



PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

HUGO CARNEIRO MUTE BATISTA



Universidade Federal de Sergipe

DISSERTAÇÃO DE MESTRADO

**Impacto da Evolução do Curto-Circuito na Estabilidade Angular do
Gerador Síncrono em Sistemas com Alta Penetração de Fontes
Renováveis**



PROEE
Programa de Pós-Graduação
em Engenharia Elétrica

São Cristóvão - SE
2026

HUGO CARNEIRO MUTE BATISTA

IMPACTO DA EVOLUÇÃO DE CURTO-CIRCUITO NA ESTABILIDADE ANGULAR DO GERADOR
SÍNCRONO EM SISTEMAS COM ALTA PENETRAÇÃO DE FONTES RENOVÁVEIS

*Dissertação de Mestrado apresentada ao
Programa de Pós-Graduação em Engenharia
Elétrica da Universidade Federal de Sergipe
como requisito para a obtenção do título de
mestre em Engenharia Elétrica.*

Área de Concentração: Sistemas Elétricos de Potência.

Orientador:

George Victor Rocha Xavier, D. Sc.

São Cristóvão - SE
2026

**FICHA CATALOGRÁFICA ELABORADA PELA BIBLIOTECA CENTRAL
UNIVERSIDADE FEDERAL DE SERGIPE**

B333i Batista, Hugo Carneiro Mute
Impacto da evolução de curto-circuito na estabilidade angular do gerador síncrono em sistemas com alta penetração de fontes renováveis / Hugo Carneiro Mute Batista ; orientador George Victor Rocha Xavier,. - São Cristóvão, 2026.
72 f. : il.

Dissertação (mestrado em Engenharia Elétrica) – Universidade Federal de Sergipe, 2026.

1. Sistemas de energia elétrica - Estabilidade 2. Geradores síncronos. 3. Curtos-circuitos. 4. Usinas fotovoltaicas. I. Xavier, George Victor Rocha orient. II. Título.

CDU 621.3



UNIVERSIDADE FEDERAL DE SERGIPE
PRÓ-REITORIA DE PÓS-GRADUAÇÃO E PESQUISA
COORDENAÇÃO DE PÓS-GRADUAÇÃO
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA-PROEE

TERMO DE APROVAÇÃO

**“Impacto da Evolução do Curto-Circuito na
Estabilidade Angular do Gerador Síncrono em
Sistemas com Alta Penetração de Fontes Renováveis”**

Discente:

Hugo Carneiro Mute Batista

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

Aprovada pela banca examinadora composta por:

Documento assinado digitalmente
 **TARSO VILELA FERREIRA**
Data: 08/07/2026 11:07:34-0300
Verifique em <https://validar.iti.gov.br>

Prof. Dr. Tarso Vilela Ferreira (PROEE/UFS)
Presidente

Documento assinado digitalmente
 **TAYLON GOMES LANDGRAF**
Data: 08/07/2026 13:38:16-0300
Verifique em <https://validar.iti.gov.br>

Prof. Dr. Taylon Gomes Landgraf (IFS)
Examinador Externo

Documento assinado digitalmente
 **WASHINGTON LUIZ ARAUJO NEVES**
Data: 21/07/2026 17:05:36-0300
Verifique em <https://validar.iti.gov.br>

Prof. Dr. Washington Luiz Araújo Neves (DEE/PPgE/UFCG)
Examinador Externo

Documento assinado digitalmente
 **HUGO CARNEIRO MUTE BATISTA**
Data: 08/07/2026 11:42:16-0300
Verifique em <https://validar.iti.gov.br>

Hugo Carneiro Mute Batista
Discente

Cidade Universitária “Prof. José Aloísio de Campos”, 06 de julho de 2026.

“Nada como a marcha inexorável do tempo...”
Autor desconhecido.

AGRADECIMENTOS

De antemão, agradeço a Deus por ter cumprido todas as promessas que me prometeu. Agradeço à minha mãe, Fátima de Lima Carneiro, que nunca me deixou sentir a falta de um pai e me mostrou que posso ser muito mais forte do que imagino, quando a motivação é o amor. Agradeço, também, à minha avó Margarida Magdalena de Lima Carneiro (*in memoriam*) por ter me passado seus bons costumes, valores e, sobretudo, confiança em acreditar que eu chegaria aqui. Ainda falando em família, aproveito para agradecer aos meus tios que sempre me apoiaram da forma que puderam, em especial, à minha segunda mãe, Cristina Carneiro, e a tio Ivan por me tratarem como um filho.

Agradeço, ainda, ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica (PROEE) pela flexibilização de alguns prazos que não pude cumprir, por motivos de missão militar pela Força Aérea Brasileira. Agradeço pela bolsa de fomento fornecida pela CAPES que, não coincidentemente para quem tem fé, caiu pela primeira vez na exata semana que gastei meu último centavo guardado do emprego do qual havia sido demitido há alguns meses. Por falar em dificuldade financeira, que não foram poucas, aproveito para agradecer aos meus antigos professores de Ensino Médio que, de tanta confiança em mim, até financiaram os meus livros do colégio — sem contar das vezes que almocei na casa de professor por falta de logística para ir à roça e voltar para o colégio à tarde.

Meus mais sinceros agradecimentos também ao meu orientador George Victor Rocha Xavier por toda a sua boa vontade e empatia em estar disponível para orientar tanto este trabalho quanto outros tantos assuntos profissionais.

RESUMO

Dentre as diversas contingências que afetam a estabilidade de ângulo do rotor em Sistemas Elétricos de Potência (SEP), a evolução de curto-circuito destaca-se por seu potencial de comprometer a operação segura do sistema, podendo ocasionar perda de sincronismo de geradores, desligamentos em cascata e redução da confiabilidade do fornecimento de energia. Apesar de sua relevância operacional, esse fenômeno ainda é pouco explorado na literatura científica. Além disso, a crescente penetração de fontes baseadas em conversores eletrônicos de potência no SEP tem reduzido a inércia do sistema e tornado a estabilidade dos geradores síncronos (GS) cada vez mais sensível a perturbações. Nesse contexto, torna-se essencial investigar os impactos da evolução de curto-circuito sobre a estabilidade angular, contribuindo para uma avaliação mais realista da segurança operacional e para o desenvolvimento de estratégias que aumentem a confiabilidade dos sistemas elétricos. Nesse sentido, nesta dissertação são apresentados estudos do impacto da evolução de curto-circuito na estabilidade de ângulo do rotor do GS instalado no sistema de distribuição IEEE de 34 barras adaptado com penetração de aerogeradores e usinas fotovoltaicas. Para tanto, foi utilizado o *software* ETAP® — Programa Analisador de Transitórios Elétricos — para a simulação do sistema IEEE sujeito a curtos-circuitos que evoluem no espaço. Os estudos de caso realizados mostram que o aumento da inserção de usinas renováveis diminui o *Critical Clearing Time* (CCT) e, dessa forma, aponta, para o sistema avaliado, percentual limite de penetração de 60% em relação à potência de geração síncrona do sistema para que a estabilidade seja mantida. Complementarmente, os resultados apontam a evolução de curto-circuito como fator limitador de estabilidade de ângulo do GS, reduzindo, para o sistema avaliado, o percentual de penetração de 60 para 20%, de modo a manter o sincronismo do GS sob condição de evolução de curto-circuito. Também foi avaliada a estabilidade transitória do sistema frente a faltas trifásicas aplicadas nas proximidades do GS, utilizando como métrica o CCT. Os resultados demonstraram que o aumento da penetração de fontes renováveis baseadas em inversores reduz progressivamente as margens de estabilidade angular, evidenciado pela diminuição dos valores de CCT observados nos diferentes cenários analisados.

Palavras-chave: Estabilidade; Gerador Síncrono; Ângulo do Rotor; Curto-Circuito; Aerogeradores; e Usinas Fotovoltaicas.

ABSTRACT

Among the various contingencies that affect rotor angle stability in Electric Power Systems, fault evolution stands out due to its potential to compromise secure system operation, leading to generator loss of synchronism, cascading outages, and reduced power supply reliability. Despite its operational significance, this phenomenon remains scarcely addressed in the scientific literature. Furthermore, the increasing penetration of converter-based renewable energy sources has reduced system inertia, making the stability of conventional synchronous generators progressively more vulnerable to disturbances. In this context, investigating the impacts of fault evolution on rotor angle stability is essential to provide a more realistic assessment of power system security and to support the development of strategies that enhance the reliability of modern electric power systems. In this context, this master's thesis presents studies on the impact of short circuit evolution on the rotor angle stability of a synchronous generator installed in the adapted IEEE 34 bus distribution system with the integration of wind turbines and photovoltaic plants. To this end, the ETAP® software — Electrical Transient Analyzer Program — was used to simulate the IEEE system under short-circuit conditions that evolve spatially. The case studies show that increasing the penetration of renewable power plants reduces the Critical Clearing Time (CCT) and, consequently, indicates, for the analyzed system, a maximum penetration level of 60% relative to the system's synchronous generation capacity to maintain stability. Additionally, the results demonstrate that short-circuit evolution acts as a limiting factor for rotor angle stability, reducing, for the analyzed system, the allowable penetration level from 60% to 20% in order to preserve the synchronism of the synchronous generator under evolving fault conditions. The transient stability of the system under three-phase faults applied in the vicinity of the synchronous generator was also evaluated, using the CCT as the performance metric. The results demonstrated that increasing the penetration of inverter-based renewable energy sources progressively reduces the angular stability margins, as evidenced by the decrease in the CCT values observed across the different scenarios analyzed.

Keywords: Stability; Synchronous Generator; Rotor Angle; Short-Circuit; Wind Power; Solar Power.

Lista de Figuras

Figura 1	Sentidos da potência e do torque aplicados ao gerador
Figura 2	Relação entre os ângulos θ e δ no rotor
Figura 3	Tipos de estabilidade em sistemas de potência
Figura 4	Respostas do ângulo do rotor para perturbações transitórias
Figura 5	SEP genérico
Figura 6	Critério das áreas iguais
Figura 7	Impacto da saída de um gerador na frequência do sistema
Figura 8	Variação da frequência do sistema para diferentes constantes de inércia
Figura 9	Modelo de aerogerador Tipo 1
Figura 10	Modelo de aerogerador Tipo 2
Figura 11	Modelo de aerogerador Tipo 3
Figura 12	Modelo de aerogerador Tipo 4 (<i>full converter</i>)
Figura 13	Evolução de curto-circuito: (a) não evolui; (b) evolução no espaço; (c) evolução no nível; e (d) evolução em espaço e nível
Figura 14	Diagrama unifilar do sistema de 34 barras do IEEE modificado de (KERSTING, 1991)
Figura 15	Sistemática geral de aplicação da metodologia
Figura 16	Curto-circuito trifásico no sistema IEEE de 34 barras modificado
Figura 17	Evolução de curto-circuito trifásico no sistema IEEE de 34 barras modificado
Figura 18	Curto-circuito trifásico nas proximidades do GS
Figura 19	Excursão do ângulo do rotor para curto-circuito sem evolução sob condição $x = 0\%$
Figura 20	Instabilidade de ângulo do rotor para curto-circuito sem evolução sob condição $x = 0\%$
Figura 21	Excursão do ângulo do rotor para curto-circuito sem evolução sob condição $x = 20\%$
Figura 22	Resultados dos valores de CCT para cada cenário com percentuais de penetração diferentes

- Figura 23 Excursão do ângulo do rotor para curto-circuito sem evolução sob condição $x = 60\%$
- Figura 24 Excursão do ângulo do rotor para curto-circuito com evolução sob condição $x = 60\%$
- Figura 25 Excursão do ângulo do rotor para curto-circuito com evolução sob condição $x = 40\%$
- Figura 26 Excursão do ângulo do rotor para curto-circuito com evolução sob condição $x = 20\%$
- Figura 27 Gráficos CCT *versus* x (%) sobrepostos

Lista de Tabelas

Tabela 1	Síntese da Revisão Bibliográfica
Tabela 2	Resultados das iterações para a condição $x = 0\%$
Tabela 3	Resultados das iterações para a condição $x = 20\%$
Tabela 4	Resultados das iterações para a condição $x = 0\%$
Tabela 5	Resultados das iterações para a condição $x = 20\%$
Tabela 6	Cargas pontuais do sistema IEEE 34 barras modificado
Tabela 7	Distância entre as barras do sistema IEEE 34 modificado

Lista de Abreviações

ANATEM	Análise de Transitórios Eletromecânicos
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
CCT	<i>Critical Clearing Time</i>
CC	Corrente Contínua
DFIG	<i>Doubly Fed Induction Generator</i>
ETAP	<i>Electrical Transient Analyzer Program</i>
GSC	<i>Grid Side Converter</i>
GD	Geração Distribuída
GBI	Gerações Baseadas em Inversores
GS	Gerador Síncrono
IEEE	<i>Institute of Electrical and Electronics Engineers</i>
LTs	Linhas de Transmissão
MSC	<i>Machine Side Converter</i>
PSS/E	<i>Power System Simulator for Engineers</i>
PU	Por Unidade
ROCOF	<i>Rate of Change of Frequency</i>
SDEE	Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica
SEP	Sistema Elétrico de Potência
SIN	Sistema Interligado Nacional
STATCOM	Compensador Síncrono Estático
ONS	Operador Nacional do Sistema Elétrico

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO.....	13
1.1	OBJETIVOS	15
1.1.1	OBJETIVO GERAL.....	15
1.1.2	OBJETIVOS ESPECÍFICOS	15
1.1.3	ESTRUTURA DO TRABALHO	16
2	FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA	18
2.1	EQUAÇÃO DE OSCILAÇÃO (<i>SWING EQUATION</i>).....	18
2.2	DEFINIÇÃO DE ESTABILIDADE	21
2.2.1	ESTABILIDADE DE ÂNGULO DO ROTOR	22
2.3	CRITÉRIO DAS ÁREAS IGUAIS.....	24
2.4	<i>CRITICAL CLEARING TIME</i> (CCT).....	27
2.5	IMPACTO DE FONTES BASEADAS EM INVERSORES NO CONTROLE DE FREQUÊNCIA DO SISTEMA	28
2.6	CONEXÃO DE AEROGERADOR À REDE ELÉTRICA	30
2.6.1	TIPO 1	30
2.6.2	TIPO 2	31
2.6.3	TIPO 3	32
2.6.4	TIPO 4 (<i>full converter</i>).....	33
2.7	MODELO DO GERADOR SÍNCRONO DE POLOS SALIENTES	35
2.8	EVOLUÇÃO DE CURTO-CIRCUITO	36
3	REVISÃO BIBLIOGRÁFICA	38
4	METODOLOGIA PROPOSTA	45
4.1	ESTUDO DE CASO 1: IMPACTO DA INSERÇÃO DE USINAS EÓLICAS E FOTOVOLTAICAS NA ESTABILIDADE SOB CONDIÇÃO DE CURTO-CIRCUITO SEM EVOLUÇÃO	49
4.2	ESTUDO DE CASO 2: IMPACTO DA INSERÇÃO DE USINAS EÓLICAS E FOTOVOLTAICAS NA ESTABILIDADE SOB CONDIÇÃO DE CURTO-CIRCUITO COM EVOLUÇÃO	50
4.3	ESTUDO DE CASO 3: IMPACTO NA ESTABILIDADE SOB CONDIÇÃO DE CURTO- CIRCUITO NAS PROXIMIDADES DO GERADOR SÍNCRONO	52
5	RESULTADOS	54
5.1	ESTUDO DE CASO 1	54
5.2	ESTUDO DE CASO 2.....	59
5.3	ESTUDO DE CASO 3	61
6	CONCLUSÕES.....	64
6.1	TRABALHOS FUTUROS	65
	REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	67

1 INTRODUÇÃO

O sistema elétrico de potência (SEP) é tradicionalmente estruturado em três segmentos principais: geração, transmissão e distribuição. Na etapa de geração, os geradores síncronos constituíram historicamente a principal tecnologia empregada na conversão de energia mecânica em energia elétrica. A transmissão, por sua vez, desempenha o papel essencial de conectar a geração aos centros de consumo, transportando a energia elétrica de forma eficiente e segura. Finalmente, na etapa de distribuição, as concessionárias fornecem a energia diretamente às unidades consumidoras, possibilitando seu uso final (MONTICELLI, 2011).

No entanto, nos últimos anos, a estrutura tradicional do SEP tem sofrido mudanças mediante crescente integração de fontes baseadas em tecnologias de conversores eletrônicos de potência, tais quais parques eólicos e usinas solares — cada vez mais aceitas em decorrência dos benefícios ambientais, bem como do custo-benefício proporcionados (HATZIARGYRIOU et al., 2020). A preocupação com o aquecimento global, aliada às políticas de sustentabilidade e às expectativas de bom negócio, alavancou os investimentos em fontes renováveis ao redor do mundo, elevando a sua participação no parque gerador. Paralelamente, observa-se uma ampla disseminação de recursos energéticos distribuídos, como geração descentralizada, sistemas de armazenamento de energia e veículos elétricos, que estão cada vez mais próximos, ou até mesmo incorporados, às unidades consumidoras (HATZIARGYRIOU et al., 2020).

Porém, essa integração significativa tem impacto no comportamento do sistema, ampliando o interesse em investigar sobre as conseqüentes mudanças na resposta dinâmica do SEP. O aumento das conexões de gerações renováveis levanta diversas questões sobre a estabilidade do sistema devido às alterações dinâmicas que essas tecnologias introduzem na rede elétrica. (HATZIARGYRIOU et al., 2020). Assim, estudar os impactos no comportamento dinâmico é fundamental para se entender e garantir a operação dentro de critérios de qualidade de energia elétrica estabelecidos pela ANEEL (Agência Nacional de Energia Elétrica).

Um dos principais efeitos associados à substituição progressiva de geração síncrona por fontes baseadas em inversores está relacionado à redução da inércia eletromecânica equivalente do sistema. Enquanto os geradores síncronos armazenam energia cinética em suas massas rotativas e contribuem naturalmente para a sustentação da frequência após perturbações, os recursos conectados por conversores eletrônicos não

apresentam esse comportamento de forma inerente. Consequentemente, a dinâmica do sistema diante de distúrbios pode ser significativamente alterada, exigindo novas abordagens de análise e controle.

Diversos estudos têm sido conduzidos na área com o objetivo de aprofundar o entendimento sobre o tema, destacando-se a relevância da análise de estabilidade transitória para avaliar os impactos nas respostas dinâmicas das máquinas do SEP (KUNDUR, 1994). Assim, esforços têm sido direcionados para a modelagem e análise abrangente, contemplando desde a geração até os Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica (SDEE) sob diferentes condições operacionais.

A partir da nova condição de contorno em que o SEP se encontra — alta penetração de fontes baseadas em conversores eletrônicos, uma das condições operacionais que afeta a estabilidade do sistema é a evolução de curto-circuito, que se apresenta como condição operacional marginalizada na literatura e cuja recorrência é alta em sistemas de distribuição de energia elétrica. Além dos impactos diretos associados às interrupções do fornecimento de energia, tais eventos podem ocasionar prejuízos econômicos para concessionárias e consumidores, afetar indicadores de continuidade e qualidade da energia elétrica, bem como comprometer a confiabilidade da operação do sistema. Nesse contexto, torna-se fundamental compreender os efeitos da evolução de curto-circuito em redes com elevada participação de fontes renováveis baseadas em inversores, especialmente devido ao seu potencial de influenciar a estabilidade transitória e a capacidade do sistema em manter o sincronismo após a ocorrência de perturbações severas.

Na evolução de curto-circuito, o ângulo inicial do rotor no instante de cada nova incidência tende a diferir daquele observado na ocorrência anterior, podendo afastar progressivamente o sistema de uma condição favorável à manutenção do sincronismo. Adicionalmente, os diferentes pontos atingidos durante a evolução da falta apresentam distintos níveis de severidade para a estabilidade transitória, de modo que uma perturbação inicialmente incapaz de provocar instabilidade pode evoluir para regiões eletricamente mais críticas da rede, aumentando significativamente o risco de perda de sincronismo. Dessa forma, compreender os impactos da evolução de curto-circuito torna-se fundamental para a avaliação da segurança dinâmica do sistema, especialmente em cenários com elevada participação de fontes baseadas em inversores.

A pertinência desta investigação está diretamente associada aos Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica (SDEE), nos quais a expansão da geração distribuída tem

ampliado a conexão de fontes renováveis baseadas em inversores em diferentes pontos da rede. Nesse contexto, a evolução de curto-circuito representa uma condição de perturbação particularmente relevante, pois pode modificar a severidade da falta durante o próprio evento, submetendo o gerador síncrono a diferentes condições de curto-circuito e reduzindo a margem de estabilidade angular do sistema. A eventual perda de sincronismo pode resultar no desligamento de unidades geradoras, na interrupção do fornecimento de energia e em impactos sobre a confiabilidade, a qualidade e os custos de operação do sistema. Assim, a análise dos efeitos da evolução de curto-circuito sobre a estabilidade angular de geradores síncronos inseridos em sistemas de distribuição com elevada penetração de geração distribuída baseada em inversores constitui uma contribuição relevante para a avaliação da segurança dinâmica e dos limites de estabilidade dessas redes.

Portanto, nesta dissertação de mestrado são apresentados estudos acerca da estabilidade do SEP frente às condições de evolução de curto-circuito e influência da penetração de recursos baseados em inversores no sistema de distribuição. Para tanto, foram realizadas simulações a partir do programa ETAP®, por meio das quais é analisada a resposta dinâmica do ângulo de rotor de um Gerador Síncrono (GS) frente às condições supracitadas.

1.1 OBJETIVOS

1.1.1 OBJETIVO GERAL

Avaliar o impacto da evolução do curto-circuito na estabilidade de ângulo do rotor do GS situado em SEP com variável penetração de geração baseada em inversores.

1.1.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS

Como forma de atingir o objetivo principal deste trabalho, também foram definidos os seguintes objetivos específicos:

- Modelar um SEP baseado no sistema IEEE de 34 barras contendo geração síncrona e fontes renováveis baseadas em inversores;
- Implementar cenários de inserção de geração eólica e fotovoltaica em diferentes níveis de penetração no sistema elétrico analisado;

- Desenvolver estudos de caso no ETAP® voltados à reprodução dos aludidos cenários, envolvendo simulações de evolução de curto-circuito no espaço, a fim de avaliar o comportamento da estabilidade de ângulo do rotor do GS;
- Comparar a resposta dinâmica do sistema para diferentes percentuais de penetração de fontes renováveis, mediante análise do CCT (*Critical Clearing Time*) e excursão de ângulo do rotor;
- Determinar limites de inserção de geração renovável capazes de manter a estabilidade angular do sistema sob a condição de contingência mencionada;
- Propor viabilidade de solução operacional para os casos em que a evolução de curto-circuito ou penetração de fontes renováveis são responsáveis pela instabilidade do sistema;
- Comparar os limites de estabilidade para faltas mais próximas ao GS em cenários que diferem com o aumento percentual de penetração de fontes baseadas em inversores.

1.1.3 ESTRUTURA DO TRABALHO

No Capítulo 1, é apresentada a introdução da dissertação, contemplando a contextualização do problema de pesquisa, a motivação do estudo e os objetivos estabelecidos. São discutidos os impactos da elevada penetração de fontes renováveis baseadas em inversores sobre a dinâmica dos sistemas elétricos de potência, com ênfase na estabilidade transitória sob condições de evolução de curto-circuito, tema central desta pesquisa.

No Capítulo 2, é apresentada a fundamentação teórica que sustenta o desenvolvimento desta pesquisa. São abordados os principais conceitos relacionados à estabilidade de sistemas elétricos de potência, com ênfase na estabilidade de ângulo do rotor, na equação de oscilação, no critério das áreas iguais e no *Critical Clearing Time* (CCT). Além disso, são discutidos os impactos da inserção de fontes baseadas em inversores na dinâmica do sistema, os aspectos relacionados à conexão de aerogeradores à rede elétrica, a modelagem do gerador síncrono de polos salientes e os fundamentos da evolução de curto-circuito, temas essenciais para a compreensão da metodologia empregada e dos resultados obtidos.

No Capítulo 3, é apresentada a revisão bibliográfica da pesquisa, contemplando trabalhos relacionados aos impactos da inserção de fontes renováveis baseadas em

inversores na estabilidade transitória de sistemas elétricos de potência. São discutidos estudos que avaliam os efeitos da redução da inércia do sistema, as alterações na dinâmica do ângulo do rotor de geradores síncronos, os impactos sobre o CCT e as características de curto-circuito de recursos conectados por conversores eletrônicos. Ao final, é identificada uma lacuna na literatura quanto à análise dos efeitos da evolução de curto-circuito sobre a estabilidade transitória em sistemas com elevada penetração de fontes renováveis, aspecto que motiva e justifica o desenvolvimento desta dissertação.

No Capítulo 4, é apresentada a metodologia proposta para a avaliação dos impactos da evolução de curto-circuito na estabilidade transitória de um gerador síncrono inserido em um sistema de distribuição baseado no alimentador IEEE de 34 barras. São descritas a modelagem do sistema elétrico no *software* ETAP®, as características dos geradores síncrono, eólico e fotovoltaico considerados, bem como os cenários de penetração de fontes renováveis baseadas em inversores adotados nas simulações. Adicionalmente, são detalhados os três estudos de caso desenvolvidos, contemplando condições de curto-circuito sem evolução, com evolução e em regiões próximas ao gerador síncrono, com o objetivo de investigar os efeitos dessas contingências sobre a estabilidade angular do sistema.

No Capítulo 5, são apresentados e discutidos os resultados obtidos por meio das simulações de estabilidade transitória realizadas no ETAP®. A análise é conduzida a partir da resposta dinâmica do ângulo do rotor do gerador síncrono frente às diferentes contingências e níveis de penetração de fontes renováveis baseadas em inversores. Os resultados são organizados conforme os três estudos de caso propostos, permitindo avaliar os impactos da evolução de curto-circuito, da redução da inércia equivalente do sistema e da localização das faltas sobre a estabilidade angular e os limites operacionais do sistema elétrico analisado.

No capítulo 6, finalmente, são apresentadas as conclusões desta dissertação, destacando os principais impactos da evolução de curto-circuito e da inserção de fontes renováveis baseadas em inversores sobre a estabilidade angular do gerador síncrono analisado. Também são discutidas as contribuições do trabalho e apresentadas perspectivas para pesquisas futuras relacionadas à estabilidade transitória em sistemas elétricos com elevada participação de geração renovável.

2 FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

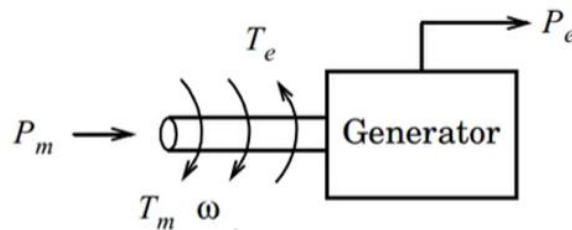
Neste capítulo, são apresentadas as principais definições acerca de estabilidade — tipos de estabilidade, critério das áreas iguais e *Critical Clearing Time* (CCT), fontes baseadas em inversores e evolução de curto-circuito, uma vez que são fundamentos necessários para o entendimento da metodologia proposta neste trabalho, bem como dos resultados a serem apresentados.

2.1 EQUAÇÃO DE OSCILAÇÃO (*SWING EQUATION*)

A equação a ser apresentada é um estudo do comportamento do movimento angular do rotor do GS frente às variações de potência elétrica consumida pela carga ou potência mecânica entregue ao eixo da máquina. O estudo conduz ao equacionamento do comportamento oscilatório do rotor e ângulo de carga do gerador, parâmetros imprescindíveis ao estudo de estabilidade transitória das máquinas síncronas. O objetivo precípuo do estudo é verificar se a máquina perde o sincronismo (estabilidade). Salienta-se que todo o equacionamento abaixo é uma adaptação de (KUNDUR, 1994).

Na Figura 1, está indicado o sentido da potência elétrica (P_e) e da potência mecânica (P_m) desde o eixo até à saída do gerador, bem como os sentidos contrários dos torques mecânico (T_m) e elétrico (T_e) aplicados ao eixo da máquina e, finalmente, o vetor ω_m , correspondente à velocidade mecânica de giro do eixo.

Figura 1 Sentidos da potência e do torque aplicados ao gerador.



Fonte: adaptado de (KUNDUR, 1994).

Considerando-se o gerador hidráulico, P_m é dada pela vazão de água que passa pela turbina, enquanto a saída, nos terminais da máquina, é dada por P_e . Como resultado da potência mecânica P_m aplicada, apresenta-se um torque mecânico T_m no eixo da máquina que, conseqüentemente, faz o eixo girar com velocidade angular ω . Em contrapartida, o torque elétrico T_e , dado pelo consumo de energia na saída do gerador, tem sentido contrário. Em regime permanente, tem-se a condição $T_m = T_e$, desconsiderando as perdas da máquina, portanto o torque de aceleração, dado pela

diferença entre os torques mecânico e elétrico, é nulo. Por fim, se $T_m > T_e$, a aceleração é positiva e a velocidade do rotor tende a aumentar; e, se $T_m < T_e$, a aceleração é negativa e a velocidade do rotor tende a diminuir.

Por outro lado, o torque de aceleração pode ser escrito conforme a Equação 1:

$$T_{aceleração} = I \cdot \alpha = T_m - T_e, \quad (1)$$

em que I é o momento de inércia, voltado à modelagem da massa do conjunto turbina-gerador ao longo do eixo, dado em kg.m^2 ; e α é a aceleração angular.

Por outro lado, é possível escrever a aceleração angular como:

$$\alpha = \frac{d\omega}{dt}, \quad (2)$$

em que $\omega = \frac{d\theta}{dt}$, sendo $d\theta$ o deslocamento angular no espaço. Portanto, tem-se:

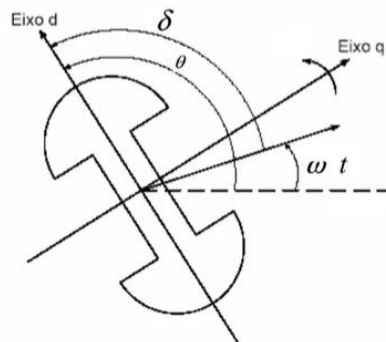
$$\alpha = \frac{d^2\theta}{dt^2}. \quad (3)$$

Substituindo-se (3) em (1), obtém-se:

$$I \cdot \frac{d^2\theta}{dt^2} = T_m - T_e. \quad (4)$$

Após a análise do diagrama vetorial que envolve os ângulos θ (ângulo mecânico do rotor em relação a uma referência fixa) e δ (ângulo de carga, isto é, ângulo do rotor em relação ao campo magnético girante do estator). A disposição dos ângulos mencionados está apresentada no diagrama fasorial da Figura 2.

Figura 2 Relação entre os ângulos θ e δ no rotor.



Fonte: adaptado de (KUNDUR, 1994).

Vem, do diagrama fasorial, a seguinte expressão:

$$\theta = \delta + \omega t, \quad (5)$$

Aplicando-se a derivada em ambos os lados de (5), tem-se:

$$\frac{d\theta}{dt} = \frac{d\delta}{dt} + \omega, \quad (6)$$

Aplicando-se, novamente, a derivada em ambos os lados de (6), é eliminado o termo constante ω , conforme apresentado a seguir:

$$\frac{d^2\theta}{dt^2} = \frac{d^2\delta}{dt^2}. \quad (7)$$

Infere-se, então, $\theta = \delta$. Então, reescrevendo (4), vem

$$I \cdot \frac{d^2\delta}{dt^2} = T_m - T_e. \quad (8)$$

Dessa forma, (8) está em função do ângulo de carga δ para o estudo de estabilidade angular.

Multiplicando-se ambos os lados de (8) por $\frac{\omega}{S}$, em que ω é a velocidade angular (rad/s) e S a potência base (VA), vem

$$\frac{I \cdot \omega}{S} \frac{d^2\delta}{dt^2} = P_m - P_e. \quad (9)$$

Dado que foi utilizado o valor de potência base, os valores de potência (P_m e P_e) à direita da equação diferencial são dados em pu (valor por unidade).

Matematicamente, a constante de inércia (H) é dada por:

$$H = \frac{E_c}{S} = \frac{I \cdot \omega^2}{2 \cdot S}, \quad (10)$$

em que E_C é a energia cinética do conjunto turbina-gerador, dada em Joules. Rearrmando a expressão da constante de inércia obtida e substituindo o resultado em (9), tem-se, finalmente, a expressão completa da equação de oscilação (equação *swing*):

$$\frac{2 \cdot H}{\omega} \frac{d^2 \delta}{dt^2} = P_m - P_e. \quad (11)$$

Nota-se, portanto, que a variação do ângulo de carga δ depende da constante de inércia do conjunto turbina-gerador, da velocidade angular ω , da potência mecânica P_m da turbina, bem como da potência elétrica P_e do gerador.

Dadas as proporcionalidades explícitas em (11), é possível melhorar a estabilidade angular mediante manipulação das variáveis, quais sejam: aumento da constante de inércia H ; diminuir o tempo t de exposição da máquina à oscilação, mediante diminuição do tempo de eliminação da falta; e, pensando na proporção inversa entre P_e e a reatância série da linha de transmissão ou distribuição de energia elétrica, diminuir a reatância mencionada com instalação de capacitores série, por exemplo. Em contrapartida, não há que se falar, para fins de melhoria de estabilidade, em manipulação o parâmetro ω , por estar atrelado à frequência nominal inerente ao sistema. Quanto ao parâmetro P_m , na análise clássica de estabilidade transitória e na aplicação do critério das áreas iguais, é assumido constante durante os primeiros instantes após a perturbação, em razão da resposta relativamente lenta dos sistemas de controle da turbina.

2.2 DEFINIÇÃO DE ESTABILIDADE

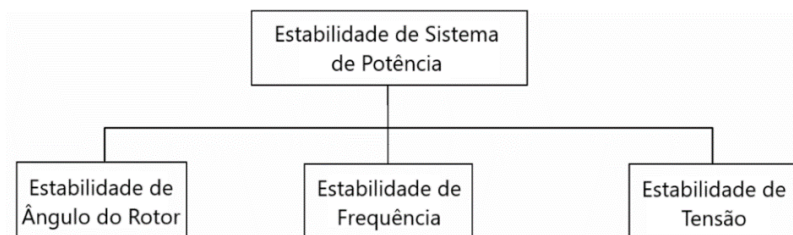
A estabilidade é a propriedade de um sistema elétrico em permanecer em estado de equilíbrio sob condições normais de operação ou de alcançar um estado de equilíbrio aceitável após ser submetido a um distúrbio, a saber: curtos-circuitos, retirada/entrada de grandes blocos de carga/geração, manobras operacionais, entre outros (KUNDUR, 1994). Para atingir tal equilíbrio, é imprescindível que as variáveis do sistema permaneçam dentro de limites operacionais aceitáveis e evoluam para um estado de equilíbrio estável após a perturbação, de forma que o sistema permaneça intacto e operando normalmente (HATZIARGYRIOU et al., 2020).

Os estudos de estabilidade transitória constituem uma das principais ferramentas para análise do comportamento dinâmico eletromecânico dos sistemas de potência frente a grandes perturbações. O sistema de potência é altamente não linear e opera em um

ambiente sob constantes mudanças: cargas, saídas dos geradores e parâmetros operacionais. Quando submetido a uma perturbação, a estabilidade do sistema depende tanto da condição inicial de operação quanto da natureza da perturbação (KUNDUR, 2004).

Na Figura 3, está apresentada uma visão geral do problema de estabilidade em sistemas de potência e suas categorias.

Figura 3 Tipos de estabilidade em sistemas de potência.



Fonte: adaptado de (KUNDUR, 1994).

A estabilidade de frequência refere-se à capacidade de um sistema de potência de manter uma frequência estável após uma perturbação severa no sistema que implica um desequilíbrio significativo entre geração e carga.

A estabilidade de tensão refere-se à capacidade de um sistema de potência de manter tensões estáveis em todos os barramentos após ser submetido a uma perturbação a partir de uma condição inicial de operação. Um possível resultado da instabilidade de tensão é a perda de carga em uma área ou o desligamento de linhas de transmissão e outros elementos por seus sistemas de proteção, levando a apagões em cascata (KUNDUR, 2004).

Como a estabilidade de ângulo do rotor é a ênfase deste trabalho de mestrado, as estabilidades de frequência e de tensão são mencionadas apenas superficialmente.

2.2.1 ESTABILIDADE DE ÂNGULO DO ROTOR

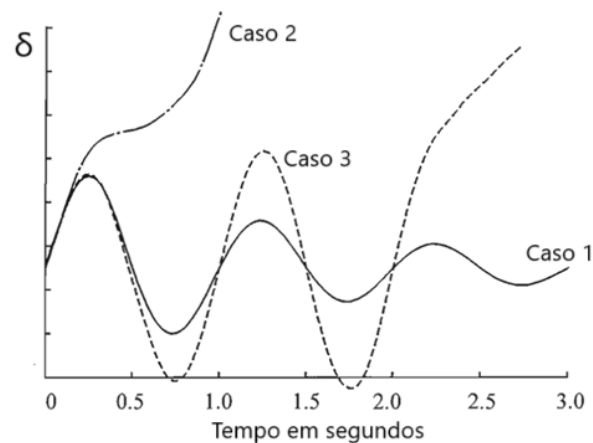
A estabilidade de ângulo do rotor diz respeito à capacidade das máquinas síncronas de um sistema de potência permanecerem em sincronismo após serem submetidas a uma perturbação. Esse fenômeno está associado à capacidade do sistema de restabelecer o equilíbrio entre a potência mecânica fornecida pela máquina primária e a potência elétrica transferida para o sistema.

Se o sistema é perturbado, há aceleração ou desaceleração dos rotores das máquinas de acordo com as leis de movimento de um corpo girante. Caso um gerador

gire, por um instante, mais rapidamente que outro, a diferença angular resultante pode fazer com que a potência elétrica transferida entre as máquinas seja alterada em função da variação de seus ângulos relativos. Por consequência, o aumento da separação angular pode levar à instabilidade (KUNDUR, 2004).

Na Figura 4, estão ilustrados os comportamentos de uma máquina síncrona após uma perturbação para condições ditas estável e instável.

Figura 4 Respostas do ângulo do rotor para perturbações transitórias.



Fonte: adaptado de (KUNDUR, 1994).

Nota-se que o caso 1 apresenta-se estável, uma vez que o ângulo de rotor apresenta amplitude máxima e oscila de forma amortecida até encontrar o estado estacionário; no caso 2, entretanto, o ângulo do rotor cresce continuamente após a perturbação, caracterizando perda de sincronismo durante o primeiro ciclo de oscilação. Essa forma de instabilidade é chamada de instabilidade de primeiro ciclo e é causada por torque de sincronização insuficiente; e, finalmente, no caso 3, o sistema é instável em ciclos subsequentes de oscilação, apesar de permanecer sincronizado durante o primeiro balanço angular (KUNDUR, 1994).

Em grandes sistemas de potência, a instabilidade transitória nem sempre ocorre como instabilidade de primeiro ciclo; ela pode ser o resultado da superposição de vários modos de oscilação, causando grandes variações no ângulo do rotor além do primeiro ciclo (KUNDUR, 1994).

Diante dessas condições, torna-se indispensável a atuação de sistemas de proteção capazes de detectar rapidamente a condição de perda de sincronismo e evitar danos aos equipamentos e impactos sistêmicos mais severos.

A proteção contra perda de sincronismo é tradicionalmente realizada por meio da função ANSI 78, implementada no relé de perda de sincronismo (*Out-of-Step*). Essa proteção é projetada para detectar oscilações instáveis do rotor a partir do monitoramento das trajetórias de impedância aparente observadas pelo relé, normalmente no plano R-X, identificando situações nas quais ocorre escorregamento angular excessivo entre áreas do sistema ou entre o gerador e a rede. Quando caracterizada a condição de perda de sincronismo, o relé 78 pode comandar a abertura controlada de disjuntores, promovendo o ilhamento de partes do sistema ou a desconexão do gerador afetado, de modo a preservar a integridade do sistema remanescente e minimizar a propagação da instabilidade (BLACKBURN; DOMIN, 2015).

Para o SEP, a perda de sincronismo pode resultar em oscilações severas de potência ativa e reativa, afundamentos de tensão, sobrecargas em linhas de transmissão e atuação indevida ou descoordenada de proteções, podendo evoluir para desligamentos em cascata e até colapsos parciais ou generalizados do sistema. Em sistemas interligados de grande porte, a instabilidade angular de uma unidade geradora pode comprometer a estabilidade de áreas inteiras, reduzindo margens operativas e favorecendo a separação não planejada do sistema (KUNDUR, 1994).

Sob a perspectiva do GS, a perda de sincronismo pode impor elevados esforços eletromecânicos e térmicos à máquina, que podem provocar aquecimento excessivo nos enrolamentos do estator e rotor, redução da vida útil do isolamento elétrico e, em situações extremas, danos permanentes à máquina. Dessa forma, a atuação rápida e seletiva da proteção de perda de sincronismo torna-se fundamental para preservar a integridade operacional do gerador e garantir a segurança do sistema elétrico (BLACKBURN; DOMIN, 2015).

2.3 CRITÉRIO DAS ÁREAS IGUAIS

A análise da estabilidade transitória em sistemas multimáquinas, de forma geral, é realizada com o auxílio de programas que simulam o modelo matemático do sistema para cada contingência selecionada. Contudo, em sistemas multimáquinas, a avaliação da estabilidade transitória não pode ser limitada apenas à primeira oscilação, uma vez que uma máquina pode permanecer sincronizada inicialmente e perder o sincronismo em oscilações posteriores em decorrência das interações eletromecânicas entre os diversos geradores do sistema. Isso ocorre porque, em sistemas multimáquinas, uma máquina pode

permanecer sincronizada com as demais na primeira oscilação, mas perder essa condição nas oscilações seguintes devido às interações dinâmicas com as outras máquinas.

No caso de um sistema composto por duas máquinas ou por uma máquina conectada a uma barra infinita, é possível concluir sobre a estabilidade transitória com base no comportamento das máquinas após a primeira oscilação. Nesse contexto, pode-se aplicar um método gráfico que, apesar de sua simplicidade, oferece uma excelente interpretação física dos fenômenos dinâmicos envolvidos no problema de estabilidade transitória. Esse método é denominado Critério das Áreas Iguais, por razões que se tornarão claras mais adiante.

O Critério das Áreas Iguais baseia-se nas seguintes premissas:

- a) A potência mecânica de entrada das máquinas é considerada constante;
- b) As máquinas síncronas são representadas por uma fonte de tensão constante em série com a sua reatância transitória;
- c) O amortecimento das máquinas, bem como outras fontes de amortecimento (resistência da armadura, resistência das linhas de transmissão) são desconsiderados.

A consideração (a) é bastante pertinente, visto que não se faz sentir, na primeira oscilação, variação de energia mecânica da máquina. Isso se deve ao fato de a constante de inércia das máquinas ser suficientemente alta para que essa simplificação seja razoável.

Ressalta-se a importância de destacar o conceito da potência elétrica transferida pelo gerador síncrono. Considerando o modelo simplificado do GS (resistência de armadura nula), de polos salientes, conectado a uma barra infinita, a potência elétrica transferida pode ser expressa pela Equação 12:

$$P_e = \frac{3 \cdot |E_A| \cdot |V|}{X_d} \sin(\delta) + \frac{3}{2} |V|^2 \frac{(X_d - X_q)}{X_d X_q} \sin(2\delta), \quad (12)$$

em que E_A é o fasor de tensão de armadura do gerador; V é o fasor de tensão da barra infinita; X_d e X_q são, nessa ordem, as reatâncias de eixo direto e em quadratura da máquina de polos salientes; e δ é o ângulo do rotor (CHAPMAN, 2011).

Dada a proporcionalidade inversa entre a potência P_e fornecida pela máquina e a reatância observada em (12), considerando o Critério das Áreas Iguais para o SEP com duas Linhas de Transmissão (LTs) paralelas, apresentado na Figura 5, o comportamento

da potência ativa fornecida pelo GS é estudado em função do ângulo do rotor da máquina quando um curto-circuito é o motivo da desativação de uma das LTs paralelas.

Figura 5 SEP genérico.

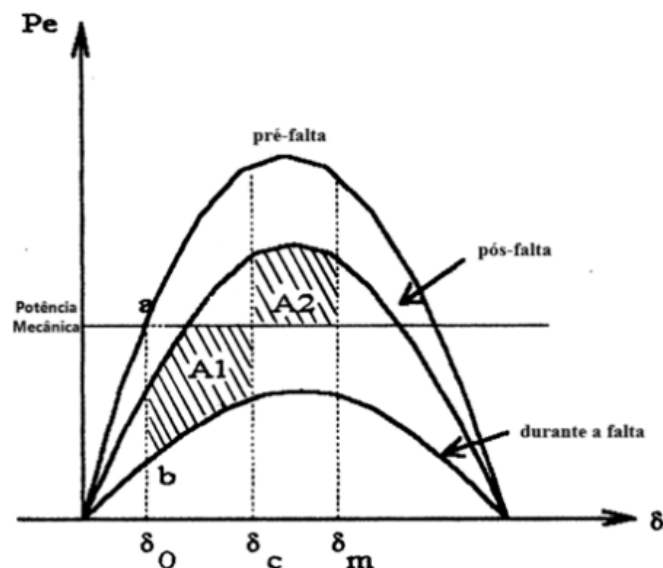


Fonte: adaptado de (STEVENSON, 1955).

Inicialmente, com ambas as linhas em operação, a reatância equivalente do circuito é menor e, portanto, o fluxo de potência, que parte do GS para a barra infinita, é o maior possível na condição de pré-falta. Em contrapartida, durante a falta, o fluxo de potência cai bruscamente, visto que a tensão tende a zero no ponto da falta. Após a eliminação da falta e a retirada da linha defeituosa, a capacidade de transferência de potência é parcialmente restabelecida. Consequentemente, a potência elétrica fornecida pelo gerador aumenta em relação à condição durante a falta, porém permanece inferior àquela existente na condição de pré-falta, devido ao aumento da reatância equivalente do sistema.

Na Figura 6, são apresentadas as condições discutidas de pré-falta, durante a falta e pós-falta.

Figura 6 Critério das Áreas Iguais.



Fonte: adaptado de (STEVENSON, 1955).

A princípio, em regime permanente, a potência mecânica é aproximadamente igual à potência elétrica e o rotor apresenta ângulo inicial δ_0 . Neste mesmo instante, acontece o curto-circuito em uma das LTs, de modo que a potência elétrica fornecida cai do ponto a para o ponto b enquanto a potência mecânica P_m permanece inalterada e, consequentemente, com $P_m > P_e$, o rotor da máquina acelera e o ângulo do rotor aumenta, visto que a potência de aceleração, dada pela Equação 13, apresenta valor maior que zero.

$$P_{\text{aceleração}} = P_m - P_e. \quad (13)$$

Após a atuação da proteção, o ângulo do rotor oscila em torno de δ_c e manterá o sincronismo se as áreas destacadas forem iguais ($A_1 = A_2$) ou se a área frenante for maior que a área de aceleração ($A_1 < A_2$). Senão, o ângulo do rotor abre de tal modo que a máquina perde o sincronismo. Neste último caso, como o ângulo do rotor ultrapassa o ângulo máximo δ_m , não haverá área frenante A_2 suficiente para que o sincronismo seja preservado.

A área A_1 representa a energia cinética adquirida pelo rotor durante o período de aceleração, enquanto a área A_2 representa a energia cinética devolvida ao sistema durante o período de desaceleração. Assim, para que o sincronismo seja mantido, a energia adquirida durante a aceleração não pode exceder a capacidade de frenagem proporcionada pela potência elétrica após a eliminação da falta.

A condição limite de estabilidade ocorre quando a área de aceleração A_1 , compreendida entre os ângulos δ_0 e δ_c , é exatamente igual à área de desaceleração A_2 , compreendida entre δ_c e δ_m . Nessa situação, o ângulo δ_c corresponde ao ângulo crítico de eliminação da falta, isto é, ao maior valor do ângulo do rotor para o qual o sistema ainda consegue manter o sincronismo após a perturbação. Consequentemente, o intervalo de tempo necessário para que o rotor evolua de δ_0 até δ_c é denominado tempo crítico de eliminação da falta (CCT, do inglês: *Critical Clearing Time*). Caso a falta seja eliminada em um tempo inferior ao CCT, a área de desaceleração será suficiente para compensar a energia cinética adquirida durante a aceleração do rotor, preservando o sincronismo da máquina. Por outro lado, se a eliminação da falta ocorrer após o CCT, o ângulo do rotor ultrapassará o valor crítico δ_c , resultando em uma área de aceleração superior à área de desaceleração disponível e, consequentemente, na perda de sincronismo do gerador.

2.4 CRITICAL CLEARING TIME (CCT)

O tempo crítico de eliminação de faltas ou CCT constitui um dos principais indicadores utilizados na análise de estabilidade transitória de sistemas elétricos de potência. Esse parâmetro representa o tempo máximo que uma falta pode permanecer no sistema antes de ser eliminada sem que o sistema fique instável após a eliminação da contingência (KIMBARK, 1995).

Caso o sistema de proteção elimine a falta em um tempo menor que o CCT, o sistema permanecerá estável. Em contrapartida, caso a falta permaneça por tempo superior ao CCT, ocorrerá a instabilidade do sistema.

Conforme (KUNDUR, 1994), o CCT pode ser entendido como um índice prático da margem de estabilidade transitória do sistema, sendo amplamente empregado em estudos de planejamento e operação. O autor destaca que sistemas com maiores margens de estabilidade apresentam maiores tempos críticos de eliminação; enquanto sistemas mais frágeis ou com baixa inércia equivalente apresentam tempos críticos reduzidos.

Além disso, estudos recentes demonstram que a elevada penetração de geração renovável baseada em inversores pode alterar significativamente o comportamento transitório do sistema elétrico, afetando tanto a resposta dinâmica quanto os valores de CCT (HE X., 2021; ZHANG Y., 2025). Dessa forma, a análise do tempo crítico de eliminação torna-se especialmente relevante em cenários modernos de elevada inserção de geração eólica e fotovoltaica, como os considerados nesta pesquisa.

2.5 IMPACTO DE FONTES BASEADAS EM INVERSORES NO CONTROLE DE FREQUÊNCIA DO SISTEMA

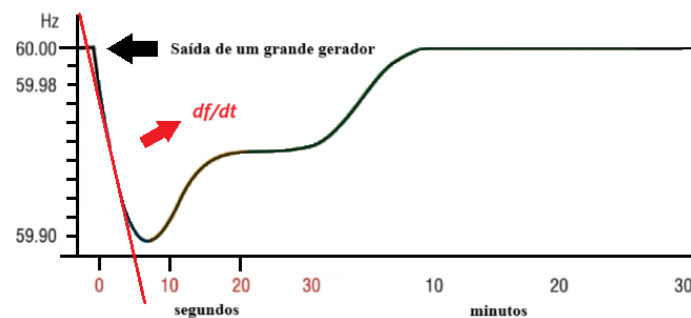
A crescente participação de usinas eólicas e fotovoltaicas nos sistemas elétricos de potência tem sido impulsionada por fatores ambientais, avanços tecnológicos e redução dos custos de implantação. Entretanto, a substituição gradual da geração síncrona convencional por fontes renováveis conectadas à rede por meio de conversores eletrônicos de potência modifica significativamente a dinâmica eletromecânica do sistema, especialmente no que se refere ao controle e à estabilidade da frequência.

Em sistemas elétricos convencionais, os geradores síncronos armazenam energia cinética em suas massas rotativas, fornecendo inércia eletromecânica ao sistema. Após uma perturbação que provoque desequilíbrio entre geração e carga, essa energia armazenada é naturalmente liberada ou absorvida, contribuindo para limitar a taxa de variação da frequência e proporcionando tempo para a atuação dos mecanismos de controle primário e secundário de frequência (GLOVER, 2015).

Por outro lado, fontes de geração baseadas em inversores, como usinas fotovoltaicas e grande parte dos aerogeradores modernos, não possuem acoplamento eletromecânico direto com a rede elétrica. Consequentemente, sua contribuição inercial natural é inexistente ou significativamente reduzida quando comparada à dos geradores síncronos convencionais. À medida que a participação dessas tecnologias aumenta, ocorre uma redução da inércia equivalente do sistema, tornando a frequência mais sensível às perturbações e elevando a taxa de variação da frequência após contingências.

Na Figura 7, está apresentado o comportamento da frequência de um sistema qualquer quando um grande gerador sai de operação em $t = 0$ s. A partir deste instante, os demais geradores que continuam em operação tentam manter o equilíbrio de geração, mas disponibiliza frequência menor devido ao desbalanço entre geração e carga.

Figura 7 Impacto da saída de um gerador na frequência do sistema.

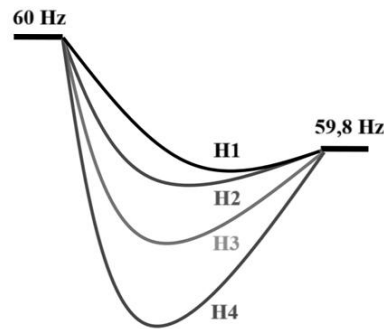


Fonte: adaptado de (ULBIG, 2014).

A inclinação da reta tangente $\frac{df}{dt}$ destacada é determinada pela inércia do sistema, de modo que, quanto maior a inércia, menor a queda de frequência frente à perturbação, ou seja, menos inclinada é a curva. O conceito apresentado é conhecido por ROCOF (*Rate of Change of Frequency*). Sistemas com alta penetração de aerogeradores e usinas fotovoltaicas tornam a inércia equivalente do sistema menor e, consequentemente, tornam a inclinação da reta mais acentuada (ULBIG, 2014).

Na Figura 8, está ilustrada a resposta da frequência do sistema frente a uma perturbação para sistemas com diferentes constantes de inércia ($H_1 > H_2 > H_3 > H_4$).

Figura 8 Variação da frequência do sistema para diferentes constantes de inércia.



Fonte: adaptado de (ELÉTRICA SEM LIMITES, 2025).

Os cenários apresentados podem ser extrapolados para o caso de um sistema que, a priori, era alimentado somente por geradores síncronos (H_1) e que, devido à alta penetração de geração baseada em inversores ao longo do tempo, passou a ter constante de inércia cada vez menor até alcançar o valor equivalente H_4 . Dessa forma, surge uma sensibilidade na estabilidade de frequência da rede, o que pode, inclusive, resultar no disparo indevido de relés de frequência, resultando na interrupção inapropriada do fornecimento de energia.

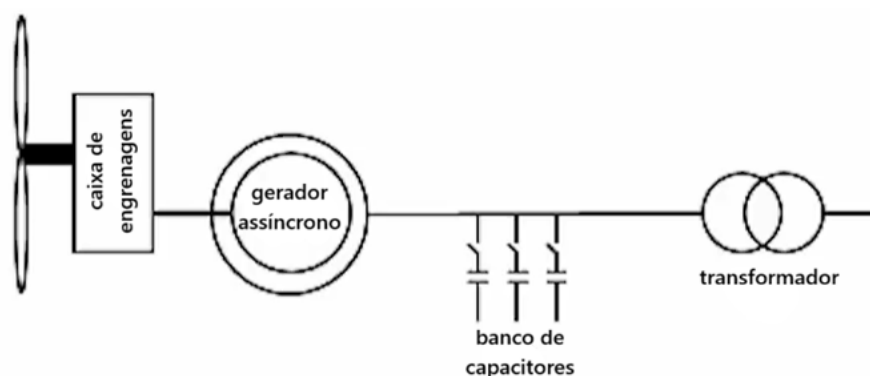
2.6 CONEXÃO DE AEROGERADOR À REDE ELÉTRICA

Os aerogeradores podem ser classificados de acordo com a configuração de sua interface eletromecânica e eletrônica com a rede elétrica. Essa classificação está diretamente relacionada à tecnologia empregada no gerador, à presença ou não de conversores eletrônicos de potência e à faixa de velocidade de operação permitida à turbina. Ao longo da evolução da geração eólica, diferentes topologias foram desenvolvidas com o objetivo de melhorar o aproveitamento energético do vento, aumentar a flexibilidade operacional e atender aos requisitos de desempenho exigidos pelos sistemas elétricos de potência. Dessa forma, convencionou-se classificar os aerogeradores em quatro tipos principais apresentados a seguir (ACKERMANN, 2012).

2.6.1 TIPO 1

Conforme apresentado na Figura 9, o modelo é baseado em um gerador assíncrono, que conecta a turbina eólica à rede.

Figura 9 Modelo de aerogerador Tipo 1.



Fonte: adaptado de (ACKERMANN, 2012).

Conforme apresentado na Figura 9, o aerogerador Tipo 1 é constituído por uma turbina eólica acoplada, por meio de uma caixa de engrenagens, a um gerador assíncrono conectado diretamente à rede elétrica. Essa configuração é conhecida como aerogerador de velocidade fixa, pois a velocidade de rotação do gerador permanece muito próxima da velocidade síncrona imposta pela frequência da rede, admitindo apenas pequenas variações decorrentes do escorregamento da máquina.

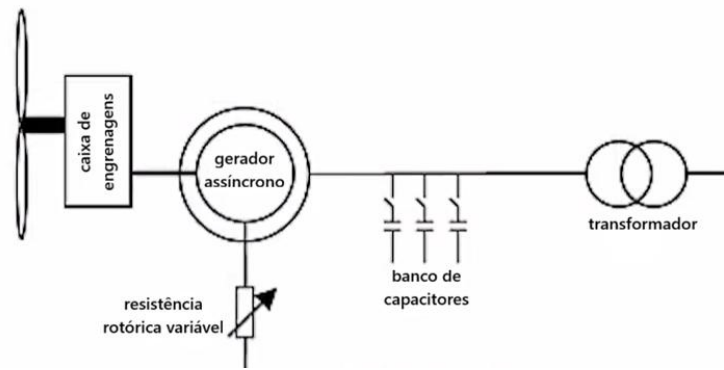
A caixa de engrenagens tem a função de elevar a baixa velocidade de rotação do eixo da turbina eólica para os níveis adequados ao funcionamento do gerador assíncrono. Como esse tipo de gerador demanda potência reativa para a formação de seu campo magnético, normalmente são empregados bancos de capacitores conectados em paralelo para fornecer parte dessa potência reativa e melhorar o fator de potência do sistema. Por fim, um transformador elevador adequa o nível de tensão para a conexão à rede elétrica.

Os aerogeradores Tipo 1 destacam-se pela simplicidade construtiva, robustez e baixo custo de implementação. Entretanto, apresentam limitada capacidade de controle da potência gerada, reduzida faixa de variação de velocidade e maior dependência da rede para o suprimento de potência reativa, características que contribuíram para sua gradual substituição por tecnologias de velocidade variável, como os aerogeradores dos Tipos 3 e 4 (CAMM, 2009).

2.6.2 TIPO 2

Conforme apresentado na Figura 10, é uma simples extensão do Tipo 1. A principal diferença entre eles consiste na inserção de uma resistência variável no circuito do rotor do gerador assíncrono.

Figura 10 Modelo de aerogerador Tipo 2.



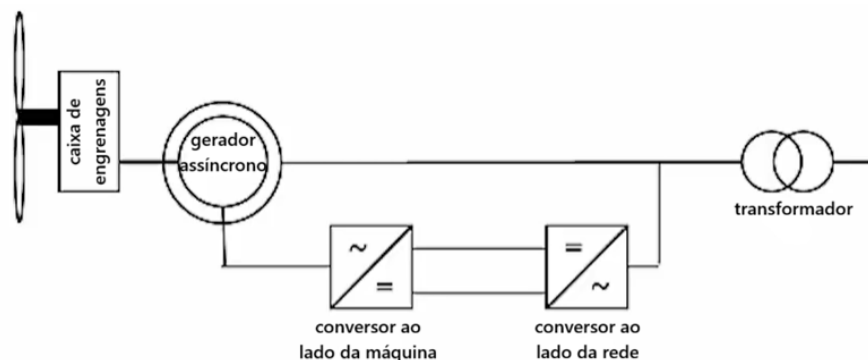
Fonte: adaptado de (ACKERMANN, 2012).

Por meio do controle da resistência rotórica, torna-se possível modificar o escorregamento da máquina e, conseqüentemente, ajustar sua velocidade de operação dentro de uma faixa limitada. Em comparação ao aerogerador do Tipo 1, essa configuração proporciona maior flexibilidade operacional, permitindo variações de velocidade da ordem de aproximadamente $\pm 10\%$ em torno da velocidade síncrona. Tal característica contribui para a redução das variações de torque mecânico e dos esforços estruturais impostos ao conjunto turbina-gerador. Entretanto, a potência correspondente ao escorregamento é dissipada nas resistências rotóricas sob a forma de calor, por efeito Joule, o que reduz a eficiência global do sistema e constitui uma das principais limitações dessa tecnologia (ACKERMANN, 2012).

2.6.3 TIPO 3

O aerogerador Tipo 3 representa uma evolução em relação ao Tipo 2, uma vez que a resistência variável inserida no circuito rotórico é substituída por um sistema de conversão eletrônica de potência do tipo *back-to-back*, conforme ilustrado na Figura 11.

Figura 11 Modelo de aerogerador Tipo 3.



Fonte: adaptado de (ACKERMANN, 2012).

Essa configuração utiliza um gerador de indução duplamente alimentado (*Doubly Fed Induction Generator – DFIG*), cujo estator permanece conectado diretamente à rede elétrica, enquanto o rotor é conectado a um conjunto de conversores eletrônicos composto por um Conversor do Lado da Máquina (*Machine Side Converter – MSC*) e um Conversor do Lado da Rede (*Grid Side Converter – GSC*), interligados por um barramento em corrente contínua.

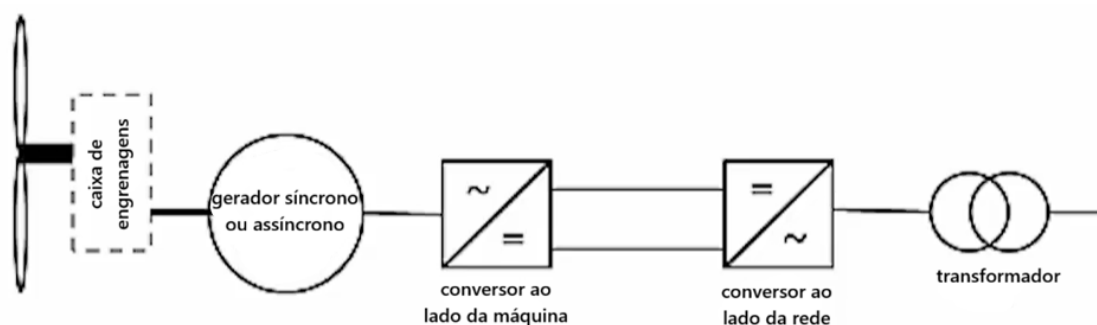
A utilização do conversor *back-to-back* proporciona uma faixa significativamente mais ampla de operação em velocidade variável quando comparada às tecnologias anteriores, permitindo maior aproveitamento da energia disponível no vento e melhor desempenho dinâmico do sistema. Além disso, diferentemente da solução baseada em resistência rotórica variável, o controle eletrônico reduz as perdas associadas à dissipação de energia por efeito Joule.

Outra característica relevante dessa configuração é a capacidade de controlar independentemente os fluxos de potência ativa e reativa. O MSC atua principalmente no controle do torque eletromagnético e da velocidade de rotação do gerador, enquanto o GSC é responsável pela regulação da tensão do barramento CC e pelo intercâmbio de potência reativa com a rede elétrica. Em decorrência dessa capacidade de controle, a necessidade de bancos de capacitores para compensação de potência reativa é significativamente reduzida ou até mesmo eliminada — nota-se que o banco de capacitores foi desprezado no modelo (ACKERMANN, 2012).

2.6.4 TIPO 4 (*FULL CONVERTER*)

Conforme ilustrado na Figura 12, o aerogerador Tipo 4, também denominado *full converter*, representa a configuração tecnologicamente mais avançada dentre os modelos de conversão eólica atualmente empregados em sistemas elétricos de potência. Diferentemente do aerogerador Tipo 3, no qual apenas uma parcela da potência da máquina é processada eletronicamente (aproximadamente, 30%), no Tipo 4, toda a potência gerada é transferida para a rede elétrica por meio de um sistema de conversão eletrônica composto por um Conversor do Lado da Máquina (*Machine Side Converter – MSC*) e um Conversor do Lado da Rede (*Grid Side Converter – GSC*), interligados por um barramento em corrente contínua (*DC-link*).

Figura 12 Modelo de aerogerador Tipo 4 (*full converter*).



Fonte: adaptado de (ACKERMANN, 2012).

Nessa configuração, o gerador elétrico encontra-se completamente desacoplado da frequência da rede, podendo ser utilizado tanto um gerador síncrono quanto um gerador assíncrono. Além disso, a presença do conversor de potência permite que a velocidade de rotação da turbina seja controlada de forma independente das condições elétricas da rede, possibilitando uma ampla faixa de operação em velocidade variável e maximizando o aproveitamento da energia disponível no vento. Em algumas aplicações, a caixa de engrenagens pode inclusive ser eliminada, especialmente quando são empregados geradores síncronos multipolares de acionamento direto — *direct-drive* (ACKERMANN, 2012).

Outra característica importante dessa tecnologia é a elevada capacidade de controle proporcionada pelos conversores eletrônicos. Por meio de estratégias de controle adequadas, torna-se possível regular de forma independente a potência ativa e reativa injetada na rede. Adicionalmente, o desacoplamento elétrico promovido pelo sistema de conversão reduz a propagação de perturbações da rede para o gerador, aumentando a robustez da operação diante de afundamentos de tensão e outras contingências.

Entretanto, a completa interface eletrônica entre o gerador e a rede faz com que a contribuição natural da massa rotativa para a estabilidade de frequência seja praticamente inexistente. Embora exista energia cinética armazenada nas partes girantes da turbina e do gerador, essa energia não é transferida espontaneamente para o sistema elétrico durante perturbações de frequência, uma vez que o conversor desacopla eletricamente a máquina da rede. Como consequência, os aerogeradores Tipo 4 apresentam inércia efetiva praticamente nula sob condições normais de operação, comportamento semelhante ao observado em usinas fotovoltaicas.

Em razão de sua elevada flexibilidade operacional, ampla capacidade de controle e compatibilidade com os requisitos modernos de integração de fontes renováveis, os

aerogeradores Tipo 4 têm se tornado a tecnologia predominante nos novos empreendimentos eólicos de grande porte, especialmente em sistemas elétricos com elevada participação de recursos baseados em inversores (ACKERMANN, 2012).

2.7 MODELO DO GERADOR SÍNCRONO DE POLOS SALIENTES

A representação matemática do GS desempenha papel fundamental nos estudos de estabilidade angular, uma vez que a confiabilidade dos resultados obtidos depende diretamente da capacidade do modelo em reproduzir o comportamento eletromecânico da máquina durante e após a ocorrência de perturbações. Nesse contexto, empregam-se modelos matemáticos capazes de representar os fenômenos dominantes associados à dinâmica do rotor, preservando a precisão necessária às análises e, simultaneamente, reduzindo a complexidade computacional envolvida na simulação dos sistemas elétricos de potência.

Dentre os modelos disponíveis na literatura, destaca-se o modelo transitório de máquina síncrona de polos salientes, amplamente utilizado em estudos de estabilidade devido à sua capacidade de representar adequadamente a interação entre os fenômenos elétricos e mecânicos que influenciam a manutenção do sincronismo. Diferentemente das máquinas de rotor cilíndrico, as máquinas de polos salientes apresentam características magnéticas distintas ao longo dos eixos direto (d) e em quadratura (q), em razão da geometria não uniforme do entreferro. Consequentemente, os parâmetros elétricos associados a cada eixo assumem valores diferentes, permitindo uma representação mais fiel do comportamento eletromagnético da máquina.

Nesse modelo, as reatâncias síncronas de eixo direto e de eixo em quadratura, representadas por X_d e X_q , respectivamente, caracterizam o comportamento da máquina em regime permanente. Adicionalmente, a reatância transitória de eixo direto X'_d descreve a resposta eletromagnética da máquina nos instantes subsequentes a uma perturbação, sendo um dos parâmetros mais relevantes para a análise da estabilidade angular. Durante a ocorrência de um curto-circuito ou de outra perturbação severa, a máquina passa a operar sob condições transitórias, fazendo com que sua resposta elétrica seja governada predominantemente pela reatância transitória, o que afeta diretamente a potência elétrica transferida à rede e, consequentemente, a evolução do ângulo do rotor.

A dinâmica mecânica da máquina é descrita pela Equação de *Swing* (11), responsável por relacionar o desequilíbrio entre a potência mecânica fornecida pela turbina e a potência elétrica entregue ao sistema à aceleração angular do rotor. Nesse

contexto, a constante de inércia representa a energia cinética armazenada na massa rotativa do conjunto turbina-gerador. Quanto maior o valor dessa constante, maior será a capacidade do gerador de resistir às variações bruscas de velocidade e frequência decorrentes de perturbações, contribuindo para a preservação do sincronismo e para o amortecimento das oscilações eletromecânicas.

Dessa forma, o modelo transitório de polos salientes apresenta um compromisso adequado entre fidelidade física e eficiência computacional, tornando-se uma ferramenta amplamente empregada na investigação do comportamento dinâmico de geradores síncronos submetidos a curtos-circuitos. Sua utilização permite representar os principais fenômenos envolvidos na estabilidade angular do sistema, fornecendo uma base consistente para a avaliação da influência da inércia e das condições operativas sobre a manutenção do sincronismo (KUNDUR, 1994).

2.8 EVOLUÇÃO DE CURTO-CIRCUITO

A evolução de curto-circuito, embora seja um assunto marginalizado na literatura, é bastante recorrente em sistemas de distribuição de energia elétrica. Os centros de operação de concessionárias de energia enfrentam diariamente esse problema e buscam contorná-lo a fim de manter bons índices de desempenho no que tange ao fornecimento de energia.

Usando um contraexemplo, um curto que não evolui é aquele que acontece em determinado ponto de um circuito, com determinada natureza (monofásico, bifásico, bifásico-terra ou trifásico) e, até ser extinto pelo sistema de proteção, permanece no mesmo ponto no qual iniciou e com a natureza mantida.

Um curto-circuito evoluído é aquele que começa com determinada natureza e, devido à interação de forças mecânicas nos fios advindas das altas correntes de curto-circuito, acaba envolvendo as fases inicialmente sãs e aumentando o nível daquela contingência, conforme descrito na Brochura Técnica nº 105 do CIGRÉ, que trata dos efeitos mecânicos das correntes de curto-circuito em subestações a céu aberto (CIGRÉ-105, 1996).

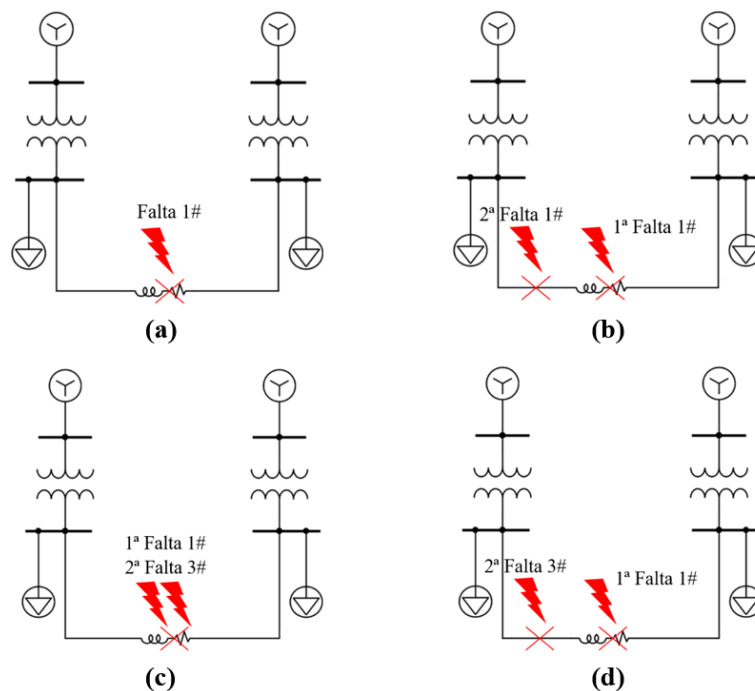
A evolução de curto-circuito pode ainda ser espacial, na qual os efeitos mecânicos na fiação sob curto pode ser repassado entre os vãos, de modo a alcançar pontos distantes do ponto inicial do curto (MANUZIO, 1967).

A evolução de curto-circuito impacta a estabilidade de ângulo do rotor devido à alteração da condição inicial do ângulo para as sucessivas incidências do mesmo curto,

ou seja, o ângulo inicial na primeira incidência da falta é mais comportado e passível de sincronismo do que o ângulo na segunda incidência da falta poucos segundos depois da primeira e assim por diante. Além da alteração da condição inicial, os pontos nos quais acontecem as sucessivas incidências da falta evoluída apresentam potenciais diferentes para causar instabilidade no sistema, de modo que, uma falta inicialmente ocorrida em um ponto que não comprometa a estabilidade pode evoluir para outro ponto com potencial de perturbar o sincronismo da máquina em maiores proporções.

Na Figura 13, estão ilustrados os seguintes cenários, respectivamente: curto-circuito que não evolui; curto-circuito monofásico (1#) inicialmente em um ponto que evolui no espaço para outro ponto; curto-circuito inicialmente monofásico que evolui em nível para um curto trifásico (3#) ainda no ponto de incidência inicial; e curto-circuito inicialmente monofásico em um ponto que evolui para outro ponto mais distante como curto-circuito trifásico.

Figura 13 Evolução de curto-circuito: (a) não evolui; (b) evolução no espaço; (c) evolução no nível; e (d) evolução em espaço e nível.



Fonte: autoria própria.

3 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

Para realizar esta pesquisa, realizou-se um levantamento do estado da arte com respeito aos trabalhos publicados voltados ao estudo do impacto de gerações eólica e solar na estabilidade transitória de geradores síncronos conectados ao SEP, principalmente devido à alteração da inércia equivalente do sistema. Neste capítulo, as contribuições e métodos de análises mais relevantes acerca do tema são discutidos.

No trabalho de (MUNKCHULUUN, E.; MEEGAHAPOLA L, 2017) é investigada a estabilidade transitória de ângulo do rotor em um sistema com alta penetração de usinas solares. Os resultados apresentam que a estabilidade transitória se deteriorou com o aumento da penetração de geração solar fotovoltaica (PV) quando uma falha ocorre em pontos críticos — nas proximidades das usinas fotovoltaicas. No entanto, a estabilidade melhorou quando a falha foi inserida em pontos menos críticos. Portanto, é imprescindível investigar mais detalhadamente o efeito da proximidade das falhas em relação aos geradores síncronos substituídos por sistemas de geração solar fotovoltaica na rede.

O impacto da inserção de geração solar e eólica na estabilidade transitória de um sistema de potência é estudado em (DATTA; KALAM; SHI, 2018), mediante simulação dinâmica no programa DIGSILENT. Para tanto, geradores distribuídos são conectados em diferentes pontos de forma individual, múltiplos ou híbridos e a resposta do sistema é avaliada diante da perda de uma linha com carregamento elevado e para uma falta fase-terra na rede. São observados impactos positivos e negativos nos estudos, no qual o tipo de Geração Distribuída (GD), o ponto de conexão e o local das faltas são aspectos preponderantes. Os resultados da simulação mostraram que, com o aumento da penetração de GD, a variação na velocidade do rotor do GS, a duração das oscilações da velocidade do rotor e a variação da frequência elétrica aumentam, à medida que a inércia total do sistema diminui com a penetração de GD.

Em (THAPA; MAHARJAN, 2019), para o estudo do impacto de usinas solares na estabilidade transitória do sistema elétrico, simulações no domínio do tempo são realizadas mediante aplicação de uma falta trifásica em uma localização crítica da rede. Quando os sistemas fotovoltaicos são integrados sem a substituição dos geradores convencionais, tanto a estabilidade de pequenos sinais quanto a estabilidade transitória melhoram. Entretanto, a estabilidade do sistema, tanto em termos de pequenos sinais

quanto de grandes sinais, se degrada quando a adição de sistemas fotovoltaicos é feita substituindo os geradores convencionais. Para a realização da análise, foi utilizado o modelo de 14 barras do IEEE com algumas modificações (inserção e substituição de usinas solares). No caso em que os geradores convencionais foram substituídos por usinas solares de potência ativa equivalente, a análise de estabilidade transitória apresenta aumento na magnitude e nas oscilações, o que indica um amortecimento inadequado do sistema, resultado da redução na inércia total.

Em (MAHINDARA, 2020), o autor avalia a alta penetração de geradores baseados em inversores — aerogeradores e usinas fotovoltaicas. Notou-se que o comportamento do sistema diante de curto-circuito é alterado, uma vez que o afundamento de tensão é mais severo se comparado ao caso em que se tem um gerador síncrono conectado. Além disso, gerações distribuídas conectadas a partir de conversores contribuem de maneira pouco significativa com a corrente de falta quando comparadas a um GS, o que pode não ser o suficiente pra sensibilizar a proteção de sobrecorrente do sistema, dificultando a eliminação de faltas.

Em (MOKEKE; THAMAE, 2021), os autores avaliaram os impactos dinâmicos e em regime permanente de aerogeradores e usinas solares na rede elétrica de Lesotho usando o *software* DigSILENT Power Factory. Nesse sentido, os estudos dinâmicos foram realizados mediante aplicação de uma falta em uma determinada barra do sistema e, em consequência, foram observadas a tensão e a frequência do SEP, bem como o ângulo do rotor do GS à medida que a capacidade de energia renovável do SEP era variada. Os resultados mostraram que a estabilidade do ângulo do rotor foi comprometida à medida que a penetração da geração de usinas fotovoltaicas aumentou, enquanto que as usinas eólicas, com o aumento da capacidade, não afetaram a estabilidade do ângulo do rotor. O trabalho, entretanto, não considerou como as penetrações serão afetadas nos anos futuros com o aumento da carga, devido à falta de um planejamento abrangente de expansão da rede.

No trabalho de (HE; GENG, 2021), o impacto de gerações baseadas em inversores na estabilidade de um sistema de potência simplificado é estudado analiticamente. Os resultados apontam que a inserção de tais geradores altera a relação potência/ângulo original para uma curva não senoidal, introduz um limite no pico da oscilação do rotor e, por conseguinte, cria um novo elo fragilizado para a estabilidade transitória. Baseado nos resultados obtidos para o sistema simplificado, os próximos estudos devem tender à

análise análoga para sistemas complexos que apresentem maior número de barras e componentes.

Outro trabalho que reitera a baixa contribuição de aerogeradores para corrente de falta é apresentado por (DAVI, 2022), no qual, mediante simulações, é observada uma contribuição para corrente de curto-circuito muito baixa por parte do aerogerador modelado pelo Tipo 4 (*full-converter*), visto que tais conversores, por apresentarem fragilidade térmica dos dispositivos eletrônicos, são projetados com limitadores de corrente de curto a fim de manter sua integridade operacional.

Em (HE; SUN, 2022), baseado na premissa de que a compreensão do mecanismo de estabilidade transitória em sistemas de potência de baixa inércia com gerações baseadas em inversores (GBI), em que as dinâmicas eletromagnéticas do GBI e as dinâmicas eletromecânicas do GS estão acopladas, é insuficiente, um novo sistema híbrido com geradores convencionais e não convencionais foi estabelecido para caracterizar as interações transitórias entre as dinâmicas eletromagnéticas do GBI e as dinâmicas eletromecânicas do GS em uma rede de baixa inércia sob condição de falha. Com base no novo sistema, foram descobertos novos mecanismos de instabilidade transitória, diferentes dos sistemas de potência convencionais sob a perspectiva energética. Primeiramente, dois tipos de perda de sincronismo foram identificados com base no desequilíbrio relativo de potência devido à incompatibilidade entre as inércias do GBI e do GS durante uma falha. Em segundo lugar, o ângulo relativo e a frequência apresentam um salto no momento da falha, afetando assim a estabilidade da rede.

O impacto de gerações baseadas em conversores na inércia e estabilidade de frequência é investigado por (RAJA, 2023) em sua dissertação de mestrado. Para tanto, é simulada a dinâmica da rede de 39 barras do IEEE, mediante *software* PSS/E (*Power System Simulator for Engineers*), para dois cenários distintos: sem e com as gerações baseadas em conversores. A partir dos resultados, para o primeiro cenário, pode-se notar que, mesmo sob condição de falta, as tensões e a frequência do sistema permanecem estáveis, haja vista que a máquina síncrona possui inércia e fornece uma ampla faixa de regulação de frequência e tensão. A estabilidade de tensão é justificada pelo fato de a geração síncrona fornecer suporte dinâmico de potência reativa suficiente. No que tange ao segundo cenário, que insere geradores não convencionais, mostra-se evidente a ultrapassagem de limites operacionais da tensão e frequência do sistema sob a mesma condição de falta simulada no primeiro caso, devido à limitação das fontes de geração renovável em fornecer potência reativa para o sistema sob contingência. Para contornar o

problema, são utilizadas tanto a tecnologia de Sistemas de Armazenamento de Energia em Bateria que pode ajudar a regular a frequência, descarregando ou carregando suas baterias em resposta às variações na frequência da rede elétrica, quanto a tecnologia do Compensador Síncrono Estático (STATCOM), um dispositivo de eletrônica de potência utilizado em redes elétricas para fornecer suporte de potência reativa e melhorar os níveis de tensão. Para comprovar a eficiência da solução proposta, um último cenário é simulado com a inserção dos equipamentos supracitados que, a partir dos resultados obtidos, mostraram-se uma solução flexível e confiável para a regulação de frequência na rede elétrica, ajudando a manter a estabilidade e a resiliência da infraestrutura da rede.

Em (ASMA; MAKHLOUFI, 2024), os autores apresentaram um estudo de simulação da rede elétrica da região de Adrar (Argélia), usando o programa ETAP®, para mostrar a influência da inserção de usinas fotovoltaicas e eólicas na rede elétrica. Nesse sentido, o comportamento dos geradores síncronos foi observado sob condição de curto-circuito no sistema. Especificamente, os seguintes parâmetros foram investigados: ângulo relativo do rotor, potência ativa entregue, frequência do sistema e outros. Os resultados mostraram uma boa tolerância da rede à integração da energia eólica, enquanto a integração da energia fotovoltaica apresenta maiores desafios técnicos a serem superados, visto que, conforme mostrado pelos resultados das simulações, a integração da energia fotovoltaica torna a rede mais vulnerável a distúrbios. O principal motivo desse fenômeno é o comprometimento da inércia mecânica, fator diretamente relacionado ao amortecimento de perturbações por parte do sistema. Em contrapartida, consoante os resultados obtidos, as turbinas eólicas apresentaram-se únicas em sua capacidade de suportar variações de carga e responder rapidamente a perturbações. Isso sugere que compreender as limitações técnicas da rede frente à instalação de usinas eólicas e solares pode melhorar na tomada de decisões de planejamento e operação da rede elétrica.

Em (AISAYEV; TERGEMES, 2024), foi realizada uma análise da estabilidade transitória do ângulo do rotor ao substituir os geradores síncronos existentes por aerogeradores do tipo 3 (DFIG), o que acarretou redução da inércia de um sistema na região de Mangystau, Cazaquistão. Para tanto, foi utilizado o PowerWorld *software* 23. Neste trabalho, é considerado o caso de religamento do sistema de proteção e o seu impacto na estabilidade do GS. Os resultados apontam que o aumento do intervalo entre as operações de religamento é um ponto positivo para a estabilidade transitória do GS, visto que essa estratégia fornece um maior tempo para o sistema elétrico retornar ao estado estacionário antes que a próxima operação de religamento seja realizada. Por outro

lado, a partir da simulação de diversos cenários, notou-se uma proporção direta entre o desvio do ângulo relativo do rotor do GS e os níveis crescentes de penetração de aerogeradores.

Em (ZHANG Y., LIU F., GUO Q., 2025), é analisado o impacto do aumento da aplicação de recursos baseados em inversores nos SEPs, em conjunto com a substituição gradual de geradores síncronos. O conceito de tempo crítico de eliminação de falta é utilizado como uma medida quantitativa da severidade do distúrbio e da estabilidade do sistema, sendo sua sensibilidade uma ferramenta útil para orientar o ajuste de parâmetros e, assim, aprimorar o suporte à rede fornecido por esses dispositivos. Com base em estudos prévios, o trabalho propõe um método para o cálculo da sensibilidade do tempo crítico de eliminação de falta em sistemas com elevada penetração de dispositivos eletrônicos de potência, considerando as novas características dinâmicas introduzidas por esses elementos. Além disso, são levados em conta os limites de corrente e as estratégias de controle de chaveamento dos recursos baseados em inversores, sendo derivada a sensibilidade do tempo crítico de eliminação sob a condição de órbitas periódicas controladas.

Em (ALI J. S., ALASAMAN A., MASSOUD A. M., MUEEN S. M. U., ABU-RUB H., 2025), é discutido o aumento significativo da incorporação de fontes de energia renováveis nos SEPs nas últimas décadas. Nesse contexto, destaca-se que a elevada penetração dessas fontes introduz novos desafios para a estabilidade do sistema elétrico. É realizada uma revisão abrangente das técnicas existentes para avaliação da estabilidade de sistemas elétricos com elevada penetração de renováveis. As metodologias encontradas na literatura são organizadas em três grandes grupos: abordagens baseadas em modelos, baseadas em otimização e baseadas em inteligência artificial. Por fim, o estudo busca fornecer um referencial estruturado para pesquisadores e profissionais na avaliação da estabilidade de sistemas com alta penetração de renováveis, além de apontar direções promissoras para pesquisas futuras e desafios associados ao tema.

Em (SUN Q., WANG Z., DONG X., LI J., 2026), é analisado o cenário de transmissão de potência conjunta envolvendo geradores síncronos tradicionais e fontes de energia renovável em larga escala, no qual as dinâmicas de estabilidade associadas ao ângulo de potência e à tensão no sistema apresentam interações complexas. Nesse contexto, destaca-se o desafio de identificar o modo de instabilidade dominante e estabelecer critérios adequados para sua caracterização. Com base nos diferentes modos de instabilidade sob condições operacionais distintas, observa-se que, à medida que a

participação das fontes renováveis aumenta, o sistema tende a migrar de um regime dominado por instabilidade de ângulo de potência para um regime dominado por instabilidade de tensão. Posteriormente, são propostos métodos de cálculo do ponto crítico de estabilidade de ângulo de potência, a partir da análise dos desvios da curva transitória pós-falta, bem como métodos para determinação do ponto crítico de estabilidade de tensão. Por fim, a validade dos critérios propostos é verificada por meio de simulações no domínio do tempo utilizando a plataforma PSD-BPA, tanto em sistemas de pequena escala quanto em sistemas elétricos reais.

Observando-se a revisão bibliográfica realizada, organizada na Tabela 1, é notado que nenhum dos trabalhos se propôs a avaliar evolução de curto-circuito nas contingências simuladas, tampouco os problemas de estabilidade que podem ser causados em decorrência de tal fenômeno no SEP. A problemática da evolução de curto-circuito é bastante recorrente em sistemas de distribuição de energia elétrica, sendo de suma importância para as concessionárias de energia elétrica, principalmente diante da crescente inserção de fontes renováveis em seus sistemas, cujos impactos na estabilidade podem ser intensificados na presença destas falhas evoluídas.

Tabela 1 Síntese da revisão bibliográfica.

Referência	Estabilidade Estudada			Software Utilizado	Geração Baseada em Inversores		Limitações
	angular	frequência	tensão		eólica	solar	
MUNKCHULUUN, E.; MEEGAHAPOLA L. and VAHIDNIA A. (2017)	X					X	Não investiga detalhadamente o efeito da proximidade das falhas em relação aos geradores síncronos substituídos por usinas solares
DATTA, U.; KALAM, A.; SHI, J. (2018)	X	X		DigSILENT	X	X	Considera apenas o curto-circuito monofásico para o estudo de estabilidade e a carga é mantida constante
THAPA, J.; MAHARJAN, S. (2019)	X	X		DigSILENT		X	Apenas a penetração de usinas solares é levada em consideração para o estudo de estabilidade
MAHINDARA, V. R. (2020)					X	X	Apresenta a alteração na contribuição de curto-circuito devido à penetração de geração baseada em inversores, mas não simula o efeito na estabilidade do sistema
MOKEKE; THAMAE (2021)	X	X	X	DigSILENT	X	X	Não considera como as penetrações serão afetadas nos anos futuros com o aumento de carga
HE; GENG (2021)	X				X	X	Não extrapola a análise para sistemas complexos reais, mas limita a análise a um sistema simplificado
DAVI, M. J. B. (2022)				MATLAB-Simulink	X		Estudo das formas de onda de tensão corrente da contribuição de curto por parte de aerogeradores, porém não realiza simulações com o impacto na estabilidade do sistema
HE; SUN (2022)	X	X		MATLAB-Simulink	X	X	Não aborda a estabilidade durante o período de recuperação após a falha
RAJA, H. Z. (2023)		X	X	Power System Simulator for Engineers			Apenas o efeito de faltas trifásicas foi considerado para o estudo de estabilidade
ASMA, C. & MAKHLOUFI, S. (2024)	X	X	X	ETAP®	X	X	Apenas o efeito de uma falta trifásica no mesmo lugar foi considerada para todos os estudos de caso
ASAYEV, Y.; TERGEMES, K.; ZHAUYT, A.; SHERYAZOV, S.; BAKENOV, K. (2024)	X			PowerWorld software ²³	X		Apenas a penetração de aerogeradores pe levada em consideração para o efeito do religamento na estabilidade
ZHANG Y.; LIU F.; GUO Q. (2025)			X	MATLAB-Simulink			O método depende de um cálculo preciso de CCT, o que aumenta o custo computacional
ALI J. S.; ALASAMAN A.; MASSOUD A. M.; MUEEN S. M. U.; ABU-RUB H. (2025)	X	X	X	MATLAB-Simulink, DigSILENT	X	X	Muitos dos métodos apresentados não foram implementados em sistemas reais
SUN Q.; WANG Z.; DONG X.; LI J. (2026)	X		X	PSD-BPA	X		Parque eólico representado como uma fonte de potência constante, o que reduz o realismo dinâmico do comportamento dos aerogeradores
HUGO, C. (2026)	X			ETAP®	X	X	Inércia sintética não foi implementada, além de não terem sido analisadas as estabilidades de frequência e de tensão

Fonte: elaborado pelo autor.

4 METODOLOGIA PROPOSTA

Nesta seção são apresentados três estudos de caso que visam a apresentar o impacto da evolução de curto-circuito na estabilidade de ângulo do rotor do GS conectado a um sistema de distribuição que utiliza dados do sistema teste IEEE 34 barras (KERSTING, 1991), considerando a presença de geração baseada em inversores.

O modelo é baseado em um sistema desbalanceado, que opera na tensão de 24,9 kV e na frequência de 60 Hz. Apesar de ser um sistema majoritariamente trifásico, possui algumas linhas monofásicas e bifásicas.

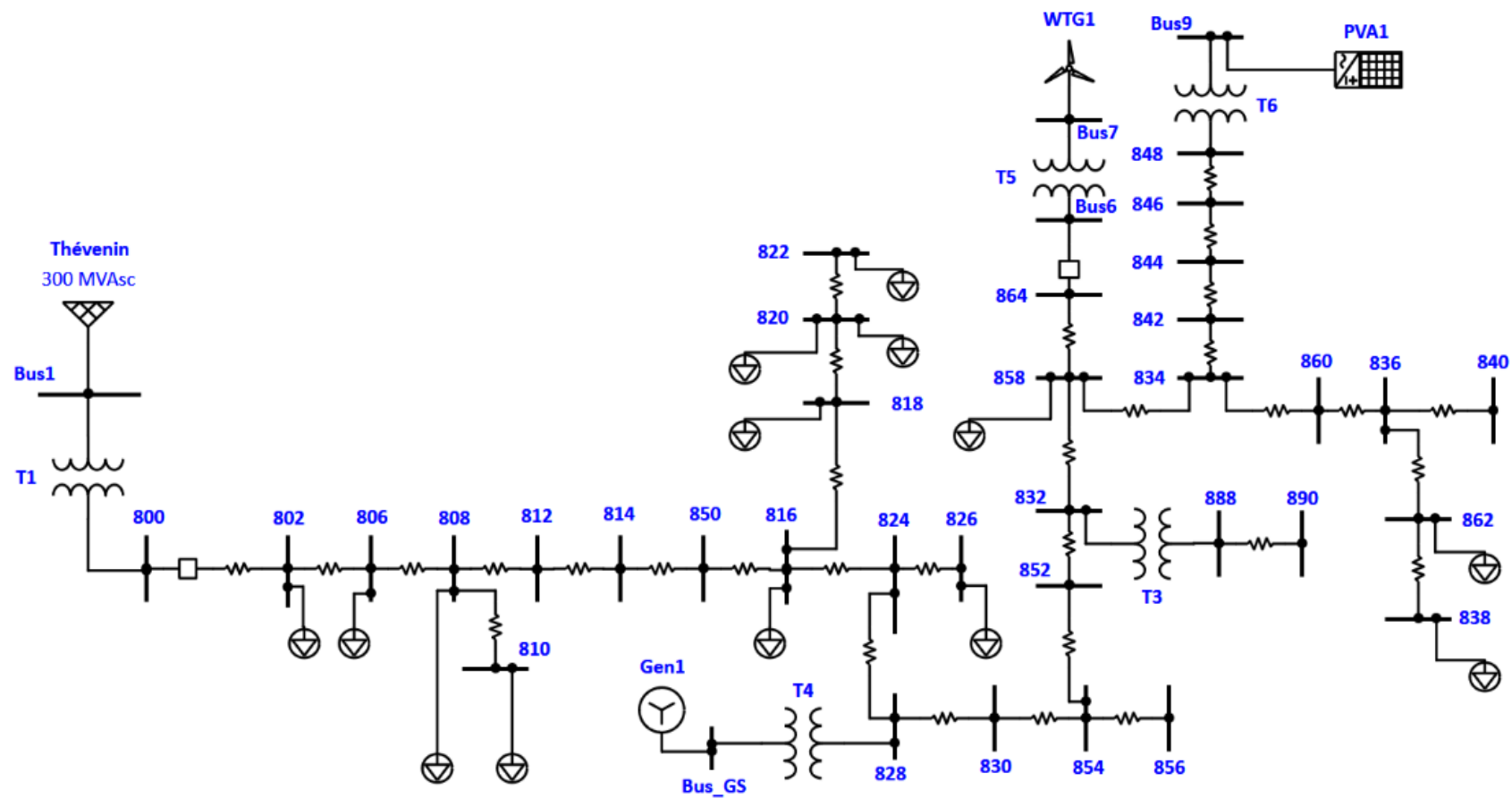
O diagrama unifilar do sistema analisado está apresentado na Figura 14. O sistema IEEE 34 barras foi selecionado por representar um alimentador de distribuição amplamente utilizado como referência na literatura, permitindo a comparação dos resultados obtidos com estudos correlatos. Além disso, em comparação com outros sistemas-teste empregados em pesquisas, apresenta um número mais elevado de barras, proporcionando uma representação mais próxima das características de um sistema de distribuição real. A escolha desse sistema também se justifica por se tratar de uma rede de distribuição, ambiente em que a evolução de curto-circuito ocorre com maior frequência em razão da proximidade entre condutores e da maior suscetibilidade às solicitações eletromecânicas decorrentes das correntes de falta. Sobre esse sistema, foram acrescentados: uma usina fotovoltaica (PVA1) no nó 848; uma usina eólica (WTG1) no nó 864; e um gerador síncrono (Gen1) no nó 828, cujo posicionamento é adotado baseado em (MORAIS, 2021).

A rede elétrica a montante do alimentador foi modelada por um Equivalente de Thévenin conectado à barra de suprimento (Bus1), cuja potência de curto-circuito foi definida em 300 MVA. Esse valor foi definido com base em informações reais fornecidas por uma concessionária de energia elétrica, sendo representativo de uma condição de suprimento robusta para sistema de distribuição em média tensão.

Considerando a tensão base de 24,9 kV e a potência de curto-circuito adotadas, a partir da relação de potência de curto-circuito e a tensão de base, foi obtida uma impedância equivalente de Thévenin de aproximadamente $2,07 \Omega$. Tal parametrização foi adotada com o objetivo de representar uma rede supridora suficientemente robusta, reproduzindo as condições típicas de alimentação de um sistema de distribuição

conectado a uma rede de maior porte. Ressalta-se que outras informações do sistema se encontram no Apêndice A, tais quais: dados das cargas pontuais, dos condutores de fase e neutro, bem como da distância em metros entre as barras.

Figura 14 Diagrama unifilar do sistema de 34 barras do IEEE modificado de (KERSTING, 1991).



Fonte: autoria própria.

Os aerogeradores inseridos no sistema são do Tipo 4 (*full converter*), cuja constante de inércia definida vale $H = 0,01$ s, visto que foi desprezado o controle de inércia virtual e o ETAP® não aceita $H = 0$ s para a simulação. Dada a modelagem *full converter*, toda a potência gerada passa por conversores eletrônicos, de modo que a contribuição para a inércia do sistema é praticamente inexistente, conforme valor de constante de inércia utilizado (CHEN, Z.; GUERRERO, J. M.; BLAABJERG, F., 2009).

É válido ressaltar que o valor da constante de inércia da usina fotovoltaica inserida no sistema também foi definido como $H = 0,01$ s, em razão da limitação do *software* — mesmo motivo apresentado anteriormente. O valor da constante de inércia praticamente nulo atribuído à usina fotovoltaica é explicado tanto pelo fato da não presença de partes rotativas neste tipo de geração, o que implica não armazenamento de energia cinética, quanto pela ausência, na modelagem deste trabalho, de controles avançados que poderiam emular resposta inercial. Dessa forma, o trabalho analisa o pior caso possível para a manutenção do sincronismo, haja vista que a margem de estabilidade é bastante reduzida com a redução da inércia equivalente do sistema.

Ressalta-se que não foram consideradas estratégias de suporte inercial baseadas em eletrônica de potência, tais quais controle de inércia virtual, inércia sintética ou quaisquer outras técnicas destinadas a emular a resposta inercial de máquinas síncronas convencionais. Dessa forma, os aerogeradores do Tipo 4 e a usina fotovoltaica foram modelados de acordo com sua característica intrínseca de conexão à rede por meio de conversores eletrônicos, sem participação ativa no fornecimento de energia cinética durante perturbações de curto-circuito. Essa abordagem permite avaliar diretamente os impactos da substituição da geração síncrona convencional por recursos renováveis baseados em inversores sobre a estabilidade dinâmica do sistema elétrico.

Quanto à potência das usinas renováveis inseridas, serão dadas em percentuais de acréscimos sucessivos para cada cenário a ser estudado: $x = 0\%$; $x = 20\%$; $x = 40\%$; $x = 60\%$; e $x = 80\%$. Os percentuais apresentados têm como referência a potência síncrona nominal do GS. Em $x = 0\%$, tem-se o sistema composto somente por geração síncrona — caso em que a inércia equivalente do sistema é a mais favorável possível para a estabilidade transitória a ser estudada. Nota-se que não há que se falar em $x = 100\%$, ou seja, geração do sistema completamente dada por usinas renováveis, visto que isso significaria não haver GS instalado.

O GS do sistema possui potência nominal de 5 MVA, frequência nominal de 60 Hz, tensão nominal de 13,8 kV e constante de inércia igual a $H = 5$ s — valor compatível com a elevada energia cinética armazenada na massa rotativa do GS e representativo da sua capacidade de resistir a variações bruscas de frequência (DIMOULIAS; KONTIS; PAPAGIANNIS, 2022).

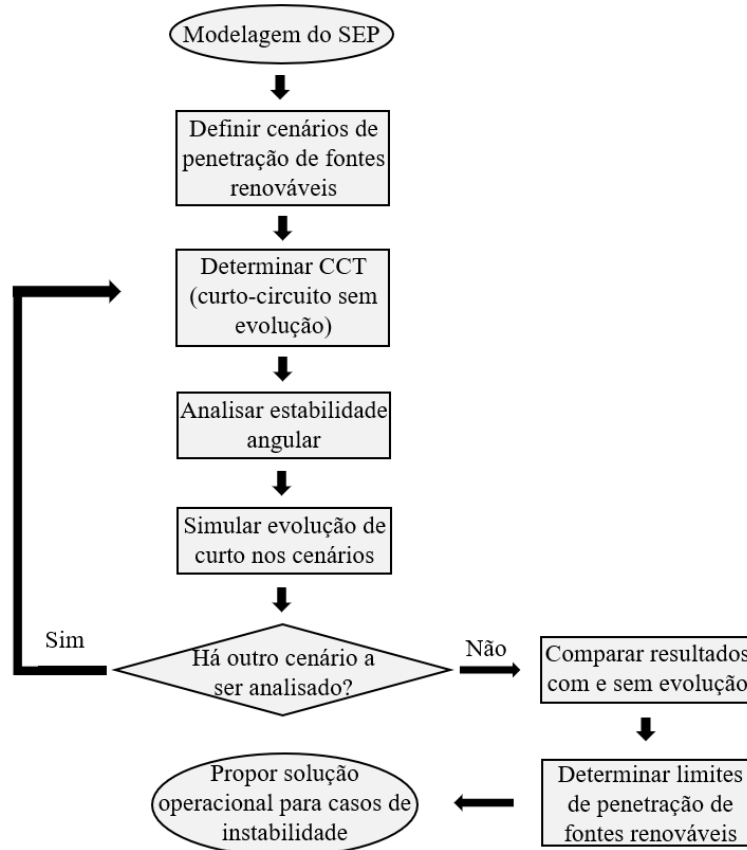
Quanto às reatâncias do GS, classificadas em síncrona (X_{GS}), transitória (X'_{GS}) e subtransitória (X''_{GS}), haja vista que o estudo deste trabalho é voltado à estabilidade transitória, destaca-se a importância da reatância transitória frente às demais. Outrossim, dado o fato de o GS utilizado ser do tipo polos salientes, apenas as reatâncias X_d , X_q , e X'_d , especificamente, são relevantes para o modelo da máquina. Os valores de reatância utilizados no modelo, apresentados a seguir, foram obtidos a partir de (KUNDUR, 1994): reatância transitória de eixo direto $X'_d = 9,5 \, \Omega$; reatância síncrona de eixo direto $X_d = 18 \, \Omega$; e reatância síncrona de eixo em quadratura $X_q = 15 \, \Omega$.

É pertinente ressaltar que o GS do sistema foi modelado por meio do modelo transitório de máquina síncrona, de polos salientes, disponível no ETAP®, que considera os parâmetros elétricos e mecânicos mais relevantes para a análise de estabilidade transitória, conforme detalhado acima.

Diversos *softwares* amplamente difundidos na literatura técnico-científica apresentam desempenho satisfatório para estudos de estabilidade em sistemas elétricos de potência, destacando-se o ETAP®, o DIgSILENT PowerFactory, o ANATEM (Análise de Transitórios Eletromecânicos), o PowerWorld Simulator, Matlab Simulink e o PSS/E (*Power System Simulator for Engineers*). Entretanto, em uma análise preliminar das ferramentas disponíveis, verificou-se que o ANATEM não atenderia adequadamente aos objetivos deste trabalho, uma vez que sua modelagem é voltada predominantemente para sistemas equilibrados em nível de transmissão, enquanto o sistema adotado nesta pesquisa corresponde a uma rede de distribuição naturalmente desequilibrada. Dessa forma, optou-se pela utilização do ETAP®, considerando não apenas sua robustez e ampla aplicação em estudos de estabilidade e integração de fontes renováveis, mas também a familiaridade prévia do autor desta dissertação com a plataforma, fator que contribuiu para maior confiabilidade e eficiência no desenvolvimento das simulações realizadas.

Em geral, a metodologia adotada neste trabalho é estruturada em etapas sequenciais, contemplando: a modelagem do SEP no *software* escolhido para simulação computacional; definição de diferentes níveis de penetração de geração baseada em inversores; obtenção do CCT para cada cenário definido, mediante simulação de curto-circuito sem evolução; realização de simulações de curto-circuito com evolução espacial nos aludidos cenários; comparação dos resultados obtidos para as condições com e sem evolução do curto-circuito, de modo a determinar os limites de penetração de fontes renováveis; e proposta de soluções operacionais para os casos em que seja identificada instabilidade do sistema. A sistemática geral de aplicação da metodologia é apresentada no fluxograma da Figura 15.

Figura 15 Sistemática geral de aplicação da metodologia.

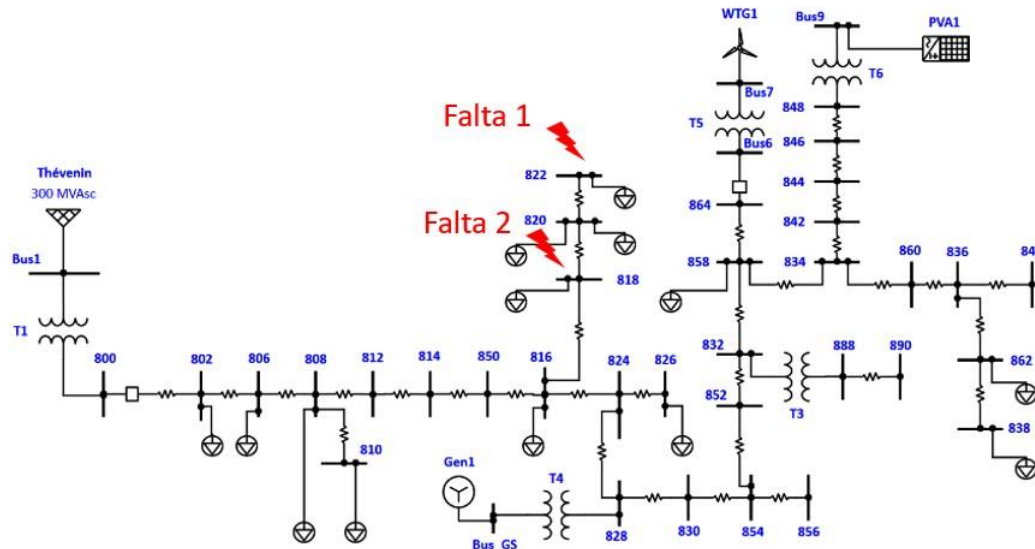


Fonte: autoria própria.

4.1 ESTUDO DE CASO 1: IMPACTO DA INSERÇÃO DE USINAS EÓLICAS E FOTOVOLTAICAS NA ESTABILIDADE SOB CONDIÇÃO DE CURTO-CIRCUITO SEM EVOLUÇÃO

Com a evolução de curto-circuito, na segunda incidência da falta (Falta 2), as condições iniciais do GS são diferentes daquelas no momento da primeira incidência (Falta 1), visto que a excursão de ângulo do rotor ainda oscila em decorrência da primeira incidência. O cenário descrito para o estudo de caso 2 está apresentado na Figura 17.

Figura 17 Evolução de curto-circuito trifásico no sistema IEEE de 34 barras modificado.



Fonte: autoria própria.

A Falta 1 trifásica é inserida na barra 822 em $t_1 = 0$ s e, embora o sistema de proteção atue após 100 ms, a falta evolui no espaço para uma segunda incidência denominada Falta 2, trifásica, na barra 818, em $t_2 = 5$ s. Para a segunda incidência de falta, a proteção também leva 100 ms para eliminá-la definitivamente do sistema.

Ressalta-se que o fenômeno de evolução de curto-circuito é estocástico e, portanto, a segunda incidência pode acontecer em intervalos diferentes de 5 s após a primeira, conforme observado no dia-a-dia de uma concessionária de energia do Estado de Sergipe. Dessa forma, adotar 5 s como o intervalo entre as incidências das faltas é uma medida conservadora pelo fato de fornecer mais tempo para o GS amortecer enquanto a segunda incidência não surge.

A fim de comparar este estudo de caso ao primeiro apresentado, a contingência atípica mencionada será simulada no sistema IEEE de 34 barras com os mesmos percentuais de penetração de fontes baseadas em inversores utilizados anteriormente: inicialmente, com o valor $x = 60\%$; com o valor $x = 40\%$; e, finalmente, com o valor de $x = 20\%$.

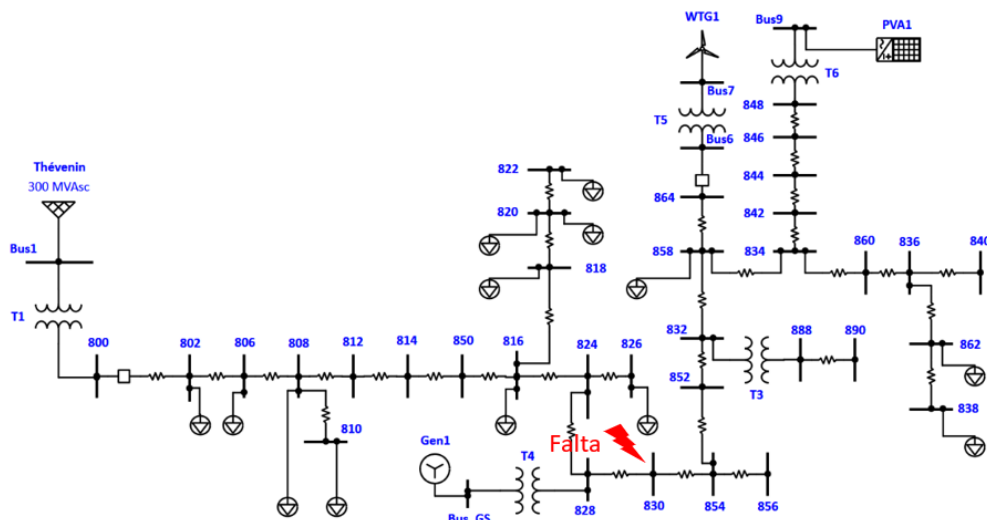
É válido ressaltar que as faltas inseridas na barra 818, exceto as condições iniciais de pré-falta, em ambos os estudos de caso, possuem características comuns: trifásica; e

tempo de eliminação pelo sistema de proteção. Dessa forma, reitera-se que o resultado a ser obtido está diretamente relacionado ao impacto da evolução de curto-circuito.

4.3 ESTUDO DE CASO 3: IMPACTO NA ESTABILIDADE SOB CONDIÇÃO DE CURTO-CIRCUITO NAS PROXIMIDADES DO GERADOR SÍNCRONO

O cenário consiste em estudar a estabilidade de ângulo do rotor do gerador síncrono Gen1 a partir de uma falta trifásica, sem evolução, inserida em $t = 0$ s na barra 830 do sistema IEEE de 34 barras modificado, isto é, nas proximidades do GS, conforme apresentado na Figura 18.

Figura 18 Curto-circuito trifásico nas proximidades do GS.



Fonte: autoria própria.

De forma análoga ao Estudo de Caso 1, o estudo de estabilidade proposto consiste na determinação do CCT por meio de iterações sucessivas, nas quais se reduz o tempo de eliminação da falta trifásica pelo sistema de proteção para assegurar a estabilidade do SEP avaliado.

Quanto à redução iterativa do tempo de eliminação da falta, mantém-se o limite inferior anteriormente definido, qual seja $t_{\text{proteção_mín}} = 100$ ms — menor tempo factível de atuação da proteção para o sistema de média tensão estudado.

Os mesmos cenários, diferenciados pelo aumento progressivo da penetração de usinas renováveis ($x = 0\%$; $x = 20\%$; $x = 40\%$; $x = 60\%$; e $x = 80\%$), são analisados, de

modo que seja possível comparar os limites de estabilidade de ambos os casos em função de um único ponto incomum entre eles: distância entre o ponto de incidência do curto-circuito e o ponto no qual está instalado o objeto de estudo — gerador síncrono.

5 RESULTADOS

Nesta seção, são apresentados os resultados obtidos a partir das simulações dinâmicas executadas no ETAP®, mais especificamente mediante módulo de estabilidade transitória, cuja funcionalidade permite a análise precisa da dinâmica e dos transitórios de sistemas de potência em função de perturbações e outros eventos no sistema. A partir disso, para cada estudo de caso mencionado, são apresentados os comportamentos do ângulo do rotor do GS pelo ETAP®.

5.1 ESTUDO DE CASO 1

Para a primeira análise, as usinas eólicas e fotovoltaicas estão desligadas do sistema, ou seja, $x = 0\%$. Variando-se o tempo de eliminação da falta iterativamente e analisando-se graficamente a excursão do ângulo do rotor, têm-se os seguintes resultados agrupados na Tabela 2.

Tabela 2 Resultados das iterações para a condição $x = 0\%$.

Iteração	Tempo de Eliminação da Falta	Resultado
1	350 ms	Instável
2	250 ms	Instável
5	220 ms	Instável
4	200 ms	Estável
3	150 ms	Estável

Fonte: autoria própria.

No processo iterativo utilizado para a obtenção do CCT, o valor do tempo de eliminação da falta para a primeira iteração é o chute inicial. A partir do resultado observado da curva de excursão de ângulo do rotor, ajusta-se o valor desse tempo para a iteração seguinte. Seguindo esse raciocínio, nota-se que, enquanto instável o resultado, o tempo de eliminação de falta para a próxima iteração é reduzido. Em contrapartida, quando o resultado se apresenta estável, o tempo de eliminação da falta para a próxima iteração é aumentado, como forma de encontrar o maior CCT, isto é, a maior margem de estabilidade possível para o cenário estudado.

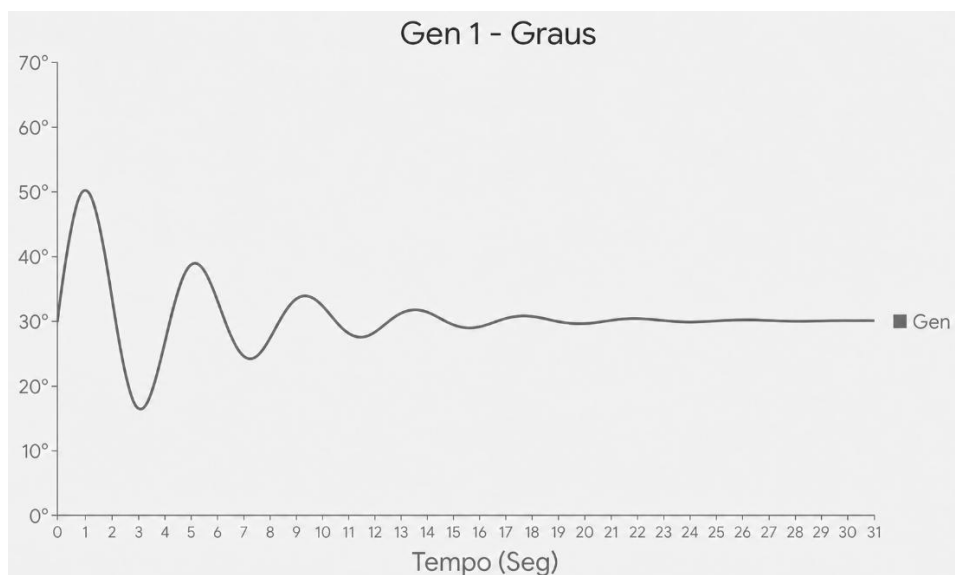
Portanto, para $x = 0\%$, foi verificado $CCT = 200$ ms, considerado CCT de referência, haja vista não haver interferência de usinas baseadas em inversores na inércia equivalente do sistema elétrico. Para esse caso, utilizando-se $t = 200$ ms para o tempo de

eliminação da falta, foi obtido o gráfico de excursão de ângulo do rotor conforme Figura 19.

Nota-se, então, que o ângulo do rotor se inicia em 30° , apresenta o valor máximo de aproximadamente 50° na primeira oscilação e, em seguida, apresenta um amortecimento que faz a excursão se estabilizar nos mesmos 30° observados inicialmente, mantendo-se, portanto, o sincronismo do GS.

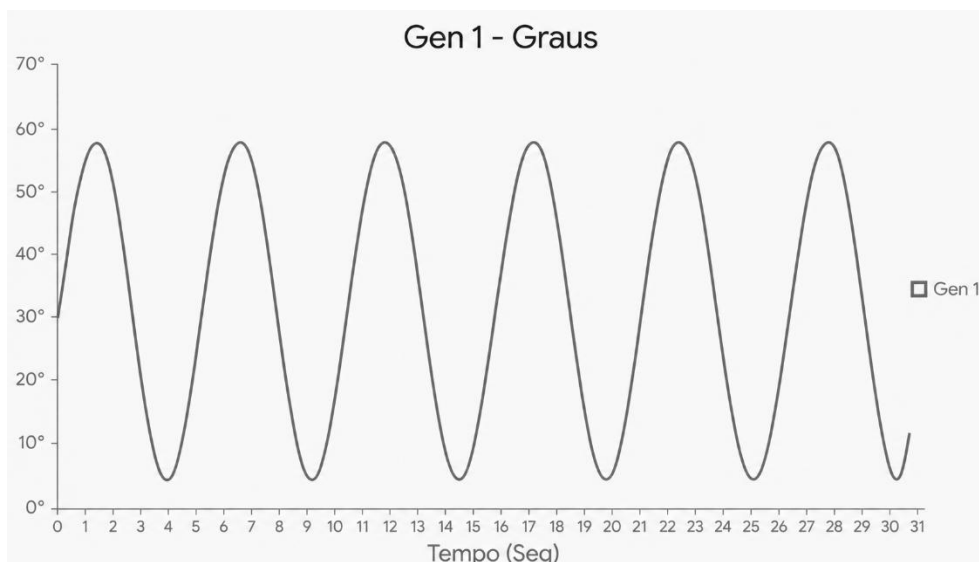
Para ilustrar o impacto da escolha do tempo de atuação da proteção, em função do CCT, na estabilidade do sistema, na Figura 20 é apresentado o resultado obtido para um tempo de eliminação da falta $t = 250$ ms.

Figura 19 Excursão do ângulo do rotor para curto-circuito sem evolução sob condição $x = 0\%$.



Fonte: autoria própria.

Figura 20 Instabilidade de ângulo do rotor para curto-circuito sem evolução sob condição $x = 0\%$.



Fonte: autoria própria.

Observa-se que, conforme indicado pela Tabela 2, para a condição $CCT < \text{tempo}$ de eliminação da falta, a instabilidade é observada — excursão de ângulo do rotor do GS não apresenta amortecimento, isto é, o valor não estabiliza.

Para a segunda análise, usa-se $x = 20\%$, ou seja, a potência total referente às usinas baseadas em inversores representa 20% da potência nominal do GS analisado. Repetindo-se o processo iterativo anterior, tem-se a Tabela 3.

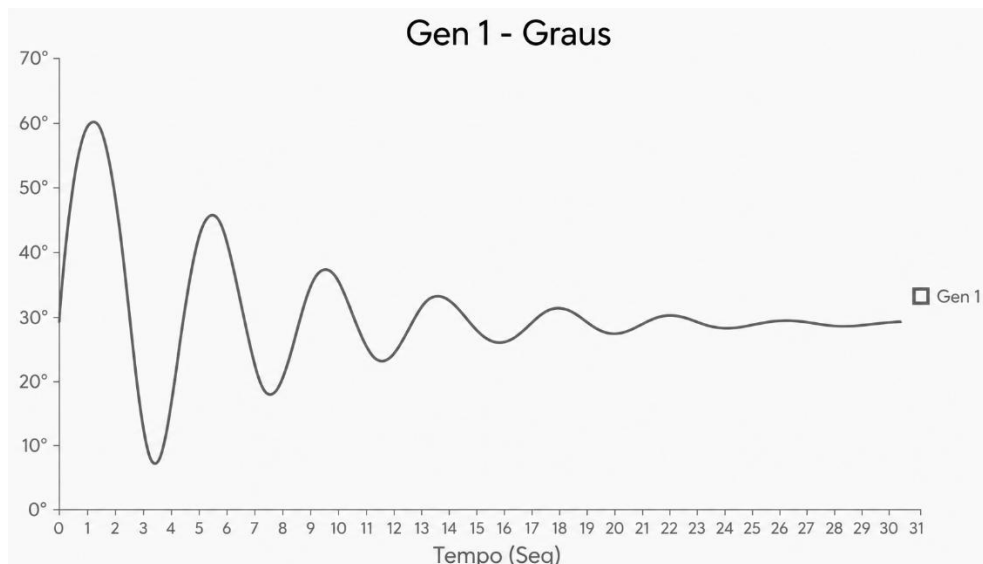
Tabela 3 Resultados das iterações para a condição $x = 20\%$.

Iteração	Tempo de Eliminação da Falta	Resultado
1	220 ms	Instável
2	200 ms	Instável
5	190 ms	Instável
4	180 ms	Estável
3	150 ms	Estável

Fonte: autoria própria.

Portanto, para $x = 20\%$, foi verificado $CCT = 180 \text{ ms}$. Observa-se, então, que este primeiro incremento de usinas baseadas em inversores diminuiu o CCT devido à alteração da inércia equivalente do sistema elétrico. Para esse caso, utilizando-se $t = 180 \text{ ms}$ para o tempo de eliminação da falta, foi obtido o gráfico de excursão de ângulo do rotor apresentado na Figura 21.

Figura 21 Excursão do ângulo do rotor para curto-circuito sem evolução sob condição $x = 20\%$.

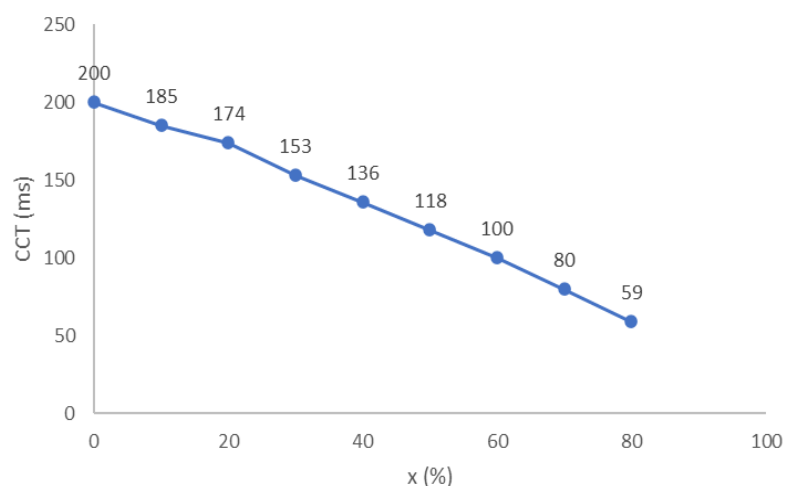


Fonte: autoria própria.

Nota-se, então, que o ângulo do rotor se inicia em 30° , apresenta o valor máximo de aproximadamente 60° na primeira oscilação e, em seguida, apresenta um amortecimento que faz a excursão se estabilizar nos mesmos 30° observados inicialmente, mantendo-se o sincronismo.

Repetindo o processo para diferentes percentuais, levantou-se o gráfico CCT *versus* x (%) mostrado na Figura 22.

Figura 22 Resultados dos valores de CCT para cada cenário com percentuais de penetração diferentes.



Fonte: autoria própria.

Reitera-se, dessa forma, que, conforme são inseridas fontes baseadas em inversores no sistema elétrico, menor o CCT. Desse modo, menor deve ser o tempo de

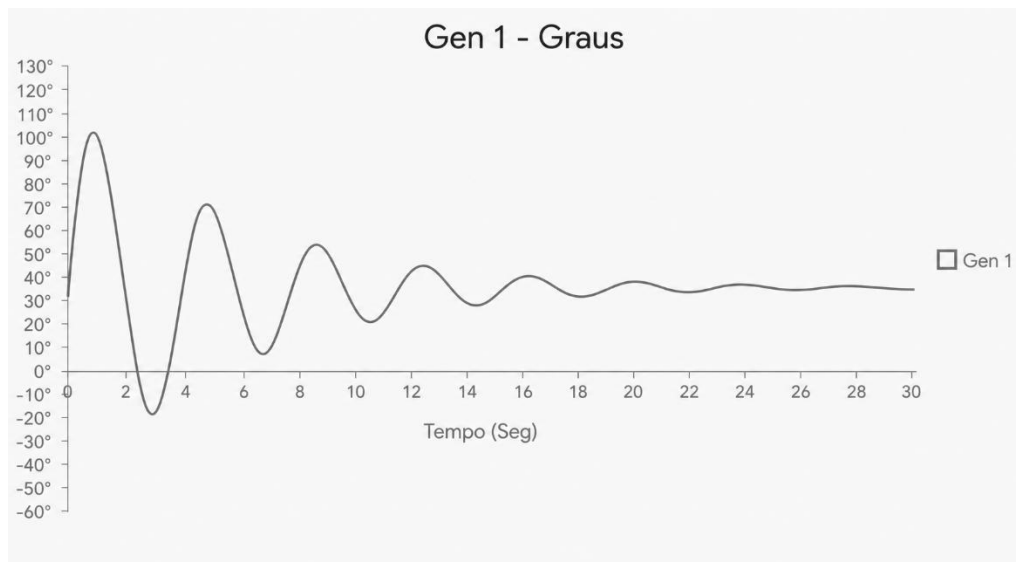
atuação do sistema de proteção para que o GS não perca o sincronismo após a eliminação do curto-circuito (menor o limite de estabilidade transitória do GS).

Além da redução do CCT observada com a inserção de fontes baseadas em inversores, torna-se necessário avaliar os impactos dessa condição sobre a coordenação e a seletividade do sistema de proteção. Embora a diminuição do tempo de eliminação da falta possa contribuir para a manutenção da estabilidade angular do GS, a simples redução dos tempos de atuação dos dispositivos de proteção pode comprometer critérios operacionais previamente estabelecidos, resultando em atuações indevidas ou perda da coordenação entre os equipamentos de proteção. Dessa forma, a integração de fontes renováveis exige não apenas a reavaliação dos níveis de corrente de curto-circuito, mas também uma análise criteriosa dos ajustes e tempos de atuação da proteção, de modo a garantir simultaneamente a estabilidade transitória do sistema e o correto desempenho das funções de proteção.

Todavia, o tempo mínimo de atuação do sistema de proteção foi definido em $t_{\text{proteção_mín}} = 100$ ms por questões técnicas já mencionadas. Portanto, conclui-se, a partir da Figura 22, que $x = 60\%$ é o limite de penetração de fontes baseadas em inversores, a partir do qual a proteção não é capaz de atuar tão rapidamente para evitar a perda do sincronismo do GS sob a condição de falta trifásica sem evolução estudada.

Na Figura 23, finalmente, é apresentada a excursão de ângulo do rotor do GS para $x = 60\%$, utilizando-se o tempo $t = 100$ ms para a eliminação da falta — justamente o valor de CCT para o percentual de penetração em questão, conforme observado na Figura 18.

Figura 23 Excursão do ângulo do rotor para curto-circuito sem evolução sob condição $x = 60\%$.



Fonte: autoria própria.

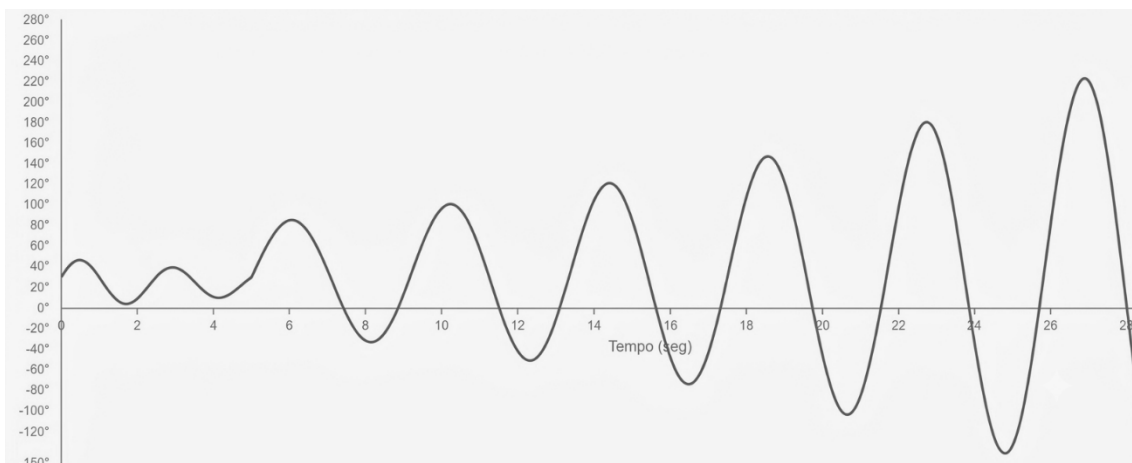
Nota-se que o ângulo do rotor se inicia em 30° , apresenta o valor máximo de aproximadamente 100° na primeira oscilação e, em seguida, apresenta um amortecimento que faz a excursão se estabilizar nos mesmos 30° observados inicialmente, mantendo-se, portanto, o sincronismo do GS.

É válido destacar que, apesar de se ter observado o aumento gradual do pico de excursão do ângulo do rotor em função da diminuição da inércia equivalente do sistema — consequência do aumento de penetração de usinas eólicas e fotovoltaicas, em nenhum dos casos avaliados a primeira oscilação do ângulo ultrapassou o limite $\delta = 120^\circ$ definido.

5.2 ESTUDO DE CASO 2

Na Figura 24, é apresentada a excursão de ângulo do rotor para a evolução de curto-circuito quando $x = 60\%$.

Figura 24 Excursão do ângulo do rotor para curto-circuito com evolução sob condição $x = 60\%$.



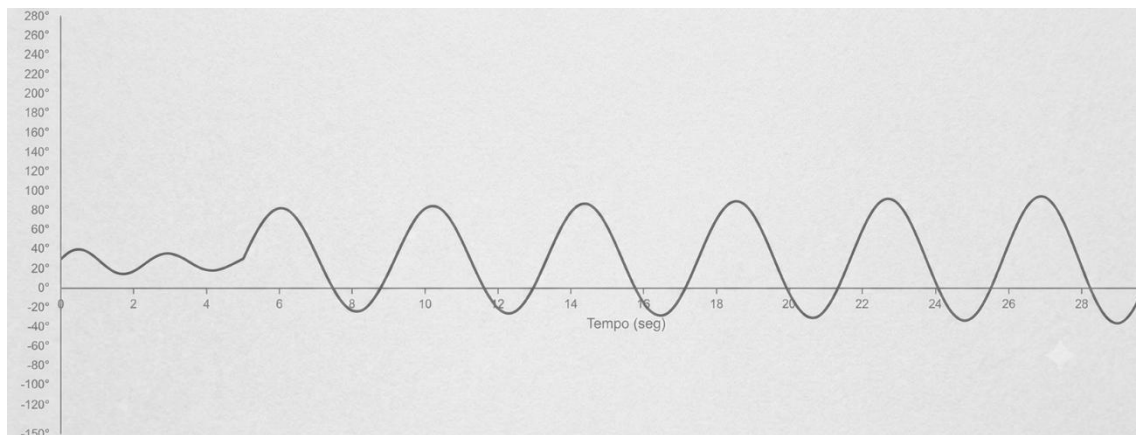
Fonte: autoria própria.

De modo geral, observa-se que, para a primeira incidência da falta ($t = 0$ s), a excursão de ângulo do rotor apresenta-se amortecida até que, em $t = 5$ s, a segunda incidência de falta faz com que a curva experimente oscilação sem amortecimento, fazendo com que, após a eliminação completa do curto-circuito evoluído, haja divergência da curva, fato que representa a perda de sincronismo do GS.

Na Figura 25, é apresentada a excursão de ângulo do rotor do GS para a evolução de curto-circuito quando $x = 40\%$.

Nota-se que, de forma análoga ao caso anterior, a excursão de ângulo do rotor, para a primeira incidência de falta ($t = 0$ s), apresenta-se idêntica ao caso anterior até a segunda incidência em $t = 5$ s, quando a curva apresenta comportamento marginalmente estável, fato que também representa perda de sincronismo do GS, visto que não é alcançado um valor estabilizado.

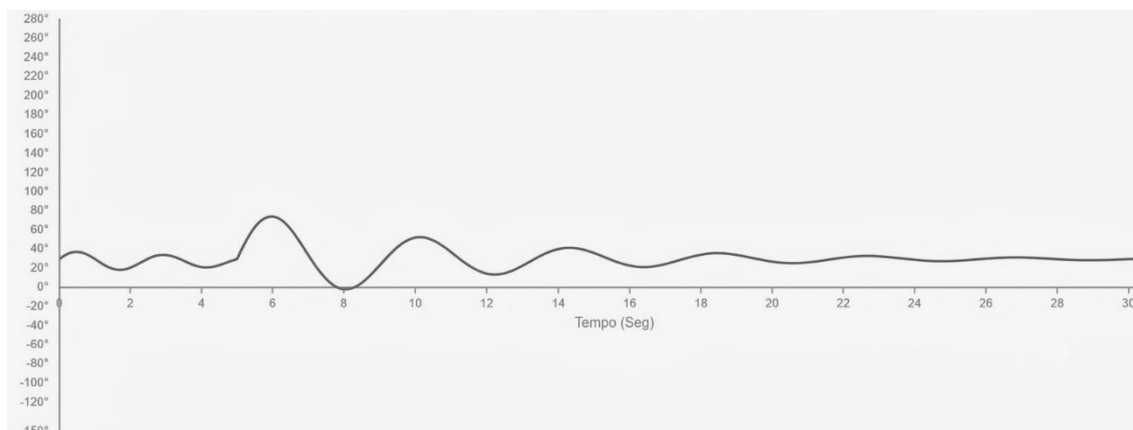
Figura 25 Excursão do ângulo do rotor para curto-circuito com evolução sob condição $x = 40\%$.



Fonte: autoria própria.

Finalmente, na Figura 26, é apresentada a excursão de ângulo do rotor do GS para a evolução de curto-circuito quando $x = 20\%$.

Figura 26 Excursão do ângulo do rotor para curto-circuito com evolução sob condição $x = 20\%$.



Fonte: autoria própria.

Para um percentual reduzido de penetração de usinas baseadas em inversores, tem-se manutenção do sincronismo do GS, ainda que após a evolução de curto-circuito no espaço — o valor inicial de 30° foi atingido após as perturbações em regime permanente.

5.3 ESTUDO DE CASO 3

Tomando como referência $CCT = 200$ ms do Estudo de Caso 1, sob as condições $x = 0\%$ e falta distanciada do GS, o ponto de partida para o novo processo iterativo é dado com o tempo de eliminação de falta de 200 ms. As demais iterações e seus resultados correspondentes estão apresentados na Tabela 4.

Tabela 4 Resultados das iterações para a condição $x = 0\%$.

Iteração	Tempo de Eliminação da Falta	Resultado
1	200 ms	Instável
2	180 ms	Instável
5	170 ms	Instável
4	160 ms	Estável
3	140 ms	Estável

Fonte: autoria própria.

Portanto, para $x = 0\%$, foi verificado $CCT = 160$ ms. Nota-se, então, que a proximidade da falta ao GS causou diminuição de 40 ms da margem de estabilidade em relação ao que foi registrado para o Estudo de Caso 1, no qual a falta foi simulada de um ponto mais distante do GS.

Para a segunda análise, usa-se $x = 20\%$, ou seja, a potência total referente às usinas baseadas em inversores representa 20% da potência nominal do GS analisado. Repetindo-se o processo iterativo anterior, tem-se a Tabela 5.

Tabela 5 Resultados das iterações para a condição $x = 20\%$.

Iteração	Tempo de Eliminação da Falta	Resultado
1	180 ms	Instável
2	160 ms	Instável
5	140 ms	Instável
4	135 ms	Estável
3	120 ms	Estável

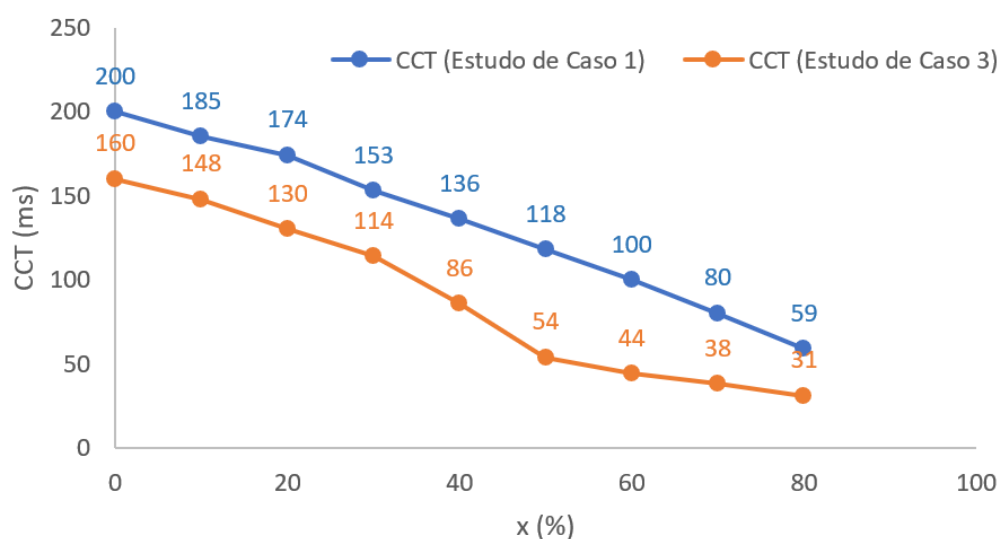
Fonte: autoria própria.

É válido ressaltar que o ponto de partida para a primeira iteração apresenta a mesma motivação do ponto de partida para o caso anterior.

Observa-se, para $x = 20\%$, que CCT = 135 ms. Bem como no caso anterior, a margem de estabilidade apresentou-se menor.

Repetindo o processo analogamente para os demais percentuais, foram obtidos os valores de CCT correspondentes a cada cenário. Para fins de comparação, na Figura 27, o gráfico CCT *versus* x (%) gerado para este Estudo de Caso 3 é plotado de forma sobreposta ao gráfico CCT *versus* x (%) referente ao Estudo de Caso 1.

Figura 27 Gráficos CCT *versus* x (%) sobrepostos.



Fonte: autoria própria.

Conforme discutido no critério das áreas iguais, apresentado na Seção 2.3, a ocorrência de um curto-circuito provoca uma redução significativa da potência elétrica transferida pelo gerador síncrono ($P_{elétrica}$), enquanto a potência mecânica de entrada ($P_{mecânica}$) permanece praticamente constante durante os instantes iniciais da perturbação. Como consequência, estabelece-se uma potência de aceleração positiva ($P_{aceleração} = P_{mec} - P_e > 0$), que promove a aceleração do rotor e o aumento do ângulo de carga da máquina.

Quando a falta ocorre em uma região eletricamente próxima ao GS, a impedância equivalente entre a máquina e o ponto de defeito é menor. Nessa condição, a corrente de curto-circuito assume valores mais elevados e a tensão nos terminais do gerador sofre uma redução mais acentuada, comprometendo de forma mais severa a capacidade de transferência de potência elétrica para o restante do sistema. Consequentemente, durante o período de falta, a potência elétrica efetivamente transferida pela máquina torna-se menor do que aquela observada para faltas eletricamente mais distantes.

Em termos de estabilidade transitória, essa condição resulta em um aumento da potência de aceleração e, portanto, em uma taxa mais elevada de crescimento do ângulo do rotor. Em outras palavras, o rotor acumula energia cinética mais rapidamente durante a falta, ampliando a área de aceleração prevista pelo critério das áreas iguais. Dessa forma, o sistema dispõe de um intervalo de tempo menor para eliminar a perturbação sem perder o sincronismo, o que se traduz em um menor CCT. Os resultados obtidos confirmam esse comportamento esperado, evidenciando que faltas localizadas nas proximidades do GS (curva laranja) impõem condições mais severas à estabilidade transitória quando comparadas àquelas aplicadas em pontos eletricamente mais distantes (curva azul).

É válida a ressalva de que, neste estudo de caso, embora análogo ao Estudo de Caso 1, não foram apresentados os gráficos de excursão do ângulo do rotor do GS, motivado pelo fato de que os comportamentos são similares. Observou-se, no entanto, que a única diferença diz respeito ao razoável acréscimo de amplitude nas curvas de excursão pela mesma razão teórica da diminuição observada do valor do CCT.

6 CONCLUSÕES

Os resultados obtidos neste estudo demonstram que os objetivos propostos foram alcançados, evidenciando o impacto da evolução de curto-circuito na estabilidade de ângulo do rotor do GS alocado em um sistema com penetração de fontes baseadas em tecnologias de conversores eletrônicos de potência. As análises realizadas mostraram que a inserção de usinas eólicas e fotovoltaicas impõem um limite de estabilidade de ângulo do rotor do GS conectado ao sistema — à medida que x aumenta, CCT diminui. Nesse sentido, foi observado que a partir de $x = 60\%$ de penetração, o sincronismo do GS fica comprometido para a condição de curto-circuito sem evolução estudada.

Ademais, a proposta de solução operacional prometida nos objetivos específicos é consolidada mediante utilização do CCT na filosofia de proteção para maior eficiência na parametrização da proteção contra falta de sincronismo — relé 78, de modo que a parametrização esteja compreendida entre o intervalo do menor tempo de atuação da proteção (limite inferior) e de CCT (limite superior).

Conforme analisado, a evolução de curto-circuito apresentou-se como um outro fator limitador à estabilidade de ângulo do rotor do GS, haja vista que apenas para um percentual reduzido de 20% de usinas eólicas e fotovoltaicas o sincronismo no GS foi mantido para a condição de evolução de curto definida.

Finalmente, notou-se que a localização da falta exerce influência significativa sobre a estabilidade transitória do sistema. Em particular, verificou-se que curtos-circuitos aplicados nas proximidades do GS resultam em menores valores de CCT, evidenciando uma condição operacional mais severa para a manutenção do sincronismo. Dessa forma, os resultados corroboram os fundamentos teóricos apresentados pelo critério das áreas iguais e reforçam a importância de se considerar a localização das contingências em estudos de estabilidade transitória, especialmente em cenários de planejamento e coordenação dos sistemas de proteção, nos quais tempos adequados de atuação são essenciais para preservar a integridade e a segurança operacional do SEP.

Estas conclusões reforçam a importância da adoção de espaçadores entre os condutores de redes de distribuição no intuito de reduzir significativamente a evolução de curtos-circuitos e os impactos na instabilidade que este evento pode causar em sistemas com alta penetração de fontes baseadas em tecnologias de conversores eletrônicos de potência.

6.1 TRABALHOS FUTUROS

Os resultados obtidos nesta dissertação evidenciaram os impactos da substituição gradual da geração síncrona por fontes eólicas e fotovoltaicas sobre a estabilidade angular do GS, especialmente em condições de evolução de curto-circuito. Nesse contexto, diversas oportunidades de investigação podem ser exploradas em trabalhos futuros, visando aprofundar a compreensão dos fenômenos observados e avaliar possíveis estratégias para mitigação dos seus efeitos.

Uma das principais linhas de pesquisa consiste na análise da aplicação de técnicas de inércia sintética ou virtual em usinas eólicas e fotovoltaicas. A avaliação da contribuição desses recursos para a manutenção do sincronismo e para o aumento do CCT pode fornecer informações relevantes acerca de sua capacidade de compensar parcialmente a redução da inércia natural do sistema sujeito à evolução de curto-circuito nos cenários estudados.

Outra perspectiva de investigação consiste na avaliação da influência da localização do GS sobre a estabilidade angular do sistema. A realocação da unidade geradora para diferentes barras da rede altera significativamente as impedâncias elétricas vistas pelo gerador, os fluxos de potência e a severidade das contingências, impactando diretamente a manutenção do sincronismo e os valores do CCT. Nesse contexto, a metodologia desenvolvida neste trabalho pode ser aplicada de forma integrada aos estudos de fluxo de carga e planejamento da expansão do sistema elétrico, permitindo avaliar como diferentes alternativas de posicionamento de geradores síncronos influenciam o desempenho dinâmico da rede. Tal abordagem pode fornecer subsídios técnicos para a definição das barras mais adequadas para a instalação de novas unidades geradoras, considerando não apenas critérios de regime permanente, mas também requisitos relacionados à estabilidade transitória e à resiliência do sistema frente a distúrbios.

Também constitui uma perspectiva relevante a ampliação da metodologia desenvolvida para sistemas de maior porte e complexidade, contemplando múltiplos geradores síncronos. Tal abordagem permitiria avaliar a aplicabilidade e a robustez dos resultados obtidos em cenários mais próximos daqueles observados em sistemas elétricos reais, bem como investigar a influência de diferentes topologias de rede, condições

operativas e distribuições geográficas da geração sobre a estabilidade angular do sistema. Adicionalmente, essa expansão possibilitaria identificar possíveis particularidades associadas à interação dinâmica entre múltiplas máquinas síncronas e recursos renováveis, contribuindo para uma compreensão mais abrangente dos desafios impostos pela transição energética aos sistemas elétricos de potência.

Outra linha de investigação promissora consiste na integração da metodologia proposta com algoritmos de otimização voltados ao planejamento e reforço da estabilidade transitória em SEPs. Nesse contexto, a metodologia poderia ser empregada para avaliar automaticamente diferentes cenários de contingência, considerando faltas em distintos pontos da rede e seus respectivos impactos sobre a estabilidade angular dos geradores. A partir dessa análise, algoritmos de otimização poderiam ser utilizados para determinar o posicionamento ótimo de dispositivos ou elementos de reforço do sistema, tais como espaçadores, em regiões mais sensíveis às perturbações, visando maximizar a margem de estabilidade e minimizar os efeitos adversos das contingências.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ACKERMANN, T. (Ed.). *Wind Power in Power Systems*. 2. ed. Chichester: John Wiley & Sons, 2012.

AISAYEV, Y.; TERGEMES, K.; ZHAUYT, A.; SHERYAZOV, S.; BAKENOV, K. The Impact of Replacing Synchronous Generators with Renewable-Energy Technologies on the Transient Stability of the Mangystau Power System: An Introduction to Flexible Automatic Dosage of Exposures. *Energies* 2024, 17, 2314. <https://doi.org/10.3390/en17102314>

ALI J. S., ALASAMAN A., MASSOUD A. M., MUEEN S. M. U., ABU-RUB H., “Power System Stability with High Penetration of Renewable Energy Sources: Challenges, Assessment, and Mitigation Strategies”, Creative Commons Attribution 4.0 License, v. 13, 2025.

ANATEM. Manual do ANATEM. Release 12.5. CEPEL, 2024. Disponível em: <https://www.cepel.br/produtos/anatem/>. Acesso em: 16 jul. 2024.

ASMA, C. & MAKHLOUFI, S. (2024). Transient stability investigation of a grid integrating solar and wind energies: a case study of southern Algeria. *STUDIES IN ENGINEERING AND EXACT SCIENCES*, 5(1), 3137–3160. <https://doi.org/10.54021/seesv5n1-156>.

BLACKBURN, J. Lewis; DOMIN, Thomas J. *Protective Relaying: Principles and Applications*. 4. ed. Boca Raton: CRC Press, 2015.

CAMM, E. H.; BEHNKE, M. R.; BOLLEN, M.; BRADT, M.; BROOKS, C.; DILLING, W.; EDDS, M.; HEJDAK, W. J.; HOUSEMAN, D.; KLEIN, S. et al. Characteristics of Wind Turbine Generators for Wind Power Plants. Piscataway: IEEE Power & Energy Society, 2009.

CHAPMAN, Stephen J. *Electric Machinery Fundamentals*. 5. ed. New York: McGraw-Hill, 2011

CHEN, Z.; GUERRERO, J. M.; BLAABJERG, F. (2009). A review of the state of the art of power electronics for wind turbines. *IEEE TRANSACTIONS ON POWER ELECTRONICS*, 24(8), 1859–1875.

CIGRE-105 (1996). The mechanical effects of short-circuit currents in open-air substations (Rigid and flexible bus bars). Paris: CIGRÉ, technical brochure N°105. 2 volumes.

CUNHA, A. M. (2017). Avaliação dos efeitos da representação de inércia sintética nos aerogeradores do tipo DFIG no controle de frequência, Dissertação de Mestrado. PUC-RJ.

DATTA, U.; KALAM, A.; SHI, J. Power System Transient Stability with Aggregated and Dispersed Penetration of Hybrid Distributed Generation. 2018 Chinese Control and Decision Conference (CCDC), [S.l.], p.4217–4222, 2018.

DAVI, M. J. B. B. et. al. Fault current and fault voltage analysis of power transmission systems with high penetration of inverter-based wind generators. *Acta Scientiarum. Technology*, v. 44, e57848, 2022.

DIMOULIAS, S.C.; KONTIS, E.O.; PAPAGIANNIS, G.K. (2022). Inertia Estimation of Synchronous Devices: Review of Available Techniques and Comparative Assessment of Conventional Measurement-Based Energies, 15, 7767. Approaches.

ELÉTRICA SEM LIMITES. Inércia sintética (conhecimento raro). YouTube, 7 jan. 2025. Disponível em: <https://www.youtube.com/watch?v=3nH9Xj5paLQ>. Acesso em: 8 jun. 2026.

GLOVER, D.; OVERBYE, T.; SARMA, M. Power System Analysis and Design, 6th ed.; Cengage Learning: Boston, MA, USA, 2015.

GRAINGER J. J., STEVENSON W. D., CHANG G. W., “Power System Stability,” in *Power System Analysis*, International Edition, New York, USA: McGraw-Hill, 2016, pp. 528-550.

HATZIARGYRIOU, N. et al. Stability definitions and characterization of dynamic behavior in systems with high penetration of power electronic interfaced technologies. [S.l.]: IEEE, 2020.

HE C., HE X., GENG H., SUN H. and XU S., "Transient Stability of Low-Inertia Power Systems with Inverter-Based Generation," in *IEEE Transactions on Energy Conversion*, vol. 37, no. 4, pp. 2903-2912, Dec. 2022, doi: 10.1109/TEC.2022.3185623.

HE X.; GENG H., "Transient Stability of Power Systems Integrated with Inverter-Based Generation," in *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 36, no. 1, pp. 553-556, Jan. 2021, doi: 10.1109/TPWRS.2020.3033468.

IEEE Power System Relaying Committee – PSRC (2005). Out-of-Step Protection. IEEE PSRC Report No. 26.

KERSTING, W. H. (1991). Radial distribution test feeders. *IEEE Transactions on Power Systems*, [S.l.], v.6, n.3, p.975 985.

KIMBARK E. W., *Power System Stability: Volume I – Elements of Stability Calculations*. New York: IEEE Press, 1995.

KUNDUR P., *Power System Stability and Control*. New York: McGraw Hill, 1994.

KUNDUR P., "Definition and classification of power system stability IEEE/CIGRE joint task force on stability terms and definitions," in *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 19, no. 3, pp. 1387-1401, Aug. 2004, doi: 10.1109/TPWRS.2004.825981.

MAHINDARA, V. R. et al. Protection Coordination Challenges for Microgrid Distribution Network with High Penetration Inverter-Based Resources. In: *IEEE ENERGY CONVERSION CONGRESS AND EXPOSITION (ECCE)*, 2020., 2020. Anais... [S.l.: s.n.], 2020. p.1618–1622.

MANUZIO C. (1967). An investigation of forces on bundle conductor spacers under fault conditions. *IEEE Trans. On Power Apparatus and Systems*, Vol. 86, N°2, 1967, pp166-185

MOKEKE S.; THAMAE L. The impact of intermittent renewable energy generators on Lesotho national electricity grid. Energy Research Centre, Department of Physics and Electronics, National University of Lesotho, P.O. Roma 180, Lesotho.

MONTICELLI, A.; GARCIA, A. *Introdução a Sistemas de Energia Elétrica*, 2ª Edição – Campinas, SP: Editora Unicamp, 2011.

MORAIS, G. S. (2021). Avaliação da proteção e estabilidade transitória de sistema de distribuição com recursos energéticos distribuídos, Dissertação de Mestrado. Universidade Federal do Rio Grande do Sul (UFRGS).

MUNKCHULUUN, E.; MEEGAHAPOLA L. and VAHIDNIA A., "Impact on rotor angle stability with high solar-PV generation in power networks," *2017 IEEE PES*

Innovative Smart Grid Technologies Conference Europe (ISGT-Europe), Turin, Italy, 2017, pp. 1-6, doi: 10.1109/ISGTEurope.2017.8260229.

OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO (ONS). Procedimentos de Rede: Submódulo 2.10 – Requisitos técnicos mínimos para a conexão às instalações de transmissão. Rio de Janeiro: ONS, 2023. Disponível em: <https://www.ons.org.br>. Acesso em: 4 jun. 2026.

RAJA, H. Z. *Impact of Inverter Based Resources on System Stability in Low Inertia Power System Network*, Master's thesis, Department of Electrical Engineering, ELE-3900, May 2023.

SUN Q., WANG Z., DONG X., LI J., “Research on power angle and voltage dominated instability mode of synchronous generator – wind power transmission system based on critical voltage”, *Energy Reports*, v. 15, 2026, Art. 108902.

THAPA, J.; MAHARJAN, S. Impact of Penetration of Photovoltaic on Rotor Angle Stability of Power System. *International Journal of Engineering and Applied Sciences (IJEAS)* ISSN: 2394-3661, Volume-6, Issue-4, April 2019.

ULBIG, A.; BORSCH, M.; ANDERSSON, G. *Impact of low rotational inertia on power system stability and operation*. IFAC Proceedings Volumes, v. 47, n. 3, p. 7290–7297, 2014.

ZHANG Y., LIU F., GUO Q., “Critical clearing time sensitivity of power systems with high power electronic penetration”, *iEnergy*, v. 1, n. 1, 2025, p. 1–15.

APÊNDICE A

DADOS DO SISTEMA IEEE 34 BARRAS MODIFICADO

Os dados referentes às cargas pontuais do sistema estão apresentados na Tabela 6.

Tabela 6 Cargas pontuais do sistema IEEE 34 barras modificado.

Barra	Modelo de Carga	Fase 1 (kW)	Fase 1 (kVAr)	Fase 2 (kW)	Fase 2 (kVAr)	Fase 3 (kW)	Fase 3 (kVAr)
802	Y-PQ	20	16	20	16	20	16
806	Y-PQ	9	7	9	7	9	7
808	Y-PQ	135	105	95	74	120	94
810	D-PQ	100	50	80	40	70	35
816	D-PQ	11	6	11	6	11	6
818	D-PQ	40	50	30	37,5	45	56,25
820	D-PQ	100	50	80	40	70	35
822	Y-PQ	9	7	9	7	9	7
826	PQ	20	16	20	16	0	0
838	PQ	10	8	0	0	0	0
858	D-PQ	9	7	9	7	9	7
862	PQ	15	10	0	0	0	0

Os dados referentes à distância em metros entre as barras do sistema, bem como o tipo de condutor utilizado para fase e neutro, estão apresentados na Tabela 7.

Tabela 7 Distância entre as barras do sistema IEEE 34 modificado.

Barra (de)	Barra (para)	Comprimento (metros)	Fase (ACSR)	Neutro (ACSR)
800	802	786,4	1/0	1/0
802	806	527,3	1/0	1/0
806	808	9.823,7	1/0	1/0
808	810	1.769,0	#4 6/1	#4 6/1
808	812	11.430,0	1/0	1/0
812	814	9.061,7	1/0	1/0
814	850	3,0	#2 6/1	#2 6/1
816	818	521,2	#4 6/1	#4 6/1
816	824	3.112,0	#2 6/1	#2 6/1
818	820	14.676,1	#4 6/1	#4 6/1
820	822	4.187,9	#4 6/1	#4 6/1

824	826	923,5	#4 6/1	#4 6/1
824	828	256,0	#2 6/1	#2 6/1
828	830	6.230,1	#2 6/1	#2 6/1
830	854	158,5	#2 6/1	#2 6/1
832	858	1.493,5	#2 6/1	#2 6/1
832	888	0	-	-
834	860	615,7	#2 6/1	#2 6/1
834	842	85,3	#2 6/1	#2 6/1
836	840	262,1	#2 6/1	#2 6/1
836	862	85,3	#2 6/1	#2 6/1
842	844	411,5	#2 6/1	#2 6/1
844	846	1.109,5	#2 6/1	#2 6/1
846	848	161,5	#2 6/1	#2 6/1
850	816	94,5	#2 6/1	#2 6/1
852	832	3,0	#2 6/1	#2 6/1
854	856	7.111,0	#4 6/1	#4 6/1
854	852	11.225,8	#2 6/1	#2 6/1
858	864	493,8	#4 6/1	#4 6/1
858	834	1.777,6	#2 6/1	#2 6/1
860	836	817,3	#2 6/1	#2 6/1
862	838	1.481,3	#2 6/1	#2 6/1
888	890	3.218,7	1/0	1/0