



**AVALIAÇÃO DA FUNÇÃO DE PROTEÇÃO CONTRA
PERDA DE SINCRONISMO EM SISTEMAS DE
TRANSMISSÃO NA PRESENÇA DE PARQUES EÓLICOS
E COMPENSADORES SÍNCRONOS**

THAÍS RABELO NOGUEIRA

**TRABALHO DE CONCLUSÃO DE CURSO
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA**

**FACULDADE DE TECNOLOGIA
UNIVERSIDADE DE BRASÍLIA**

Universidade de Brasília
Faculdade de Tecnologia
Departamento de Engenharia Elétrica

**Avaliação Da Função De Proteção Contra Perda De
Sincronismo Em Sistemas De Transmissão Na Presença De
Parques Eólicos E Compensadores Síncronos**

Thaís Rabelo Nogueira

Trabalho final de graduação submetido ao Departamento de Engenharia Elétrica da Faculdade de Tecnologia da Universidade de Brasília, como parte dos requisitos necessários para a obtenção do grau de Engenheiro Eletricista.

APROVADO POR:

Prof. Francis Arody Moreno Vásquez, D.Sc. (ENE-UnB)
(Orientador)

Prof. Kleber Melo e Silva, Ph.D. (ENE-UnB)
(Examinador Interno)

Juan Ramón Camarillo Peñaranda, D.Sc. (ENE-UnB)
(Examinador Interno)

Brasília/DF, 22 de dezembro de 2023.

FICHA CATALOGRÁFICA

NOGUEIRA, THAÍS RABELO

Avaliação Da Função De Proteção Contra Perda De Sincronismo Em Sistemas De Transmissão Na Presença De Parques Eólicos E Compensadores Síncronos] 2023.

xiii, XXp., 210 x 297 mm (ENE/FT/UnB, Engenheiro Eletricista, Engenharia Elétrica, 2023).

Trabalho de Graduação – Universidade de Brasília, Faculdade de Tecnologia.

Departamento de Engenharia Elétrica

1. Fontes renováveis

2. Usinas Eólicas

3. Oscilações de Potência

4. Compensadores Síncronos

I. ENE/FT/UnB

II. Título (série)

REFERÊNCIA BIBLIOGRÁFICA

NOGUEIRA, T.R. (2023). Avaliação Da Função De Proteção Contra Perda De Sincronismo Em Sistemas De Transmissão Na Presença De Parques Eólicos E Compensadores Síncronos, Trabalho de Graduação, Publicação XXXX, Departamento de Engenharia Elétrica, Universidade de Brasília, Brasília, DF, 78 p.

CESSÃO DE DIREITOS

AUTOR: Thaís Rabelo Nogueira

TÍTULO: Avaliação Da Função De Proteção Contra Perda De Sincronismo Em Sistemas De Transmissão Na Presença De Parques Eólicos E Compensadores Síncronos ANO: 2023

É concedida à Universidade de Brasília permissão para reproduzir cópias deste trabalho de graduação e para emprestar ou vender tais cópias somente para propósitos acadêmicos e científicos. O autor reserva outros direitos de publicação e nenhuma parte desse trabalho de graduação pode ser reproduzida sem autorização por escrito do autor.

Thaís Rabelo Nogueira

Departamento de Eng. Elétrica (ENE) - FT

Universidade de Brasília (UnB)

Campus Darcy Ribeiro

CEP 70919-970 - Brasília - DF - Brasil

DEDICATÓRIA

À minha família
por me apoiarem
e acreditarem em mim.

AGRADECIMENTOS

Agradeço aos meus pais, Cláudio e Livia, pelo incentivo durante todo o meu crescimento. Foram vocês a minha maior inspiração para trilhar esse caminho.

Agradeço ao meu irmão, Bruno, por ter sido meu grande parceiro de estudos na BCE. Mesmo nos dias de maior cansaço você me acompanhou e por isso sou muito grata.

Agradeço ao meu noivo, Eduardo, por todo apoio emocional ao longo do curso. Estou muito feliz de ter trilhado esse caminho com você.

Agradeço a todos os meus amigos que me acompanharam nessa jornada. Tenho muito carinho por vocês. Em especial: Luíza, Rafaela, Carol, Júlia Nava e Júlia Cumarú.

Agradeço ao meu orientador, Francis, por ter me proporcionado com o conhecimento e as ferramentas necessárias para desempenhar este trabalho. E por ter me guiado frente às adversidades, o que foi essencial.

Por fim, agradeço a todo o corpo docente e de funcionários da UnB, que diariamente se esforçam pela ensino de excelência nas universidades públicas.

RESUMO

Neste trabalho, é feita a análise da operação de sistemas elétricos com a inserção de fontes de energia eólica e de compensadores síncronos frente a oscilações de potência, bem como é avaliada a proteção contra perda de sincronismo. Para efeitos comparativos, simulou-se no *software* EMTP-RV casos variando a fonte de energia elétrica entre o gerador convencional e a usina eólica, seja ela acompanhada ou não do compensador síncrono. Os dados dessas simulações foram tratados e inseridos em algoritmos que simulam a lógica da proteção de distância e da proteção contra perda de sincronismo no *software* MATLAB. Através do resultados, foi possível verificar as diferenças de comportamento no sistema no caso dos parques eólicos, bem como os impactos positivos de compensadores síncronos em aumentar a resiliência de fontes interfaceadas por inversores frente a perturbações na rede. Por meio dessas análises, foi possível atestar a necessidade de aprimoramento da função *Out-of-Step* para casos com usinas eólicas.

Palavras-chave: Fontes renováveis, sistemas eólicos, oscilações de potência, proteção de distância, função *Out-of-Step*.

ABSTRACT

In this work, an analysis of the operation of electrical systems with the integration of wind energy sources and synchronous condensers in the face of power oscillations is carried out. Additionally, protection against loss of synchronism is evaluated. For comparative purposes, cases were simulated using the EMTP-RV software, varying the electrical energy source between conventional generators and wind farms, whether accompanied or not by synchronous condensers. The data from these simulations were processed and input into algorithms simulating the logic of distance protection and protection against loss of synchronism in the MATLAB software. Through the results, it was possible to observe differences in system behavior in the case of wind farms, as well as the positive impacts of synchronous condensers in enhancing the resilience of inverter-interfaced sources against disturbances in the network. These analyses confirmed the need for improvement in the Out-of-Step function for cases involving wind farms.

Keywords: Renewable energy, wind energy generation, power oscillations, distance protection, Out-of-Step function.

SUMÁRIO

Sumário	i
Lista de Figuras	iii
Lista de Tabelas	vi
Lista de Símbolos	vii
Glossário	x
Capítulo 1 – Introdução	1
1.1 Contextualização do Tema	1
1.2 Objetivos do Trabalho	3
1.3 Organização do Trabalho	4
Capítulo 2 – Fundamentação Teórica	5
2.1 Proteção de Distância	5
2.1.1 Princípio Básico	6
2.1.2 Sinais de Entrada e Elementos de Proteção de Distância	7
2.1.3 Diagrama R-X	8
2.1.4 Característica de Operação	9
2.1.5 Comparador de Fase	10
2.1.6 Fontes de Erro	12
2.2 Compensador Síncrono	13
2.2.1 Funcionamento	13
2.2.2 Aplicações	14
2.3 Sistema Eólico	15
2.3.1 Componentes de um Sistema Eólico	16
2.3.2 Princípio de Operação	17
2.3.3 Sistema de Controle	18

2.3.4	Comportamento durante Curtos-circuitos	18
2.4	Oscilações de Potência	18
2.4.1	Oscilações Estáveis	19
2.4.2	Oscilações Instáveis	19
2.4.3	Impacto na Proteção de Distância	20
2.4.4	Centro Elétrico	22
2.5	Proteção Contra Perda de Sincronismo	23
Capítulo 3 – Modelagem dos Sistemas de Potência		25
3.1	Sistema com Fonte Renovável e Compensador Síncrono	25
3.1.1	Parâmetros do Sistema	25
3.1.2	Sistema de Controle da Usina Eólica	28
3.2	Proteção do Sistema	30
3.2.1	Algoritmo da Proteção de Distância	30
3.2.2	Ajuste da Proteção Contra Perda de Sincronismo	31
Capítulo 4 – Resultados		34
4.1	Comparativo das diferentes configurações de fontes de energia frente às oscilações	34
4.1.1	Respostas em Tensão e Corrente	34
4.1.2	Respostas no Plano R-X	37
4.1.3	Avaliação da Configuração Out-of-Step utilizada	42
4.2	Comparativo dos diferentes níveis de penetração entre a usina eólica e o compensador	46
4.2.1	Respostas em Tensão e Corrente	46
4.2.2	Respostas no Plano R-X	48
4.3	Curtos-circuitos após as oscilações	49
4.3.1	Curto-circuito monofásico	50
Capítulo 5 – Conclusões		55
Referências Bibliográficas		58

LISTA DE FIGURAS

2.1	Esquemático simples de sistema com relé.	6
2.2	Diferentes características de operação do relé de distância:(a) Impedância; (b) Mho; (c) Blinder; (d) Retângulo; (e) Reatância.	10
2.3	Exemplo de atuação da característica Mho.	11
2.4	Ajuste do τ na característica Mho.	12
2.5	Configuração Básica de Usina Eólica Conectada à Rede(YARAMASU <i>et al.</i> , 2015)	16
2.6	Exemplo simplificado de usina do tipo <i>Full Size Converter</i> (KARAAGAC <i>et al.</i> , 2017).	17
2.7	Exemplo de oscilação de potência instável(MENCO <i>et al.</i> , 2018).	19
2.8	Rede de sequência positiva de um exemplo de sistema elétrico(MENCO <i>et al.</i> , 2018).	20
2.9	Trajetória de Z_R para casos em que $n=1$ (MENCO <i>et al.</i> , 2018).	21
2.10	Trajetória de Z_R para casos em que n é diferente do valor unitário em sistemas de duas fontes (HOLBACH, 2006).	22
2.11	Ilustração de configuração de <i>blindings</i> da proteção contra perda de sincronismo.	23
3.1	Sistema com gerador convencional, usina eólica e compensador síncrono.	26
3.2	Controle de potência reativa presente junto ao ponto de interconexão do parque eólico com a rede(KARAAGAC <i>et al.</i> , 2017).	29

3.3	Diagrama simplificado do sistema de controle de uma turbina eólica do tipo <i>Full Size Converter</i> (KARAAGAC <i>et al.</i> , 2017).	30
3.4	Configuração adotada para a proteção contra perda de sincronismo. . .	32
4.1	Comparativo das tensões e correntes do caso com gerador e do caso com eólica.	36
4.2	Comparativo das tensões e correntes do caso com somente eólica e do caso eólica com compensador síncrono.	37
4.3	Impedâncias vistas pelo relé no plano R-X no caso com o gerador. . . .	38
4.4	Detalhe das impedâncias vistas pelo relé no plano R-X no caso com o gerador.	39
4.5	Impedâncias vistas pelo relé no plano R-X no caso com somente a usina eólica.	40
4.6	Impedâncias vistas pelo relé no plano R-X no caso com a usina eólica e o compensador síncrono.	41
4.7	Detalhe das impedâncias vistas pelo relé no plano R-X para os casos com a usina eólica.	41
4.8	Impedância de sequência positiva no Plano R-X para cada um dos casos.	42
4.9	Detalhe da impedância de sequência positiva no Plano R-X o caso com somente a eólica.	44
4.10	Comparativo das impedâncias de sequência positiva para os casos discutidos.	45
4.11	Comparativo das impedâncias de sequência positiva para os casos discutidos.	46
4.12	Comparativo das tensões e correntes para os diferentes níveis de penetração da eólica no sistema.	47
4.13	Impedância de sequência positiva no Plano R-X para os três casos com a usina eólica e o compensador síncrono.	48

4.14	Módulo da impedância de sequência positiva ao longo do tempo para os três casos com a usina eólica e o compensador síncrono.	49
4.15	Comparativo das tensões e correntes após curto-circuito monofásico para os sistemas com gerador e com eólica.	50
4.16	Comparativo das tensões e correntes após curto-circuito monofásico para os sistemas com somente eólica e com adição do compensador síncrono.	51
4.17	Impedâncias vistas pelo relé no Plano R-X para o caso com o gerador convencional durante curto-circuito na linha principal.	52
4.18	Comparador de fase autopolarizado para o caso com o gerador convencional durante curto-circuito na linha principal.	53
4.19	Impedâncias vistas pelo relé no Plano R-X para o caso com somente a usina eólica durante curto-circuito na linha principal.	53
4.20	Impedâncias vistas pelo relé no Plano R-X para o caso com a usina eólica e o compensador síncrono durante curto-circuito na linha principal.	54

LISTA DE TABELAS

2.1	Sinais de entrada dos elementos fase-fase e fase-terra.	8
2.2	Elementos de relé e quais devem atuar para cada tipo de falta(SILVA <i>et al.</i> , 2009).	9
3.1	Dados do gerador síncrono do sistema.	26
3.2	Dados dos transformador de interface entre o gerador síncrono do sistema.	26
3.3	Dados do parque eólico.	27
3.4	Dados do compensador síncrono do sistema.	27
3.5	Dados das linhas de transmissão do sistema.	27
3.6	Dados do equivalente de Thévenin da carga do sistema.	28

LISTA DE SÍMBOLOS

C_p	Coefficiente de potência.
δ	Ângulo de defasagem entre as fontes de energia.
δ_1	Ângulo da impedância de sequência positiva da linha de transmissão protegida.
δ_{max}	Ângulo da carga máxima.
ϕ	defasagem entre os sinais \hat{V}_{pol} e \hat{V}_{op} .
\hat{E}_M	Tensão do terminal M.
\hat{E}_N	Tensão do terminal N.
\hat{I}_a	Corrente medida na fase A.
\hat{I}_b	Corrente medida na fase B.
\hat{I}_c	Corrente medida na fase C.
\hat{I}_r	Componente de corrente residual.
I_{RS}	Corrente medida pelo relé.
h_S	Fração de impedância da linha.
h_{prot}	Fração de impedância da linha a ser protegida pela respectiva zona de proteção.
k_0	Fator da corrente residual na obtenção das medidas de corrente de elementos monofásicos do relé.
n	Relação entre os módulos das tensões \hat{E}_N e \hat{E}_M .
R	Raio do rotor da turbina.

R_{1D6}	Limite de resistência direito da zona de proteção interna da função <i>Out-of-Step</i> .
R_{1E6}	Limite de resistência esquerdo da zona de proteção interna da função <i>Out-of-Step</i> .
R_{1D7}	Limite de resistência direito da zona de proteção externa da função <i>Out-of-Step</i> .
R_{1E7}	Limite de resistência esquerdo da zona de proteção externa da função <i>Out-of-Step</i> .
ρ	Densidade do ar.
θ_L	Ângulo da linha de transmissão.
τ	Ângulo de projeto da característica $m\theta$ ou ângulo de torque máximo do relé.
V	Velocidade do vento.
\hat{V}_a	Tensão medida na fase A.
\hat{V}_b	Tensão medida na fase B.
\hat{V}_c	Tensão medida na fase C.
\hat{V}_{op}	Tensão de operação.
\hat{V}_{pol}	Tensão de polarização do comparador de fase.
\hat{V}_R	Tensão medida pelo relé.
X_{1D6}	Limite de reatância direito da zona de proteção interna da função <i>Out-of-Step</i> .
X_{1E6}	Limite de reatância esquerdo da zona de proteção interna da função <i>Out-of-Step</i> .
X_{1D7}	Limite de reatância direito da zona de proteção externa da função <i>Out-of-Step</i> .
X_{1E7}	Limite de reatância esquerdo da zona de proteção externa da função <i>Out-of-Step</i> .
Z_{0L}	Impedância de sequência zero da linha.
Z_{1L}	Impedância de sequência positiva da linha.

Z_{2MP}	Impedância da zona secundária da proteção de distância.
Z_A	Impedância de alcance do relé.
Z_L	Impedância total da linha.
Z_{Lmin}	Impedância mínima medida pelo relé em condições de normalidade do sistema.
Z_M	Impedância no terminal M.
Z_N	Impedância no terminal N.
Z_R	Impedância aparente medida pelo relé.
Z_{RS}	Impedância aparente medida pelo relé.

GLOSSÁRIO

ANSI	<i>American National Standards Institute.</i>
CA	Corrente alternada
CC	Corrente contínua
CLM	Conversores do lado máquina
CLR	Conversores do lado rede
MPPT	<i>Maximum Power Point Tracking</i>
ONS	Operador Nacional do Sistema Elétrico
PI	Controlador Proporcional - Integral
PID	Controlador Proporcional - Integral - Derivativo
POI	Ponto de Interconexão
GIDA	Gerador de indução duplamente alimentado
GIGE	Gerador de indução com rotor em gaiola de esquilo
GIRB	Gerador de indução com rotor bobinado
GSIP	Gerador síncrono de ímãs permanentes
GSCC	Gerador síncrono com conversão completa
SC	Compensador síncrono, do inglês <i>synchronous condenser</i>
SIN	Sistema Integrado Nacional
TC	Transformador de Corrente
TP	Transformador de Potência

INTRODUÇÃO

1.1 CONTEXTUALIZAÇÃO DO TEMA

A relevância das fontes renováveis na atual conjuntura de crise ambiental é fato consolidado. Advém disso o aumento da capacidade instalada desse tipo de geração de energia elétrica no mundo. Além de estarem em voga devido ao aspecto sustentável atrelado a essas fontes, também têm sido mais largamente utilizadas nas últimas décadas devido ao barateamento do custo de investimento associado a elas por consequência de avanços tecnológicos.

Em meio às discussões da COP28, ocorrida em 2023 em Dubai, os países participantes firmaram compromisso de triplicar o uso de energias renováveis no mundo e duplicar a eficiência energética até 2030. Isso devido ao papel estratégico dessas fontes a fim de mitigar a emissão de gases de efeito estufa quando comparadas com alternativas mais tradicionais de fontes de energia que utilizam combustíveis fósseis.

Ainda na perspectiva global, houve um recorde de geração de renováveis em 2021 e cerca de metade desse aumento em relação ao ano anterior foi devido a geração eólica(IEA, 2022).

No Brasil, a energia eólica está entre as que tem maior impacto na matriz elétrica, representando cerca de 13,4% da capacidade instalada total do país(AABEEÓLICA, 2023), o que corresponde a 25,63 GW. O sistema brasileiro se configura como hidro-termo-eólico. Além disso, a capacidade instalada *Onshore* brasileira é sexta maior do mundo e o país foi o terceiro que mais cresceu nesse fator em 2022.

Também há uma expectativa de aumento da participação da energia eólica na matriz energética brasileira devido a investimentos futuros em usinas da modalidade *Offshore*, isto é, usinas localizadas ao longo da costa marítima brasileira. Essa consi-

deração foi destaque no relatório anual de 2023 do Conselho Global de Energia Eólica (em inglês, *Global Wind Energy Council - GWEC*)(COUNCIL, 2023).

Quanto maior a inserção da energia eólica no sistema, maior o impacto dos desafios à ela associados, em especial quando se trata da razão de curto-circuito do sistema(AYODELE *et al.*, 2012). Além disso, ainda existem poucos estudos acerca do comportamento dessa modalidade de geração quando comparado com as fontes tradicionais.

No Brasil, esse aumento da inserção da eólica é inserido no contexto do Sistema Integrado Nacional (SIN), em que esse impacto se assoma a uma grande complexidade do sistema, com diferentes tipos de geração conectados a cargas, que em geral estão distantes. É comum que sejam utilizados compensadores síncronos a fim de aumentar a força do sistema em que elas estão inseridas.

Adicionalmente, o subsistema Nordeste se destaca como o maior gerador de energia eólica do país. Em relação a esse subsistema, dados do ONS referentes a dezembro de 2023 indicam que 45% da matriz de energia elétrica é proveniente de fontes de energia eólica(ONS, 2023a). A alta penetração dessa modalidade de energia nessa região expõe a necessidade ferrenha de melhor documentação e estudo do comportamento de fontes alternativas de energia.

Como é o caso do Nordeste, é comum que tais centros geração renováveis estejam distantes dos grandes centro consumidores e disso advém a necessidade de um sistema de transmissão robusto. Soma-se a isso a inserção dessas linhas de transmissão junto ao SIN, o que justifica a utilização de sistemas de proteção de excelência, muito bem ajustados e parametrizados. Tal robustez visa evitar o encadeamento de eventos que levem a grandes cortes de cargas, sejam eles por escolha operativa ou não, como ocorrido no dia 15 de agosto de 2023. Nesse evento, quase todo o país sofreu com apagões de energia elétrica, sendo as ocorrências de maior duração nos subsistemas Nordeste e Norte. O relatório de análise desse evento publicado pelo ONS indica um performance incompatível com o esperado de dispositivos de controle de tensão junto a usinas interfaceadas por inversores (eólicas e fotovoltaicas)(ONS, 2023b).

As perturbações mais diversas podem gerar oscilações de potência na rede elétrica, como curto-circuitos, chaveamentos de linhas, alteração em grandes blocos de cargas, entre outros. Para os casos mais extremos de oscilações instáveis das quais o sistema não consegue retornar a um ponto de equilíbrio, pode ocorrer a perda de sincronismo entre o gerador e a carga, levando a casos em que ocorrem desligamentos em cascata(MENCO *et al.*, 2018).

Tais oscilações podem ter características extremamente variáveis, por ser um evento que é oriundo do dinamismo operatório dos sistemas elétricos e por isso existem desafios relacionados a parametrização de funções de proteção específicas para esse fenômeno. Existem casos em que tais oscilações podem ser percebidas como um curto-circuito para o relé de proteção de distância(MENCO *et al.*, 2018).

Adicionando a esses eventos a complexidade dos sistemas de geração interfaceados por inversores, cuja documentação ainda não é tão extensa quanto a de convencionais e vê-se uma clara necessidade de uma avaliação de usinas desse gênero frente a oscilações de potência e os impactos no principais sistemas de proteção envolvidos. Também é essencial investigar os impactos de compensadores síncronos para esses casos.

1.2 OBJETIVOS DO TRABALHO

O principal objetivo deste trabalho é avaliar a resposta de um sistema em que há inserção de fonte eólica e de compensador síncrono frente a oscilação de potência, em especial no que tange a proteção contra perda de sincronismo.

Os objetivos específicos são listados abaixo:

- Avaliar a diferença de comportamento de sistemas com fontes renováveis durante oscilações de potência;
- Avaliar a função de proteção contra perda de sincronismo frente a oscilações de potência;
- Avaliar o impacto do compensador síncrono frente a essas oscilações.

1.3 ORGANIZAÇÃO DO TRABALHO

Este trabalho está organizado nos seguintes capítulos:

- No capítulo 2, serão abordados os temas teóricos que englobam o tema, sendo eles proteção de distância, compensadores síncronos, usinas eólicas e oscilações de potência;
- No capítulo 3, será apresentado o desenvolvimento da modelagem do sistema;
- No capítulo 4, será feita a exposição e discussão dos resultados;
- No capítulo 5 serão apresentadas as conclusões após as discussões feitas, assim como a proposta de trabalhos futuros.

CAPÍTULO 2

FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

Neste capítulo serão apresentados os fundamentos teóricos utilizados para o desenvolvimento deste trabalho, sendo dividido nas seguintes seções: Proteção de Distância; Compensador Síncrono; Sistema Eólico; Oscilações de Potência; e Proteção Contra Perda de Sincronismo.

2.1 PROTEÇÃO DE DISTÂNCIA

A fim de garantir a confiabilidade e qualidade da energia elétrica transmitida no contexto do SIN, faltas ocorridas devem ser eliminadas rápida e concisamente, de forma a evitar a necessidade de cortes de carga, danos à equipamentos e uma perda de estabilidade do sistema, como, por exemplo, oscilações de potência.

Assim, empregam-se diferentes tipos de proteção, cujos princípios são a sensibilidade, a confiabilidade, a segurança, a seletividade, a coordenação, a velocidade, a simplicidade, a manutenibilidade e a economia(ANDERSON *et al.*, 2022).

Entre as proteções empregadas em sistemas de linhas de transmissão, destaca-se a proteção de distância, cujo número na tabela ANSI é o 21. Algumas vantagens dessa modalidade são as seguintes(FERRER, 2010):

- As medidas são todas feitas no relé local, ou seja, não requer comunicação com outros dispositivos para atuar;
- Possui uma cobertura de falta de fase melhor que a da proteção direcional de sobrecorrente sem a necessidade de diminuir a capacidade de carga da linha protegida;

- Atua como proteção de backup de coordenação de tempo no caso de falhas em barramentos ou linhas adjacentes ao relé.

Destaca-se, como principal desvantagem da referida proteção, o fato de que ela pode ser afetada por oscilações de potência, por evoluções de faltas e por outros tipos de desequilíbrios, como alterações de carga e inversões de tensão ou de corrente (FERRER, 2010).

2.1.1 Princípio Básico

A proteção de distância consiste em um método que utiliza a impedância aparente (dada por 2.1) medida pelo relé através das medições dos transformadores de corrente e de potência a fim de determinar a distância entre o equipamento e a falta (SAMPAIO, 2014).

$$Z_{RS} = h_S Z_L = \frac{\hat{V}_R}{\hat{I}_{RS}} \quad (2.1)$$

em que Z_L é a impedância total da linha; \hat{I}_{RS} é a corrente medida no relé; \hat{V}_R é a tensão medida no relé; e h_S é a fração de impedância da linha.

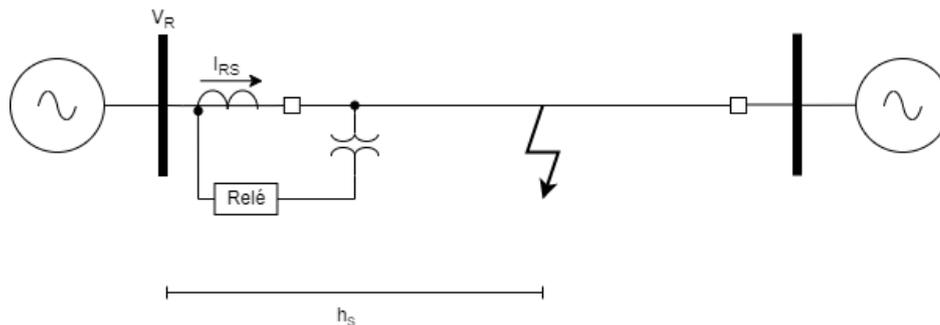


Figura 2.1. Esquemático simples de sistema com relé.

A partir da impedância aparente medida pelo relé, é possível não só estimar a distância em que ocorreu a falta, como também qual é o tipo dela (FERRER, 2010). Isso porque, para curto-circuitos sem resistência de falta, a impedância medida através dos sinais de entrada no relé iguala-se a fração de impedância da linha correspondente a localização da falta.

A fim de garantir a coordenação entre diferentes equipamentos com proteção de distância, utilizam-se como recurso as zonas de proteção. A Zona Primária, em geral, é atribuída até um percentual majoritário da linha a qual protege, não a contemplando por completo. Em geral, ela é determinada de tal forma a contemplar 80 a 90% do comprimento total da linha no caso de relés do tipo fase. Nessa zona, a atuação do relé é instantânea(ANDERSON *et al.*, 2022).

Assim, toda impedância aparente medida que é inferior ao fração de impedância definido como a zona primária do relé provoca uma atuação de alta velocidade do relé de distância.

Por sua vez, a zona de proteção secundária tem como propósito abarcar a totalidade da linha, indo além do terminal de fim. Assim, é necessário que seja garantida a coordenação com a proteção de distância da linha adjacente ao terminal de fim da linha principal. Portanto, tal zona é definida para atuação mais lenta do relé, a fim de garantir a coordenação com relés que possam haver no outro terminal da linha ou em linhas adjacentes(ANDERSON *et al.*, 2022).

2.1.2 Sinais de Entrada e Elementos de Proteção de Distância

Em sistema trifásicos, existem faltas monofásicas, bifásicas e trifásica. Assim, é necessária a proteção de três elementos de fase-fase e três elementos de fase-terra. As entradas de tensão e corrente obtidas no relé seguem o princípio básico de que a proteção de pelo menos um desses elementos deve medir corretamente a fração de impedância da linha correspondente a localização da falta(FERRER, 2010).

Para elementos fase-fase, a impedância da falta corresponderá a fração da impedância positiva da linha da distância em que ocorreu o curto-circuito em relação ao relé. Entretanto, no caso dos elementos fase terra, é necessária a compensação por um componente de corrente residual \hat{I}_r multiplicado por um fator k_0 , que são descritos respectivamente nas Equações 2.2 e 2.3.

$$\hat{I}_r = \hat{I}_a + \hat{I}_b + \hat{I}_c \quad (2.2)$$

em que I_a é a corrente medida na fase A, I_b é a corrente medida na fase B e I_c é a corrente medida na fase C.

$$k_0 = \frac{Z_{0L} - Z_{1L}}{3Z_{1L}} \quad (2.3)$$

em que Z_{0L} é a impedância de sequência zero da linha e Z_{1L} é a impedância de sequência positiva da linha.

Assim, a Tabela 2.1 apresenta o resumo dos sinais de entrada para cada elemento observado no relé(FERRER, 2010).

Tabela 2.1. Sinais de entrada dos elementos fase-fase e fase-terra.

Elemento	Tipo	Tensão	Corrente
AB	Fase-fase	$\hat{V}_a - \hat{V}_b$	$\hat{I}_a - \hat{I}_b$
BC	Fase-fase	$\hat{V}_b - \hat{V}_c$	$\hat{I}_b - \hat{I}_c$
CA	Fase-fase	$\hat{V}_c - \hat{V}_a$	$\hat{I}_c - \hat{I}_a$
AT	Fase-terra	\hat{V}_a	$\hat{I}_a + k_0 \hat{I}_r$
BT	Fase-terra	\hat{V}_b	$\hat{I}_b + k_0 \hat{I}_r$
CT	Fase-terra	\hat{V}_c	$\hat{I}_c + k_0 \hat{I}_r$

A Tabela 2.2 apresenta quais elementos do relé devem detectar a falta para cada tipo dela(ZIEGLER, 2011), em que a atuação é indicada por um "X".

2.1.3 Diagrama R-X

O diagrama R-X é uma forma conveniente de apresentar a atuação de um relé distância. Nele, é possível visualizar a impedância característica da linha a ser protegida, bem como a figura geométrica que representa a característica de operação do referido relé. O eixo das abcissas consiste na resistência R e o das ordenadas a reatância X.

No diagrama R-X, tem-se que a impedância de sequência positiva de uma linha de transmissão é um segmento de reta(SILVA *et al.*, 2009).

Tabela 2.2. Elementos de relé e quais devem atuar para cada tipo de falta(SILVA *et al.*, 2009).

Tipo da Falta	Sigla	Z_{AT}	Z_{BT}	Z_{CT}	Z_{AB}	Z_{BC}	Z_{CA}
Monofásica	AT	X	-	-	-	-	-
	BT	-	X	-	-	-	-
	CT	-	-	X	-	-	-
Bifásica	AB	-	-	-	X	-	-
	BC	-	-	-	-	X	-
	AC	-	-	-	-	-	X
Bifásica para Terra	ABT	X	X	-	X	-	-
	BCT	-	X	X	-	X	-
	ACT	X	-	X	-	-	X
Trifásica	ABC	X	X	X	X	X	X

2.1.4 Característica de Operação

A Figura 2.2 apresenta alguns exemplos de possíveis características de operação do relé de distância. Assim, ele deverá operar caso a impedância aparente medida esteja dentro da figura geométrica escolhida para o sistema a ser protegido.

Entre as características apresentadas, destaca-se a Mho, que será a utilizada nas simulações deste trabalho.

Uma comparação entre as características de operação de Impedância e Mho que aparecem na Figura 2.2 que pode ser feita é quanto a direcionalidade. Enquanto no caso da primeira é necessário uma supervisão de algum elemento direcional para evitar atuações para faltas na região negativa de impedância, o mesmo não ocorre no caso da segunda, que é inerentemente direcional(ANDERSON *et al.*, 2022).

Por sua vez, o relé de distância cuja característica de operação é a de Reatância também requer supervisão adicional de outra característica operacional, uma vez que ele poderia atuar em situações de normalidade de cargas do sistema.

A Figura 2.3 apresenta um exemplo de visualização da trajetória de impedância de falta dentro de uma característica de proteção de distância Mho. Nela, a impedância da linha é representado por um segmento de reta azul.

No caso da característica Mho, é possível adotar a versão auto-polarizada, que utiliza as próprias tensões de entrada do relé, ou a polarizada, que faz uso de um filtro

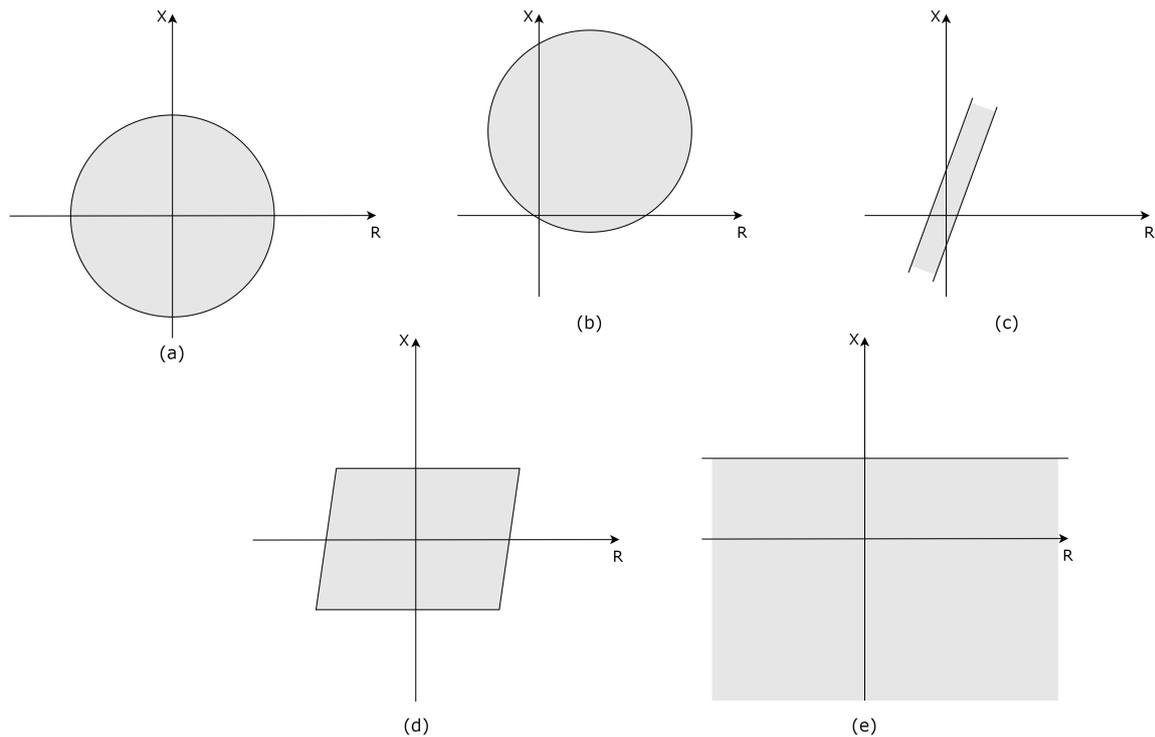


Figura 2.2. Diferentes características de operação do relé de distância:(a) Impedância; (b) Mho; (c) Blinder; (d) Retângulo; (e) Reatância.

de memória de tensão para que ela decaia lentamente durante alguns ciclos(FENTIE, 2016). A versão autopolarizada enfrenta o desafio de que, durante faltas, em especial trifásicas, as tensões podem ser pequenas o suficiente para que não haja medidas precisas delas, assim afetando a confiabilidade da proteção de distância. Existem também as polarizações cruzada, que usa a as tensões das fases em que não há falta, e combinada, que combina a auto-polarização com a cruzada(FERRER, 2010).

2.1.5 Comparador de Fase

Outro recurso que pode ser utilizado para determinação de faltas e que complementa as análises feitas no Diagrama R-X no sentido de se avaliar a velocidade em que a impedância entra dentro da característica de operação é um comparador de fase.

O comparador de fase é utilizado conforme a característica de operação adotada para o sistema. A atuação dele pode ser sumarizada pelo seguinte: dois sinais são comparados e, a partir da defasagem entre eles, determina-se se o sistema está dentro das suas condições normais de operação ou em uma falta(PAITHANKAR; BHIDE,

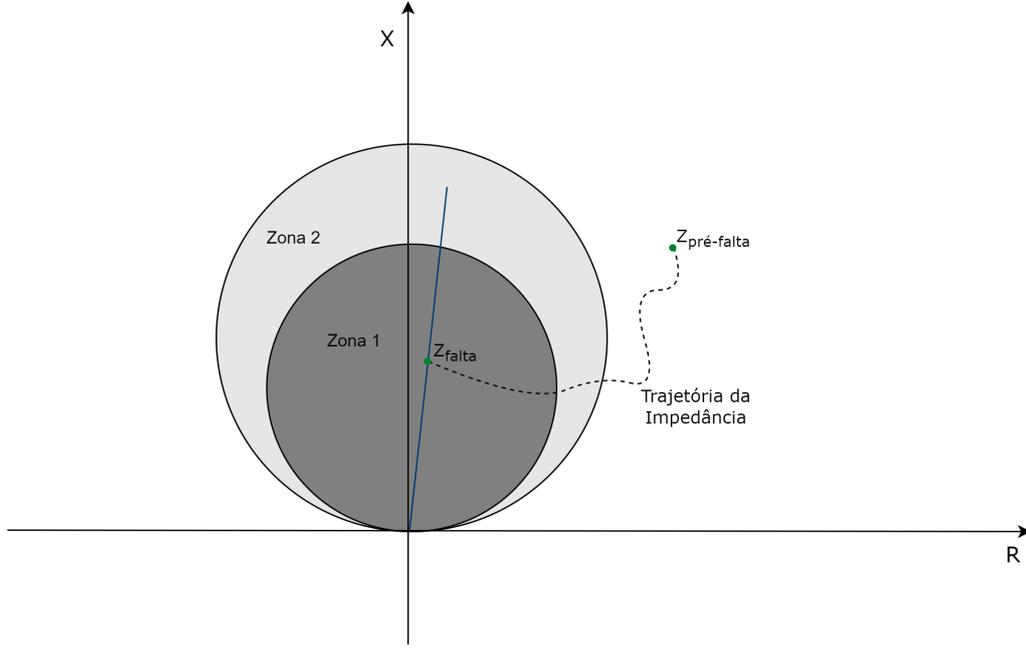


Figura 2.3. Exemplo de atuação da característica Mho.

2022).

Ele utiliza como entrada os fasores da tensão de polarização do comparador de fase (dado pela Equação 2.4) e da tensão de operação (dado pela Equação 2.5).

$$\hat{V}_{pol} = \hat{V}_R \quad (2.4)$$

$$\hat{V}_{op} = -\hat{V}_R + Z_A \hat{I}_{RS} \quad (2.5)$$

em que \hat{I}_{RS} é a corrente medida no relé; \hat{V}_R é a tensão medida no relé; e Z_A é a impedância de alcance do relé, dada pela Equação 2.6.

$$Z_A = \frac{h_{prot} Z_L}{\cos(\theta_L - \tau)} \quad (2.6)$$

sendo θ_L o ângulo da linha de transmissão; τ o ângulo de projeto da característica mho ou ângulo de torque máximo do relé; e h_{prot} a fração de impedância da linha a ser protegida pela respectiva zona de proteção.

Nos relés eletromecânicos, o ângulo τ é configurado para ser igual ao ângulo θ_L da linha de transmissão. Ele pode ser ajustado para valores inferiores a esse com objetivo de melhorar a cobertura da resistência de falta (SILVA *et al.*, 2009), conforme pode-se verificar na Figura 2.4.

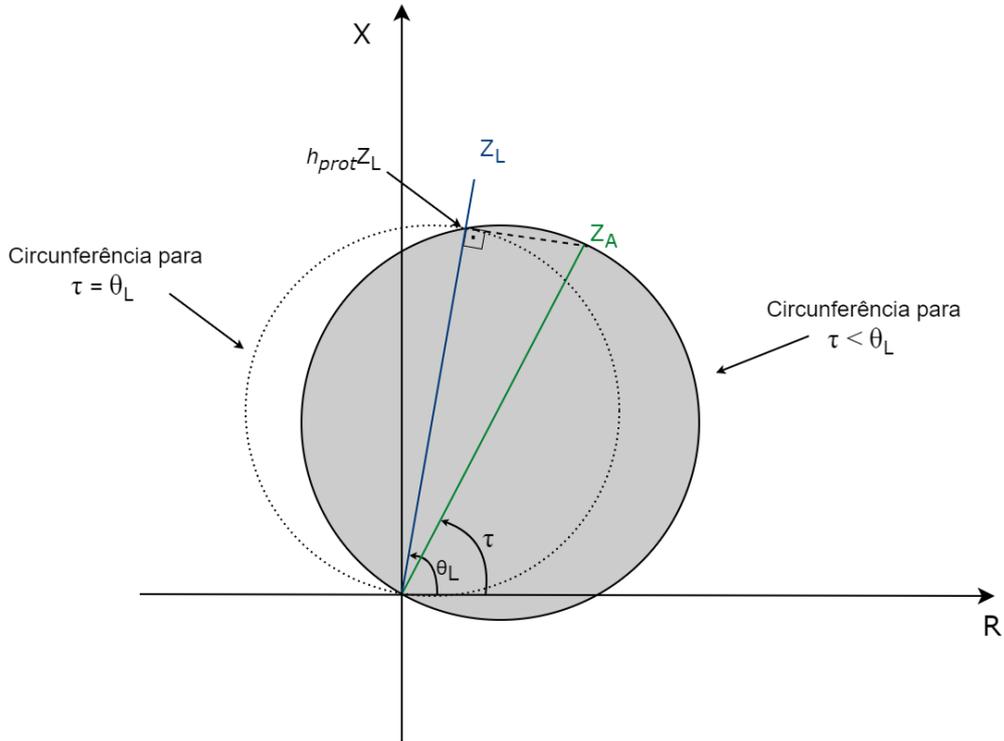


Figura 2.4. Ajuste do τ na característica Mho.

No comparador de fases, uma falta é determinada através da seguinte condição:

$$-90^\circ \leq \phi \leq 90^\circ \quad (2.7)$$

Sendo que ϕ é a defasagem entre os sinais \hat{V}_{pol} e \hat{V}_{op} .

As Equações 2.4 e 2.5 podem também serem expressas em termos de impedância, conforme as Expressões 2.9 e 2.8. Assim, tem-se as impedâncias de polarização e de operação do comparador de fase.

$$Z_{pol} = Z_{RS} \quad (2.8)$$

$$Z_{op} = -Z_{RS} + Z_A \quad (2.9)$$

em que Z_{RS} é a impedância aparente vista pelo relé, conforme Equação 2.1.

2.1.6 Fontes de Erro

Uma das possíveis fontes de erro de atuação da proteção de distância é o caso de linhas de transmissão não transpostas. Nessa situação as impedâncias mútuas dese-

quilibradas causam erro na medida de distância da falta. Tal dificuldade pode ser compensada com um melhor ajuste de k_0 (FERRER, 2010).

Outro fator que pode influenciar na atuação da proteção de distância é o chamado efeito *infeed*. Ele ocorre quando há uma fonte de corrente de curto-circuito, como uma fonte de geração de energia ou um transformador aterrado, entre o local da falta e o relé de proteção de distância. Isso faz com que os elementos de distância meçam uma impedância maior do que deveriam, fazendo assim com que tenham um sub-alcance(FERRER, 2010).

Outra possível fonte de erro, nesse caso de uma atuação errônea da proteção de distância, é uma oscilação de potência.

Durante uma oscilação de potência, é possível que a impedância aparente medida pelo relé de distância seja pequena o suficiente para ser detectada como um curto-circuito. Isso devido ao fato de que esse fenômeno, assim como o curto-circuito, é caracterizado por um aumento da corrente e uma diminuição da tensão(MENCO *et al.*, 2018).

A fim de evitar isso, utilizam-se funções de bloqueio dessa modalidade de proteção quando esse cenário de desequilíbrio no sistema é identificado. Tais funções acompanham algum parâmetro de validação, como por exemplo a taxa de variação da impedância medida ou a tensão no centro elétrico.

2.2 COMPENSADOR SÍNCRONO

2.2.1 Funcionamento

O compensador síncrono pode ser caracterizado como uma máquina síncrona cujo eixo não está atrelado a uma carga mecânica. É um equipamento cujo objetivo principal não é o fornecimento ou absorção de energia elétrica para algum fim, mas sim a regulagem dos níveis de tensão ou do fator de potência de um sistema. Possui maior flexibilidade operativa, uma vez que a potência reativa entregue ou absorvida por ele é continuamente ajustada(SILVA, 2018).

Como citado anteriormente, esse equipamento pode tanto gerar quanto absorver energia reativa de rede a qual está conectado(TELEKE *et al.*, 2008). Tal variação ocorre de acordo com a corrente de excitação da máquina, visto que um motor síncrono sobre-excitado se comporta como um capacitor ao demandar uma corrente adiantada em relação ao fasor de tensão e o inverso ocorre quando ele está sub-excitado, de forma que ele atua como um indutor.

2.2.2 Aplicações

Existem registro de utilização de compensadores síncronos como recurso operativo desde o início do século XX(OLIVER *et al.*, 1971). Nessa época, foram largamente utilizados para substituir bancos de capacitores no controle de reativos do sistema.

Compensadores síncronos tem como principal aplicação associada a ele o controle da potência reativa de forma dinâmica. Também promovem um aumento da inércia do sistema, o que torna atrativo associá-lo a sistemas renováveis de baixa inércia em relação ao sistemas tradicionais.

Ademais, diminuem os efeitos de oscilações de baixa frequência em redes fracas, bem como proporcionam maior capacidade de transmissão e elevam a estabilidade no estado estacionário e transiente(RAMAKRISHNA *et al.*, 2021). Além disso, existem indicações de que eles aumentam a força do sistema (BAO *et al.*, 2021).

Frisa-se que compensadores síncronos são capazes de promover a melhora das razões de curto-circuito do sistema(WANG *et al.*, 2020). São também vantagens desses equipamentos quando conectados em série para cancelar distúrbios na tensão e em paralelo para mitigar perturbações de corrente(SILVA, 2018).

Também é usual que sejam associados a parques eólicos, cuja capacidade de geração de reativos é usualmente baixa, de forma a facilitar a transmissão da energia até os centros de consumo(SILVA, 2018).

2.3 SISTEMA EÓLICO

Usinas eólicas possuem uma inércia menor que as tradicionais usinas de máquinas síncronas, sejam as hidroelétricas ou térmicas.

Uma forma comum de classificar usinas eólicas é através do tipo de gerador utilizado, sendo 5 principais. São eles o gerador de indução com rotor em gaiola de esquilo (GIGE), o gerador de indução com rotor bobinado (GIRB), o gerador de indução duplamente alimentado (GIDA), o gerador síncrono à ímã permanente (GSIP) e o gerador síncrono com conversão completa (GSCC). A primeira geração de usinas eólicas empregava majoritariamente o gerador de indução com rotor em gaiola de esquilo, entretanto atualmente é possível observar tanto os geradores de indução quanto os síncronos citados, sendo a escolha de acordo com as características específicas de cada projeto (YARAMASU *et al.*, 2015).

Existem cinco configurações comerciais comuns de sistemas eólicos cuja representatividade tanto no mercado quanto na literatura é extensa. São elas:

- Tipo 1: Velocidade Fixa com GIGE. É a mais antiga tecnologia em configurações de usinas eólicas. O gerador é conectado à rede através de um dispositivo de partida suave, que é utilizado até a estabilização do gerador e então desconectado da rede;
- Tipo 2: Velocidade semi-variável com GIRB. A velocidade variável possibilita menor estresse mecânico causado por rajadas de vento;
- Tipo 3: Velocidade semi-variável com GIDA. Assim como nas primeiras duas configurações, usa caixa de velocidades, mas não há necessidade de um assistente de partida suave ou compensação de reativos;
- Tipo 4: Velocidade variável com GIDA, GSIP ou GIRB. Nessa configuração, quando utilizados geradores síncronos, a caixa de transmissão é opcional;
- Tipo 5: Velocidade variável com GIRB. Nesse caso a velocidade variável é possibilitada através de um conversor mecânico em vez de um elétrico.

Usinas eólicas cuja configuração contempla uma variabilidade da velocidade possuem uma maior eficiência na conversão de energia e um menor estresse mecânico, o que reduz a criticidade de manutenção dos equipamentos.

2.3.1 Componentes de um Sistema Eólico

Os principais componentes de um sistema eólico podem ser classificados como mecânicos, elétricos e de controle. Os mecânicos englobam o rotor, a nacela, as pás e o próprio rotor. Os elétricos consistem no gerador e opcionalmente um conversor, bem como filtros e um transformador. Por fim, o sistema de controle atua nos sistemas de conversão elétrico e mecânico(YARAMASU *et al.*, 2015). A Figura 2.5 apresenta de forma simplificada a configuração de uma usina eólica, em que se pode observar os elementos citados.

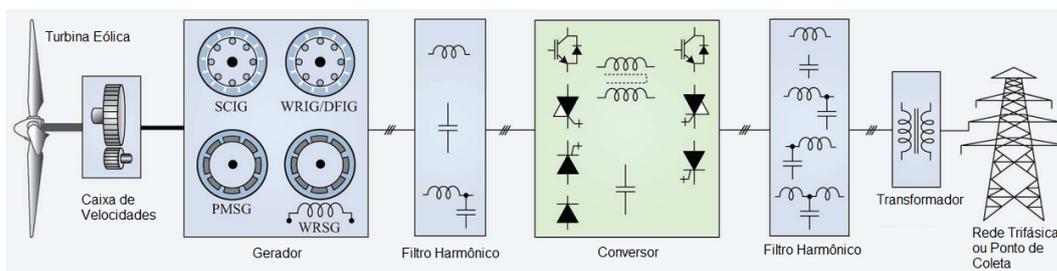


Figura 2.5. Configuração Básica de Usina Eólica Conectada à Rede(YARAMASU *et al.*, 2015)

É usual que esteja acoplado ao gerador uma caixa de transmissão utilizada para converter a energia mecânica de torque alto e baixa velocidade em energia elétrica(CHEN *et al.*, 2009). Essa caixa pode ser eliminada em situações em que a usina é projetada de tal forma que a velocidade do vento sincronize com a velocidade do gerador(YARAMASU *et al.*, 2015).

Existem elementos apresentados na Figura 2.5 que são opcionais. Por exemplo, existem casos em que o gerador é diretamente conectado a rede, sem necessidades de conversores. Nesse caso, também não haveria razão para utilização de filtros para tratamento de distorções harmônicas advindas inerentemente do conversor(BLAABJERG *et al.*, 2011).

Nesse trabalho, serão analisadas turbinas eólicas do tipo *Full Size Converter*, que são caracterizadas pelo desacoplamento do gerador à rede através de conversores. Nesse caso, há um conversor junto a turbina eólica e um junto à rede. A Figura 2.6 apresenta um modelo simplificado desse tipo de usina eólica com um GSIP, sendo que é possível a utilização de outros geradores.

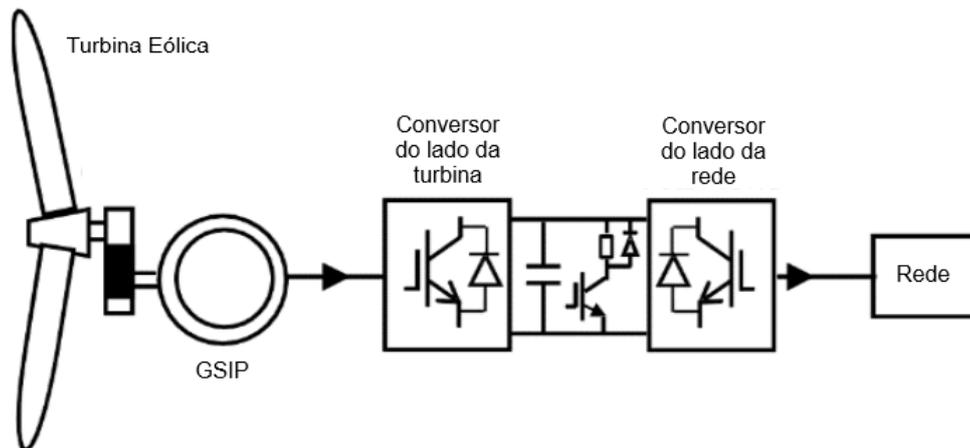


Figura 2.6. Exemplo simplificado de usina do tipo *Full Size Converter*(KARAAGAC *et al.*, 2017).

2.3.2 Princípio de Operação

A energia cinética do vento é convertida em energia mecânica por meio das pás atreladas ao rotor, que se encontra na nacela. A velocidade e a direção do vento são monitoradas por meio de sensores, de forma que a turbina eólica tem suas pás ajustadas para garantir a maior conversão possível de energia(YARAMASU *et al.*, 2015).

A potência gerada por uma turbina eólica pode ser expressada por:

$$P = \frac{1}{2}\rho\pi R^2V^3C_p \quad (2.10)$$

em que ρ é a densidade do ar, R é o raio do rotor da turbina, V é a velocidade do vento e C_p é o coeficiente de potência.

O coeficiente de potência é característico de cada usina. Relaciona-se a razão de velocidade na ponta da pá e o ângulo de inclinação dela. Para cada combinação específica dessas variáveis há uma velocidade rotacional da turbina eólica que atinge o coeficiente de potência máximo.

2.3.3 Sistema de Controle

Outro aspecto fundamental das usinas eólicas é o sistema de controle delas. Usinas de velocidade variável tem um sistema de controle dedicado à extração máxima de energia do vento através do ajuste do ângulo de inclinação da pá.

Além disso, há também o controle da potência reativa de usinas. Em geral, há um controle central no ponto de interconexão com a rede que desempenha essa função.

2.3.4 Comportamento durante Curtos-circuitos

Devido aos esquemas de controle de usinas eólicas, a resposta de rede frente a curto-circuitos observados pelos terminais desse tipo de geração são diferentes das dos geradores tradicionais.

As contribuições de corrente durante o curto-circuito são muito menores, enquanto os afundamentos de tensão são mais exacerbados quando comparado um gerador eólico com um gerador tradicional. Esse comportamento atípico implica em possíveis atuações errôneas dos esquemas de proteção (COSTA *et al.*, 2019).

2.4 OSCILAÇÕES DE POTÊNCIA

Oscilações de potência se caracterizam por uma brusca variação de potência de um sistema que ocorre enquanto a potência mecânica dos geradores presentes nele se mantém constante. Pode ter como gatilho diversos tipos de perturbações, como curto-circuitos, aberturas e fechamentos de linhas ou alterações em grandes blocos de carga ou de geração (SAADAR, 2011).

São caracterizadas por avanços ou atrasos nos ângulos dos rotores do geradores síncronos entre si em resposta a um distúrbio no sistema (GONZALEZ-LONGATT *et al.*, 2021).

2.4.1 Oscilações Estáveis

Oscilações de potência são consideradas estáveis quando as perturbações que as causaram são leves o suficiente para que o sistema consiga atingir um novo ponto de equilíbrio através dos sistemas de controle dos geradores, de forma que os consequentes efeitos não tendem a perdurar e não há tendência a haver perda de sincronismo.

Algumas das ferramentas de controle que podem ser utilizadas para o controle da estabilidade do sistema frente a perturbações são os reguladores de velocidade, os reguladores automáticos de tensão das máquinas, estabilizadores de sistemas de potência, reguladores de tensão em transformadores e os relés de proteção.

2.4.2 Oscilações Instáveis

A Figura 2.7 ilustra o comportamento de uma oscilação instável, em que não é possível o sistema retomar a estabilidade ao atingir um novo ponto de equilíbrio, de forma que a tendência é haver perda de sincronismo entre os geradores. Nesse caso, a fim de preservar a integridade do sistema e evitar danos aos equipamentos, é necessário que as áreas operando de forma assíncrona sejam separados do resto do sistema (GONZALEZ-LONGATT *et al.*, 2021).

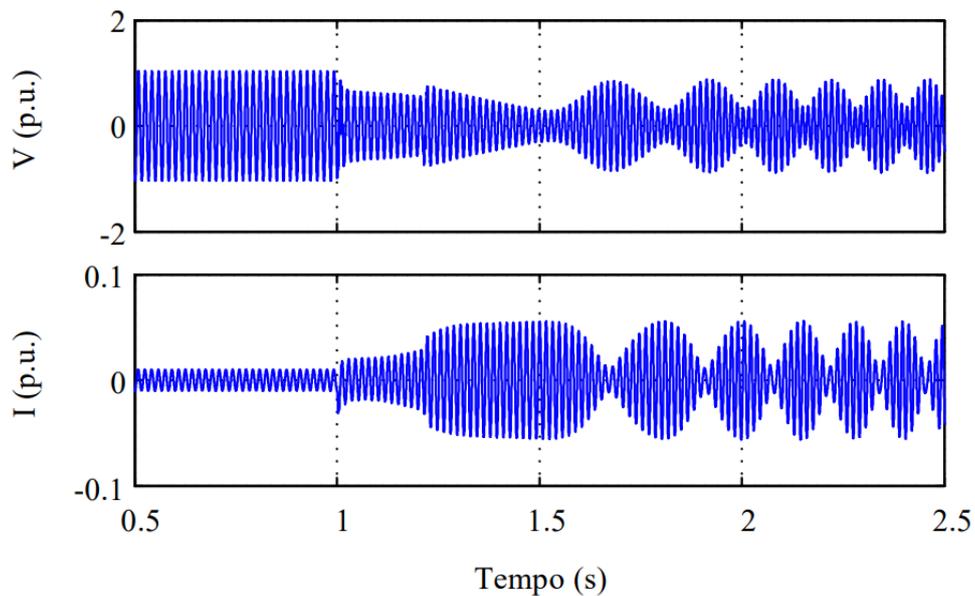


Figura 2.7. Exemplo de oscilação de potência instável (MENCO *et al.*, 2018).

2.4.3 Impacto na Proteção de Distância

O impacto das oscilações de potência em relés de distância pode ser apresentado de forma didática através do sistema apresentado na Figura 2.8, cuja representação apresentada é do equivalente de sequência positiva. Tal representação pode ser adotada assumindo oscilações de potência como fenômenos simétricos (MENCO *et al.*, 2018).

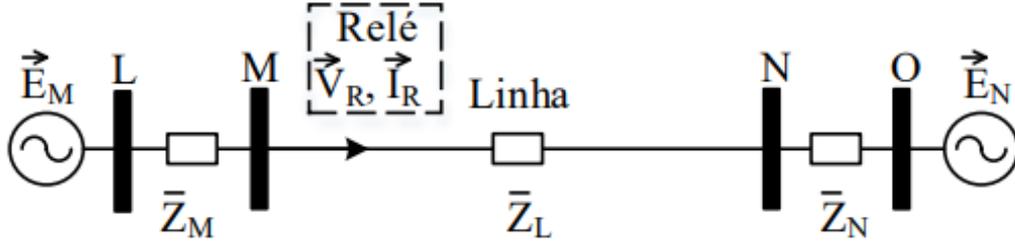


Figura 2.8. Rede de sequência positiva de um exemplo de sistema elétrico (MENCO *et al.*, 2018).

Tem-se que a corrente e a tensão medida pelo relé no terminal M podem ser expressas respectivamente pelas Equações 2.11 e 2.12.

$$\hat{I}_R = \frac{\hat{E}_M - \hat{E}_N}{Z_M + Z_L + Z_N} \quad (2.11)$$

$$\hat{V}_R = \hat{E}_M - \hat{I}_R Z_M = \hat{E}_M - \frac{\hat{E}_M - \hat{E}_N}{Z_M + Z_L + Z_N} Z_M \quad (2.12)$$

Assim, a impedância aparente medida pelo relé é expressa pela Equação 2.13.

$$Z_R = \frac{\hat{V}_R}{\hat{I}_R} = \frac{\hat{E}_M}{\hat{E}_M - \hat{E}_N} (Z_M + Z_L + Z_N) - Z_M \quad (2.13)$$

É possível expressar as tensões em análise em p.u. adotando a tensão \hat{E}_N como referência, de forma a se ter:

$$\hat{E}_N = 1/\underline{0^\circ} \quad (2.14)$$

$$\hat{E}_M = n/\underline{\delta^\circ} \quad (2.15)$$

em que δ é o ângulo de defasagem entre as fontes e n é a relação entre os módulos das tensões \hat{E}_N e \hat{E}_M .

Através da transformação em p.u. expressa nas Equações 2.14 e 2.15, é possível chegar no resultado matemático indicado em 2.16 para o caso em que n é equivalente

a um valor unitário (MENCO *et al.*, 2018).

$$\frac{\hat{E}_M}{\hat{E}_M - \hat{E}_N} = \frac{n(\cos \delta + j \operatorname{sen} \delta)}{n(\cos \delta + j \operatorname{sen} \delta) - 1} = \frac{n[(n - \cos \delta) - j \operatorname{sen} \delta]}{(n - \cos \delta)^2 + \operatorname{sen}^2 \delta} = \frac{1}{2} \left(1 - j \cot \frac{\delta}{2}\right) \quad (2.16)$$

Assim, fazendo uso da relação definida em 2.16 e substituindo na Equação 2.13, tem-se o seguinte resultado:

$$Z_R = \frac{(Z_M + Z_L + Z_N)}{2} \left(1 - j \cot \frac{\delta}{2}\right) - Z_M \quad (2.17)$$

A impedância aparente medida pelo relé, dada pela Equação 2.17 para n unitário, modifica-se com o tempo devido à variação do ângulo δ (MARTUSCELLO *et al.*, 2009). Assim, há uma trajetória definida por essa impedância, que pode ser visualmente representada pela Figura 2.9 nos casos em n tem valor unitário e pela Figura 2.10 para os demais.

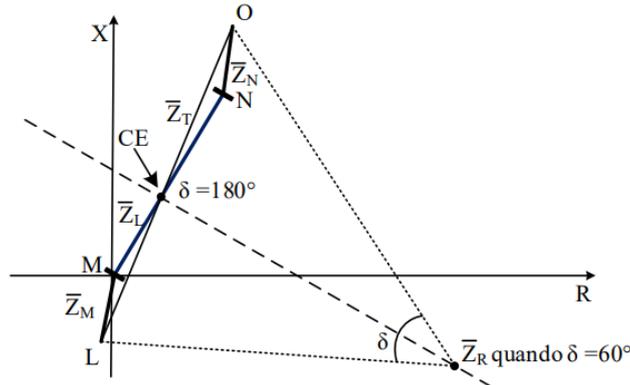


Figura 2.9. Trajetória de Z_R para casos em que $n=1$ (MENCO *et al.*, 2018).

Observa-se na Figura 2.9 que a trajetória da impedância aparente medida pelo relé durante uma oscilação de potência, quando da variação da defasagem angular entre as fontes do caso em análise, corresponde a uma linha perpendicular ao ponto médio da impedância total do sistema. Esse ponto foi indicado pela sigla CE na figura.

Quando maior a defasagem angular δ , mais próximo torna-se Z_R em relação ao ponto CE. Quando $\delta = 180$ graus, essa impedância medida no relé será equivalente a impedância de um curto-circuito trifásico nesse ponto da linha de transmissão. Nesse caso, tem-se esse ponto como o centro elétrico do sistema (MENCO *et al.*, 2018).

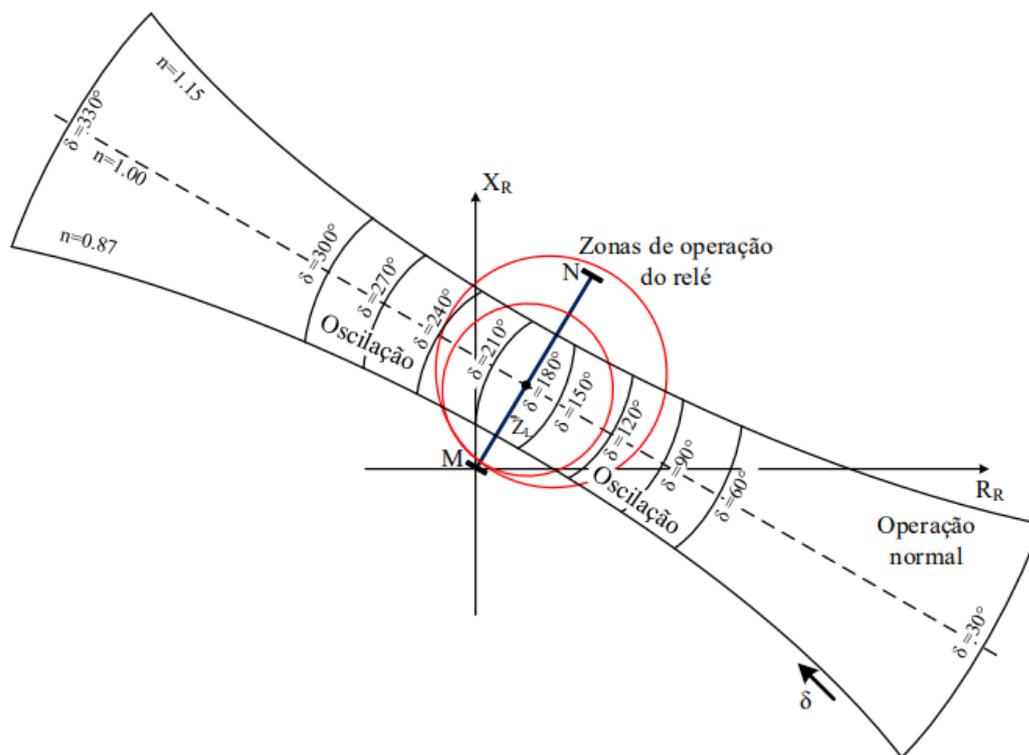


Figura 2.10. Trajetória de Z_R para casos em que n é diferente do valor unitário em sistemas de duas fontes (HOLBACH, 2006).

Por sua vez, a Figura 2.10 mostra como, em casos que n tem valor diferente do unitário, a trajetória exercida por Z_R durante uma oscilação de potência passa de uma linha para uma forma de circunferência cujo centro é localizado sobre o comprimento da linha de transmissão. Observa-se que o aumento da defasagem angular entre as fontes implica em uma tendência da impedância aparente medida pelo relé cruzar o centro elétrico do sistema (HOLBACH, 2006).

2.4.4 Centro Elétrico

O centro da impedância que existe entre duas fontes de tensão é nomeado centro elétrico. Quando o ângulo existente entre elas é de 180 graus, a tensão nesse ponto é nula. Durante oscilações de potência estáveis, esse ângulo fica próximo a esse valor, de forma que o relé de distância enxerga essa perturbação como uma falta trifásica franca.

2.5 PROTEÇÃO CONTRA PERDA DE SINCRONISMO

Constituí-se uma perda de sincronismo em um sistema quando perturbações fortes resultam em separações angulares dos ângulos dos rotores dos geradores. Ela deve ser evitada, uma vez que pode gerar danos às máquinas em questão.

A função de *trip* da proteção contra perda de sincronismo, também conhecida como *Out-of-Step Tripping*, visa o isolamento do sistema em seções pré-definidas a fim de evitar a perpetuação da instabilidade. Ela é usualmente configurada a detectar uma oscilação de potência instável através da taxa de variação da impedância de sequência positiva medida pelo relé (MENCO *et al.*, 2018). Nesse caso, em geral, utilizam-se um par de *blindings*, sendo um interno e outro externo. Mede-se o tempo que a impedância leva para atravessar de um ao outro. Eles podem ser modelados com formatos diversos envolvendo a característica de proteção de distância adotada, como exemplifica a Figura 2.11.

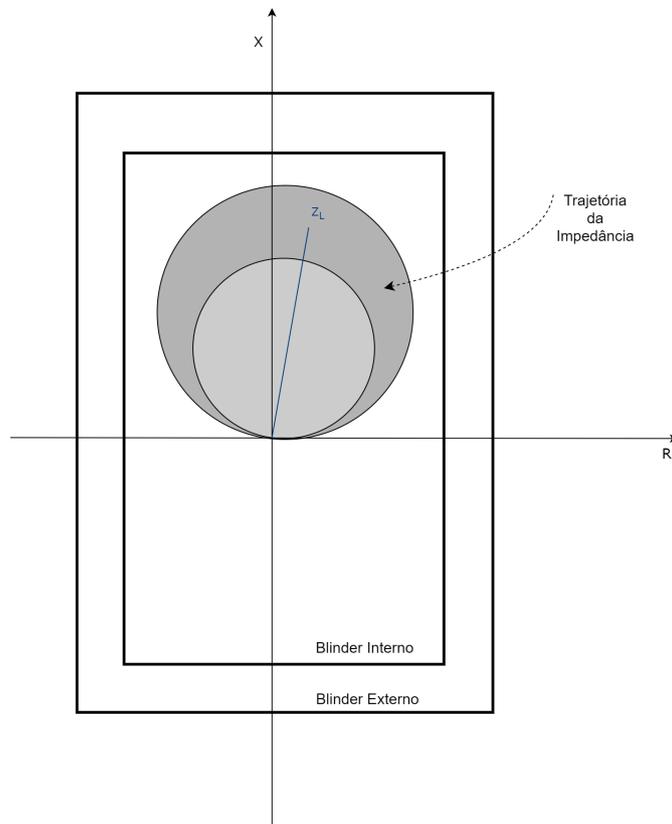


Figura 2.11. Ilustração de configuração de *blindings* da proteção contra perda de sincronismo.

Por sua vez, a função de bloqueio da proteção em discussão tem como objetivo evitar a atuação indevida da proteção de distância no caso de oscilações de potência.

Para a característica apresentada na Figura 2.11, a lógica da função contra perda de sincronismo pode ser configurada apenas para trajetórias que passem os *blindings* da direita ou também os da esquerda e funciona da seguinte forma: a partir do momento em que é identificada uma amostra de impedância entre os dois *blindings*, o algoritmo conta um intervalo de tempo de atraso. Se após esse intervalo, a impedância medida ainda estiver entre os dois, então configura-se a necessidade de atuação da proteção, seja para o bloqueio ou para atuação. Tanto esse tempo de atraso quanto as parametrizações da proteção variam entre esses dois intuitos.

Isso porque, no caso de um curto-circuito, a trajetória da impedância possui uma velocidade maior e poucas amostras são registradas no espaço entre os o *blinding* externo e o interno. No caso de oscilações de potência, o número de amostras é bem maior e por isso é mais provável que, para um determinado atraso definido, essas amostras ainda estejam concentradas dentro do intervalo em que a proteção atua.

CAPÍTULO 3

MODELAGEM DOS SISTEMAS DE POTÊNCIA

Neste capítulo serão abordados os aspectos técnicos de modelagem e avaliação de um sistema elétrico simulado no *software* EMTP-RV e cujos sinais foram tratados e avaliados no *software* MATLAB.

3.1 SISTEMA COM FONTE RENOVÁVEL E COMPENSADOR SÍNCRONO

Para as simulações utilizadas nesse trabalho desenvolvidas no *software* EMTP-RV, foi utilizado o sistema apresentado na Figura 3.1. O sistema é composto por duas fontes, sendo uma um gerador convencional e o outro uma usina eólica, cuja utilização foi alternada para fins de comparação dos casos obtidos. Além disso, há também um compensador síncrono, que na figura em questão é indicado pela sigla "CS", e que será utilizado em alguns simulações de forma concomitante com a usina eólica presente no sistema. Em resumo serão utilizados três variações básicas da configuração do sistema apresentado:

- Sistema com o gerador convencional;
- Sistema com a usina eólica; e
- Sistema com a usina eólica e compensador síncrono.

3.1.1 Parâmetros do Sistema

Detalham-se os parâmetros elétricos do gerador síncrono convencional presente no sistema apresentado na Tabela 3.1.

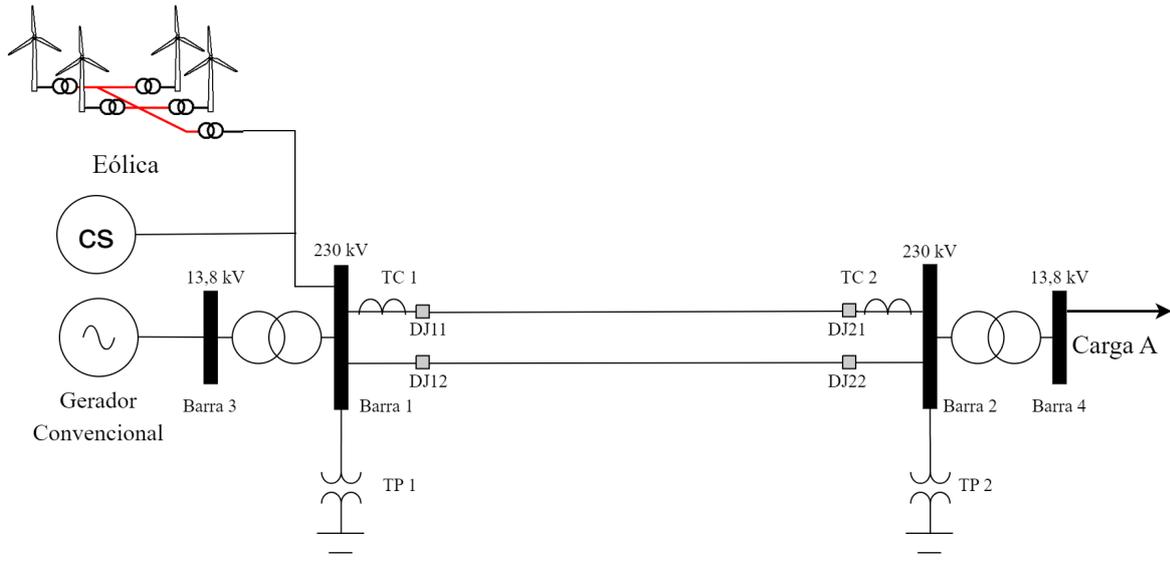


Figura 3.1. Sistema com gerador convencional, usina eólica e compensador síncrono.

Tabela 3.1. Dados do gerador síncrono do sistema.

Potência	Qtd. de polos	R_a	X_0	X_d	X_l	X_q
200 MVA	44	0,002 p.u.	0,129 p.u.	1,014 p.u.	0,18 p.u.	0,515 p.u.

Há um transformador trifásico elevador de tensão entre o gerador síncrono e o barramento de 230 kV a qual ele está conectado. As principais características do modelo utilizado na simulação podem ser consultadas na Tabela 3.2.

Tabela 3.2. Dados dos transformador de interface entre o gerador síncrono do sistema.

Potência Nominal	R	X	Tensões	Tipo de Conexão
500 MVA	0,0015 p.u.	0,1 p.u.	13,8/230 kV	DYg(+30ř)

Os principais dados do parque eólico do sistema são os indicados na Tabela 3.3. Assim como no caso do gerador e do compensador síncrono, foi utilizado modelo inerente desses componentes do *software* EMTP-RV. Para esse trabalho, utilizou-se uma usina eólica do tipo *Full Size Converter*, cujo diagrama simplificado de referência pode ser consultado na Figura 2.6.

No caso de parques eólicos, cada turbina é conectada através de um transformador elevador à rede de média tensão, que utiliza cabos subterrâneos. Um alimentador conecta um grupo de turbinas através dessa rede, sendo conectado também aos demais. Através de mais um transformador elevador, essa rede é conectada a uma de alta tensão

no ponto de interconexão da usina eólica.

Tabela 3.3. Dados do parque eólico.

Potência	Tensão Rede Coletora	R_0	L_0
200 MVA	34,5 kV	0,1265 Ω	0,3831.10 ³ H

Em alguns casos, alterou-se a potência nominal e a quantidade de turbinas em operação da usina eólica a fim de comparar diferentes níveis de penetração dela na rede. Entretanto, as demais características permaneceram inalteradas. Adicionalmente, cada turbina da usina eólica tem uma potência aparente de 1,667 MVA e potência ativa de 1,5 MVA. O modelo utilizado também permite inserir a velocidade do vento, que a princípio foi definida em 11,24 metros por segundo.

Por sua vez os dados do compensador síncrono são os apresentados na Tabela 3.4. O modelo do compensador no EMTP utiliza uma máquina síncrona atrelada a um sistema de controle com um excitador e um limitador de excesso de excitação.

Tabela 3.4. Dados do compensador síncrono do sistema.

Potência	Qtd. de polos	R_a	X_0	X_d	X_l	X_q
170 MVA	8	0,00179 p.u.	0,1 p.u.	1,31 p.u.	0,07 p.u.	0,96 p.u.

Ademais, o sistema apresentado na Figura 3.1 é dotado de duas linhas trifásicas com as mesmas características, que podem ser consultadas na Tabela 3.5. Elas foram modeladas assumindo uma transposição completa entre as 3 fases.

Tabela 3.5. Dados das linhas de transmissão do sistema.

Extensão	R_0	L_0	R_1	L_1
93,2 km	0,4160 Ω /km	1,2812 Ω /km	0,0410 Ω /km	0,3517 Ω /km

Além disso, há dois transformadores de potência (TPs) e dois transformadores de corrente (TCs) presentes no sistema em questão. São instrumentos de medidas essenciais, pois é através deles que os relés de proteção obtêm as medidas de tensão e corrente.

Os TPs possuem uma relação de transformação de 230 mil para 120 Volts e os TCs de 2 mil para 5 Ampères.

Por fim, a carga do sistema, denotada na Figura 3.1 por "Carga A", é modelada por um equivalente de Thévenin. Os dados correspondentes a ela são apresentados na Tabela 3.6.

Tabela 3.6. Dados do equivalente de Thévenin da carga do sistema.

Tensão	R_0	L_0	R_1	L_1
230 kV	11,6834 Ω	60,28646 Ω	3,8912 Ω	26,6051 Ω

3.1.2 Sistema de Controle da Usina Eólica

No caso de usinas eólicas de velocidade variável, há um sistema de controle para obtenção da máxima potência dentro dos limites operacionais da usina. Para isso utiliza-se a função MPPT.

Ademais, há também no ponto de interconexão da usina eólica o controle central, que pode ser configurado para controlar a potência reativa, a tensão ou fator de potência. Esse sistema de controle é baseado no sistema de controle secundário de tensão. O primeiro nível consiste no monitoramento e controle da tensão de sequência positiva das turbinas através do sistema de controle atrelado a elas. O segundo nível, por sua vez, é caracterizado pelo monitoramento da potência reativa no ponto de interconexão (POI) da usina eólica e controlado pelo ajuste dos valores de referência da tensão por meio regulador de potência reativa proporcional-integral. A Figura 3.2 apresenta o sistema descrito no modo de controle de potência reativa.

Quando, devido a uma falta, ocorre um afundamento de tensão severo, a saída $\Delta U'$ provinda do regulador proporcional-integral é mantida constante, ignorando as entradas de potência reativa de referência e real. Essa medida visa evitar eventos de sobretensão logo após eliminação da falta (KARAAGAC *et al.*, 2017).

A Figura 3.3 apresenta de forma simplificada o diagrama de controle de uma turbina eólica do tipo *Full Size Converter*. Observa-se na referida imagem os conversores do lado da máquina (CLM) e do lado da rede (CLR), que são controlados utilizando métodos de controle vetorial. Assim, há componentes q e d das correntes do sistema.

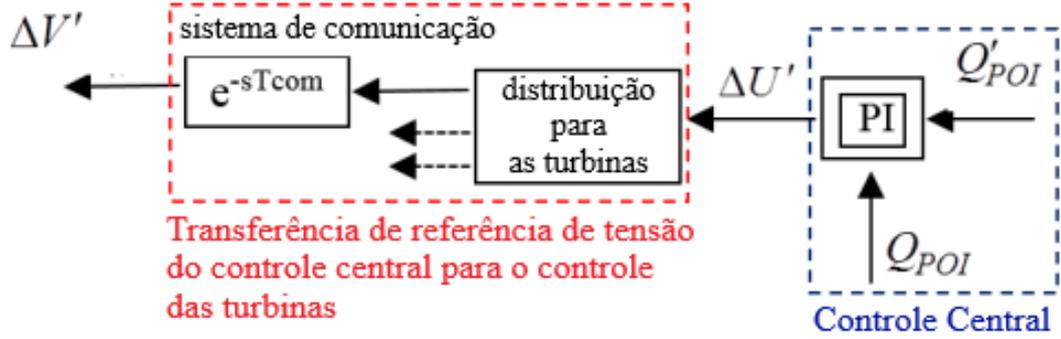


Figura 3.2. Controle de potência reativa presente junto ao ponto de interconexão do parque eólico com a rede(KARAAGAC *et al.*, 2017).

Todas as variáveis apresentadas na Figura 3.3 estão em p.u. e aquelas acompanhadas pelo símbolo do apóstrofo são os valores de referência oriundos dos controladores.

Assim, tem-se que i_{qm} e i_{dm} são as correntes dos eixos q e d do CLM e as equivalentes do CLR são i_{qg} e i_{dg} . A tensão de corrente contínua é denotada por V_{dc} , T é o torque do GSIP e V_{wt}^+ é a tensão de sequência positiva no terminal de média tensão do transformador da usina eólica localizado junto ao ponto de interconexão.

Observa-se pela Figura 3.3 que ambos conversores do sistema estão inseridos em um sistema de controle de dois níveis. Há o controle externo mais lento que calcula as referências dos componentes d e q das correntes e o controle interno mais rápido que controla a referência de tensão de corrente alternada.

Por sua vez, a referência do torque eletromagnético do GSIP é definida pela função MPPT. Por fim, a referência para tensão de sequência positiva no terminal de média tensão do transformador da usina eólica localizado junto ao ponto de interconexão é calculada pelo sistema central de controle do parque eólico. Há uma transferência dessa referência do controle do parque eólico para o controle das turbinas, conforme exemplificado na Figura 3.2.

Idealmente, o sistema de controle CLR não deveriam injetar correntes de sequência negativa na rede durante uma falta ou durante configurações de cargas desbalanceadas. Entretanto, o que se observa nesses casos são oscilações de potência na segunda harmônica na saída desse controlador. Isso deve-se ao fato de que a tensão das turbinas

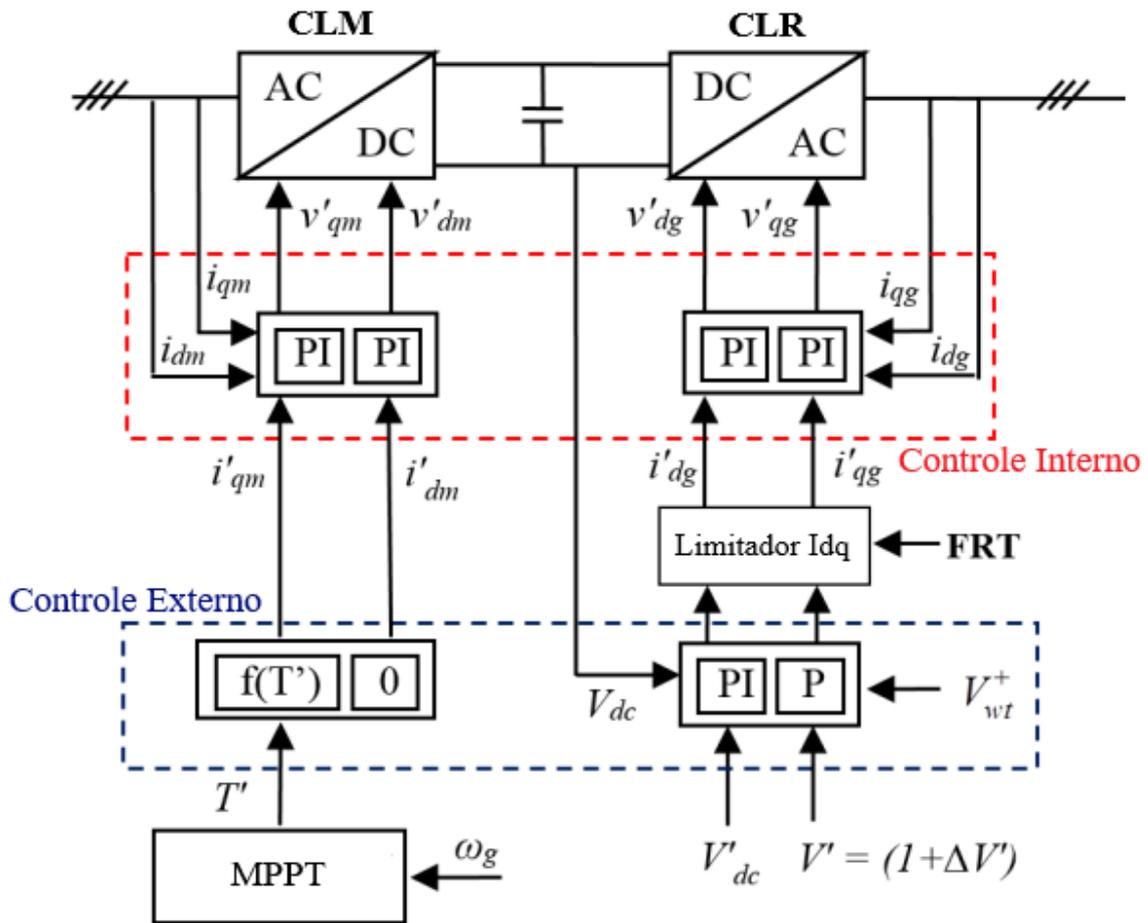


Figura 3.3. Diagrama simplificado do sistema de controle de uma turbina eólica do tipo *Full Size Converter* (KARAAGAC *et al.*, 2017).

eólicas do tipo *Full Size Converter* contém componentes de sequência negativa durante as situações descritas (KARAAGAC *et al.*, 2017).

3.2 PROTEÇÃO DO SISTEMA

3.2.1 Algoritmo da Proteção de Distância

Após simulação dos casos no EMTP, os dados de tensão e corrente obtidos no relé são exportados para o MATLAB, assim como a informação do passo de tempo adotado. Em seguida, é aplicado um ruído branco padrão aos sinais de corrente e tensão obtidos, a fim de retratar um cenário mais próximo da realidade. O próximo passo consiste na filtragem desses sinais por um filtro passa-baixas.

Adotou-se para o filtro em questão uma frequência de corte de 120 Hertz, bem como o caracterizou-se como um filtro Butterworth de terceira ordem. O valor utilizado de amostras por ciclo foi de sessenta e quatro, de forma que os sinais originais são reamostrados.

Tais sinais são em seguida transformados em fasores. Através deles, também calcula-se a impedância aparente medida pelo relé.

A partir das características da linha expressas na Tabela 3.5, são calculadas as impedâncias equivalentes da linha, bem como o fator de compensação k_0 , expresso anteriormente pela Equação 2.3.

Também foram calculadas as zonas de proteção da característica Mho adotada, em que se adotou a primeira zona contemplando 80% da impedância equivalente da linha de transmissão e a segunda 120%.

Todas as configurações com o objetivo de proteger e monitorar tão somente a Linha de Transmissão 1, cujos os disjuntores na Figura 3.1 são indicados por "DJ11" e "DJ21", com relé de referência junto a Barra 1.

3.2.2 Ajuste da Proteção Contra Perda de Sincronismo

O ajuste inicial da proteção contra perda de sincronismo foi feito de forma adaptada conforme proposto no Trabalho (GONZALEZ-LONGATT *et al.*, 2021). Nele, os autores exemplificam em um caso real como fazer o ajuste da função em questão. São indicadas instruções tanto para a configuração do bloqueio da proteção de distância para evitar atuações errôneas frente a uma oscilação estável, quanto para a atuação da proteção frente a uma oscilação instável.

Assim, tem-se que a proteção adotada contra a perda de sincronismo, também conhecida em inglês como "*Out-of-Step Function*", terá formato conforme exemplificado na Figura 3.4.

A zona de proteção do Blinder Interno, cujas variáveis limite são indicadas pelo subscrito 6 na Figura 3.4, é configurada de tal forma a encapsular as zonas de proteção

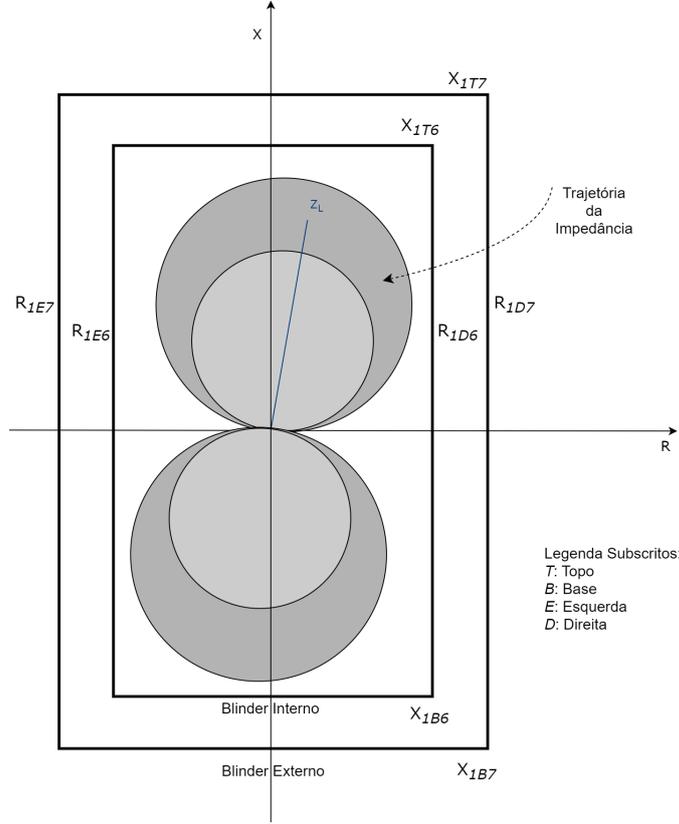


Figura 3.4. Configuração adotada para a proteção contra perda de sincronismo.

primária e secundária da proteção de distância adotada (GONZALEZ-LONGATT *et al.*, 2021). Portanto, tem-se que o limiar R_{1D6} é definido pela Equação 3.1. Por sua vez, R_{1E6} é o valor negativo correspondente a R_{1D6} .

$$R_{1D6} = 1,2 \frac{Z_{2MP}}{2 \text{sen}(\delta_1)} \quad (3.1)$$

em que Z_{2MP} é impedância da zona secundária da proteção de distância e δ_1 é o ângulo da impedância de sequência positiva da linha de transmissão protegida.

Por sua vez, o Blinder Externo é configurado usando uma margem de segurança de tal forma que a impedância correspondente ao carregamento máximo do sistema esteja fora dele. Ou seja, ele não contemplará dentro do polígono que o caracteriza a impedância mínima medida pelo relé em condições de normalidade, ainda que em carga máxima, do sistema. Assim, tem-se que o limiar R_{1D7} é definido pela Equação 3.2. O seu equivalente para o lado esquerdo do blinder é o valor negativo correspondente a ele.

$$R_{1D7} = 0,9 Z_{Lmin} \cos(\delta_{max} + (90^\circ - \delta_1)) \quad (3.2)$$

em que Z_{Lmin} é impedância mínima medida pelo relé em condições de normalidade do sistema, δ_{max} é o ângulo da carga máxima e δ_1 é o ângulo da impedância de sequência positiva da linha de transmissão protegida.

Para ajuste do *trip* da função contra perda de sincronismo, o limite X_{1T7} deve ser configurado de tal forma a ser o máximo possível permitido pelo relé utilizado e X_{1T6} deve ser um valor de segurança decrescido de X_{1T7} . Assim, utilizou-se como referência o valor máximo permitido pelo relé SEL-421, que é de 96Ω e o valor de segurança adotado foi de 6Ω . Portanto, X_{1T7} e X_{1T6} foram configurados em 96Ω e 90Ω , respectivamente.

De outra forma, o bloqueio da proteção *Out-of-step* utiliza outros valores de X_{1T6} e X_{1T7} , dados pelas Equações 3.3 e 3.3.

$$X_{1T6} = 1,2Z_{2MP} \quad (3.3)$$

$$X_{1T7} = X_{1T6} + (R_{1D7} - R_{1D6}) \quad (3.4)$$

RESULTADOS

Neste capítulo serão apresentados os resultados obtidos através das simulações dos casos do sistema apresentado na Figura 3.1. Os casos apresentados a seguir foram simulados durante vinte segundos, com um passo de tempo de cinquenta microssegundos. Todos foram simulados com as seguintes configurações: é aplicado um curto-circuito trifásico na linha cujos os disjuntores são identificados por DJ12 e DJ22, ou seja, na linha adjacente a que se pretende proteger. Isso ocorre no momento de 10,05 segundos da simulação e os disjuntores da linha em que ocorre o curto-circuito só abrem aos 10,55 segundos. A intenção por trás desse tempo de abertura mais demorado é justamente proporcionar oscilações de potência no sistema observado a fim de avaliar o comportamento dele e da função de proteção contra perda de sincronismo.

4.1 COMPARATIVO DAS DIFERENTES CONFIGURAÇÕES DE FONTES DE ENERGIA FRENTE ÀS OSCILAÇÕES

Serão apresentadas as respostas do sistema nas três respectivas configurações: com o gerador síncrono como fonte, com a usina eólica nesse papel e com o parque eólico acompanhado de um compensador síncrono.

4.1.1 Respostas em Tensão e Corrente

A Figura 4.1 apresenta um comparativo do comportamento do sistema com somente a presença do gerador como fonte de energia versus somente a presença da usina eólica. Observa-se que, frente a existência de um curto-circuito aos 10,05 segundos, o sistema com o parque eólico apresenta uma queda de tensão maior que o sistema tradicional,

o que era esperado e já foi detalhado em diversas literaturas acerca do tema. Além disso, a resposta inicial do sistema eólico frente ao curto-circuito é de um aumento mais exacerbado na corrente, que, ao contrário do gerador, não aumenta proporcionalmente ao tempo de perduração da perturbação no sistema.

No que tange ao momento logo após a abertura da linha adjacente, em que ocorreu o curto-circuito, também retratado na Figura 4.1, há algumas comparações possíveis a serem feitas. Algumas constatações são: apesar do sistema de controle da eólica possuir medidas para evitar a sobretensão seguidamente a eliminação de uma falta, ainda assim o aumento de tensão do sistema com parque eólico é ainda maior que o do sistema com somente o gerador, chegando até mesmo a ultrapassar o limiar anterior de tensão durante normalidade (cerca de 15% de aumento em relação a esse caso). Isso só ocorre cerca de 5 segundos após a abertura da linha adjacente, o que indica que talvez fosse necessário um ajuste no sistema de controle para aumentar a resiliência das medidas contra sobretensão, ainda que esse não seja um valor tão elevado de acréscimo.

Por sua vez, o sistema tradicional apresenta uma resposta bem mais acentuada nos valores de corrente. Observa-se que as variações de corrente da eólica, apesar de existirem devido a instauração de uma oscilação instável, não chegam a variações tão aumentadas quanto ao do outro sistema. Além disso, enquanto as oscilações de tensão do sistema tradicional tendem a ter uma progressão de valores mais suave, observa-se na eólica uma variação mais brusca dos valores próximos ao pico.

Outra dedução possível a partir da Figura 4.1 é que, apesar dos casos possuírem respostas diferenciadas frente à perturbação apresentada no sistema, ambos tem caracterizado no período após abertura da linha adjacente uma oscilação de potência instável.

A seguir, na Figura 4.2, apresenta-se o mesmo comparativo da Figura 4.1, mas agora com os casos do sistema somente com o parque eólico e o com adição de um compensador síncrono no mesmo barramento que o da usina eólica. Para esse caso, logo antes da perturbação iniciar, o compensador está fornecendo cerca de 79 MVar ao sistema, apesar da sua potência nominal total de 170 MVA.

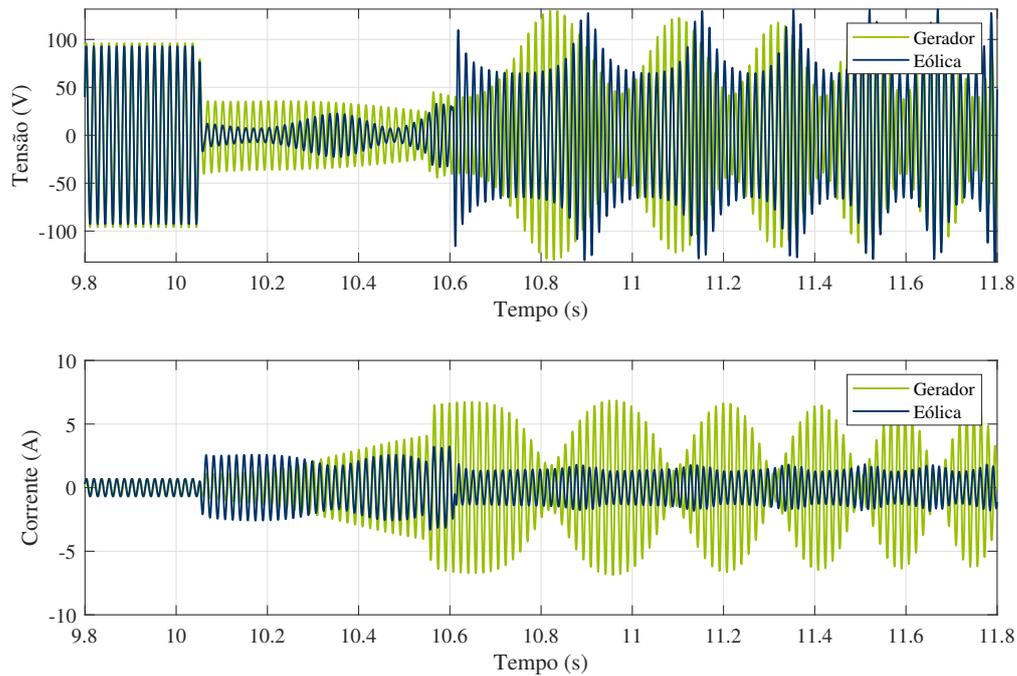


Figura 4.1. Comparativo das tensões e correntes do caso com gerador e do caso com eólica.

A Figura 4.2 demonstra como o compensador aumenta a resiliência do sistema com usina eólica frente a curto-circuitos, visto que, no momento seguinte à falta, o sistema tem uma queda tensão e um aumento de corrente menor que o observado no caso sem esse equipamento.

Observa-se pelas Figuras 4.1 e 4.2 que a resposta de tensão do sistema com o compensador síncrono após a abertura da linha adjacente é mais estável que a resposta do sistema com o gerador e do com somente eólica. Outro detalhe importante é que, entre os momentos do curto-circuito e a abertura da respectiva linha de transmissão, em cerca de 10,3 segundos, ocorre uma variação tanto de corrente quanto de tensão no sistema da eólica com o compensador que não é observado no caso com somente o parque eólico. As evidências sugerem que tal mudança possa ser justificada pela influência do compensador síncrono no sistema de controle de reativos da usina eólica.

Além dos apontamentos feitos, adiciona-se que a resposta de corrente do sistema com eólica e compensador síncrono é bem mais próxima daquela referente ao sistema com o gerador do que a do sistema puramente eólico. Tal aproximação faz sentido, uma vez que o compensador tem um comportamento bem próximo ao gerador por ser

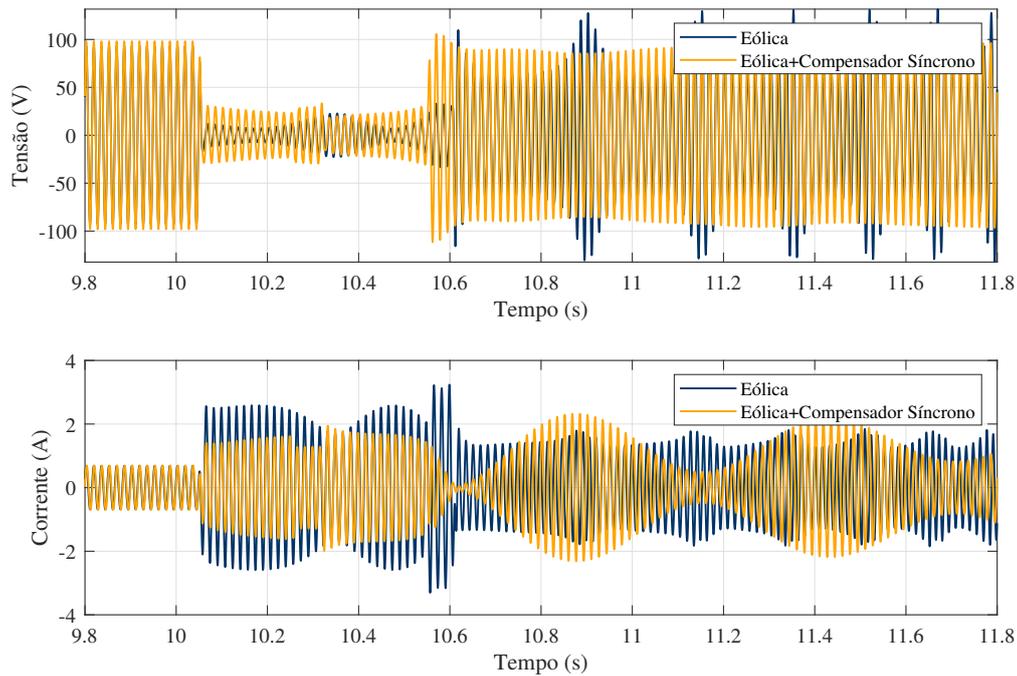


Figura 4.2. Comparativo das tensões e correntes do caso com somente eólica e do caso eólica com compensador síncrono.

uma máquina síncrona.

4.1.2 Respostas no Plano R-X

As Figuras 4.3, 4.5 e 4.6 apresentam as impedâncias medidas pelo relé durante o intervalo de tempo utilizado nas Figuras 4.1 e 4.2, ou seja, no período de 9,8 segundos a 11,8 segundos da simulação feita no EMTP-RV. Destaque para o fato de que nelas são apontadas por marcadores a impedância no momento do curto-circuito na linha adjacente, aos 10,05 segundos, e a impedância da abertura da linha em questão, aos 10,55 segundos.

Tem-se na Figura 4.3 o comportamento do sistema retratado no plano R-X no caso com o gerador síncrono como fonte de energia. Observa-se que, a partir do momento do curto-circuito trifásico na linha adjacente, as impedâncias medidas pelo relé seguem a trajetória esperada para a perturbação observada, com tendência inicial a cruzar a zona secundária da característica Mho de proteção de distância. Entretanto, após a abertura da linha, a oscilação de potência é instaurada e é possível observar com clareza

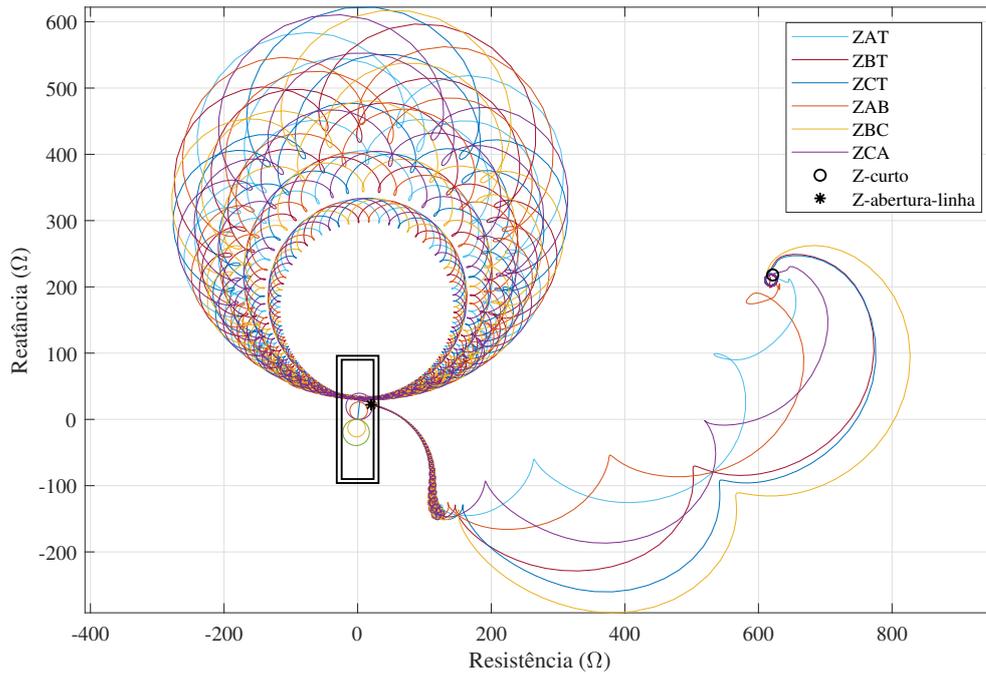


Figura 4.3. Impedâncias vistas pelo relé no plano R-X no caso com o gerador.

a correspondente característica instável dela. Isso se deve a fato de que as impedâncias passam a tracejar uma característica circular com tendência ao engrandecimento ao longo do passar do tempo (esse aumento será melhor apresentado na análise detalhada do comportamento da função *Out-of-Step*) a seguir.

A Figura 4.4 permite melhor visualização do comportamento do sistema no Plano R-X nas proximidades da visualização da proteção de distância no referido plano. Nesse caso, confirma-se a necessidade de um bloqueio da proteção de distância para prevenir atuações errôneas, visto que, ainda que com o atraso de tempo característico da zona secundária, ela atuaria. Nesse caso, o mais adequado seria a atuação da função de proteção contra perda de sincronismo, uma vez que se trata de uma oscilação instável.

No que tange a resposta no Plano R-X do sistema com tão somente a usina eólica, há o que é apresentado na Figura 4.5 e o detalhe focado na característica de proteção Mho na Figura 4.7. Comparando com a Figura 4.3, a impressão mais clara é que, apesar de atestarmos nesse caso também uma oscilação instável após a abertura da linha adjacente, ela mantém a trajetória circular, mas não o aspecto de uma tendência gradual de aumento.

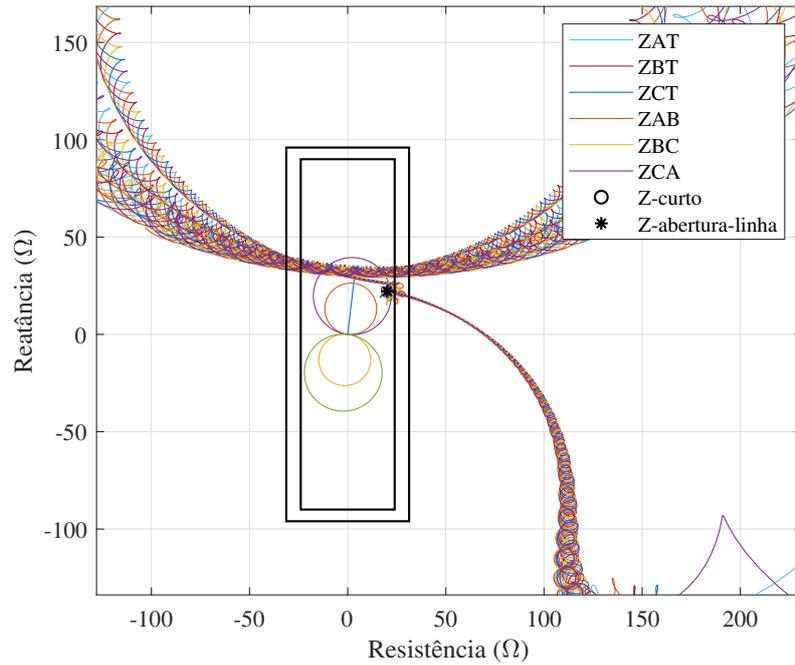


Figura 4.4. Detalhe das impedâncias vistas pelo relé no plano R-X no caso com o gerador.

Ademais, é possível verificar na Figura 4.7 que as impedâncias tracejam um círculo dentro da configuração da proteção contra perda de sincronismo. É importante frisar que essa trajetória ocorre antes da abertura da linha, sendo ainda uma perturbação ocasionada pelo curto-circuito na linha adjacente e não pela oscilação de potência em si.

Ainda sobre essa resposta, verifica-se que no caso da eólica, ao contrário do caso com o gerador, a trajetória das impedâncias durante o curto-circuito passa pela parcela inferior da figura geométrica que representa a função contra perda de sincronismo e nem mesmo chega a passar pela característica M_{ho} da proteção de distância, apenas pelo espelhamento dessa proteção com relação ao eixo horizontal. Por fim, a Figura 4.6 apresenta a resposta no Plano R-X para o caso da usina eólica com um compensador síncrono acoplado na mesma barra. As impedâncias desse caso não mantêm uma trajetória circular muito bem definida. Apesar de traçar um grande arco no momento após a abertura da linha, depois elas concentram uma oscilação mais contida em um ponto próximo ao das impedâncias no estado inicial, antes do curto-circuito. Será demonstrado a seguir que de fato esse sistema tende a um novo equilíbrio em alguns

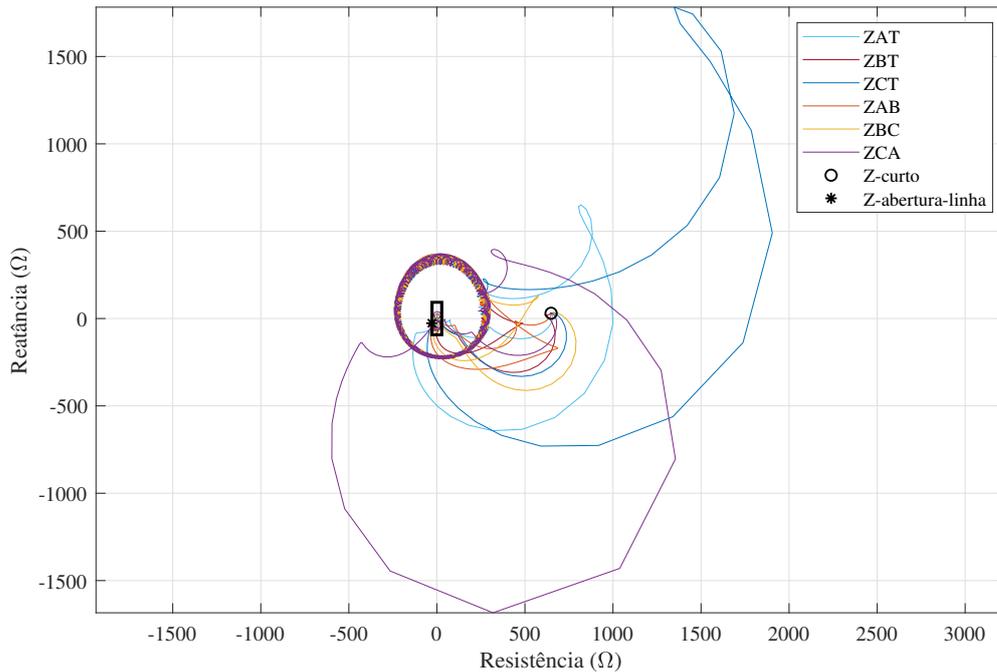


Figura 4.5. Impedâncias vistas pelo relé no plano R-X no caso com somente a usina eólica.

segundos, o que caracterizaria uma oscilação estável, diferentemente do que ocorre nos outros dois casos apresentados nesta seção.

O detalhe demonstrado na Figura 4.7 indica que, apesar da trajetória definida pelas impedâncias ainda ocupar o quadrante inferior da configuração visual da proteção contra perda de sincronismo assim como no caso puramente eólico, há algumas diferenças marcantes em relação ao caso de comparação. Observa-se que a trajetória não realiza um movimento circular próximo a característica Mho, adotando uma linearidade mais próxima do caso do gerador síncrono, o que leva a impedância de abertura da linha a ser registrada fora da característica da proteção *Out-of-Step*.

Além disso, tem-se o momento de variação de tensão e corrente ocorrido por volta de 10,3 segundos no caso da eólica com o compensador e que pode ser devido ao efeito do compensador síncrono no sistema de controle de reativos do parque eólico é refletido no Plano R-X e pode ser identificado do momento em que, em vez de seguir a trajetória relativamente linear que as impedâncias estavam adotando após o momento do curto-circuito, elas diminuem no valor de reatância e em seguida aumentam os valores da resistência. Isso pode ser identificado visualmente por uma trajetória para baixo e

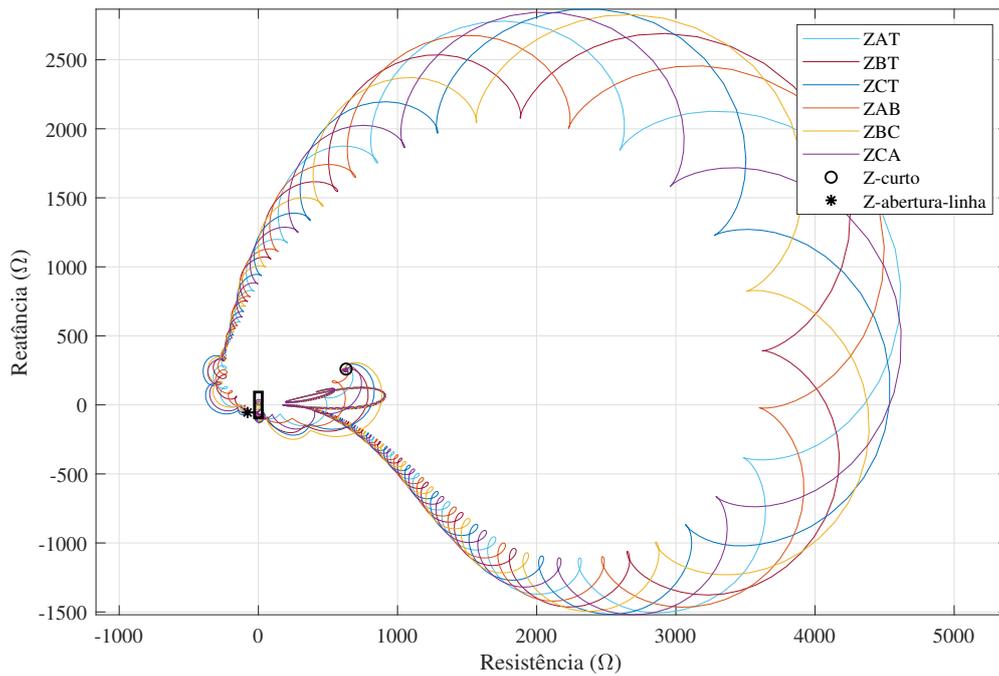


Figura 4.6. Impedâncias vistas pelo relé no plano R-X no caso com a usina eólica e o compensador síncrono.

depois para direita, que logo em seguida retorna para um ponto mais alto e retoma uma trajetória de certa linearidade.

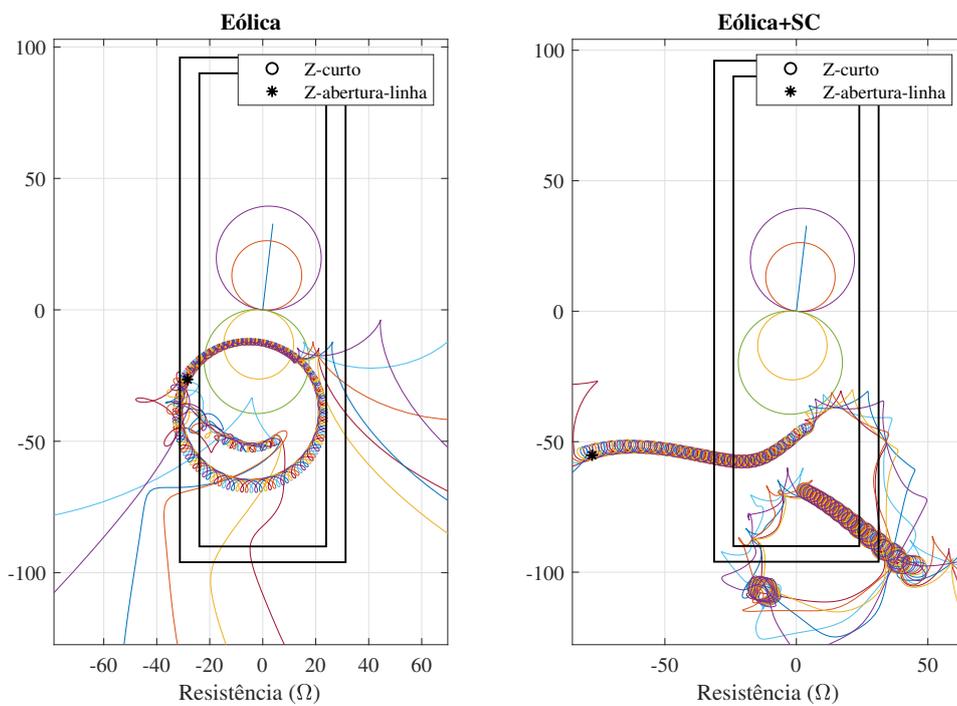


Figura 4.7. Detalhe das impedâncias vistas pelo relé no plano R-X para os casos com a usina eólica.

4.1.3 Avaliação da Configuração Out-of-Step utilizada

A seguir serão analisadas figuras com tão somente a impedância positiva obtida através das medidas no transformador de potência e de corrente do sistema no Plano R-X. São análises que visam, em vez de avaliar a resposta do sistema, avaliar a atuação da proteção contra perda de sincronismo utilizada.

A Figura 4.8 apresenta o detalhe comparativo da impedância de sequência positiva dos casos discutidos (gerador, eólica e eólica com compensador). A primeira impressão a partir dessa imagem é de que haveria a atuação correta da função *Out-of-Step* para os casos do gerador e da usina eólica e não haveria atuação no caso com o compensador.

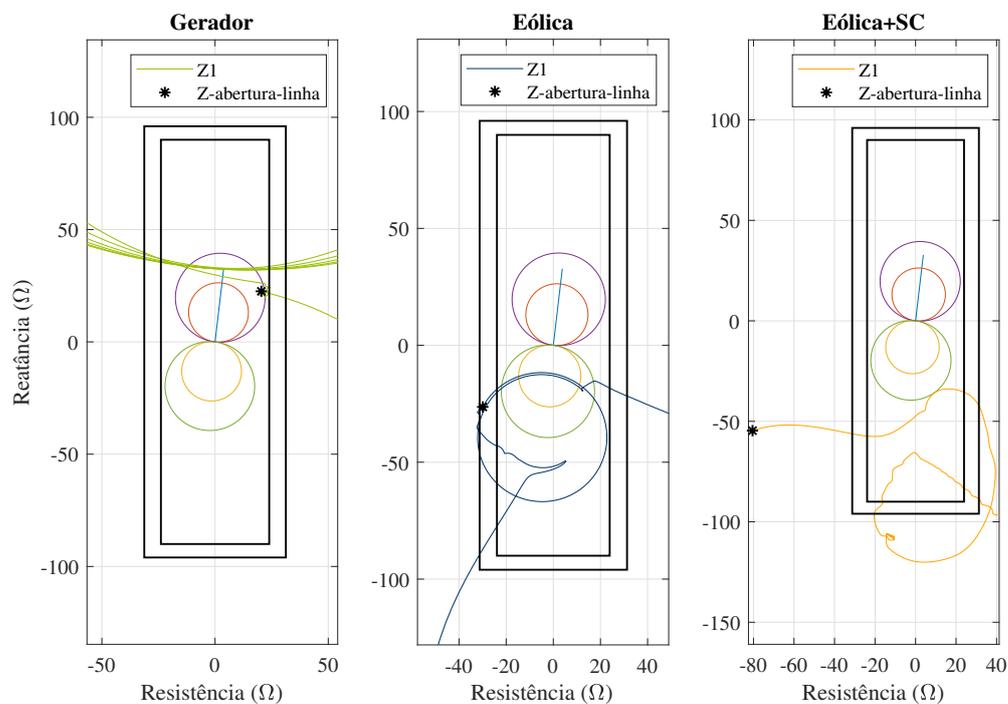


Figura 4.8. Impedância de sequência positiva no Plano R-X para cada um dos casos.

Para o gerador, haveria atuação logo após a abertura da linha caso a função *Out-of-Step* fosse parametrizada para tratar trajetórias não só do *blinder* externo direito para o interno, quanto também para aquelas que passassem do *blinder* interno esquerdo para o externo. Ainda que não fosse configurada a detecção da oscilação através dos *blindings* da esquerda com o intuito de mitigar o risco de atuação errônea, verifica-se que o comando de abertura da linha principal ocorreria a partir da segunda volta que

a trajetória desse na trajetória circular, ao passar pela parte direita da função contra perda de sincronismo.

Entretanto, para o caso em que há somente eólica, a proteção contra perda de sincronismo não atuaria, conforme pode-se ver mais detalhadamente na Figura 4.9. Isso porque no primeiro momento que a trajetória da impedância passa entre os *blindings* da função de proteção contra perda de sincronismo, ainda se trata do momento do curto-circuito na linha adjacente e a trajetória é rápida demais para que haja algum tipo de atuação da função *Out-of-Step* ou bloqueio da proteção de distância.

O segundo momento que a trajetória da impedância de sequência positiva do sistema passa entre os *blindings* está marcado de vermelho na Figura 4.9, em que as amostras são os pontos de maior concentração dessa cor. Verifica-se que apenas duas amostras estão dentro do referido intervalo, o que indica uma velocidade de trajetória de impedância muito mais próxima da que há quando ocorre um curto-circuito que uma oscilação de potência. Partindo do princípio que a função *Out-of-Step* possui um tempo mínimo de atraso para que seja medida a próxima impedância e assim determinar a respectiva atuação ou não, tem-se que, como há somente mais uma amostra dentro do intervalo, não seria possível a atuação da proteção contra perda de sincronismo. Isso porque, caso a configuração do tempo de atraso fosse reconfigurada para atender esse caso, haveriam falhas de atuação em casos de curto-circuitos em vez oscilações de potência, o que fere o princípio dessa proteção.

A Figura 4.10 permite uma visualização no período de 9,8 a 11,8 segundos do módulo das impedâncias de sequência positiva do sistema obtidas através das medidas extraídas da simulação. Observa-se com clareza a tendência de estabilização da impedância do caso da eólica com o compensador síncrono. Tem-se também que os dois casos da eólica apresentam uma variação brusca de impedância com a abertura linha, o que não ocorre no caso com o gerador convencional.

Ademais, para o caso com o gerador, vê-se que os picos após a abertura da linha se tornam gradativamente menores e vão ocorrendo em uma frequência cada vez maior, isto é, o intervalo de tempo entre esses valores máximos decresce a cada ocorrência. No caso puramente eólico, esse efeito da frequência dos picos também ocorre, mas a

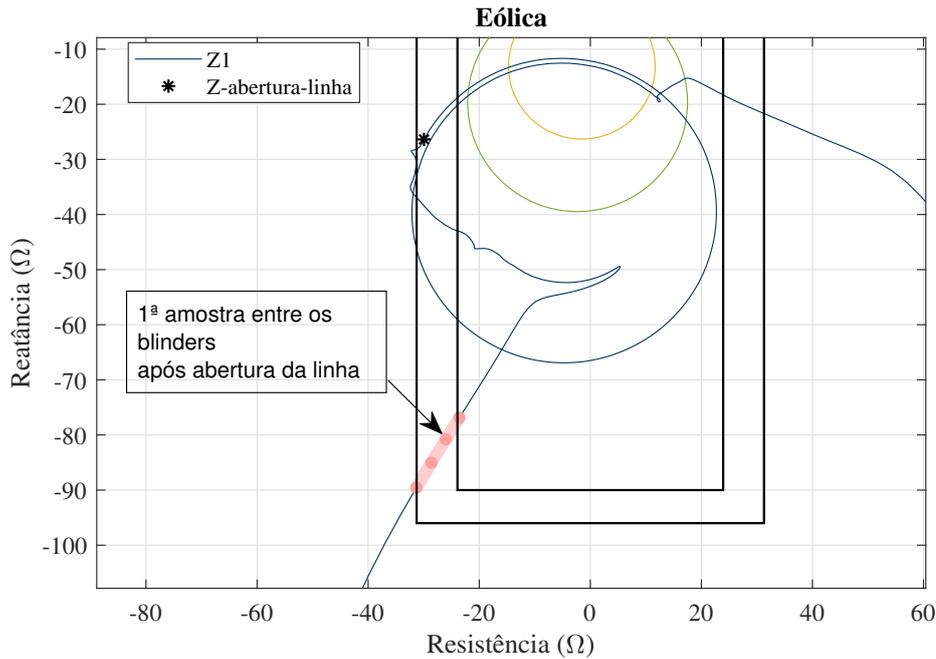


Figura 4.9. Detalhe da impedância de sequência positiva no Plano R-X o caso com somente a eólica.

tendência de engrandecimento é revertida, uma vez que se atesta uma leve mitigação nos valores dos picos.

Através da Figura 4.10, concluí-se que uma alternativa interessante a função de proteção contra perda de sincronismo apresentada nesse trabalho seria uma função que, ao identificar um pico, um vale e um pico da impedância em um determinado período de tempo, seja identificada uma oscilação instável no sistema e, por consequência, sejam feitas as medidas de despropagação dessa perturbação por meio de abertura de disjuntores ou equipamentos similares para permitir o ilhamento do sistema original em sistemas menores.

A vantagem desse método seria uma certa simplicidade de configuração, uma vez que ela não precisaria de valores definidos para delimitar uma figura geométrica no Plano R-X, como é caso da função *Out-of-Step* apresentada nesse trabalho. Além disso, em análise prévia, avalia-se que haveria poucas chances de uma atuação indevida no caso de curto-circuitos ou quaisquer outras perturbações momentâneas, uma vez que em geral esses casos se caracterizam por um único pico e um único vale.

Além dos pontos levantados, tem-se que, como a proteção contra perda de sincronismo apresentada nesse trabalho não obteve uma performance adequada no caso com

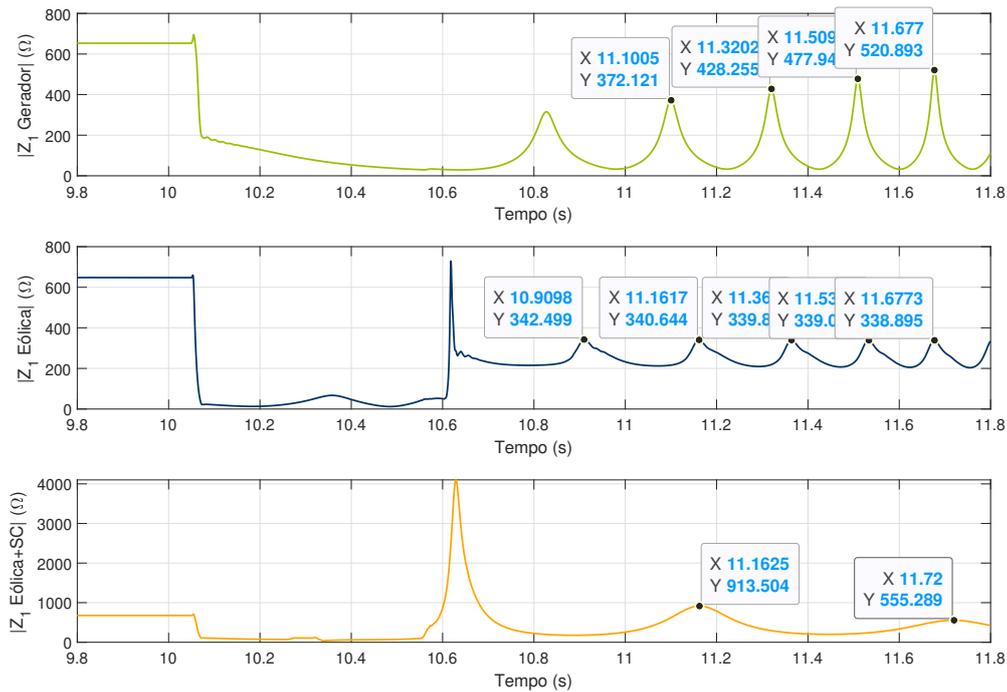


Figura 4.10. Comparativo das impedâncias de sequência positiva para os casos discutidos.

somente a usina eólica, há a necessidade intrínseca de desenvolvimento de um aperfeiçoamento dessa função, ainda mais no contexto de sistemas com maior presença de usinas eólicas, como é o caso do subsistema Nordeste do SIN.

Uma desvantagem seria a parametrização de critérios precisos de definição de picos e vales no algoritmo de proteção, de forma que não haja atuações indevidas.

Por fim, visando mostrar com mais detalhes a tendência de estabilização do sistema com o compensador síncrono em um novo ponto de equilíbrio, a Figura 4.11 apresenta o módulo da impedância de sequência positiva desse caso por um período de tempo mais longo. Assim, vê-se que talvez nesse caso não fosse necessária atuação da função *Out-of-Step*, o que exemplifica a necessidade de um critério muito bem definido para picos e vales que contabilizariam no método alternativo proposto.

Portanto, tem-se que foi feita uma avaliação da atuação da função contra perda de sincronismo adotada neste trabalho, com resultados positivos apenas para o caso com o gerador convencional e necessidade de ajustes para os casos com a usina eólica.

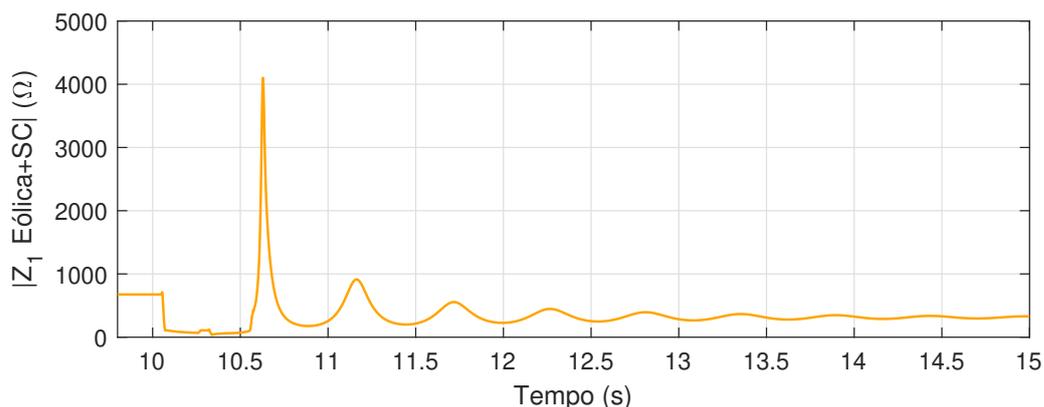


Figura 4.11. Comparativo das impedâncias de sequência positiva para os casos discutidos.

4.2 COMPARATIVO DOS DIFERENTES NÍVEIS DE PENETRAÇÃO ENTRE A USINA EÓLICA E O COMPENSADOR

A análise a seguir visa entender de forma mais abrangente o impacto do compensador síncrono no sistema em questão ao simular diferentes níveis de penetração entre a usina eólica e o compensador. Utiliza-se o caso anteriormente apresentado e mais dois outros, sendo eles:

- Sistema original, com a usina eólica configurada em 200 MVA e o compensador síncrono cerca de 79 MVar;
- Sistema com a usina eólica configurada em 120 MVA e o compensador síncrono cerca de 77 MVar; e
- Sistema com a usina eólica configurada em 275 MVA e o compensador síncrono cerca de 80 MVar.

Os demais parâmetros do sistema não foram alterados, apenas o nível de penetração da eólica e a consequente resposta do compensador síncrono.

4.2.1 Respostas em Tensão e Corrente

A Figura 4.12 apresenta o comparativo de tensão e corrente dos casos mencionados. Tem-se que o caso em que a usina eólica tem a maior potencial nominal é justamente

aquele que apresenta maiores variações nos níveis de tensão após a abertura da linha adjacente. É também o caso que apresenta a maior queda de tensão após o curto-circuito.

No que tange as correntes, algo notável para o caso da usina eólica com 275 MVA é não só as perturbações mais intensas, mas como se pode observar visualmente no curto período de tempo demonstrado na Figura 4.12 a diminuição do intervalo entre os picos das oscilações quando comparado com os outros dois casos.

Em outra instância, o caso da eólica com 120 MVA apresenta uma resposta de tensão bem próxima a do caso do sistema original. As respostas de corrente são as que demonstram menor variação nas oscilações estabelecidas após abertura da linha adjacente. Ademais, é o caso que possui o maior decréscimo de corrente logo após a abertura da linha adjacente.

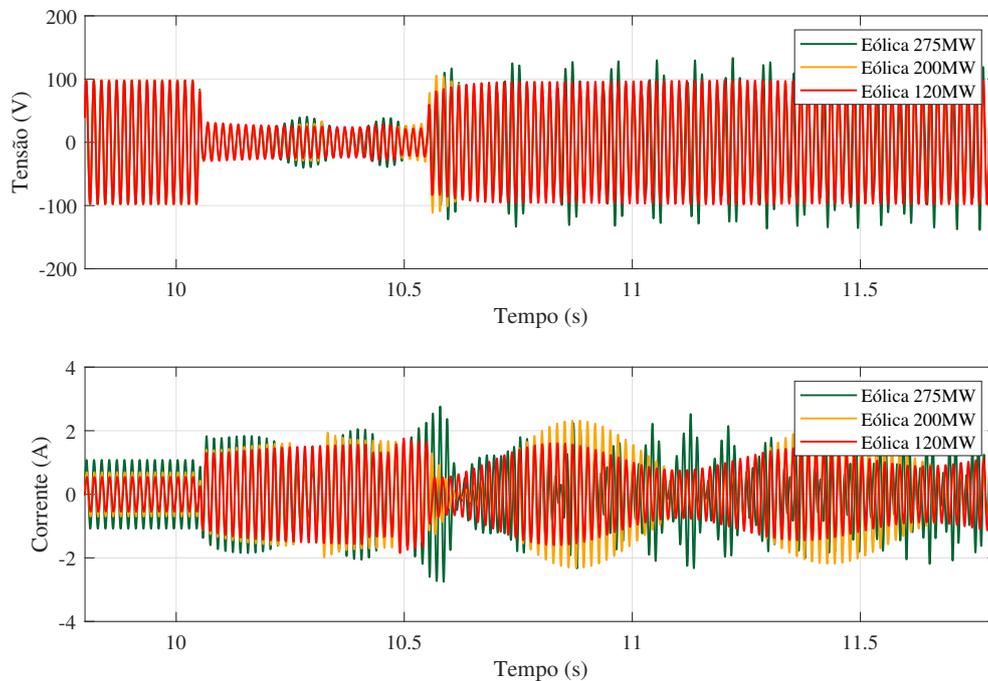


Figura 4.12. Comparativo das tensões e correntes para os diferentes níveis de penetração da eólica no sistema.

4.2.2 Respostas no Plano R-X

A Figura 4.13 apresenta em uma única visão a impedância de sequência positiva dos casos discutidos. Nela, vê-se que com clareza que quanto mais próxima ao valor unitário a razão entre a potência entregue pela usina eólica e a entregue pelo compensador, menor a variação da impedância em um caso de perturbação.

É interessante também observar que, no caso em que a potência nominal do parque eólico é a maior, mais próxima a trajetória da impedância fica da trajetória circular do sistema puramente eólico, o que é esperado. A maior diferença na comparação desses dois casos, é que os círculos não mantêm a tendência concêntrica que ocorre no puramente eólico, alternando entre trajetórias com resistência positivas e negativas.

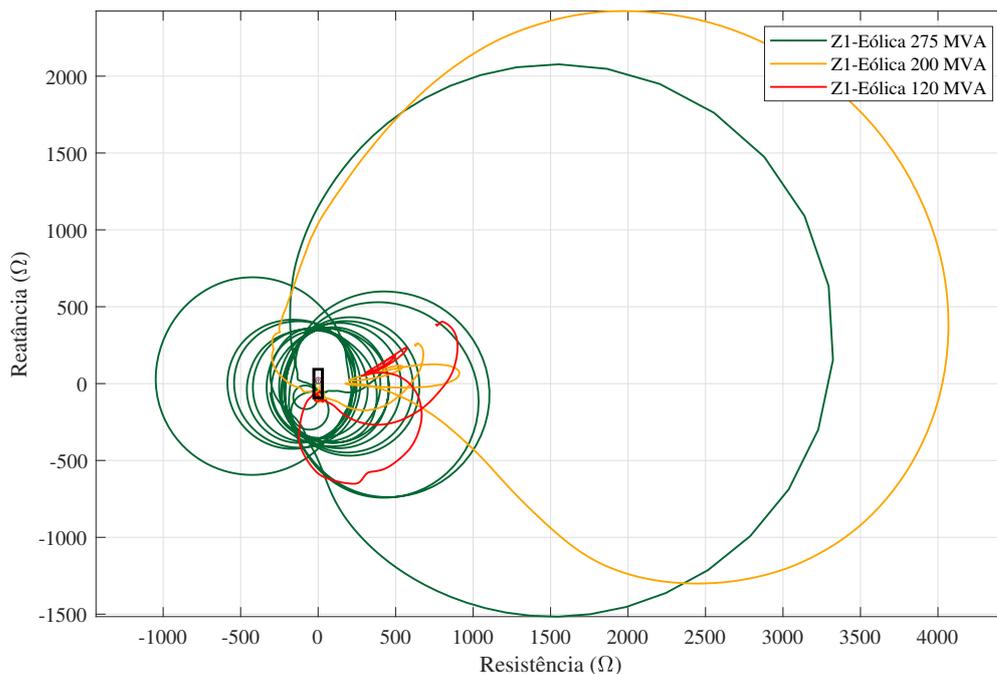


Figura 4.13. Impedância de sequência positiva no Plano R-X para os três casos com a usina eólica e o compensador síncrono.

A Figura 4.14 apresenta o módulo da impedância positiva para os três casos com diferentes níveis de penetração de energia eólica no sistema. Observa-se que, apesar do caso com o maior pico da impedância ser o do caso original, do parque eólico de 200 MVA, as variações logo após esse pico são bem mais estáveis que a do caso de maior potência nominal da usina. Como esperado pelas análises anteriores, o caso

com a maior proximidade entre as potências da eólica e do compensador síncrono é justamente aquele cuja impedância varia menos durante a perturbação.

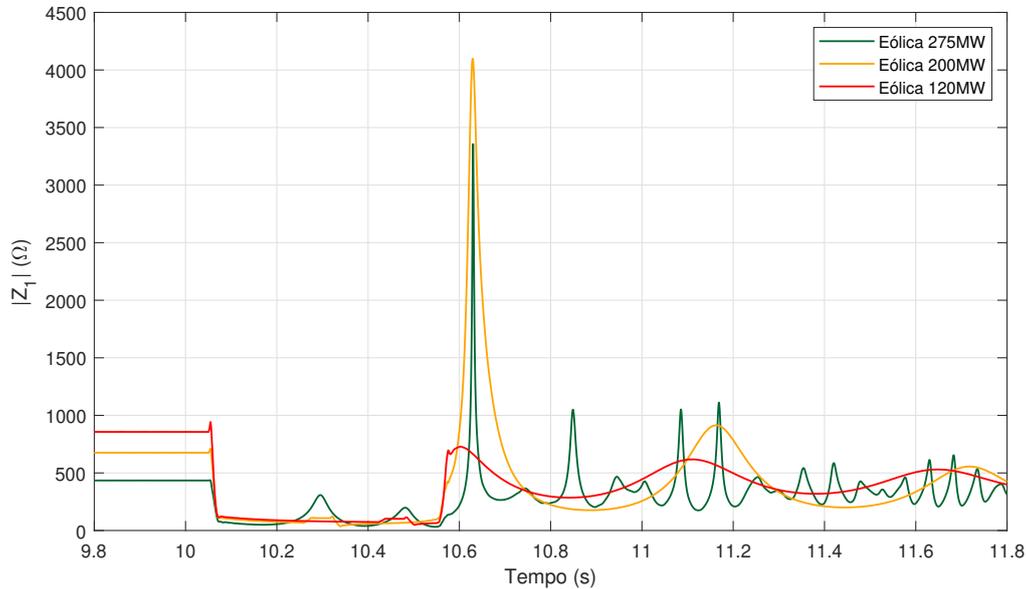


Figura 4.14. Módulo da impedância de sequência positiva ao longo do tempo para os três casos com a usina eólica e o compensador síncrono.

Assim, verifica-se empiricamente o impacto positivo do compensador síncrono em aumentar a estabilidade dos sistemas com fontes eólicas proporcionalmente a razão de potência entregue ou absorvida por esse equipamento sobre o total de potência fornecido pelo parque eólico.

4.3 CURTOS-CIRCUITOS APÓS AS OSCILAÇÕES

A análise agora será focada em curto-circuitos monofásicos (na fase A) ocorridos logo após o início das oscilações para os casos com o gerador, com somente a usina eólica e com o parque eólico acompanhado de um compensador síncrono. É esperado que, após essa perturbação, as oscilações preexistentes no sistema sejam de alguma forma agravadas. Outros tipos de curto-circuitos, como o bifásico e o trifásico, induziriam o ilhamento total do sistema, visto que a linha adjacente permanece aberta.

Mantendo os tempos originais de curto-circuito na linha adjacente e da respectiva abertura da linha, o curto-circuito na linha principal foi configurado para ocorrer aos

11 segundos da simulação. Ou seja, cerca de 5 segundos após a instauração da oscilação de potência no sistema.

4.3.1 Curto-circuito monofásico

Para evitar a poluição visual, as imagens a seguir serão apresentadas para as respostas no período de tempo entre 10,8 e 11,8 segundos. O curto-circuito monofásico AT aos 11 segundos não possui resistência de falta e ocorre na metade da referida linha de transmissão.

As Figuras 4.15 e 4.16 apresentam as respostas de tensão e corrente durante o intervalo de tempo mencionado anteriormente.

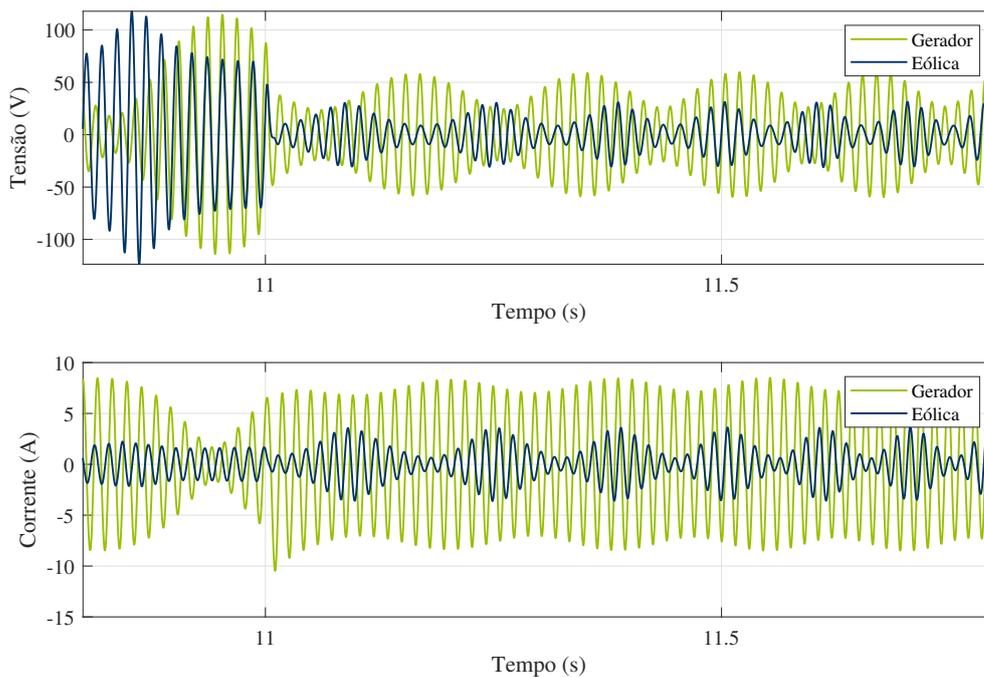


Figura 4.15. Comparativo das tensões e correntes após curto-circuito monofásico para os sistemas com gerador e com eólica.

Vê-se que, apesar da existência de uma oscilação prévia, os casos com eólica mantêm o padrão de ter uma queda de tensão maior durante curtos-circuitos que no caso do gerador convencional e que o caso com o compensador síncrono tende a esse efeito de certa forma atenuado, justamente pelo potencial de controle de tensão que esse equipamento exerce. Como observado anteriormente no caso sem o curto-circuito, as

variações de impedância do caso sem o compensador são as mais exacerbadas entre os três.

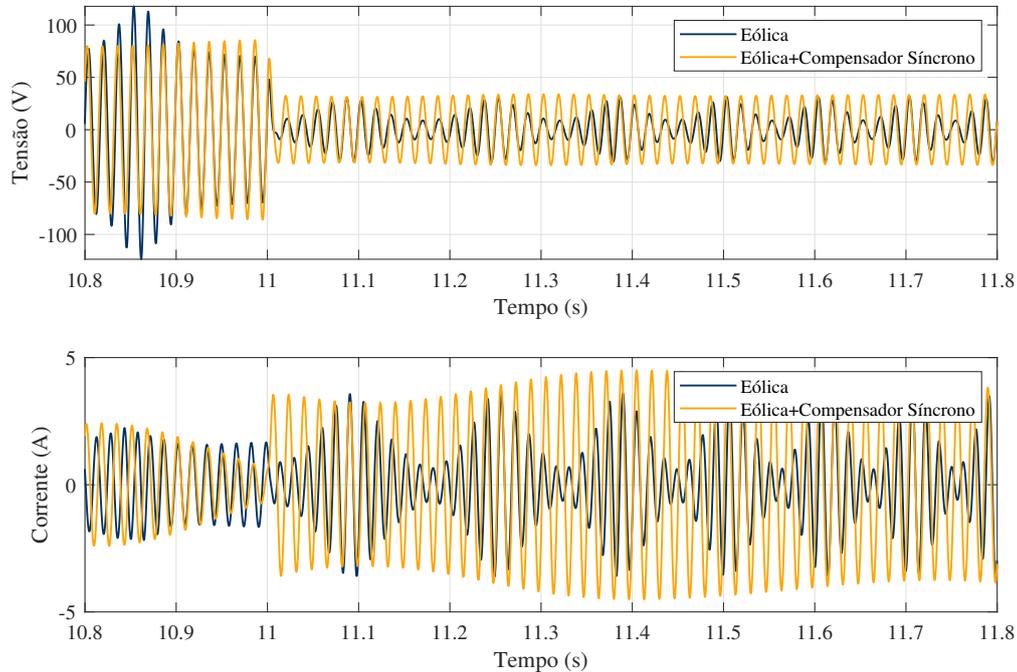


Figura 4.16. Comparativo das tensões e correntes após curto-circuito monofásico para os sistemas com somente eólica e com adição do compensador síncrono.

As Figuras 4.17, 4.19 e 4.20 apresentam as impedâncias medidas pelo relé de distância para o caso do curto-circuito na linha principal. Destaca-se que, caso o bloqueio e o desbloqueio da proteção de distância ocorresse corrente durante as oscilações anteriores ao curto-circuito AT, a proteção de distância atuaria corretamente nos casos com a usina eólica.

No caso com o gerador, apesar de que se pode conferir com clareza a trajetória da impedância AT até um próximo a metade da linha (ainda que um pouco mais próximo de 60% da extensão dela), algumas outras impedâncias ultrapassam a característica Mho devido a oscilação prévia, que foi intensificada com o curto-circuito.

A interferência das demais impedâncias que não a do curto-circuito devido as oscilações no caso do gerador é demonstrada na Figura 4.18. Nela, é possível verificar que, diferentemente da impedância AT, que adentra a Zona 1 e permanece dentro dos limites dessa zona, ainda que com algumas variações, as demais impedâncias alternada-

mente adentram e saem dessas regiões, demonstrando a oscilação. Também é possível observar que há uma diferenciação nessas oscilações após o curto-circuito, uma vez que se observa no breve momento pré-falta mostrado na imagem uma trajetória quase uníssona para todas as impedâncias.

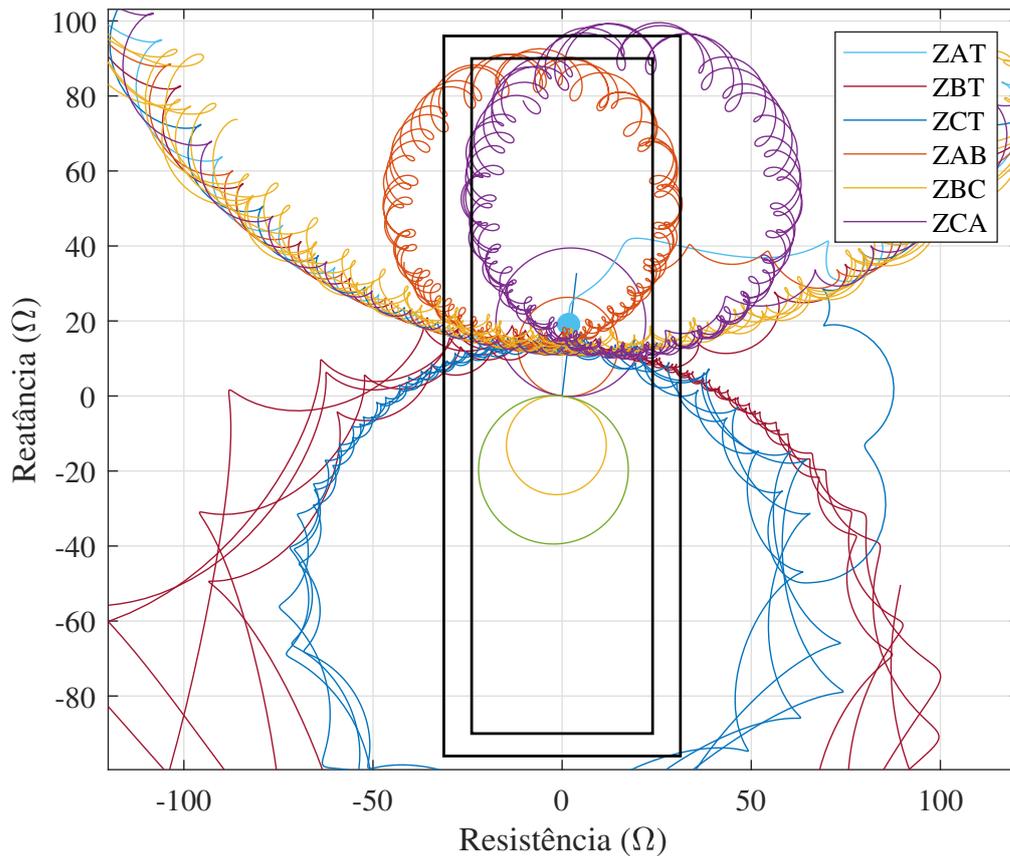


Figura 4.17. Impedâncias vistas pelo relé no Plano R-X para o caso com o gerador convencional durante curto-circuito na linha principal.

O caso com o compensador síncrono mais uma vez aponta um aumento de estabilidade graças a esse equipamento, uma vez que é o que tem o menor grau de oscilação da impedância ZAT em torno do ponto da impedância da linha que demarcaria a distância da falta, o que aumentaria a precisão da definição da distância do defeito.

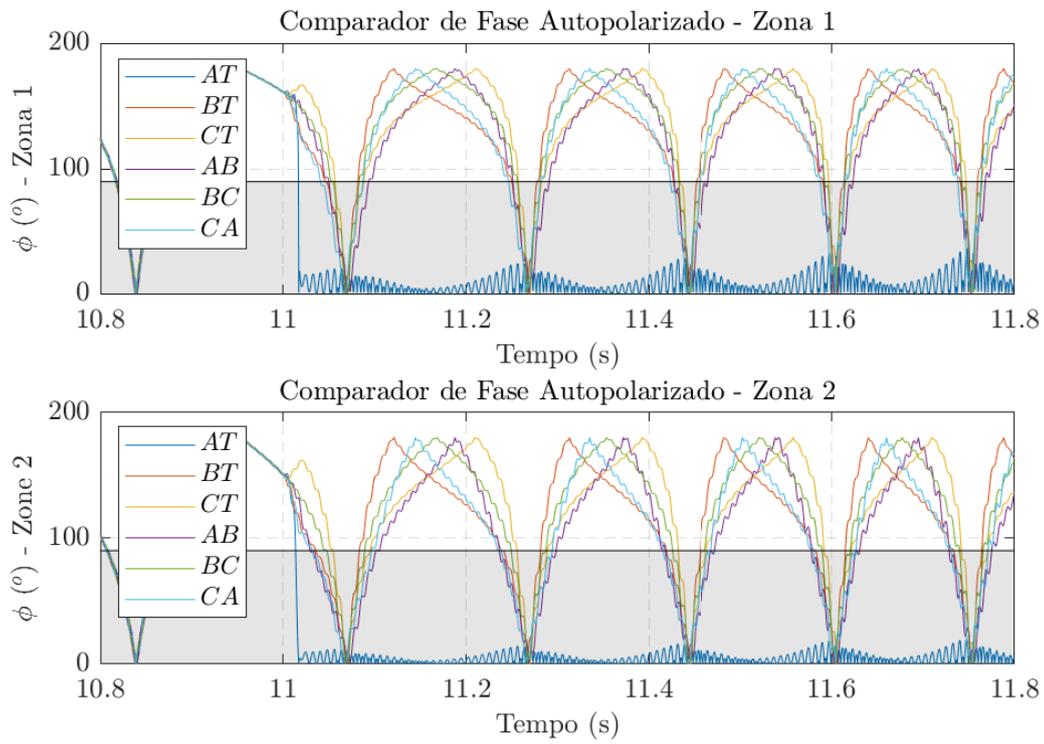


Figura 4.18. Comparador de fase autopolarizado para o caso com o gerador convencional durante curto-circuito na linha principal.

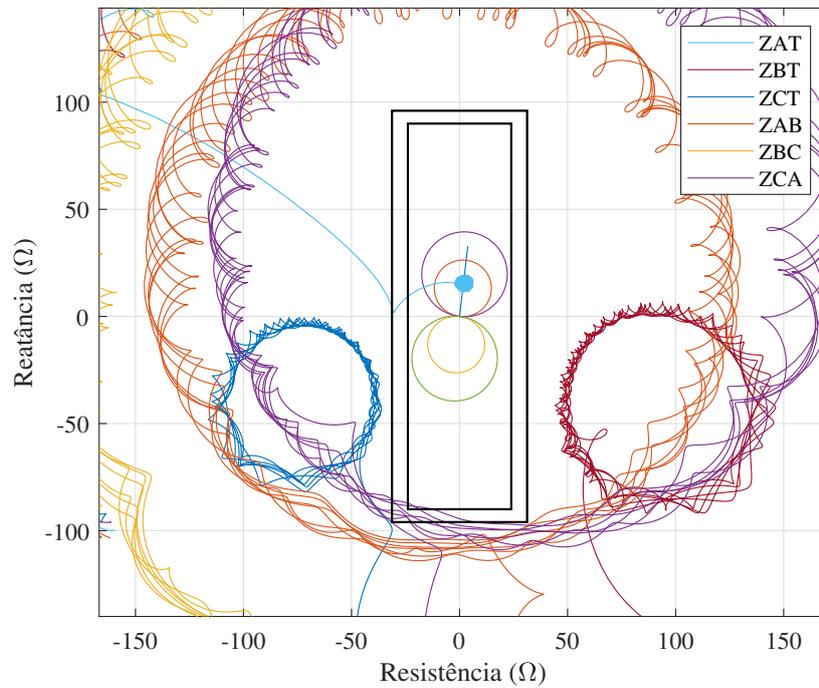


Figura 4.19. Impedâncias vistas pelo relé no Plano R-X para o caso com somente a usina eólica durante curto-circuito na linha principal.

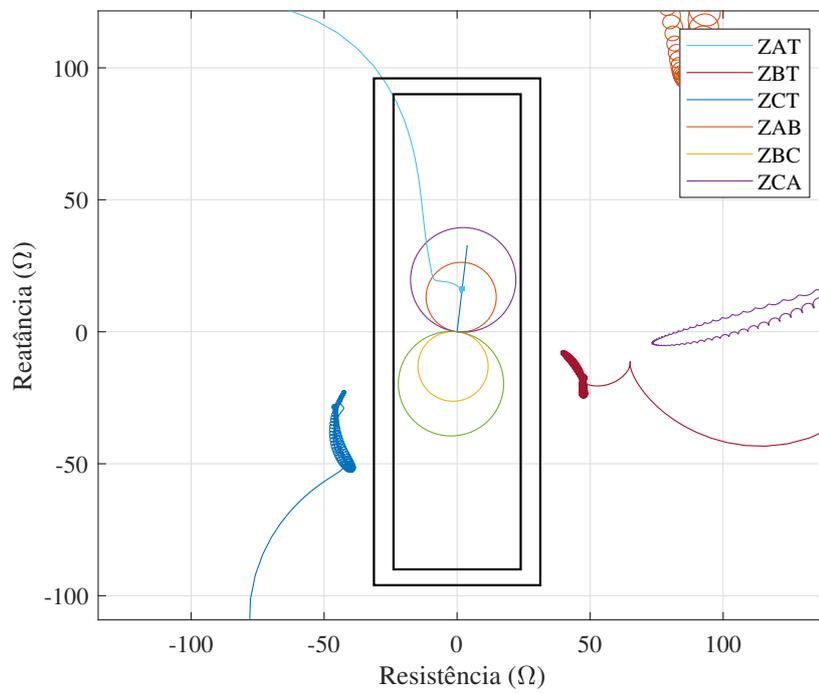


Figura 4.20. Impedâncias vistas pelo relé no Plano R-X para o caso com a usina eólica e o compensador síncrono durante curto-circuito na linha principal.

CONCLUSÕES

O intuito principal deste trabalho era de avaliar o comportamento de sistemas com inserção de fontes de energia eólico em comparação com sistemas tradicionais frente a oscilações de potência. Com essa finalidade, foram realizadas simulações cujas condições foram ajustadas para ocorrências de oscilações de potência. Isso ocorreu através de uma demora proposital para a eliminação de uma falta na linha de transmissão adjacente em relação à linha principal analisada.

Inicialmente, foram apresentados conceitos para o melhor entendimento dos resultados a serem apresentados, como uma breve descrição da lógica da proteção de distância, cuja base de entendimento é essencial para melhor esclarecimento da função de proteção contra perda de sincronismo. Também foram descritos o funcionamento básico do compensador síncrono e da usina eólica. Ademais, foi apresentado os fundamentos do que constitui uma oscilação de potência e como ela pode ser observada em um sistema de proteção.

Após isso, os parâmetros utilizados para a simulação dentro do *software* EMTP-RV foram esmiuçados, bem como foi feita uma breve descrição do sistema de controle da usina eólica do modelo utilizado no referido *software*.

Em seguida, os dados das simulações foram tratados dentro do *software* MATLAB a fim de reproduzir com certa proximidade a realidade do processamento de dados de um relé. Adicionalmente, foi reproduzida a lógica e a parametrização das funções de proteção de distância e contra perda de sincronismo.

Foram analisadas as repostas do sistema com o gerador convencional, com somente o parque eólico e com um compensador síncrono conectado ao mesmo barramento da usina eólica. Para tal foram obtidas e analisadas as medidas de tensão e corrente, bem como as impedâncias medidas pelo relé de proteção de distância no Plano R-X.

Através dessas avaliações, confirmou-se alguns comportamentos esperados dos casos com a eólica, como por exemplo, uma queda de tensão maior que no caso tradicional após a ocorrência de um curto-circuito na rede e a existência de oscilações mais abruptas que no caso convencional.

Para esses casos também avaliou-se a atuação da proteção contra perda de sincronismo, principalmente através da impedância de sequência positiva do sistema, tanto no Plano R-X, quanto ao longo do intervalo de tempo da perturbação. Foi possível perceber que ela só funcionaria com confiabilidade no caso do gerador e, nos casos com eólica, seriam precisos ajustes para uma atuação adequada, seja no comando de abertura do disjuntor ou na função de bloqueio da proteção de distância.

Adicionalmente, com a finalidade de uma avaliação mais minuciosa do impacto do compensador síncrono, simulou-se oscilações de potência em casos com valores próximos de potência reativa entregue por esse equipamento, mas com diferentes configurações de potência da usina eólica. Tais análises comprovaram o impacto positivo do compensador síncrono na estabilidade dos sistemas frente a esse tipo de perturbações.

Também verificou-se que oscilações prévias para os casos em análise só tem potencial de afetar negativamente a proteção de distância no sistema com o gerador tradicional, enquanto nos sistemas com eólica a proteção atuaria sem maiores problemas.

Com base nas análises apresentadas, os seguintes assuntos podem ser foco de trabalhos futuros:

- Análise focada nos aspectos do sistema de controle da usina eólica frente a oscilações de potência;
- Avaliação do comportamento de sistemas com presença de usinas fotovoltaicas frente a oscilações de potência;
- Algoritmo para detecção de curto-circuitos para desbloqueio da proteção de distância durante oscilações;
- Desenvolvimento de novo ajuste da proteção *Out of Step* focado em sistemas com presença de gerações interfaceadas por inversores; e

- Análise da resposta às oscilações de potência em sistemas mais complexos com a presença de múltiplas fontes e cargas, como o sistema IEEE de 9 barras.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

AABEEÓLICA. *Boletim Anual 2022*. Av. Paulista, 1337, 5^o andar, Conj. 51 Bela Vista, São Paulo: AABEEólica, 2023. Citado na página 1.

ANDERSON, P. M.; HENVILLE, C. F.; RIFAAT, R.; JOHNSON, B.; MELIOPOULOS, S. *Power system protection*. [S.l.]: John Wiley & Sons, 2022. Citado 3 vezes nas páginas 5, 7, and 9.

AYODELE, T. R.; JIMOH, A.; MUNDA, J. L.; TEHILE, A. J. Challenges of grid integration of wind power on power system grid integrity: A review. *International journal of renewable energy research*, v. 2, n. 4, p. 618–626, 2012. Citado na página 2.

BAO, L.; FAN, L.; MIAO, Z. Comparison of synchronous condenser and statcom for wind farms in weak grids. In: IEEE. *2020 52nd North American Power Symposium (NAPS)*. [S.l.], 2021. p. 1–6. Citado na página 14.

BLAABJERG, F.; LISERRE, M.; MA, K. Power electronics converters for wind turbine systems. *IEEE Transactions on industry applications*, IEEE, v. 48, n. 2, p. 708–719, 2011. Citado na página 16.

CHEN, Z.; GUERRERO, J. M.; BLAABJERG, F. A review of the state of the art of power electronics for wind turbines. *IEEE Transactions on power electronics*, IEEE, v. 24, n. 8, p. 1859–1875, 2009. Citado na página 16.

COSTA, J. S.; TOLEDO, R. T.; GAMA, L. A.; SANTOS, G. B.; LOPES, F. V.; PEREIRA, P. S.; SALGE, G. S.; DAVI, M. J. Investigation on full-converter-based wind power plant behavior during short-circuits. In: IEEE. *2019 Workshop on Communication Networks and Power Systems (WCNPS)*. [S.l.], 2019. p. 1–4. Citado na página 18.

COUNCIL, G. W. E. Gwec global wind report 2023. *Global Wind Energy Council: Bonn, Germany*, 2023. Citado na página 2.

FENTIE, D. D. Understanding the dynamic mho distance characteristic. In: IEEE. *2016 69th Annual Conference for Protective Relay Engineers (CPRE)*. [S.l.], 2016. p. 1–15. Citado na página 10.

FERRER, H. A. Modern solutions for protection, control, and monitoring of electric power systems. schweitzer engineering laboratories. *Inc., Pullman, WA*, v. 20, 2010. Citado 6 vezes nas páginas 5, 6, 7, 8, 10, and 13.

GONZALEZ-LONGATT, F.; ADIYABAZAR, C.; MARTINEZ, E. V. Setting and testing of the out-of-step protection at mongolian transmission system. *Energies*, MDPI, v. 14, n. 23, p. 8170, 2021. Citado 4 vezes nas páginas 18, 19, 31, and 32.

- HOLBACH, J. New out of step blocking algorithm for detecting fast power swing frequencies. In: IEEE. *2006 Power Systems Conference: Advanced Metering, Protection, Control, Communication, and Distributed Resources*. [S.l.], 2006. p. 182–199. Citado 2 vezes nas páginas iii and 22.
- IEA. *Renewable Electricity*. IEA, Paris: IEA, 2022. Citado na página 1.
- KARAAGAC, U.; MAHSEREDJIAN, J.; GRAS, H.; SAAD, H.; PERALTA, J.; BELLOMO, L. D. Simulation models for wind parks with variable speed wind turbines in emp. *Polytechnique Montréal*, 2017. Citado 6 vezes nas páginas iii, iv, 17, 28, 29, and 30.
- MARTUSCELLO, L.; KRIZAUSKAS, E.; HOLBACH, J.; LU, Y. Tests of distance relay performance on stable and unstable power swings reported using simulated data of the august 14 th 2003 system disturbance. In: IEEE. *2009 Power Systems Conference*. [S.l.], 2009. p. 1–21. Citado na página 21.
- MENCO, C. A. L. *et al. Método para detecção de oscilação de potência no domínio do tempo*. Tese (Doutorado) — Universidade Federal de Santa Maria, 2018. Citado 7 vezes nas páginas iii, 3, 13, 19, 20, 21, and 23.
- OLIVER, J.; WARE, B.; CARRUTH, R. 345 mva fully water-cooled synchronous condenser for dumont station part i. application considerations. *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, IEEE, n. 6, p. 2758–2764, 1971. Citado na página 14.
- ONS. *Dados do Sistema Integrado Nacional Em Números*. 2023. Disponível em: <<https://www.ons.org.br/paginas/sobre-o-sin/o-sistema-em-numeros>>. Citado na página 2.
- ONS, O. *ANÁLISE DA PERTURBAÇÃO DO DIA 15/08/2023 ÀS 08H30MIN ENVOLVENDO O SIN*. [S.l.]: ONS, 2023. Citado na página 2.
- PAITHANKAR, Y. G.; BHIDE, S. *Fundamentals of power system protection*. [S.l.]: PHI Learning Pvt. Ltd., 2022. Citado na página 11.
- RAMAKRISHNA, R. H.; MIAO, Z.; FAN, L. Dynamic performance of type-4 wind with synchronous condenser during weak grids and faults. In: IEEE. *2021 IEEE Power & Energy Society General Meeting (PESGM)*. [S.l.], 2021. p. 1–5. Citado na página 14.
- SAADAR, H. *Power system analysis*. [S.l.]: Psa Publishing LLC, 2011. Citado na página 18.
- SAMPAIO, G. R. Avaliação da proteção de distância de linhas de transmissão. 2014. Citado na página 6.
- SILVA, K. M. *et al. Estimção de fasores baseada na transformada wavelet para uso na proteção de distância de linhas de transmissão*. Universidade Federal de Campina Grande, 2009. Citado 4 vezes nas páginas vi, 8, 9, and 11.

SILVA, P. H. P. Contribuições para o estudo do compensador síncrono baseado em máquina de indução duplamente alimentada. 2018. Citado 2 vezes nas páginas 13 and 14.

TELEKE, S.; ABDULAHOVIC, T.; THIRINGER, T.; SVENSSON, J. Dynamic performance comparison of synchronous condenser and svc. *IEEE Transactions on power delivery*, IEEE, v. 23, n. 3, p. 1606–1612, 2008. Citado na página 14.

WANG, Y.; WANG, L.; JIANG, Q. Impact of synchronous condenser on sub/super-synchronous oscillations in wind farms. *IEEE Transactions on Power Delivery*, IEEE, v. 36, n. 4, p. 2075–2084, 2020. Citado na página 14.

YARAMASU, V.; WU, B.; SEN, P. C.; KOURO, S.; NARIMANI, M. High-power wind energy conversion systems: State-of-the-art and emerging technologies. *Proceedings of the IEEE*, IEEE, v. 103, n. 5, p. 740–788, 2015. Citado 4 vezes nas páginas iii, 15, 16, and 17.

ZIEGLER, G. *Numerical distance protection: principles and applications*. [S.l.]: John Wiley & Sons, 2011. Citado na página 8.