uma das maneiras possíveis de reduzir uma ZND, é através do uso de ajustes mais sensíveis. Porém, com essa ação há o risco de que a proteção atue para eventos além do ilhamento, tais como curtos-circuitos, chaveamentos de carga, dentre outros.

## 2.4 Bancos de Capacitores

Os bancos de capacitores são aplicados em sistemas de distribuição de energia com objetivo de compensar reativos, de forma a contribuir para a minimização de perdas técnicas e melhoria do perfil de tensão (Pereira Júnior, 2009). Essa aplicação surge do fato de que o aumento de demanda no Sistema Elétrico de Potência (SEP) promove um aumento das perdas de energia e aumento do desvio de tensão (Souza, 2017).

Os BCs podem ser fixos ou automáticos, e a potência fornecida está relacionada à localização, capacidade, quantidade e tipo de capacitores a serem instalados na rede (Sundhararajan & Pahwa, 1994). Os bancos fixos possuem um valor pré-determinado de potência e os bancos

automáticos permitem que os capacitores sejam ligados ou desligados a depender da condição de carga da operação (Svuvoviski, 2008) permitindo assim maior flexibilidade.

Os BCs devem ser alocados de forma estratégica ao longo do alimentador. Uma vez conhecido o perfil de reativos do alimentador e a potência dos capacitores a serem utilizados, sua alocação é realizada do início para o fim do alimentador (Santos, Sousa & Almeida, 2022).

O problema de instalação dos BCs é objeto de estudos por pesquisadores no mundo desde 1940, quando inicialmente eram instalados nas proximidades das subestações, ou seja, no início dos alimentadores. No entanto, este problema se tornou mais complexo com a constatação de que a instalação dos bancos de capacitores em pontos próximos às cargas apresenta vantagens (Alcântara, 2005).

Para a determinação dos melhores locais para alocação de BCs ao longo de uma rede de distribuição, foram desenvolvidos e aprimorados algoritmos de otimização, divididos em: métodos exatos, métodos heurísticos e métodos metaheurísticos (Souza, 2017). Em Souza (2017), é apresentado um detalhamento acerca desses métodos e seus conceitos básicos. A questão envolvendo alocação de BCs é não linear devido à solução das equações de fluxo de potência, e de programação inteiro-misto, por envolver variáveis de decisão e variáveis contínuas (Pereira Júnior, 2009).

Na busca por trabalhos que abordem a temática é possível observar que os estudos atuais acerca de alocação de capacitores consideram a presença ou inserção de GDs nas redes elétricas. Por exemplo, em Gholami, Shahabi & Haghifam (2015) é aplicado um Algoritmo Genético (AG) para determinar a alocação de BCs em sistemas que contam com a presença de GDs, que podem operar tanto no modo conectado quanto no modo ilhado. De forma adicional, o trabalho avalia o efeito de tais modos de operação sobre a rede. O trabalho identifica que o algoritmo aplicado é eficiente para alocar bancos de capacitores para os modos de operação em diferentes níveis de carga.

O AG é o algoritmo de otimização também aplicado por Pradeepa, Ananthapadmanabha, Rani & Bandhavya (2015). Nesse trabalho, é elaborada uma lista de prioridades a fim de definir critérios para alocação de GDs e capacitores com objetivo de minimizar perdas e melhorar o nível de tensão da rede onde a conexão é realizada.

No trabalho desenvolvido por Sukraj, Yuvaraj, Hariharan & Thirumalai (2019) é apresentada uma solução para o problema de perda de energia através da compensação de potências ativa e reativa com a inserção de GDs e BCs em derivação na rede elétrica. É aplicado o Índice de Estabilidade de Tensão como critério para alocar adequadamente o dispositivo de compensação e o algoritmo Firefly Modificado é utilizado para calcular a capacidade apropriada de tais elementos. Além de redução das perdas no sistema de energia, outra vantagem citada é o aumento da eficiência da rede de distribuição.

Em El-Ela, El-Seheimy, Shaheen & Eissa (2019), o objetivo do trabalho é selecionar de forma otimizada os locais e capacidades de GDs e BCs em sistemas de distribuição de média

tensão através da aplicação de uma variante do otimizador *Grey Wolf*. Diferentemente dos outros trabalhos, este foi modelado como um problema multi-objetivo, buscando: minimização dos custos totais de investimento de GDs e BCs; minimização das perdas operacionais; maximização da economia relacionada à redução da energia gerada na subestação da rede; melhora do perfil de tensão e melhora da capacidade de carregamento.

Um dos trabalhos que avalia a questão do ilhamento é o apresentado em Rostami, Abdi, Moradi, Olamaei & Naderi (2017). O artigo propõe um novo algoritmo híbrido para identificar o ilhamento baseado na combinação de parâmetros passivos, taxa de variação de tensão e taxa de variação de potência reativa, e a estratégia de conexão de BCs. A tomada de decisão do algoritmo é baseada no desbalanço de potências: se houver altos valores de desbalanços de potência, a detecção é realizada através dos parâmetros passivos, e caso os desbalanços ocorram em baixa escala, o ilhamento é detectado através da inserção de BCs e monitoramento dos parâmetros ROCOV e ROCORP. Assim, a parcela de detecção passiva tem alta precisão na identificação do ilhamento, e a parte ativa apresenta alta velocidade, sendo uma combinação eficiente.

Em Bejmert & Sidhu (2014), para melhorar a operação e reduzir a ZND de um esquema de proteção, é proposto o método de inserção de capacitores. O objetivo é causar uma mudança mínima na impedância da linha para provocar desvio suficiente de tensão e frequência após a abertura da chave que causa ilhamento. A estratégia para dimensionamento do BC é baseada na ZND e a eficácia do método é avaliado para três tipos de GDs (eólico, baseado em inversor e síncrono). Os resultados apresentados mostram que o método proposto eleva a confiabilidade das funções de proteção anti-ilhamento passivas utilizadas.

Na grande maioria dos trabalhos citados que abordam alocação de capacitores, a aplicação objetiva reduzir perdas e melhorar o nível de tensão e alguns consideram também a alocação de GSDs. No entanto, somente dois destes expõem a questão do ilhamento e, mesmo trabalhos que fazem uso dos BCs como estratégia para melhora dos índices de detecção não fazem aplicação de uma análise de risco de não detecção de ilhamento que será abordada nesta dissertação. Ademais, os trabalhos citados utilizam BCs com o objetivo de causar uma perturbação na rede, sem considerar a operação em regime permanente, como será abordada nesta dissertação.

## 2.5 Religadores automáticos

Os RELs são dispositivos de proteção que podem seccionar ou religar um circuito, de acordo com ajuste de curvas de tempo em função da corrente. Este dispositivo é um importante responsável pelo reestabelecimento automático do fornecimento de energia durante faltas temporárias (Kondo, 2015).

Estes equipamentos são utilizados tanto para a proteção da saída do alimentador como

para a proteção de linhas ao longo do mesmo. Quando instalados nas saídas dos alimentadores têm praticamente a mesma função dos disjuntores, possuindo proteções de fase e terra independentes (Sato, 2007). Segundo Gieger (1988), o REL permite a eliminação de defeitos temporários, falhas essas que correspondem de 70% a 86% das falhas do sistema de distribuição. Tal aspecto evita o deslocamento de uma equipe de manutenção e também reduz de forma significativa os períodos de interrupção de fornecimento.

O princípio de eliminação de faltas adotado pelo religador associa uma curva de tempo inverso proporcional à amplitude da corrente. O religamento do circuito ocorre após temporização ajustável do equipamento (Mourinho, 2013).

A curva de comportamento dos RELs é descrita pela Equação 2.1:

$$t = \frac{A}{\left(\frac{I}{I_p}\right)^p - C} + B \quad (2.1)$$

Em que:

$t$  é o tempo de operação do religador;

$I$  é a corrente de falta medida pelo religador;

$I_p$  é a corrente de ajuste (*pickup*) do religador; e

$A$ ,  $B$ ,  $C$  e  $p$  são coeficientes adimensionais com valores normalizados por fabricantes.

Os RELs devem ser ajustados adequadamente para garantir a identificação de faltas à jusante do elemento, tendo um ajuste de disparo de fase e um ajuste de disparo de neutro.

O REL tem a funcionalidade de restaurar o fornecimento de energia após a detecção de uma falta, e o objetivo é o de oferecer o índice máximo possível de continuidade dos serviços elétricos (Gieger, 1988). Dessa forma, diversos trabalhos abordam a alocação de RELs com objetivo de melhorar índices de confiabilidade da rede elétrica.

Em Kondo, Almeida, Kagan, Cunha, Gouvea, Felber, Braga & Nascimento (2013) é apresentado um método que define configurações mais adequadas para alocação de religadores de potência em redes de distribuição. Um dos estágios do trabalho determina as configurações ideais para alocação de cada REL considerando a melhoria promovida nos índices de continuidade.

O trabalho desenvolvido em Karpov & Akimov (2018) utiliza o Índice de Frequência Média de Interrupção do Sistema (IFMIS), que mede a duração média acumulada e frequência de interrupções, como indicador para estimar a confiabilidade da rede de alimentação. Na sequência, foi realizada aplicação de um AG para determinar o posicionamento ideal de um REL correspondente ao nível ideal do indicador IFMIS.

Na aplicação feita em Sultan, Ansari, Alam, Khan, Sarwar & Zaid (2019), é realizado um estudo para determinar a localização ideal de um religador em um sistema de distribuição radial com objetivo de maximizar os lucros da concessionária através da melhoria da confiabilidade

do serviço fornecido. Essa determinação é realizada através da avaliação de diversos índices de confiabilidade antes e após a alocação do REL em várias seções do alimentador. Assim, busca-se obter o lucro máximo para a concessionária de energia com colocação de um REL em local ideal com mínimo de custos de investimento e interrupções.

Com finalidade de melhorar o fornecimento de energia elétrica, o trabalho realizado em Amolo, Musau & Nyete (2020) utiliza o algoritmo *Firefly* para alocar idealmente religadores utilizando como critério a estabilidade em períodos transitórios.

Em Dehgani & Dashti (2011), é apresentado um método simples para alocar uma quantidade ótima de RELs. O algoritmo aplicado é resolvido utilizando um AG como método de otimização e busca elevar a confiabilidade da rede para reduzir eventos de interrupção de fornecimento. O critério para determinação do local ótimo é resultante da combinação de vários índices de confiabilidade para formar uma única função objetivo.

A busca por trabalhos correlatos indica que, usualmente, a alocação de RELs se relaciona diretamente com o objetivo de elevar a confiabilidade da rede. Dessa forma, a abordagem proposta nesta dissertação de avaliar como a alocação de um REL pode impactar a detecção do evento de ilhamento se apresenta como uma nova possibilidade de estudo.

## 2.6 Reconfiguração de rede

A RDR de distribuição consiste no processo em que o estado das chaves presentes em uma rede é alterado, com objetivo de modificar a topologia da rede respeitando as limitações impostas pelo operador (Alemohammad, Mashhour & Saniei, 2015; Torres, Fardin, Encarnação, Donadel, Fiorotti, Pereira & Medina, 2019). Uma nova configuração de rede deve ser capaz de atender de forma aceitável o maior número de consumidores e/ou cargas de maior prioridade (hospitais, indústrias, centros de transfusão de sangue), reestabelecendo o funcionamento do sistema (Pereira, 2016).

A RDR é amplamente utilizada como estratégia para minimização das perdas técnicas, que tem como outras opções: recondutoramento, instalação de BCs e elevação da tensão da rede. Dentre as possibilidades, a opção pela reconfiguração é a que exige menor investimento para a empresa distribuidora de energia elétrica pois permite a utilização de recursos já existentes no sistema (Pegado, 2019).

O problema da reconfiguração é um problema de programação não-linear inteira mista e pode ter enfoque multi-objetivo, caracterizado pela explosão combinatória devido à grande dimensão do espaço de soluções. Sendo assim, sua resolução por técnicas de otimização clássicas apresenta dificuldades devido ao grande número de soluções, dando espaço às técnicas heurísticas e metaheurísticas (Oliveira, 2012). Assim, diversos trabalhos aplicam variadas metodologias de otimização para resolução de problemas de RDR com enfoque em redução de

perdas elétricas.

Em Rao, Ravindra, Satish & Narasimham (2013), é apresentado um novo método para resolver o problema de RDR na presença de geração distribuída, com objetivo de minimizar a perda real de potência e melhorar o perfil de tensão no sistema de distribuição. Para reconfigurar e identificar simultaneamente locais ideais para instalação de unidades de GD é aplicado um algoritmo metaheurístico. São elaborados diferentes cenários de alocação de GD e RDR para estudar o método proposto.

O trabalho desenvolvido por Duan, Ling, Wu & Zhong (2015) apresenta um método de reconfiguração que busca reduzir as perdas de potência e melhorar os índices de confiabilidade. O problema de reconfiguração, que é um processo complexo de otimização combinatória, é resolvido através da aplicação de um algoritmo de otimização genética, de forma a determinar os esquemas de operação das chaves que compõem o sistema.

A proposta do artigo apresentado por Nguyen & Truong (2015) é de um método de reconfiguração através do algoritmo de busca CUCO. O objetivo do desenvolvimento deste estudo é obter cenários de minimização de perda de potência ativa e maximização da magnitude da tensão.

Com uso de um algoritmo de Pesquisa Gravitacional Binária, o trabalho desenvolvido em Esmailian & Fadaeinedjad (2015) emprega a RDR e a inserção de capacitores com objetivo de, simultaneamente, reduzir perdas de energia, melhorar a confiabilidade do sistema e satisfazer requisitos operacionais e de potência.

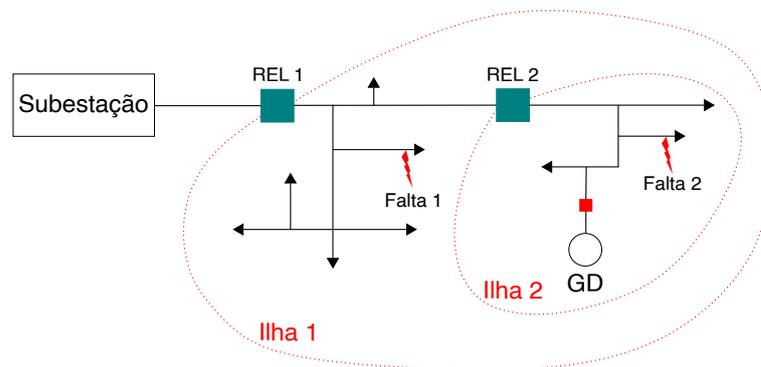
Em Moura et al. (2021), é destacado que a maioria dos planos de reconfiguração não levam em consideração a presença de GDs, de forma que ilhas não intencionais podem ser formadas, tendo como consequência a deterioração da energia elétrica fornecida às cargas ilhadas. O trabalho tem como objetivo avaliar os impactos das manobras de reconfiguração para unidades de GDs, através de técnicas computacionais inteligentes. O artigo destaca que os estudos de RDR devem considerar a presença de GDs, pois os severos impactos causados às unidades geradoras em situações de manobra, além da questão da qualidade de energia, comprometem a vida útil dos equipamentos.

De forma similar aos demais tópicos de estudos, observa-se uma elevada gama de trabalhos e artigos que aplicam soluções de RDR com objetivo de redução de perdas elétricas. O presente trabalho apresenta uma inovação em linha de estudo ao propor uso desta ferramenta na detecção do ilhamento não-intencional, visto que novas configurações afetam e alteram, principalmente, valores de desbalanço de potência ativa.

## 2.7 Análise de risco de ilhamento não-intencional

O risco de ocorrência do ilhamento, de forma simplificada, é a probabilidade existente de que o sistema de distribuição com geração distribuída opere dentro dos limites da ZND das proteções anti-ilhamento (Iscuissati, 2022). Condições operativas que causem baixos desbalanços de potência ativa e reativa podem causar este risco. Neste contexto, é necessário avaliar a probabilidade de formação de ilhas a fim de resguardar a segurança da equipe de trabalho e evitar a potencial degradação da qualidade da energia (Ropp & Ellis, 2012).

O desbalanço de potência dentro de um subsistema ilhado tem seus níveis afetados, principalmente, por dois fatores. Segundo Corrêa (2008), um deles é a diversidade de possibilidades de cenários de formação de ilhas e a forma como cada uma delas apresentará seu próprio carregamento com comportamento particular, como é ilustrado na Figura 2.4. O sistema utilizado como exemplo na figura conta com dois religadores (REL<sub>1</sub> e REL<sub>2</sub>) e um GD, que assume-se conter proteções passivas para detecção do ilhamento. A abertura de cada uma das chaves causa a formação de duas ilhas diferentes.

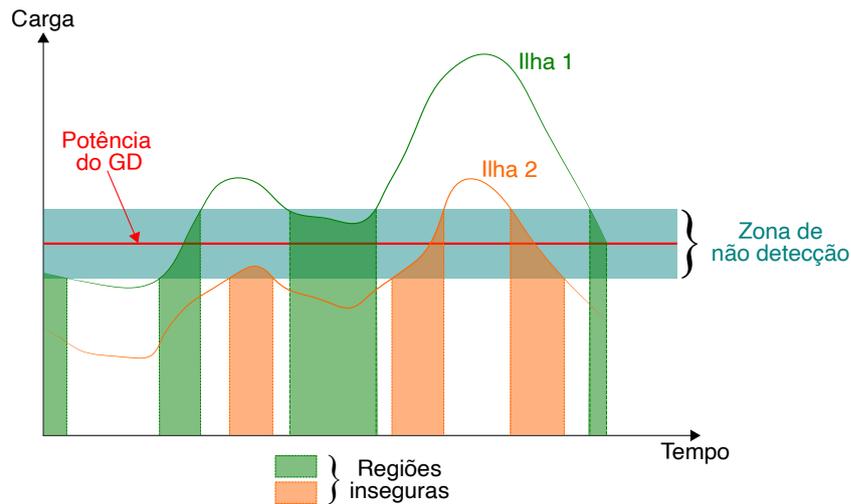


**Figura 2.4:** Exemplo de cenários de formação de ilhas.

Fonte: Corrêa (2008).

O segundo fator é a variação diária do carregamento dos alimentadores. Estes dois fatores combinados podem resultar na criação de mais situações operativas em que os níveis de  $\Delta P$  e  $\Delta Q$  se encontram dentro de uma ZND, tendo como consequência a elevação do risco de não detecção do ilhamento (Corrêa, 2008). Esta situação é ilustrada na Figura 2.5.

Na Figura 2.5 é apresentada, por um período de 24 horas, a curva de carga de um alimentador. Nesta situação, há uma curva de carga característica para cada uma das ilhas formadas: Ilha<sub>1</sub> e Ilha<sub>2</sub> através da abertura dos RELs 1 e 2, respectivamente. Além disso, a potência fornecida pelo gerador é considerada constante neste período avaliado. A ZND é representada como uma região sombreada ao redor do nível de geração distribuída. De forma análoga, essa avaliação também deve ser realizada para uma ZND ao redor da potência reativa do gerador, no entanto, para efeitos didáticos apenas a potência ativa é suficiente para o esclarecimento proposto. Desta maneira, observa-se que os pontos em que as curvas de carga interseccionam



**Figura 2.5:** Impacto da ZND e variação de carga diária na detecção do ilhamento.

Fonte: Corrêa (2008).

a ZND são condições operativas em que há um equilíbrio entre a geração e a carga na ilha, indicando uma condição em que o ilhamento pode não ser adequadamente detectado. Neste contexto, as áreas sombreadas representam os períodos do dia em que há uma insegurança em relação à ocorrência do ilhamento, sendo períodos em que caso este evento ocorra o sistema de proteção pode não detectar o evento.

Assim, pode-se avaliar que há uma Probabilidade de Não Detecção ( $P_{ND}$ ) de que uma condição operativa esteja situada na ZND do esquema de proteção anti-ilhamento (Corrêa, 2008). De forma adicional, outros dois fatores devem ser considerados para determinar se o ilhamento realmente apresenta uma condição de perigo. O primeiro é a probabilidade de que uma falta ou manobra resulte em um sistema ilhado, sendo chamado de  $P_{causa}$ . O segundo dos fatores é a probabilidade de que o ilhamento resulte em uma consequência, tanto para o sistema elétrico, quanto para as pessoas, chamado de  $P_{consequência}$ . Com estes fatores, pode-se estimar a probabilidade de que o ilhamento cause algum dano, chamado de  $P_{perigo}$  através da Equação 2.2 (Corrêa, 2008).

$$P_{perigo} = P_{causa} \cdot P_{ND} \cdot P_{consequência} \quad (2.2)$$

Diante deste contexto, o objetivo de um método desenvolvido para calcular o risco de ilhamento é apresentar uma ferramenta que possa ser aplicada pelas concessionárias de energia para avaliação da probabilidade real de falha no sistema de proteção anti-ilhamento (Ropp & Ellis, 2012; Iscuissati, 2022).

No trabalho desenvolvido por Caldon, Coppo, Sgarbossa, Sgarbossa & Turri (2013), é avaliado o risco de ilhamento não intencional em redes de distribuição de baixa tensão com a presença de GBIs. No artigo é realizada uma série de simulações dinâmicas de eventos de abertura de religador em uma rede de estudo de caso, com diferentes tipos de modelos de carga.

O trabalho aborda que certas normas italianas introduziam limites mais amplos de frequência e tensão permitidos durante a operação de GD, e isso implica no aumento do risco de operações de ilhamento não intencional visto que as cargas podem ser alimentadas em faixa de tensão e frequência maiores sem a intervenção das funções de proteção.

A construção do trabalho realizado em Ropp & Ellis (2012) tem como objetivo elaborar um relatório financeiro com a finalidade de guiar as concessionárias de energia para determinação de quando há um risco de falha no sistema de proteção anti-ilhamento. O relatório elaborado lista casos em que o risco de não detecção de ilhamento pode ser desprezado. Assim, o método proposto é simplesmente a avaliação de quando algum destes casos pode ser encontrado no sistema de distribuição, sendo voltado especificamente para redes com sistemas fotovoltaicos.

Em Joshi & Pindoriya (2013), é desenvolvido um estudo de caso para identificar prováveis cenários com risco de ocorrência de ilhamento em um sistema de distribuição. O método parte do princípio de medição da demanda e geração fotovoltaica local para identificar dias e horários em que há maior probabilidade de que a ocorrência de um ilhamento não seja identificada. Estes cenários são determinados a partir dos limites máximos e mínimos de tensão e frequência exigidos pelas normas locais e assim, são determinados os desbalanços de potência ativa e reativa permitidos.

## 2.8 Conclusões Parciais

A construção deste capítulo foi realizada com objetivo de esclarecer as bases teóricas desta dissertação abordando de forma ampla as possíveis intervenções topológicas sugeridas, além de apresentar revisões dos trabalhos realizados nestas mesmas áreas de estudo.

Em relação aos BCs, o levantamento de trabalhos correlatos expõe que, majoritariamente, os estudos se dedicam a aplicar estes equipamentos como ferramenta para redução de perdas e melhora do nível de tensão. Apesar de alguns estudos abordarem também a questão do ilhamento, nenhuma proposta se assemelha à apresentada neste trabalho, que considera o risco de não detecção de ilhamento juntamente com as perdas elétricas como critério para alocação de bancos de capacitores.

No que tange a alocação de RELs ao longo da rede, a busca por estudos relacionados demonstra que novas possibilidades de alocação são abordadas e desenvolvidas com objetivo, principalmente, de elevar a confiabilidade da rede elétrica e redução de custos com a concessionária, de forma que nenhuma ocorrência que aborde o tema do ilhamento foi encontrada.

A redução de perdas também é o objetivo da grande maioria dos estudos que abordam a RDR. É importante observar que alguns trabalhos levam em consideração a conexão de geradores distribuídos, porém sem mencionar a questão de ilhamento não-intencional.

De forma geral, para os três tópicos em discussão pesquisados, há uma carência de estudos

que abordem estas ferramentas como possíveis auxiliares para a detecção do ilhamento, o que ressalta a inovação e relevância da proposta de estudo desta dissertação.

# Capítulo 3

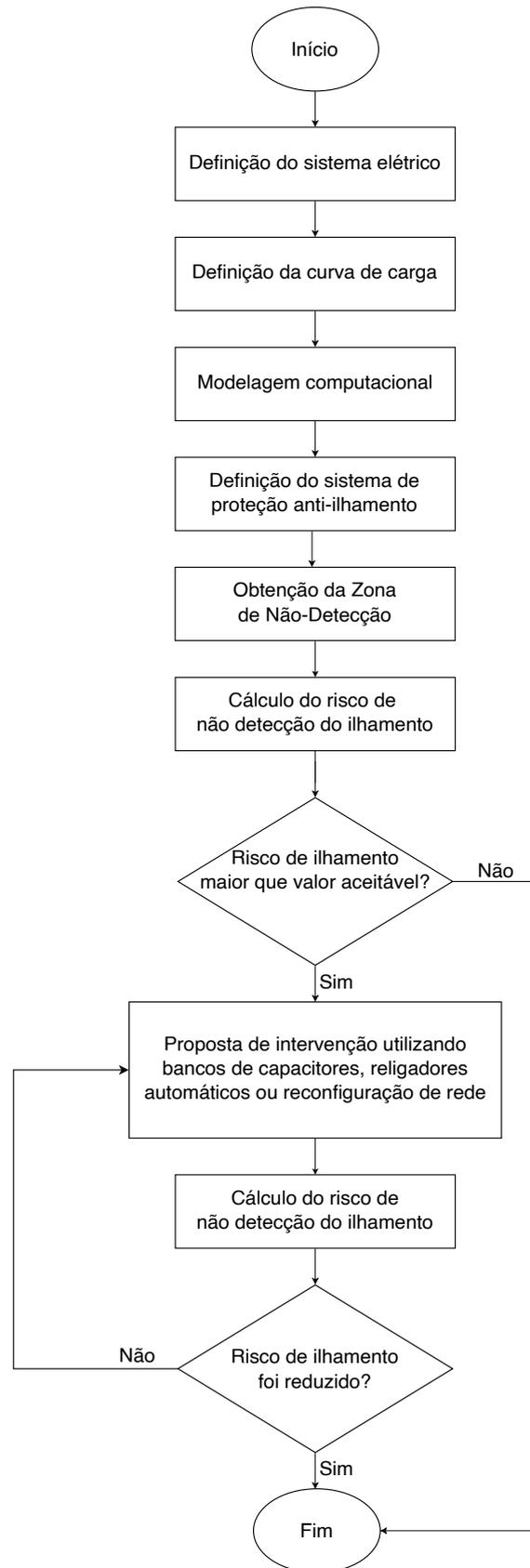
## Materiais e Métodos

Este capítulo tem como objetivo apresentar a estrutura metodológica aplicada neste trabalho, composta por algumas etapas e decisões com a finalidade de aplicar e obter resultados que possam ratificar a proposta de intervenções topológicas como ferramentas de auxílio na detecção do ilhamento.

Os passos enumerados na sequência descrevem concisamente cada uma das etapas que constituem o método proposto, cujo fluxograma é ilustrado na Figura 3.1.

- Passo 1: define-se o sistema elétrico em estudo, com a definição dos GSDs que o compõem;
- Passo 2: determina-se a curva de carga a ser aplicada, definindo o número de pontos avaliados e período em análise;
- Passo 3: com o sistema de proteção definido, obtém-se a ZND do sistema elétrico;
- Passo 4: nesta etapa, com uso da ZND obtida, calcula-se o risco de que o ilhamento não seja detectado;
- Passo 5: proposta e aplicação de intervenção topológica que possa reduzir o risco de não detecção;
- Passo 6: caso o risco após a intervenção não apresente valor menor do que o risco anterior, a etapa 5 e 6 são repetidas para as outras propostas de intervenção.

As demais seções que compõem este trabalho apresentam o sistema elétrico, a curva de carga aplicada bem como o sistema de proteção de ilhamento a ser aplicado. Adicionalmente, serão descritos detalhadamente os demais processos presentes na Figura 3.1, como obtenção da ZND e cálculo do risco de não detecção de ilhamento.

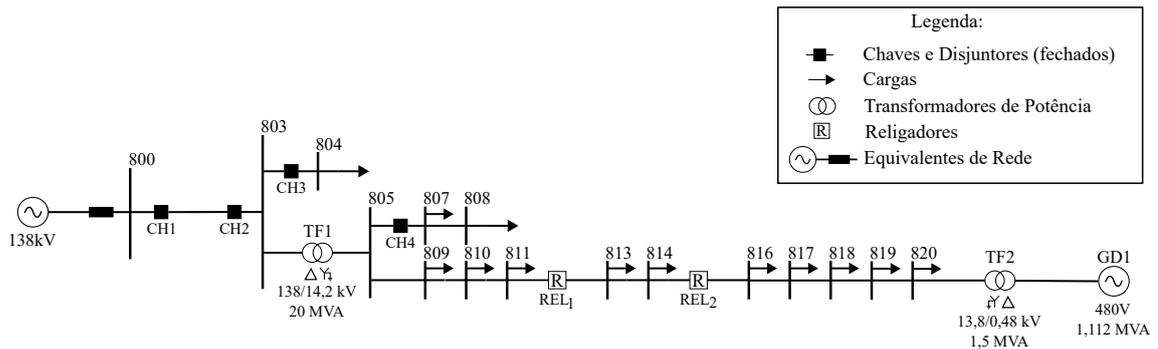


**Figura 3.1:** Fluxograma do método proposto.

Fonte: Elaborada pela autora.

### 3.1 Sistema elétrico

Conforme anteriormente descrito, a primeira etapa constitui na definição do sistema elétrico a ser estudado. Para este trabalho, a rede elétrica definida é ilustrada na Figura 3.2. É importante ressaltar que este é o sistema base do trabalho, ou seja, todas as alterações futuramente propostas serão aplicadas sobre este diagrama conforme apresentado.



**Figura 3.2:** Representação do sistema elétrico.

Fonte: Elaborada pela autora.

Esta rede elétrica, composta por 16 barramentos, é alimentada pela subestação em 138 kV e possui: dois transformadores, TF<sub>1</sub> e TF<sub>2</sub>, que rebaixam a tensão para 14,2 kV e 0,48 kV, respectivamente; um GSD à diesel cuja potência nominal é de 1,112 MVA; 13 cargas distribuídas ao longo do sistema com fator de potência indutivo modeladas como impedância constante, 1 banco de capacitores de 750 kvar, além de 4 chaves e 2 religadores automáticos. Na Tabela 3.1 são apresentadas, resumidamente, as informações mais relevantes acerca dos elementos que compõem este sistema elétrico.

**Tabela 3.1:** Dados dos equipamentos elétricos da rede em estudo.

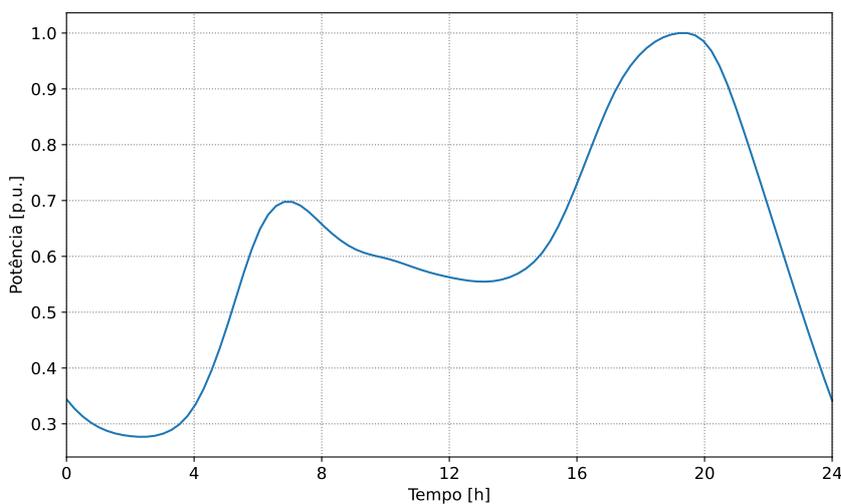
<i>Barras de conexão</i>	<i>Nome</i>	<i>Equipamento</i>	<i>Descrição</i>
803 - 805	TF <sub>1</sub>	Transformador de potência	Conexão Delta/Estrela; 138/13,8 kV; 20 MVA
817	C <sub>1</sub>	Banco de capacitores	750 kvar
820 - 821	TF <sub>2</sub>	Transformador de potência	Conexão Delta/Estrela; 13,8/0,48 kV; 1,5 MVA
821	GD <sub>1</sub>	Gerador síncrono distribuído	Conexão estrela; 1,112 MW; FP = 1; H = 1,6728 s
804	L <sub>1</sub>	Carga	10,2 MW e FP 0,89
807	L <sub>2</sub>	Carga	2120 kW e FP 0,87
808	L <sub>3</sub>	Carga	1000 kW e FP 0,81
809	L <sub>4</sub>	Carga	425 kW e FP 0,91
810	L <sub>5</sub>	Carga	350 kW e FP 0,89
811	L <sub>6</sub>	Carga	310 kW e FP 0,85
813	L <sub>7</sub>	Carga	425 kW e FP 0,83
814	L <sub>8</sub>	Carga	415 kW e FP 0,87
816	L <sub>9</sub>	Carga	315 kW e FP 0,81
817	L <sub>10</sub>	Carga	297 kW e FP 0,85
818	L <sub>11</sub>	Carga	305 kW e FP 0,83
819	L <sub>12</sub>	Carga	297 kW e FP 0,84
820	L <sub>13</sub>	Carga	310 kW e FP 0,85

Fonte: Elaborada pela autora.

### 3.1.1 Curva de carga

A segunda etapa necessária para aplicação do método é a definição da curva de demanda das cargas. Para este trabalho, fez-se utilização da curva de carga disponibilizada em (Angizeh, Ghofrani & Jafari, 2020). Esse banco de dados apresenta perfis de carga horária com período de um ano, totalizando 8760 amostras obtidas com intervalos de uma hora para 24 tipos de consumidores. No trabalho realizado por Iscuissati (2022), o autor calculou uma curva com a média diária e o desvio padrão a partir das 365 curvas para obter uma única curva que representasse todas as incertezas. Ademais, a curva resultante possui apenas 24 amostras e, o autor então aplicou uma interpolação do tipo *spline* para obtenção de 96 amostras. A definição da curva de carga também pode ser realizada diretamente através de dados de medição, casos estes estejam disponíveis.

A curva de demanda média obtida em Iscuissati (2022) será a curva de carga aplicada no sistema elétrico em estudo, sendo que todas as cargas presentes no sistema terão o mesmo comportamento por estarem seguindo a mesma referência de variação diária. Na Figura 3.3 é representado graficamente o comportamento da curva aplicada em p.u.



**Figura 3.3:** Curva de carga aplicada no sistema.

Fonte: Adaptada de Iscuissati (2022).

## 3.2 Modelagem computacional

A etapa de modelagem computacional compõe parte relevante do processo de execução da proposta, visto que os dados e indicadores avaliados para tomada de decisão em relação à influência de cada uma das propostas de intervenção serão obtidos através de softwares em que o sistema elétrico é modelado. Nas subseções seguintes são descritos brevemente as principais características dos softwares aplicados neste trabalho: o OpenDSS e o ATPDraw.

### 3.2.1 OpenDSS

O software OpenDSS (*Open Distribution System Simulator*) é uma ferramenta abrangente de simulação de redes elétricas voltada especialmente para sistemas de distribuição. O desenvolvimento da ferramenta teve início em 1997 com Roger Dugan e Thomas McDemontt com objetivo principal de servir para análises de redes com a presença de geração distribuída, fazendo utilização de uma linguagem de programação orientada a objetos (Dugan, 2016).

Uma das características do OpenDSS é a de que os elementos de circuito são definidos em linhas de comando, podendo estas ser oriundas do usuário, de um arquivo de texto fixo ou mesmo de programas externos. O programa possui a interface COM (*Component Object Model*) que permite que o mesmo seja controlado por uma variedade de plataformas como Python, MATLAB, *MS Visual Studio*, dentre outras plataformas de programação.

O OpenDSS apresenta, como importante característica de estudo, a possibilidade de rea-

lização de simulações sequenciais no tempo. Dessa maneira, se torna possível analisar o comportamento de sistemas elétricos durante um intervalo definido. Dentre os principais modos de solução presentes no software, tem-se (Pegado, 2019):

- Fluxo de potência dividido em subcategorias como: modo instantâneo, diário, anual, Monte Carlo e *Duty-cycle*;
- Análise harmônica;
- Análise dinâmica; e
- Estudos de curto-circuito.

A aplicação do OpenDSS neste trabalho é para a execução de fluxo de potência de forma rápida, com baixo custo computacional e que pode ser automatizado via Python. O software também permite que as medições de  $\Delta P$  e  $\Delta Q$  sejam exportadas em arquivos .csv, o que facilita a utilização e manejo dos dados da forma pretendida. Ademais, dentre as variáveis que podem ser obtidas após uma simulação estão as tensões nas barras e perdas elétricas, dados de extrema relevância para avaliação dos impactos de cada uma das intervenções sugeridas.

### 3.2.2 ATP e ATPDraw

O *Alternative Transients Program* (ATP) é uma ferramenta amplamente utilizada para simulação computacional de eventos transitórios em sistemas elétricos de potência. O início do desenvolvimento deste software ocorreu na década de 1960, sob o nome de *Electromagnetic Transients Program* (EMTP), com iniciativa de Hermann W. Dommel. Posteriormente, com objetivo de complementação, iniciou-se o projeto de desenvolvimento do ATPDraw, em 1999. O ATPDraw é um pré-processador gráfico do ATP e é executado no sistema operacional Windows (Hoidalén, Prikler & Peñaloza, 2020).

O ATP dispõe de uma linguagem específica para a modelagem de elementos denominada MODELS. Com esta linguagem é possível definir elementos que não estão presentes na biblioteca do software, além da variação de parâmetros de elementos já existentes (Hoidalén et al., 2020).

Bem como o OpenDSS, a aplicação do ATPDraw será detalhada posteriormente. No entanto, a escolha por sua utilização parte do seu princípio mais básico: simulação de eventos e coleta de dados em período transitório e a possibilidade de automação via Python. Essas características tornam possível a simulação da ocorrência de umilhamento e o recolhimento de dados como tensão e frequência nos milissegundos que antecedem este evento.

### 3.3 Sistema de proteção anti-ilhamento

A construção desta seção tem como objetivo discorrer sobre conceitos básicos acerca das funções de proteção anti-ilhamento empregadas.

#### 3.3.1 Funções de tensão e frequência

As funções de proteção de sub/sobretensão e sub/sobrefrequência, também nomeadas como 27/59 e 81U/O, respectivamente, têm o mesmo princípio de funcionamento: quando o valor da grandeza monitorada é maior ou menor do que os limites máximos e mínimos estabelecidos, é enviado o sinal para desconexão do GD. As medições dessas grandezas são realizadas no PAC pois a tensão e frequência podem variar de maneira significativa quando a rede é isolada, permitindo assim a identificação do ilhamento (Mahat et al., 2008; Larik et al., 2022).

Essas funções contam com uma temporização, cujo objetivo é evitar atuações incorretas para condições do sistema fora do escopo de atuação. Dessa maneira, a atuação ocorre somente caso o limite estabelecido seja violado por um tempo superior ao da temporização estipulada (Iscuissati, 2022).

A função de proteção de taxa de variação de frequência, ou 81R, tem ampla utilização na detecção do ilhamento, apresentando desempenho superior às proteções 27/59 e 81U/O. No entanto, sua aplicação não é exigida pela maioria dos guias de conexão de GDs. Portanto, nesta dissertação, o foco será sobre as funções de proteção de tensão e frequência.

A escolha dos ajustes das funções que compõem o sistema de proteção anti-ilhamento deve ser cuidadosamente realizada de forma a minimizar a ocorrência de atuações incorretas, como em situações de chaveamentos de carga ou curtos-circuitos (Vieira, 2006). Usualmente, os ajustes são determinados a partir da realização de inúmeras simulações dinâmicas que demandam alto tempo de execução e elevado custo computacional, mas que ainda assim não garantem que todos os cenários críticos sejam considerados (Vieira, 2006).

Nesta dissertação, os ajustes das funções anti-ilhamento serão definidos de forma a respeitar os requisitos de suportabilidade definidos na norma IEEE 1547-2018 (IEEE, 2018), que estabelecem as condições para as quais geradores distribuídos devem continuar operando na ocorrência de eventos que provoquem perturbações de tensão e frequência.

### 3.4 Obtenção da Zona de Não Detecção

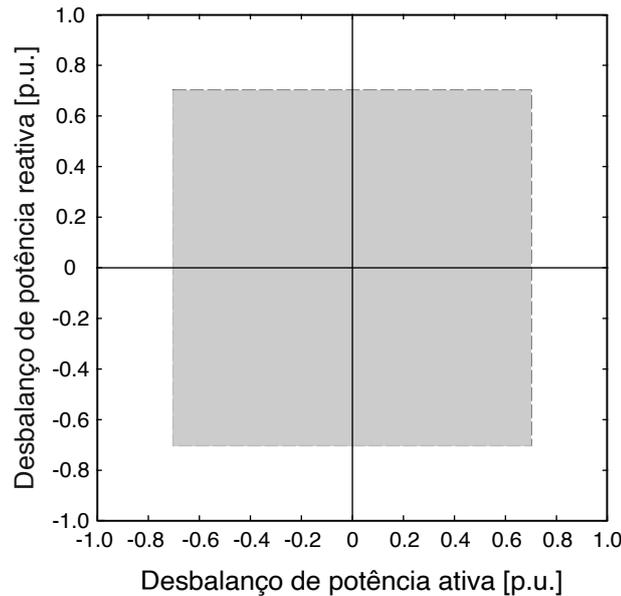
Conforme apresentado na Seção 2.3, as ZNDs são uma importante ferramenta para avaliação do desempenho das técnicas de detecção de ilhamento. Naquela seção, apresentou-se que as funções de proteção de detecção de ilhamento têm regiões de não operação compostas por desbalanços de potência ativa e reativa inferiores aos desbalanços críticos de potência.

Em termos do nível de desbalanço de potência ativa e reativa, será assumido  $P_{GD}$  e  $Q_{GD}$  como sendo as potências ativa e reativa injetadas pelo gerador distribuído, respectivamente, e  $P_{CARGA}$  e  $Q_{CARGA}$  as potências das cargas alimentadas por este gerador. Assim, quando o gerador distribuído opera conectado à rede elétrica, as potências ativa e reativa que fluem da rede elétrica para a potencial ilha, no momento que antecede o ilhamento, podem ser dadas por:  $\Delta P = P_{CARGA} - P_{GD}$  e  $\Delta Q = Q_{CARGA} - Q_{GD}$ , respectivamente. Caso os valores  $\Delta P$  e  $\Delta Q$  forem iguais ou próximos a zero, compreende-se que há um equilíbrio entre o gerador distribuído e as cargas atendidas por ele e, neste cenário, a ocorrência de um ilhamento poderá não ser detectada pelo sistema de proteção dentro do tempo pré-estabelecido.

Segundo o estudo desenvolvido e apresentado em Vieira (2006), funções de proteção de frequência e de tensão apresentam formatos de ZND diferentes entre si. Para as funções de proteção de frequência, as bordas laterais da ZND (limites de desbalanço de potência ativa) são definidas através dos ajustes de sub/sobrefrequência aplicados e pelo tempo de detecção requerido. Já para as funções de proteção de tensão, os limites horizontais, superior e inferior (referentes aos limites de desbalanço de potência reativa) dependem dos ajustes aplicados a função de proteção, tempo de detecção e limites de tensão em regime permanente.

Com a ciência de que a ZND pode apresentar diferentes formatos a depender do tipo de gerador distribuído, função de proteção avaliada, modelo de carga e tempo de atuação requerido, apenas para fins didáticos, esta é comumente representada como um retângulo centralizado no eixo  $\Delta P$  vs.  $\Delta Q$ , conforme ilustrada na Figura 3.4. Para este trabalho, a convenção adotada é de que valores positivos indicam déficit de potência, e valores negativos, excesso de potência.

A obtenção de ZNDs exige a realização de numerosas simulações dinâmicas de ilhamento, sendo que cada uma das simulações de ilhamento é referente a uma condição operativa diferente do gerador distribuído. O mapeamento de todos os pontos de operação do sistema elétrico permite identificar para quais deles o sistema de proteção falha na detecção do evento. Para a realização deste mapeamento se faz necessária a variação da geração e do consumo de potência ativa e reativa. As variações devem incluir as seguintes combinações (Vieira, 2006):



**Figura 3.4:** Representação didática de zona de não detecção.  
Fonte: Elaborada pela autora.

- 1 - Déficit de potências ativa e reativa na ilha;
- 2 - Déficit de potência ativa e excesso de potência reativa;
- 3 - Excesso de potência ativa e déficit de potência reativa; e
- 4 - Excesso de potências ativa e reativa na ilha.

### 3.4.1 Procedimento para diversas simulações

Conforme supracitado, para a elaboração das ZNDs são necessárias numerosas simulações dinâmicas, sendo de suma relevância um procedimento automatizado para a realização desta atividade, com objetivo de reduzir significativamente o tempo hábil dispendido nesta execução. Nesta dissertação, este procedimento foi realizado através do processo implementado em Python para automatização da simulação dinâmica implementada no software ATPDraw, descrito na Seção 3.2.2.

Para os cenários operativos localizados nos 2º e 3º quadrantes, em que há excesso de potência ativa, o GD injeta potência ativa de 1 p.u. com FP unitário, a carga ativa é variada de -1 a 1 p.u. e a carga reativa de 0,001 a  $1 + Q_{BC}$  p.u.

Já para o 1º e 4º quadrantes, em que há um déficit de potência ativa, a carga ativa é mantida fixa em 1 p.u., a potência ativa do GD varia de 0,001 a 1 p.u. e a carga reativa de 0,001 a  $1 + Q_{BC}$  p.u.

A abrangência da variação de potência reativa considera fixa a potência do capacitor posicionado dentro da ilha  $Q_{BC}$ . Dessa forma é possível mapear a ZND de  $-Q_{BC}$  até 1 p.u. para

desbalanço de potência reativa.

Seguindo esses procedimentos, cada variação realizada no sistema elétrico, como por exemplo a inserção de um banco de capacitores, resulta em diferentes limites de geração de pontos para a ZND. Dessa forma, não é possível apresentar uma generalização dos pontos gerados na ZND. Cada caso será individualmente exposto e avaliado na seção de Resultados.

### 3.5 Risco de não detecção do ilhamento

O risco de não detecção de ilhamento é a probabilidade existente de que o sistema elétrico com GD apresente condições operativas dentro dos limites da ZND do sistema de proteção anti-ilhamento. Esse conhecimento acerca da Probabilidade de Não Detecção, também referido como  $P_{ND}$ , fornece ao operador do sistema elétrico informações relevantes e permite o reconhecimento da necessidade de tomada de decisões no sentido de mitigação deste risco.

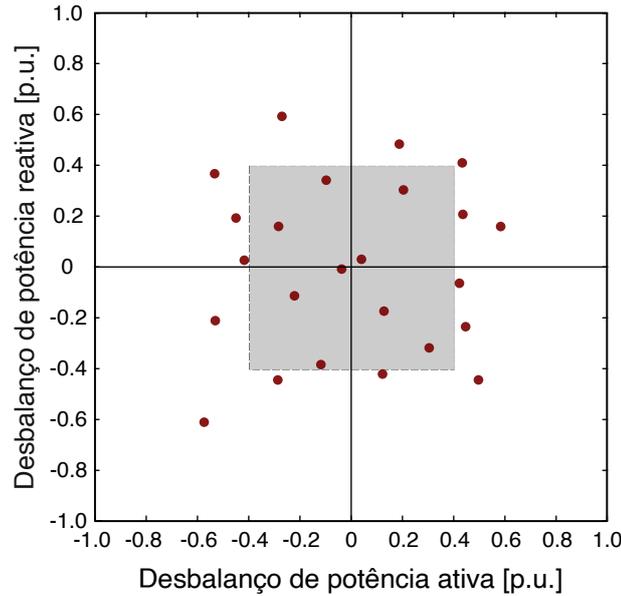
Nesta dissertação, o método aplicado para determinação da  $P_{ND}$  utiliza as medições de desbalanço de potência ativa e reativa, obtidos através da modelagem no OpenDSS, e a ZND adquirida por meio da automatização em Python e da modelagem em ATP.

Por exemplo, considerando que na Figura 3.5, a região em cinza é a ZND de um determinado sistema elétrico, e que os pontos vermelhos representam o desbalanço de potência ativa e reativa medidos no religador responsável pela formação da ilha para as 24 horas de operação no período de um dia. O índice  $P_{ND}$  deste cenário é a relação entre os pontos operativos localizados no interior da ZND e pontos operativos totais. Neste exemplo em questão, dos 24 pontos avaliados, 9 se encontram dentro da ZND, logo a probabilidade de não detecção de ilhamento é de 37,5%.

Diante do exemplo exposto, o método aplicado para determinação do risco de ilhamento ao longo de todo o trabalho é apresentado como segue:

- 1 - Obtenção da ZND para o sistema elétrico e proteções anti-ilhamento em análise com utilização do ATP;
- 2 - Aplicação da curva de carga e obtenção das medições de desbalanço de potência ativa e reativa no religador, para cada ponto, por meio do OpenDSS;
- 3 - Obtenção dos pontos operativos dentro da ZND;
- 4 - Determinação da probabilidade de não detecção através da Equação 3.1 em que  $N_{PZND}$  é referente aos pontos operativos localizados no interior da ZND e  $N_{PT}$  se refere aos pontos operativos totais em avaliação.

$$P_{ND} = \frac{N_{PZND}}{N_{PT}} \cdot 100\% \quad (3.1)$$



**Figura 3.5:** Exemplo de representação de ZND e pontos operativos.  
Fonte: Elaborada pela autora.

### 3.6 Propostas de intervenções topológicas

Esta seção é construída e apresentada a fim de detalhar as intervenções topológicas propostas neste trabalho. Cada uma das subseções é dedicada a uma das sugestões: aplicação de banco de capacitores, reposicionamento de religadores automáticos e reconfiguração de rede.

Uma informação será comum entre todos os cenários: a tensão em regime permanente. Este será um importante indicador em relação a qualidade da energia elétrica. As faixas de classificação da tensão compreendendo tensões de 1 a 69 kV, são apresentadas na Tabela 3.2, sendo que TC é a tensão contratada e TL é a tensão de leitura. As informações descritas permitem a avaliação da tensão para todos os casos e a categorizar entre adequada, precária e crítica. Para o presente trabalho, somente a faixa "adequada" será aceita, caso contrário, o cenário operativo é descartado.

**Tabela 3.2:** Classificação da tensão de atendimento em regime permanente.

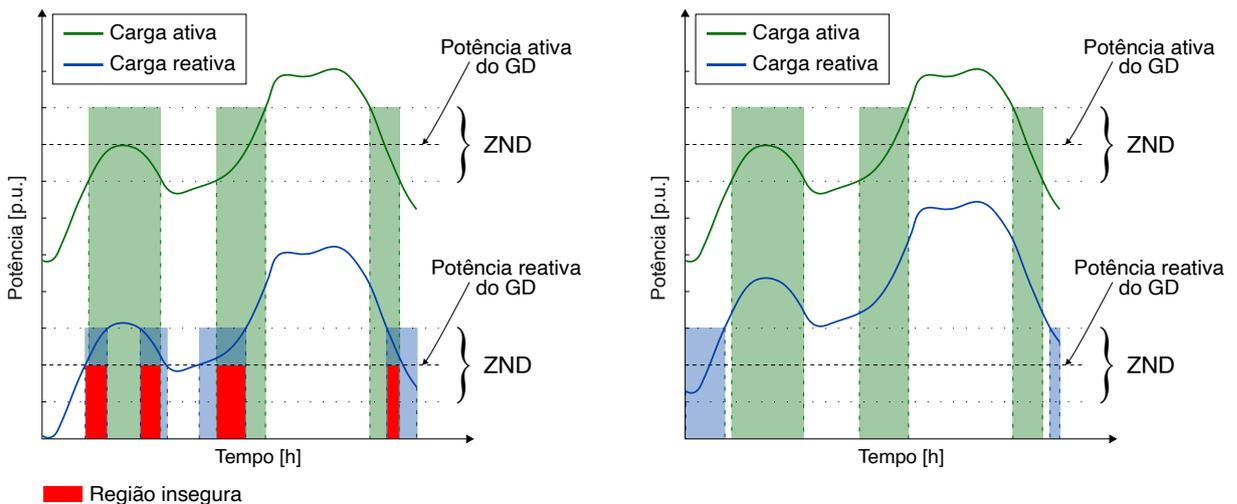
<i>Classificação da tensão de atendimento em regime permanente</i>	
Adequada	$0,93 TC \leq TL \leq 1,05 TC$
Precária	$0,9 TC \leq TL \leq 0,93 TC$
Crítica	$TL \leq 0,9 TC$ ou $TL > 1,05 TC$

Fonte: Adaptado de ANEEL (2020).

### 3.6.1 Intervenção com banco de capacitores

Na busca por trabalhos correlatos acerca das aplicações de bancos de capacitores, apresentado na Seção 2.4, pôde-se verificar que, majoritariamente, os estudos desenvolvidos utilizam estes equipamentos com objetivo de minimização de perdas elétricas e, geralmente, a alocação é realizada através da utilização de um algoritmo de otimização. Esta dissertação não inclui em seu escopo a aplicação de métodos de otimização para determinar o ponto ideal de conexão de BCs, no entanto, serão utilizados indicativos como as perdas elétricas, níveis de tensão e o próprio risco de não detecção de ilhamento para determinar a potência e local de inserção de bancos de capacitores ao longo do ramal.

O objetivo esperado da proposta de inserção de capacitores é de alterar as curvas de demanda ativa e reativa do sistema, de forma a reduzir operações da rede com desbalanços localizados no interior da ZND. A região insegura de operação se forma em condições nas quais tanto a demanda reativa, quanto a ativa, apresentam valores próximos aos fornecidos pelo GD, ocasionando valores baixos de  $\Delta P$  e  $\Delta Q$ . A intervenção por meio de BCs pode ser devidamente observada na Figura 3.6, dividida em duas etapas. Na etapa apresentada na Figura 3.6.a, as curvas de demanda ativa e reativa de um sistema apresenta em diversos horários do dia valores dentro da ZND delimitada. Já na Figura 3.6.b o sistema conta com a presença de um banco de capacitores que ocasiona uma variação constante na curva, o que causa um deslocamento e reduz o risco de operação dentro da ZND. Na Figura 3.6, a região verde representa os períodos em que a demanda de potência ativa apresenta valores muito similares à potência ativa injetada pelo GD. Já a região azul representa esta mesma informação, mas em relação a potência reativa. A região insegura se forma quando os retângulos azul e verde estão sobrepostos.



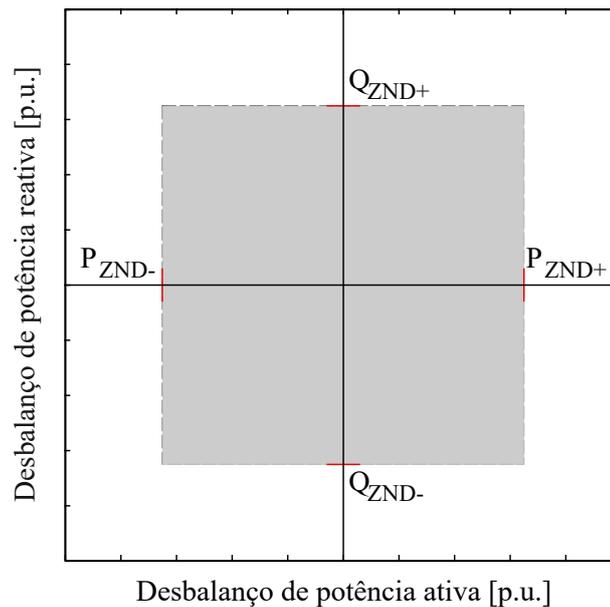
**Figura 3.6:** a. Curvas de demanda ativa e reativa; b. Curvas de demanda ativa e reativa com banco de capacitores.

Fonte: Elaborada pela autora.

A determinação da potência dos BCs será realizada de acordo com o método apresentado em Bejmert & Sidhu (2014), em que os limitadores para esta decisão são os valores de desbalanço de potência e a faixa determinante da ZND.

No artigo supracitado, é sugerida a estratégia de inserção de capacitor para criar um desbalanço reativo suficiente para que os esquemas de proteção possam detectar o ilhamento. Nesta abordagem, o BC é inserido quando o religador principal é aberto, ocasionando o ilhamento. Como resultado, haverá uma variação no balanço entre carga e geração, visto que a potência reativa será alterada. Portanto, os desvios de tensão e frequência serão maiores na porção ilhada, criando condições favoráveis para detecção do evento.

Para obter um desbalanço de potência suficiente, o banco de capacitores inserido deve ser corretamente dimensionado. Para este propósito, os autores propõem uma estratégia baseada na ZND. Inicialmente, os limites de desbalanços da ZND ( $P_{ZND-}$ ,  $P_{ZND+}$ ,  $Q_{ZND-}$  e  $Q_{ZND+}$ ) são determinados e, caso este procedimento seja realizado através de simulações computacionais descritas na Seção 3.4, os limites são os nomeados na Figura 3.7. O artigo contém um detalhamento para determinação destes limites de forma analítica através dos ajustes aplicados nas funções de proteção anti-ilhamento



**Figura 3.7:** Representação e nomeação dos limites da zona de não detecção.

Fonte: Elaborada pela autora.

Segundo Bejmert & Sidhu (2014), após a determinação de  $Q_{ZND-}$  e  $Q_{ZND+}$  é possível calcular a potência do BC suficientemente capaz de gerar um desbalanço reativo fora da ZND através da Equação 3.2, sendo que  $P_{máx}$  é a potência máxima fornecida pelos geradores distribuídos conectados à rede protegida, dada em p.u. e  $Q_{ZND-}$  e  $Q_{ZND+}$  em var .

$$Q_{BC} > P_{máx} \cdot Q_{ZND+} + P_{máx} \cdot |Q_{ZND-}| \quad (3.2)$$

Os autores destacam que  $Q_{BC}$  foi obtido para o caso mais desfavorável, situação em que todos os geradores distribuídos da região ilhada estão operando próximos da máxima potência nominal  $P_{máx}$ , no entanto, nem sempre BCs desta capacidade serão necessários. Por exemplo, se a medição de  $\Delta Q$  real estiver próxima dos limites  $Q_{ZND-}$  e  $Q_{ZND+}$ , então não há necessidade de inserir tanta potência reativa para causar o desbalanço, além de que altos valores de BCs podem causar níveis de sobretensão indesejados. Portanto, uma vez que as medições de  $\Delta Q$  são conhecidas, a estratégia de dimensionamento dos BCs pode ser determinada através das Equações 3.3 e 3.4.

$$\begin{aligned} \text{Se } P_{máx} \cdot Q_{ZND-} < \Delta Q \leq 0 \text{ insira } Q_{BC1}, \\ \text{sendo que } Q_{BC1} > P_{máx} \cdot Q_{ZND+} \end{aligned} \quad (3.3)$$

$$\begin{aligned} \text{Se } 0 < \Delta Q < P_{máx} \cdot Q_{ZND+} \text{ insira } Q_{BC1} \text{ e } Q_{BC2}, \\ \text{em que } Q_{BC2} > P_{máx} \cdot |Q_{ZND-}|. \end{aligned} \quad (3.4)$$

Assim, com o método para determinação da potência de três diferentes bancos de capacitores, é possível variar a potência e local de conexão dos BCs com finalidade de observar os impactos no risco de não detecção de ilhamento.

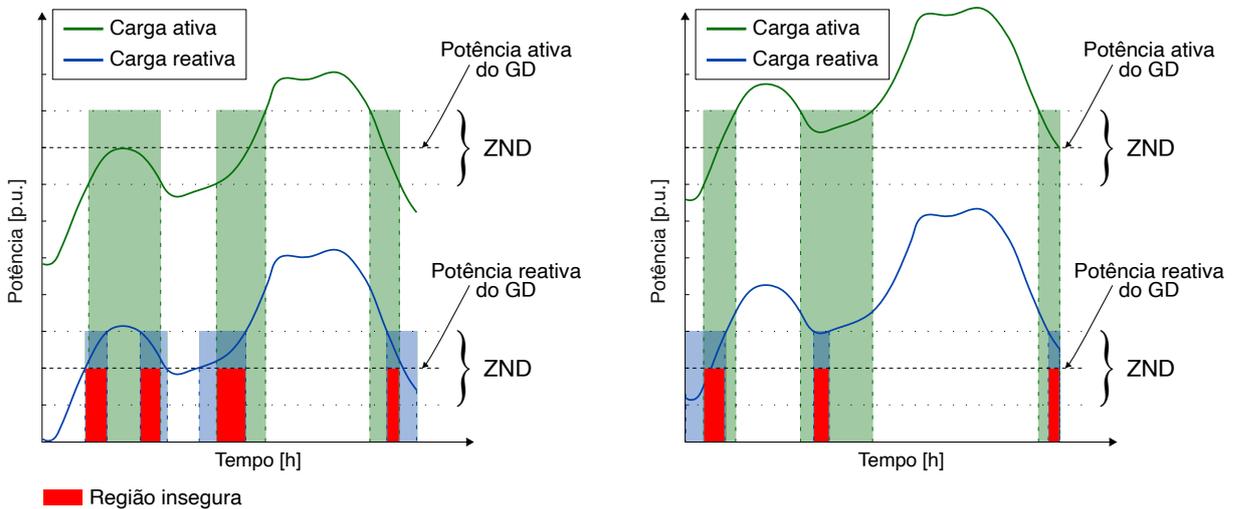
### 3.6.2 Intervenção com variação de religadores automáticos

Conforme apontado e detalhado na Seção 2.5, os religadores automáticos são equipamentos amplamente utilizados por concessionárias de energia elétrica, e atuam como dispositivos de proteção de seccionamento e religamento de um circuito seguindo um ajuste de curvas de tempo em função da corrente.

A proposta de alocação de RELs mais afastados ou mais próximos eletricamente do gerador distribuído busca avaliar o impacto da posição deste equipamento no que diz respeito à detecção do ilhamento. A ideia principal é a de formar ilhas com diferentes carregamentos através da variação do local de abertura.

O comportamento esperado através da utilização de RELs alocados estrategicamente é ilustrado na Figura 3.8. Na Figura 3.8.a, as curvas de demanda ativa e reativa, medidas em um certo ponto de abertura, fazem com que o sistema opere em vários períodos do dia dentro da ZND, pois os valores demandados pela carga são muito próximos com os valores fornecidos pelo GD. Já na Figura 3.8.b, é ilustrada a condição em que o local do ponto de abertura é à montante do ponto de abertura anterior, o que ocasiona mais cargas envolvidas na parcela ilhada e, conseqüentemente, valores mais elevados na demanda de potência ativa e reativa,

o que causa valores de  $\Delta P$  e  $\Delta Q$  maiores e, conseqüentemente, reduz o tempo de operação dentro da ZND. Na Figura 3.8, a região verde representa os períodos em que a demanda de potência ativa apresenta valores muito similares à potência ativa injetada pelo GD. Já a região azul representa esta mesma informação mas em relação a potência reativa. A região insegura se forma quando os retângulos azul e verde estão sobrepostos.



**Figura 3.8:** a. Curvas de demanda lidas em um religador automático; b. Curvas de demanda lidas em um religador automático à montante do anterior.

Fonte: Elaborada pela autora.

A partir do comportamento esperado exposto anteriormente, a proposta de variar o posicionamento de religadores automáticos tem um objetivo simples e direto: formar ilhas elétricas com diferentes demandas de potência ativa e reativa e, assim, avaliar novas sugestões de posicionamento levando em consideração o risco de não detecção de ilhamento. Os locais sugeridos para variação do religador automático englobam desde a barra 805 até a barra 819, dessa forma sendo possível avaliar localizações à montante e à jusante da posição original.

Os estudos correlatos observados abrangem a alocação de religadores automáticos objetivando elevar a confiabilidade da rede. Nesta dissertação essa frente de estudo não será avaliada, no entanto, para todos os casos serão verificados se os níveis de tensão respeitam as normas nacionais de qualidade da energia elétrica. Outra questão em relação ao REL é em relação ao princípio de coordenação, pois conforme o elemento é reposicionado ao longo do ramal, isso exige uma avaliação para garantir que sua função primária de interrupção de faltas será adequadamente executada. A construção deste trabalho abrange a questão de ilhamento portanto estudos de coordenação não estão inclusos no escopo dessa dissertação.

### 3.6.3 Intervenção a partir da reconfiguração de rede

A premissa atual para aplicação de reconfiguração de rede tem como objetivo a minimização de perdas técnicas, conforme abordado e descrito na Seção 2.6. No entanto, a característica que melhor se alinha com o propósito deste trabalho é justamente a característica de alternância das chaves com objetivo de alterar a topologia da rede.

A reconfiguração de rede figura como uma possibilidade para criação de ilhas diferentes através de pontos de aberturas distintos, semelhante ao ilustrado na Figura 2.4 em que, a depender de qual REL ocasiona o ilhamento, a ilha formada tem características únicas visto que as cargas situadas dentro da porção ilhada do sistema elétrico serão alteradas e, conseqüentemente, os desbalanços de potência ativa e reativa.

O comportamento esperado com a aplicação da reconfiguração de rede é bastante similar ao esperado para religadores automáticos, conforme ilustrado na Figura 3.8 em que a mudança do ponto de abertura tem como consequência a alteração do desbalanço de potência ativa e reativa. No entanto, este comportamento depende das características das cargas inseridas na região ilhada, por exemplo: caso as cargas atendam a variados perfis de carga, cada ponto de abertura terá uma curva de desbalanço, além do deslocamento causado pelo montante de cargas ilhadas.

Neste trabalho, a aplicação da reconfiguração de rede será com objetivo de alterar o ramal conectado ao GSD. Tal execução será detalhadamente descrita no Capítulo 4. Para avaliação da aplicabilidade desta intervenção, serão avaliados tanto o risco de não detecção de ilhamento, quanto as perdas elétricas ao longo do ramal para cada um dos casos avaliados, sendo estes os índices balizadores do estudo neste caso.

# Capítulo 4

## Resultados e Discussões

Neste capítulo, diversos casos de intervenções topológicas são apresentados para análise de risco de não detecção de ilhamento, de acordo com os métodos propostos em 3.6. Todos os casos elaborados serão apresentados juntamente com a ZND associada à estes, na sequência a curva de carga previamente selecionada será aplicada no sistema deste caso para obtenção dos desbalanços de potências ativa e reativa. A partir destas informações, é possível determinar o risco de não detecção associado a cada um dos casos propostos.

A aplicação da curva de carga no sistema base no OpenDSS permite a obtenção dos valores de tensão em cada barra ao longo das 24 h avaliadas, neste caso o barramento que apresentou maior valor de tensão foi B800 com valor de 1,03 p.u. e a menor tensão foi medida no barramento B819 com valor de 0,97 p.u.

Os ajustes adotados nesta dissertação para as funções de proteção que compõem o sistema anti-ilhamento são apresentados na Tabela 4.1. Esses ajustes foram definidos de forma a respeitar os requisitos de suportabilidade definidos na norma IEEE 1547-2018 (IEEE, 2018), que estabelece as condições para as quais geradores distribuídos devem permanecer operando mesmo na ocorrência de eventos que causem perturbações de tensão e frequência.

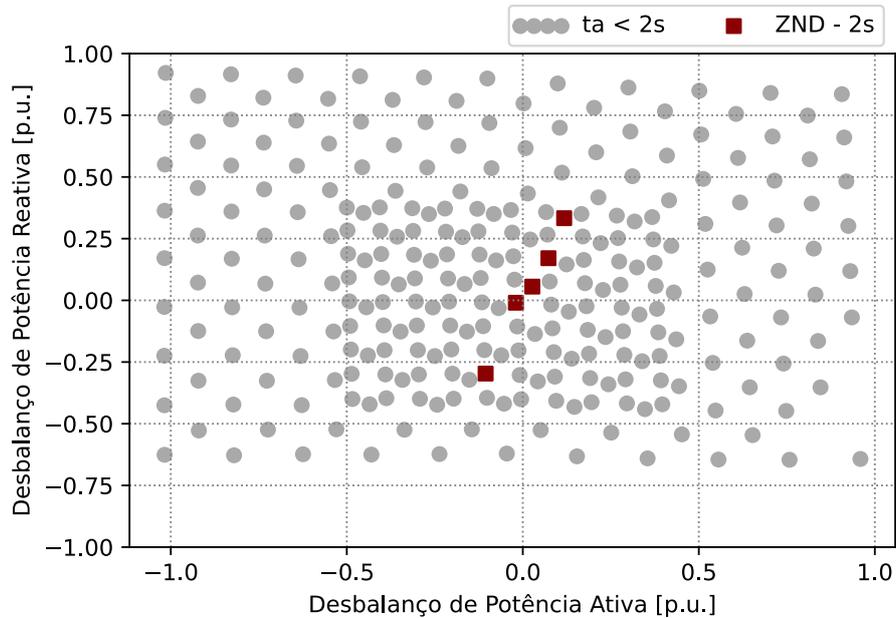
**Tabela 4.1:** Ajuste das funções de proteção anti-ilhamento.

<i>Proteção</i>	<i>Ajuste</i>	<i>Temporização</i>
27	0,5 p.u.	250 ms
59	1,2 p.u.	250 ms
81U	57 Hz	250 ms
81O	63 Hz	250 ms

Fonte: Elaborada pela autora.

Com o sistema de proteção anti-ilhamento ajustado, torna-se possível a obtenção da ZND do sistema base (Figura 3.2) utilizando o método exposto na Seção 3.4. Conforme previamente descrito, o algoritmo cria diversos casos de desbalanço de potência ativa e reativa, a fim de avaliar uma gama de cenários operativos. Para o sistema base, 269 cenários foram criados e 266 deles foram considerados adequados, ou seja: a simulação pôde ser executada completamente e os índices de tensão respeitaram os índices limitantes. Diante disto, na Figura 4.1 é ilustrada a ZND obtida, sendo que os pontos cinzas representam cenários operativos para os quais a

detecção do ilhamento ocorre em até 2 segundos e os pontos vermelhos são os cenários para os quais a detecção não ocorre dentro deste período estipulado. É relevante destacar que a variação de  $\Delta Q$  tem seu limite inferior determinado pela potência do capacitor presente na ilha, dessa forma, varia de acordo com o caso em análise. Além disso, o ilhamento é ocasionado pela abertura do REL<sub>2</sub>.



**Figura 4.1:** Zona de não detecção do caso base.

Fonte: Elaborada pela autora.

Na sequência, é possível utilizar os pontos extremos da ZND para serem empregados como limites de um retângulo, de forma a determinar uma região de insegurança de atuação do sistema de proteção. Esta estimativa tem um perfil conservador pois engloba cenários operativos para os quais a detecção ocorre. No entanto, para o propósito do estudo de risco é uma alternativa interessante, pois facilita a determinação se um ponto operativo está ou não no interior da ZND. Para o caso base, os valores limitantes da ZND são:

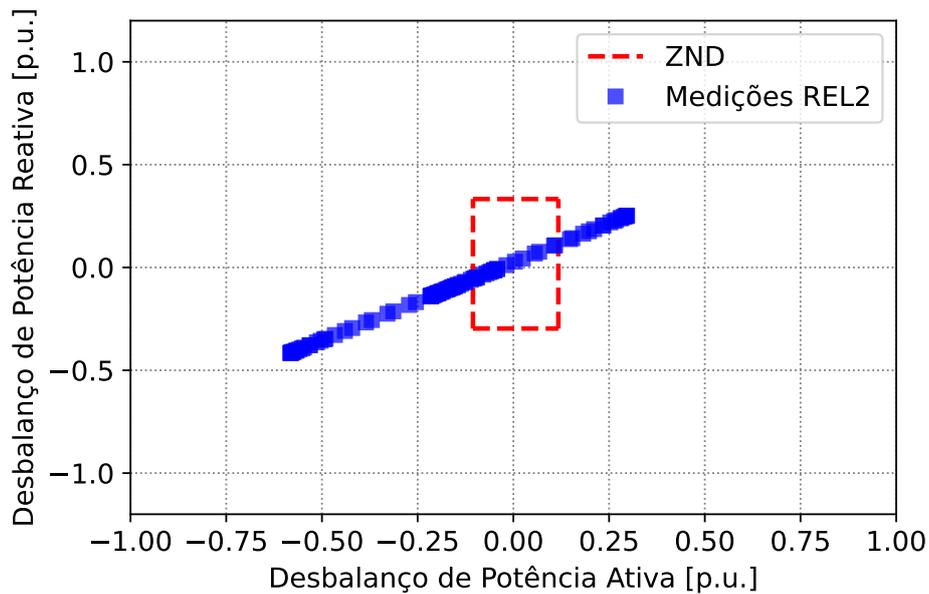
$$P_{ZND-} = -0,1056 \text{ p.u.}$$

$$P_{ZND+} = 0,1175 \text{ p.u.}$$

$$Q_{ZND-} = -0,297 \text{ p.u.}$$

$$Q_{ZND+} = 0,3328 \text{ p.u.}$$

Com a determinação destes limites, o retângulo limitante pode ser elaborado em um gráfico juntamente com os desbalanços de potência obtidos na aplicação da curva de carga (Figura 3.3) no sistema base, de forma que os cenários operativos localizados no interior do retângulo são considerados cenários em que há o risco de não detecção do ilhamento, conforme ilustrado na Figura 4.2.



**Figura 4.2:** Cenários com risco de não detecção de ilhamento do caso base.

Fonte: Elaborada pela autora.

De acordo com a Figura 4.2, dos 96 pontos que compõem a curva de carga, ao serem aplicados no sistema do caso base, 18 desses pontos se encontram localizados no interior do retângulo, ou seja: utilizando a Equação 3.1, determina-se que o risco de não detecção do ilhamento, que nesta dissertação se refere ao tempo de operação dentro da ZND, no caso base é de 18,75%. Adicionalmente, as perdas elétricas totalizadas ao longo das 24 h de operação da curva de carga no sistema base são de 6,69 MW.

A partir da determinação do risco associado ao caso base, possibilita-se a aplicação das intervenções topológicas com objetivo de reduzir o risco de não detecção do ilhamento. As seções a seguir contém os resultados obtidos para cada uma das alternativas propostas além de avaliações críticas dos impactos que cada uma dessas traz ao sistema elétrico em estudo.

#### 4.1 Avaliação da intervenção topológica com banco de capacitores

Na Seção 3.6.1, é apresentado o método proposto em Bejmert & Sidhu (2014) para a determinação de bancos de capacitores, sendo que este serve para sistemas elétricos com geradores síncronos, GBIs e mesmo para sistemas com geração distribuída híbrida. As equações do artigo foram desenvolvidas para que por meio das medições de desbalanço de potência reativa seja avaliada qual é a equação adequada para determinar a capacidade do BC a ser inserido. No entanto, para o presente trabalho, com objetivo de uma avaliação mais ampla serão utilizadas as

três equações propostas pelos autores, determinando assim três capacidades diferentes de bancos de capacitores. É importante ressaltar que as simulações para obtenção da ZND e medição dos desbalanços de potência são realizadas considerando a abertura do REL<sub>2</sub>.

#### 4.1.1 Caso 1

A determinação do banco de capacitores que compõem o Caso 1 é realizada através da Equação 3.4, sendo:

$$Q_{BC_{C1}} > P_{m\acute{a}x} \cdot |Q_{ZND-}|$$

Em que:

- $Q_{BC_{C1}}$  é a potência do capacitor no Caso 1;
- $P_{m\acute{a}x}$  é a potência máxima fornecida pelo gerador distribuído em p.u., como neste trabalho considera-se que o GSD opera com fator de potência unitário, a potência máxima é a própria capacidade do gerador de 1,112MW, ou seja, 1 p.u.;
- $Q_{ZND-}$  é o limite inferior da ZND do caso base para o eixo das ordenadas em Mvar, sendo este valor de -0,297 p.u. (Figura 4.1), através da potência base, assume-se o valor de -0,3302 Mvar.

Aplicando estes valores na Equação 3.4, obtém-se:

$$Q_{BC_{C1}} > 1 [p.u.] \cdot |-0,3302| [Mvar]$$

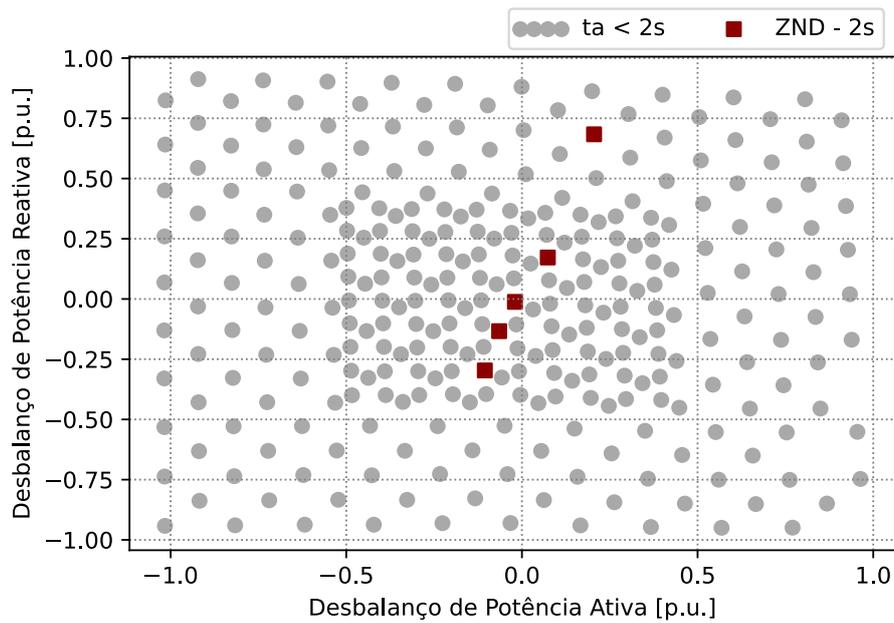
$$Q_{BC_{C1}} > 0,3302 [Mvar]$$

$$Q_{BC_{C1}} > 330 \text{ kvar}$$

Diante desta condição, a potência do banco de capacitores determinada é de 340 kvar. É importante destacar que este não é um valor aplicado comercialmente, visto que este é um estudo de caráter teórico e o objetivo principal é de explorar metodologias, sem intenção de replicar fielmente o que é praticado no mercado.

Após a determinação da potência, o banco de capacitores foi conectado à barra 817 do sistema base (Figura 3.2), exatamente no mesmo local de onde o BC nativo do sistema de 750 kvar já está conectado. Neste cenário elaborado para o Caso 1 há, no interior da ilha, uma potência total injetada de 1090 kvar.

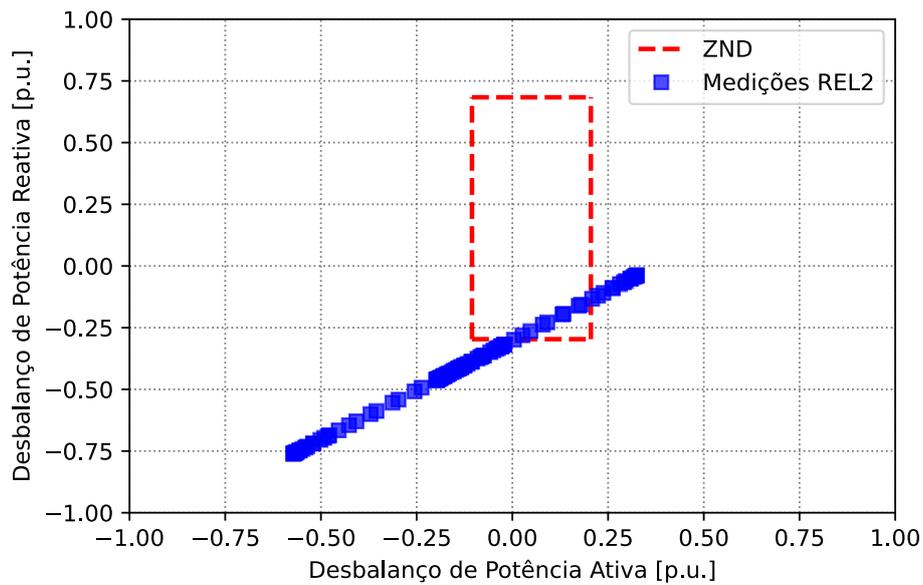
Na sequência, bem como para o cenário base, a ZND deste caso foi obtida através de diversas simulações, conforme exposto na Figura 4.3.



**Figura 4.3:** Zona de não detecção do Caso 1 - BC de 340 kvar.

Fonte: Elaborada pela autora.

Conhecendo os limites da ZND, é possível traçar o retângulo bem como feito para o caso base e, com uso do OpenDSS, obter os desbalanços de potência para o Caso 1 com aplicação da curva de carga. Essa etapa permite a determinação do risco de não detecção atrelado a este caso em estudo. A Figura 4.4 contém a representação destas informações.



**Figura 4.4:** Cenários com risco de não detecção de ilhamento do Caso 1.

Fonte: Elaborada pela autora.

Avaliando as Figuras 4.3 e 4.4, é possível destacar alguns pontos: o primeiro deles é em relação à ZND, em que ao comparar com a ZND do caso base observa-se que ambas contêm apenas 5 pontos de não detecção, porém no Caso 1 esses pontos são mais distantes entre si, o que torna o retângulo representado na Figura 4.4 maior comparativamente. Em relação aos desbalanços de potência, percebe-se que há um deslocamento dos pontos no eixo das ordenadas que é, justamente, onde são observadas as alterações relativas ao desbalanço de potência reativa expressando o impacto da inserção do capacitor. Do ponto de vista da detecção do ilhamento, há uma redução expressiva visto que para o Caso 1 este valor é de 8,33% (8 de 96 casos) e para o Caso Base é de 18,75%, ou seja, mesmo que a área da ZND seja maior, o deslocamento dos pontos em decorrência da conexão de  $BC_{C1}$  ocasiona esta redução. Ademais, as perdas elétricas ao longo das 24 h de operação totalizam 6,663 MW, apresentando redução de 0,36% em relação ao caso base.

Em relação ao nível de tensão, os valores máximo e mínimo medidos foram 1,043 p.u. e 0,955 p.u. nas barras 820 e 808, respectivamente.

#### 4.1.2 Caso 2

Para o Caso 2, a determinação do banco de capacitores a ser inserido é realizada com utilização da Equação 3.3:

$$Q_{BC_{C2}} > P_{m\acute{a}x} \cdot Q_{ZND+}$$

Sendo que,  $P_{m\acute{a}x}$  tem valor de 1 p.u.; e  $Q_{ZND+}$  é o limite superior do eixo das ordenadas da ZND do caso base, cujo valor é de 0,3328 p.u. ou 0,3700 Mvar. Aplicando estes valores, obtém-se:

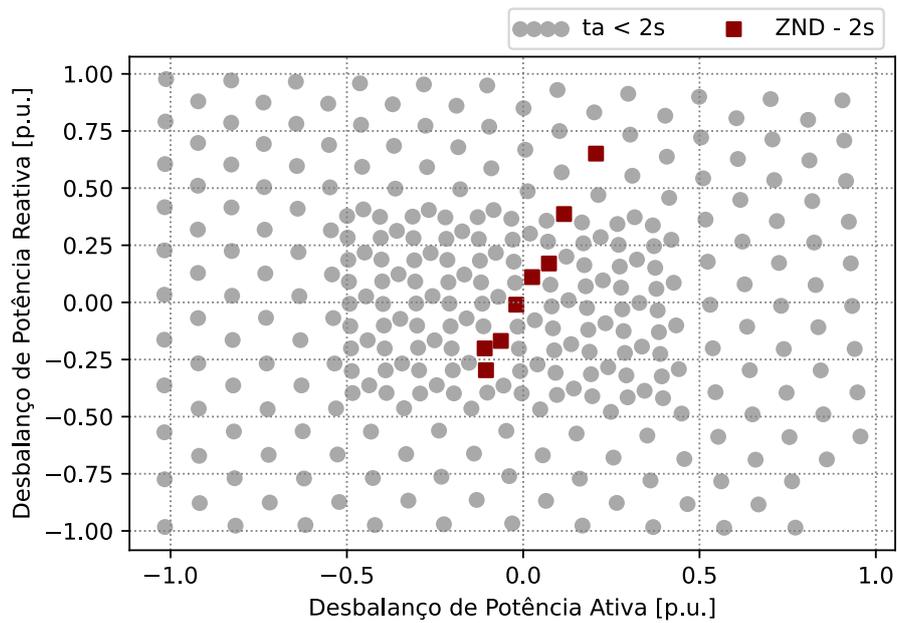
$$Q_{BC_{C2}} > 1 [p.u.] \cdot | - 0,3700 | [Mvar]$$

$$Q_{BC_{C2}} > 0,37 [Mvar]$$

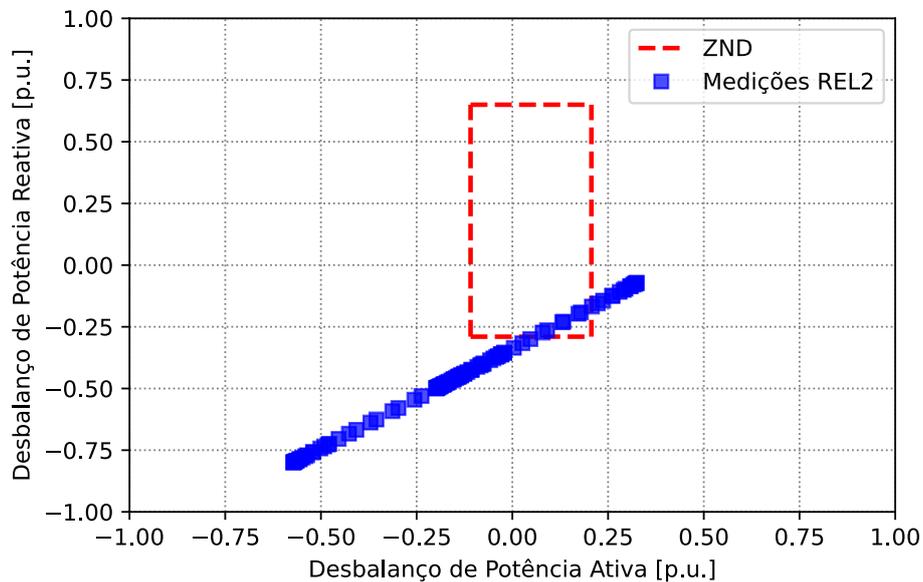
$$Q_{BC_{C2}} > 370 \text{ kvar}$$

O valor selecionado para o BC do Caso 2 foi de 380 kvar. Este elemento foi adicionado à barra 817 juntamente com o BC nativo do sistema de 750 kvar, totalizando uma injeção de potência reativa de 1130 kvar. Bem como nos casos anteriores, após a obtenção da ZND, apresentada na Figura 4.5, esta foi representada como um retângulo juntamente com os desbalanços de potência medidos pelo OpenDSS para cálculo do risco de não detecção de ilhamento, conforme apresentado na Figura 4.6.

Observando a Figura 4.5, é notável que a ZND é composta por mais pontos operativos que os casos anteriores, porém em valores absolutos a área da ZND é praticamente a mesma do



**Figura 4.5:** Zona de não detecção do Caso 2 - BC de 380 kvar.  
Fonte: Elaborada pela autora.



**Figura 4.6:** Cenários com risco de não detecção de ilhamento do Caso 2.  
Fonte: Elaborada pela autora.

Caso 1 e maior que a do Caso Base, comparativamente. Em relação ao risco de não detecção, há uma alteração relevante: a potência injetada por BC<sub>C2</sub> causa um deslocamento ligeiramente mais expressivo do que o Caso 1, mas que é o suficiente para que o risco de não detecção de ilhamento seja de 6,25% com 12 dos 96 pontos localizados no interior da região insegura. Este

valor é inferior ao índice de risco de 18,75% do Caso Base e 8,33% do Caso 1.

Em relação às perdas elétricas, o valor ao longo das 24 h avaliadas é de 6,66 MW o que indica uma redução de 0,40% em relação ao caso base em estudo. E acerca do perfil de tensão, o valor máximo foi medido na barra 820 sendo 1,045 p.u. e o mínimo, registrado na barra 816 cujo valor foi de 0,968 p.u.

### 4.1.3 Caso 3

Finalmente, a Equação 3.2 é utilizada para determinação do banco de capacitores que será elemento componente do Caso 3, sendo:

$$Q_{BC_{C3}} > P_{máx} \cdot Q_{ZND+} + P_{máx} \cdot |Q_{ZND-}|$$

Aplicando os valores já descritos anteriormente, obtém-se:

$$Q_{BC_{C3}} > 1 [p.u.] \cdot |-0,3302| [Mvar] + 1 [p.u.] \cdot |-0,3700| [Mvar]$$

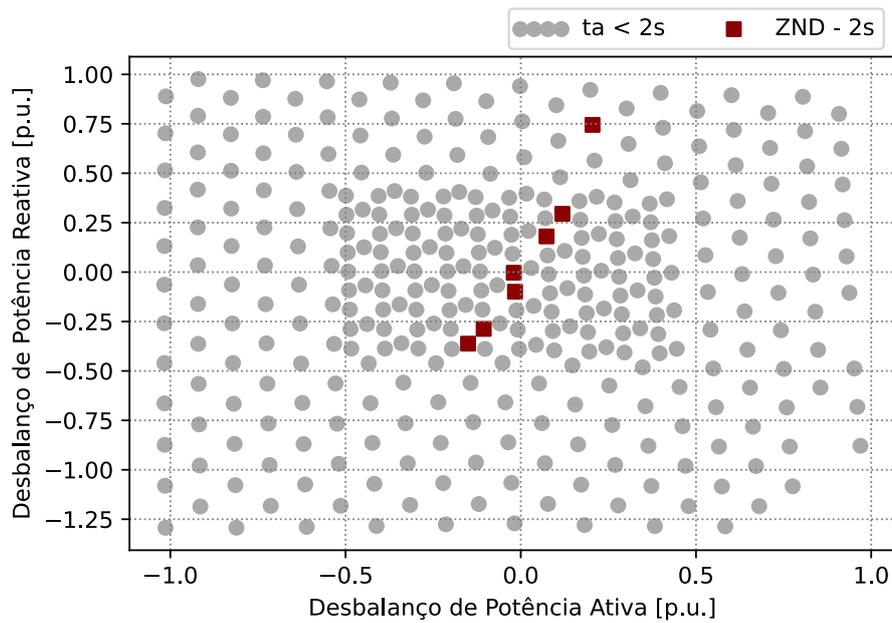
$$Q_{BC_{C3}} > 0,700 [Mvar]$$

$$Q_{BC_{C3}} > 700 \text{ kvar}$$

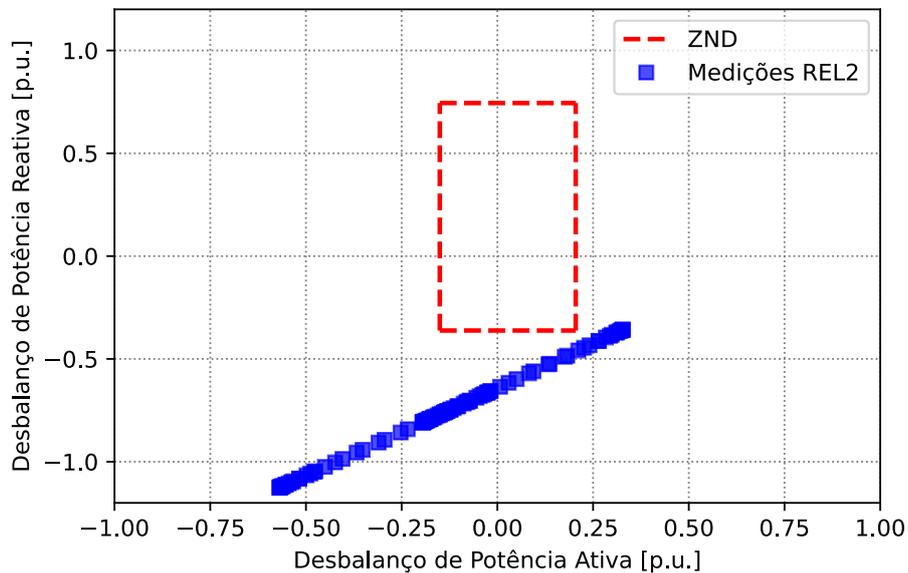
O valor escolhido para  $BC_{C3}$  foi de 710 kvar, reforçando o caráter apenas teórico dos estudos dessa dissertação. A conexão deste elemento, bem como realizado anteriormente, ocorre na barra 817. A ZND obtida para o Caso 3 é apresentada na Figura 4.7, já o retângulo como área abrangida pela ZND e os desbalanços de potência para determinação do risco são representados na Figura 4.8.

A ZND do Caso 3 contém apenas 7 casos operativos e o retângulo que pode ser construído a partir dos limites da ZND é o de maior área dentre os casos avaliados. Analisando a Figura 4.8, é possível observar que a capacidade do BC conectado causa um impacto expressivo nos desbalanços de potência reativa do sistema elétrico, fazendo com que todos os pontos operativos estejam localizados no exterior da zona insegura, ou seja, o risco de não detecção de ilhamento neste caso é zero. No que tange as perdas elétricas, estas têm valor de 6,793 MW, representando um aumento de 1,5% em relação ao Caso Base.

O nível de tensão de todas as barras foi monitorado ao longo dos 96 pontos operativos e em todos eles a tensão se manteve entre os limites considerados como adequados de operação, sendo que o valor máximo de tensão foi medido na barra 820 cujo valor foi de 1,049 p.u. e o mínimo foi medido na barra 816 com valor de 0,975 p.u. Ou seja: o risco de não detecção é de 0%, a função primária do banco de capacitores foi exercida e as perdas elétricas apresentaram um pequeno valor de aumento em relação ao Caso Base. Por estas razões, o  $BC_{C3}$  é o elemento escolhido para a continuidade dos estudos que visa avaliar o impacto do local de conexão no risco de ilhamento, como será apresentado na subseção seguinte.



**Figura 4.7:** Zona de não detecção do Caso 3 - BC de 710 kvar.  
Fonte: Elaborada pela autora.



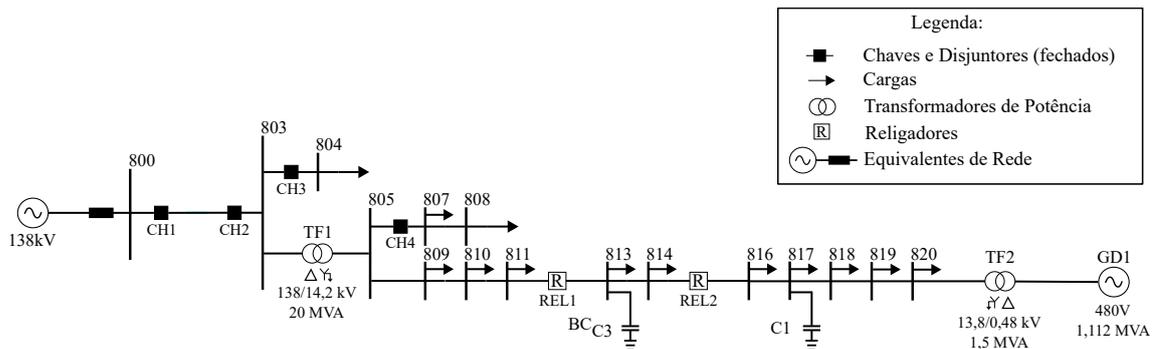
**Figura 4.8:** Cenários com risco de não detecção de ilhamento do Caso 3.  
Fonte: Elaborada pela autora.

#### 4.1.4 Caso 4

Os resultados obtidos nas Subseções 4.1.1, 4.1.2 e 4.1.3 indicam que a adição de um BC de 710 kvar no interior da região a ser ilhada reduziu a zero o risco de não detecção de ilhamento

através do aumento do desbalanço, principalmente, de potência reativa. Diante disso, esta subseção é construída com intuito de avaliar se a inserção deste equipamento em um barramento à montante do religador e, conseqüentemente, do ponto de medição do desbalanço de potência causa alteração nos resultados.

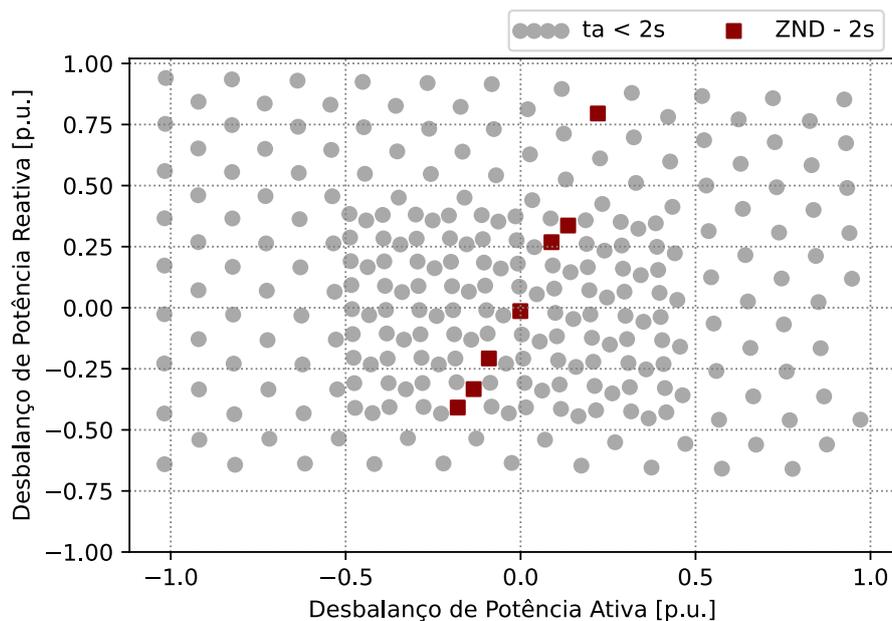
Neste caso, o  $BC_{C3}$  é conectado à barra 813 enquanto o capacitor nativo do sistema permanece na barra 817. A topologia do sistema após essa alteração é ilustrado na Figura 4.9.



**Figura 4.9:** Representação do sistema elétrico após alteração do  $BC_{C3}$ .

Fonte: Elaborada pela autora.

Do mesmo modo como realizado para os demais casos, foram executadas simulações computacionais para obtenção da ZND, apresentada na Figura 4.10. Como pode ser observado, a ZND para 2 segundos de detecção é composta por 7 pontos também referenciados como cenários de operação.



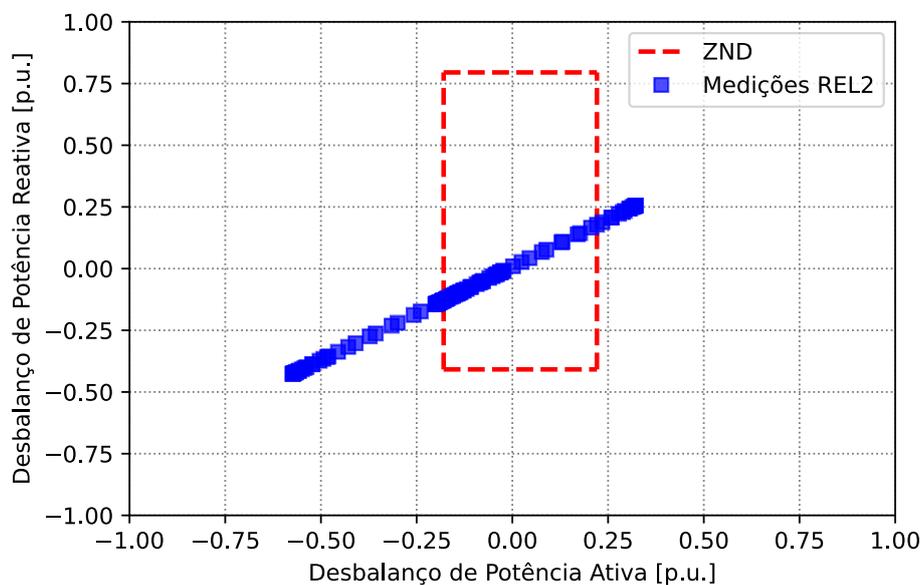
**Figura 4.10:** Zona de não detecção do Caso 4 - BC de 710 kvar.

Fonte: Elaborada pela autora.

O retângulo construído a partir dos pontos mais extremos da ZND resultam na maior área abrangida dentre todos os casos avaliados, conforme apresentado na Figura 4.11. Através da análise das medições de desbalanço de potência, é possível concluir que a inserção do BC<sub>C3</sub> à montante do REL<sub>2</sub> tem como consequência medições de desbalanço exatamente iguais às do Caso Base (Figura 4.2).

Esse comportamento ocorre pela seguinte razão: na ocasião em que o BC<sub>C3</sub> é conectado no interior da ilha, há excesso de reativos e esses reativos passam pelo REL<sub>2</sub> em direção à concessionária, por isso há um deslocamento nos desbalanços de potência ativa e reativa, conforme ilustrado na Figura 4.8. Já na presente ocasião simulada no Caso 4, não há esse fluxo de potência reativa pelo religador 2, ou seja, do ponto de vista do REL<sub>2</sub>, o BC<sub>C3</sub> estar conectado à montante é semelhante a este não estar conectado à rede.

Em relação ao risco de não detecção de ilhamento, o Caso 4 apresenta valor de 21,87% (21 de 96 pontos), sendo o maior valor dentre os casos avaliados. No que tange as perdas elétricas, este é justamente o caso com menor valor, totalizando 6,587 MW ao longo das 24 h. Ou seja, para o método construído apresentar efeitos em relação à detecção de ilhamento, é necessário que o BC se encontre alocado no interior da região ilhada.



**Figura 4.11:** Cenários com risco de não detecção de ilhamento do Caso 4.

Fonte: Elaborada pela autora.

#### 4.1.5 Conclusões Parciais

Após a construção dos 4 casos e obtenção das informações relevantes para o estudo em realização, é possível compilar os dados de forma concisa na Tabela 4.2. A Tabela 4.2 contém informações de perdas elétricas e risco de não detecção de ilhamento, sendo que o maior valor de perdas foi atribuído como 100% e os demais foram representados com base neste referencial.

**Tabela 4.2:** Informações acerca dos casos analisados.

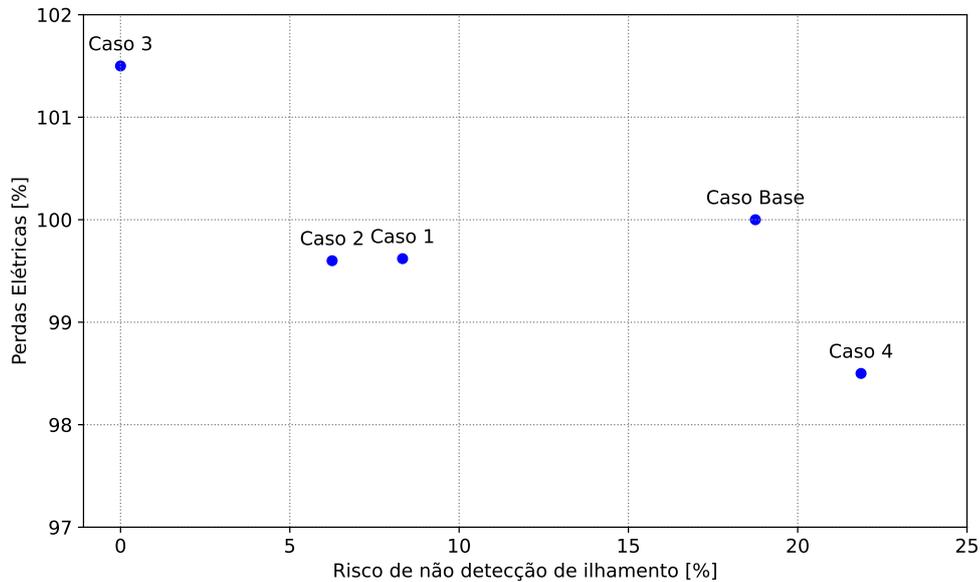
<i>Caso</i>	<i>Perdas Elétricas [MW]</i>	<i>Perdas Elétricas [%]</i>	<i>Risco de não detecção de ilhamento [%]</i>
Base	6,687	100	18,75
1	6,662	99,62	8,33
2	6,661	99,60	6,25
3	6,790	101,5	0
4	6,587	98,5	21,87

Fonte: Elaborada pela autora.

Outra forma de expor e visualizar os dados da Tabela 4.2 é através de um gráfico, conforme elaborado na Figura 4.12. Através da leitura dos dados, é possível observar que a relação entre perdas elétricas e risco não segue uma regra ou mesmo proporção. Os dados também indicam que a necessidade de uma tomada de decisão, visto que o caso com menor índice de risco de detecção de ilhamento não é o caso com menor valor de perdas elétricas, ou seja, cada sistema elétrico demandará uma decisão que esteja alinhada com as suas próprias necessidades e requisitos.

No entanto, de forma geral, o Caso 3 se destaca por apresentar um valor nulo de risco de não detecção de ilhamento, ou seja, ao longo das 24 h de operação nenhum ponto operativo corre risco de operar em condição ilhada, no entanto, é a situação com mais elevado valor de perdas elétricas. Já o caso 4, apresenta um valor menor de perdas elétricas, porém o risco de não detecção é o maior dentre todos os casos avaliados.

Outra conclusão possível é acerca da função primária dos BCs, visto que para todos os casos avaliados a tensão nas barras do sistema elétrico permaneceram dentro dos limites adequados de operação, de forma que sua influência sobre o risco de não detecção de ilhamento não prejudica os níveis de tensão das barras em análise para os cenários estudados.



**Figura 4.12:** Representação gráfica das informações dos casos analisados.

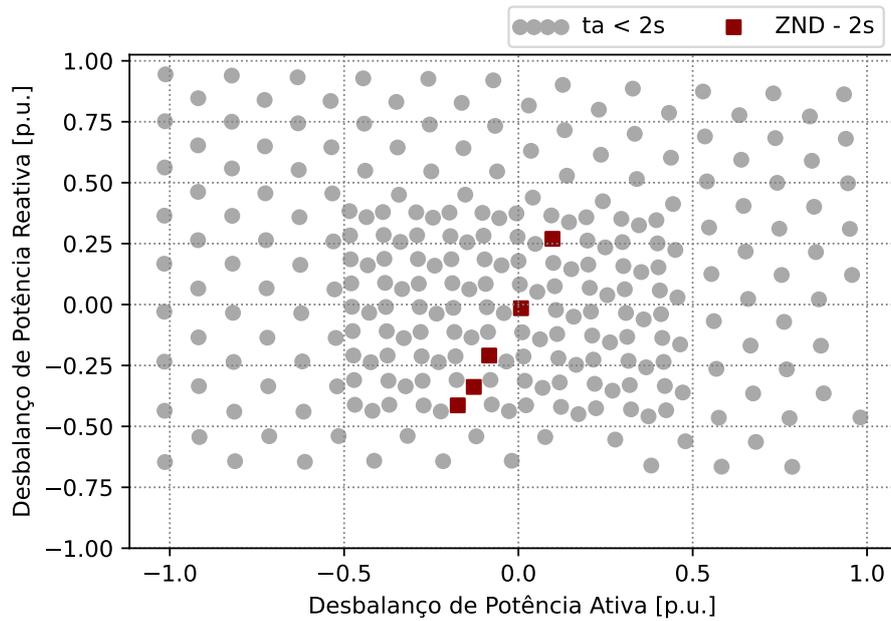
Fonte: Elaborada pela autora.

## 4.2 Avaliação da intervenção topológica com religadores automáticos

A Seção 3.6.2 descreve os princípios que embasam a proposta dessa intervenção: a formação de ilhas com diferentes níveis de carga visto que cada local de abertura engloba distintas barras. A presente seção tem como objetivo variar o ponto de abertura e, inicialmente, comparar a ZND obtida com a ZND do Caso Base, e na sequência o cálculo de risco será realizado para cada um destes pontos. É relevante destacar que a topologia do sistema segue o exposto na Figura 3.2, em que há apenas o BC de 750 kvar no interior da região ilhada.

### 4.2.1 Caso 5

Para a elaboração do Caso 5, o ponto de abertura e, conseqüentemente, causa da ocorrência do ilhamento é o  $REL_1$ , conectado às barras 811 e 813 (ver Figura 3.2). Este elemento se encontra à montante do  $REL_2$ , ponto de abertura do Caso Base, então é correto supor que os desbalanços  $\Delta P$  e  $\Delta Q$  medidos para este local serão mais elevados, uma vez que a ilha engloba um número maior de cargas. No entanto, a etapa que antecede esta medição via OpenDSS é a obtenção da ZND. As simulações foram realizadas de forma análoga aos casos anteriores e o resultado obtido é exposto na Figura 4.16.



**Figura 4.13:** Zona de não detecção do Caso 5 - Abertura de  $REL_1$ .

Fonte: Elaborada pela autora.

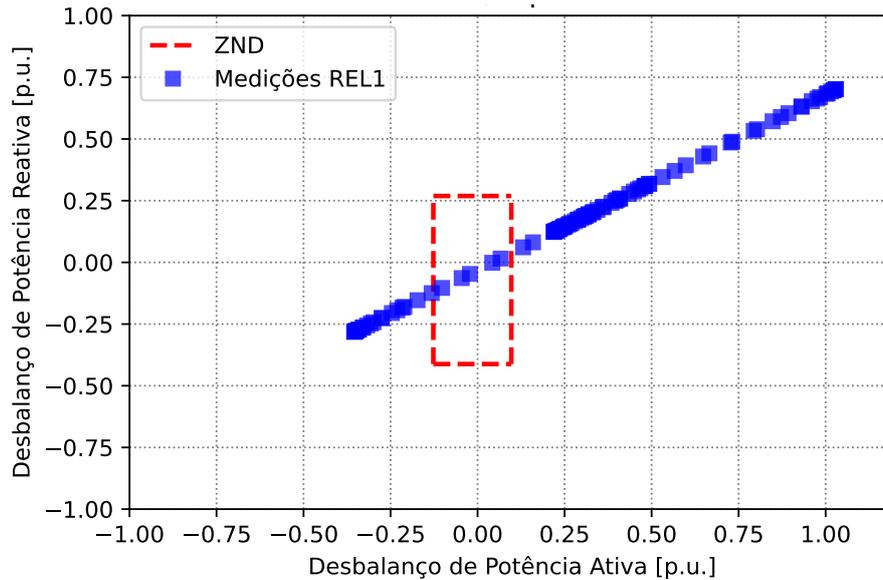
Bem como a ZND do Caso Base (4.1), a ZND do Caso 5 também é composta por 5 pontos operativos, apresentando certa similaridade. A semelhança entre estas ZNDs é melhor percebida através da comparação dos limites positivos e negativos, dados estes apresentados na Tabela 4.3. A análise dos dados através da tabela permite o levantamento das áreas retangulares correspondentes à região insegura de cada ZND, a área da ZND do Caso Base é 8% menor do que a área da ZND do Caso 5.

**Tabela 4.3:** Limites da ZND para Caso Base e Caso 5.

Limites da ZND	<i>Caso Base</i>	<i>Caso 5</i>
$P_{ZND+}$	0,1175 p.u.	0,097 p.u.
$P_{ZND-}$	-0,1056 p.u.	-0,127 p.u.
$Q_{ZND+}$	0,3328 p.u.	0,269 p.u.
$Q_{ZND-}$	-0,297 p.u.	-0,412 p.u.

Após obtenção da ZND, são utilizadas as medições exportadas do OpenDSS de desbalanço de potência no ponto de abertura  $REL_1$ . Essas informações bem como a representação do retângulo correspondente a este caso são expostos na Figura 4.14.

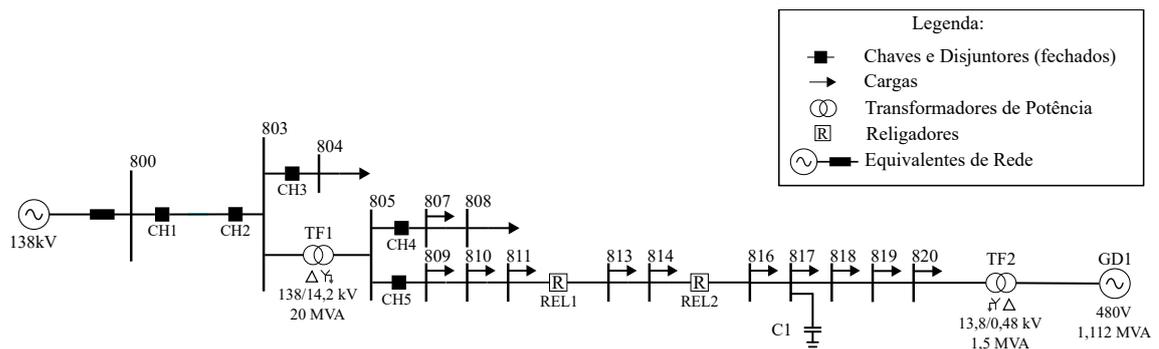
Para um ponto de abertura à montante do  $REL_2$  é esperado que o desbalanço de potência, principalmente, ativa apresente um deslocamento como pode ser observado na Figura 4.14 devido a maior quantidade de cargas presentes na região ilhada. Apesar de apresentarem regiões inseguras similares, os Casos Base e 5 se diferem expressivamente em relação ao risco de não detecção de ilhamento, visto que neste caso o risco é de 5,2%, apresentando cerca de 13% de redução em relação ao Caso Base.



**Figura 4.14:** Cenários com risco de não detecção de ilhamento do Caso 5.  
Fonte: Elaborada pela autora.

#### 4.2.2 Caso 6

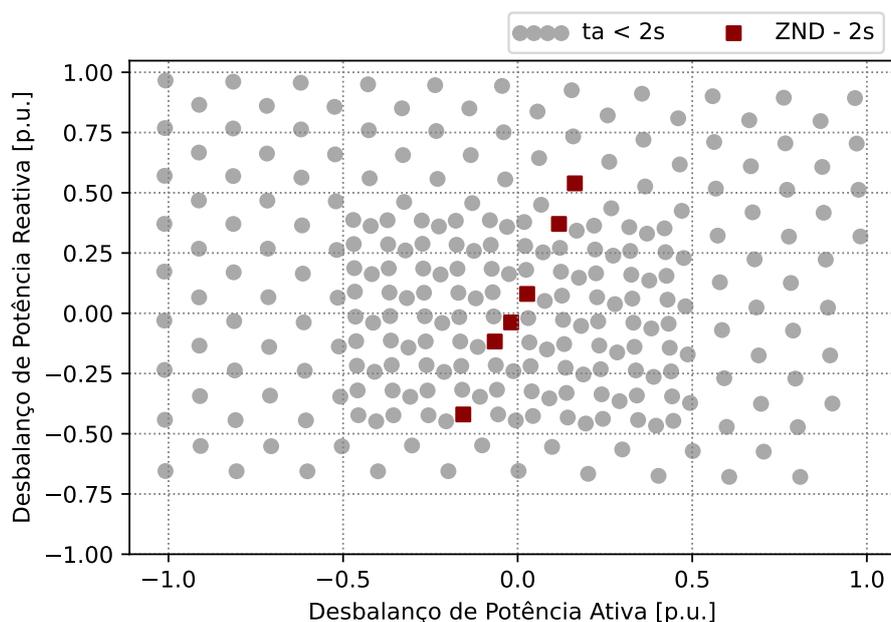
O Caso 6 foi elaborado com a inserção de um ponto de abertura à montante do REL<sub>1</sub>, considerando a chave CH<sub>5</sub> conectada entre as barras 805 e 809 conforme ilustrado na Figura 4.15. Bem como o caso anterior, a proposta é possibilitar a formação de uma ilha diferente e obter a ZND e risco para um ponto de abertura distinto. O posicionamento da chave em análise no sistema elétrico é ilustrado na Figura 4.15.



**Figura 4.15:** Representação do sistema elétrico após inserção de CH<sub>5</sub>  
Fonte: Elaborada pela autora.

Na Figura 4.16, é representada a ZND obtida para o Caso 6 através de simulações computacionais no ATP via Python. Neste caso em estudo, a ZND apresenta pontos mais distantes entre si do que no Caso Base, resultando em uma área de região insegura maior.

Na Tabela 4.4 são apresentados os índices limitantes da ZND do Caso Base e do Caso 6



**Figura 4.16:** Zona de não detecção do Caso 6 - Abertura de CH<sub>5</sub>.

Fonte: Elaborada pela autora.

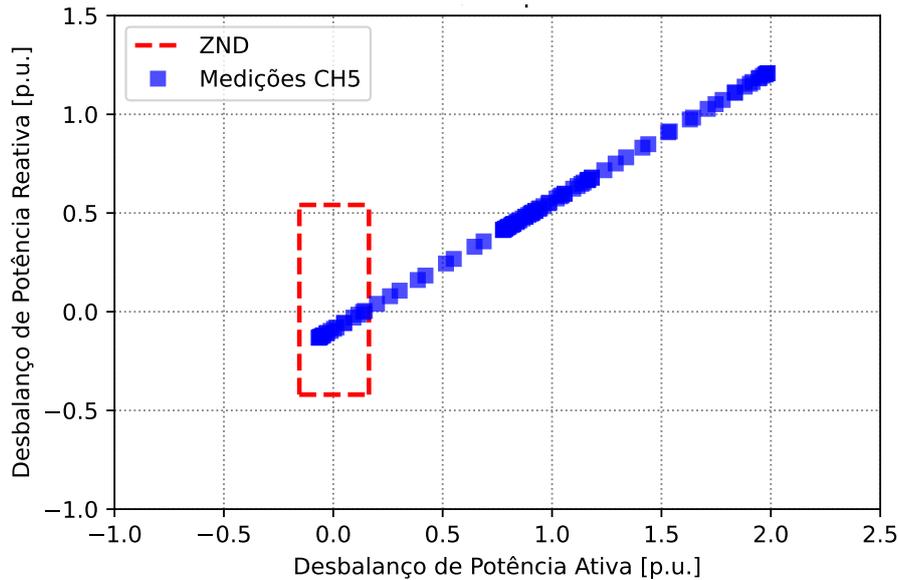
para comparação. Observa-se que no eixo Y, correspondente ao desbalanço de potência reativa, os limites apresentam valores maiores, o que resulta em uma área de região insegura 55% maior que a do Caso Base e 50% maior que a do Caso 6.

**Tabela 4.4:** Limites da ZND para Caso Base e Caso 6.

Limites da ZND	Caso Base	Caso 6
$P_{ZND+}$	0,1175 p.u.	0,163 p.u.
$P_{ZND-}$	-0,1056 p.u.	-0,1558 p.u.
$Q_{ZND+}$	0,3328 p.u.	0,541 p.u.
$Q_{ZND-}$	-0,297 p.u.	-0,42 p.u.

A partir dos limites da ZND, é possível traçar o retângulo correspondente à região insegura deste caso. Na Figura 4.17, são representados o retângulo e os desbalanços de potência medidos no ponto de abertura CH<sub>5</sub>. É notável o deslocamento dos pontos operativos no eixo X, relativo aos desbalanços de potência ativa, comportamento este esperado visto que o número de cargas que formam a ilha é o maior entre os casos simulados, chegando a 2 p.u. de desbalanço. Outro destaque é em relação ao risco de não detecção de ilhamento: 18 dos 96 pontos se encontram na região em que a detecção pode não ocorrer em até 2 segundos, representando cerca de 18,75% de risco.

Apesar do deslocamento expressivo, o risco do Caso 6 é exatamente o mesmo do Caso Base. Essa situação ocorre pois o perfil de carga escolhido caracteriza-se por uma sobreposição de cenários operativos nas extremidades, resultando em vários períodos posicionados no interior da região insegura.



**Figura 4.17:** Cenários com risco de não detecção de ilhamento do Caso 6.  
Fonte: Elaborada pela autora.

#### 4.2.3 Pontos de abertura ao longo do ramal

A presente seção tem como principal objetivo utilizar as ZNDs conhecidas dos três pontos de abertura do ramal ( $CH_5$ ,  $REL_1$  e  $REL_2$ ) para obter, de forma aproximada, o risco de não detecção de ilhamento para todos os possíveis locais de alocação de religadores automáticos ao longo do ramal em estudo.

O risco obtido é uma aproximação pois não serão geradas as ZNDs de todos os possíveis pontos de abertura levando em conta o tempo e demanda computacional para tal execução. O método aplicado neste trabalho considera que : a ZND da chave  $CH_5$  será aplicada para cálculo do risco dos locais entre as barras 809-810 e 810-811; a ZND de  $REL_1$  será aplicada para 813-814 e a ZND de  $REL_2$  terá sua aplicação para os trechos à jusante, sendo 816-817, 817-818 e 818-819. A premissa consiste em utilizar a ZND já estabelecida e gerada nos barramentos que se encontram à jusante do elemento em questão.

Essa estimativa é possível devido ao levantamento dos índices de  $\Delta P$  e  $\Delta Q$  obtidos para todos os locais de abertura através do OpenDSS, ou seja: a ZND utilizada é uma aproximação, mas o risco calculado é determinado através de medições adequadas em todos os pontos. Na Tabela 4.5, são expostos os riscos calculados para cada um dos barramentos.

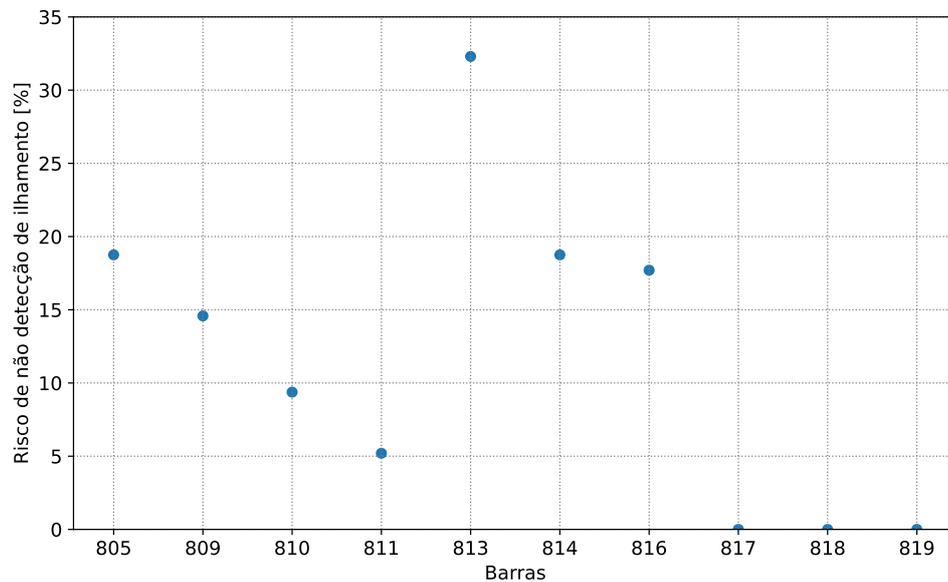
Os dados da Tabela 4.5 são apresentados graficamente na Figura 4.18. Analisando as informações expostas destaca-se o fato de que os pontos de abertura nas barras 816-817, 817-818 e 818-819 possuem risco de não detecção de 0%, sendo que isso ocorre devido ao fato de que a parcela de carga ilhada nestas condições possui valor expressivamente menor que a potência gerada pelo GSD. Essa situação possibilita a detecção do ilhamento para os 96 pontos

**Tabela 4.5:** Risco de não detecção de ilhamento para todas as barras do ramal.

<i>ZND aplicada</i>	<i>Ponto de abertura</i>	<i>Risco de não detecção de ilhamento [%]</i>
CH <sub>5</sub>	805	18,75
	809	14,58
	810	9,375
REL <sub>1</sub>	811	5,20
	813	33,3
REL <sub>2</sub>	814	18,75
	816	17,7
	817	0
	818	0
	819	0

Fonte: Elaborada pela autora.

operativos que compõem a curva de carga. Outra informação relevante é acerca dos trechos 811-812 e 813-814 em que a diferença de risco de não detecção de ilhamento é de 27,1% para trechos vizinhos, o que indica como o nível de carga demandada pode afetar os índices de detecção de ilhamento do sistema de proteção.

**Figura 4.18:** Representação do risco de não detecção para todas as barras do ramal.

Fonte: Elaborada pela autora.

#### 4.2.4 Conclusões parciais

A avaliação em relação ao impacto da localização de religadores automáticos sobre o risco de não detecção do ilhamento trouxe constatações relevantes para esta discussão. Inicialmente, destaca-se a questão de diferenças entre a ZND de cada ponto de abertura, indicando que cada local do sistema apresenta características únicas e, a depender do objetivo do estudo, se faz necessária a obtenção de ZNDs ao longo de todo o ramal.

Ademais, ao avaliar os pontos de abertura ao longo do ramal, ainda que de forma aproximada, a questão do impacto no risco é amplamente visualizada através da Figura 4.18 em que mesmo pontos próximos eletricamente entre si apresentam índices de detecção de ilhamento discrepantes. Ao todo, neste ramal em estudo composto por 10 barramentos a variação de risco entre as barras alcançou o valor de 32%. Isso indica a relevância de um estudo prévio que aprofunde nesses aspectos permitindo a utilização de um equipamento amplamente conhecido como aliado importante na minimização do risco de não detecção de ilhamentos.

Com os estudos realizados não é possível determinar uma regra absoluta para alocação de RELs visto que o risco associado à cada local depende da topologia do sistema, do montante de carga ilhada e do perfil de carga, no entanto, expõe-se uma oportunidade interessante para intervenções com religadores sem afetar a função de proteção nativamente relacionada ao equipamento.

### 4.3 Avaliação da intervenção topológica com reconfiguração de rede

Para avaliação da influência de ações de reconfiguração de rede sobre o risco de não detecção de ilhamento, se faz necessária a elaboração de um sistema elétrico em que a RDR seja uma opção. Com tal finalidade, o sistema base (vide Figura 3.2) pode ser modificado para que ações de reconfiguração de rede possam ser aplicadas sobre a rede.

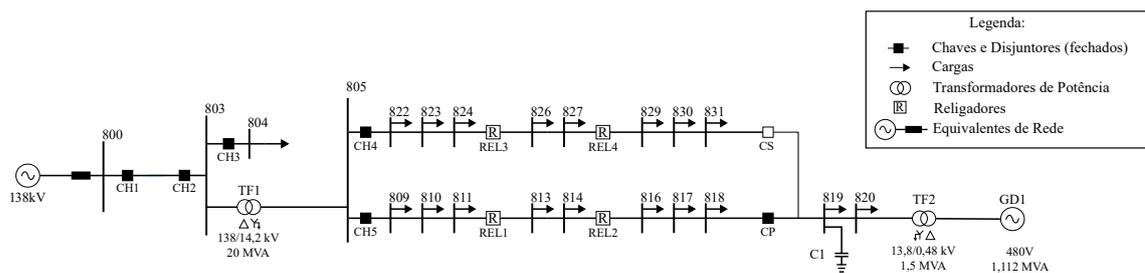
As medidas tomadas para elaboração desta nova topologia do sistema são descritas a seguir e são expostas na Figura 4.19:

- Duplicação de parcela do ramal que anteriormente foi objeto dos estudos realizados, da barra 809 a 818;
- As cargas duplicadas, de  $L_4$  a  $L_{11}$  tiveram seu valor reduzido a 70% do valor nominal, ou seja, a proposta é que exista uma discrepância no montante de carga demandada por cada um dos ramais;
- O sistema elétrico não pode operar com as chaves  $C_P$  e  $C_S$  simultaneamente fechadas,

isso formaria uma operação em malha na rede, ou seja: a conexão do GSD à rede elétrica ocorre ou através da chave CP, que conecta ao ramal primário, ou através da chave CS em que a conexão é realizada ao ramal secundário, dessa forma,  $C_S$  é uma chave normalmente aberta (NA) e  $C_P$  é uma chave normalmente fechada (NF);

- As cargas que compõem ambos os ramos operam sob a mesma curva de demanda já conhecida e apresentada em Figura 3.3;
- Com objetivo de respeitar os níveis de tensão definidos na Tabela 3.2, o banco de capacitores  $C_1$  foi alocado à barra 819 e apresenta potência nominal de 750 kvar.

Na Figura 4.19, é ilustrada a topologia da rede elétrica após as alterações efetuadas. É pertinente destacar que as tensões em todas as barras foram medidas visando identificar qualquer variação além dos índices qualificados como "adequado" pela norma nacional exposta na Tabela 3.2. Ademais, os processos de modelagem e validação entre OpenDSS e ATP também foram realizados com objetivo de garantir a maior semelhança possível entre os modelos elétricos.



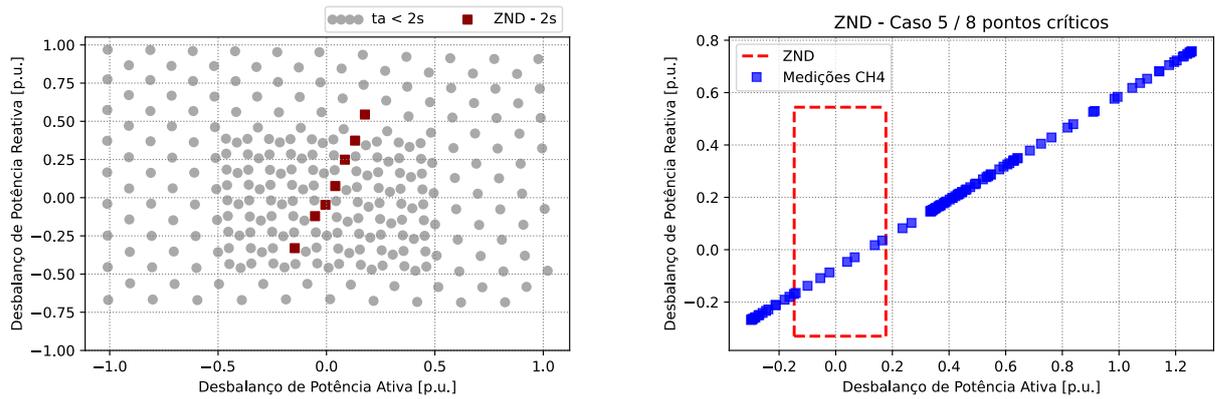
**Figura 4.19:** Representação do sistema elétrico após duplicação do ramal secundário.

Fonte: Elaborada pela autora.

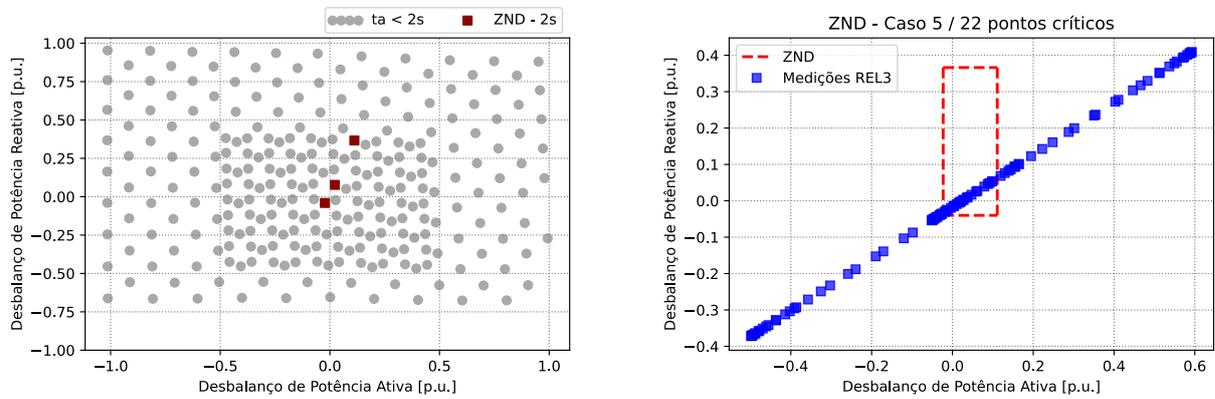
Através dos resultados obtidos e apresentados na Seção 4.2 o risco de não detecção de ilhamento associado aos pontos de abertura do ramal primário já são conhecidos, sendo eles:  $CH_5 = 18,75\%$ ,  $REL_1 = 5,2\%$  e  $REL_2 = 18,75\%$ . Para obtenção dessa informação em relação ao ramal secundário, foram executadas as mesmas etapas de estudo: obtenção da ZND, levantamento dos limites que determinam a região insegura de operação e avaliação de  $\Delta P$  e  $\Delta Q$  após aplicação da curva de carga sobre o sistema. Nas Figuras 4.20, 4.21 e 4.22 são ilustrados conjuntamente: as ZNDs e cenários de risco para o ramal secundário composto por  $CH_4$ ,  $REL_3$  e  $REL_4$ .

Repetindo os processos já realizados anteriormente para outros cenários, a representação dos desbalanços de potência ativa e reativa dos cenários operativos sobre a região insegura permite o conhecimento acerca do risco de não detecção de ilhamento. Para os três pontos de abertura presentes no ramal secundário, esses riscos são:  $CH_4 = 8,33\%$ ,  $REL_3 = 22,9\%$  e  $REL_4 = 23,95\%$ .

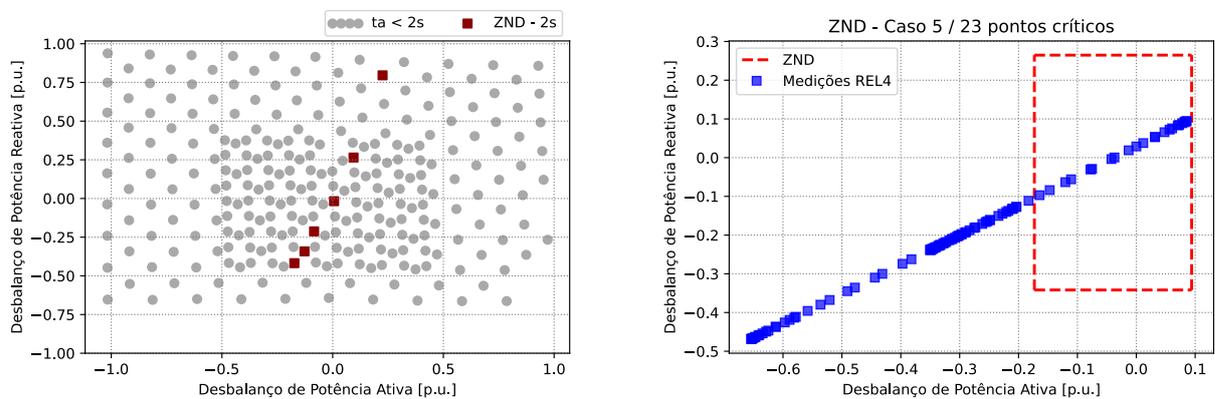
Ao comparar os riscos para os religadores e chaves em ambos os ramos, destaca-se o fato



**Figura 4.20:** a. ZND de CH<sub>4</sub>; b. Cenários com risco de não detecção de ilhamento para CH<sub>4</sub>.  
Fonte: Elaborada pela autora.



**Figura 4.21:** a. ZND de REL<sub>3</sub>; b. Cenários com risco de não detecção de ilhamento para REL<sub>3</sub>.  
Fonte: Elaborada pela autora.



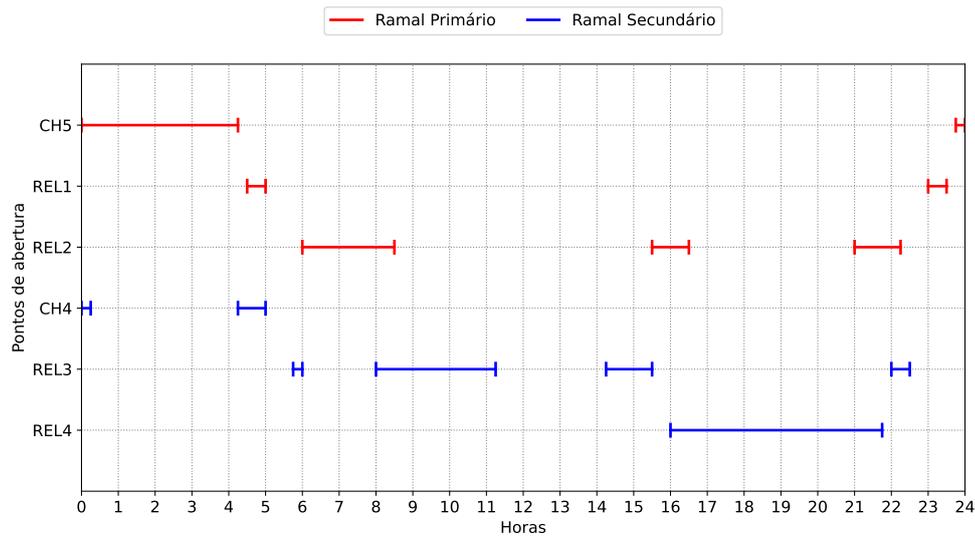
**Figura 4.22:** a. ZND de REL<sub>4</sub>; b. Cenários com risco de não detecção de ilhamento para REL<sub>4</sub>.  
Fonte: Elaborada pela autora.

de que apesar da localização física ser a mesma para os equipamentos duplicados, tal como CH<sub>4</sub> e CH<sub>5</sub>, o valor de risco de não detecção apresenta elevada discrepância devido às características de cada um dos ramais, bem como citado anteriormente a questão do montante de cargas presente em cada parcela ilhada.

Sobre as ZNDs, nota-se que os formatos, em geral, são semelhantes. A diferença se dá justamente pela posição dos pontos limitantes, o que impacta no tamanho da região insegura determinada na sequência. Em relação aos desbalanços após aplicação da curva de carga, observam-se nas Figuras 4.20.a, 4.21.a e 4.22.a o deslocamento dos pontos no sentido negativo do eixo X, referente a  $\Delta P$ . Esse comportamento é previsto e esperado, pois no ramal secundário há um valor menor de potência demandada pelas cargas, ou seja, conforme o ponto de abertura avança pelo ramal, menor é a quantidade de potência necessária para atendimento das cargas, o que gera excesso de potência ativa injetada pelo GSD.

O levantamento bibliográfico apresentado na Seção 2.6 indica que a reconfiguração de rede tem ampla aplicação em sistemas elétricos com finalidade de reduzir as perdas elétricas. Portanto, para ambos os ramais, foi realizado o levantamento das perdas elétricas ao longo das 24 horas de operação, sendo que o ramal primário apresenta 3,7 MW de perdas enquanto o ramal secundário possui o valor de 4,1 MW.

Uma informação que pode ser extraída a partir do risco de não detecção é sobre os períodos do dia em que o sistema elétrico permanece em operação na região insegura. Na Figura 4.23, são ilustrados em azul os pontos de abertura do ramal secundário e em vermelho do ramal primário, os períodos em que o sistema opera com risco de não detecção de ilhamento para cada um dos pontos de abertura avaliados. É interessante notar que o REL<sub>3</sub> apresenta 4 períodos diferentes enquanto o REL<sub>4</sub> abrange um único momento contínuo e os valores de risco são praticamente os mesmos, ou seja, a característica de operação cada de religador/chave é única e individual apesar dos valores similares, o que implica em estudos detalhados e bem direcionados para a tomada de decisão.



**Figura 4.23:** Representação do risco ao longo do dia para os ramais primário e secundário.

Fonte: Elaborada pela autora.

### 4.3.1 Conclusões parciais

A aplicação da reconfiguração de rede como ferramenta para mitigação do risco de não detecção de ilhamento se demonstrou uma possibilidade promissora, pois na situação em estudo mesmo com cargas similares seguindo a mesma curva de demanda e características de linhas iguais, o risco de detecção de ilhamento para cada ramal apresenta uma diferença expressiva.

Na Tabela 4.6, são compilados os riscos de não detecção de ilhamento para cada um dos pontos de abertura além das perdas elétricas para cada ramal. Observa-se que o ramal primário, além de apresentar, de forma geral, um risco de detecção de ilhamento mais baixo também apresenta valor inferior de perdas elétricas. Ou seja, neste cenário a função primária da reconfiguração de rede é atendida e apresenta uma possibilidade viável em relação ao ilhamento.

**Tabela 4.6:** Comparação de risco e perdas elétricas para os ramais primário e secundário.

		<i>Risco de não detecção de ilhamento [%]</i>	<i>Perdas elétricas [MW]</i>
Ramal primário	CH <sub>5</sub>	18,75	3,7
	REL <sub>1</sub>	5,2	
	REL <sub>2</sub>	18,75	
Ramal secundário	CH <sub>4</sub>	8,33	4,1
	REL <sub>3</sub>	22,9	
	REL <sub>4</sub>	23,95	

Fonte: Elaborada pela autora.

# Capítulo 5

## Conclusão

Neste trabalho foram apresentadas três propostas de intervenções topológicas que apresentam potencial de alterar os índices de desbalanço de potência ativa e reativa do sistema e, conseqüentemente, influenciar o risco de não detecção de ilhamento. De forma geral, a construção deste trabalho foi realizada com finalidade de apresentar as possibilidades e avaliar a viabilidade através de estudos relativamente simplificados.

A partir da revisão bibliográfica realizada nesta dissertação, é constatado que nos trabalhos citados relacionados a bancos de capacitores, religadores automáticos e reconfiguração de rede não é realizada a abordagem, em sua maioria, da questão da geração distribuída ou da ocorrência de ilhamento. Cada uma dessas intervenções é amplamente conhecida e aplicada pelas concessionárias, no entanto não sob a perspectiva relacionada à detecção do ilhamento.

A primeira intervenção foi a inserção dos bancos de capacitores. Inicialmente, a avaliação foi realizada sobre a potência injetada pelo banco de capacitores, de forma a identificar como um BC de maior ou menor potência nominal pode afetar na detecção do ilhamento, além de analisar os impactos sobre a tensão e valores de perdas elétricas. Os resultados obtidos indicam que esta é uma alternativa promissora visto que a inserção adequada de banco de capacitores apresentou redução tanto sobre o risco de não detecção quanto sobre o valor de perdas elétricas. Na seqüência, a avaliação foi realizada do ponto de vista do local de conexão deste equipamento. Os estudos indicam que o impacto depende do nível de potência reativa demandada pelas cargas alocadas no interior da região ilhada, visto que é essa demanda que determina o montante de potência reativa que atravessa o ponto de abertura causador do ilhamento. De forma geral, ações sobre os bancos de capacitores se mostraram ferramentas com alto potencial especialmente pelo fato de que as funções primárias são mantidas sem prejudicar os níveis de tensão e o risco de ilhamento apresentou redução em alguns dos cenários elaborados e avaliados.

A proposta seguinte consistiu na avaliação do local de abertura que causa o ilhamento, com ênfase em religadores automáticos. Os resultados obtidos indicam que cada religador ou chave, localizado ao longo de um sistema elétrico, possui uma zona de não detecção diferente associada ao local em que o equipamento está conectado, o que expõe a necessidade de estudos detalhados sobre os potenciais locais de conexão. No entanto, mesmo de forma generalizada, a execução das simulações expõe que o risco de não detecção de ilhamento pode apresentar

variações altas em um mesmo ramal, dependendo das características das cargas presentes em cada ilha formada. Essa intervenção pode ser considerada uma opção promissora para concessionárias, desde que não haja interferência em sua função primária de proteção de curto-circuito, visto que não há alteração em nenhum índice de qualidade de energia elétrica ou mesmo sobre perdas elétricas.

Finalmente, a última intervenção sugerida e estudada propõe a utilização de reconfiguração de rede como uma possibilidade de redução de risco de não detecção de ilhamento. As simulações foram realizadas comparando a conexão do gerador distribuído através de um ramal primário e então através de um ramal secundário com 70% da carga do primeiro. Os resultados indicam alto potencial visto que por meio da comutação de chaves de conexão de ramais é possível obter valores diferentes de risco de não detecção de ilhamento. Porém, é importante destacar que a reconfiguração de rede tem ampla utilização como ferramenta para redução de perdas elétricas de forma que se faz necessária uma avaliação crítica e ponderada para tomada de decisão acerca desta intervenção topológica.

## 5.1 Trabalhos Futuros

Na sequência são elencadas algumas sugestões de trabalhos futuros:

- Determinação da potência e localização de banco de capacitores levando em consideração a potência reativa demandada pelas cargas localizadas no interior da parcela ilhada;
- Elaboração de um algoritmo para determinação do local de religadores automáticos a partir dos valores de desbalanço medidos em cada um dos possíveis locais de conexão; e
- Desenvolvimento de um estudo de otimização para reconfiguração de rede que avalie conjuntamente perdas elétricas e medições de desbalanço nos locais de abertura.

# Referências Bibliográficas

- Abbey, C., Brissette, Y. & Venne, P. (2014). An autoground system for anti-islanding protection of distributed generation, *IEEE Transactions on Power Systems* **29**(2): 873–880. Citado na página 23.
- Alcântara, M. V. P. (2005). *Alocação de Capacitores em Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica*, Dissertação de Mestrado, Universidade Estadual de Campinas. Citado na página 25.
- Alemohammad, S. H., Mashhour, E. & Saniei, M. (2015). A market-based method for reconfiguration of distribution network, *Electric Power Systems Research* **125**: 15–22. Citado na página 28.
- Amolo, W. O., Musau, P. & Nyete, A. (2020). Non-technical power loss reduction and transients stability: Optimal placement of reclosers, *2020 IEEE PES/IAS PowerAfrica*, pp. 1–5. Citado na página 28.
- ANEEL (2018). Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional - Módulo 1: Introdução. Citado na página 15.
- ANEEL (2020). Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional - Módulo 8: Qualidade da Energia Elétrica. Citado na página 44.
- ANEEL (2024a). Dados de geração distribuída.  
**URL:** <https://acesse.dev/aneelgd> Citado na página 15.
- ANEEL (2024b). Micro e minigeração distribuída apresenta acréscimo de 7,4 gw em 2023.  
**URL:** <https://acesse.one/crescGD> Citado na página 15.
- Angizeh, F., Ghofrani, A. & Jafari, M. (2020). *Dataset on Hourly Load Profiles for a Set of 24 Facilities from Industrial, Commercial and Residential End-Use Sectors*. Citado na página 37.
- Bayrak, G. (2015). A remote islanding detection and control strategy for photovoltaic-based distributed generation systems, *Energy Conversion and Management* **96**: 228–241. Citado na página 22.
- Bejmert, D. & Sidhu, T. S. (2014). Investigation into islanding detection with capacitor insertion-based method, *IEEE Transactions on Power Delivery* **29**(6): 2485–2492. Citado 6 vezes nas páginas 16, 23, 24, 26, 46 e 52.
- Caldon, R., Coppo, M., Sgarbossa, R., Sgarbossa, L. & Turri, R. (2013). Risk of unintentional islanding in lv distribution networks with inverter-based dgs, *2013 48th International*

- Universities' Power Engineering Conference (UPEC)*, pp. 1–6. Citado na página 31.
- Chaitanya, B., Yadav, A., Pazoki, M. & Abdelaziz, A. Y. (2021). Chapter 8 - A comprehensive review of islanding detection methods, in A. F. Zobaa & S. H. Abdel Aleem (eds), *Uncertainties in Modern Power Systems*, Academic Press, pp. 211–256. Citado 2 vezes nas páginas 20 e 22.
- Corrêa, D. S. (2008). *Metodologias para Análise do Risco de Ocorrência de Ilhamentos Não Intencionais em Geradores Síncronos Distribuídos*, Dissertação de Mestrado, Universidade Estadual de Campinas. Citado 4 vezes nas páginas 17, 24, 30 e 31.
- Dehgani, N. & Dashti, R. (2011). Optimization of recloser placement to improve reliability by genetic algorithm, *Energy and Power Engineering*, Vol. 3, pp. 508–512. Citado na página 28.
- Duan, D.-L., Ling, X.-D., Wu, X.-Y. & Zhong, B. (2015). Reconfiguration of distribution network for loss reduction and reliability improvement based on an enhanced genetic algorithm, *International Journal of Electrical Power & Energy Systems* **64**: 88–95. Citado na página 29.
- Dugan, R. (2016). *Reference Guide: The Open Distribution System Simulator (OpenDSS)*. Citado na página 38.
- El-Ela, A. A. A., El-Seheimy, R. A., Shaheen, A. M. & Eissa, I. A. (2019). Optimal allocation of DGs and capacitor devices using improved grey wolf optimizer, *2019 21st International Middle East Power Systems Conference (MEPCON)*, pp. 441–446. Citado na página 25.
- Elshrief, Y. A., Abd-Elhaleem, S., Kujabi, S., Helmi, D. H., Abozalam, B. A. & Asham, A. D. (2022). Zero non-detection zone for islanding detection based on a novel hybrid passive-active technique with fuzzy inference system, *Sustainability* **14**(10). Citado na página 23.
- Esmaeilian, H. R. & Fadaeinedjad, R. (2015). Distribution system efficiency improvement using network reconfiguration and capacitor allocation, *International Journal of Electrical Power & Energy Systems* **64**: 457–468. Citado na página 29.
- Fan, Y. & Li, C. (2011). Analysis on non-detection zone of the islanding detection in photovoltaic grid-connected power system, *2011 International Conference on Advanced Power System Automation and Protection*, Vol. 1, pp. 275–279. Citado na página 23.
- Gholami, R., Shahabi, M. & Haghifam, M.-R. (2015). An efficient optimal capacitor allocation in dg embedded distribution networks with islanding operation capability of micro-grid using a new genetic based algorithm, *International Journal of Electrical Power & Energy Systems* **71**: 335–343. Citado na página 25.
- Giguer, S. (1988). *Proteção de Sistemas de Distribuição*, 1 edn, SAGRA. Citado na página 27.
- Hoidalen, H. K., Prikler, L. & Peñaloza, F. (2020). *ATPDraw version 7.2 for Windows User's*

- Manual*. Citado na página 39.
- IEEE (2018). IEEE Standard for Interconnection and Interoperability of Distributed Energy Resources with Associated Electric Power Systems Interfaces, *IEEE Std 1547-2018 (Revision of IEEE Std 1547-2003)* pp. 1–138. Citado 4 vezes nas páginas 15, 16, 40 e 50.
- Iscuissati, R. B. (2022). *Metodologias Probabilísticas para Análise de Falha da Proteção Anti-Ilhamento de Geradores Distribuídos*, Dissertação de Mestrado, Universidade de São Paulo. Citado 5 vezes nas páginas 30, 31, 37, 38 e 40.
- Jenkins, N. & et al. (2000). *Embedded Generation*, Institution of Engineering and Technology. Citado na página 15.
- Joshi, K. A. & Pindoriya, N. M. (2013). Risk assessment of unintentional islanding in a spot network with roof-top photovoltaic system — a case study in india, *2013 IEEE Innovative Smart Grid Technologies-Asia (ISGT Asia)*, pp. 1–6. Citado na página 32.
- Karpov, A. I. & Akimov, D. A. (2018). Integral indicators improvement (saifi) of power supply reliability in electric distribution systems based on reclosers placement optimization, *2018 IEEE Conference of Russian Young Researchers in Electrical and Electronic Engineering (EIConRus)*, pp. 663–666. Citado na página 27.
- Khamis, A., Shareef, H., Bizkevelci, E. & Khatib, T. (2013). A review of islanding detection techniques for renewable distributed generation systems, *Renewable and Sustainable Energy Reviews* **28**: 483–493. Citado na página 15.
- Kim, M.-S., Haider, R., Cho, G.-J., Kim, C.-H., Won, C.-Y. & Chai, J.-S. (2019). Comprehensive review of islanding detection methods for distributed generation systems, *Energies* **12**(5). Citado 2 vezes nas páginas 20 e 22.
- Kondo, D. V. (2015). *Alocação de Religadores Automatizados em Sistemas de Distribuição*, Dissertação de Mestrado, Universidade de São Paulo. Citado na página 26.
- Kondo, D. V., Almeida, C. F. M., Kagan, H., Cunha, A. P., Gouvea, M. R., Felber, L. A., Braga, M. F. & Nascimento, J. A. O. (2013). A methodology for reclosers allocation in distribution networks, *2013 IEEE PES Conference on Innovative Smart Grid Technologies (ISGT Latin America)*, pp. 1–8. Citado na página 27.
- Larik, N., Tahir, M., El-Barbary, Z., Yousaf, M. & Khan, M. A. (2022). A comprehensive literature review of conventional and modern islanding detection methods, p. 101007. Citado 3 vezes nas páginas 20, 22 e 40.
- Lwin, M., Guo, J., Dimitrov, N. & Santoso, S. (2019). Protective device and switch allocation for reliability optimization with distributed generators, *IEEE Transactions on Sustainable Energy* **10**(1): 449–458. Citado na página 16.
- Mahat, P., Chen, Z. & Bak-Jensen, B. (2008). Review of islanding detection methods for distributed generation, *2008 Third International Conference on Electric Utility Deregulation*

- and Restructuring and Power Technologies*, pp. 2743–2748. Citado 3 vezes nas páginas 22, 23 e 40.
- Mahat, P., Chen, Z. & Bak-Jensen, B. (2011). Review on islanding operation of distribution system with distributed generation, *2011 IEEE Power and Energy Society General Meeting*, pp. 1–8. Citado na página 15.
- Maki, K., Kulmala, A., Repo, S. & Jarventausta, P. (2007). Problems related to islanding protection of distributed generation in distribution network, *2007 IEEE Lausanne Power Tech*, pp. 467–472. Citado 2 vezes nas páginas 15 e 23.
- Motter, D. (2014). *Modelagem Computacional de Funções de Proteção Baseadas em Medidas de Frequência para Detecção de Ilhamento de Geração Distribuída*, Dissertação de Mestrado, Universidade de São Paulo. Citado 2 vezes nas páginas 22 e 23.
- Moura, F. A. M., Marques, L. T., Bertolaccini, W. S., Rosentino, A. J. P. J., Mendonça, M. V. B. & Albertini, M. R. M. C. (2021). Análise e reflexões sobre reconfiguração de redes na presença de geração distribuída, *XIV Conferência Brasileira sobre Qualidade da Energia Elétrica*. Citado 2 vezes nas páginas 17 e 29.
- Mourinho, F. A. (2013). *Modelagem e Avaliação da Proteção de Alimentadores e Geradores Síncronos Distribuídos considerando Sistemas Desequilibrados*, Monografia de Trabalho de Conclusão de Curso, Universidade Estadual do Oeste do Paraná. Citado na página 27.
- Nguyen, T. T. & Truong, A. V. (2015). Distribution network reconfiguration for power loss minimization and voltage profile improvement using cuckoo search algorithm, *International Journal of Electrical Power & Energy Systems* **68**: 233–242. Citado na página 29.
- Oliveira, L. M. d. (2012). *Reconfiguração de sistemas de distribuição de energia elétrica para minimização de perdas ativas totais via otimização por enxame de partículas (PSO)*, Trabalho de Conclusão de Curso, Universidade de São Paulo. Citado na página 28.
- Paiva, S. C., Sanca, H. S., Costa, F. B. & Souza, B. A. (2014). Reviewing of anti-islanding protection, *2014 11th IEEE/IAS International Conference on Industry Applications*, pp. 1–8. Citado na página 16.
- Pegado, R. d. A. (2019). *Reconfiguração de redes de distribuição de energia elétrica usando otimização por enxame de partículas aprimorado*, Dissertação de Mestrado, Universidade Federal da Paraíba. Citado 2 vezes nas páginas 28 e 39.
- Pereira, A. L. (2016). *Modelo de otimização para reconfiguração de redes elétricas inteligentes*, Dissertação de Mestrado, Universidade Federal do Espírito Santo. Citado na página 28.
- Pereira Júnior, B. R. (2009). *Alocação Otimizada de Bancos de Capacitores em Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica Através de Metaheurísticas Multiobjetivo*, Dissertação de Mestrado, Universidade Estadual Paulista "Júlio de Mesquita Filho". Citado 2 vezes nas páginas 24 e 25.

- Pitombo, S. O. (2010). *Proteção Adaptativa Anti-Ilhamento de Geradores Síncronos Distribuídos*, Dissertação de Mestrado, Universidade de São Paulo. Citado na página 22.
- Pradeepa, H., Ananthapadmanabha, T., Rani, D. N. S. & Bandhavya, C. (2015). Optimal allocation of combined dg and capacitor units for voltage stability enhancement, *Procedia Technology* . Citado na página 25.
- Pregelj, A., Begovic, M. & Rohatgi, A. (2006). Recloser allocation for improved reliability of DG-enhanced distribution networks, *IEEE Transactions on Power Systems* **21**(3): 1442–1449. Citado na página 16.
- Ramachandradurai, S. & K, N. (2020). A novel islanding detection method with reduced non-detection zones for different distributed generation units, *2020 International Conference on Smart Grids and Energy Systems (SGES)*, pp. 309–313. Citado na página 23.
- Rao, R. S., Ravindra, K., Satish, K. & Narasimham, S. V. L. (2013). Power loss minimization in distribution system using network reconfiguration in the presence of distributed generation, *IEEE Transactions on Power Systems* **28**(1): 317–325. Citado na página 29.
- Razavi, S.-E., Rahimi, E., Javadi, M. S., Nezhad, A. E., Lotfi, M., Shafie-khah, M. & Catalão, J. P. (2019). Impact of distributed generation on protection and voltage regulation of distribution systems: A review, *Renewable and Sustainable Energy Reviews* **105**: 157–167. Citado na página 15.
- Ropp, M. & Ellis, A. (2012). *Suggested Guidelines for Assessment of DG Unintentional Islanding Risk*. Citado 3 vezes nas páginas 30, 31 e 32.
- Rostami, A., Abdi, H., Moradi, M., Olamaei, J. & Naderi, E. (2017). Islanding detection based on ROCOV and ROCORP parameters in the presence of synchronous DG applying the capacitor connection strategy, *Electric Power Components and Systems* . Citado na página 26.
- Salles, D., Freitas, W., Vieira, J. C. M. & Xu, W. (2012). Nondetection index of anti-islanding passive protection of synchronous distributed generators, *IEEE Transactions on Power Delivery* **27**: 1509–1518. Citado 2 vezes nas páginas 16 e 23.
- Samet, H., Hashemi, F. & Ghanbari, T. (2015). Minimum non detection zone for islanding detection using an optimal artificial neural network algorithm based on PSO, *Renewable and Sustainable Energy Reviews* **52**: 1–18. Citado na página 23.
- Santos, F. S., Sousa, A. A. & Almeida, A. M. F. d. (2022). Alocação e configuração de bancos de capacitores utilizando um algoritmo multiobjetivo NSGA-II, *Brazilian Journal of Development* **8**(8): 55681–55695. Citado na página 25.
- Sato, F. (2007). *Proteção de Sistemas de Energia Elétrica*, Vol. 1, 4 edn, Universidade Estadual de Campinas. Citado na página 27.
- Serrano-Fontova, A. & Bakhshi-Jafarabadi, R. (2022). A new hybrid islanding detection method

- for mini hydro-based microgrids, *International Journal of Electrical Power & Energy Systems* **143**: 108437. Citado na página 22.
- Shrestha, A., Kattel, R., Dachhepatic, M., Mali, B., Thapa, R., Singh, A., Bista, D., Adhikary, B., Papadakis, A. & Maskey, R. K. (2019). Comparative study of different approaches for islanding detection of distributed generation systems, *Applied System Innovation* **2**(3). Citado na página 23.
- Souza, W. B. (2017). *Alocação de Bancos de Capacitores em Sistemas de Distribuição Utilizando Colônia de Formigas*, Monografia de Conclusão de Curso, Universidade Federal de Ouro Preto. Citado 2 vezes nas páginas 24 e 25.
- Sukraj, K., Yuvaraj, T., Hariharan, R. & Thirumalai, M. (2019). Simultaneous allocation of shunt capacitor and distributed generator in radial distribution network using modified firefly algorithm, *2019 International Conference on Smart Structures and Systems (ICSSS)*, pp. 1–5. Citado na página 25.
- Sultan, H., Ansari, S. J., Alam, A., Khan, S., Sarwar, M. & Zaid, M. (2019). Reliability improvement of a radial distribution system with recloser placement, *2019 International Conference on Computing, Power and Communication Technologies (GUCON)*, pp. 736–741. Citado na página 27.
- Sundhararajan, S. & Pahwa, A. (1994). Optimal selection of capacitors for radial distribution systems using a genetic algorithm, *IEEE Transactions on Power Systems* **9**(3): 1499–1507. Citado na página 24.
- Svuvoviski, I. (2008). *Alocação simultânea de bancos de capacitores e reguladores de tensão em sistemas de distribuição usando algoritmos genéticos e fluxo de potência ótimo*, Dissertação de Mestrado, Universidade Federal do Paraná. Citado na página 25.
- Tielens, P. & Van Hertem, D. (2016). The relevance of inertia in power systems, *Renewable and Sustainable Energy Reviews* **55**: 999–1009.  
**URL:** <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S136403211501268X> Citado na página 17.
- Torres, V. R. C., Fardin, J. F., Encarnação, L. F., Donadel, C., Fiorotti, R., Pereira, A. & Medina, A. C. R. (2019). Reconfiguração inteligente de redes de distribuição de energia elétrica considerando o indicador FIC por meio do algoritmo busca TABU, *Revista IFES Ciência* **5**: 24–38. Citado na página 28.
- Vieira, J. C. M. (2006). *Metodologias para Ajuste e Avaliação do Desempenho de Relés de Proteção Anti-Ilhamento de Geradores Síncronos Distribuídos*, Tese de Doutorado, Universidade Estadual de Campinas. Citado 4 vezes nas páginas 16, 24, 40 e 41.
- Walling, R. & Miller, N. (2002). IEEE, pp. 92–96. Citado na página 15.
- Xu, W, M. S. & Mauch, K. (2004). An assessment of distributed generation islanding detection

methods and issues for Canada. Citado na página 15.

Zhu, X., Du, C., Shen, G., Chen, M. & Xu, D. (2009). Analysis of the non-detection zone with passive islanding detection methods for current control DG system, *2009 Twenty-Fourth Annual IEEE Applied Power Electronics Conference and Exposition*, pp. 358–363. Citado na página 23.