

UNIVERSIDADE FEDERAL DE SANTA MARIA  
CENTRO DE TECNOLOGIA  
CURSO DE ENGENHARIA ELÉTRICA

Gabriela Curin Zorzela

**INFLUÊNCIA DOS CONTROLES DE TENSÃO E DE POTÊNCIA  
REATIVA NA DETECÇÃO DE ILHAMENTO DE GERAÇÕES  
SÍNCRONAS DISTRIBUÍDAS**

Santa Maria, RS  
2022

Gabriela Curin Zorzela

**INFLUÊNCIA DOS CONTROLES DE TENSÃO E DE POTÊNCIA REATIVA NA  
DETECÇÃO DE ILHAMENTO DE GERAÇÕES SÍNCRONAS DISTRIBUÍDAS**

Trabalho de conclusão e curso apresentado ao Curso de Graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Santa Maria (UFSM, RS), como requisito parcial para a obtenção do título de **Engenheira Eletricista**.

Orientador: Prof. Dr. Gustavo Marchesan

Santa Maria, RS  
2022

**GABRIELA CURIN ZORZELA**

**INFLUÊNCIA DOS CONTROLES DE TENSÃO E DE POTÊNCIA REATIVA NA  
DETECÇÃO DE ILHAMENTO DE GERAÇÕES SÍNCRONAS DISTRIBUÍDAS**

Trabalho de conclusão e curso apresentado ao Curso de Graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Santa Maria (UFSM, RS), como requisito parcial para a obtenção do título de **Engenheira Eletricista**.

**Aprovada em 26 de agosto de 2022:**

---

**Gustavo Marchesan, Dr. Eng. (UFSM)**

---

**Augusto Zanin Bertoletti (UFSM)**

---

**Kaynan Maresch (UFSM)**

Santa Maria, RS  
2022

## **AGRADECIMENTOS**

Agradeço principalmente a minha mãe Jucelaine, pelo seu amor e apoio incondicionais. Você é uma grande referência de superação e força para mim.

Agradeço imensamente ao professor Gustavo Marchesan e ao colega Caison Ramos, pelo incentivo, por acreditarem em mim, e principalmente pela paciência e disposição em ensinar. Agradeço pela chance de trabalhar com vocês, são pessoas incríveis.

A todas as amigas e todos os amigos, às colegas e aos colegas, pelos momentos compartilhados. A todos os professores que conheci que me tocaram profundamente com a sua prática. Ao ensino público, pela oportunidade de fazer parte da Universidade Federal de Santa Maria e poder aproveitar de sua estrutura.

Finalmente, agradeço a minha versão do passado, por termos chegado até aqui.

## RESUMO

### INFLUÊNCIA DOS CONTROLES DE TENSÃO E DE POTÊNCIA REATIVA NA DETECÇÃO DE ILHAMENTO DE GERAÇÕES SÍNCRONAS DISTRIBUÍDAS

AUTORA: Gabriela Curin Zorzela  
ORIENTADOR: Gustavo Marchesan

Este trabalho se destina a analisar a influência dos controles de tensão e de potência reativa de gerações distribuídas síncronas na detecção de ilhamento. Os métodos avaliados foram o Sub/Sobrefrequência (SSF), Sub/Sobretensão (SST), Taxa de Variação de Frequência (ROCOF), Estimção da Frequência de Oscilação (EFO) e Salto de Vetor. A fim de comparar o desempenho das técnicas com cada controle proposto, foram simulados eventos de ilhamento, curtos-circuitos, acoplamentos de carga, acoplamento de banco de capacitor, desacoplamento de ramais adjacentes e ilhamento com diferentes desbalanços de potência ativa e potência reativa. Os métodos de detecção de ilhamento foram implementados através de código no MATLAB®. O sistema de distribuição utilizado para os testes foi o diagrama IEEE 33 Barras implementado na ferramenta Simulink. As performances dos métodos de detecção de ilhamento foram avaliadas com base no número de detecções indevidas, no tempo de detecção e na zona de não-deteção (ZND) de cada método. Com isso, os resultados foram analisados comparando as diferenças obtidas entre as simulações com controle de tensão e as simulações com controle de potência reativa.

**Palavras-chave:** Proteção de Gerações Distribuídas. Detecção de ilhamento. Métodos de Anti-ilhamento passivos.

## ABSTRACT

### INFLUENCE OF CONTROL APPLIED TO SYNCHRONOUS DISTRIBUTED GENERATION ON ISLANDING DETECTION

AUTHOR: Gabriela Curin Zorzela  
ADVISOR: Gustavo Marchesan

This paper is intended to analyse the influence of voltage and reactive power controls of synchronous distributed generation on islanding detection. The methods evaluated were Under/Over Frequency (UOF), Under/Over Voltage (UOV), Rate of Change of Frequency (ROCOF), Oscillation Frequency Estimation (EFO) and Vector Surge. In order to compare the performance of the techniques with each proposed control, islanding events, short circuits, load coupling, capacitor bank coupling, adjacent branch decoupling, and islanding with different active power and reactive power imbalances were simulated. The methods for detecting islanding were implemented through code in MATLAB®. The distribution system used for the tests was the IEEE 33 Bus diagram implemented in the Simulink tool. The performances of the islanding detection methods were evaluated based on the number of unintentional detections, the detection time, and the non-detection zone (NDZ). With this, the results were analysed by comparing the differences obtained between the simulations with voltage control and the simulations with reactive power control.

**Keywords:** Protection of Distributed Generation. Islanding Detection. Passive Anti-Islanding Methods.

## LISTA DE FIGURAS

Figura 1 — Sistema de distribuição com exemplos de ilhamentos .....	11
Figura 2 — Modelo construtivo de um gerador síncrono trifásico .....	22
Figura 3 — Gerador síncrono e controle AVR .....	24
Figura 4 — AVR .....	24
Figura 5 — Gerador síncrono e controle AQR .....	26
Figura 6 — Controle de reativo (AQR).....	26
Figura 7 — Influência entre o rastreamento da referência de Q e da referência de V .....	28
Figura 8 — Fluxogramas dos métodos SSF, SST e ROCOF.....	30
Figura 9 — Fluxograma dos métodos EFO e Salto de Vetor.....	32
Figura 10 — Diagrama IEEE 33Barras com GD .....	34
Figura 11 — Localização dos eventos simulados .....	36
Figura 12 — Sinais de frequência e tensão para o ilhamento na barra 1 .....	37
Figura 13 — Sinais de frequência e tensão para o ilhamento na barra 18 .....	38
Figura 14 — Sentido do fluxo de potência no diagrama IEEE 33 Barras.....	42
Figura 15 — Controle AVR: Desbalanço de potência ativa ( $\Delta Q=0,00001$ p.u.) <b>Erro! Indicador não definido.</b>	
Figura 16 — Controle AQR: Desbalanço de potência ativa ( $\Delta Q=0,00001$ p.u.) <b>Erro! Indicador não definido.</b>	
Figura 17 — Controle AVR: Desbalanço de potência reativa ( $\Delta P=0,00001$ p.u.) <b>Erro! Indicador não definido.</b>	
Figura 18 — Controle AQR: Desbalanço de potência reativa ( $\Delta P=0,00001$ p.u.).....	44
Figura 19 — Exemplo de ZND .....	45
Figura 20 — Gráficos de desbalanço do método SSF com controles AVR e AQR .....	46
Figura 21 — Gráficos de desbalanço do método SST com controles AVR e AQR .....	46
Figura 22 — Gráficos de desbalanço do método ROCOF com controles AVR e AQR.....	47
Figura 23 — Gráficos de desbalanço do método EFO com controles AVR e AQR..... <b>Erro! Indicador não definido.</b>	
Figura 24 — Gráficos de desbalanço do método Salto de Vetor com controles AVR e AQR <b>Erro! Indicador não definido.</b>	
Figura 25 — Gráficos de desbalanço do SSF com controles AVR e AQR (Detalhe) .....	51
Figura 26 — Comparação dos sinais dos pontos da Figura 25 .....	52
Figura 27 — Gráficos de desbalanço do ROCOF com controles AVR e AQR (Detalhe).....	53
Figura 28 — Comparação dos sinais dos pontos da Figura 27 .....	53

## LISTA DE TABELAS

Tabela 1 — Ajustes dos métodos implementados.....	33
Tabela 2 — Dados do Diagrama IEEE 33 Barras .....	35
Tabela 3 — Dados da GD Síncrona .....	35
Tabela 4 — Simulações de ilhamento com controle AVR.....	36
Tabela 5 — Simulações de ilhamento com controle AQR.....	37
Tabela 6 — Comparação geral dos eventos com controle AVR.....	39
Tabela 7 — Comparação geral dos eventos com controle AQR.....	40
Tabela 8 — Porcentagem de ZND dos métodos com controle AVR e AQR.....	49
Tabela 9 — Comparação do número de atuações indevidas para cada método.....	49



## SUMÁRIO

1.	INTRODUÇÃO .....	10
1.1.	CONSIDERAÇÕES GERAIS .....	10
1.2.	CONTEXTUALIZAÇÃO.....	10
1.3.	OBJETIVOS .....	12
1.4.	JUSTIFICATIVA .....	12
1.5.	METODOLOGIA DE TRABALHO.....	13
1.6.	ESTRUTURA DO TRABALHO .....	13
1.7.	CONSIDERAÇÕES FINAIS.....	14
2.	MÉTODOS DE DETECÇÃO DE ILHAMENTO .....	15
2.1.	CONSIDERAÇÕES GERAIS .....	15
2.2.	MÉTODOS DE DETECÇÃO DE ILHAMENTO .....	15
<b>2.2.1.</b>	<b>Métodos Remotos .....</b>	<b>15</b>
<b>2.2.2.</b>	<b>Métodos Locais.....</b>	<b>16</b>
<b>2.2.2.1.</b>	<b>Métodos Locais Passivos.....</b>	<b>16</b>
<b>2.2.2.2.</b>	<b>Métodos Locais Ativos.....</b>	<b>18</b>
<b>2.2.2.3.</b>	<b>Métodos Locais Híbridos.....</b>	<b>19</b>
2.3.	CONTROLE DE GERAÇÕES DISTRIBUÍDAS E A DETECÇÃO DE ILHAMENTO.....	19
2.4.	CONSIDERAÇÕES FINAIS.....	21
3.	CONTROLE DA GERAÇÃO SÍNCRONA.....	22
3.1.	CONSIDERAÇÕES GERAIS .....	22
3.2.	GERADOR SÍNCRONO.....	22
3.3.	CONTROLE DOS GERADORES SÍNCRONOS.....	23
3.4.	CONTROLE DE TENSÃO (AVR).....	23
3.5.	CONTROLE DE POTÊNCIA REATIVA (AQR) .....	25
3.6.	CONSIDERAÇÕES FINAIS.....	28
4.	SIMULAÇÕES .....	29
4.1.	CONSIDERAÇÕES INICIAIS .....	29
4.2.	ALGORÍTMOS DOS MÉTODOS DE DETECÇÃO .....	29
<b>4.2.1.</b>	<b>Sub/Sobrefrequência (SSF) .....</b>	<b>29</b>
<b>4.2.2.</b>	<b>Sub/Sobretensão (SST).....</b>	<b>30</b>
<b>4.2.3.</b>	<b>ROCOF .....</b>	<b>30</b>
<b>4.2.4.</b>	<b>EFO .....</b>	<b>31</b>

<b>4.2.5.</b>	<b>Salto de Vetor .....</b>	<b>32</b>
4.3.	AJUSTES DOS MÉTODOS.....	33
4.4.	SISTEMA TESTE .....	34
4.5.	CASOS TESTADOS .....	35
<b>4.5.1.</b>	<b>Ilhamento .....</b>	<b>36</b>
<b>4.5.2.</b>	<b>Curto-circuitos.....</b>	<b>38</b>
<b>4.5.3.</b>	<b>Acoplamento de Carga .....</b>	<b>40</b>
<b>4.5.4.</b>	<b>Acoplamento de Banco de Capacitor .....</b>	<b>41</b>
<b>4.5.5.</b>	<b>Desacoplamento de Ramal Adjacente.....</b>	<b>41</b>
<b>4.5.6.</b>	<b>Desbalanço de Potência .....</b>	<b>41</b>
4.6.	DISCUSSÃO DOS RESULTADOS .....	49
4.7.	CONSIDERAÇÕES FINAIS.....	54
5.	CONCLUSÃO .....	55
	REFERÊNCIAS .....	57

# 1. INTRODUÇÃO

## 1.1. CONSIDERAÇÕES GERAIS

A introdução deste trabalho abrange a contextualização geral da área do estudo e o cenário de aplicação da detecção de ilhamento e dos desafios envolvidos. Nesta seção, são detalhados os objetivos principais, a importância do estudo sobre a influência do controle aplicado às gerações distribuídas na detecção de ilhamento, as motivações e a metodologia aplicada.

## 1.2. CONTEXTUALIZAÇÃO

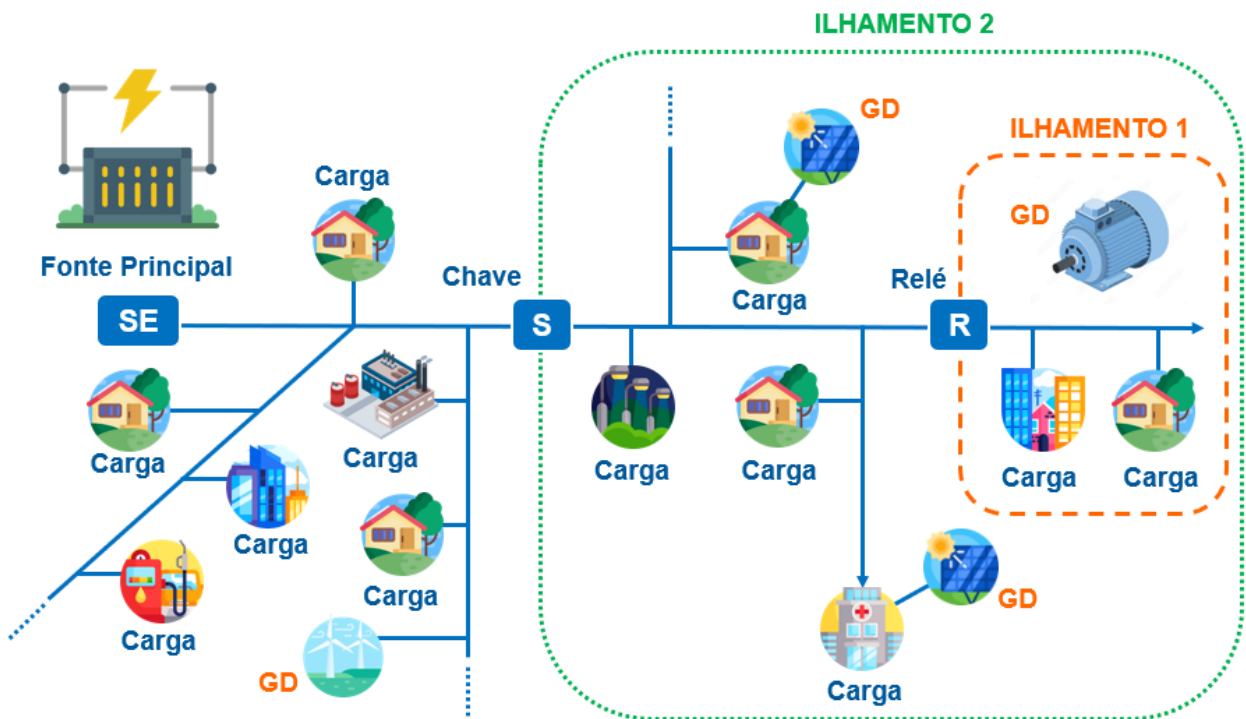
A capacidade de geração de energia ao redor do mundo está se expandindo significativamente a fim de suprir a demanda crescente por energia elétrica (MUTHUKUMAR; JAYALALITHA, 2016). Nesse contexto, as gerações distribuídas (GDs), pequenas centrais geradoras instaladas próximo aos consumidores, tem conquistado espaço de forma expressiva nos sistemas elétricos da atualidade (PEREIRA, 2019). Além de auxiliar a aliviar a geração principal do país, podem nivelar o perfil de tensão da rede elétrica, diminuir as perdas e permitir o adiamento de investimentos de expansão da rede de distribuição e transmissão (ZHOU, et al., 2018). Os impactos mais relevantes da inserção de GDs em um sistema estão relacionados com a regulação de tensão e com a proteção da rede.

Portanto, a fim de aproveitar de modo eficiente as vantagens que as GDs podem representar e garantir maior confiabilidade do sistema, devem ser considerados aspectos importantes como a alocação ótima das GDs, o dimensionamento adequado, o ajuste dos dispositivos de proteção, a análise das alterações do perfil de tensão, bem como os impactos finais no fator de qualidade da rede (RAZAVI, et al., 2019). Dentro do Módulo 3 do PRODIST, uma das funções obrigatórias para relés de proteção que conectam as GDs à rede é a função de anti-ilhamento (ANEEL, 2016), que é responsável pelo envio de um sinal de desligamento em caso de ilhamento não intencional da GD.

O ilhamento não intencional ocorre quando parte da rede permanece energizada por uma ou mais unidades de geração distribuída após a desconexão do fornecimento de energia elétrica pela concessionária local. Dois exemplos de ocorrência de eventos de ilhamento podem ser observados na Figura 1. A imagem mostra um trecho de rede de distribuição com uma fonte principal, indicada por SE, cargas diversas e GDs espalhadas pelos ramais, uma chave S

(podendo ser entendida como uma chave seccionadora, fusível ou religadora) e uma GD conectada à rede através do relé R, que alimenta outras cargas. De forma geral, o ilhamento não intencional pode ser causado por faltas que atingem o sistema, por falhas de equipamentos ou ainda devido a operações de manobra ou chaveamento de dispositivos de proteção (GUPTA; BHATIA; JAIN, 2015).

Figura 1 — Sistema de distribuição com exemplos de ilhamentos



Fonte: Autora.

Um exemplo de ilhamento por falta ou manobra na rede pode ser representado pela abertura da chave S na Figura 1, ocasionando o ilhamento das cargas e GDs dentro da área indicada por “ILHAMENTO 2” e pelo traço pontilhado em verde. Neste caso, a parte ilhada continua energizada, já que as GDs podem ser capazes de alimentar todas as cargas dentro da ilha formada. Outro exemplo de ilhamento não intencional pode ser representado pela abertura do relé R na Figura 1, que forma o “ILHAMENTO 1” indicado pela linha tracejada em laranja, compondo uma ilha com apenas uma GD.

As consequências do ilhamento não intencional podem ser graves, tais como a descoordenação das proteções, níveis de frequência e tensão inadequadas, atraso para restauração

do fornecimento de energia da rede total, além do risco à vida de trabalhadores de manutenção (GUPTA; BHATIA; JAIN, 2015). Por isso, a proteção anti-ilhamento é fundamental para garantir a operação adequada e segura de sistemas de distribuição com gerações distribuídas.

### 1.3. OBJETIVOS

Em geral, os métodos de detecção de ilhamento mais utilizados nas funções anti-ilhamento de relés de proteção empregam a medição da frequência e tensão no ponto de conexão comum (PCC) entre a rede e a GD para a detecção da condição de ilhamento (VIEIRA, 2008b). Ao mesmo tempo, o controle AVR (do inglês *Automatic Voltage Regulator*), consolidado na operação de geradores síncronos, utiliza a tensão nos terminais da máquina como variável de controle (KUNDUR, 1994).

Dessa forma, supõe-se que pode haver interferência entre a detecção de ilhamento e o controle aplicado em uma GD síncrona, pois ao passo que o controle está alterando uma variável, a detecção está monitorando esta mesma medida a fim de definir a ocorrência de uma situação de ilhamento. Portanto, neste trabalho, é avaliada a performance de métodos de detecção de ilhamento frente a alteração do modo de controle, passando do controle que trabalha com uma referência de potência reativa, para o controle com uma referência de tensão.

A partir disso, o objetivo principal deste estudo é avaliar a influência destes 2 controles na proteção anti-ilhamento aplicada a GDs síncronas. Ainda, o objetivo secundário é realizar a comparação entre os desempenhos de cada método de detecção implementado.

### 1.4. JUSTIFICATIVA

Como visto anteriormente, um ilhamento não intencional pode trazer uma série de riscos ao sistema elétrico e à sociedade, o que evidencia a importância da detecção de ilhamento nos relés de proteção que conectam as GDs a rede. Tanto as normas nacionais como o PRODIST (ANEEL, 2016), quanto internacionais como a IEEE 1547 (2003), consideram esta função de proteção um requisito obrigatório e trazem uma série de especificações e exigências.

Além disso, os controles implementados em máquinas síncronas presentes nas GDs também são regulamentados por normas, como a IEEE 1547 (2003), sendo fundamentais para o funcionamento adequado dos geradores. Visto que as medidas de frequência e de tensão são empregas frequentemente nos métodos de detecção passiva e nas malhas de controle dos

reguladores de tensão e de potência reativa, este estudo se destina a analisar a influência destes controles na proteção anti-ilhamento aplicada em uma geração síncrona distribuída.

## 1.5. METODOLOGIA DE TRABALHO

Inicialmente, este trabalho apresenta a classificação dos métodos de detecção, a estrutura de funcionamento do gerador síncrono e a forma como os controles são aplicados nesta máquina. Após esta contextualização, serão realizadas simulações no sistema teste de distribuição IEEE 33 barras, onde foi instalada uma GD síncrona. Este gerador pode operar com controle de tensão ou com controle de potência reativa. As simulações serão divididas em duas etapas, primeiro com o controle de tensão e depois, com o controle de potência reativa.

Para cada etapa, são realizadas simulações de eventos de ilhamento, de curtos-circuitos, acoplamento de banco de capacitor, acoplamentos de cargas, desconexão de ramais do sistema, além do mapeamento da zona de não-deteção (ZND) de cada método de detecção, realizado com base em simulações com variação da carga do sistema. Os métodos implementados serão o Sub/Sobrefrequência (SSF), o Sub/Sobretensão (SST), a Taxa de Variação da Frequência (ROCOF, do inglês *Rate of Change of Frequency*), a Estimação da Frequência de Oscilação (EFO) e o Salto de Vetor.

Por fim, serão comparados os resultados das simulações das duas etapas considerando o desempenho de cada técnica de acordo com o número de atuações indevidas, o tempo de detecção dos eventos de ilhamento e a zona de não deteção (ZND) de cada método. Assim, com base na teoria e nas simulações apresentadas, serão avaliados quais os impactos dos controles aplicados observados no desempenho de cada método de detecção anti-ilhamento implementado.

## 1.6. ESTRUTURA DO TRABALHO

O capítulo 1 deste trabalho compreende a introdução trazendo o contexto de aplicação do estudo, a definição de ilhamento, suas causas e consequências, bem como as normativas que regulamentam a proteção contra este evento. Em seguida, o capítulo 2 compreende a classificação e revisão bibliográfica sobre os métodos de detecção de ilhamento. O capítulo 3 apresenta o funcionamento do gerador síncrono e a estrutura dos controles aplicados a esta máquina. As simulações e resultados obtidos são detalhados no capítulo 4 e a conclusão está presente no capítulo 5.

## 1.7. CONSIDERAÇÕES FINAIS

Neste capítulo, foi apresentado o contexto geral deste trabalho, abordando a definição do evento de ilhamento, causas que podem levar a sua ocorrência e possíveis consequências. Considerando os riscos de um ilhamento não-intencional e as normas vigentes, as justificativas foram estabelecidas de modo a destacar a relevância deste estudo. Esta seção detalhou ainda a metodologia aplicada e a estrutura do trabalho.

## **2. MÉTODOS DE DETECÇÃO DE ILHAMENTO**

### **2.1. CONSIDERAÇÕES GERAIS**

Este capítulo apresenta a classificação dos métodos de detecção de ilhamento utilizados na proteção das gerações distribuídas. Os métodos são detalhados de acordo com o modo de operação e suas características. São citadas as técnicas mais relevantes e usuais, bem como o princípio de detecção de ilhamento empregado e demais aspectos pertinentes. Por fim, é apresentado o estado da arte sobre a influência dos controles de GDs na detecção de ilhamento.

### **2.2. MÉTODOS DE DETECÇÃO DE ILHAMENTO**

A proteção anti-ilhamento presente nos relés que conectam uma GD à rede elétrica é aplicada a fim de atender as especificações das normas e evitar os danos que podem ser causados pelo ilhamento não intencional. Portanto, os estudos nessa área, em sua maioria, se concentram em desenvolver, complementar e validar métodos de detecção de ilhamentos que possam ser aplicados aos relés de proteção garantindo confiabilidade e detecção rápida. Dentre os critérios mais utilizados para avaliar o desempenho dos métodos de detecção está o tempo de atuação, pois quanto mais rápida a detecção, menor a probabilidade e gravidade dos danos associados (IEEE 1547, 2003).

O tempo de atuação, também chamado de tempo de detecção, compreende o instante entre a ocorrência do evento de ilhamento e o instante em que o sinal de desligamento é enviado a GD, que caracteriza a detecção de ilhamento. Outro critério utilizado para avaliar os métodos de detecção é a zona de não-deteção (ZND) (SALEH, et al., 2014). A ZND de um método representa suas limitações, pois expressa a região de desbalanço de potência entre a carga e a geração onde os métodos não conseguem detectar o ilhamento com precisão (VIEIRA, et al., 2008a).

#### **2.2.1. Métodos Remotos**

Os métodos de detecção de ilhamento são classificados entre remotos e locais, dependendo do tipo de medição utilizada para a detecção. As técnicas remotas de detecção são baseadas no monitoramento contínuo entre um sinal que é transmitido entre as GDs e as concessionárias, sendo consideradas como as técnicas mais eficientes para detecção. Essas



técnicas requerem controle supervisorio e aquisição de dados, o que torna os circuitos e seus ajustes mais complexos, contribuindo para uma detecção mais precisa, porém com alto custo associado (SALEH, et al., 2014).

A detecção de ilhamento ocorre quando o padrão de comunicação entre a GD e a rede é interrompido, gerando um alerta e desconectando a GD do sistema. Os métodos remotos são vantajosos em sistemas com múltiplas GDs, tanto com geradores síncronos como com inversores, tornando a proteção mais robusta. Alguns exemplos de métodos de detecção remota empregam os sistemas SCADA (do inglês *Supervisory Control and Data Acquisition*), sistemas Carrier ou PLCC (do inglês *Power Line Carrier Communication*) e sistemas SPD (do inglês *Signal Produced by Disconnect*) (LI, et al., 2014).

### **2.2.2. Métodos Locais**

As técnicas locais efetuam medições diretamente no ponto de conexão comum (PCC) entre a GD e a rede, podendo ser subdivididas entre ativas, passivas e híbridas. Estes métodos apresentam um bom desempenho na detecção e menor custo, quando comparados aos métodos remotos.

#### **2.2.2.1. Métodos Locais Passivos**

As técnicas locais passivas utilizam apenas medições realizadas no PCC. Uma vez que os ajustes das proteções são feitos, nenhuma ação adicional é necessária. Por isso, são considerados métodos práticos, apresentando baixo custo e simplicidade de implementação. A qualidade da energia não é afetada e, embora apresentem ZNDs, essas podem ser minimizadas consideravelmente por meio do ajuste nos limites das metodologias aplicadas (POURYEKTA, et al., 2018). Os métodos passivos mais utilizados são baseados em frequência, tensão ou suas variações. Os relés que empregam essas variáveis para detecção são de baixo custo, possuem alta disponibilidade e são amplamente utilizados nos sistemas elétricos.

A frequência e a tensão são variáveis consideradas confiáveis para detecção de ilhamento pois oscilam consideravelmente a partir da ocorrência do ilhamento devido ao fluxo de potência alterado entre geração e carga (VIEIRA, et al., 2008a). Deste modo, se o desbalanço de potência

no ponto de ilhamento for pequeno logo após o evento, as variações de frequência e tensão podem não ser suficientes para que o método detecte o ilhamento em tempo hábil. Em geral, essa característica afeta a grande maioria dos métodos locais passivos e por isso eles apresentam ZNDs maiores do que as demais classificações (MOTTER; VIEIRA, 2018).

Começando com as metodologias clássicas, podemos citar os métodos Sub/Sobrefrequência (SSF) e Sub/Sobretensão (SST), que empregam a frequência e a tensão, respectivamente, como variáveis de detecção. Caso a medida destas grandezas realizada no PCC ultrapasse os limites inferior ou superior durante um certo período de tempo mínimo, então o sinal de desconexão é enviado para a GD (LI, et al., 2014). Outra técnica clássica é o método ROCOF (do inglês *Rate of Change of Frequency*) que utiliza a taxa de variação da frequência pelo tempo. A derivada da frequência é calculada pelo relé de proteção e em seguida comparada com valores de referência a fim de determinar a condição de ilhamento (KHODAPARASTAN, et al., 2017).

Com o mesmo princípio da técnica ROCOF temos o método ROCOP (do inglês, *Rate of Change of Power*), que utiliza a taxa de variação da potência ativa pelo tempo (AHMAD, et al., 2013), e ainda o método ROCOPAD (do inglês, *Rate of Change of Phase Angle Difference*), que emprega a taxa de variação da diferença de ângulo entre a tensão e a corrente medidas no PCC (SAMUI; SAMANTARAY, 2011). Outra medida convencional utilizada em métodos passivos é a taxa de distorção harmônica no sinal de tensão medido na saída da GD (LAAKSONEN, 2013). Além disso, as componentes harmônicas do sinal de tensão também são empregadas para a detecção, a exemplo da quinta harmônica empregada por Merino et al (2015).

Considerando a defasagem angular entre os fasores da tensão terminal na saída da DG e a tensão interna, temos a metodologia de Salto Vetorial, Salto de Vetor ou *Vector Surge* (FREITAS, et al., 2005). Este também é um método clássico utilizado em relés de proteção nos sistemas de distribuição (VIEIRA, et al., 2008b). Também utilizando medidas de ângulo, o método *Phase Jump* monitora a diferença de fase entre as medidas de tensão e de corrente na saída da GD (LI, et al., 2014). Com base na oscilação da resposta de frequência das máquinas síncronas tem-se o método de estimação da frequência de oscilação (EFO).

Esta técnica utiliza uma ferramenta matemática para realizar o cálculo da frequência de oscilação do sinal de frequência da GD, que é então utilizada como parâmetro para detecção (MARCHESAN, et al., 2016). Outro método que utiliza a estimação da frequência de oscilação é

o ESPRIT (do inglês, *Estimation of Signal Parameters via Rotational Invariant Technique*), porém a metodologia é aplicada para GDs conectas à rede através de inversores (PATRA, et al., 2016). Estudos recentes mostram que a combinação de métodos passivos entre si, além de métodos com a implementação de técnicas matemáticas e computacionais contribuem para a redução não somente da ZND, mas também do tempo de detecção dos métodos passivos (MOTTER; VIEIRA, 2018).

Como exemplo de metodologias que empregam o auxílio de ferramentas matemáticas, pode-se citar o uso da transformada de Wavelet. Saleh et al. (2014) propõe um método de detecção que utiliza Wavelet para decompor as componentes de alta frequência extraídas do sinal de potência instantânea aparente trifásica e utilizá-las como variável de detecção. Estudos similares que utilizam também a transformada de Wavelet são propostos por Do et al. (2016) e Farhan e Swarup (2017).

#### 2.2.2.2. Métodos Locais Ativos

As técnicas locais ativas são baseadas no monitoramento de sinais de distúrbio inseridos na rede através do PCC. Esse distúrbio é um sinal com pequena alteração de uma das variáveis medidas da GD (POURYEKTA, et al., 2018). Os métodos ativos possuem alta precisão e confiabilidade, quando comparados aos métodos passivos, porém, apresentam alta custo e é possível que afetem a qualidade de energia da rede. Além disso, podem apresentar certa sensibilidade a variações no fator de potência no PCC (SALEH, et al., 2014).

Alguns exemplos de métodos ativos consolidados são o *Active Frequency Shift* (AFS), o *Sandia Frequency Shift* (SFS) e o *Slide-Mode Frequency Shift* (SMS), que monitoram respectivamente a resposta de alterações de amplitude, de frequência e de fase do sinal de tensão no PCC (AKHLAGHI, S.; GHADIMI; AKHLAGHI, A., 2014; SALEH, et al., 2014). Além destes, temos o método *Sandia Voltage Shift* (SVS), que injeta uma medida de tensão no PCC com um pequeno erro em relação à tensão nominal da GD. Com isso, a detecção é baseada no monitoramento da diferença entre esses dois sinais de tensão (LI, et al., 2014).

### 2.2.2.3. Métodos Locais Híbridos

Como já citado, os métodos de detecção locais podem ser combinados a fim de melhorar o desempenho geral da detecção de ilhamento. Nesta categoria, é possível mencionar a metodologia que utiliza o método ativo SFS e o método passivo ROCOF proposto por Khodaparastan et al. (2015), ou ainda, a combinação do método ROCOF com uma técnica ativa que utiliza potência reativa e componentes de corrente, proposta por Nougain, Prakash e Mishra (2018). Singam e Hui (2006) apresentam o método ativo SMS junto ao método passivo *Phase Jump*. Akhlaghi, Ghadimi e Akhlaghi (2014) propõem uma técnica com duas metodologias ativas, utilizando também o *Slide-Mode Frequency Shift* (SMS) e outro método ativo com base na potência reativa e na frequência.

Mahat, Chen e Bak-Jensen (2009) apresentam um método híbrido com o método passivo, chamado de *Average Rate of Voltage Change*, e com o método ativo de nome *Real Power Shift*. Algumas técnicas mais recentes combinam ferramentas matemáticas complexas, como é o caso da metodologia sugerida por Samet et al. (2018), que utiliza a teoria de redes neurais baseada na otimização por enxame de partículas (do inglês *Particle Swarm Optimization* ou PSO) combinada com as metodologias passivas ROCOF e ROCOAP (do inglês *Rate of Change of Active Power*).

Também utilizando conceitos de redes neurais, Menezes et al. (2018) propõem um método híbrido que combina essa ferramenta com a transformada de Wavelet. Ainda, alguns métodos têm utilizado o conceito de mineração de dados para detecção de ilhamento, como é o caso da metodologia híbrida sugerida por Pardeshi e Jadhav (2017).

## 2.3. CONTROLE DE GERAÇÕES DISTRIBUÍDAS E A DETECÇÃO DE ILHAMENTO

Nesta seção, são apresentados alguns estudos presentes na literatura acerca da análise da influência dos controles aplicados a GDs na detecção de ilhamento. Foram reunidos também outros trabalhos que analisam a detecção de ilhamento junto a influência de diferentes controles da GD e de reguladores de tensão da rede elétrica na detecção de ilhamento. Sobre o ponto de vista da proteção, LI et al. (2020) realizam um estudo sobre a coordenação entre GDs conectadas a rede através de inversores e outros dispositivos como os OLTCs (do inglês, *On-Load-Tap-Changers*).

A operação em conjunto dos inversores com o OLTC mostrou que tanto a variação no perfil de tensão da rede quanto o número de mudanças de taps do OLTC são minimizados. A influência de reguladores de tensão automáticos (*Step Voltage Regulator*) é analisada em um estudo com uma GD síncrona apresentado por Motter e Vieira (2019). A aplicação é otimizada com OLTCs e os autores concluem que os taps de variação da tensão afetam o tempo de detecção, efeito que influencia principalmente os métodos Sub/Sobretensão e Sub/Sobrefrequência.

O desempenho de alguns métodos de detecção de ilhamento é avaliado junto a um inversor controlado por tensão (VC-VSI, do inglês *Voltage-Controlled Voltage Source Inverter*) apresentado por Llonch-Masachs et al. (2015). Quando a rede é desconectada, a tensão no PCC é controlada pelo inversor afetando as medidas realizadas neste ponto e utilizadas para a detecção e ilhamento. Por esta razão, os autores afirmam que os métodos de detecção locais passivos baseados em tensão e frequência não seriam aplicáveis nestas condições e propõem um método de detecção ativo baseado em impedância.

Em outro caso, a fim de integrar a regulação de tensão e a detecção de ilhamento, Zhou et al. (2013) apresentam um controlador baseado na potência reativa. O estudo é aplicado em um sistema fotovoltaico e avalia o esquema de controle com base nos distúrbios de tensão de nos casos de detecção de ilhamento. Os resultados apresentados mostram que o controle é efetivo em estabilizar a tensão e evita detecções indevidas pela proteção. Vieira et. al. (2008a) analisam como o controle do sistema de excitação de uma GD síncrona afeta o desempenho dos relés de proteção baseados em frequência e tensão.

Os autores concluem que a aplicação do controle da potência reativa resulta em ZNDs menores nos métodos baseados em frequência. Além disso, afirmam que relés com métodos de detecção baseados em tensão apresentam maiores dificuldades para detectar um ilhamento quando a GD opera com controle de tensão. Considerando os estudos citados, conclui-se que tanto o controle de tensão aplicado a GDs quanto os reguladores de tensão da rede podem afetar as medidas de tensão e frequência realizadas no PCC que são utilizadas como parâmetros para detecção de ilhamento de técnicas passivas. Além disso, a dinâmica dos controladores pode inserir atrasos na resposta da proteção anti-ilhamento (MOTTER; VIEIRA, 2019).

Assim, percebe-se que dentre os estudos citados, informações importantes foram obtidas sobre a dinâmica da detecção com outros dispositivos em relação ao controle e à proteção.

Porém, a influência dos controles de tensão aplicados a GD e na função de proteção de detecção de ilhamento não é analisada a fundo como tópico principal. Além disso, este trabalho realiza esta análise com um maior número de métodos de detecção e em um sistema de distribuição maior do que o utilizado por Vieira et al. (2008a), estudo que mais se assemelha ao tema proposto.

#### 2.4. CONSIDERAÇÕES FINAIS

Nesta seção, foi apresentada a classificação dos métodos de detecção de ilhamento, com ênfase nos métodos locais passivos, que serão aplicados neste trabalho. Ainda, o estado da arte sobre a influência do controle sobre a detecção de ilhamento mostrou estudos sobre esse assunto presentes na literatura. Com isso, espera-se que seja possível comparar os resultados obtidos com os estudos existentes citados.

### 3. CONTROLE DA GERAÇÃO SÍNCRONA

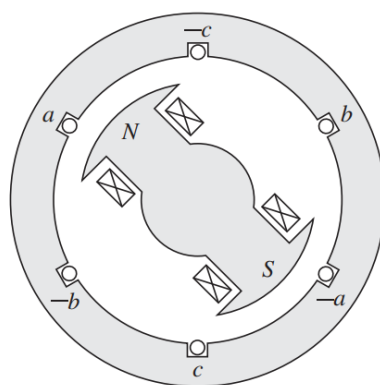
#### 3.1. CONSIDERAÇÕES GERAIS

Este capítulo apresenta o funcionamento e principais características do gerador síncrono, bem como os controles clássicos aplicados ao mesmo. Os controles de tensão e de potência reativa aplicados à geração distribuída síncrona implementados neste trabalho também serão detalhados nesta seção, assim como a dinâmica de funcionamento de cada um deles e os diagramas construídos para a aplicação no sistema de distribuição utilizado na seção de simulações.

#### 3.2. GERADOR SÍNCRONO

O gerador síncrono é uma máquina composta por dois enrolamentos principais. O enrolamento de campo está localizado no rotor, ou eixo da máquina. Este enrolamento está indicado pelos quadrados com  $X$  na Figura 2, que mostra um modelo esquemático de um gerador síncrono trifásico com dois polos salientes. Este circuito é responsável por gerar o campo magnético, já que quando uma corrente contínua circula pelo enrolamento de campo, ele se comporta como um eletroímã. Quando a máquina motriz conectada ao eixo do gerador entra em movimento, surge um campo girante no rotor.

Figura 2 — Modelo construtivo de um gerador síncrono trifásico



Fonte: UMANS, 2014.

Desta forma, tensões trifásicas são induzidas nos enrolamentos de armadura com frequência “sincronizada” à frequência do campo girante do rotor, por isso o nome de máquina

síncrona. Os enrolamentos de armadura estão dispostos na parte estática da máquina, ou estator, e estão indicados pelas letras  $a$ ,  $b$  e  $c$  na Figura 2. A partir deste enrolamento serão derivados os terminais do gerador que fornecem energia para a carga. Este é o princípio básico de funcionamento do gerador síncrono (CHAPMAN, 2013).

### 3.3. CONTROLE DOS GERADORES SÍNCRONOS

Os dois controles clássicos aplicados às máquinas síncronas são o controle de velocidade e o controle de tensão. O regulador de velocidade tem o objetivo de garantir uma relação linear entre a velocidade e a potência gerada pela máquina. Isso porque a potência entregue pelo gerador está relacionada com sua frequência, que por sua vez, depende da velocidade (CHAPMAN, 2013). O controle de tensão clássico aplicado é o regulador automático de tensão (AVR, do inglês *Automatic Voltage Regulator*). O controlador AVR tem por objetivo suprir a tensão do enrolamento de campo a fim de manter a tensão terminal da máquina dentro dos limites de capacidade do gerador (KUNDUR, 1994).

### 3.4. CONTROLE DE TENSÃO (AVR)

O controle AVR considerado neste trabalho foi implementado através do bloco *Excitation System* (Mathworks, 2022), presente na biblioteca da ferramenta *Simulink* do software MATLAB®. Esse bloco constitui o regulador de tensão do gerador síncrono segundo as práticas recomendadas pela norma IEEE Standard 421.5 (1992). A Figura 3 mostra o diagrama construído no *Simulink* com o bloco do controle AVR e o bloco que modela a máquina síncrona de polos salientes, indicada por *Synchronous Machine*.

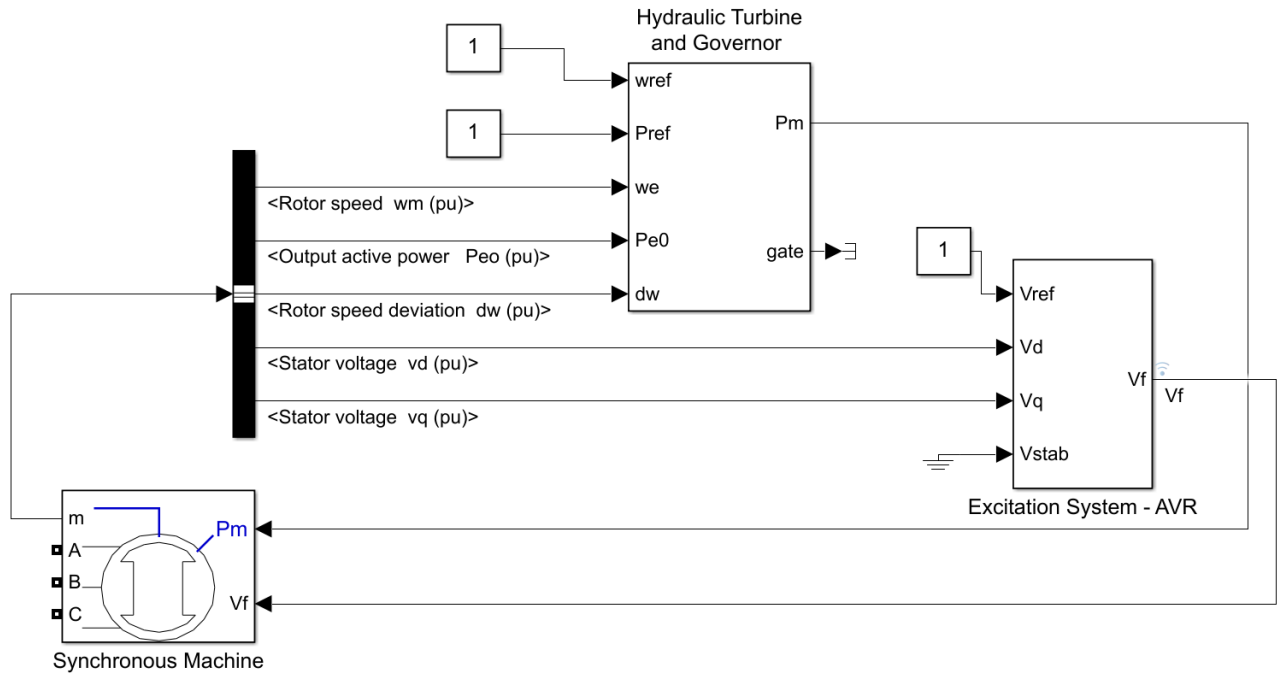
O gerador síncrono é conectado à rede através das entradas  $A$ ,  $B$  e  $C$ . A entrada  $m$  possibilita retirar medidas da máquina que são selecionadas através da barra em preto, bloco *Bus Selector*. Através desta barra é possível conectar as medidas necessárias a cada bloco a fim de obter a potência mecânica ( $P_m$ ) e a tensão de campo ( $V_f$ ) que são conectadas ao gerador. Ainda na Figura 3, é possível notar o bloco *Hydraulic Turbine and Governor* que reproduz a dinâmica da máquina motriz que fornece o movimento ao gerador e o controlador de velocidade.

A estrutura interna do bloco AVR é composta através de funções de transferência, como indicado na Figura 4. O regulador possui 4 entradas, a tensão terminal de referência  $v_{ref}$ , as componentes direta e em quadratura de tensão  $v_d$  e  $v_q$ , e o sinal a ser provido pelo estabilizador



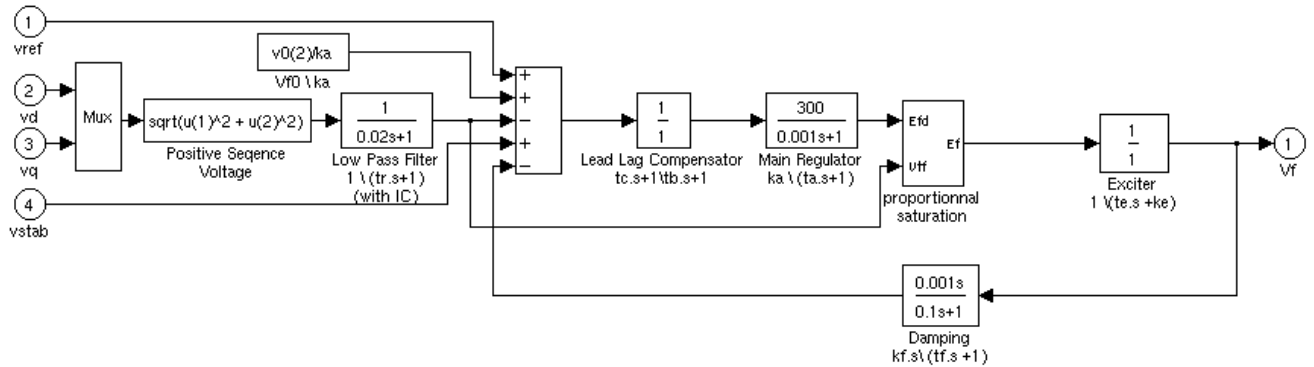
do sistema elétrico de potência  $v_{stab}$ . A tensão terminal de referência indica a tensão desejada na saída do gerador, tendo sido sempre ajustada em 1 p.u., as componentes  $v_d$  e  $v_q$  são obtidas através da medição aplicada ao gerador síncrono e  $v_{stab}$  não é utilizado, sendo conectado a referência.

Figura 3 — Gerador síncrono e controle AVR



Fonte: Simulink.

Figura 4 — AVR



Fonte: Mathworks, 2022.

Como ilustra a Figura 4, ao entrar no AVR, as tensões de eixo direto e de quadratura são convertidas para a tensão de sequência positiva, que passa por filtros até chegar ao regulador principal, indicado por *Main Regulator*. Em seguida está a excitatriz, indicada por *Exciter*, que entrega na saída da malha de controle a tensão de excitação que irá alimentar o enrolamento de campo da máquina. O bloco AVR ainda possui recursos de saturação, indicado por *proportional saturation*, e efeito de amortecimento, indicado por *damping*.

Com isso, através da medida de tensão nos terminais do gerador, o regulador entrega uma tensão de excitação adequada de modo a manter a tensão terminal do gerador o mais próximo da tensão de referência ajustada (KUNDUR, 1994). Para fins de simulação, todos os parâmetros que compõem as funções de transferência internas ao AVR mostrado no diagrama da Figura 4 foram deixados com os valores padrões já pré-estipulados pelo *Simulink*.

### 3.5. CONTROLE DE POTÊNCIA REATIVA (AQR)

O controle de reativo AQR (do inglês *Automatic Reactive Power Regulator*) implementado neste trabalho foi proposto por Robert e Planque (2007). O diagrama da conexão deste controle com o gerador síncrono é mostrado na Figura 5. Esta figura é similar à Figura 3, percebe-se apenas que a referência da tensão de saída conectada ao AVR agora é entregue pelo bloco AQR. O diagrama de blocos do controle AQR é indicado na Figura 6, onde *GS* indica o gerador síncrono e *Exc* indica o sistema de excitação.

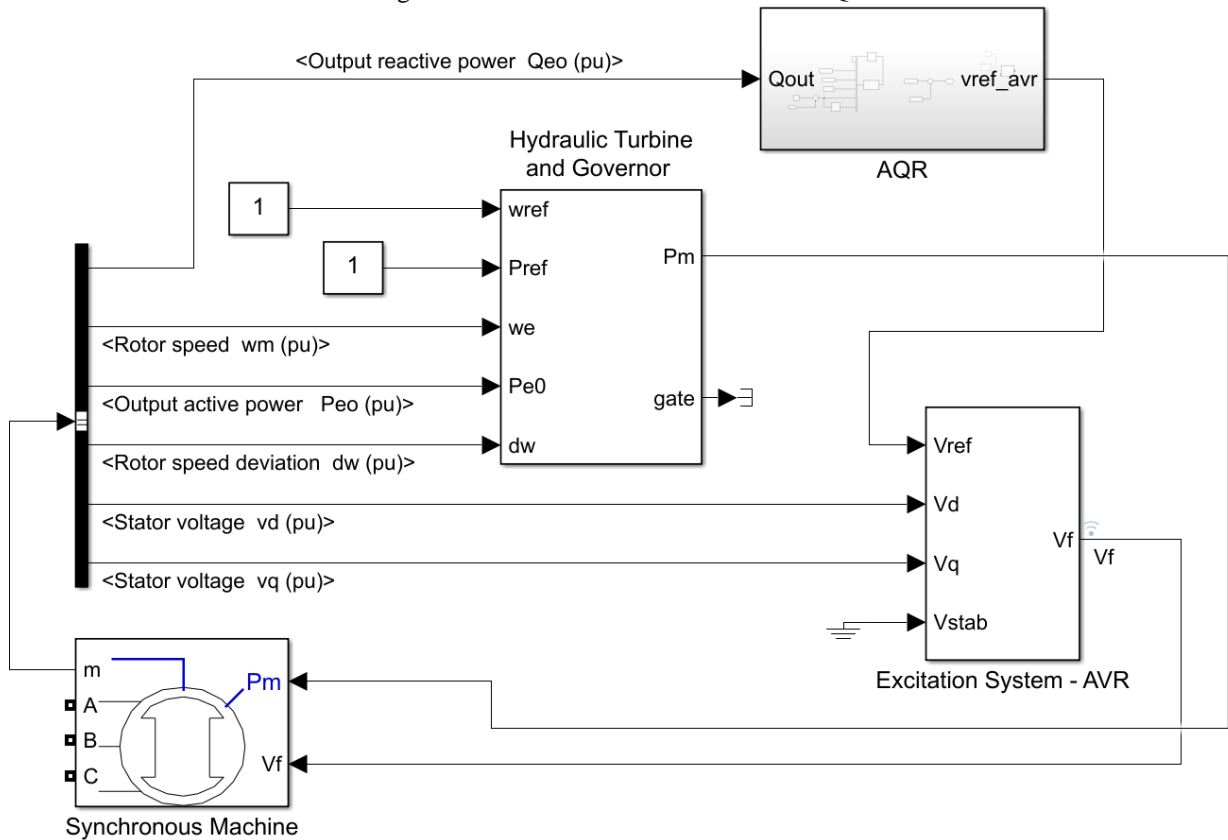
Na entrada do diagrama de blocos está o erro de potência reativa ( $e$ ) dado pela diferença do valor de referência de potência reativa  $Q_{ref}$  e o valor medido de potência reativa na saída da máquina síncrona,  $Q_{out}(t)$ . Este valor de erro é submetido ao bloco A, onde a Equação 1 é aplicada. A variável  $\Delta u_c(n)$  representa o valor atual da variação da tensão terminal de referência da máquina síncrona ( $\Delta u_c$ ). O valor anterior de  $\Delta u_c$  é dado por  $\Delta u_c(n - 1)$ , e esta mesma lógica é aplicada ao erro  $e$ .

$$\Delta u_c(n) = \Delta u_c(n - 1) + (K_p + K_i \cdot T_s) \cdot e(n) - K_p \cdot e(n - 1) \quad (1)$$

A variação da tensão terminal de referência  $\Delta u_c$ , dada na saída do bloco A, é somada à tensão terminal de referência ( $V_{ref}$ ), sempre ajustada com valor unitário. Com isso, tem-se a saída do controle AQR, que entrega a tensão terminal de referência ( $vref\_avr$ ) para a excitação, sendo inserida na entrada do AVR. O bloco AVR opera como descrito na seção anterior. O ganho

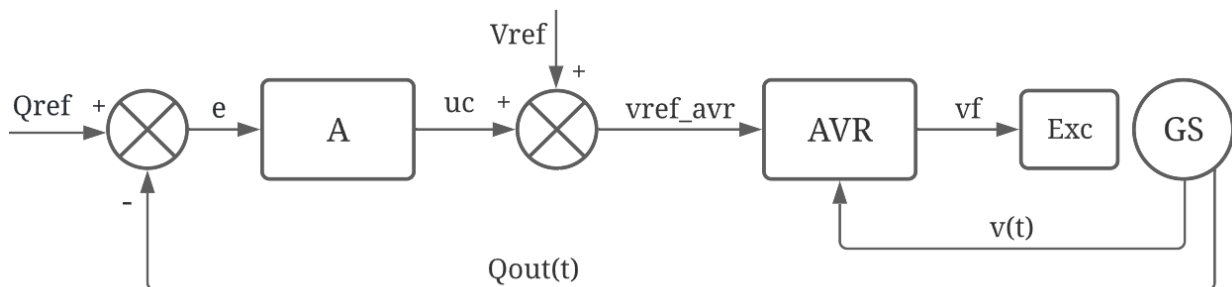
proporcional é indicado por  $K_p$  e  $K_i$  é o ganho integral. Seus valores são de 18 e 0.1, respectivamente, e foram determinados de forma empírica, de modo a melhorar o rastreamento da referência e evitar oscilações.

Figura 5 — Gerador síncrono e controle AQR



Fonte: Simulink.

Figura 6 — Controle de reativo (AQR)



Fonte: Modificado de (ROBERT; PLANQUE, 2007).

Os valores de  $K_p$  e  $K_i$  foram determinados através de simulações com ambos variando em conjunto e de forma independente. Neste processo, foi observada a resposta de rastreamento da referência de potência reativa a fim de verificar como os ganhos afetavam o tempo de convergência, ou seja, o tempo até atingir o valor de referência ajustado, e o *overshoot*, percentual de variação acima do valor de referência. Assim, os valores finais definidos para os ganhos  $K_p$  e  $K_i$  foram determinados considerando o menor *overshoot* da variável controlada, o que resultou em um tempo de convergência um pouco maior.

Como o controle AQR implementado além de rastrear a referência de potência reativa ainda possui uma referência de tensão, considerou-se a necessidade de avaliar a capacidade do sistema em manter a potência reativa definidas ( $Q_{ref}$ ). Considerando que nas máquinas síncronas a potência reativa e a tensão terminal da máquina são dependentes entre si (BOLDEA, 2006), espera-se que ao atender a potência reativa de referência, possa ocorrer violação da tensão de referência.

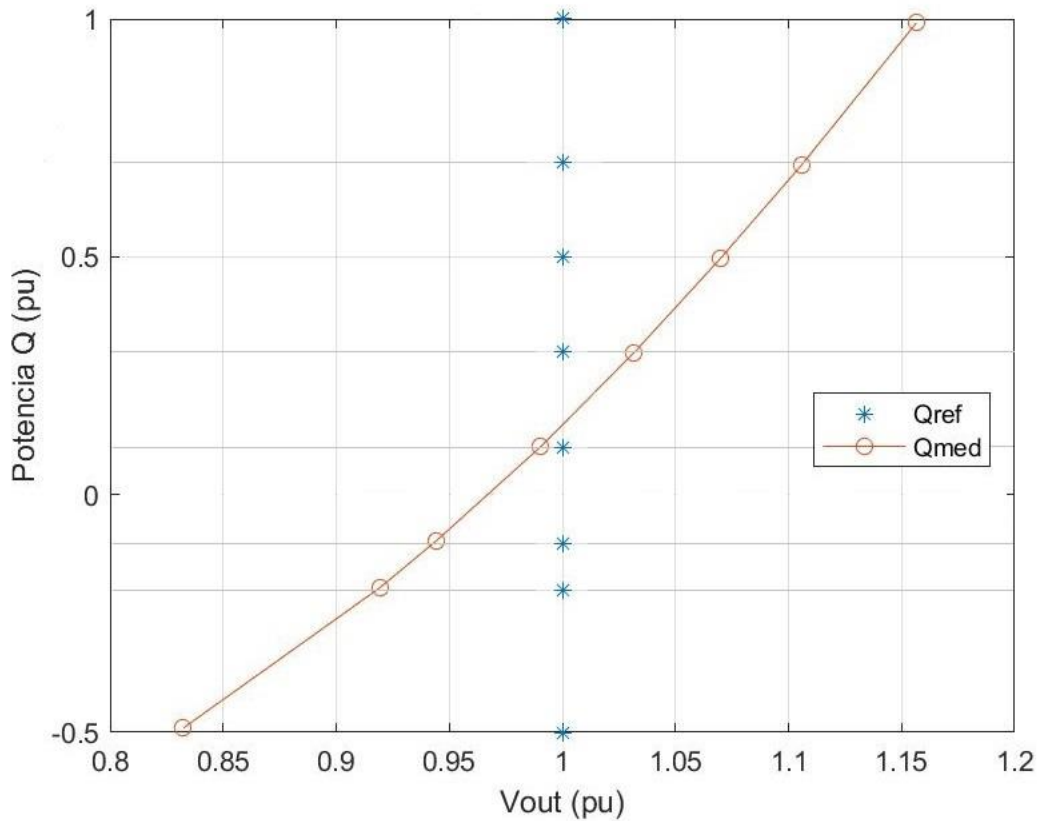
A Figura 7 mostra uma simulação que varia as referências de potência reativa e mantém uma referência de tensão fixa unitária, a fim de avaliar como a tensão se comporta frente a variação da referência de potência reativa. O eixo das abscissas indica a tensão nos terminais da máquina e o eixo das ordenadas indica a potência reativa de saída, ambos em p.u. A referência de tensão do controle permaneceu em 1 p.u., enquanto que a referência de potência ( $Q_{ref}$ ) foi alterada para os valores de -0.5 p.u. até 0.5 p.u., indicados no gráfico através dos pontos em asterisco azul.

Os valores de potência reativa medida ( $Q_{med}$ ) na saída da máquina estão indicados pelos pontos com círculos em vermelho, onde as retas em vermelho que unem os pontos expressam apenas uma linha de tendência que permite analisar melhor os dados. Os valores negativos de referência de potência ativa indicam consumo e os valores positivos de referência indicam injeção de reativo do gerador no sistema.

Percebe-se através das linhas horizontais na Figura 7 que o controle AQR obteve sucesso em atingir os valores de referência de reativo estipulados. Por outro lado, a tensão terminal da máquina não se manteve em 1 p.u. para todos os casos como esperado, variando de forma diretamente proporcional ao aumento da potência reativa injetada. Deste modo, a referência de potência reativa da máquina foi definida como 0.2 p.u. a fim de que a tensão em seus terminais estivesse o mais próxima da tensão de referência de 1 p.u..

Desta forma, a influência mostrada na Figura 7 não é significativa para o estudo proposto, pois, desde que a referência de tensão seja atendida, será possível avaliar a influência do controle de potência reativa na detecção de ilhamento sem prejuízos.

Figura 7 — Influência entre o rastreamento da referência de Q e da referência de V



Fonte: Autora.

### 3.6. CONSIDERAÇÕES FINAIS

Esta seção apresentou uma introdução com o princípio de funcionamento de um gerador síncrono. Os conceitos básicos e o modo de implementação dos controles de tensão e de potência reativo aplicados ao gerador síncrono foram ilustrados e descritos segundo sua lógica de operação. Ainda, foi realizado um estudo da influência entre os ajustes de referência de tensão e de potência reativa na operação do controle AQR.

## 4. SIMULAÇÕES

### 4.1. CONSIDERAÇÕES INICIAIS

Nesta seção, os métodos implementados são explicados segundo seu princípio de funcionamento e lógica de operação. São detalhados ainda os dados do sistema teste e da geração distribuída. As simulações estão divididas entre controle de tensão e controle de potência reativa, sendo comparadas lado a lado ao longo do capítulo. Para cada controle, foram simulados casos de ilhamento, de curtos-circuitos, de acoplamentos de carga, de acoplamento de banco de capacitor e de desbalanço de potência ativa e reativa. Ao final da seção, é feita a avaliação entre os resultados obtidos com cada controle.

### 4.2. ALGORÍTMOS DOS MÉTODOS DE DETECÇÃO

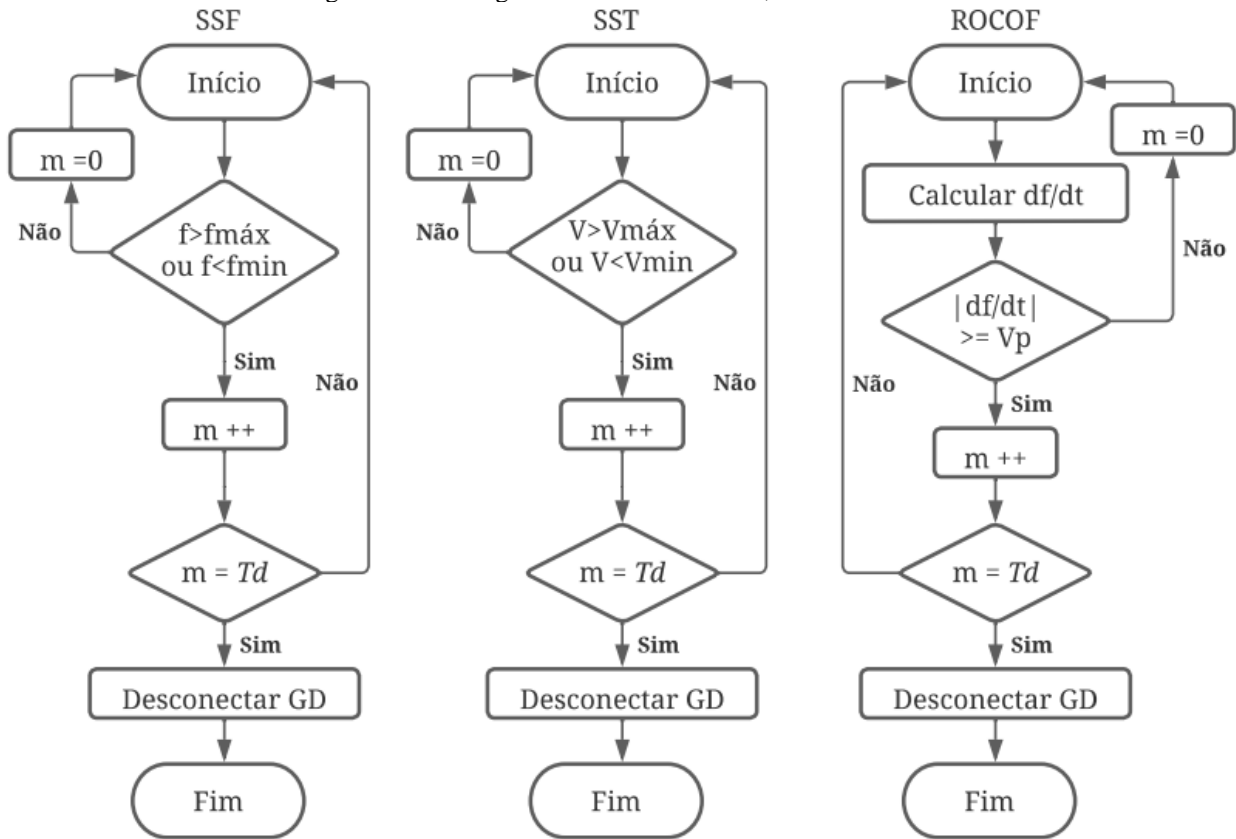
Os algoritmos de detecção de ilhamento foram implementados através de código no software MATLAB®. Para testar os métodos, os algoritmos foram submetidos a sinais gerados através da ferramenta *Simulink* no sistema de distribuição IEEE 33 Barras e os resultados serão apresentados nas próximas seções.

#### 4.2.1. Sub/Sobrefrequência (SSF)

O algoritmo de Sub/Sobrefrequência (SSF) é a técnica passiva mais simples de ser implementada para detecção de ilhamento. Classicamente, esse método tem um baixo número de detecções não intencionais, mas grande zona de não-deteção (ZEINELDIN, H. H. e KIRTLEY, J. L., 2009). O diagrama que representa a lógica do código pelo qual o método foi aplicado está ilustrado na Figura 8. O processo de operação do algoritmo começa monitorando a frequência elétrica ( $f$ ) no ponto de conexão entre a GD e a rede.

A detecção ocorre considerando os limites de variação em torno da frequência nominal de operação. Caso a frequência medida ultrapasse o valor máximo ( $f_{máx}$ ) ou o valor mínimo ( $f_{mín}$ ), a variável  $m$  é incrementada até que seja igual ao tempo de atraso ( $Td$ ), também chamado de *delay*. Quando isso ocorre, a condição de ilhamento é confirmada e a GD deve ser desconectada do sistema. Esse tempo mínimo para detecção torna os métodos mais confiáveis e robustos, e é utilizado em todas as metodologias implementadas neste trabalho.

Figura 8 — Fluxogramas dos métodos SSF, SST e ROCOF



Fonte: Autora.

#### 4.2.2. Sub/Sobretensão (SST)

Como já citado, o método Sub/Sobretensão (SST) é uma metodologia clássica. Sua lógica de implementação é similar ao SSF (LI et. al., 2014) e está ilustrada na Figura 8. A tensão medida no PCC é convertida em p.u., considerando a tensão base como a tensão nominal da máquina, é comparada com o ajuste máximo  $V_{máx}$  e com o ajuste mínimo  $V_{mín}$ . A detecção do ilhamento ocorre quando a tensão em p.u. permanece acima do limite máximo ou abaixo do limite mínimo de tensão por um período maior do que o tempo  $T_d$ , calculado através de um contador. Neste caso, um sinal de desconexão será enviado para a GD.

#### 4.2.3. ROCOF

O parâmetro de detecção do algoritmo ROCOF é a derivada da frequência em relação ao tempo, que representa a taxa de variação da frequência pelo tempo (NASSIF; MADSEN, 2017).

O cálculo da derivada de uma variável permite observar a variação desta medida de forma mais evidente. Em outras palavras, a detecção através da derivada da frequência maximiza as oscilações de frequência que ocorrem no sistema, por esta razão, o método ROCOF é mais rápido na detecção de ilhamento quando comparado ao SSF, por exemplo. Porém, isto também torna esta técnica mais susceptível a detecção não intencional em casos de curtos-circuitos, por exemplo (GREBLA; YELLAJOSULA; HØIDALEN, 2020).

No algoritmo implementado, a derivada da frequência é calculada entre amostras espaçadas em um ciclo entre si, de forma a obter uma representação mais geral dos pontos amostrados. A Figura 8 mostra a dinâmica de funcionamento do código ROCOF. O modulo da derivada  $df/dt$  é comparado com o limite máximo da variação de frequência ( $L_{lim}$ ). Se  $df/dt$  permanece acima de  $L_{lim}$  durante o tempo mínimo  $Td$ , então ocorre a detecção do ilhamento e a GD recebe um sinal para a desconexão.

#### 4.2.4. EFO

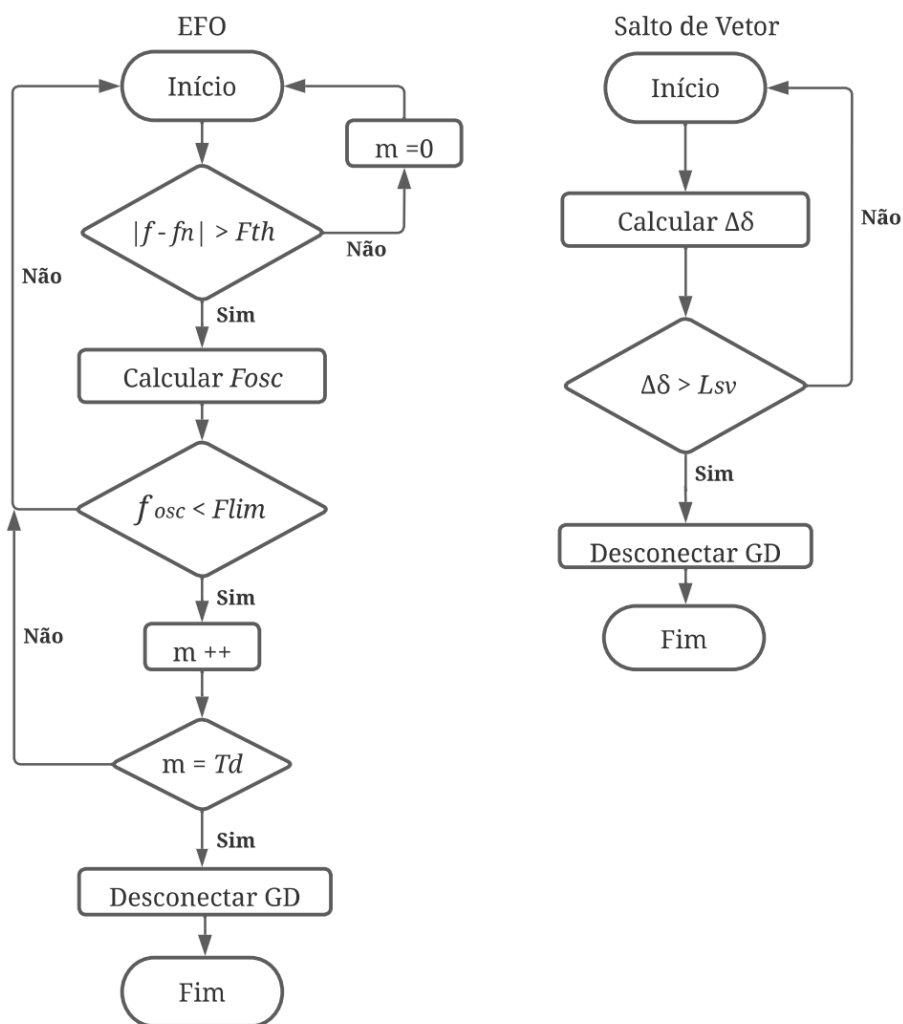
O método de estimação da frequência de oscilação, inicialmente proposto por Marchesan et al. (2016), concentra-se no uso da estimativa da frequência de oscilação como base para a detecção de ilhamento. Essa técnica leva em consideração as informações contidas nas flutuações de frequência da rede e sua característica de indicar o estado de operação do sistema. O fluxograma do método é mostrado na Figura 9. A técnica EFO foi desenvolvida baseada na equação de oscilação da máquina síncrona.

Para otimizar a operação da proteção, uma pré-seleção é realizada a fim de filtrar os casos de real interesse no cálculo da frequência estimada de oscilação, de forma semelhante ao método Sub/Sobrefrequência. Com isso, o cálculo da frequência de oscilação apenas será realizado se a frequência oscilar além dos limites do SSF. Desta forma, há uma redução de esforço computacional desnecessário.

Observando o fluxograma do EFO, o primeiro passo é verificar o erro entre a frequência medida ( $f$ ) e a frequência nominal ( $f_n$ ). Se esse valor é maior do que o limite de variação da frequência ( $F_{th}$ ), então o próximo passo será o cálculo da estimação da frequência de oscilação ( $f_{osc}$ ). Se  $f_{osc}$  permanecer abaixo do limite padrão mínimo  $F_{lim}$  durante o tempo limite  $Td$  para o contador  $m$ , então a GD deverá ser desconectada.



Figura 9 — Fluxograma dos métodos EFO e Salto de Vetor



Fonte: Autora.

#### 4.2.5. Salto de Vetor

Assim como a frequência, o ângulo da tensão nos terminais de uma GD também varia no instante posterior à ocorrência de um ilhamento. Portanto, o método de detecção Salto de Vetor utiliza a variação do ângulo da tensão terminal ( $\Delta\delta$ ) do gerador síncrono como variável de detecção. Os relés que utilizam este método de detecção nos sistemas de distribuição reais medem a variação do ângulo de tensão entre ciclos, de forma que a medida de ângulo do ciclo atual é comparada com o ciclo anterior (FREITAS; HUANG; XU, 2005).

A Figura 9 mostra o fluxograma de funcionamento do método Salto de Vetor. O ângulo da tensão terminal ( $\Delta\delta$ ) é definido pela diferença de ângulo entre dois ciclos consecutivos da tensão de uma das fases no terminal da máquina. Por fim, a detecção acontece quando a variação do ângulo  $\Delta\delta$  é maior do que o limite  $L_{sv}$ .

### 4.3. AJUSTES DOS MÉTODOS

Os ajustes para os métodos Sub/Sobretensão (SST) e Salto de Vetor utilizados por Motter e Vieira (2018) estão entre 0.5 e 1.2 p.u. e  $10^\circ$ , respectivamente. Zeineldin e Kirley (2009) utilizam ajustes de 0.88 e 1.1 p.u. para o SST e 60,5 e 59,3 Hz para o SSF, com frequência nominal de 60 Hz. De modo geral, para o método Salto de Vetor, os ajustes podem variar entre  $3^\circ$  e  $15^\circ$  segundo Vieira et. al. (2006), entre  $6^\circ$  e  $18^\circ$  segundo Viera, Motter e Coury (2015), ou ainda entre  $2^\circ$  e  $20^\circ$  (FREITAS; HUANG; XU, 2005).

Para o método ROCOF, foram encontrados limites de 1,2 Hz/s (NASSIF; MADSEN, 2017), 1 Hz/s (MOTTER; VIEIRA, 2018) e 0,5 Hz/s (GREBLA, YELLAJOSULA; HØIDALEN, 2020). Para o método EFO, o ajuste de Marchesan et al. (2016) é de 2,5Hz. O tempo de *delay* ( $Td$ ) mencionado para os métodos SSF, SST, ROCOF e EFO é de 800 amostras e representa dois ciclos de operação considerando a frequência de 50Hz e o período de amostragem de  $50 \mu s$  (microsegundos).

Os limites definidos para cada método implementado foram baseados nos ajustes citados acima, e estão reunidos na Tabela 1.

Tabela 1 — Ajustes dos métodos implementados

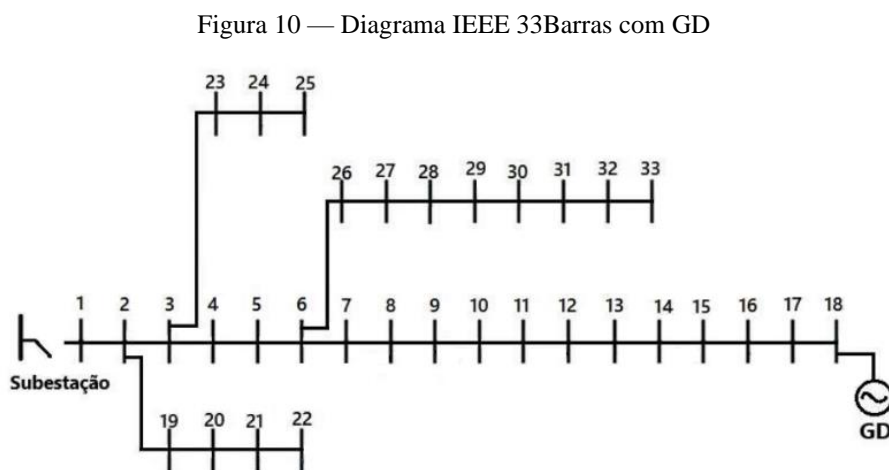
Métodos	Ajustes	Definição	Valores	Unidades
SSF	$f_{m\acute{a}x}$ e $f_{m\acute{i}n}$	Limites de frequência máxima e mínima	49,5 e 50,5	Hz
SST	$V_{m\acute{a}x}$ e $V_{m\acute{i}n}$	Limites de tensão máxima e mínima	0,7 e 1,2	p.u.
ROCOF	$L_{lim}$	Limite de variação da frequência	0,5	Hz/s
EFO	$F_{lim}$	Limite da frequência de oscilação	2,5	Hz
	$f_{m\acute{a}x}$ e $f_{m\acute{i}n}$	Limites de frequência máxima e mínima	49,5 e 50,5	Hz
Salto de Vetor	$L_{sv}$	Limite de variação máxima do ângulo de tensão	10	Graus
SSF, SST, ROCOF e EFO	$Td$	Tempo de <i>delay</i>	50	$\mu s$

Fonte: Autora.

Percebe-se que os mesmos métodos foram empregados com diferentes ajustes em diferentes trabalhos, isso se deve ao sistema de distribuição escolhido em cada estudo, além de possíveis diferenças durante o processo de implementação dos métodos. Da mesma forma, considerando o sistema de distribuição utilizado neste trabalho, os ajustes definidos variaram um pouco dos ajustes apresentados na literatura, pois foram ajustados de acordo com o modo de implementação, o tipo de GD e o sistema teste definido.

#### 4.4. SISTEMA TESTE

A Figura 10 apresenta o diagrama unifilar do sistema de distribuição IEEE 33 Barras utilizado através da ferramenta *Simulink* do *software* MATLAB®. Este diagrama é disponibilizado por Wong (2022), a única modificação realizada no sistema foi a inserção da GD síncrona na Barra 18, como indicado. Todas as cargas do diagrama são do tipo impedância constante. Os principais parâmetros do sistema estão representados na Tabela 2. A Tabela 3 apresenta os parâmetros da GD, que estão de acordo com os valores padrões do bloco que modela o gerador síncrono no *Simulink* (*Synchronous Machine pu Fundamental*).



Fonte: Modificado de VITA (2017).

Todos os sinais retirados das simulações foram amostrados com um período de  $50 \mu s$  (microssegundos), totalizando 80.000 amostras para os 4 segundos de simulação. Todos os eventos simulados detalhados nas próximas seções ocorrem em 2 segundos. Este instante foi

escolhido a fim de que os eventos acontecessem durante o regime permanente da máquina síncrona, a fim de evitar interferências como o transitório de partida do gerador, por exemplo.

Tabela 2 — Dados do Diagrama IEEE 33 Barras

Parâmetros do Sistema	Valores	Unidades
Frequência Nominal	50	Hz
Tensão Nominal	12,66	kV
Potência Ativa da Carga Total	4,215	MW
Potência Reativa da Carga Total	2,3	Mvar

Fonte: Autora.

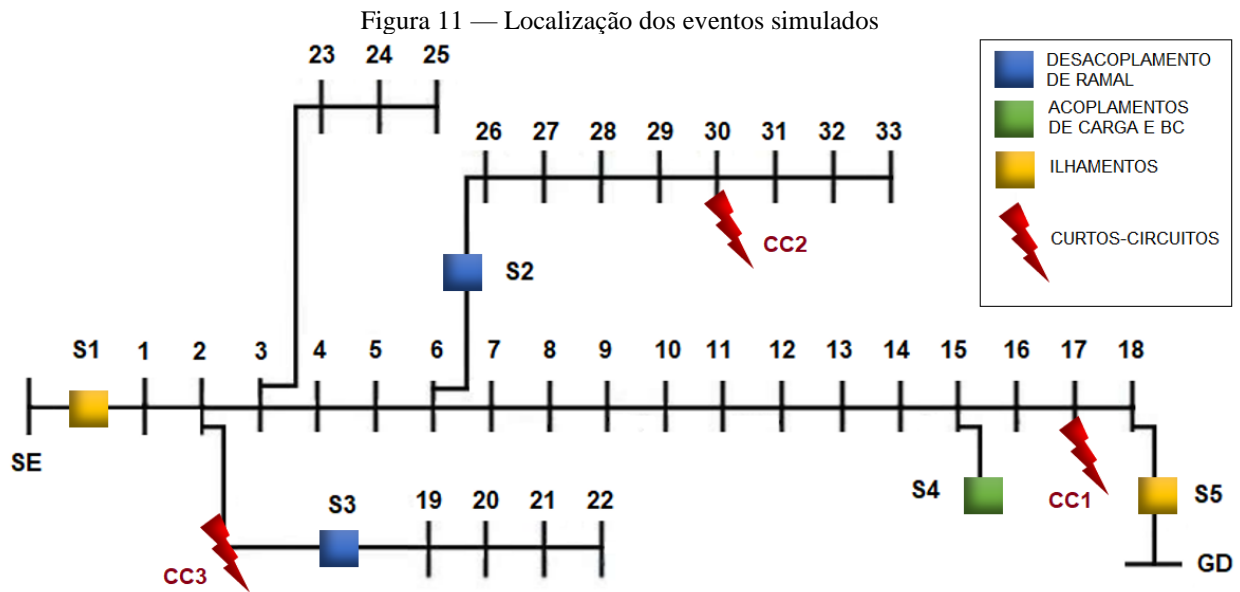
Tabela 3 — Dados da GD Síncrona

Parâmetros da GD	Valores	Unidades
Tensão Nominal	400	V
Potência Ativa da Carga Total	1	MW
Potência Reativa de Referência	0,2	p.u.
Frequência ( $f_n$ )	50	Hz
Resistência do Estator ( $R_s$ )	0,0285	p.u.
Indutância de Fuga ( $L_{ls}$ )	0,114	p.u.
Indutância de Magnetização do eixo d ( $L_{md}$ )	1,19	p.u.
Indutância de Magnetização do eixo q ( $L_{mq}$ )	0,36	p.u.
Resistência de Campo ( $R_f$ )	0,000579	p.u.
Indutância de Escoamento de Campo ( $L_{fd}$ )	0,114	p.u.
Coefficiente de Inércia	3,7	s
Número de Par de Polos	20	unidade

Fonte: Mathworks, 2022.

#### 4.5. CASOS TESTADOS

As simulações dos subitens 4.4.1 até 4.4.5 foram realizadas nos pontos indicados na Figura 11. Os eventos de ilhamento foram simulados através das chaves  $S1$  e  $S5$  (quadrados amarelos). Os desacoplamentos de linhas adjacentes foram realizados através da abertura das chaves  $S2$  e  $S3$  (quadrados azuis) e os acoplamentos de carga e do banco de capacitores foram conectados através da chave  $S4$  (quadrado verde). Os curtos-circuitos estão indicados em vermelho por  $CC1$ ,  $CC2$   $CC3$ .



Fonte: Autora.

#### 4.5.1. Ilhamento

Como já mencionado, o evento de ilhamento se caracteriza quando parte do sistema é desconectada da rede principal e permanece energizada por uma geração distribuída adjacente. As simulações de ilhamento foram realizadas na barra 1 e na barra 18. A primeira simulação desconecta a fonte principal de energia representada pela subestação, desta forma, após o ilhamento, a carga é maior do que a potência gerada pelo gerador síncrono. No segundo caso, a potência gerada é maior do que a carga que o gerador alimenta. Os tempos de detecção de cada método estão indicados na Tabela 4 para o controle AVR e na Tabela 5 para o controle AQR.

Tabela 4 — Simulações de ilhamento com controle AVR

**Ilhamento Barra 1:  $P_{carga} > P_{GD}$**

**Ilhamento Barra 18:  $P_{GD} > P_{carga}$**

Métodos de Detecção	Tempo de Atuação (ms)	Tempo de Atuação (ms)
SSF	480,60	147,60
SST	-	-
ROCOF	225,30	49,10
EFO	341,90	60,90
Salto de Vetor	4,10	6,40

Fonte: Autora.

Tabela 5 — Simulações de ilhamento com controle AQR

**Ilhamento Barra 1:  $P_{carga} \gg P_{GD}$**

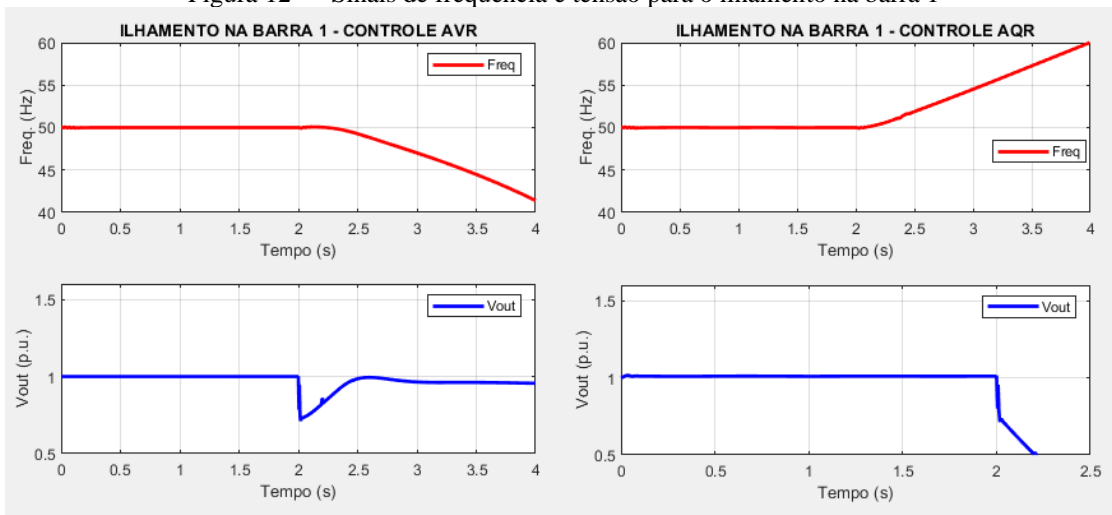
**Ilhamento Barra 18:  $P_{GD} > P_{carga}$**

Métodos de Detecção	Tempo de Atuação (ms)	Tempo de Atuação (ms)
SSF	272,10	146,90
SST	87,20	191,50
ROCOF	110,00	49,40
EFO	140,90	60,90
Salto de Vetor	4,10	6,50

Fonte: Autora.

A Figura 12 mostra os sinais de tensão e de frequência para o ilhamento na barra 1 comparando ambos os controles. Com o controle AVR, é possível perceber que a frequência aumenta quando a geração é maior do que a carga após o ilhamento, como esperado segundo a dinâmica da máquina síncrona. No entanto, com o controle AQR não há manutenção da tensão em seu nível nominal, pois o controle está mais focado na referência de potência reativa. Com a tensão decrescendo, ocorre a redução da potência consumida pela carga, o que resulta na aceleração do gerador e consequente aumento da frequência, possibilitando a detecção do ilhamento.

Figura 12 — Sinais de frequência e tensão para o ilhamento na barra 1

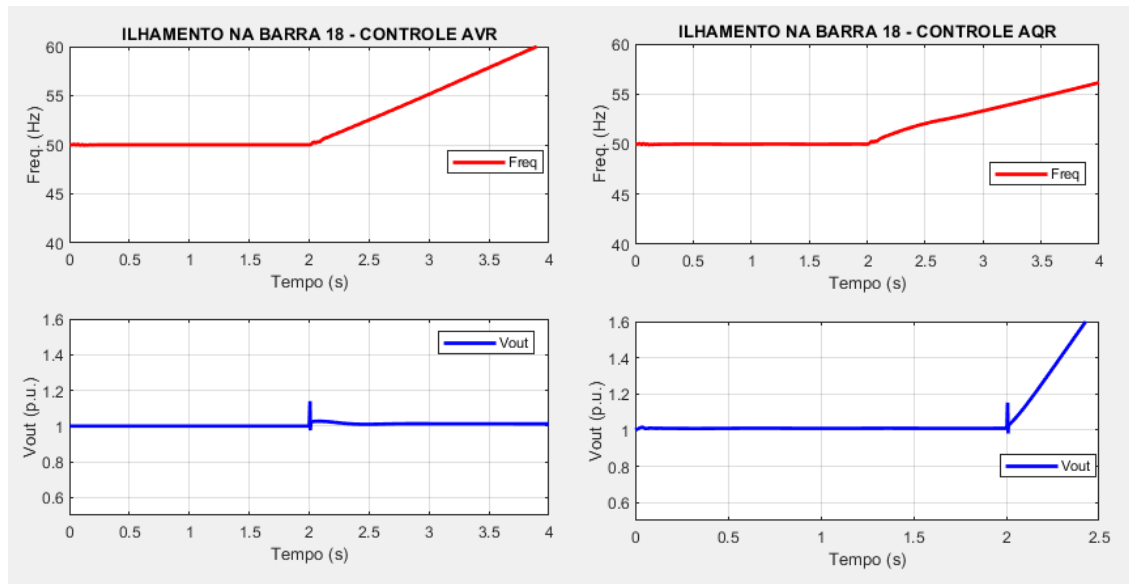


Fonte: Autora.

A Figura 13 mostra os sinais de frequência e tensão para a simulação de ilhamento na barra 18 comparando ambos os controles. Neste evento, a carga é menor do que a geração após o

ilhamento e, portanto, espera-se que a frequência aumente. Isto de fato ocorre para os dois controles simulados. Percebe-se na Figura 13 que, após o ilhamento, o controle AVR ainda consegue manter a tensão de referência de 1 p.u. na saída da máquina. Isto explica porque o método SST não atuou para nenhum dos casos de ilhamento testados nesta seção.

Figura 13 — Sinais de frequência e tensão para o ilhamento na barra 18



Fonte: Autora.

#### 4.5.2. Curtos-circuitos

Um ilhamento não-intencional ocorre quando os métodos de detecção de ilhamento atuam de forma equivocada e desconectam a GD da rede. Como já mencionado, este é um acontecimento indesejável, portanto, as simulações dos subitens 4.4.2 até 4.4.5 se destinam a avaliar como os métodos de detecção implementados se comportam frente a eventos que podem causar oscilação das variáveis monitoradas pelas técnicas como tensão e frequência, por exemplo.

Os eventos de curtos-circuitos ocorreram nas barras 2, 30 e 18, como indicado na Figura 11. As simulações desta seção compreendem curtos-circuitos trifásicos terra (realizados entre as fases A, B, C e terra) e monofásicos terra (entre a fase A e o terra). A simulação de cada curto-circuito começa em 2 segundos e têm duração de 200ms (microssegundos).

Foram consideradas resistências de curto de zero e de  $50\Omega$  (*ohms*). Os resultados obtidos estão indicados na Tabela 6, onde todos os eventos dos subitens 4.4.2 até 4.4.5 estão reunidos

considerando o controle AVR. De forma semelhante, a Tabela 7 reúne as mesmas simulações considerando o controle AQR. A sigla ‘N.D.’ indica ‘Não detectou’, ou seja, o método não atuou de forma indevida para este evento. Da mesma forma, ‘D.’ indica ‘Detectou’, representando um possível ilhamento não-intencional.

Tabela 6 — Comparação geral dos eventos com controle AVR

<b>Evento</b>	$R_c$	<b>SSF</b>	<b>SST</b>	<b>ROCOF</b>	<b>EFO</b>	<b>Salto de Vetor</b>
CC1 Trifásicos-Terra	0 $\Omega$	D.	D.	D.	D.	D.
CC1 Trifásicos-Terra	50 $\Omega$	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.
CC1 Monofásico-Terra	0 $\Omega$	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.
CC1 Monofásico-Terra	50 $\Omega$	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.
CC2 Trifásicos-Terra	0 $\Omega$	N.D.	N.D.	D.	D.	D.
CC2 Trifásicos-Terra	50 $\Omega$	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.
CC2 Monofásico-Terra	0 $\Omega$	N.D.	N.D.	D.	N.D.	D.
CC2 Monofásico-Terra	50 $\Omega$	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.
CC3 Trifásicos-Terra	0 $\Omega$	N.D.	N.D.	D.	D.	D.
CC3 Trifásicos-Terra	50 $\Omega$	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.
CC3 Monofásico-Terra	0 $\Omega$	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.
CC3 Monofásico-Terra	50 $\Omega$	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.
Acoplamento de Carga 1 $S_1 = (400 + j100) \text{ kVA}$	-	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	D.
Acoplamento de Carga 2 $S_2 = (700 + j200) \text{ kVA}$	-	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	D.
Acoplamento de Banco de Capacitor $Q_c = 450 \text{ kVar}$	-	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	D.
Desacoplamento de Linha Adjacente (S2)	-	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	D.
Desacoplamento de Linha Adjacente (S3)	-	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.
Percentual de Acerto	-	94,12 %	94,12 %	76,47 %	82,36 %	75,76 %

Fonte: Autora. N.D. indica ‘Não detectou’, D. indica ‘detectou’ e  $R_c$  indica ‘resistência de curto’ (para as simulações de curto-circuito).



### 4.5.3. Acoplamento de Carga

O acoplamento de carga ocorreu no ponto da chave  $S4$  indicada na Figura 11. Foram escolhidos dois valores de carga para acoplamento e cada um foi acoplado de forma independente através da chave  $S4$ . As cargas acopladas correspondem a  $S_1 = (400 + j100) kVA$  e  $S_2 = (700 + j200) VA$ . Os resultados obtidos estão indicados na Tabela 6 e na Tabela 7, para os controles AVR e AQR, respectivamente.

Tabela 7 — Comparação geral dos eventos com controle AQR

Evento	$R_c$	SSF	SST	ROCOF	EFO	Salto de Vetor
CC1 Trifásicos-Terra	0 $\Omega$	D.	D.	D.	D.	D.
CC1 Trifásicos-Terra	50 $\Omega$	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.
CC1 Monofásico-Terra	0 $\Omega$	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.
CC1 Monofásico-Terra	50 $\Omega$	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.
CC2 Trifásicos-Terra	0 $\Omega$	N.D.	D.	D.	D.	D.
CC2 Trifásicos-Terra	50 $\Omega$	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.
CC2 Monofásico-Terra	0 $\Omega$	N.D.	N.D.	D.	D.	D.
CC2 Monofásico-Terra	50 $\Omega$	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.
CC3 Trifásicos-Terra	0 $\Omega$	D.	N.D.	D.	D.	D.
CC3 Trifásicos-Terra	50 $\Omega$	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.
CC3 Monofásico-Terra	0 $\Omega$	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.
CC3 Monofásico-Terra	50 $\Omega$	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.
Acoplamento de Carga 1 $S_1 = (400 + j100) kVA$	-	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	D.
Acoplamento de Carga 2 $S_2 = (700 + j200) kVA$	-	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	D.
Acoplamento de Banco de Capacitor $Q_c = 450kVar$	-	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	D.
Desacoplamento de Linha Adjacente ( $S2$ )	-	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	D.
Desacoplamento de Linha Adjacente ( $S3$ )	-	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.
Percentual de Acerto	-	88,24 %	88,24 %	76,47 %	76,47 %	75,76 %

Fonte: Autora. N.D. indica ‘Não detectou’, D. indica ‘detectou’ e  $R_c$  indica ‘resistência de curto’.

#### **4.5.4. Acoplamento de Banco de Capacitor**

O acoplamento do banco de capacitor foi simulado também no ponto da chave S4 indicada na Figura 11. O valor do capacitor equivalente é de  $Q_c = 450kVar$ . Os resultados obtidos estão indicados na Tabela 6 e na Tabela 7, para os controles AVR e AQR, respectivamente.

#### **4.5.5. Desacoplamento de Ramal Adjacente**

Foram simulados 2 eventos de desacoplamento de ramal adjacente, indicados pelas chaves S2 e S3 na Figura 11. As linhas S2 e S3 representam aproximadamente 28% e 10% da potência nominal das cargas totais do sistema, respectivamente. Os resultados obtidos estão indicados na Tabela 6 e na Tabela 7, para os controles AVR e AQR, respectivamente.

#### **4.5.6. Desbalanço de Potência**

A simulação de desbalanço de potência é utilizada para analisar o ponto mais crítico de operação da proteção anti-ilhamento. Como já mencionado, quanto menor o fluxo de potência que flui no ponto onde ocorre o ilhamento logo após o evento, mais difícil será para que os métodos passivos de detecção percebam este fenômeno. Isto porque se a carga da parte ilhada estiver muito próxima da carga produzida pela geração distribuída, a variação dos parâmetros monitorados pelos métodos no ponto de conexão pode ser muito pequena e a proteção pode não atuar.

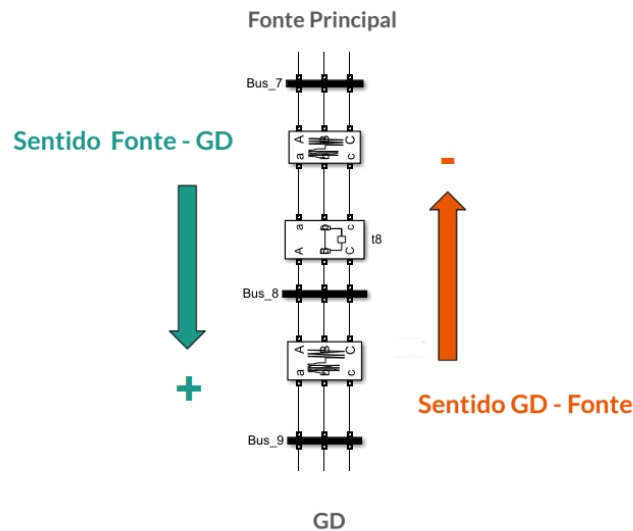
Esta situação de equilíbrio específico é pouco provável na prática, porém, o estudo do desbalanço de potência na área de detecção de ilhamento é relevante pois permite mapear a zona de não-deteção (ZND) dos métodos de detecção. Esta região expressa os pontos críticos para a detecção de ilhamento, permitindo determinar a partir de qual desbalanço de potência ativa ou reativa os métodos deixarão de atuar. Quanto mais próximo dos valores nos limites desta região, maior é o tempo de detecção dos métodos.

As simulações de desbalanço foram separadas em duas etapas. Na primeira delas, foram realizadas 33 simulações de ilhamento com abertura do circuito na barra 12 do diagrama principal. Nesta mesma barra foi adicionada uma carga variável com parâmetros de potência ativa, de potência reativa indutiva e reativa capacitiva. Em cada simulação, estes parâmetros eram

alterados de modo a obter os valores desejados de desbalanço de potência ativa e desbalanço de potência reativa totais. Os valores da carga variável foram definidos com a ajuda de um método numérico através de código no MATLAB.

O ponto de ilhamento escolhido foi determinado com base na distribuição de cargas do sistema e de modo a facilitar a convergência do método implementado. A convenção de sinal adotada está ilustrada na Figura 14. Serão considerados desbalanços positivos quando a GD estiver consumindo potência da rede e desbalanços negativos quando a GD estiver injetando potência na rede. A Figura 15 apresenta as simulações com o controle AVR, o desbalanço de potência ativa varia entre -0,8 p.u. e 0,8 p.u., com intervalor de 0,1 p.u., enquanto que o desbalanço de reativo permanece abaixo de 0.00001 p.u.

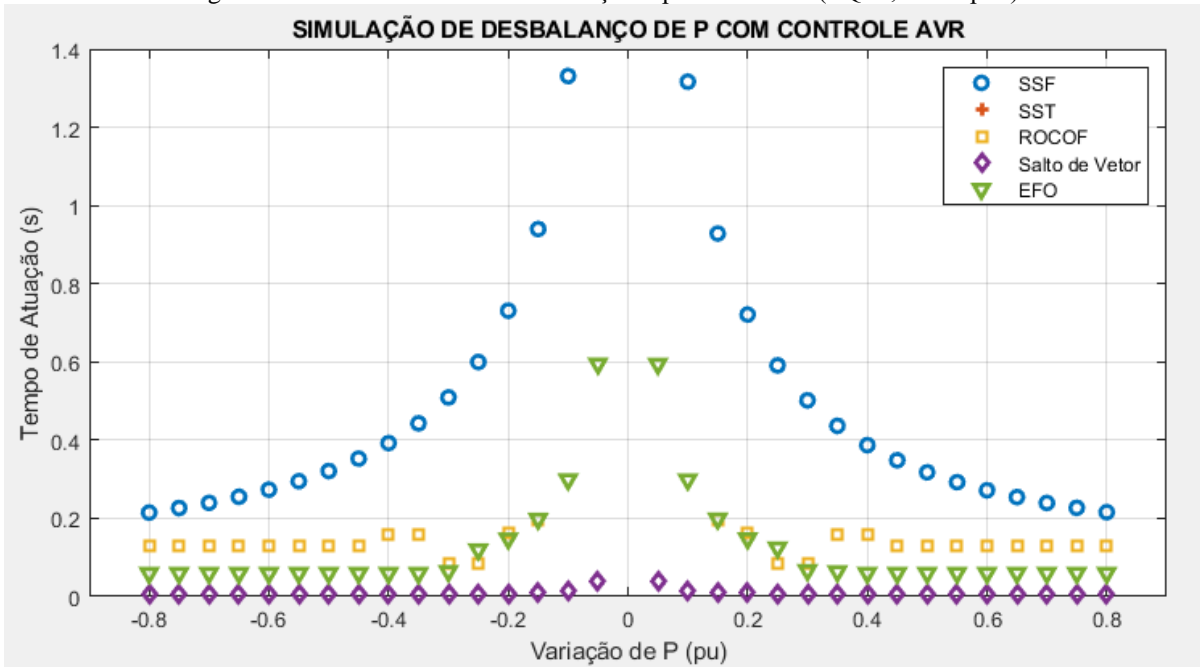
Figura 14 — Sentido do fluxo de potência no diagrama IEEE 33 Barras



Fonte: Autora.

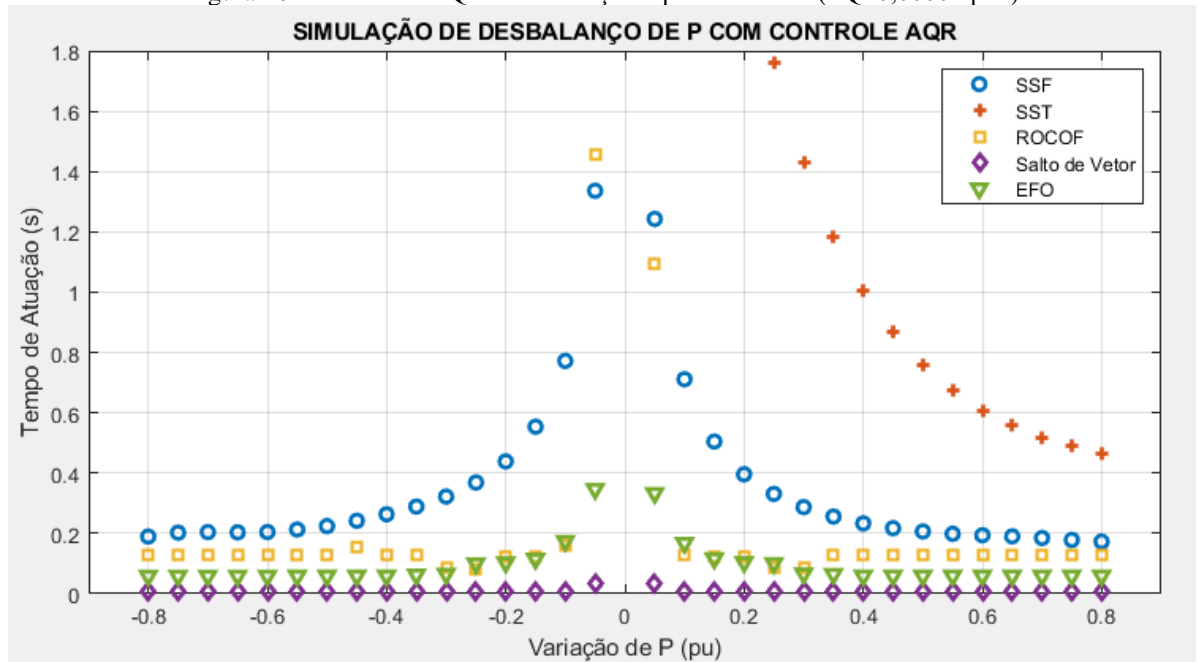
A Figura 16 apresenta a mesma simulação para o controle AQR. A Figura 17 mostra as simulações com controle AVR e desbalanço de potência reativa variando entre -0,8 p.u. e 0,8 p.u., com intervalor de 0,1 p.u., enquanto o desbalanço de potência ativa é praticamente nulo. A Figura 18 apresenta a mesma simulação para o controle AQR. Percebe-se que para os métodos SSF e ROCOF, as ZNDs obtidas com o controle de potência reativa foram menores. Ainda, o método SST não atuou para estas simulações de ilhamento com o controle AVR.

Figura 15 — Controle AVR: Desbalanço de potência ativa ( $\Delta Q=0,00001$  p.u.)



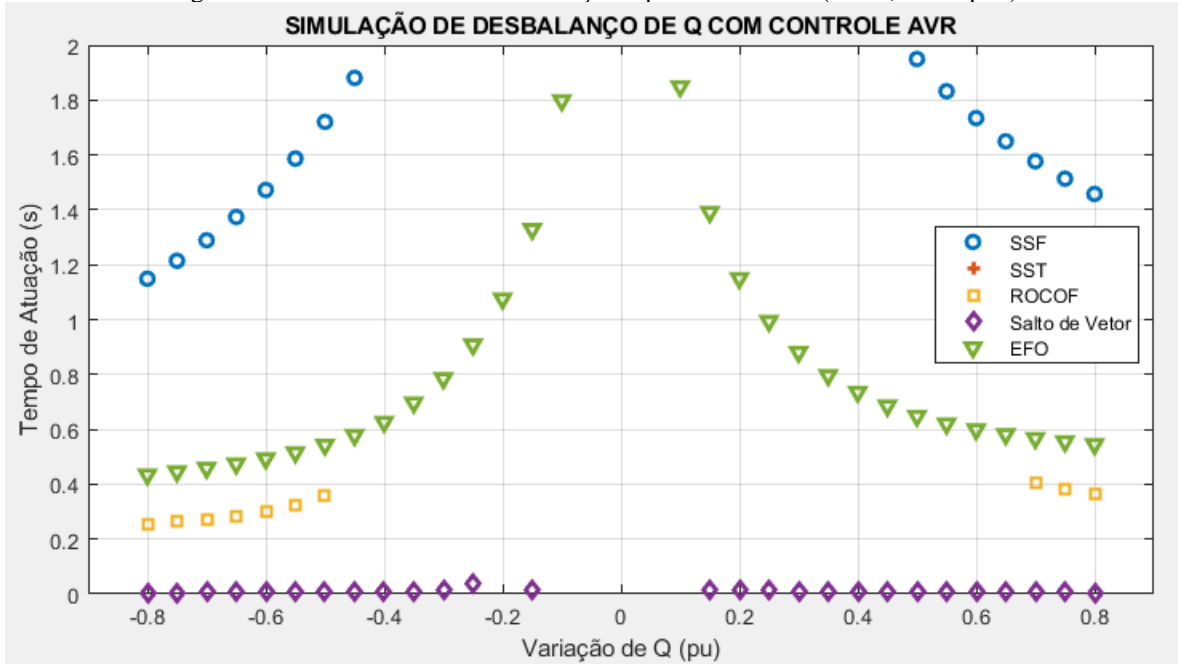
Fonte: Autora.

Figura 16 — Controle AQR: Desbalanço de potência ativa ( $\Delta Q=0,00001$  p.u.)



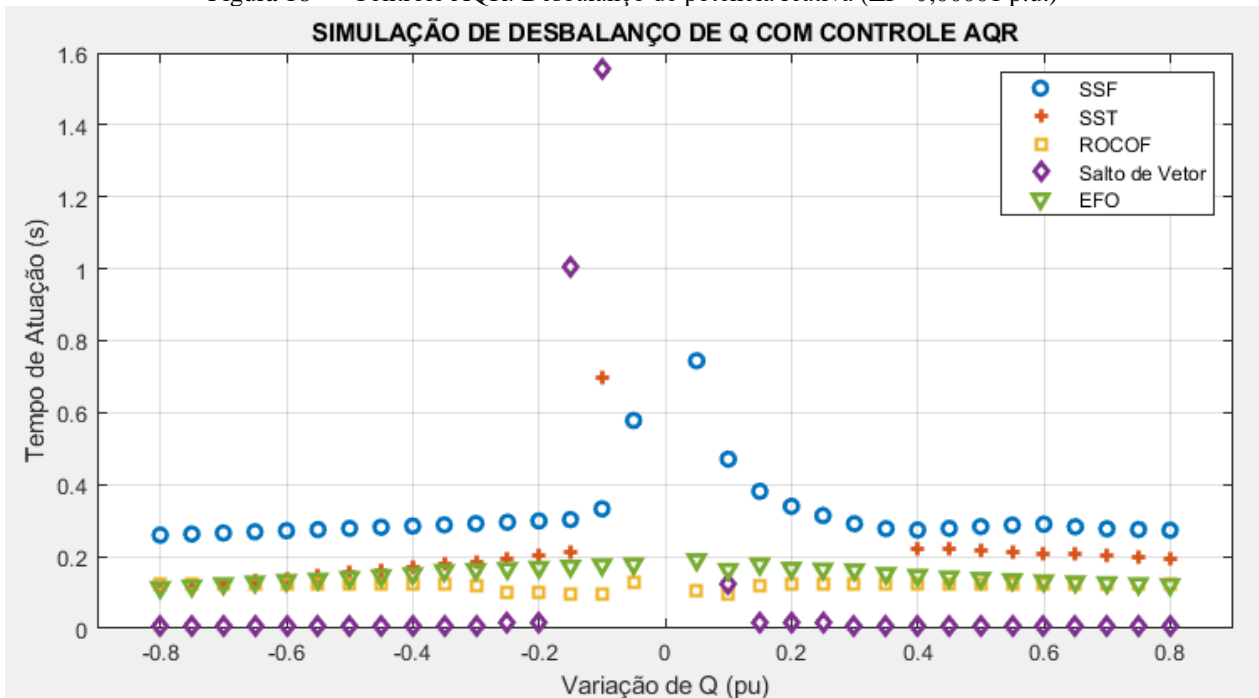
Fonte: Autora.

Figura 17 — Controle AVR: Desbalanço de potência reativa ( $\Delta P=0,00001$  p.u.)



Fonte: Autora.

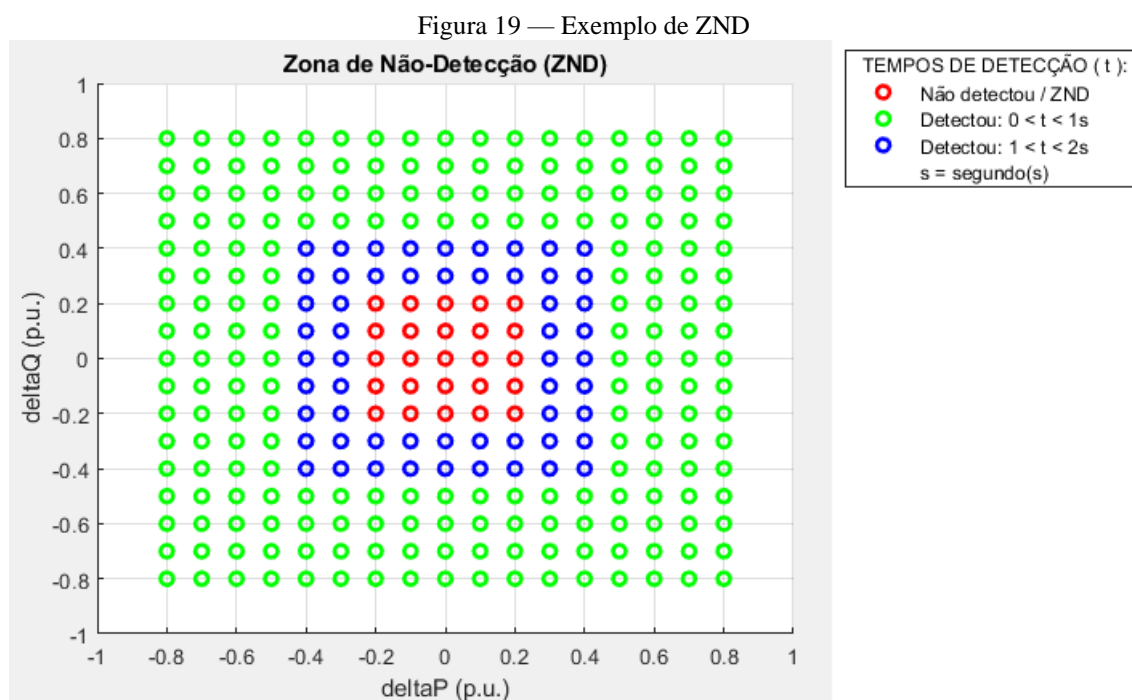
Figura 18 — Controle AQR: Desbalanço de potência reativa ( $\Delta P=0,00001$  p.u.)



Fonte: Autora.

A segunda etapa das simulações de desbalanço compreende a variação do desbalanço de potência ativa e de potência reativa ao mesmo tempo. Para tanto, foram realizadas 289 simulações de ilhamento com desconexão localizada na barra 17. Como citado anteriormente, o ponto de ilhamento escolhido foi determinado com base na distribuição de cargas do sistema e de modo a facilitar a convergência do método implementado. Os desbalanços de potência ativa e reativa variaram ao mesmo tempo entre  $-0,8$  p.u. e  $0,8$  p.u., com intervalos de  $0,05$  p.u..

A Figura 19 mostra um exemplo de zona de não-deteccção (ZND) da segunda etapa de simulações. A variação de potência ativa foi fixada no eixo das abcissas e a variação de potência reativa, no eixo das ordenadas, ambas expressas em p.u. O tempo de atuação dos métodos é indicado pela cor dos círculos no gráfico. Foram definidos 3 grupos, vermelho para casos de ilhamento não detectados pelos métodos, verde para detecccção entre 0 e 1s (*segundo*) e azul para detecccção após 1s (*segundo*) da ocorrência do evento de ilhamento.

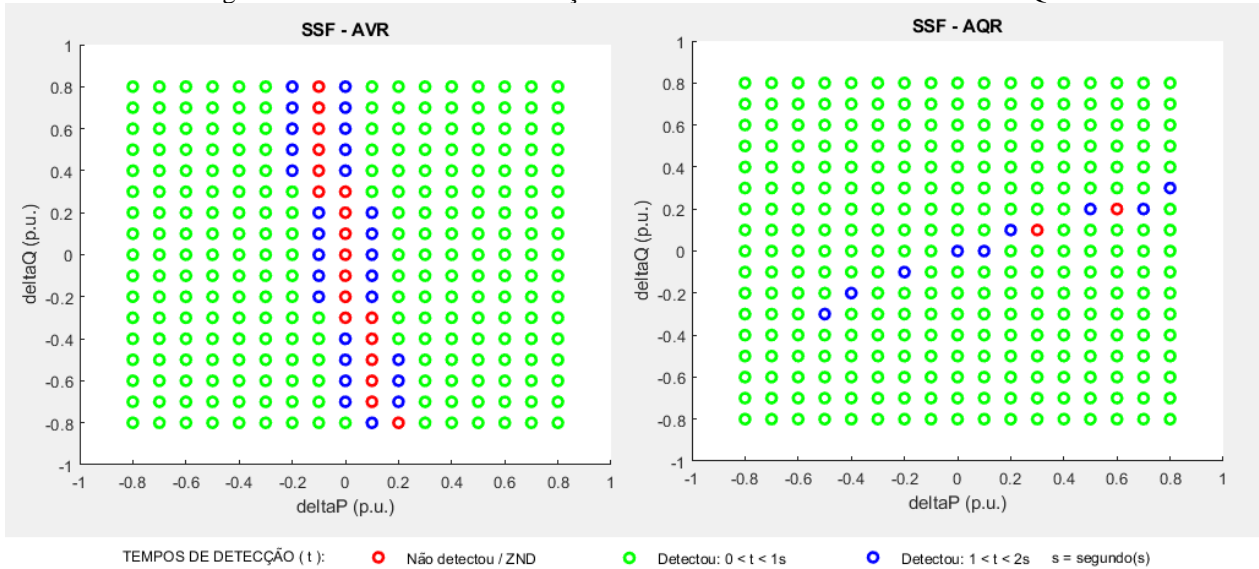


Fonte: Autora.

Assim, a zona de não-deteccção (ZND) de cada método pode ser entendida como a região dos pontos em vermelho, observada ao centro no exemplo, seguida da região em azul, onde os métodos já atuam, porém, mais lentamente. Ainda, é possível dizer que a região em verde expressa valores de desbalanço para os quais os métodos possuem facilidade em atuar, pois a

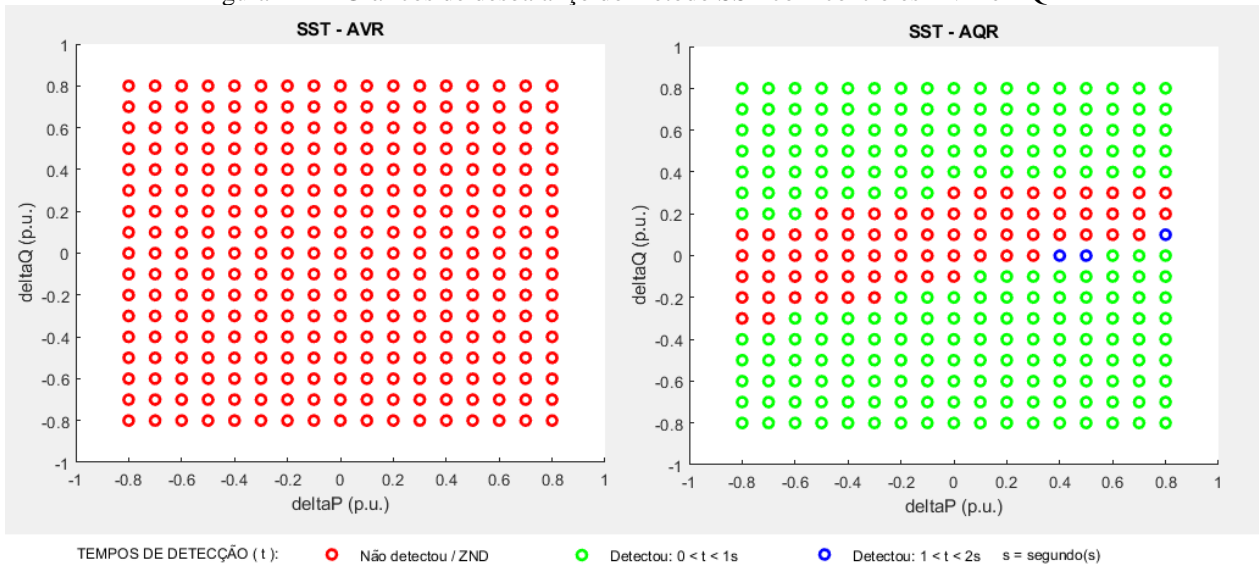
detecção ocorre em até 1 segundo, mais rapidamente do que os 2 segundos definidos pelas normas que regulamentam a proteção anti-ilhamento. A Figura 20 mostra o gráfico de desbalanços para o método SSF, comparando os dois controles lado a lado. Da mesma forma, a Figura 21 ilustra o gráfico de desbalanço para o método SST.

Figura 20 — Gráficos de desbalanço do método SSF com controles AVR e AQR



Fonte: Autora.

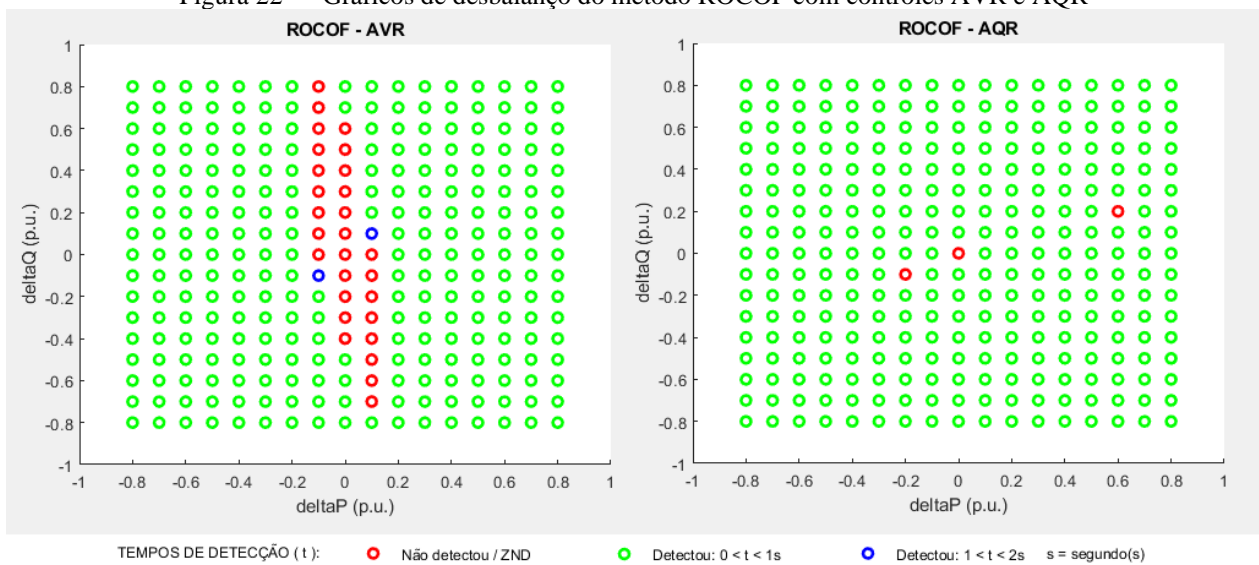
Figura 21 — Gráficos de desbalanço do método SST com controles AVR e AQR



Fonte: Autora.

Observou-se que com o controle AVR, o método Sub/Sobrefrequência é mais sensível ao desbalanço de potência ativa. Já com o controle AQR esta dinâmica se inverte para este método, e percebe-se ainda que sua ZND tende a ser maior no terceiro quadrante. Já o método Sub/Sobretensão não consegue detectar ilhamentos quando opera com o controle de tensão. Neste caso, a ação do controle AVR sobre a tensão de saída é tão grande que a variação que ocorre durante o ilhamento é minimizada, de forma que permanece abaixo dos ajustes de detecção do SST. A simulação de desbalanço para o método ROCOF é mostrada na Figura 22, como este método também é baseado em frequência, seu comportamento se mostra semelhante ao SSF.

Figura 22 — Gráficos de desbalanço do método ROCOF com controles AVR e AQR

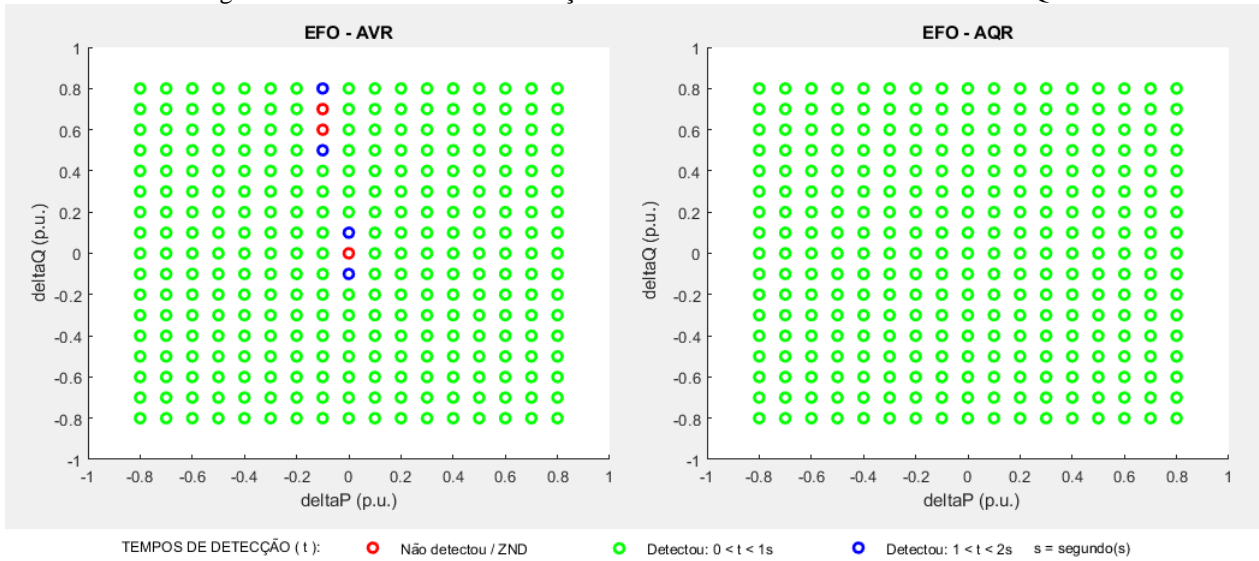


Fonte: Autora.

A Figura 23 apresenta as ZNDs para o método EFO para ambos os controles. Este é o método que apresenta a melhor performance, com as menores ZNDs. Embora a ZND com controle AQR do EFO possa passar a impressão de que o método não possui ZND, é importante mencionar que para resultados mais precisos seria necessário realizar um mapeamento com mais pontos de simulação. Por fim, a Figura 24 apresenta o resultado para o método Salto de Vetor, sendo a segunda metodologia com melhor desempenho em relação a ZND. A Tabela 8 permite comparar as ZNDs dos métodos considerando as figuras citadas, permitindo a análise dos dois controles.

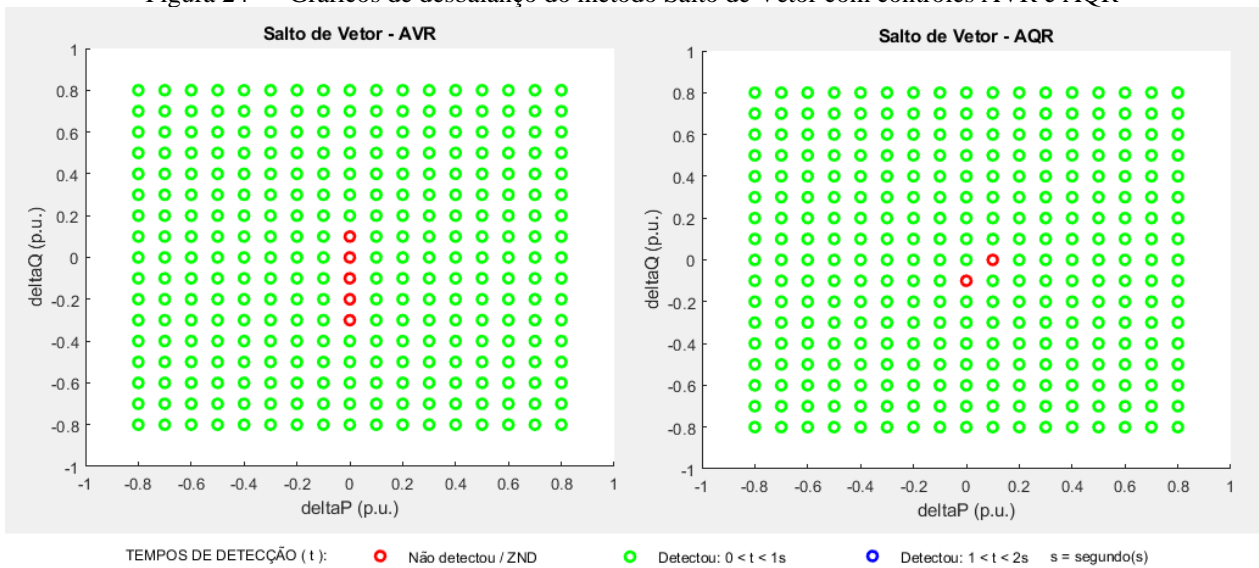


Figura 23 — Gráficos de desbalanço do método EFO com controles AVR e AQR



Fonte: Autora.

Figura 24 — Gráficos de desbalanço do método Salto de Vetor com controles AVR e AQR



Fonte: Autora.

A porcentagem indicada expressa a ZND de cada método, ou seja, o número de pontos em vermelho nas figuras de desbalanço, onde os métodos não atuaram devidamente, em relação ao número total de 289 simulações de desbalanço. Os resultados obtidos mostram que todos os métodos obtiveram uma ZND menor quando testados com o controle AQR. Ainda, observa-se

que os métodos baseados em frequência apresentaram ZNDs menores com o controle AQR. Na próxima seção, os resultados de todas as simulações apresentadas serão discutidos mais detalhadamente.

Tabela 8 — Porcentagem de ZND dos métodos com controle AVR e AQR

<b>Controle</b>	<b>SSF</b>	<b>SST</b>	<b>ROCOF</b>	<b>EFO</b>	<b>Salto de Vetor</b>
AVR	6,57%	100%	9,69%	1,03%	1,73%
AQR	0,69%	23,53%	1,03%	0%	0,69%

Fonte: Autora. Valores referentes a base em p.u..

#### 4.6. DISCUSSÃO DOS RESULTADOS

A Tabela 9 mostra a comparação das simulações gerais de curto-circuito, de acoplamentos de cargas, acoplamento de banco de capacitor e desacoplamento de ramais adjacentes. Foram simulados um total de 17 eventos nesta categoria. As porcentagens apresentadas na Tabela 9 foram obtidas através da relação entre o número total de detecções indevidas de cada método, indicados na Tabela 6 e na Tabela 7, e o número total de simulações. Com isso, é possível concluir que os métodos clássicos SSF e SST obtiveram o melhor desempenho nestas simulações, apresentando os menores números de atuações indevidas tanto para o controle AVR quanto para o controle AQR.

Tabela 9 — Comparação do número de atuações indevidas para cada método

<b>Controle</b>	<b>SSF</b>	<b>SST</b>	<b>ROCOF</b>	<b>EFO</b>	<b>Salto de Vetor</b>
AVR	5,88 %	5,88 %	23,53 %	17,64 %	24,24 %
AQR	11,76 %	11,76 %	23,53 %	23,53 %	24,24 %

Fonte: Autora. Valores referentes a base em p.u.

O método Salto de Vetor obteve os menores tempos para detecção nas simulações de ilhamento realizadas com os dois controles, porém, como esperado, também apresenta o maior número de detecções indevidas. Nesta categoria, o método EFO é o segundo mais rápido na detecção de ilhamento. Todos os métodos apresentaram um bom desempenho considerando o limite máximo de tempo de desconexão de 2 segundos estabelecido por norma. Entretanto, o método SST não obteve sucesso em detectar os casos de ilhamento com o controle AVR.

Este resultado está de acordo o estudo de Vieira et al. (2008a), que afirma que os métodos baseados em tensão podem apresentar maior dificuldade na detecção quando a GD está operando com um controle de tensão. Isso acontece porque o AVR está controlando a tensão nos terminais da máquina, o que diminui as variações deste parâmetro frente a um ilhamento. Já quando o controle é o AQR, notou-se que o SST apresentou um desempenho melhor do que com o controle AVR. Isso ocorre porque o foco do controle AQR é o rastreamento da referência de potência reativa e quando ocorrem oscilações de tensão na rede, elas podem ser detectadas pela proteção anti-ilhamento.

Os formatos das ZNDs obtidas para os métodos SSF e SST, mostrados na Figura 20 e na Figura 21, apresentaram comportamento similar aos estudos de Vieira et. al. (2018a), onde os autores mostram que as ZND dos métodos baseados em tensão são classicamente maiores do que as ZND dos métodos baseados em frequência. Os autores citam que os métodos baseados em frequência como SSF e ROCOF apresentam maior sensibilidade ao desbalanço de potência ativa, apresentando ainda grande dificuldade em detectar eventos de ilhamento no terceiro quadrante dos gráficos de variação de potência ativa *versus* variação de potência reativa.

Essas características foram observadas nos resultados obtidos nas simulações de desbalanço e permitem comprovar estas afirmações. De modo geral, os métodos com melhor performance considerando atuações indevidas, indicadas na Tabela 9, foram os métodos clássicos SSF e SST. Segundo os tempos de atuação dos ilhamentos, apresentados na Tabela 4 e na Tabela 5, o método mais rápido foi o Salto de Vetor. Em relação à ZND, expressa na Tabela 8, o método com melhor desempenho foi o EFO, pois apresenta menores zonas para os dois controles.

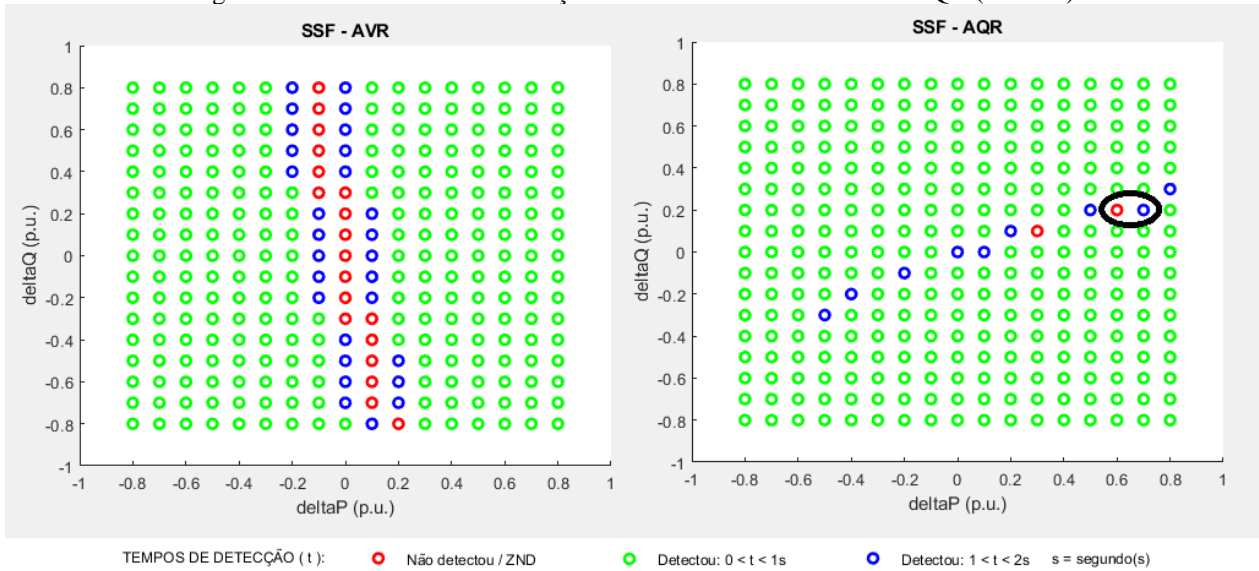
Percebe-se que para cada indicador de performance definido, houve um método diferente que se destacou. Por exemplo, os métodos com menores tempos de detecção de ilhamento, como ROCOF e Salto de Vetor, apresentam maior número de detecções indevidas. Portanto, é necessário escolher um parâmetro prioritário para cada sistema, pois não é possível obter a melhor performance considerando os três indicadores estudados ao mesmo tempo. Considerando todos os resultados apresentados, é importante ressaltar que o desempenho das técnicas também pode ser influenciado pelos ajustes definidos, pelo tipo de geração distribuída e pelas configurações do sistema de distribuição onde o relé de proteção está instalado.

Partindo para a análise dos gráficos de desbalanço, a Figura 25 mostra o gráfico para o método SSF. Esta é a semelhante a Figura 20 apresentada na seção anterior, porém, dois pontos

estão destacados pelo círculo em preto. Como já explicado, o método SSF é mais sensível ao desbalanço de potência ativa quando opera com o controle AVR e mais sensível ao desbalanço de potência reativa quando opera com o controle AQR. Isto quer dizer que quanto maior o desbalanço de potência ativa com o controle AVR operando, mais fácil será para que os métodos baseados em frequência atuem.

O desbalanço de potência reativa no controle AQR, altera a tensão que conseqüentemente afeta no desbalanço de potência reativa. Este efeito será detalhado análise dos dois pontos de operação destacados. Considerando os dois pontos destacados, que representam desbalanços de potência ativa de 0,6 e 0,7 p.u., e desbalanço de potência reativa de 0,2 p.u. para ambos, a Figura 26 mostra os sinais de frequência, *trip* e tensão para o método SST. O sinal de *trip* pode ser entendido como o sinal de desconexão enviado para a GD, neste caso, *trip* com valor unitário significa um evento de ilhamento detectado e, portanto, um sinal de desconexão enviado para a GD. Os sinais em azul, indicados pelo sufixo “dP06pu” nas legendas, representam o ponto com desbalanço de 0,6 p.u. de potência ativa e 0,2 p.u. de potência reativa.

Figura 25 — Gráficos de desbalanço do SSF com controles AVR e AQR (Detalhe)

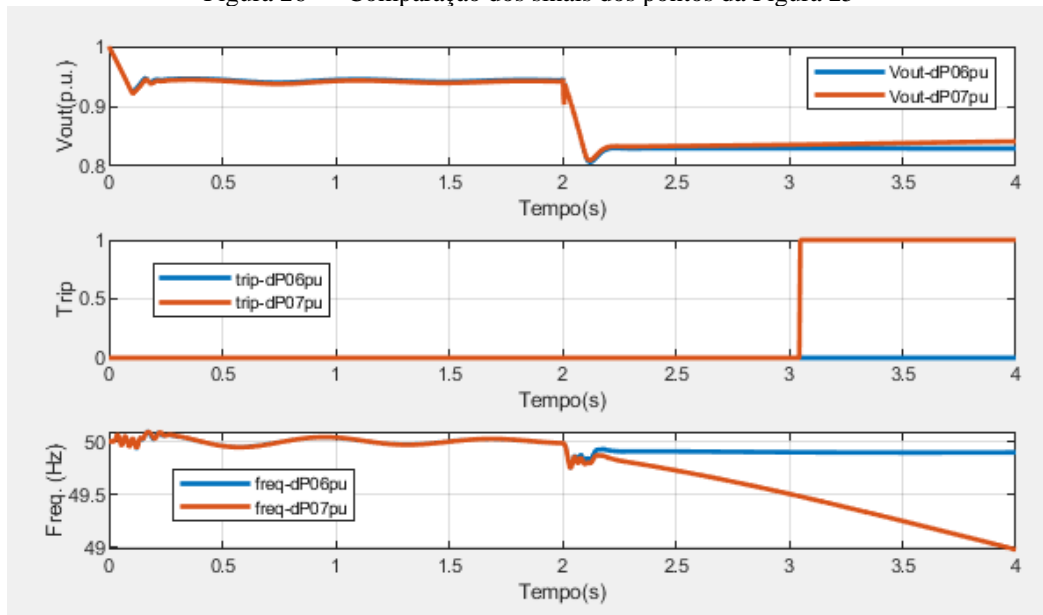


Fonte: Autora

Os sinais em laranja na Figura 26, indicados com o sufixo “dP07pu” nas legendas, representam o ponto com desbalanço de 0,7 p.u. de potência ativa e 0,2 p.u. de potência reativa. Percebe-se que o ponto com 0,6 p.u. de potência ativa não foi detectado, já que o *trip* permanece

em zero, enquanto que para o ponto de 0,7 p.u., houve detecção, pois o *trip* se torna unitário logo após 3 segundos de simulação. O sinal equivalente de frequência do primeiro ponto, em azul, se mostra alterado no momento em que ocorre o ilhamento, porém, em seguida já se estabiliza e por isso, não há detecção. Já o sinal de frequência em laranja, com desbalanço de potência ativa de 0,7 p.u., a frequência não se estabiliza causando a detecção.

Figura 26 — Comparação dos sinais dos pontos da Figura 25



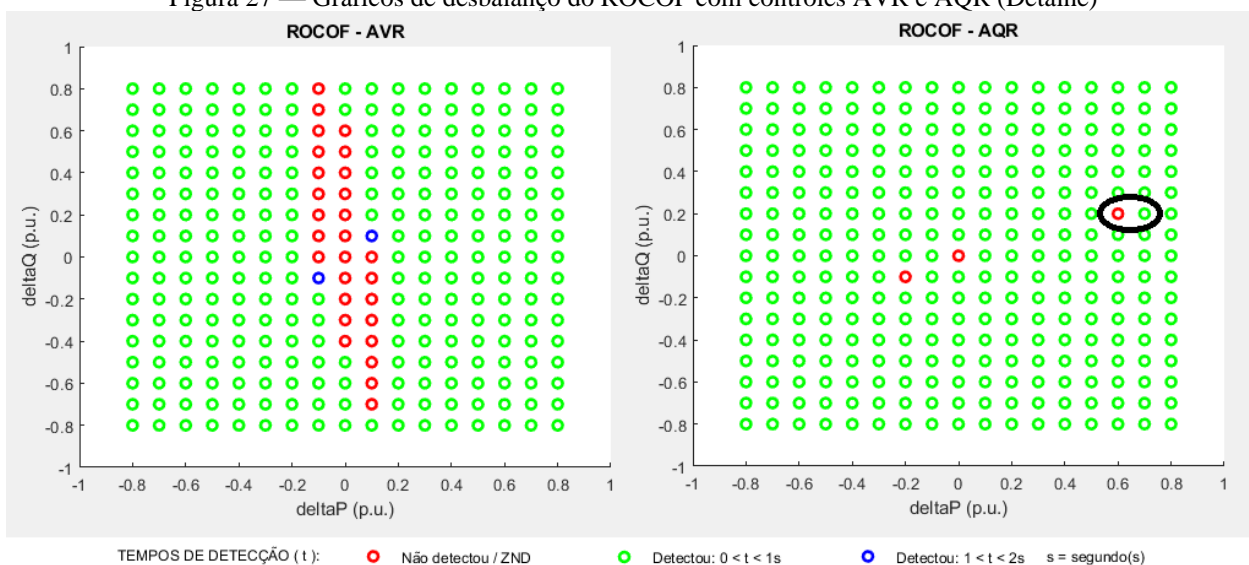
Fonte: Autora

Embora os dois pontos possuam o mesmo valor de desbalanço de potência reativa, de 0,2 p.u., a pequena diferença de desbalanço de potência ativa, pode causar alteração no resultado da detecção de ilhamento. Observando os sinais de tensão dos dois pontos, percebe-se que o método SST também apresentaria dificuldade para detecção o evento de ilhamento para um ajuste de 0,8 p.u., por exemplo. Isso reforça que quanto menor o desbalanço de potência reativa, mais incerta será a detecção de ilhamento. Destaca-se que a análise destes pontos está condicionada com número de simulações realizadas e ao passo de variação de desbalanço entre cada ponto. Com isso, estes detalhes e diferenças entre pontos muito próximos poderiam ser melhor analisados em um outro gráfico com mais pontos.

A Figura 27 mostra o gráfico de desbalanço para o método ROCOF, similar ao gráfico da Figura 22, apenas com dois pontos destacados pelo círculo em preto. A Figura 28 apresenta os

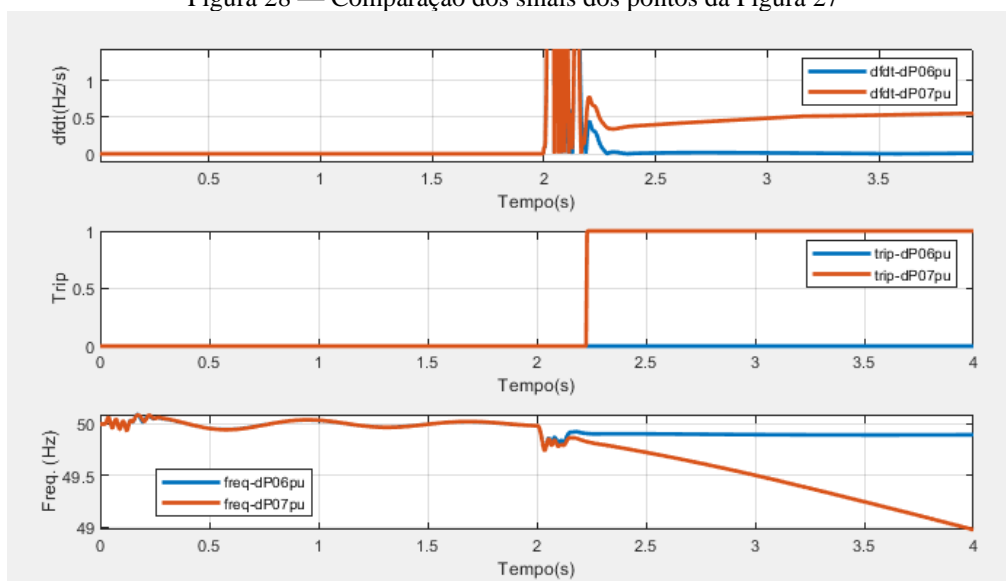
sinais da derivada de frequência, *trip* e frequência referentes a estes dois pontos, onde a cor azul indicada o ponto com desbalanço de potência ativa de 0,6 p.u., e a cor laranja indica o ponto com desbalanço de potência ativa de 0,7 p.u.. Ambos os pontos possuem desbalanço de potência reativa de 0,2 p.u., como no caso anterior. Percebe-se que para desbalanço de potência ativa de 0,6 p.u., a derivada da frequência e a e frequência, sinais em laranja, oscilam de forma a permitir a detecção tanto pelo método ROCOF, quanto pelo SSF.

Figura 27 — Gráficos de desbalanço do ROCOF com controles AVR e AQR (Detalhe)



Fonte: Autora

Figura 28 — Comparação dos sinais dos pontos da Figura 27



Fonte: Autora

O método ROCOF não apresentou problemas para detecção destes dois pontos com o controle AVR, porém, com o controle AQR a zona de detecção é sensível aos desbalanços de potência reativa uma vez que eles causam variação de tensão, e conseqüentemente, da potência ativa da carga. Apesar do ponto com desbalanço de potência ativa de 0,6 p.u. se encontrar aparentemente isolado, esta impressão pode ser gerada pela baixa resolução da variação de potência apresentada nos gráficos devido ao passo de simulação definido e devido ao número de simulações. Com isso, percebe-se que existe a tendência de uma zona de não-detecção localizada na diagonal, entre os quadrantes 1 e 3, com o controle AQR.

A detecção é se torna incerta quando o desbalanço de potência reativa é baixo com o controle reativo, podendo ou não ser detectado, mas que à medida que esse desbalanço se torna mais evidente, os métodos em geral já conseguem detectar o evento com precisão.

#### 4.7. CONSIDERAÇÕES FINAIS

Este capítulo apresentou as simulações do trabalho divididas entre controle AVR e controle AQR. Foram realizadas simulações de ilhamento, curtos-circuitos, acoplamentos de carga, acoplamento de banco de capacitor, desacoplamento de ramais adjacentes e desbalanço de potência ativa e reativa. Ao final do capítulo os resultados foram analisados comparando as diferenças obtidas entre as simulações com controle AVR e as simulações com controle AQR. Além disso, também foram avaliados os desempenhos dos métodos de detecção implementados.

## 5. CONCLUSÃO

Este trabalho realizou a análise da influência dos controles aplicados às gerações distribuídas síncronas na detecção de ilhamento. Para este estudo, foram implementados os controles de tensão e de potência reativa na GD síncrona. Vários tipos de simulações foram realizados a fim de permitir uma análise robusta sobre o impacto dos métodos de controle de tensão e potência reativa na detecção e ilhamento de GDs e considera-se que a metodologia aplicada foi pertinente ao estudo e permitiu extrair resultados importantes para a conclusão do estudo.

Os métodos mais rápidos foram o ROCOF e o Salto de Vetor, para os dois controles propostos. Da mesma forma, estes métodos e também o EFO apresentaram as menores zonas de não-detecção. Os métodos com menores números de atuações foram o Sub/Sobrefrequência e o Sub/Sobretensão. De forma geral, o melhor método operando com controle AVR foi o Salto de Vetor, pois possui pequena ZND e atuação rápida. Embora apresente um número maior de operações indevidas, difere pouco dos métodos EFO e ROCOF, neste quesito.

O melhor método com o controle AQR foi o SSF, pois apresentou pequena ZND e menor número de detecções indevidas. Embora não tenha sido um dos métodos mais rápidos, o SSF ainda atua com tempo muito abaixo do limite de 2 segundos. De forma geral, considerando os requisitos exigidos por normas, todos os métodos implementados poderiam ser aplicados em um sistema real, com exceção do SST, que não foi capaz de detectar os ilhamentos com controle AVR. Por outro lado, o SST foi favorecido com o controle AQR, sendo capaz de identificar grande parte dos eventos de ilhamento, apesar de terminar com a maior ZND com este controle.

Ainda, foi observada uma dependência maior dos métodos baseados em frequência frente aos desbalanços de potência ativa. Algumas hipóteses levantadas através do estado da arte desta análise foram comprovadas. A primeira delas sendo o fato de controles baseados em tensão dificultarem a detecção de ilhamento baseada em tensão. O comportamento e valores típicos encontrados para as ZNDs mapeadas foram validados considerando que obtiveram resultados semelhante aos estudos apresentados na revisão bibliográfica.

Assim, este estudo possibilitou analisar a influência dos controles na proteção anti-ilhamento da GD, comparar o desempenho dos métodos locais passivos implementados e mapear as ZNDs de cada um deles. O controle AVR influenciou os métodos baseados em tensão, como o SST,



pois seu objetivo é manter a referência de tensão, o que dificulta a detecção através desta variável. O controle AQR favoreceu os métodos baseados em frequência, pois as ZNDs obtidas foram menores. De forma geral, a maioria dos métodos apresentou menores tempos de detecção com o controle AQR. Assim, a conclusão final para o principal objetivo proposto mostra que os controles influenciam na detecção de ilhamento.

## REFERÊNCIAS

- ANEEL. **Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional - PRODIST- Módulo 3 - Acesso ao Sistema de Distribuição**. 2016.
- AHMAD, K. N. E. K.; SELVARAJ, J.; RAHIM, N. A. A review of the islanding detection methods in grid-connected PV inverters, **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 21, p. 756-766, May 2013. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S136403211300049X>. Acesso em: 18 jan. 2022.
- AKHLAGHI, S.; GHADIMI, A.; AKHLAGHI, A. A novel hybrid islanding detection method combination of SMS and Q-f for islanding detection of inverter- based DG, **2014 Power and Energy Conference at Illinois (PECI)**, p. 1-8, Feb./Mar. 2014. Disponível em: <https://ieeexplore.ieee.org/document/6804571>. Acesso em: 20 jan. 2022.
- BOLDEA, I. **Synchronous generators**. 6000 Broken Sound Parkway NW, Suite 300 Boca Raton: CRC Press Taylor & Francis Group, 2006. Cap. 2,
- CHAPMAN, Stephen J. **Fundamentos de Máquinas Elétricas**. Porto Alegre: Grupo A, 2013. 9788580552072. E-book. Disponível em: <https://integrada.minhabiblioteca.com.br/#/books/9788580552072/>. Acesso em: 14 ago. 2022.
- DO, H. T.; ZHANG, X.; NGUYEN, N. V.; LI, S. S.; CHU, T. T. Passive-islanding detection method using the wavelet packet transform in grid-connected photovoltaic systems, **IEEE Transactions on Power Electronics**, v. 31, n°. 10, p. 6955-6967, Oct. 2016. Disponível em: <https://ieeexplore.ieee.org/document/7348714?reload=true>. Acesso em: 20 jan. 2022.
- FARHAN, M. A. A.; SWARUP, S. Islanding detection scheme based on morphological wavelets **2017 IEEE PES Asia-Pacific Power and Energy Engineering Conference (APPEEC)**, p. 1-5. Nov. 2017. Disponível em: <https://ieeexplore.ieee.org/document/8308932>. Acesso em: 20 jan. 2022.
- FREITAS, W.; HUANG, Z.; XU, W. W. A practical method for assessing the effectiveness of vector surge relays for distributed generation applications, **IEEE Transactions on Power Delivery**, v. 20, n°. 1, p. 57-63, Jan. 2005. Disponível em: <https://ieeexplore.ieee.org/document/1375076>. Acesso em: 18 jan. 2022.
- GREBLA, M.; YELLAJOSULA, J. R. A. K.; HØIDALEN, H. K. Adaptive Frequency Estimation Method for ROCOF Islanding Detection Relay, **IEEE Transactions on Power Delivery**, vol. 35, n°. 4, p. 1867-1875, Aug. 2020. Disponível em: <https://ieeexplore.ieee.org/document/8915762>. Acesso em: 17 ago. 2022.
- GUPTA, P.; BHATI, R. S.; JAIN, D. K. Average absolute frequency deviation value based active islanding detection technique, **IEEE Transactions on Smart Grid**, v. 6, n°. 1, p. 26-35, Jan. 2015. Disponível em: <https://ieeexplore.ieee.org/document/6872585>. Acesso em: 19 jan. 2022.

IEEE. IEEE Standard 1547: Standard for Interconnecting Distributed Resources with Electric Power Systems, 2003. [Online] Available: <https://ieeexplore.ieee.org/document/1225051>

IEEE. IEEE Standard 421.5: Recommended Practice for Excitation System Models for Power System Stability Studies. p.1-56, 10 Aug. 1992, doi: 10.1109/IEEESTD.1992.106975.

KHODAPARASTAN, M.; VAHEDI, H.; KHAZAELI, F.; ORAEE, H. A novel hybrid islanding detection method for inverter-based DGs using SFS and ROCOF, **IEEE Transactions on Power Delivery**, v. 32, n°. 5, p. 2162-2170, Oct. 2017. Disponível em: <https://ieeexplore.ieee.org/document/7047930>. Acesso em: 18 jan. 2022.

KUNDUR, P.; BALU, N. J.; LAUBY, M. G. **Power system stability and control**. 3412 Hillview Avenue, Palo Alto, California: McGraw-Hill, 1994. cap. 8, p. 315-373.

LAAKSONEN, H. Advanced islanding detection functionality for future electricity distribution networks, **IEEE Transactions on Power Delivery**, v. 28, n°. 4, p. 2056-2064, Oct. 2013. Disponível em: <https://ieeexplore.ieee.org/document/6560434>. Acesso em: 20 jan. 2022.

LI, C.; CAO, C.; CAO, Y.; KUANG, Y.; ZENG, L.; FANG, B. A review of islanding detection methods for microgrid, **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v.35, p. 211-220, July 2014. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S1364032114002536>. Acesso em: 19 jan. 2022.

LI, C.; DISFANI, V. R.; HAGHI, H. V.; KLEISSL, J. Coordination of OLTC and smart inverters for optimal voltage regulation of unbalanced distribution networks. **Electric Power Systems Research**, v. 187, p. 106498, Oct. 2020. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.epsr.2020.106498>. Acesso em: 15 fev. 2022.

LLONCH-MASACHS, M.; HEREDERO-PERIS, D.; MONTESINOS-MIRACLE, D. An anti-islanding method for voltage controlled VSI, **2015 17th European Conference on Power Electronics and Applications (EPE'15 ECCE-Europe)**, Geneva, Switzerland. pp. 1-10, Sept.2015. Disponível em: <https://ieeexplore.ieee.org/document/7309370>. Acesso em: 15 fev. 2022.

MAHAT, P.; CHEN, Z.; BAK-JENSEN, B. A Hybrid islanding detection technique using average rate of voltage change and real power shift, **IEEE Transactions on Power Delivery**, v. 24, n°. 2, p. 764-771, April 2009. Disponível em: <https://ieeexplore.ieee.org/document/4797808>. Acesso em: 20 jan. 2022.

MARCHESAN, G.; MARURO, M. R.; CARDOSO, J. G.; MARIOTTO, L.; MORAIS, A. P. Passive method for distributed-generation island detection based on oscillation frequency, **IEEE Transactions on Power Delivery**, v. 31, n°. 1, p. 138-146, Feb. 2016. Disponível em: <https://ieeexplore.ieee.org/document/7114317>. Acesso em: 19 jan. 2022.

MATHWORKS. **Help Center**: Excitation System. United States, 2022. Disponível em: [https://www.mathworks.com/help/physmod/sps/powersys/ref/excitationsystem.html?s\\_tid=srchtitle\\_excitation%20system\\_1](https://www.mathworks.com/help/physmod/sps/powersys/ref/excitationsystem.html?s_tid=srchtitle_excitation%20system_1). Acesso em: 22 jul. 2022.

MENEZES, T. S.; GOMES, E. A. P.; COURY, D. V.; OLESKOVICZ, M. A hybrid method for islanding stability detection of distributed generators using wavelet transform and artificial neural networks. **2018 Simposio Brasileiro de Sistemas Eletricos (SBSE)**, p. 1-6, mai. 2018. Disponível em: <https://ieeexplore.ieee.org/document/8395655?signout=success>. Acesso em: 20 jan. 2022.

MERINO, J.; MENDOZA-ARAYA, P.; VANKATARAMANAN, G.; BAYSAL, M. Islanding detection in microgrids using harmonic signatures, **IEEE Transactions on Power Delivery**, v. 30, n.º. 5, p. 2102-2109, Oct. 2015. Disponível em: <https://ieeexplore.ieee.org/document/6990635>. Acesso em: 20 jan. 2022.

MONDEE, W.; SRIRATTANAWICHAIKUL, W. Study of coordinated reactive power control for distribution grid voltage regulation with photovoltaic systems, **2019 IEEE PES GTD Grand International Conference and Exposition Asia (GTD Asia)**, Bangkok, Thailand, 2019, p. 136-141, Mar. 2019. Disponível em: <https://ieeexplore.ieee.org/document/8715903>. Acesso em: 28 jan. 2022.

MOTTER, D.; VIEIRA, J. C. M. The setting map methodology for adjusting the DG anti-islanding protection considering multiple events, **IEEE Transactions on Power Delivery**, v. 33, n.º. 6, p. 2755-2764, Dec. 2018. Disponível em: <https://ieeexplore.ieee.org/document/8316911>. Acesso em: 18 jan.2022.

MOTTER, D.; VIEIRA, J. Influence of a step-voltage regulator on synchronous DG anti-islanding protection, **IEEE Latin America Transactions**, v. 17, n.º. 06, p. 897-906, June 2019. Disponível em: <https://ieeexplore.ieee.org/document/8896811>. Acesso em: 28 jan. 2022.

MOTTER, D.; VIERA, J. C. M.; COURY, D. V.; Development of frequency-based anti-islanding protection models for synchronous distributed generators suitable for real-time simulations. **IET Generation, Transmission and Distribution**, v. 9(8), p. 708-718, May, 2015. Disponível em: <https://www.researchgate.net/publication/272377670> Acesso em: 12 set. 2022.

MUTHUKUMAR, K.; JAYALALITHA S. Optimal placement and sizing of distributed generators and shunt capacitors for power loss minimization in radial distribution networks using hybrid heuristic search optimization technique. **International Journal of Electrical Power Energy Systems**, v. 78, p. 299–319, June 2016. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S0142061515004391>. Acesso em: 28 dez. 2021.

NASSIF, A.; MADSEN, C. A real case application of ROCOF and vector surge relays for anti-islanding protection of distributed energy resources, **2017 IEEE Electrical Power and Energy**

**Conference (EPEC)**, p. 1-5, Oct. 2017. Disponível em:  
<https://ieeexplore.ieee.org/document/8286136>. Acesso em: 17 ago. 2022.

NOUGAIN, V.; PRAKASH, S.; MISHRA, S. Hybrid islanding detection method based on ROCOF over reactive power and d-axis current injection, **2018 8th IEEE India International Conference on Power Electronics (IICPE)**, p. 1-4, Dec. 2018. Disponível em:  
<https://ieeexplore.ieee.org/document/8709518>. Acesso em: 20 jan. 2022.

PADULLAPARTI, H. V.; GANTA, N.; SANTOSO, S. Voltage regulation at grid edge: tuning of PV smart inverter control," **2018 IEEE/PES Transmission and Distribution Conference and Exposition (T&D)**, Denver, CO, USA, p. 1-5, April 2018. Disponível em:  
<https://ieeexplore.ieee.org/document/8440335>. Acesso em: 28 jan. 2022.

PARDESHI, C. P.; JADHAV, G. N. Data-mining-based intelligent anti-islanding protection relay for distributed generations, **2017 IEEE International Conference on Power, Control, Signals and Instrumentation Engineering (ICPCSI)**, p. 2496-2501, June 2017. Disponível em:  
<https://ieeexplore.ieee.org/document/8392166>. Acesso em: 20 jan.2022.

PATRA, S.; AGRAWAL, S.; MOHANTY, S. R.; AGARWAL, V.; BASU, M. ESPRIT based robust anti-islanding algorithm for grid-tied inverter, **2016 IEEE Students' Technology Symposium (TechSym)**, p. 90-95, Sept.-Oct. 2016. Disponível em:  
<https://ieeexplore.ieee.org/document/7872661>. Acesso em: 19 jan. 2022.

PEREIRA, N. X. Desafios e perspectivas da energia solar fotovoltaica no brasil: geração distribuída vs geração centralizada. 2019. 86 f. Dissertação (Mestrado em Ciências Ambientais), Universidade Estadual Paulista "Júlio de Mesquita Filho", 2019.

PHAN-TAN, C.-T.; HILL, M. Optimal PV inverter control for network voltage and power factor regulation," **2020 IEEE 11th International Symposium on Power Electronics for Distributed Generation Systems (PEDG)**, Dubrovnik, Croatia, 2020, p. 116-121, Sept./Oct. 2020. Disponível em: <https://ieeexplore.ieee.org/abstract/document/9244402>. Acesso em: 28 jan. 2022.

POURYEKTA, A.; RAMACHANDARAMURTHY, V. K.; MITHULANANTHAN, N.; ARULAMPALAM, A. Islanding detection and enhancement of microgrid performance, **IEEE Systems Journal**, v. 12, n<sup>o</sup>. 4, p. 3131-3141, Dec. 2018. Disponível em:  
<https://ieeexplore.ieee.org/document/7937812>. Acesso em: 18 jan. 2022.

RAZAVI, S.; RAHIMI, E.; JAVADI, M. S.; NEZLAD, A. E.; LOFTI, M.; SHAFIE-KLAH, M.; CATALÃO, J. P. S. Impact of distributed generation on protection and voltage regulation of distribution systems: A review, **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 105, p. 157-167, May 2019. Disponível em:  
<https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S1364032119300668>. Acesso em: 03 jan. 2022.

ROBERT, G.; PLANQUE, J. Robust Digital Automatic Reactive Power Regulator for Hydro Power Plants, **2007 International Conference on Clean Electrical Power**, p. 175-179, July 2007. Disponível em: <https://ieeexplore.ieee.org/document/4272378>. Acesso em: 20 jun. 2022.

SALEH, S. A.; ALJANKAWAY, A. S.; MENG, R.; MENG, J.; DIDUCH, C. P.; CHANG, L. Antiislanding protection based on signatures extracted from the instantaneous apparent power, **IEEE Transactions on Power Electronics**, v. 29, n°. 11, p. 5872-5891, Nov. 2014. Disponível em: <https://ieeexplore.ieee.org/document/6692883>. Acesso em: 18 jan. 2022.

SAMET, H.; HASHEMI, F.; GHANBARI, T. Minimum non detection zone for islanding detection using an optimal Artificial Neural Network algorithm based on PSO, **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 52, p. 1-18, Dec. 2018. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1364032115007273>. Acesso em: 20 jan. 2022.

SAMUI, A.; SAMANTARAY, S. R. Assessment of ROCPAD relay for islanding detection in distributed generation, **IEEE Transactions on Smart Grid**, v. 2, n°. 2, p. 391-398, June 2011. Disponível em: <https://ieeexplore.ieee.org/document/5765717>. Acesso em: 19 jan. 2022.

SINGAM, B.; HUI, L. Y. Assessing SMS and PJD schemes of anti-islanding with varying quality factor, **2006 IEEE International Power and Energy Conference**, p. 196-201, Nov. 2006. Disponível em: <https://ieeexplore.ieee.org/document/4154489>. Acesso em: 20 jan. 2021.

SHORT, T. A. **Electric power distribution handbook**. 2000 N.W. Corporate Blvd., Boca Raton, Florida 33431: CRC Press LLC, 2004. p.379-383. *E-book*. Disponível em: <https://goodboygunawan.files.wordpress.com/2010/03/electric-power-distribution-handbook.pdf> Acesso em: 6 set. 2022.

UMANS, S. D. **Máquinas elétricas de Fitzgerald e Kingsley** [recurso eletrônico] / Stephen D. Umans ; tradução: Anatólio Laschuk. – 7. ed. – Dados eletrônicos. – Porto Alegre : AMGH, 2014. Disponível em: <http://www.drb-m.org/mqelet/Maquinas-Eletricas-Livro.pdf>. Acesso em: 15 ago. 2022.

VIEIRA, J. C. M.; FREITAS, W.; XU, W.; MORELATO, A. An investigation on the nondetection zones of synchronous distributed generation anti-islanding protection, **IEEE Transactions on Power Delivery**, v. 23, n°. 2, p. 593-600, Apr. 2008a. Disponível em: <https://ieeexplore.ieee.org/abstract/document/4443853>. Acesso em: 18 jan. 2022.

VIEIRA, J. C. M.; FREITAS, W.; XU, W.; MORELATO, A. Performance of frequency relays for distributed generation protection. **IEEE Transactions on Power Delivery**, v. 21, n°. 3, p. 1120-1127, July 2006. Disponível em: <https://ieeexplore.ieee.org/document/1645146> Acesso em: 12 set. 2022.

VIEIRA, J. C. M.; SALLES, D.; FREITAS, W.; FRANÇA, A. L. M. Um método prático para a definição dos ajustes de relés baseados em medidas de frequência usados para detecção de ilhação de geração distribuída, *Revista Controle & Automação*, v. 19, n°.2, mai./jun. 2008b.

Disponível em: <https://www.scielo.br/j/ca/a/mSVRrHNtmj7bSqcNcNJP54G/?lang=pt>. Acesso em: 20 jan. 2022.

VITA, V. Development of a decision-making algorithm for the optimum size and placement of distributed generation units in distribution networks. **Energies** 10(9):1433 Sep.2017. Disponível em: <https://www.researchgate.net/publication/319906918> Acesso em: 25 ago. 2022.

ZEINELDIN, H. H.; KIRLEY, J. L. Performance of the OVP/UVF and OFP/UFV method with voltage and frequency dependent loads, **IEEE Transactions on Power Delivery**, v. 24, n°. 2, p. 772-778, Apr. 2009. Disponível em: <https://ieeexplore.ieee.org/document/4803728>. Acesso em 18 jan. 2022.

ZHOU, Y.; LI, H.; LIU, L. Integrated Autonomous Voltage Regulation and Islanding Detection for High Penetration PV Applications, **IEEE Transactions on Power Electronics**, v. 28, n°. 6, p. 2826-2841, June 2013. Disponível em: <https://ieeexplore.ieee.org/document/6298967>. Acesso em: 15 fev. 2022.

ZHOU, H.; CHEN, S.; LAI, J.; LU, X.; YU, C.; HU, W.; DENG, Q.; ZHOU, D. Modeling and synchronization stability of low-voltage active distribution networks with large-scale distributed generations., **IEEE Access**, v. 6, p. 70989-71002, Nov. 2018. Disponível em: <https://ieeexplore.ieee.org/document/8534319>. Acesso em: 28 dez. 2021.

WONG, JY (2022). IEEE 33 Bus System. MATLAB, Central File Exchange. Disponível em: <https://www.mathworks.com/matlabcentral/fileexchange/73127-ieee-33-bus-system>. Acesso em: 15 jul. 2021.

WOOD, A. J.; WOLLENBERG, B. F. **Power generation operation and control**. 2. ed. New York: John Willey & Sons, Inc., 1996. cap. 9, p. 328-360.