



VIABILIDADE DO RELIGAMENTO MONOPOLAR EM REDES ELÉTRICAS COM GRANDE PENETRAÇÃO DE GERAÇÃO BASEADA EM INVERSORES

Thiago Ferreira da Silva Costa

Dissertação de Mestrado apresentada ao Programa de Pós-graduação em Engenharia Elétrica, COPPE, da Universidade Federal do Rio de Janeiro, como parte dos requisitos necessários à obtenção do título de Mestre em Engenharia Elétrica.

Orientador: Antonio Carlos Siqueira de Lima

Rio de Janeiro
Junho de 2024

VIABILIDADE DO RELIGAMENTO MONOPOLAR EM REDES ELÉTRICAS
COM GRANDE PENETRAÇÃO DE GERAÇÃO BASEADA EM INVERSORES

Thiago Ferreira da Silva Costa

DISSERTAÇÃO SUBMETIDA AO CORPO DOCENTE DO INSTITUTO
ALBERTO LUIZ COIMBRA DE PÓS-GRADUAÇÃO E PESQUISA DE
ENGENHARIA DA UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO DE JANEIRO COMO
PARTE DOS REQUISITOS NECESSÁRIOS PARA A OBTENÇÃO DO GRAU
DE MESTRE EM CIÊNCIAS EM ENGENHARIA ELÉTRICA.

Orientador: Antonio Carlos Siqueira de Lima

Aprovada por: Prof. Antonio Carlos Siqueira de Lima
Prof. Braúlio César de Oliveira
Prof. Pedro Gomes Barbosa

RIO DE JANEIRO, RJ – BRASIL
JUNHO DE 2024

Costa, Thiago Ferreira da Silva

Viabilidade do Religamento Monopolar em Redes Elétricas com Grande Penetração de Geração Baseada em Inversores/Thiago Ferreira da Silva Costa. – Rio de Janeiro: UFRJ/COPPE, 2024.

XVI, 80 p.: il.; 29,7cm.

Orientador: Antonio Carlos Siqueira de Lima

Dissertação (mestrado) – UFRJ/COPPE/Programa de Engenharia Elétrica, 2024.

Referências Bibliográficas: p. 67 – 69.

1. Transitórios Eletromagnéticos. 2. Religamento Monopolar. 3. Geração por inversores. I. Lima, Antonio Carlos Siqueira de. II. Universidade Federal do Rio de Janeiro, COPPE, Programa de Engenharia Elétrica. III. Título.

*Dedico este trabalho à memória
do meu avô Wallace*

*"Entregue o seu caminho ao
Senhor, confie nele, e o mais ele
fará". Salmos 37:5*

Agradecimentos

Agradeço a Deus por me fortalecer nos desafios e me inspirar na busca pelo conhecimento ao longo desta jornada. Sou grato pelo Seu amor e por alcançar este marco acadêmico, sabendo que tudo é possível com Sua orientação.

À minha família, com especial gratidão aos meus queridos avós, Wallace (*in memoriam*) e Maria Augusta, pelo incentivo e por me ensinarem a viver. Serei eternamente grato a esses seres inigualáveis.

Aos meus pais, Marcelo e Andrea, pelo dom da vida e amor incondicional.

À minha sogra e segunda mãe, Maria Theresa, pelo carinho e apoio ao longo desses anos.

À minha esposa Beatriz, pela compreensão, paciência, apoio e confiança depositada em mim durante todo esse período. Sempre me motivando para jamais desistir. Obrigado por tudo, meu amor, você é demais!

Ao melhor amigo, Jorge Moraes, pela amizade incontestável e presente em todos os momentos importantes.

Agradeço ao meu orientador, Antonio Carlos Siqueira de Lima, pela transferência de conhecimento e apoio na elaboração deste trabalho.

Ao meu amigo e ex-orientador na graduação, Márcio Sereno, cuja orientação e apoio foram fundamentais na contribuição deste trabalho.

Ao Operador Nacional do Sistema (ONS) pelo incentivo à realização do mestrado, especialmente à equipe da EGI, que me proporcionou um grande crescimento técnico e pessoal. Expresso minha gratidão ao Adriano Barbosa pela confiança no meu trabalho e aos meus colegas de equipe Carlos Campinho, Daniel Sinder, Dilton Vasconcelos, Estefânia Teixeira, João Henrique, José Carlos, Loan Tullio e Luiz Filipe pela amizade, pelos ensinamentos e pela capacitação técnica.

A todos aqueles que, mesmo não citados, de alguma maneira contribuíram para a conclusão deste trabalho, deixo meus sinceros agradecimentos.

Resumo da Dissertação apresentada à COPPE/UFRJ como parte dos requisitos necessários para a obtenção do grau de Mestre em Ciências (M.Sc.)

VIABILIDADE DO RELIGAMENTO MONOPOLAR EM REDES ELÉTRICAS COM GRANDE PENETRAÇÃO DE GERAÇÃO BASEADA EM INVERSORES

Thiago Ferreira da Silva Costa

Junho/2024

Orientador: Antonio Carlos Siqueira de Lima

Programa: Engenharia Elétrica

A inserção de fontes renováveis baseadas em inversores tornou-se uma realidade nos sistemas de distribuição e transmissão de energia elétrica. Com isso, há a necessidade de aumentar a confiabilidade e operabilidade da rede elétrica quando esses conversores estão presentes. Neste trabalho, apresenta-se uma análise da viabilidade do uso do religamento monopolar em linhas de transmissão que conectam usinas eólicas e/ou fotovoltaicas ao Sistema Interligado Nacional (SIN), com o objetivo de evitar o desligamento dessas linhas e a perda da geração no caso de faltas monofásicas auto-extintas. O religamento tripolar com tempo morto elevado é comumente utilizado na operação do SIN devido à maior probabilidade de sucesso na manobra, porém, para trechos radiais, o religamento monopolar se mostra uma alternativa interessante em razão da prevalência de defeitos monofásicos no sistema. Esta dissertação também busca identificar possíveis limitações para a aplicação do religamento monopolar avaliando distintas modelagens para representação de geração renovável conectada por inversor nos estudos de transitórios eletromagnéticos utilizando o programa ATP.

Abstract of Dissertation presented to COPPE/UFRJ as a partial fulfillment of the requirements for the degree of Master of Science (M.Sc.)

FEASIBILITY OF SINGLE-PHASE RECLOSING IN POWER NETWORKS
WITH INVERTER BASED RESOURCES

Thiago Ferreira da Silva Costa

June/2024

Advisor: Antonio Carlos Siqueira de Lima

Department: Electrical Engineering

Integrating renewable sources based on inverters has become a reality in electrical distribution and transmission systems. Consequently, there is a need to increase the reliability and operability of the power grid when these converters are present. This work presents an analysis of the feasibility of using single-pole reclosing in transmission lines that connect wind and photovoltaic plants to the National Interconnected System (SIN), to avoid the disconnection of these lines and the loss of generation in the event of self-extinguishing single-phase faults. High dead-time three-pole reclosing is typically used due to the higher probability of success in the maneuver. However, single-pole reclosing is an alternative for radial sections due to the prevalence of single-phase faults in the system. This dissertation also seeks to identify limitations for applying single-pole reclosing by evaluating different models for representing inverter-connected renewable generation in electromagnetic transient studies using the ATP program.

Sumário

Lista de Figuras	xi
Lista de Tabelas	xiv
1 Introdução	1
1.1 Contextualização	1
1.2 Motivação	3
1.3 Objetivo	5
1.4 Contribuição do trabalho	6
1.5 Publicações decorrentes	6
1.6 Estrutura da dissertação	6
2 Fundamentação teórica e metodológica	8
2.1 Religamento Monopolar	8
2.1.1 Importância para o SIN	8
2.1.2 Fenômenos eletromagnéticos	11
2.1.3 Critérios vigentes	15
2.1.4 Mitigações	19
2.2 Representação da rede equivalente	24
2.3 Modelagem das fontes renováveis	25
2.3.1 Fonte de Tensão	25
2.3.2 Fonte de Corrente	25
2.3.3 Representação por Inversores	26
2.4 Requisitos técnicos para conexão de renováveis no SIN	28
2.4.1 Suportabilidade a subtensões e sobretensões dinâmicas	28
2.4.2 Injeção de corrente reativa sob defeito	29
3 Estudo de religamento monopolar para conexão de usinas eólicas e fotovoltaicas	31
3.1 Introdução	31
3.2 Rede equivalente	32
3.2.1 Validação da rede equivalente	33

3.3	Modelagem das fontes renováveis	33
3.3.1	Configuração e ponto de conexão	33
3.3.2	Representação no ATP	34
3.3.3	Validação dos modelos e característica passiva da rede	38
3.4	Metodologia	44
3.5	Premissas	45
3.5.1	Tensão pré-manobra	45
3.5.2	Suportabilidade de tensão - Coordenação de isolamento da LT	45
3.5.3	Para-raios de LT	46
3.6	Resultados	47
3.6.1	Análise de extinção do arco secundário	47
3.6.2	Regime transitório	53
3.7	Análise dos resultados	63
4	Considerações finais	65
4.1	Trabalhos futuros	66
	Referências Bibliográficas	67
A	Modelagem do Sistema no ATP	70
B	Modelagem da LT em estudo	75

Lista de Figuras

1.1	Evolução na geração de energia renovável por tecnologia no mundo (2020-2028) - Fonte: [1]	2
1.2	Evolução da capacidade instalada no SIN (abr/24 a dez/28) - Fonte: Adaptado de [2]	3
2.1	Natureza elétrica dos desligamentos das linhas de transmissão entre 2017 e 2021 - Fonte: [3]	10
2.2	Corrente de arco durante a falta monofásica - Fonte: Acervo do autor	11
2.3	Estágios do arco elétrico - Fonte: [4]	12
2.4	Critério 1 - Curva indicativa para tempo morto de até 500 ms - Fonte: [5]	16
2.5	Critério 2 - Curva indicativa para tempo morto superior a 500 ms - Fonte: [6]	17
2.6	Ligação do reator de linha e de neutro - Fonte: Acervo do autor . . .	20
2.7	Esquema de atuação do banco de reator com chaveamento de elementos em shunt - Fonte: Acervo do autor	20
2.8	Operação das chaves de aterramento rápido - Fonte: Acervo do autor	21
2.9	Corrente induzida pelas fases sãs - Fonte: Acervo do autor	22
2.10	Arranjo para chaveamento de uma LT utilizando RPI - Fonte: Acervo do autor	23
2.11	Exemplo de definição da rede equivalente - Fonte: Adaptado de [7] . .	24
2.12	Representação por fonte de tensão - Fonte: Acervo do autor	25
2.13	Representação por fonte de corrente - Fonte: Acervo do autor	26
2.14	Turbina eólica de velocidade variável com conversor parcial de energia, Tipo 1: DFIG - Fonte: Adaptado de [8]	27
2.15	Turbina eólica de velocidade variável com conversor total de energia, Tipo 2: <i>Full Converter</i> - Fonte: Adaptado de [8]	27
2.16	Painel fotovoltaico, Tipo 2: <i>Full Converter</i> - Fonte: Adaptado de [9] .	28
2.17	Requisito de suportabilidade - Tensão nos terminais dos aerogeradores ou inversores da central geradora - Fonte: [10]	29
2.18	Requisito para injeção de corrente reativa sob defeito - Fonte: [10] . .	30

3.1	Diagrama da rede equivalente representado no ATP - Fonte: Acervo do autor	32
3.2	Diagrama simplificado da rede representada - Fonte: Acervo do autor	34
3.3	Estrutura do modelo DFIG representado - Fonte: Acervo do autor . .	35
3.4	Representação do modelo DFIG no ATPDraw - Fonte: Acervo do autor	35
3.5	Representação esquemática dos componentes do modelo FC - Fonte: Acervo do autor	36
3.6	Estrutura simplificada do modelo FC - Fonte: Acervo do autor	37
3.7	Representação do modelo FC no ATPDraw - Fonte: Acervo do autor	37
3.8	Resposta em Frequência ($Z\omega[\Omega] \times f[n]$) do sistema equivalente visto do terminal SS500	38
3.9	Localização do defeito aplicado - Fonte: Acervo do autor	39
3.10	Fonte de Tensão - Sobretensões durante uma falta monofásica	40
3.11	Fonte de Tensão - Sobretensões durante uma falta trifásica	40
3.12	Fonte de Corrente - Sobretensões durante uma falta monofásica	41
3.13	Fonte de Corrente - Sobretensões durante uma falta trifásica	41
3.14	<i>DFIG</i> - Sobretensões durante uma falta monofásica	42
3.15	<i>DFIG</i> - Sobretensões durante uma falta trifásica	42
3.16	<i>Full Converter</i> - Sobretensões durante uma falta monofásica	42
3.17	<i>Full Converter</i> - Sobretensões durante uma falta trifásica	43
3.18	Comparativo - Sobretensões durante uma falta monofásica	43
3.19	Comparativo - Detalhe das sobretensões durante uma falta monofásica	43
3.20	Comparativo - Sobretensões durante uma falta trifásica	44
3.21	Comparativo - Detalhe das sobretensões durante uma falta trifásica .	44
3.22	Modelo Tipo 1 – Ia e Vp	48
3.23	Modelo Tipo 2 – Ia e Vp	48
3.24	Modelo Tipo 3 – Ia e Vp	48
3.25	Modelo Tipo 4 – Ia e Vp	49
3.26	Critério 1 - Zona de provável extinção do arco secundário	49
3.27	Modelo Tipo 1 - Domínio da Frequência, sem falta - Tensão eficaz induzida na fase aberta	50
3.28	Modelo Tipo 1 - Domínio da Frequência, com falta - Corrente eficaz de arco secundário	51
3.29	Modelo Tipo 2 - Domínio da Frequência, sem falta - Tensão eficaz induzida na fase aberta	51
3.30	Modelo Tipo 2 - Domínio da Frequência, com falta - Corrente eficaz de arco secundário	51
3.31	Modelo Tipo 3 - Domínio da Frequência, sem falta - Tensão eficaz induzida na fase aberta	52

3.32	Modelo Tipo 3 - Domínio da Frequência, com falta - Corrente eficaz de arco secundário	52
3.33	Modelo Tipo 4 - Domínio da Frequência, sem falta - Tensão eficaz induzida na fase aberta	52
3.34	Modelo Tipo 4 - Domínio da Frequência, com falta - Corrente eficaz de arco secundário	53
3.35	Modelo Tipo 1 - Maiores sobretensões observadas durante o RM . . .	55
3.36	Modelo Tipo 1 - Maior energia dissipada nos para-raios durante o RM	55
3.37	Modelo Tipo 1 - Corrente de falta	56
3.38	Modelo Tipo 1 - Corrente de arco secundário	56
3.39	Modelo Tipo 2 - Maiores sobretensões observadas durante o RM . . .	57
3.40	Modelo Tipo 2 - Maior energia dissipada nos para-raios durante o RM	57
3.41	Modelo Tipo 2 - Corrente de falta	58
3.42	Modelo Tipo 2 - Corrente de arco secundário	58
3.43	Modelo Tipo 3 - Maiores sobretensões observadas durante o RM . . .	58
3.44	Modelo Tipo 3 - Corrente na barra da SE Coletora durante o RM . .	59
3.45	Modelo Tipo 3 - Potência ativa e reativa injetada na rede durante o RM	59
3.46	Modelo Tipo 3 - Maior energia dissipada nos para-raios durante o RM	60
3.47	Modelo Tipo 3 - Corrente de falta	60
3.48	Modelo Tipo 3 - Corrente de arco secundário	60
3.49	Modelo Tipo 4 - Maiores sobretensões observadas durante o RM . . .	61
3.50	Modelo Tipo 4 - Corrente na barra da SE Coletora durante o RM . .	61
3.51	Modelo Tipo 4 - Potência ativa e reativa injetada na rede durante o RM	62
3.52	Modelo Tipo 4 - Maior energia dissipada nos para-raios durante o RM	62
3.53	Modelo Tipo 4 - Corrente de falta	63
3.54	Modelo Tipo 4 - Corrente de arco secundário	63
B.1	Estrutura monomastro estaiada (cara de gato) - Fonte: Acervo do autor	75
B.2	Representação no ATP da LT 500 kV Seccionadora - Coletora	76
B.3	LCC da LT 500 kV Seccionadora - Coletora	80

Lista de Tabelas

2.1	Natureza elétrica dos desligamentos das LT da Rede Básica em 2021	9
3.1	Validação dos níveis de curto-circuito - ANAFAS x ATP	33
3.2	Curva dos para-raios de 420 kV	46
3.3	Corrente de arco secundário e 1 ^o pico da TRT	47
3.4	Tensão induzida na fase aberta e corrente de arco secundário	50
3.5	Análises transitórias - RM da LT - Tensões fase-terra e energia nos para-raios	54
A.1	Dados de linhas de transmissão	71
A.2	Dados dos transformadores com 3 enrolamentos	72
A.3	Dados dos transformadores com 2 enrolamentos	72
A.4	Dados dos reatores de barra	73
A.5	Dados dos equivalentes de fronteira	73
A.6	Dados dos equivalentes shunt	74
A.7	Dados das cargas	74
A.8	Dados dos bancos de capacitores	74
A.9	Dados das máquinas elétricas	74
B.1	Parâmetros elétricos da LT 500 kV Seccionadora - Coletora	76

Lista de Abreviaturas e Siglas

ABEEÓLICA	Associação Brasileira de Energia Eólica
ABSOLAR	Associação Brasileira de Energia Solar Fotovoltaica
AIE	Agência Internacional de Energia
ANAFAS	Análise de Falhas
ANAREDE	Análise de Redes
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
ATP	<i>Alternative Transients Program</i>
CC	Corrente Contínua
CA	Corrente Alternada
CEPEL	Centro de Pesquisas de Energia Elétrica
DFIG	<i>Doubly-Fed Induction Generator</i>
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
ERAC	Esquema Regional de Alívio de Cargas
FRT	<i>Fault Ride Through</i>
HVRT	<i>High Voltage Ride Through</i>
IGBT	<i>Insulated Gate Bipolar Transistor</i>
LCC	<i>Line Constantes Cable</i>
LT	Linha de Transmissão
LVRT	<i>Low Voltage Ride Through</i>
MME	Ministério de Minas e Energia
ONS	Operador Nacional do Sistema Elétrico
PAC	Ponto de Acoplamento Comum
PB	Projeto Básico
PDE	Plano Decenal de Expansão de Energia

PLL	<i>Phase Locked Loop</i>
PR	Procedimentos de Rede
PROINFA	Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica
PWM	<i>Pulse Width Modulation</i>
RB	Rede Básica
RM	Religamento Monopolar
SEP	Sistema Elétrico de Potência
SIN	Sistema Interligado Nacional
TACS	<i>Transient Analysis of Control Systems</i>
TEM	Transitórios Eletromagnéticos
TM	Tempo Morto
TOV	<i>Transient Overvoltage</i>
TRT	Tensão de Reestabelecimento Transitória
ZnO	Óxido de Zinco

Capítulo 1

Introdução

O mundo contemporâneo enfrenta desafios significativos relacionados à disponibilidade e ao uso sustentável de recursos energéticos, especialmente no contexto das mudanças climáticas causadas pelo impacto ambiental das atividades humanas. Nesse cenário, as fontes de energia renováveis, como a solar e a eólica, têm desempenhado um papel cada vez mais importante na matriz energética global. O crescimento notável dessas fontes nos últimos anos é um reflexo da necessidade de transição para um modelo energético mais sustentável. Este trabalho está inserido no contexto de pesquisas e análises focadas nos estudos de viabilidade do Religamento Monopolar (RM) durante a fase de Projeto Básico (PB), especificamente nas linhas de transmissão que integram fontes renováveis de energia. Busca-se identificar possíveis limitações para a aplicação do RM, avaliando distintas modelagens para representar a geração renovável conectada por inversor nos estudos de transitórios eletromagnéticos (TEM), utilizando-se o programa ATP (*Alternative Transient Program*). Neste capítulo, é apresentada uma contextualização do tema, suas principais motivações, os objetivos e a estrutura do documento.

1.1 Contextualização

De acordo com dados do relatório de tendências globais em energias renováveis da Agência Internacional de Energia (AIE), o setor de energias renováveis experimentou um crescimento significativo em todo o mundo. Neste ano de 2024, eólicas e solares juntas têm gerado mais energia do que as usinas hidrelétricas e, em 2028, é previsto que as fontes de energia renováveis representarão mais de 42 % da geração global de energia elétrica, com a participação das eólicas e solares chegando a 25 % da capacidade total instalada, conforme ilustrado na Figura 1.1.

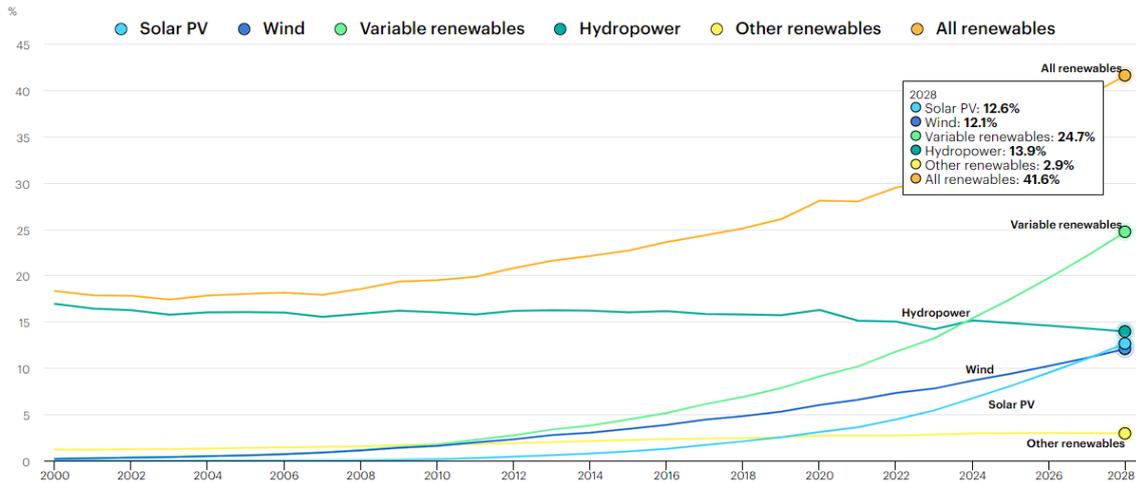


Figura 1.1: Evolução na geração de energia renovável por tecnologia no mundo (2020-2028) - Fonte: [1]

No Brasil, essa tendência de crescimento das energias renováveis também é evidente. O país possui um dos maiores potenciais solares e eólicos do mundo, e as políticas públicas voltadas para o setor têm incentivado o desenvolvimento dessas fontes. Desde a criação do Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (PROINFA) há 20 anos, importantes mudanças têm ocorrido tanto na operação quanto no planejamento da expansão dos sistemas. Essas mudanças impactam a matriz energética do Sistema Interligado Nacional (SIN), com efeitos significativos na transmissão e distribuição de energia elétrica. As características intrínsecas a essas fontes podem promover diversos benefícios como, por exemplo, maior proximidade entre a geração e a carga (consumidor) e consequente redução nos custos de transmissão, a diversificação e a complementariedade das fontes de energia, o tempo de implantação e investimento reduzidos para esquemas de geração menores, dentre outros. Nas últimas duas décadas, verifica-se um aumento exponencial do volume de geração eólica integrando-se ao SIN, somado a uma perspectiva de crescimento acelerado da integração também de parques fotovoltaicos, conforme dados obtidos no Plano Decenal de Expansão de Energia (PDE) [11].

Segundo dados do Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), a capacidade instalada de energia solar e eólica no Brasil cresceu significativamente nos últimos anos, alcançando cerca de 12,6 GW (5,7 %) e 29,8 GW (13,5 %), respectivamente, em 2024.

A Figura 1.2 mostra a participação das diversas fontes de energia elétrica que compõe a matriz energética brasileira e apresenta a evolução da capacidade instalada no SIN de 2024 para o horizonte de 2028.

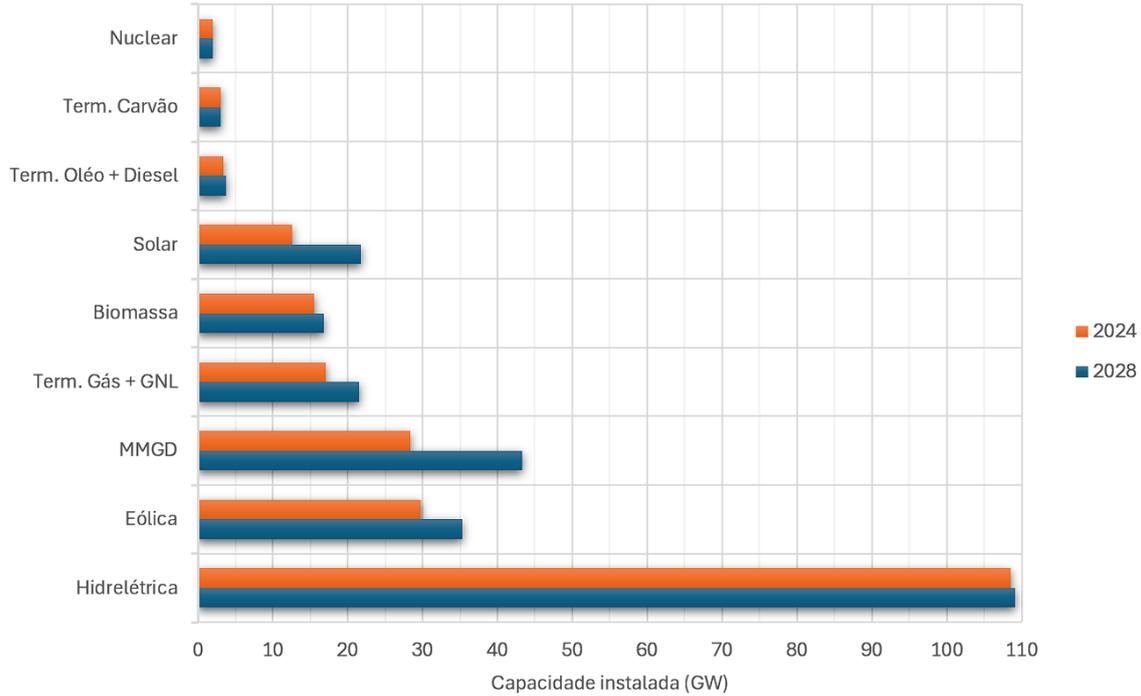


Figura 1.2: Evolução da capacidade instalada no SIN (abr/24 a dez/28) - Fonte: Adaptado de [2]

Pode-se observar, conforme a Figura 1.2, que nos próximos quatro anos, a participação da geração de energia eólica e solar irá aumentar em 18 % e 73 %, respectivamente e, somadas, representarão 22 % da capacidade instalada em 2028. Em contrapartida, embora continue sendo a principal fonte de suprimento energético do país, a energia hidrelétrica terá um aumento de apenas 1 %, neste mesmo intervalo de tempo.

1.2 Motivação

Em sistemas de extra alta tensão (maior ou igual a 230 kV), os defeitos mais comuns são do tipo monofásico e de caráter temporário, conforme observado pelo Operador [3]. Portanto, é importante avaliar a viabilidade da implementação do religamento monopolar, levando em consideração seus benefícios para a estabilidade do sistema, continuidade da geração e do atendimento à carga. Essa análise deve abordar dois aspectos essenciais: a possibilidade de extinção do arco secundário durante o tempo morto (TM) e o comportamento da fonte geradora durante o defeito e ao longo do TM, após a eliminação da falta, quando o sistema estará desequilibrado naquele ponto. O arco secundário é um fenômeno bastante complexo, envolvendo o valor instantâneo da tensão induzida sobre a fase aberta pelas fases sãs e a dinâmica do

arco no ar [12, 13].

Tradicionalmente, as usinas eólicas e fotovoltaicas são conectadas ao SIN por meio de linhas de transmissão (LT) radiais de uso exclusivo. A adoção do religamento monopolar, em vez do religamento tripolar comumente utilizado, pode ser uma opção interessante para evitar o desligamento completo da LT. Isso reduziria o impacto transitório sobre a geração e a carga, prevenindo possíveis cortes de energia. Contudo, haveria o impacto da circulação de componentes de sequência negativa e zero durante o tempo da operação monopolar. Cabe ressaltar que, diferentemente do que ocorre com a geração hidráulica, onde o religamento monopolar resulta em conjugados de sequência negativa e zero na máquina, o mesmo não acontece com as usinas eólicas e/ou fotovoltaicas. Isso se deve à conexão da geração via inversores à rede elétrica, onde o fator crítico passa a ser a tensão do barramento CC dos inversores.

A análise da viabilidade da extinção do arco secundário baseia-se em metodologias já consagradas no setor elétrico brasileiro, amplamente documentadas nas literaturas técnicas [6, 7, 14]. É importante ressaltar que as LT que conectam as usinas geralmente são de circuitos simples de curta extensão, sem compensação reativa. Portanto, não são esperados problemas significativos para atender aos critérios estabelecidos para o sucesso da manobra de religamento monopolar [15]. Por outro lado, a análise do desempenho da fonte geradora - seja solar, eólica ou ambas - durante todo o ciclo de religamento requer uma atenção especial, uma vez que o comportamento transitório dos aerogeradores e/ou inversores é fortemente influenciado por suas lógicas de controle específicas, onde se destacam: a curva de *Low Voltage Ride Through* (LVRT), a curva de *High Voltage Ride Through* (HVRT) e a injeção de corrente reativa durante um defeito.

A avaliação do comportamento transitório dessas fontes frente às falhas e manobras deve considerar, evidentemente, uma modelagem trifásica que seja capaz de reproduzir o fenômeno estudado, considerando a influência do sistema de controle adotado em cada unidade geradora e as dinâmicas específicas de cada tecnologia de conexão utilizada. Por esse motivo, não se mostra adequado definir, *a priori*, modelos genéricos que dificilmente representariam de forma precisa os conversores durante as condições reais de operação. Conforme estabelecido nos Procedimentos de Rede (PR)[15], cabe aos agentes, durante a fase de integração dos empreendimentos de geração ao SIN, fornecer ao ONS um modelo trifásico detalhado das novas instalações. Tal modelo deve representar, adequadamente, todas as funções de controle relevantes para análises de estudos de religamento automático, possibilitando assim a análise adequada da viabilidade do uso do religamento monopolar.

Por fim, importante ressaltar o evento significativo ocorrido no dia 15 de agosto de 2023 [16], às 08h30min, que evidenciou a importância da modelagem e com-

portamento dos parques eólicos e fotovoltaicos no SIN. Neste evento, localizado na região Nordeste do Brasil, houve um desligamento automático da LT de 500 kV entre Quixadá e Fortaleza II, apenas no terminal de Quixadá, durante operação normal. Este desligamento foi provocado pela atuação do sistema de proteção da linha, sem a incidência de curto-circuito no sistema elétrico. Imediatamente após o desligamento, foi observada uma abrupta redução de tensão nas regiões Norte, Nordeste e Acre/Rondônia, resultando na abertura de diversas linhas de transmissão e na separação desses subsistemas do restante do SIN. As análises do ONS indicaram que a redução de tensão foi uma consequência direta do desempenho inesperado dos parques eólicos e fotovoltaicos, cujo comportamento em campo diferiu significativamente dos resultados obtidos nos estudos realizados pelo ONS com base nos modelos matemáticos fornecidos pelos agentes. Este evento resultou na atuação do Esquema Regional de Alívio de Cargas (ERAC), que minimizou o impacto do distúrbio, mas ainda assim levou à interrupção de aproximadamente 23.368 MW de cargas no SIN. A macrorregião Norte/Nordeste foi a mais afetada, com uma interrupção de 12.689 MW, enquanto a macrorregião Sul/Sudeste/Centro-Oeste teve uma interrupção de 10.680 MW. O estado de Roraima permaneceu isolado do SIN, sendo atendido de forma independente. O restabelecimento das cargas foi iniciado de forma gradual, com o subsistema Sul sendo completamente restaurado às 09h05min, o Sudeste às 09h33min, e o ONS autorizando o restabelecimento total das cargas às 14h49min. Diante desses acontecimentos, fica evidente a necessidade de investigar mais a fundo o comportamento de parques eólicos e fotovoltaicos durante eventos de perturbação no sistema elétrico. A discrepância entre o desempenho observado em campo e os modelos utilizados para estudos pelo ONS aponta para a importância de visitar e aprimorar as metodologias de modelagem dessas fontes de geração renovável.

1.3 Objetivo

O estudo de viabilidade para o religamento monopolar requer uma análise detalhada de transitórios eletromagnéticos (TEM), geralmente realizada por meio de programas específicos como ATP (*Alternative Transients Program*), PSCAD (*Power Systems Computer Aided Design*), EMTP (*Electromagnetic Transients Program*), DIG-SILENT, entre outros. No Brasil, o ATP é adotado como programa de referência para estudos de TEM nos PR [15], e comumente utilizado devido à sua natureza de código aberto e consistência dos resultados obtidos. Por isso, o programa foi utilizado nas simulações realizadas nesta dissertação.

O objetivo principal deste estudo é avaliar a viabilidade do uso do religamento monopolar nas LT que conectam as fontes renováveis ao SIN, variando a modelagem

das unidades geradoras eólicas e solares. A análise foca em dois aspectos fundamentais: a possibilidade de extinção do arco secundário durante o Tempo Morto (TM) e o comportamento da fonte geradora durante o defeito e ao longo do TM, e após a eliminação da falta.

1.4 Contribuição do trabalho

Este trabalho contribui para aprimorar os estudos de religamento monopolar em LT de conexão de fontes que utilizam conversores para sua conexão ao SIN. A efetiva utilização desta manobra trás significativos ganhos para a operação do sistema, podendo evitar, especialmente, cortes de geração e carga quando da ocorrência de faltas monofásicas, prevalentes no sistema.

Embora as simulações sejam realizadas especificamente para os estudos de viabilidade do religamento monopolar, este trabalho apresenta requisitos básicos necessários para desenvolver e implementar modelos de parques eólicos e/ou solares no ATP. Portanto, tal modelagem, que incorpora a representação de controles com grande influência no desempenho transitório das usinas, pode ser utilizada em inúmeros outros estudos TEM onde o comportamento desse tipo de fonte tem influência.

1.5 Publicações decorrentes

1. T. F. S. Costa, A. C. S. Lima. Análise qualitativa da modelagem de fontes renováveis em estudos de transitórios eletromagnéticos. XXIV CONGRESSO BRASILEIRO DE AUTOMÁTICA - CBA 2022.
2. T. F. S. Costa, A. S. Neto, D. S. Filho, A. C. S. Lima. Avaliação da viabilidade do uso de religamento monopolar para atendimento de usinas eólicas e fotovoltaicas. XIX ERIAC DÉCIMO NONO ENCONTRO REGIONAL IBERO-AMERICANO DO CIGRE - 2023.

1.6 Estrutura da dissertação

Esta dissertação está organizada em 4 capítulos, adicionais ao Capítulo 1, que são subdivididos de acordo com assuntos correlacionados ao seu tema principal, de acordo com a seguinte descrição:

No Capítulo 2 abordamos diversos aspectos relevantes. Começamos com a discussão sobre a manobra do religamento monopolar, seguida pela representação da rede equivalente para estudos de transitórios eletromagnéticos. Além disso, são ex-

plorados aspectos da modelagem das fontes renováveis e, por fim, detalhados os requisitos técnicos para conexão desse tipo de geração no SIN.

No Capítulo 3 são apresentadas as análises realizadas para a elaboração do estudo de caso, que é o foco dessa dissertação. A partir da definição e validação da rede equivalente no ATP, é evidenciada a necessidade da representação distinta das fontes renováveis. Neste capítulo, também são apresentadas a metodologia e as premissas adotadas e, por fim, apresentamos os resultados obtidos para os estudos de religamento monopolar.

No Capítulo 4 são elencadas as conclusões obtidas após a realização dos estudos de caso. Por fim, são propostos os projetos futuros como desdobramentos dos resultados obtidos neste trabalho. Essa seção é crucial para consolidar as contribuições dessa dissertação e apontar direções para pesquisas e aprimoramentos posteriores.

Capítulo 2

Fundamentação teórica e metodológica

2.1 Religamento Monopolar

O RM é uma manobra utilizada em LT que atua de forma semelhante ao religamento tripolar convencional, porém seu uso é direcionado para a extinção de defeitos monofásicos, predominantes em sistemas de extra-alta tensão (EAT). Nessa modalidade de religamento, há a interrupção de corrente apenas na fase sob defeito, em ambos os terminais, propiciando assim a possibilidade de eliminação do curto-circuito existente sem a abertura completa da LT. Tal manobra permite que seja mantida grande parte do fluxo de potência, com transmissão pelas fases sãs durante o processo de recomposição automática da linha, reduzindo a intensidade e a duração de afundamentos de tensão na região e, conseqüentemente, contribuindo para uma melhor estabilidade do sistema durante os eventos.

Após a ocorrência do defeito, o religamento tem por finalidade possibilitar a recomposição do sistema, no menor tempo possível, mantidas as condições de segurança operativa, continuidade do abastecimento e qualidade do suprimento, podendo em alguns casos evitar desligamentos em cascata.

O sucesso da manobra de RM depende de aspectos fundamentais como, por exemplo, a extinção do arco secundário, o que será aprofundado neste capítulo.

2.1.1 Importância para o SIN

Uma parcela significativa das falhas que resultam no desligamento de linhas de transmissão no SIN ocorre devido a faltas. Essas faltas podem ter natureza temporária, como as originadas por descargas atmosféricas ou ser permanentes, como aquelas causadas pela queda de uma torre ou o rompimento de uma cadeia de isoladores, por exemplo.

As faltas se subdividem em monofásicas, bifásicas ou trifásicas, podendo ser aterradas ou isoladas. De acordo com o Relatório de Análises e Estatísticas de Desligamentos Forçados [3], no ano de 2021, 83,9 % das faltas em linhas de corrente alternada (CA) com tensão igual ou superior a 230 kV foram monofásicas para terra, tendo, portanto, uma prevalência muito significativa. Objetivando um maior detalhamento, a Tabela 2.1 resume o percentual dos curto-circuitos no SIN discriminados por sua natureza elétrica e por nível de tensão da linha para o ano de 2021. Com base nas estatísticas, verifica-se que, para o nível de tensão de 440 kV, a ocorrência dos curtos-circuitos monofásicos para terra correspondeu a 95,9 % dos registros.

A tabela a seguir, obtida do relatório [3] de análise estatística de desligamentos, apresenta os números associados a cada tipo de falta.

Tabela 2.1: Natureza elétrica dos desligamentos das LT da Rede Básica em 2021

Tensão (kV)	Rede Básica					
	Fase-terra (%)	Bifásica (%)	Trifásica (%)	Bifásica-terra (%)	Trifásica-terra (%)	Outras (%)
765	92,9	7,1	0,0	0,0	0,0	0,0
500	83,4	13,4	0,2	1,6	0,0	1,4
440	95,9	3,0	0,0	0,0	0,0	1,1
345	91,8	5,4	0,0	0,8	0,0	2,0
230	82,6	9,4	1,2	4,8	0,3	1,7
Total	83,9	9,6	0,5	2,5	0,1	3,4

Fonte: [3]

A seguir, a Figura 2.1, extraída do relatório [3], apresenta uma estatística de 5 anos (2017 a 2021). É possível observar que o percentual de faltas fase-terra é, na média, superior a 75 % nesse período. A grande prevalência das faltas monofásicas evidencia a relevância de utilização do RM nas LT, trazendo ganhos para continuidade, confiabilidade e flexibilidade do suprimento de energia e da operação do SIN.

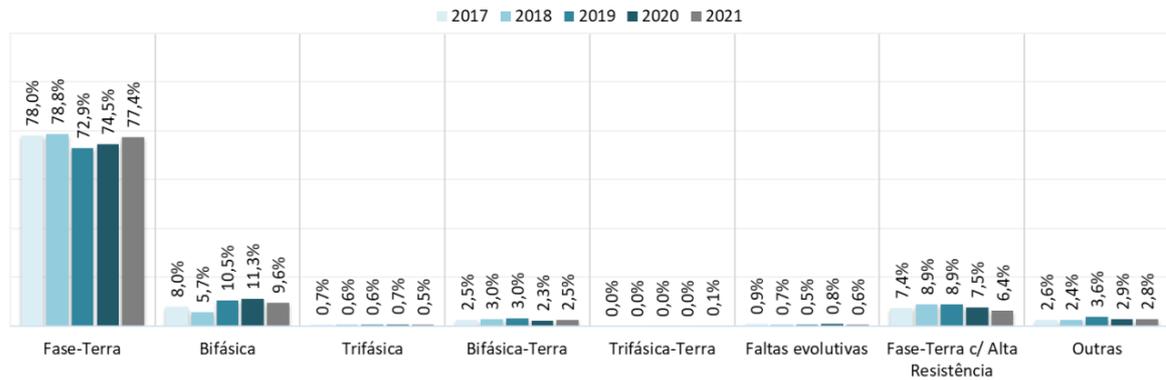


Figura 2.1: Natureza elétrica dos desligamentos das linhas de transmissão entre 2017 e 2021 - Fonte: [3]

Boa parte das faltas monofásicas são resultantes de arcos que se originam em falhas de blindagem ou a partir de descargas indiretas, podendo, em grande parte, ser eliminadas seletivamente com a utilização do religamento monopolar sem a necessidade de interromper a corrente nas fases sãs. Para tanto, os disjuntores devem ter, por padrão de especificação, acionamento independente por polo, recurso comum em equipamentos de classe de tensão igual ou superior a 230 kV.

Comparando-se o religamento monopolar com o religamento tripolar rápido, verifica-se os seguintes benefícios do primeiro:

- Reduz a magnitude dos torques transitórios aplicados aos eixos de unidades geradoras próximas, com especial impacto em unidades térmicas, embora devam ser considerados eventuais problemas de tensão inversa, associados as correntes de sequência negativa, durante a operação em duas fases;
- Reduz as sobretensões transitórias advindas da manobra de religamento;
- Minimiza impactos nas instalações de usuários, com cargas compostas por motores e conversores, cuja operação poderia eventualmente ter que ser reiniciada, prejudicando processos produtivos;
- Em sistemas radiais com geração na extremidade, evita os efeitos de uma possível perda de sincronismo;
- Diminui a probabilidade de ocorrência de instabilidade de tensão;
- Contribui para diminuir a intensidade e duração de afundamentos de tensão, reduzindo desligamentos desnecessários de usinas sem “*fault-ride-through capability*”, usualmente eólicas e térmicas, como também de equipamentos conversores;

- Em sistemas radiais, aumenta a confiabilidade do suprimento aos consumidores e facilita o escoamento da potência de unidades geradoras, evitando os efeitos de uma possível perda de sincronismo;
- Aumenta a estabilidade angular para defeitos transitórios monofásicos. Tal fato se aplica de uma forma geral sendo particularmente significativo para os casos a partir da segunda contingência, considerando-se que o sistema brasileiro já opera dimensionado para suportar falta fase-terra permanente.

2.1.2 Fenômenos eletromagnéticos

Arco secundário

A análise do comportamento do arco elétrico, mais precisamente da extinção do chamado arco secundário, é o elemento mais importante no estudo de RM de uma linha de transmissão.

Na ocorrência de uma falha fase-terra em uma LT decorrente de um arco de potência através do ar livre, o arco primário estabelece um transitório de ionização do ar que, na grande maioria dos casos, mesmo após à desenergização da fase defeituosa pela abertura monopolar da LT, mantém uma descarga elétrica de menor potência, denominada de arco secundário, suprida pelo acoplamento eletromagnético com as demais fases sãs. A corrente durante uma falta fase-terra é de magnitude elevada, da ordem de milhares de amperes. Já a corrente de arco secundário tem ordem de grandeza significativamente inferior, geralmente da ordem de algumas dezenas de amperes, conforme observado na Figura 2.2.

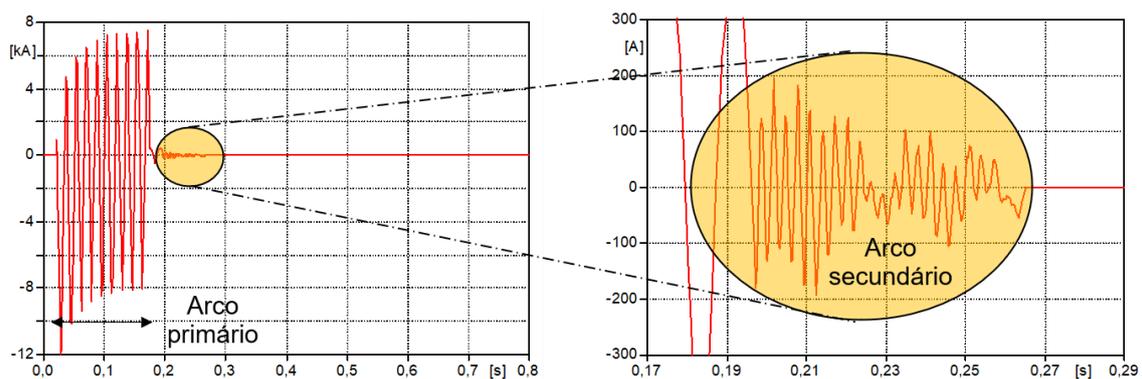


Figura 2.2: Corrente de arco durante a falta monofásica - Fonte: Acervo do autor

Sob o ponto de vista da estrutura da matéria, o arco é um plasma de alta temperatura e de baixa resistividade elétrica, com um canal principal ionizado e condutor de eletricidade, sendo que a condução de corrente produz calor por efeito Joule que mantém a ionização, consumindo energia do sistema elétrico.

Conforme ilustrado na Figura 2.3, o arco no ar livre se desenvolve inicialmente em torno de uma coluna principal entre os eletrodos, com estrutura aproximadamente cilíndrica, sendo que a taxa de energia consumida, ou seja a potência consumida, pode ser quantificada por unidade de volume. A irradiação do calor produzido faz com que a ionização flua radialmente para o exterior da coluna principal do arco, fazendo com que seu comprimento se alongue com o passar dos instantes seguintes à ionização inicial. O comprimento do arco varia acentuadamente com o tempo, aumentando consideravelmente o volume de dissipação da energia produzida até que não haja mais densidade suficiente de energia para manter o volume ionizado e, assim, o arco se extingue, caso não existam condições dielétricas para a sua reiguição.

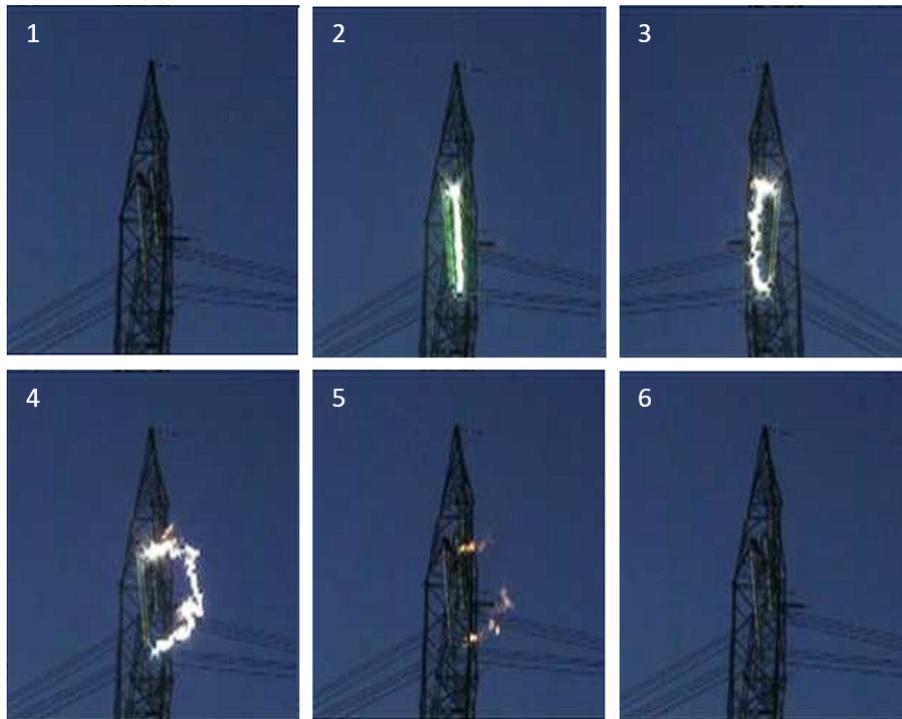


Figura 2.3: Estágios do arco elétrico - Fonte: [4]

Para arcos produzidos no ar livre, os principais fatores que influenciam a variação do comprimento do arco são: a velocidade do vento, a convecção, a turbulência do ar e o volume inicial de energia que produziu o arco, que é dependente da magnitude e da duração da corrente de falta.

Modelagem do arco secundário

Grande parte dos trabalhos de pesquisa existentes sobre modelagem de arco elétrico trata deste fenômeno no interior de disjuntores, sendo comum para o caso do arco ao ar livre estimativas de comportamento a partir de extrapolações destes resultados. Pesquisas recentes [17], realizadas a partir de inúmeras medições de campo e testes em protótipos de linhas de transmissão, têm proposto modelos específicos para o

arco no ar livre. Estas pesquisas demonstram que modelos mais precisos são viáveis, mas sua utilização ainda é limitada devido à falta de informações detalhadas para a representação do arco secundário.

Ainda em [17], é afirmado que em estudos paramétricos, para efeito de comparação de alternativas num contexto em que o arco secundário se integra a outros condicionamentos de projeto, não se faz necessária uma modelagem detalhada do arco.

Este é exatamente o caso quando se estuda o religamento monopolar em que se pretende estabelecer uma parametrização do tempo de extinção do arco em relação às grandezas elétricas observáveis (ou calculáveis) que ocorrem durante o tempo morto e no instante do religamento. Nestes casos, em geral, a modelagem do arco não é determinante. O arco pode ser representado através de uma chave, como um curto-circuito franco, pois quem determina sua corrente e as demais condições de extinção é o projeto da LT e as condições do sistema onde a LT está inserida. É possível ainda representá-lo por uma chave em série com uma resistência de algumas dezenas de ohms.

Com base na física do arco no ar livre e sabendo que o arco secundário existe devido ao acoplamento da fase desligada com as fases vizinhas (fases sãs da LT ou mesmo de LT muito próxima como é o caso de LT em circuito duplo), é possível afirmar que sua permanência depende das energias cedidas ao plasma do arco no momento de sua formação (arco primário) e durante o tempo morto de manutenção do arco secundário. Portanto, de uma forma genérica considerando a energia cedida ao plasma do arco, podemos elencar os principais fatores que influenciam na permanência do mesmo:

- Corrente de curto-circuito (arco primário)
 - Nível de curto-circuito nos terminais da LT
 - Duração do curto-circuito (atuação da proteção)
 - Posição do curto-circuito em relação aos terminais da LT
- Corrente do arco secundário durante o tempo morto
 - Duração do Tempo Morto
 - Acoplamento eletromagnético entre fases
 - * Silhueta e cabeça de torre
 - * Geometria dos subcondutores por fase
 - * Transposição
 - * Geometria e proximidade entre circuitos (duplo ou simples)

- Topologia da rede de transmissão a qual a LT está inserida
- Nível de aterramento nas extremidades da LT
- Posição do curto-circuito em relação aos terminais da LT
- Condições ambientais
 - * Velocidade do vento
 - * Densidade do ar
 - * Temperatura ambiente

A análise física do arco também mostra que, mesmo na condição em que o arco não tenha mais o volume de energia para se manter no momento do religamento, pode ocorrer neste instante a sua reignição caso surjam sobretensões transitórias (TRT) ou sustentadas (ressonância) em decorrência do religamento da LT, frustrando dessa forma o religamento monopolar. A ocorrência de sobretensões transitórias ou sustentadas, devido ao religamento, são plenamente observáveis (ou calculáveis) e dependem de fatores bem conhecidos, como por exemplo:

- Características de projeto da LT
 - Silhueta da torre
 - Geometria dos subcondutores por fase
 - Transposição
- Topologia da rede de transmissão na qual a LT está inserida
 - Reatores terminais da LT
 - Linhas longas conectadas nas SEs terminais da LT (reflexão das ondas trafegantes)

Portanto, os fatores que influenciam na permanência ou reignição do arco secundário quando de um religamento monopolar são bem conhecidos e passíveis de determinação. Porém, a questão pendente é como correlacionar estes parâmetros com o tempo de duração do arco, já que este elemento possui comportamento fortemente randômico. Neste sentido, nas últimas décadas, diversas pesquisas do comportamento paramétrico do tempo de extinção do arco secundário tem sido realizadas através de medições de campo, de ensaios em laboratório, de testes em protótipos de LT e até mesmo em linhas de transmissão em operação de 400 kV a 750 kV.

Os arcos de potência que precedem o arco secundário são de caráter aleatório e estão relacionados a fenômenos naturais, cujos parâmetros de modelagem apresentam alto grau de aleatoriedade. Porém, a análise do arco secundário se dá de forma

semelhante aos arcos associados a aplicações específicas, uma vez que sua ocorrência está associada a um tipo de manobra definida. A aleatoriedade de determinados parâmetros que influenciam o comportamento do arco poderia adicionar ainda um tratamento estatístico na análise de seu comportamento, conforme descrito por [18] e ponderado em [4].

Entretanto, conforme pode se observar a partir de resultados [4], a incorporação de tais efeitos não influencia significativamente a análise quanto à extinção do arco secundário. Determinados fatores de caráter predominantemente determinístico acabam por governar a caracterização do comportamento do arco secundário como, por exemplo, a capacidade das fases sãs de induzir tensão na fase desconectada (depende do feixe e da silhueta da cabeça de torre) e da topologia da rede de transmissão (capacidade de circulação da sequência zero, visto que a corrente do arco secundário é predominantemente de sequência zero).

Em suma, o sucesso do religamento monopolar dependerá da capacidade de extinção do arco secundário em função do tempo. Tal extinção está relacionada a diversos fatores, dentre os quais destaca-se:

- Amplitude da corrente de arco secundário
- Amplitude e taxa de crescimento da tensão de restabelecimento transitória do arco secundário
- Recuperação do dielétrico
- Tensão de operação da LT
- Compensação dos circuitos de transmissão
- Fluxo de potência na LT
- Outros fatores, como velocidade do vento, umidade e temperatura

2.1.3 Critérios vigentes

Os critérios atuais e historicamente adotados para o estudo de viabilidade do religamento monopolar constam estabelecidos nas Diretrizes para a Elaboração de Projetos Básicos [7] e no Submódulo 2.3 dos Procedimentos de Rede [15], tendo se originado a partir de um estudo do CESI [5].

Atualmente, dois critérios são adotados: o primeiro procura garantir uma região de provável extinção do arco secundário a partir de dois aspectos que influenciam a extinção da respectiva corrente: o valor eficaz do último pico da corrente de arco secundário (I_a) e o valor do primeiro pico da Tensão de Restabelecimento Transitória – TRT (V_p), estabelecida através do canal do arco extinto, conforme

ilustrado na Figura 2.4. O valor da corrente (I_a) é obtido por meio de simulação em regime permanente, enquanto o valor do primeiro pico da TRT (V_p) é verificado na simulação do transitório de tensão subsequente à extinção do arco. Caso este par de valores resulte em um ponto dentro da zona de provável extinção do arco Figura 2.4, há a indicação de viabilidade da manobra com tempo morto de 500 ms. Caso contrário, deve-se adotar o segundo critério, que leva em consideração apenas a corrente (I_a) e define o TM mínimo de 250 ms, conforme Figura 2.5.

O segundo critério, apresentado por [6], considera uma forte influência da relação entre a TRT e o comprimento do arco (kV/m), pressupondo que o tempo morto pode ser definido apenas pela magnitude da corrente de arco secundário. É importante observar que esse critério não se aplica a correntes de arco secundário que excedem 80 A. Nesses casos, a consequência prática é a inviabilidade de implementar o RM devido à baixa probabilidade de extinção do arco.

De forma prática, o Critério 2 sugere que, no cálculo do tempo morto, deve-se somar 0,25 s ao tempo de arco extraído da Figura 2.5. Sendo assim, para uma corrente de arco secundário de 50 A, associa-se o tempo máximo de arco de 1,25 s. Portanto, neste caso, o tempo morto seria de $1,25 + 0,25 = 1,5$ s.

Cabe ressaltar que, caso seja necessário utilizar o segundo critério de viabilidade do religamento monopolar, é importante realizar estudos adicionais para verificar os impactos do tempo morto adotado no comportamento dinâmico do sistema elétrico em análise.

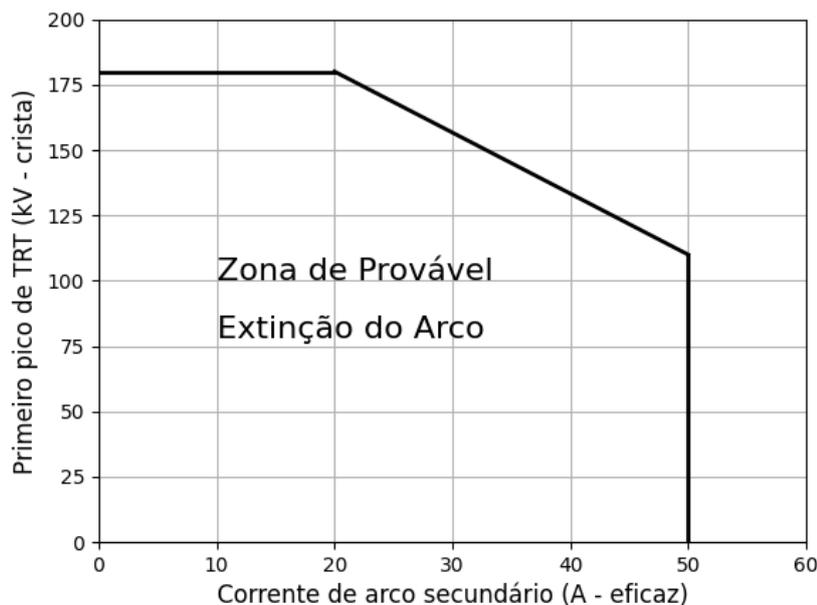


Figura 2.4: Critério 1 - Curva indicativa para tempo morto de até 500 ms - Fonte: [5]

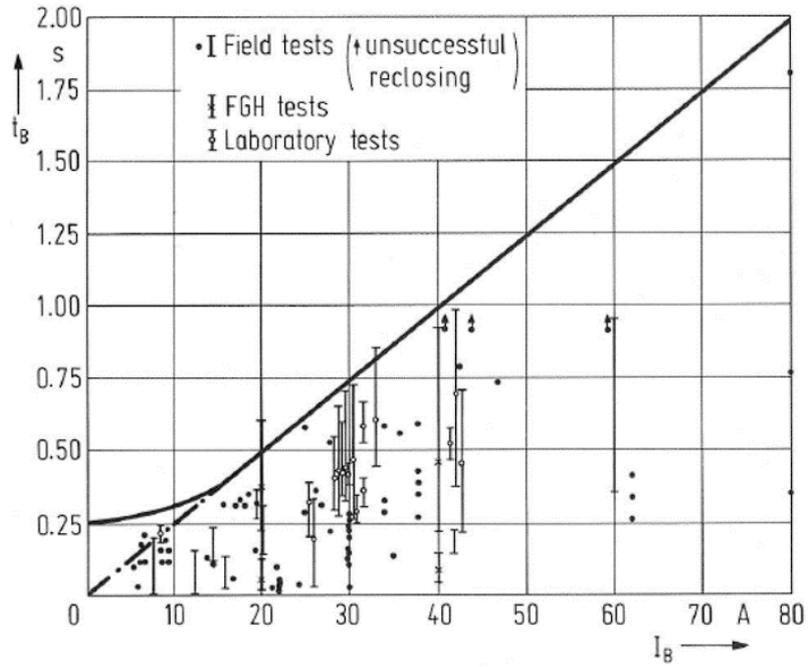


Figura 2.5: Critério 2 - Curva indicativa para tempo morto superior a 500 ms -
 Fonte: [6]

O tempo morto é caracterizado pelo tempo entre a abertura dos disjuntores terminais e um novo religamento da linha. Este pode ser resumido como a composição dos seguintes tempos:

- Tempo de extinção natural do arco elétrico;
- Tempo da recuperação (deionização) da rigidez dielétrica do ar em função da passagem de corrente (arco elétrico);
- Tempo de segurança, para que não haja a possibilidade de reignição do arco elétrico após este período.

Ressonância

Devido ao elevado efeito capacitivo, as linhas de transmissão longas são comumente compensadas com reatores em seus terminais, de maneira que possa ser transmitida maior fluxo de potência dentro dos critérios de operação estabelecidos. Além de melhorar a atuação no controle de tensão em regime permanente, os reatores terminais propiciam a redução de sobretensões em manobra.

Tensões induzidas elevadas que surgem em função de uma condição de ressonância, ou condição operativa próxima a esta, resultam em dificuldades na extinção do arco secundário e no atraso do decaimento da carga residual da linha de transmissão, inviabilizando a manobra de religamento monopolar, comprometendo os equipamentos instalados na linha, além de poder ocasionar o aumento da TRT aplicada aos disjuntores durante a manobra de eliminação de falta.

Se uma linha de transmissão é compensada de tal forma que a susceptância equivalente por fase do reator ou reatores a ela ligados se aproxima, em valor absoluto, da susceptância própria das fases da linha (compensação próxima a 100 %), a tensão em uma das fases, quando aberta em ambos os extremos, atingirá valores elevados, podendo inclusive causar danos aos equipamentos das subestações terminais.

O grau de compensação de uma linha de transmissão é dado pela relação entre a soma da potência reativa dos reatores terminais (M_{var}) e a capacitância de sequência positiva (M_{var}) total da linha.

A metodologia a seguir pode ser considerada simplificada por utilizar somente os parâmetros transversais com os acoplamentos entre as fases e a fase-terra de um circuito da LT, sendo suficiente para uma primeira avaliação. Caso esta análise indique um ponto de ressonância próximo ao ponto de operação da linha, é necessária a realização de um estudo detalhado, através de simulação digital e considerando a modelagem completa da LT com todos os acoplamentos eletromagnéticos apresentados deverá ser realizado.

A condição de ressonância de uma linha de transmissão compensada com reatores pode ser expressa por:

$$\frac{1}{\omega \cdot L} = \frac{\omega \cdot (2C_1 + C_0)}{3} \quad (2.1)$$

onde,

- L - indutância correspondente aos reatores da linha;
- C_1 - capacitância de sequência positiva da linha;
- C_0 - capacitância de sequência zero da linha.

Sendo:

$$k = \frac{C_0}{C_1} \quad (2.2)$$

$$h = \frac{1}{\omega^2 \cdot L \cdot C_1} \quad (2.3)$$

$$h = \frac{(2 + k)}{3} \quad (2.4)$$

2.1.4 Mitigações

Nos subitens a seguir serão apresentados os principais métodos para a mitigação do arco secundário e, conseqüentemente, a viabilização do religamento monopolar em linhas de transmissão.

Principais métodos e dispositivos para extinção do arco secundário

Caso a auto-extinção do arco secundário não seja favorável, deve-se buscar a sua adequação, sendo necessária então adoção de medidas afim de se promover tal extinção.

A seguir serão listadas as principais soluções utilizadas para reduzir o tempo de extinção do arco secundário, bem como medidas preventivas da ocorrência deste fenômeno.

Reator de neutro

Para acelerar a extinção do arco secundário em linhas de transmissão com previsão de compensação shunt indutiva em ambos os terminais, é comumente utilizado o reator de neutro em cada reator de linha, formando o arranjo conhecido na literatura [19] como “*four-leg reactor*”.

Como pode ser visto na Figura 2.6, o reator de aterramento é conectado no neutro do reator de linha e à terra e sua função principal é elevar a impedância de sequência zero vista pelo arco secundário. Por conta disto, este dispositivo se torna uma boa alternativa na redução da corrente de arco secundário que é predominantemente de sequência zero, viabilizando muitas vezes a obtenção de um tempo morto de religamento reduzido, ou seja de até 500 ms. Além disso, o reator de neutro pode ser dimensionado para afastar o sistema de um possível pico de ressonância e propicia um amortecimento adicional às sobretensões.

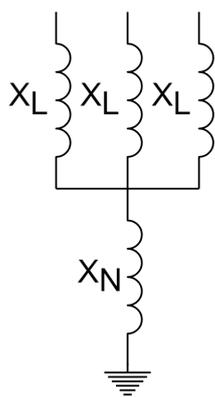


Figura 2.6: Ligação do reator de linha e de neutro - Fonte: Acervo do autor

Chaveamento de elementos em derivação

Embora traga ganhos para o sucesso da manobra de religamento monopolar, o reator de neutro pode prejudicar o desempenho transitório da LT em outros eventos. Na rejeição intempestiva de carga, por exemplo, o desacoplamento do neutro com a terra pode elevar as sobretensões a que são submetidos os equipamentos da subestação. O objetivo do método de chaveamento é que o reator de neutro seja inserido no circuito somente durante o religamento monopolar. Sua principal característica é alterar a impedância de sequência zero.

Inicialmente concebido como um “esquema de reator a quatro pernas manobráveis” [17], sua forma de atuação é bastante flexível, pois permite conectar (inserir) e desconectar (retirar) esse elemento a qualquer momento e de diversas configurações.

Como pode ser visto na Figura 2.7, em condições normais de operação, as chaves S_1 , S_2 , S_3 e S_4 devem ficar fechadas “by-passando” o reator de neutro. Na ocorrência de uma falta e conseqüentemente a abertura de uma das fases, um par de chaves (ex:curto-circuito Fase C-Terra as chaves S_1 e S_3 fecham enquanto as demais abrem) insere o reator no circuito.

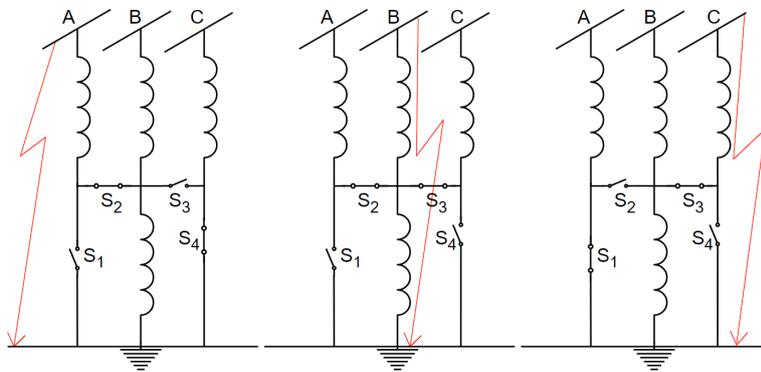


Figura 2.7: Esquema de atuação do banco de reator com chaveamento de elementos em shunt - Fonte: Acervo do autor

Chave de aterramento rápido

Este dispositivo é utilizado quando o emprego dos métodos anteriores não for satisfatório ou quando a linha de transmissão não possui compensação por reatores em derivação. Observa-se uma utilização crescente deste equipamento, estando presente em sistemas de 500 kV é assinalada por instalações com mais de vinte anos [18].

A Figura 2.8 mostra a sequência de manobras que incluem a operação das chaves de aterramento rápido. Em (a) temos a falta monofásica provocada pelo arco primário. Em (b) os disjuntores da fase em falta já realizaram a abertura e houve a formação do arco secundário. Em (c) as chaves de aterramento rápido foram fechadas antes dos disjuntores religarem a LT, aterrando suas duas extremidades da LT e iniciando o processo de redução da corrente no plasma do arco evoluindo para a figura (d). Em (e) o arco secundário foi extinto e os disjuntores principais da fase afetada religaram a LT.

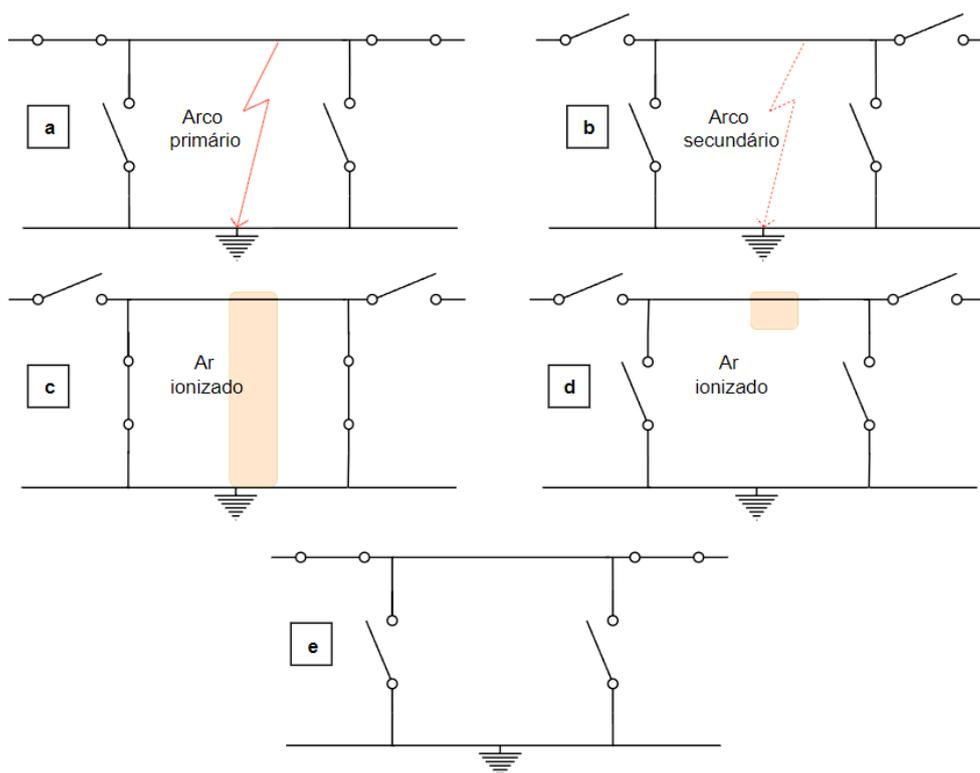


Figura 2.8: Operação das chaves de aterramento rápido - Fonte: Acervo do autor

Conforme esquematizado na Figura 2.9 que se segue, o processo de eliminação do arco se dá pela redução da corrente no arco secundário em decorrência de que as correntes induzidas pelas fases sãs nos dois trechos da LT desligada (trechos determinados entre os terminais da LT e o ponto do arco secundário) estão em oposição quando se somam para formar a corrente do arco secundário.

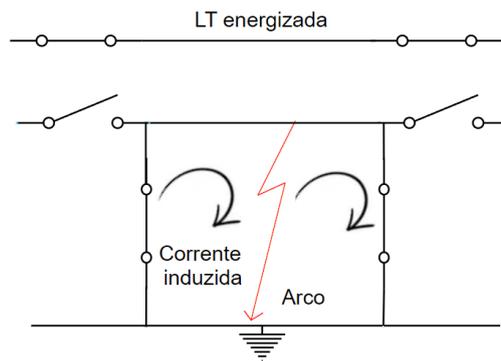


Figura 2.9: Corrente induzida pelas fases sãs - Fonte: Acervo do autor

Para pontos de falta mais próximos de um dos terminais da LT, a redução da corrente no arco se dá pela divisão da corrente entre o arco e a chave de aterramento que possui impedância zero. Entretanto, pode-se concluir que a utilização das chaves de aterramento rápido deve estar pautada em uma avaliação cautelosa da corrente de arco secundário e das solicitações impostas às próprias chaves de aterramento.

Eletrônica de potência - FACTS

Neste caso um conversor de tensão (ou corrente) poderia ser usado para duas finalidades: eliminar a corrente do arco secundário e equilibrar a tensão do sistema trifásico. Para eliminar a corrente de arco secundário, uma possibilidade seria a injeção de corrente na fase aberta de forma a anular a corrente do arco por um tempo suficiente para extingui-lo. O conceito a ser utilizado nessa eliminação de corrente seria similar àquele utilizado em filtros ativos de correntes harmônicas, com a diferença que neste caso a compensação poderia ser na frequência fundamental ou muito próxima desta. O segundo problema do desbalanço de tensão ocorre nas extremidades da linha que está com uma fase aberta.

Dessintonia da ressonância

A análise de LTs compensadas por reatores em derivação instalados em seus terminais envolve o fenômeno de ressonância, que precisa ser investigado e mitigado quando da sua ocorrência.

De acordo com a referência [7], as tensões induzidas elevadas que surgem em função de uma condição de ressonância, ou condição operativa próxima a esta, resultam em dificuldades na extinção do arco secundário e no atraso do decaimento da carga residual da linha de transmissão, inviabilizando as manobras de religamento, além de poder ocasionar o aumento da TRT aplicada aos disjuntores durante a manobra de abertura para eliminação de falta.

Quando identificada a condição de ressonância, é necessário propor medidas capazes de dessintonizar esta condição. Normalmente, a instalação de reatores ou

resistores de neutro tem se mostrado uma medida efetiva, atuando de forma a reduzir o montante de compensação total da linha.

Outro fator com influência neste fenômeno, e que pode ser analisado para evitar tal condição, é a adequação do esquema de transposição da LT. Segundo os padrões estabelecidos nos Procedimentos de Rede do ONS [20], as linhas devem ser transpostas com um ciclo completo e, preferencialmente, com trechos de $1/6$, $1/3$, $1/3$ e $1/6$ do seu comprimento total.

Controle da sobretensão de manobra

Um método tradicional para limitar sobretensões de chaveamento nas manobras de fechamento e religamento de LT de extra-alta tensão é a utilização de disjuntores equipados com resistores de pré-inserção. Trata-se de prática comum no Brasil, onde grande parte das linhas de transmissão novas têm este tipo de disjuntor especificado, visto que tais equipamentos permitem a redução das distâncias entre os elementos das torres, resultando em sua compactação. Os resistores de fechamento são introduzidos em série com a linha, conforme arranjo apresentado na Figura 2.10.

A energização da LT é realizada pelo contato auxiliar, que insere o resistor de fechamento em série com a LT, minimizando os efeitos transitórios da manobra. Posteriormente, o disjuntor fecha o contato principal sem resistor, “bypassando” este equipamento. A amplitude da sobretensão de manobra está relacionada à resistência dos resistores de pré-inserção e ao tempo em que eles permanecem até que seja realizado o by-pass.

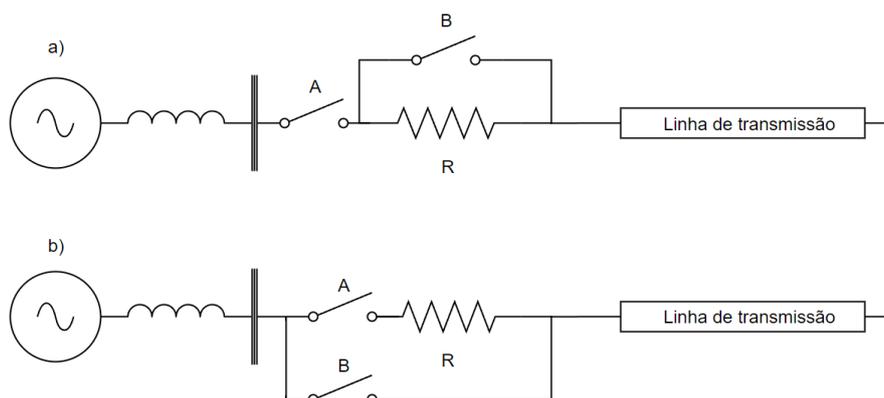


Figura 2.10: Arranjo para chaveamento de uma LT utilizando RPI - Fonte: Acervo do autor

2.2 Representação da rede equivalente

Por restrições computacionais, é inviável a representação de todo o SIN no programa ATP. Por outro lado, os fenômenos transitórios eletromagnéticos são verificados somente nos elementos mais próximos eletricamente ao evento. Por isso, a região de maior influência da rede elétrica deverá ser explicitamente representada (rede retida), por meio de modelagem que viabilize a simulação do seu real desempenho transitório para os fenômenos em estudo, sendo todo o sistema mais distante reduzido e representado por equivalentes de rede em 60 Hz. Tais equivalentes devem ser alocados a uma determinada distância elétrica dos elementos sob análise, de modo que a rede representada no ATP apresente respostas que reproduzam adequadamente os fenômenos transitórios monitorados.

Os fenômenos de TEM advêm da superposição de ondas trafegantes, nas três fases e em diversas frequências, que se refletem e se refratam, se superpõem ou se cancelam. Para observar estes fenômenos é necessário um afastamento elétrico adequado dos equivalentes de 60 Hz.

Na definição das barras de fronteira para a alocação dos equivalentes, é importante adotar a regra de representar adequadamente, como uma rede retida na simulação, no mínimo a segunda vizinhança após a barra de manobra, conforme ilustrado na Figura 2.11 e apresentado em [7]. A primeira vizinhança refere-se a uma barra adjacente à barra de manobra, enquanto a segunda vizinhança compreende a segunda barra distante da barra de manobra.

Na modelagem da rede, os elementos com comportamentos não lineares, como por exemplo os transformadores, devem ser representados considerando suas curvas de saturação. Caso contrário, os resultados das simulações podem deixar de observar as excitações que existem fora da frequência fundamental.

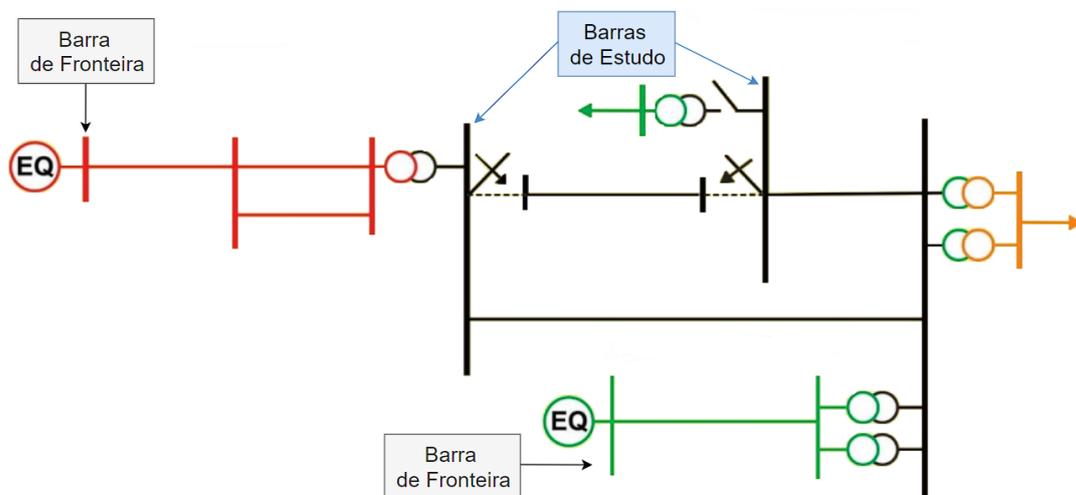


Figura 2.11: Exemplo de definição da rede equivalente - Fonte: Adaptado de [7]

2.3 Modelagem das fontes renováveis

Muitos fabricantes de conversores aplicados a fontes renováveis optam por realizar uma modelagem puramente matemática [21], sem a inclusão dos componentes físicos do equipamento. O ATP não dispõe de uma modelagem específica para todos os tipos de fontes que podem ser representadas, exigindo, dependendo do estudo, a simplificação do modelo ou o uso das sub-rotinas TACS e/ou MODELS [22] para desenvolvê-lo.

Neste trabalho, será avaliada a representação de um parque eólico utilizando três modelos distintos: fonte de tensão, fonte de corrente e representação por inversores, considerando aerogeradores do tipo *Doubly-Fed Induction Generator (DFIG)* e *Full Converter*. Cabe mencionar que, embora ambos os tipos sejam utilizados para a geração em parques eólicos, somente o tipo *Full Converter* é aplicado em usinas fotovoltaicas. A intenção de adotar três abordagens de modelagem diferente é comparar os resultados de forma qualitativa.

2.3.1 Fonte de Tensão

Fonte de tensão associada a uma reatância subtransitória, conforme a Figura 2.12.

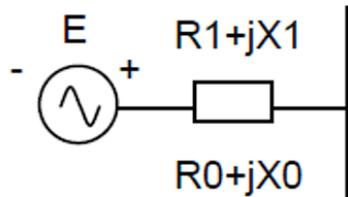


Figura 2.12: Representação por fonte de tensão - Fonte: Acervo do autor

Essa representação foi realizada no ATP através do uso de uma fonte do tipo 14 (fonte ideal senoidal). Neste modelo, é possível ajustar a impedância, o módulo da tensão e o ângulo da fonte, de forma a injetar a potência nominal desejada.

2.3.2 Fonte de Corrente

O programa de curto-circuito “ANAFAS” do CEPEL [23], modela geradores eólicos/fotovoltaicos (*Full Converter*) como uma fonte de corrente de sequência positiva, conforme ilustrado na Figura 2.13.

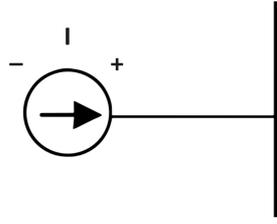


Figura 2.13: Representação por fonte de corrente - Fonte: Acervo do autor

Na respectiva modelagem em ATP, foi utilizada a fonte de corrente do tipo 14 (fonte ideal senoidal). A injeção de potência ativa é ajustada através do módulo da corrente e ângulo da fonte.

2.3.3 Representação por Inversores

A maioria dos parques eólicos em operação na região Nordeste do SIN é composta por aerogeradores dos tipos *DFIG* e *Full Converter*. Os aerogeradores *DFIG* têm o estator da máquina assíncrona diretamente conectado à rede, enquanto o rotor é interligado à rede por meio de um conversor, que normalmente corresponde a cerca de 30 % da potência total do aerogerador. Por outro lado, os aerogeradores do tipo *Full Converter* se conectam à rede por meio de um conversor com a mesma potência nominal do gerador. Cabe mencionar que, embora ambos os tipos sejam utilizados para a geração em parques eólicos, apenas o *Full Converter* é aplicado em usinas fotovoltaicas.

A representação desses múltiplos conversores em estudos de transitórios eletromagnéticos apresenta um desafio adicional devido à grande quantidade de elementos necessários para representar as pontes IGBT (*Insulated-Gate Bipolar Transistor*) com suas chaves controladas e diodos em antiparalelo, além da modelagem da lógica de PWM (*Pulse Width Modulation*) dentro do modelo. Isso resulta em um esforço computacional adicional e, conseqüentemente, aumento no tempo de processamento. É comum que a modelagem apurada desses conversores seja negligenciada, sendo representados de forma simplificada em simulações de TEM.

Doubly-fed induction generator (DFIG)

Nesta configuração, os enrolamentos do estator estão diretamente ligados à rede, enquanto os enrolamentos do rotor estão conectados a um conversor *back-to-back*. Esse conversor permite controlar o módulo e a fase das correntes no rotor, possibilitando assim o controle das potências ativa e reativa fornecidas à rede. Com isso, não há necessidade de instalar capacitores para corrigir o fator de potência.

O conversor no lado da rede tem a função de controlar a tensão do barramento de corrente contínua e manter a operação deste conversor em um determinado valor

de potência reativa. A potência ativa pode ser fornecida à rede através do circuito do estator ou do rotor, mas a direção do fluxo de potência no rotor depende se o gerador está operando acima ou abaixo da velocidade síncrona. Em ambos os casos, o estator fornece potência ativa à rede.

A potência ativa que flui pelo circuito do rotor está relacionada ao escorregamento do gerador, o que permite o dimensionamento do conversor com uma potência nominal de apenas $\pm 30\%$ da potência nominal do gerador. Isso torna essa configuração atraente do ponto de vista econômico, justificando sua ampla utilização em parques eólicos. No entanto, é importante mencionar que essa configuração também apresenta desvantagens, como a dificuldade de controlar a potência ativa em casos de falta na rede.

A Figura 2.14 ilustra essa configuração de forma mais detalhada.

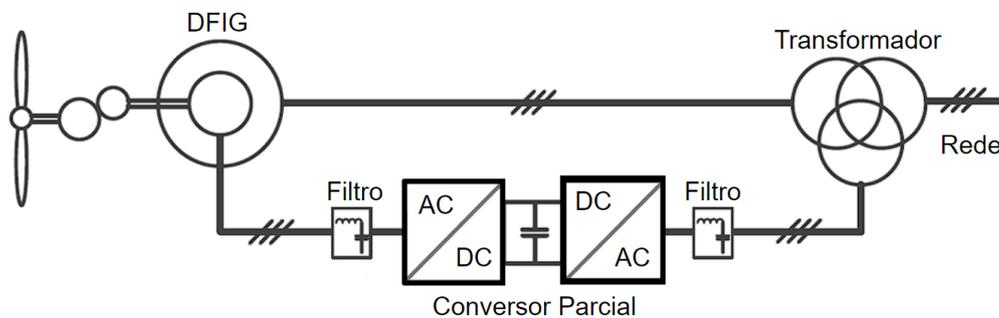


Figura 2.14: Turbina eólica de velocidade variável com conversor parcial de energia, Tipo 1: DFIG - Fonte: Adaptado de [8]

Full Converter

Esta configuração corresponde a uma turbina eólica de velocidade variável com conversão total de energia. O gerador é conectado à rede por meio de um conversor de potência com a mesma potência nominal do gerador. A Figura 2.15 ilustra detalhadamente essa configuração.

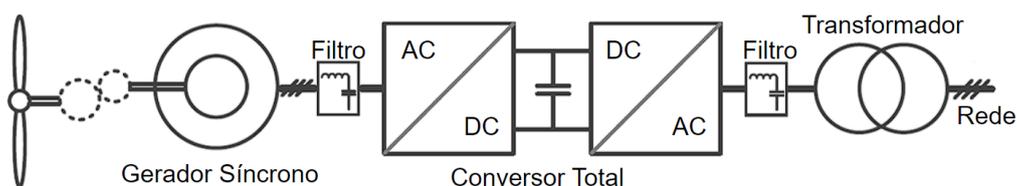


Figura 2.15: Turbina eólica de velocidade variável com conversor total de energia, Tipo 2: *Full Converter* - Fonte: Adaptado de [8]

O conversor realiza a compensação de potência reativa e garante uma conexão

suave com a rede. O gerador pode ser eletricamente excitado (gerador síncrono com rotor bobinado) ou excitado por ímã permanente. Devido ao grande número de polos, essa configuração dispensa a necessidade de uma caixa de transmissão, resultando em redução no tempo e no custo de manutenção. Por outro lado, a presença de um conversor com a mesma potência do gerador aumenta os custos de produção.

Como o gerador está conectado à rede através da conversão total de potência, essa configuração praticamente desacopla o gerador da rede. Portanto, é comum não representar o gerador em estudos elétricos, assumindo que o impacto na rede é caracterizado apenas pelo conversor.

A Figura 2.16 ilustra a possibilidade também de conexão de uma fotovoltaica na rede.

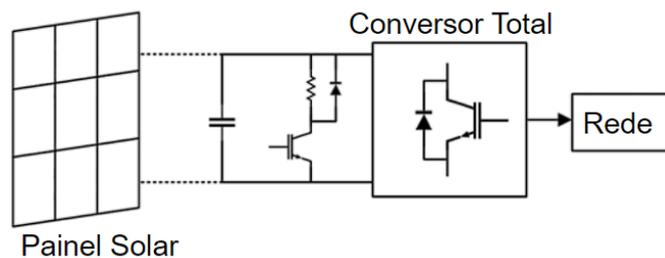


Figura 2.16: Painel fotovoltaico, Tipo 2: *Full Converter* - Fonte: Adaptado de [9]

2.4 Requisitos técnicos para conexão de renováveis no SIN

2.4.1 Suportabilidade a subtensões e sobretensões dinâmicas

Os controles LVRT (*Low Voltage Ride Through*) e HVRT (*High Voltage Ride Through*) são estratégias utilizadas em sistemas de energia renovável, como parques eólicos e solares, para garantir a estabilidade e segurança do sistema elétrico. O LVRT refere-se à capacidade dos geradores de permanecerem conectados e operacionais durante quedas temporárias de tensão na rede elétrica.

Por outro lado, o HVRT diz respeito à capacidade dos geradores de lidarem com picos de tensão na rede elétrica. Esses picos podem ocorrer devido a eventos como falhas em equipamentos. O HVRT assegura que os geradores consigam absorver e controlar esses picos de tensão de forma eficiente, protegendo tanto o equipamento quanto o sistema elétrico como um todo.

Ambos os conceitos, LVRT e HVRT, são fundamentais para a integração confiável e estável de fontes de energia renovável na rede elétrica, contribuindo para a

segurança operacional do sistema.

Os requisitos de suportabilidade a subtensões decorrentes de faltas na rede básica (*Fault Ride-Through*) são estabelecidos pelo ONS no Submódulo 2.10 [10] dos PR. Caso ocorram variações temporárias de tensão em uma ou mais fases no ponto de conexão da central geradora, devido a distúrbios na rede, a central geradora deve manter sua operação contínua (sem desconexão). Para isso, é necessário que a tensão nos terminais dos aerogeradores ou inversores permaneça dentro da faixa indicada na Figura 2.17.

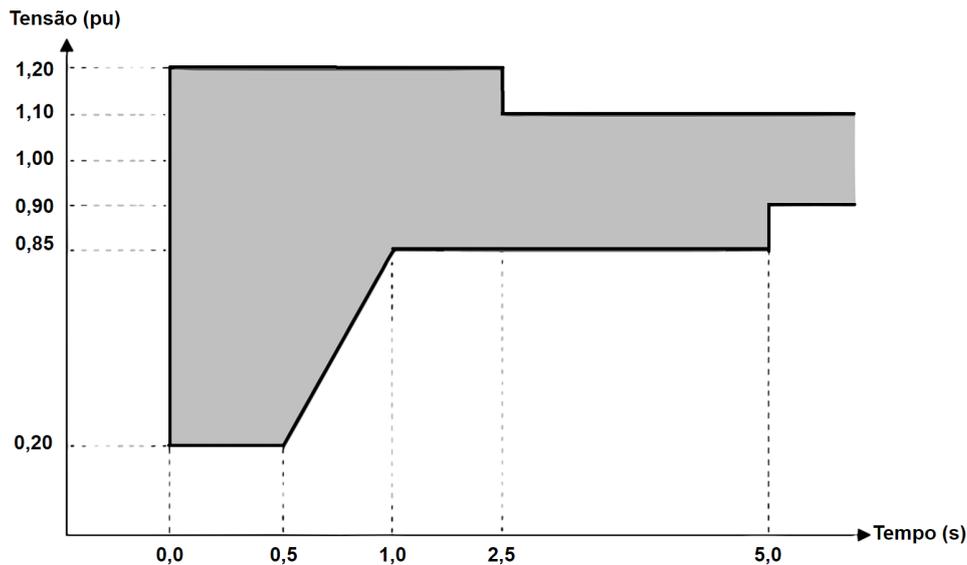


Figura 2.17: Requisito de suportabilidade - Tensão nos terminais dos aerogeradores ou inversores da central geradora - Fonte: [10]

2.4.2 Injeção de corrente reativa sob defeito

A injeção de corrente reativa sob defeito é uma estratégia fundamental utilizada para manter a estabilidade e a confiabilidade do sistema durante faltas. Quando ocorre um defeito na rede elétrica, como um curto-circuito, a corrente elétrica pode ficar desequilibrada, resultando em variações abruptas de tensão e potência. Nesse contexto, a injeção de corrente reativa é empregada para controlar e estabilizar essas variações, garantindo o fornecimento contínuo de energia elétrica.

Durante um defeito na rede, a injeção de corrente reativa pode ser utilizada para compensar as variações de potência ativa, minimizando os impactos do defeito. Essa estratégia é especialmente relevante em sistemas com alta penetração de energia renovável, onde a presença de inversores e controladores avançados permite ajustar rapidamente a injeção de corrente reativa para manter a estabilidade do sistema elétrico em condições de falha.

Conforme apresentado na Figura 2.18, o Submódulo 2.10 [10] do PR preconiza

que as unidades geradoras devem ser capazes de dar suporte de tensão à rede elétrica em até 30 ms após a detecção da falta (tempo de resposta do controle), através da:

- injeção de corrente reativa capacitiva adicional para tensões de sequência positiva inferiores a 85 %; e
- absorção de corrente reativa indutiva adicional de sequência positiva para tensões acima de 110 %.

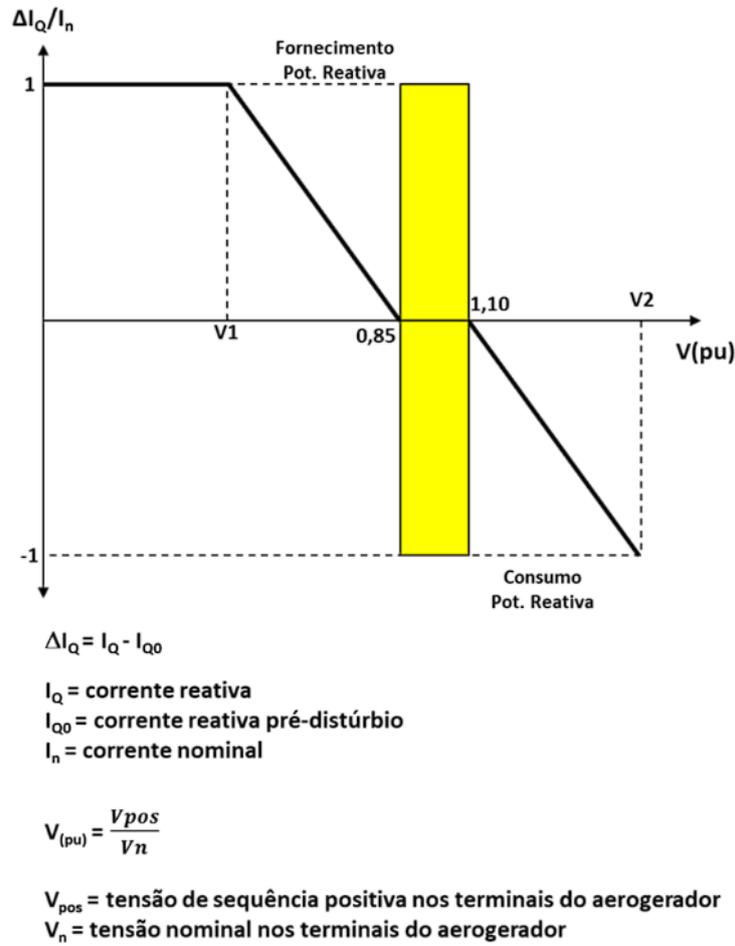


Figura 2.18: Requisito para injeção de corrente reativa sob defeito - Fonte: [10]

Capítulo 3

Estudo de religamento monopolar para conexão de usinas eólicas e fotovoltaicas

3.1 Introdução

Conforme apresentado no Capítulo 2, a manobra de religamento de uma LT, consiste em realizar o isolamento do defeito, através da abertura dos disjuntores da linha, aguardar um tempo específico, denominado de "tempo morto" (intervalo necessário para a extinção da falta com probabilidade adequada), e proceder com a manobra automática de energização da LT.

No caso de faltas monofásicas, durante a operação transitória desequilibrada, provocada pela abertura apenas dos terminais da fase sob defeito, deve-se atentar para o tempo morto especificado, já que valores elevados podem provocar a atuação indevida de sistemas de proteção locais. O acoplamento entre as fases energizadas e a fase isolada pode gerar correntes que alimentam o arco secundário, formado após a abertura dessa fase, diminuindo sua probabilidade de extinção e, por conseguinte, o sucesso da manobra.

Para ampliar a probabilidade de sucesso dessa manobra em LT de conexão de usinas eólicas e fotovoltaicas, é necessário compreender detalhadamente todos os aspectos envolvidos, desde a extinção do arco secundário até o comportamento da geração durante todo o ciclo de religamento. É indispensável para o sucesso do religamento que a geração permaneça conectada. Isto é, desde o momento em que é aplicado o defeito, durante a abertura, o tempo morto, e após a conclusão com êxito do religamento.

Este trabalho acrescenta, em relação a uma análise convencional de religamento monopolar, a incorporação de modelos que reproduzem de forma adequada o com-

portamento das fontes, agregando importante valor na avaliação da viabilidade da manobra e, conseqüentemente, ampliando sua utilização por agregar maior efetividade às manobras dessa natureza implantadas em campo.

Ao longo deste capítulo, serão apresentadas as premissas adotadas no estudo, a configuração do sistema de transmissão as diferentes modelagens utilizadas para a representação da geração e a validação desses modelos.

3.2 Rede equivalente

O sistema modelado, denominado “rede equivalente” ou "rede retida", deve ser capaz de reproduzir os fenômenos transitórios do sistema de forma satisfatória. Devido a limitações computacionais, não é viável representar todo o sistema elétrico brasileiro no programa ATP, sendo necessário reduzir uma parte da rede e representá-la por equivalentes de rede.

Os equivalentes de rede, que incluem dados de resistências e reatâncias, de sequência zero e positiva calculados na frequência de 60 Hz, foram obtidos por meio do programa ANAFAS (Análise de Falhas Simultâneas) [23], do CEPREL. Esses dados foram extraídos da base de dados de curto-circuito do ONS, especificamente do arquivo BR2112PC.ANA, que faz parte do Plano de Ampliações e Reforços (PAR) para o período de 2020 a 2024. Todos os dados utilizados estão disponíveis para consulta no Apêndice A.

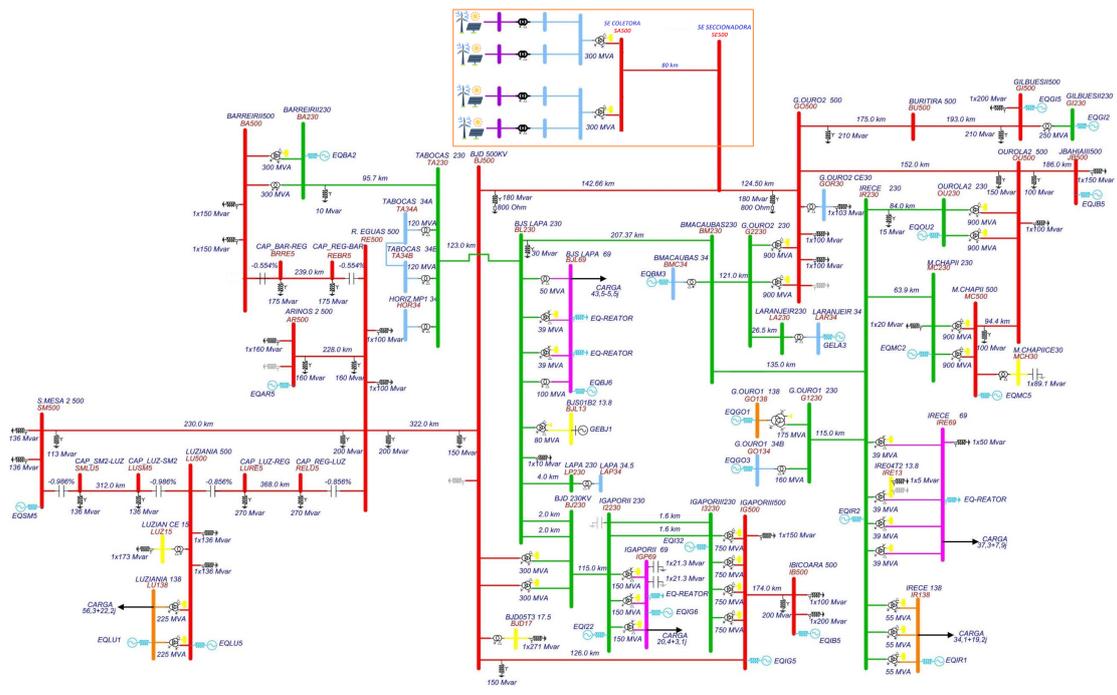


Figura 3.1: Diagrama da rede equivalente representado no ATP - Fonte: Acervo do autor

3.2.1 Validação da rede equivalente

A validação da modelagem da rede no ATP tem como objetivo garantir que as relações de impedância (de sequência positiva e zero) estejam corretas, ou seja, que a topologia do sistema realmente reflete a rede real. Portanto, durante a validação da rede equivalente, é importante comparar os níveis de curto-circuito trifásico e monofásicos nas proximidades das barras de manobra obtidos no ATP com aqueles calculados no programa ANAFAS diretamente a partir da base de dados do ONS, sendo desejáveis margens de erro de até 5 %.

Na rede modelada para este trabalho, a comparação é apresentada na Tabela 3.1, onde fica evidente que a topologia do modelo corresponde à rede definida no caso base do ONS, mediante margens de erro aceitáveis.

Tabela 3.1: Validação dos níveis de curto-circuito - ANAFAS x ATP

Nome da Barra	ATP	Tensão (kV)	Níveis de Curto-Circuito (kA)					
			Trifásico			Monofásico		
			ANAFAS	ATP	%	ANAFAS	ATP	%
SE SECCIONADORA	SE500	500	10,41	10,37	-0,4%	6,39	6,36	-0,4%
SE COLETORA	SS500	500	7,89	7,85	-0,6%	4,12	4,09	-0,7%
BJD	BJ500	500	9,03	8,96	-0,8%	8,80	8,72	-0,9%
BURITIRA	BU500	500	5,02	5,00	-0,4%	3,29	3,29	0,0%
G.OURO2	GO500	500	8,34	8,30	-0,5%	7,56	7,62	0,8%
OUROLA2	OU500	500	11,07	11,04	-0,3%	8,85	8,89	0,5%
R. EGUAS	RE500	500	12,98	12,95	-0,2%	7,99	8,25	3,3%
BJD	BJ230	230	12,55	12,42	-1,0%	14,50	14,32	-1,2%
BJS LAPA	BL230	230	12,13	12,00	-1,1%	13,93	13,74	-1,4%
BMACAUBAS	BM230	230	4,64	4,62	-0,4%	4,05	4,03	-0,5%
G.OURO2	G2230	230	12,48	12,41	-0,6%	12,34	12,22	-1,0%

3.3 Modelagem das fontes renováveis

De modo a investigar a viabilidade de implantação da manobra de religamento monopolar em LT de conexão de usinas eólicas e fotovoltaicas, foi considerado um ponto de conexão em 500 kV na Rede Básica do SIN com elevado potencial de implantação desses tipos de fonte. A rede equivalente foi modelada de acordo com os critérios preconizados em [15] e apresentados no Capítulo 2.

3.3.1 Configuração e ponto de conexão

Para o sistema de uso exclusivo, formado pela LT de conexão da subestação de conexão, denominada SE Coletora, ao Ponto de Acoplamento Comum (PAC), de forma a buscar resultados conservadores no que tange a extinção do arco secundário, foi considerada uma LT com 80 km de extensão, com geometria convencional

e 4 subcondutores por fase. O detalhamento da modelagem da referida LT se encontra documentado no Apêndice B. Para a SE Coletora, foram considerados dois transformadores elevadores 500/34,5/34,5 kV e uma rede de média tensão típica, representada por um equivalente de rede.

Com exceção da LT, que normalmente possui comprimento inferior ao considerado neste trabalho (80 km), todos os demais dados encontram-se aderentes às configurações normalmente adotadas em empreendimentos desse tipo. A Figura 3.2 apresenta o diagrama representativo da topologia considerada.

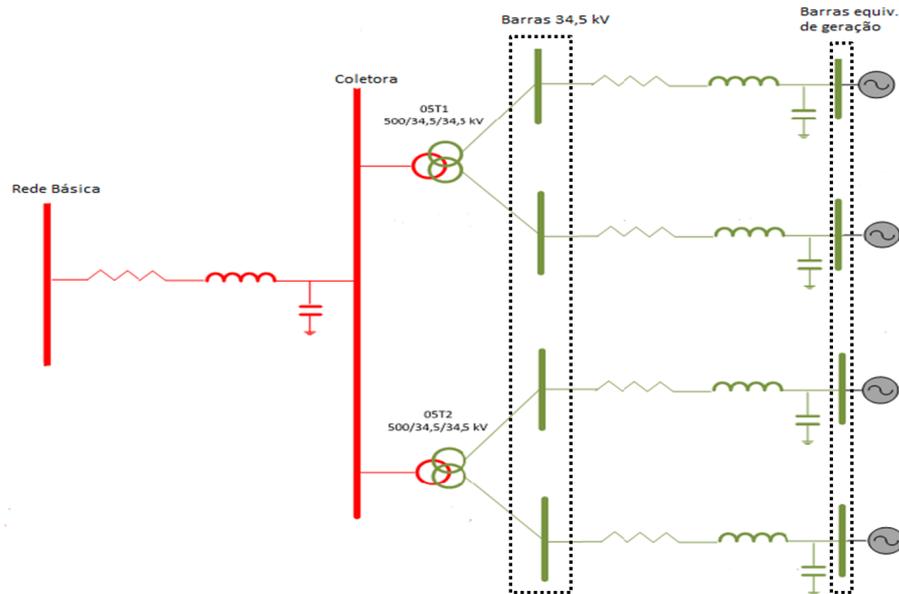


Figura 3.2: Diagrama simplificado da rede representada - Fonte: Acervo do autor

3.3.2 Representação no ATP

Fonte de tensão ou fonte de corrente

Neste caso, as usinas serão representadas no ATP utilizando-se uma fonte do "tipo 14" (fonte ideal senoidal) [22], conforme detalhado no item 2.3 do Capítulo 2.

A fonte de tensão é associada a uma reatância subtransitória e é ajustada por meio da impedância, do módulo da tensão e do ângulo da fonte, de forma a injetar a potência nominal desejada. Já a fonte de corrente é ajustada pelo módulo da corrente e pelo ângulo da fonte, garantindo que a injeção de potência ativa corresponda à potência nominal do parque.

DFIG

A Figura 3.3 apresenta um diagrama unifilar simplificado da estrutura do modelo.

O modelo foi implementado por meio da sub-rotina *MODELS* no ATP, responsável por controlar a fonte de corrente e a posição da chave durante as simulações

no tempo. As medidas de entradas para a *MODELS* implementada são a tensão terminal (VT) e a corrente da chave (IT).

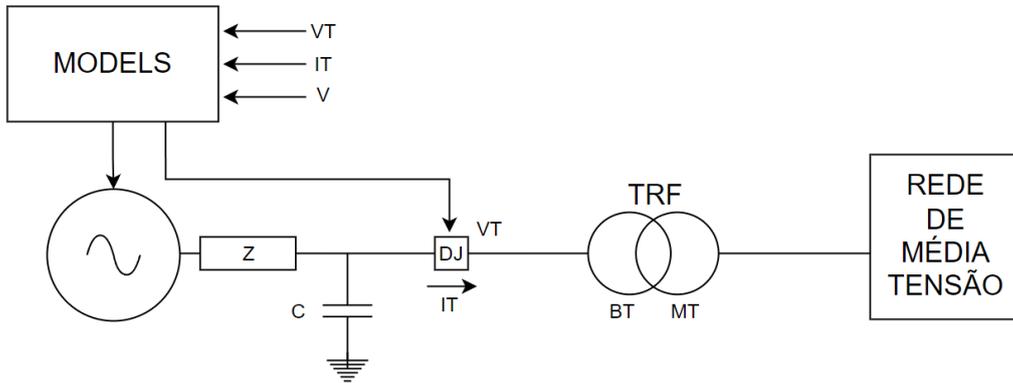


Figura 3.3: Estrutura do modelo DFIG representado - Fonte: Acervo do autor

A Figura 3.7 ilustra a representação do modelo no ATPDraw.

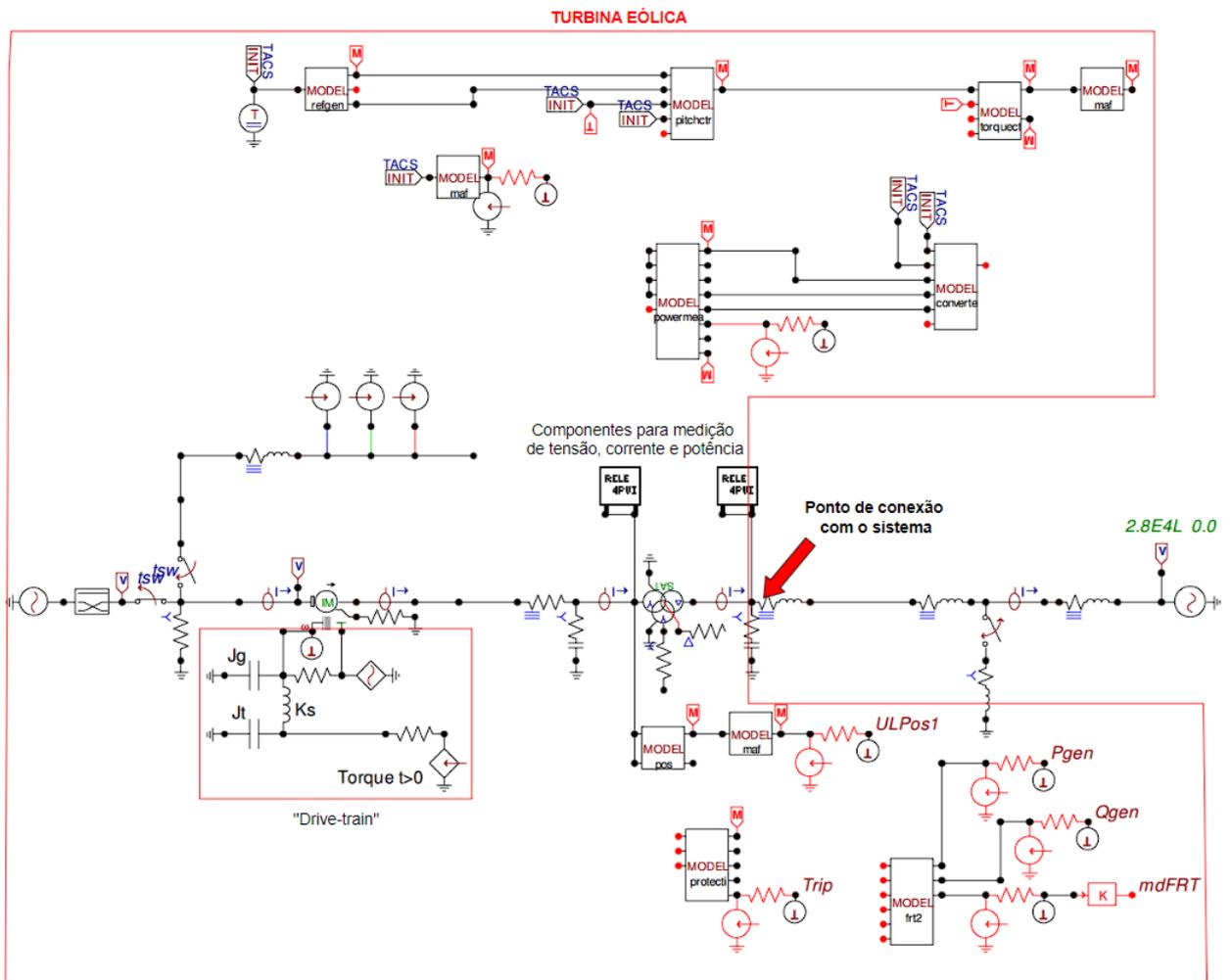


Figura 3.4: Representação do modelo DFIG no ATPDraw - Fonte: Acervo do autor

Full Converter (FC)

Esse modelo também foi implementado por meio da sub-rotina *MODELS* no ATP, utilizando informações fornecidas por um fabricante e o modelo já existente no PS-CAD. Esse modelo inclui uma fonte de tensão fictícia que, nas condições iniciais de simulação ($t < 0$), representa a geração total do parque. Esta fonte é automaticamente desligada, sendo substituída pelo modelo real que, após um processo de inicialização, assume a geração anteriormente atribuída à fonte fictícia.

O conversor do lado do gerador (GSC - *Generator Side Converter*) e o conversor do lado da rede (LSC - *Line Side Converter*) são completamente desacoplados pelo barramento de corrente contínua - Link DC. Portanto, quaisquer perturbações mecânicas ou elétricas no GSC são absorvidas pelo Link DC, tornando seus efeitos desprezíveis sobre o LSC.

Os elementos essenciais do modelo e seus controles associados foram representados conforme a Figura 3.5.

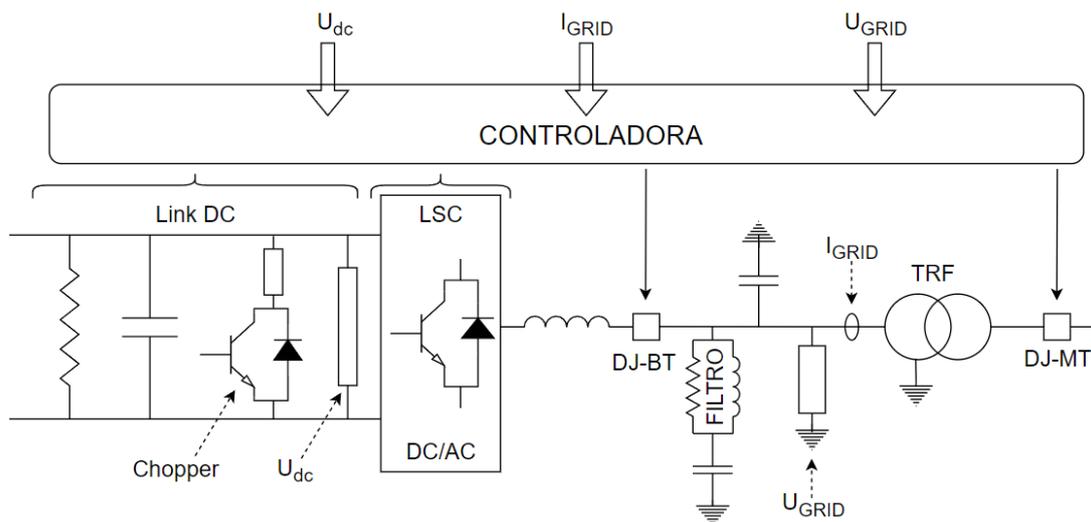


Figura 3.5: Representação esquemática dos componentes do modelo FC - Fonte: Acervo do autor

As proteções intrínsecas de subtensão, sobretensão, subfrequência, sobrefrequência, LVRT, Link DC/Chopper e “ilhamento” estão representadas no modelo implementado neste trabalho.

Os citados controles são configurados para atuar da seguinte forma:

- **LVRT**: Sistema concebido para evitar a desconexão das unidades geradoras durante eventos de subtensão. O controle básico entra em operação quando a tensão nos terminais atinge 0,85 pu. Nesse momento, o conversor começa a

operar controlando a injeção de corrente, privilegiando a injeção de corrente reativa para contrapor o afundamento de tensão;

- LINK DC Chopper: Este controle descarrega a tensão no link DC, dissipando a energia que instantaneamente não está sendo entregue ao sistema;
- ILHAMENTO: Este controle envia um sinal de "TRIP" para o disjuntor do lado da geração quando a tensão terminal excede 1,25 pu por 5 ms no caso de ilhamento.

A Figura 3.6 apresenta uma visão simplificada da estrutura do modelo implementado no ATP.

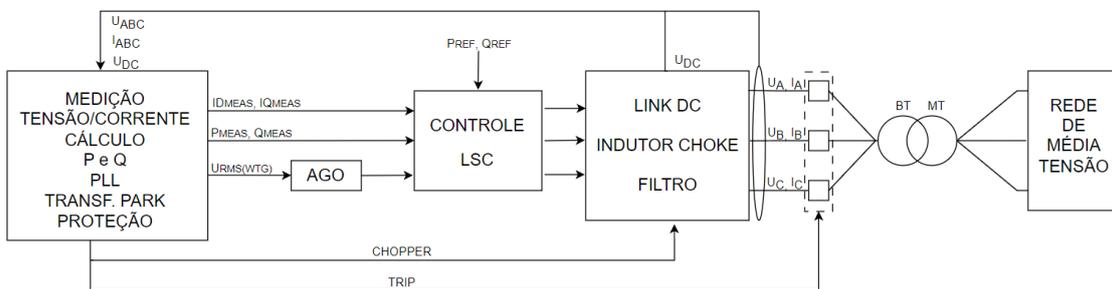


Figura 3.6: Estrutura simplificada do modelo FC - Fonte: Acervo do autor

- AGO: Assegura que o modelo forneça corrente reativa conforme necessário durante a falta *Fault Ride Through*);
- Controle LSC: Estabiliza a tensão DC a um nível de referência durante a operação nominal e em eventos de falhas na rede;
- Filtro e Indutor CHOKE: Suprime os harmônicos de corrente gerados pelo chaveamento do conversor para um nível aceitável. O filtro presente é do tipo LCL passivo que fornece filtragem dos harmônicos de segunda ordem.

A Figura 3.7 ilustra a representação do modelo no ATPDraw.

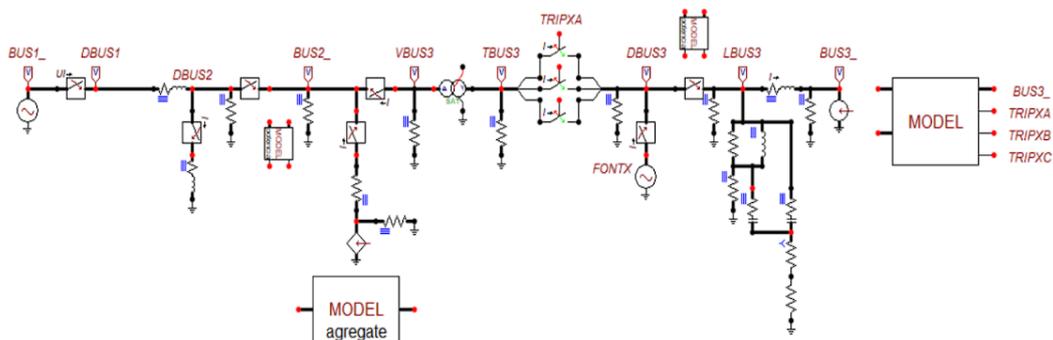


Figura 3.7: Representação do modelo FC no ATPDraw - Fonte: Acervo do autor

3.3.3 Validação dos modelos e característica passiva da rede

Com relação à característica passiva da rede, foi realizada uma análise expedita no domínio da frequência visando identificar possíveis ressonâncias no ponto de conexão da usina, cujos modelos encontram-se em estudo.

O programa ATP dispõe de uma ferramenta denominada "*Frequency Scan*", que possibilita a realização de varreduras na frequência para um determinado sistema em estudo. Sua utilização permitiu verificar o comportamento da impedância do sistema com a variação da frequência, no ponto de conexão, do lado de alta tensão do transformador elevador 500/34,5/34,5 kV, e assim determinar as frequências de ressonância.

O objetivo da análise de resposta em frequência é antecipar possíveis problemas que possam ocorrer em frequências diferentes da nominal (60 Hz), e apresentar a característica passiva da rede ($Z\omega$) para uma ampla faixa de frequências.

A Figura 3.8 apresenta o $Z\omega$ da rede entre as frequências de 1 Hz a 900 Hz, com passos de 1 Hz, visto do barramento de interesse (SS500).

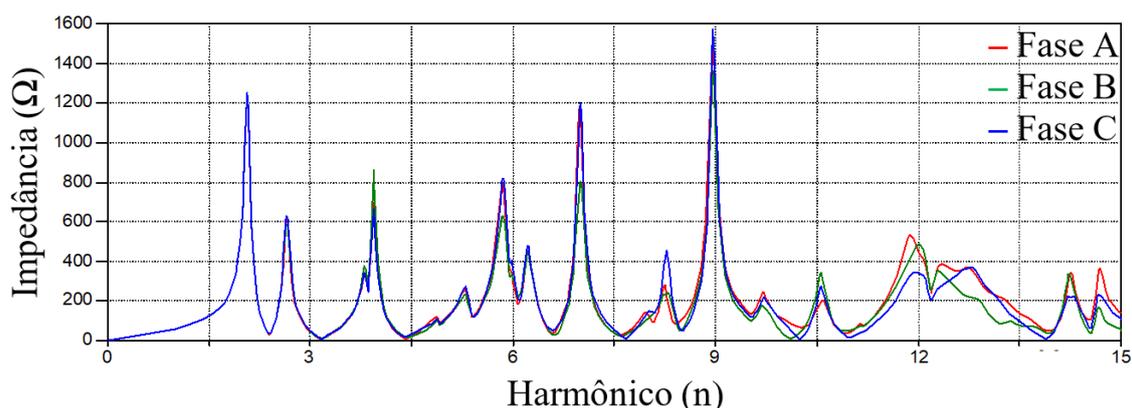


Figura 3.8: Resposta em Frequência ($Z\omega[\Omega] \times f[n]$) do sistema equivalente visto do terminal SS500

As impedâncias mais significativas da rede são observadas no 2º, 7º e 9º harmônico, com amplitudes da ordem de até 1600 Ω , como pode ser observado na Figura 3.8. Devido à presença de transformadores diretamente conectados na barra em estudo, e considerando sua característica não-linear como fontes de conteúdo harmônico de baixa ordem, tipicamente entre 2º e 5º harmônico, o resultado é justificado. Assim, são esperadas distorções moderadas em manobras de chaveamento neste ponto da rede.

Desempenho frente a defeitos

Foram conduzidos estudos no domínio do tempo, sendo os resultados das simulações no ATP apresentados a seguir. Para todos os casos simulados, seguimos a mesma sequência de eventos foi executada, possibilitando uma comparação qualitativa válida entre os resultados gráficos exibidos. A sequência de eventos utilizada é detalhada a seguir.

Com o intuito de avaliar as respostas produzidas por diferentes modelos de representação de geração renovável, optou-se por desconsiderar os para-raios presentes na subestação. A inserção desses dispositivos na rede simulada poderia atenuar sobretensões significativas durante ocorrências de faltas (curto-circuito) na rede, prejudicando o principal objetivo das simulações, que é a análise comparativa do desempenho dos modelos representativos das fontes de geração.

- $t=0s$: sistema em operação normal;
- $t=50ms$: aplicação de defeito (monofásico/trifásico);
- $t=70ms$: extinção do defeito;
- $t=300ms$: fim da simulação.

A Figura 3.9 ilustra a localização da falta aplicada.

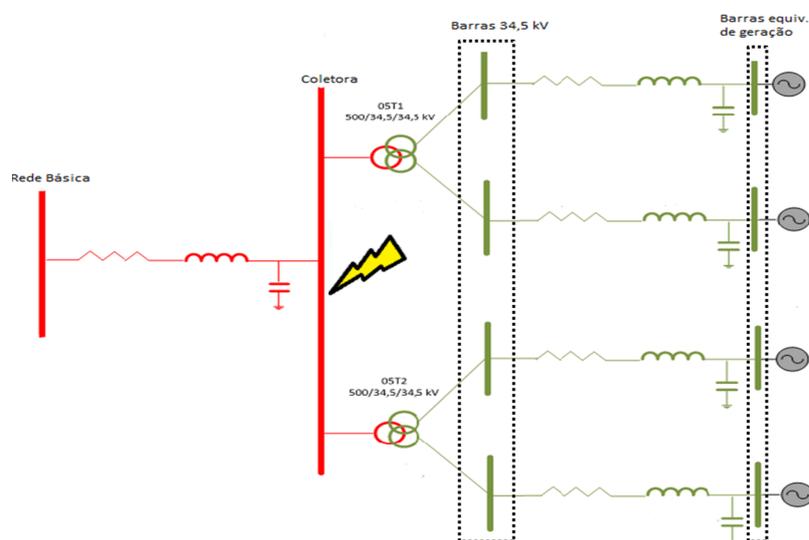


Figura 3.9: Localização do defeito aplicado - Fonte: Acervo do autor

Foram simulados 6 diferentes casos, todos respeitando os eventos descritos anteriormente, variando-se a representação (modelo) da fonte e o tipo de falta aplicada.

De forma a manter um padrão de comparação, algumas medidas importantes foram tomadas, tais como o mesmo tempo total de simulação, o mesmo passo de integração

e a mesma frequência de amostragem para plotagem no arquivo gráfico de saída “.pl4”.

Fonte de Tensão

A Figura 3.10 e a Figura 3.11 apresentam as sobretensões identificadas na barra em falta durante aplicação de curto-circuito monofásico e trifásico, respectivamente.

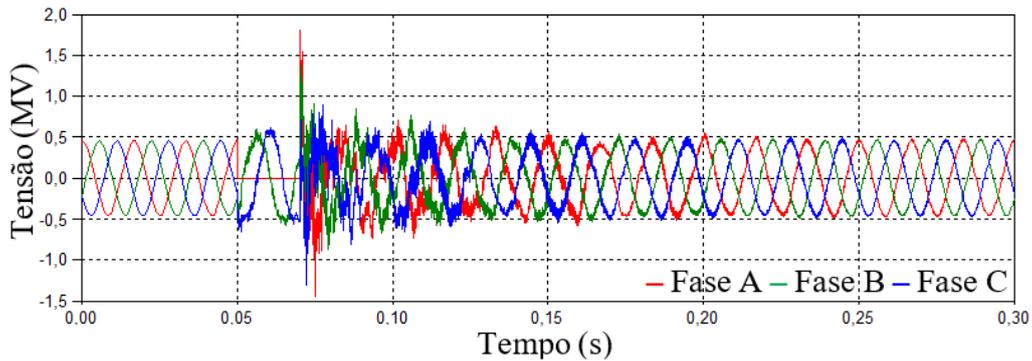


Figura 3.10: Fonte de Tensão - Sobretensões durante uma falta monofásica

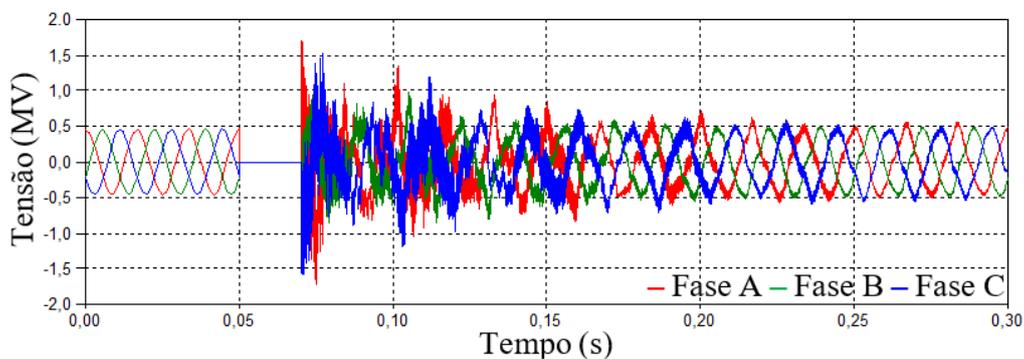


Figura 3.11: Fonte de Tensão - Sobretensões durante uma falta trifásica

Pode-se notar que as sobretensões verificadas são elevadas, chegando ao pico máximo de 1.815,2 kV (equivalente a 4,4 pu na base 500 kV), e que há grande distorção harmônica nas formas de onda. Cabe lembrar que os para-raios não foram representados.

Fonte de Corrente

A Figura 3.12 e a Figura 3.13 apresentam as sobretensões na barra em falta durante curto-circuito monofásico e trifásico, respectivamente.

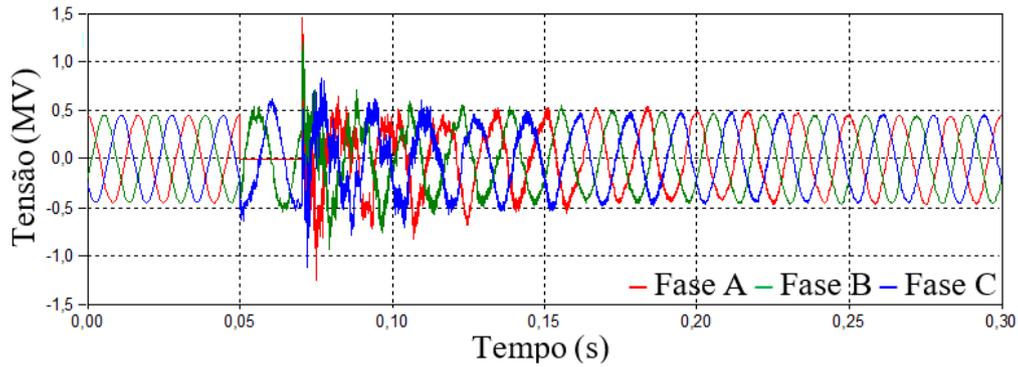


Figura 3.12: Fonte de Corrente - Sobretensões durante uma falta monofásica

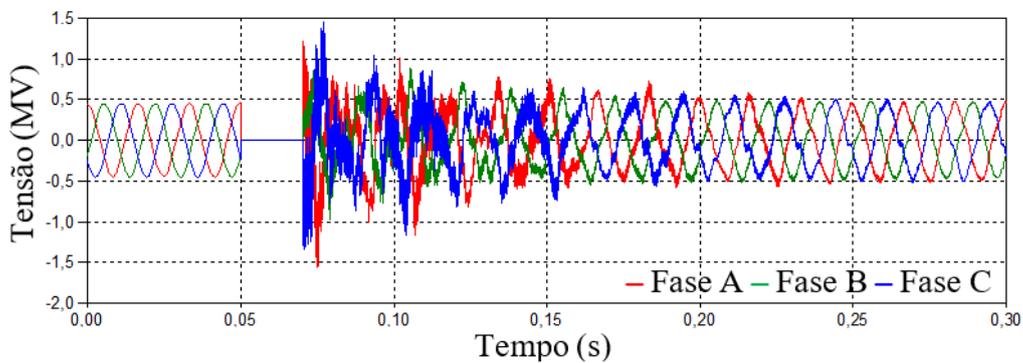


Figura 3.13: Fonte de Corrente - Sobretensões durante uma falta trifásica

Para o modelo “Fonte de Corrente”, as sobretensões durante as faltas aplicadas foram inferiores àquelas obtidas na representação através de “Fonte de Tensão”. Contudo, permanecem presentes significativas distorções harmônicas na barra em falta.

DFIG

É importante destacar que, tanto para o modelo *DFIG* quanto para o próximo (*Full Converter*), as simulações requerem um tempo mínimo de 1,0 s devido à necessidade de inicialização dos controles. Portanto, para manter a uniformidade entre os demais oscilogramas, eles foram processados com um tempo total de 1,3 s e apresentados em uma janela de 300 ms, começando em 1,0 s.

A Figura 3.14 e a Figura 3.15 apresentam as sobretensões verificadas na barra em falta durante aplicação de curto-circuito monofásico e trifásico, respectivamente.

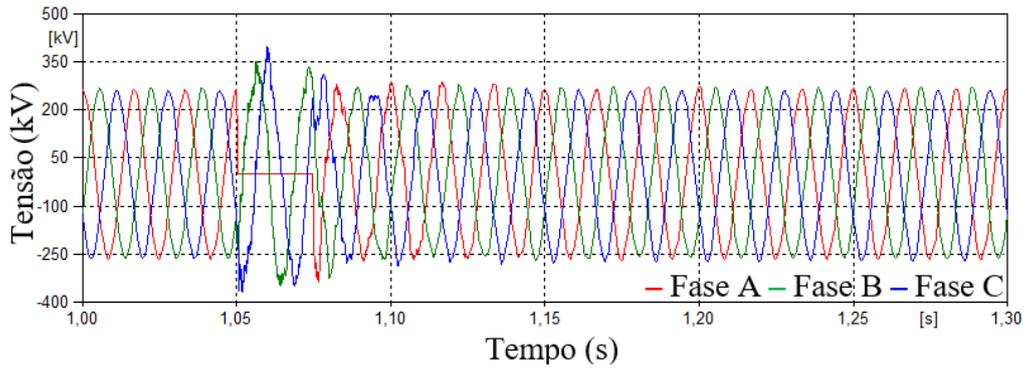


Figura 3.14: *DFIG* - Sobretensões durante uma falha monofásica

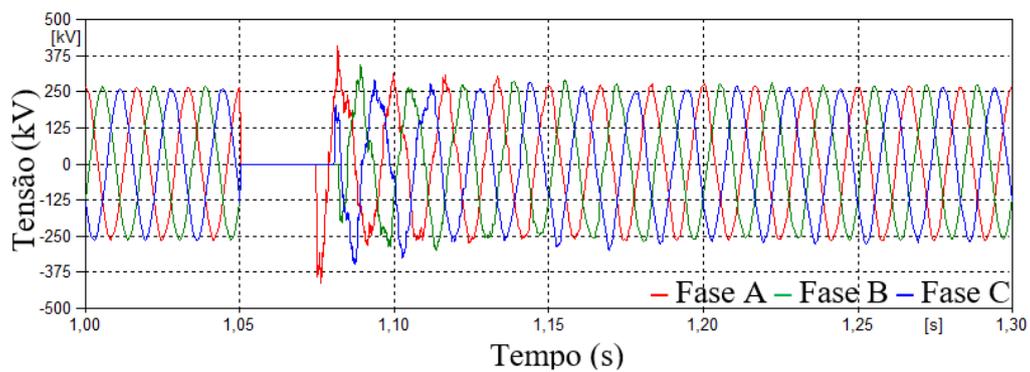


Figura 3.15: *DFIG* - Sobretensões durante uma falha trifásica

É evidente que houve uma significativa redução nas sobretensões observadas e nas distorções harmônicas. Com relação a estas, a melhoria é atribuída à incorporação dos filtros presentes neste modelo.

Full Converter

A Figura 3.16 e a Figura 3.16 apresentam as sobretensões na barra em falha durante aplicação de curto-circuito monofásico e trifásico, respectivamente.

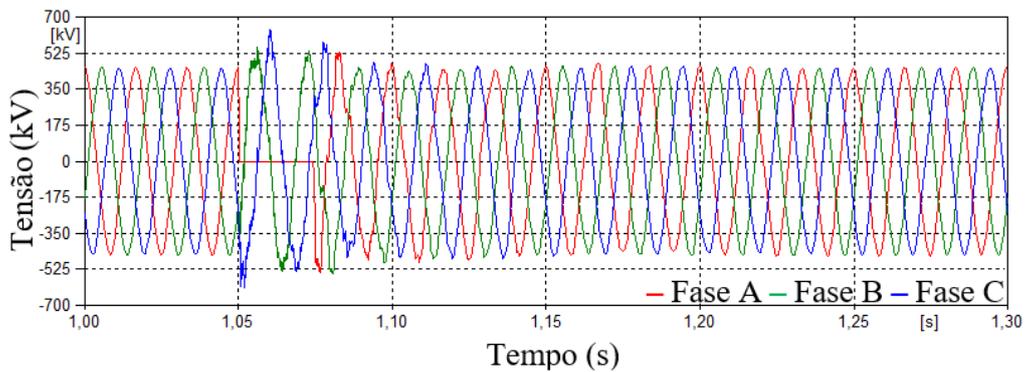


Figura 3.16: *Full Converter* - Sobretensões durante uma falha monofásica

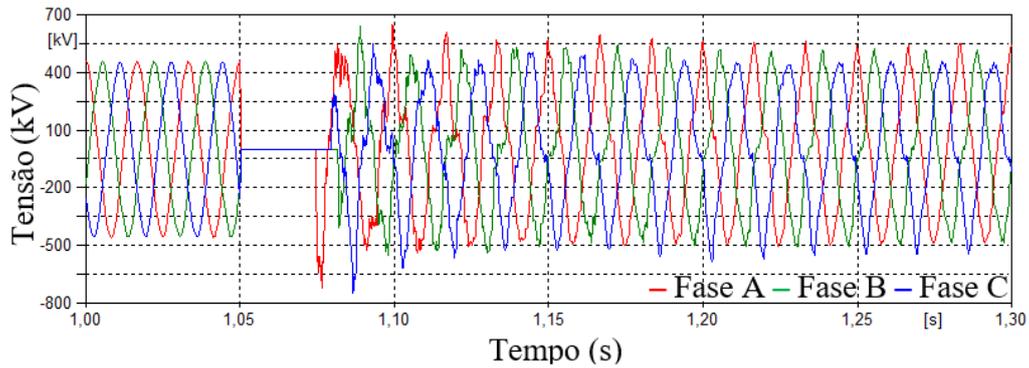


Figura 3.17: *Full Converter* - Sobretensões durante uma falha trifásica

Comparativo entre as modelagens

Com o objetivo de ampliar a visualização das diferenças entre as respostas obtidas, propõe-se neste item a comparação gráfica dos modelos investigados. As curvas em vermelho, verde, azul e rosa representam, respectivamente, os modelos de “Fonte de Tensão”, “Fonte de Corrente”, “DFIG” e “Full Converter”.

São apresentados os 2 eventos distintos de aplicação de falta (monofásica e trifásica), utilizando-se posteriormente o recurso de ampliação (“zoom”) para permitir uma nítida observação das diferenças encontradas.

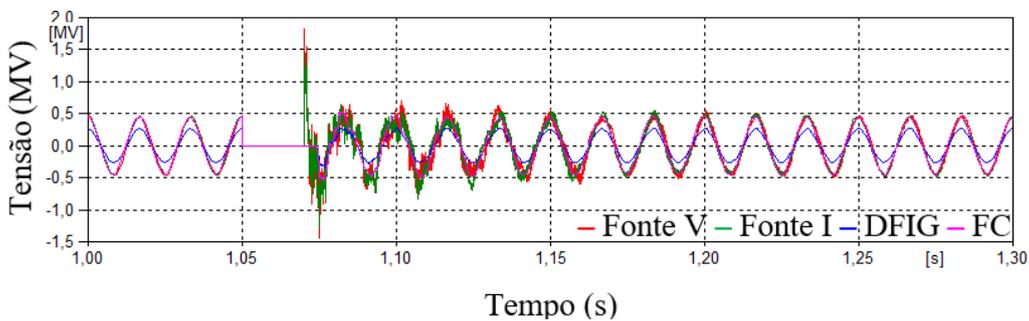


Figura 3.18: Comparativo - Sobretensões durante uma falha monofásica

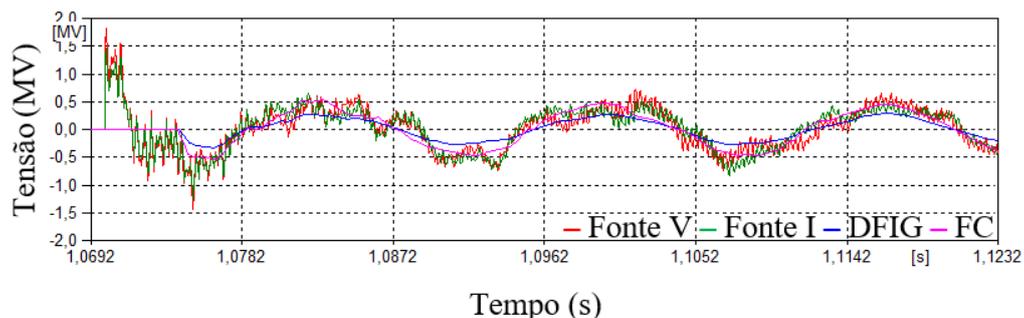


Figura 3.19: Comparativo - Detalhe das sobretensões durante uma falha monofásica

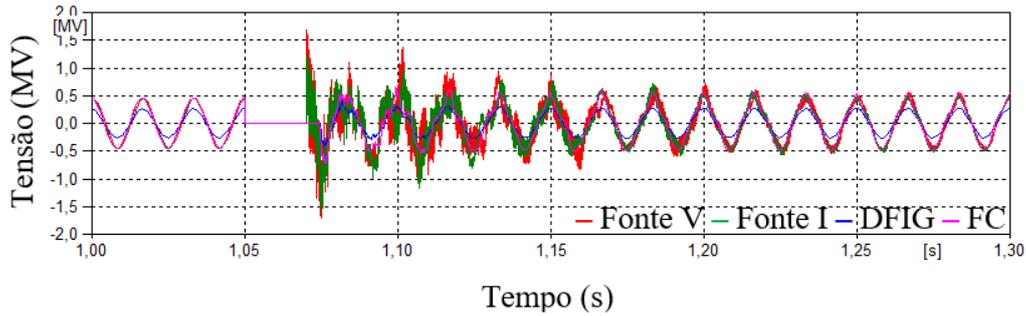


Figura 3.20: Comparativo - Sobretensões durante uma falta trifásica

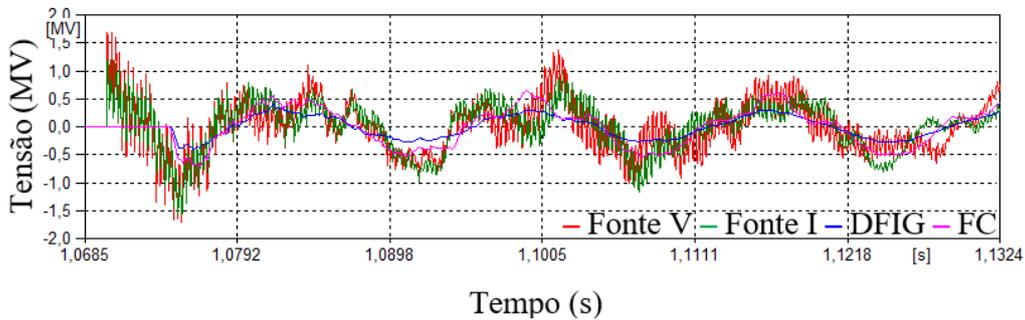


Figura 3.21: Comparativo - Detalhe das sobretensões durante uma falta trifásica

Com exceção das amplitudes das sobretensões, o formato das ondas de tensão apresentou tendências semelhantes em todos os modelos. Destaca-se que o modelo “Fonte de Tensão” resultou as maiores sobretensões em comparação com os demais. A sobretensão máxima verificada com o modelo “Fonte de Tensão” foi de aproximadamente 3,5 vezes a sobretensão obtida com o modelo “*Full Converter*”, e 5 vezes maior que a simulada com o modelo “*DFIG*”.

Além disso, observou-se que os modelos *Full Converter* e *DFIG* apresentaram as menores distorções harmônicas em comparação com os demais. Isso pode ser explicado pela representação dos filtros que esses modelos possuem.

3.4 Metodologia

Para a determinação do par de valores (V_p , I_a) e da tensão induzida na fase aberta, as simulações realizadas com o programa ATP devem ser conduzidas em duas etapas distintas:

- Etapa 1 - Estudo de Regime Permanente
 - Nesta fase, o foco é definir as correntes de arco secundário (I_a) e a tensão na fase aberta em todas as condições operativas, variando-se a faixa de

frequência de 56 a 66 Hz, conforme estabelecido dos Procedimentos de Rede do ONS. O intuito desta etapa é identificar possíveis condições de ressonância na fase aberta e confirmar o atendimento aos critérios dos PR relativos à magnitude da corrente de arco secundário.

- Etapa 2 - Estudo de TRT
 - O valor do primeiro pico da TRT (V_p) deve ser obtido para os pontos de aplicação do defeito nos terminais da LT, na frequência de 60 Hz, a partir da tensão entre os contatos da chave, durante a sua abertura - simulando a extinção da corrente de arco secundário.

Com o par de valores (V_p , I_a), é possível avaliar o sucesso da extinção do arco secundário, posicionando-o na curva indicativa para análise, conforme apresentado na Figura 2.4 e Figura 2.5.

- Etapa 3 - Estudo Transitório de manobra
 - Nesta etapa, realiza-se estudos de transitórios eletromagnéticos envolvendo manobras de RM com e sem sucesso, visando determinar os níveis das sobretensões em ambos os terminais da LT analisada, bem como, os níveis de absorção de energia dos para-raios neles instalados decorrentes do religamento.

3.5 Premissas

Nesta seção, serão apresentadas as premissas que fundamentaram as análises.

3.5.1 Tensão pré-manobra

Quanto maior é a tensão que precede a manobra, maior é a expectativa da magnitude das sobretensões transitórias resultantes do evento. Por isso, o sistema elétrico é ajustado de maneira que a tensão pré-manobra é igual, ou muito próxima, da máxima tensão operativa, que neste caso é:

- 550 kV (1,1 pu da base de 500 kV).

3.5.2 Suportabilidade de tensão - Coordenação de isolamento da LT

As sobretensões devido às manobras devem estar coerentes com a definição dos espaçamentos elétricos da estrutura típica da LT em análise.

Neste estudo, adotou-se os seguintes critérios para a LT 500 kV em estudo:

- Tensão eficaz máxima induzida na fase aberta: $V_{aberta}=(1,1 \times 500)/\sqrt{3} = 317,54 \text{ kV}$;
- Sobretensão máxima fase-terra devido a surtos de manobra: $V_{\text{máx}}=2,3 \text{ pu} = (500 \times \sqrt{\frac{2}{3}}) \times 2,3 = 938,97 \text{ kV}$.

3.5.3 Para-raios de LT

Adotou-se o modelo dos para-raios de ZnO, com tensão nominal de 420 kV e capacidade de dissipação de energia de 15,4 kJ/kV - Classe 5.

A curva V x I, com forma de onda 30x60 μs , considerada no estudo é apresentada a seguir, conforme Tabela 3.2.

Tabela 3.2: Curva dos para-raios de 420 kV

Corrente (kA)	Tensão residual (kV)
0,000001	594
0,5	784
1,0	808
2,0	832

3.6 Resultados

Nesta seção, serão apresentados os resultados do estudo realizado.

3.6.1 Análise de extinção do arco secundário

Na Tabela 3.3 são apresentados os resultados (par I_a , V_p) obtidos para os modelos considerados. Os tipos 1 e 2 consistem em representações simplificadas, sendo o primeiro através de uma fonte de tensão e o segundo representado por uma fonte de corrente. Já os tipos 3 e 4 se referem a modelos de geradores representados com seus respectivos controles, sendo o tipo 3 um gerador *DFIG*, e o tipo 4 um *Full Converter*. É importante ressaltar que, embora os geradores mencionados sejam utilizados para a geração em parques eólicos, apenas o tipo 4 é aplicado em usinas fotovoltaicas.

Conforme a referência [7], a corrente de arco secundário e a tensão induzida na fase aberta sob condição de abertura monopolar devem ser obtidas para defeito aplicado em ambos os terminais da LT e com fluxo de potência ajustado para os maiores valores admitidos pela linha, com o objetivo de maximizar as correntes induzidas. Os valores de corrente correspondem a valores eficazes e os de tensão a valores de pico.

Tabela 3.3: Corrente de arco secundário e 1º pico da TRT

Modelo	I_a (A)	V_p (kV)	Figura
Tipo 1 - Fonte de Tensão	14,42	150,53	3.22
Tipo 2 - Fonte de Corrente	27,66	70,66	3.24
Tipo 3 - <i>DFIG</i>	21,17	140,32	3.24
Tipo 4 - <i>Full Converter</i>	30,75	142,08	3.25

A Figura 3.22 e a Figura 3.23 apresentam as oscilografias dos resultados obtidos para o modelo representado por fonte de tensão (tipo 1) e por fonte de corrente (tipo 2), respectivamente.

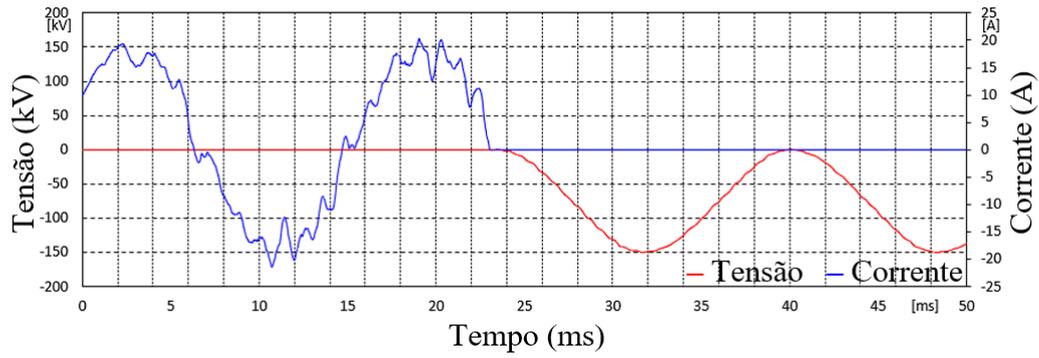


Figura 3.22: Modelo Tipo 1 – Ia e Vp

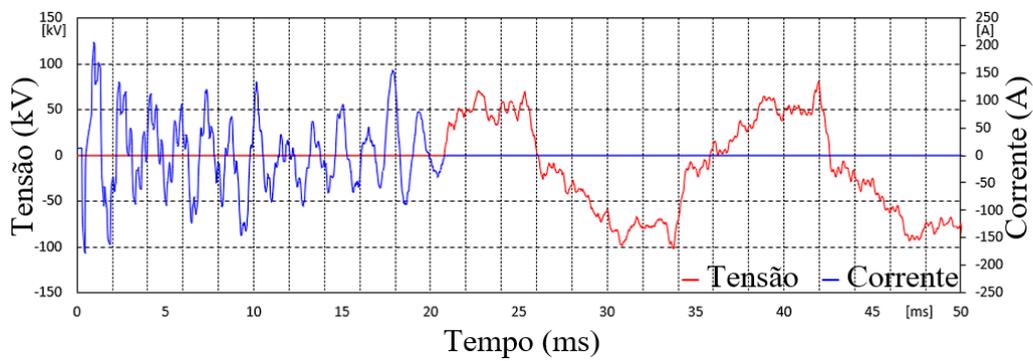


Figura 3.23: Modelo Tipo 2 – Ia e Vp

A Figura 3.24 e a Figura 3.25 apresentam as oscilografias dos resultados obtidos para o modelo *DFIG* (Tipo 3) e *Full Converter* (tipo 4), respectivamente.

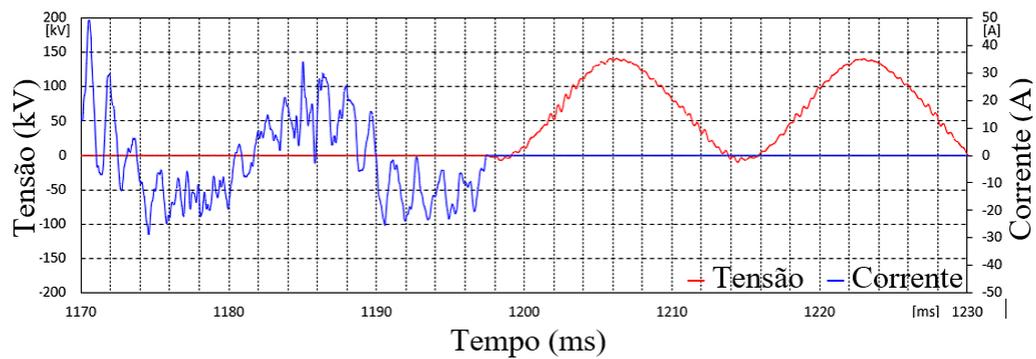


Figura 3.24: Modelo Tipo 3 – Ia e Vp

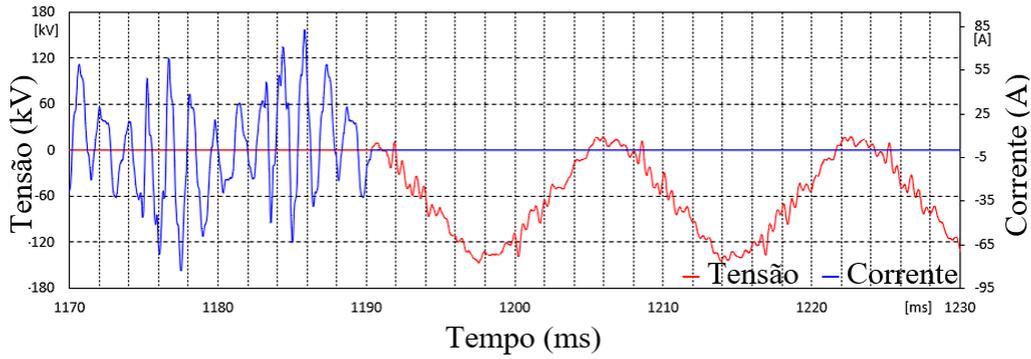


Figura 3.25: Modelo Tipo 4 – Ia e Vp

De forma geral, é possível verificar que as correntes de arco secundário encontradas são de baixa amplitude sendo, por outro lado, o primeiro pico da TRT elevado. Essa característica pode ser considerada típica para LT sem compensação reativa.

Em todos os casos, os pares (I_a, V_p) permanecem dentro da região de alta probabilidade de extinção do arco secundário, como pode ser observado na Figura 3.26, atendendo ao primeiro critério. Como as correntes são de baixa amplitude, é possível verificar que elas se encontram também dentro da probabilidade de extinção do segundo critério. Portanto, caso houvesse uma eventual violação do primeiro critério (TM até 500 ms), poder-se-ia aumentar o tempo morto, de acordo com o segundo critério, viabilizando assim o religamento monopolar.

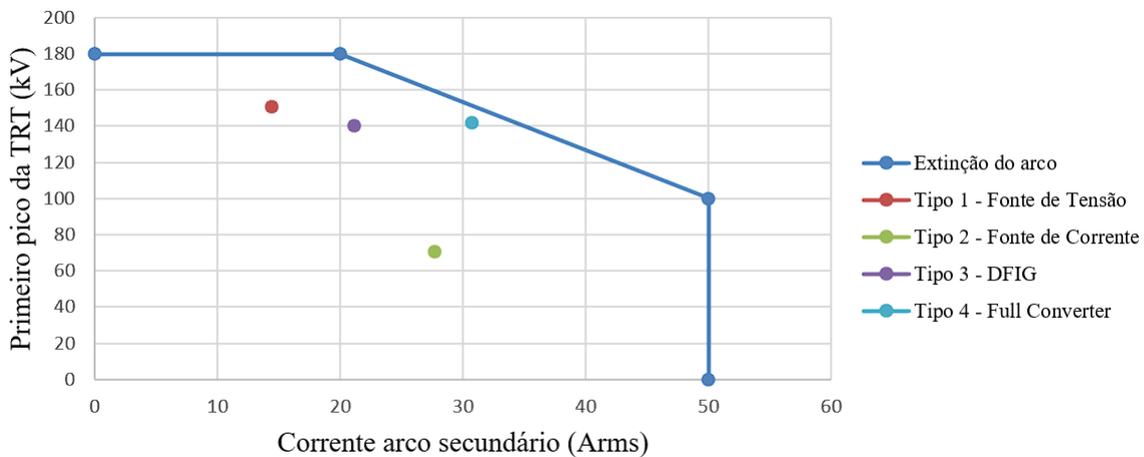


Figura 3.26: Critério 1 - Zona de provável extinção do arco secundário

É importante avaliar os resultados não apenas na frequência industrial, mas em toda a faixa de frequência operacional da rede (56 a 66 Hz), visando identificar eventuais condições de ressonância.

Sendo assim, a avaliação no domínio da frequência foi realizada visando cobrir todas as possíveis condições operativas. A Tabela 3.4 apresenta os valores máximos

para o valor eficaz da tensão induzida na fase aberta e o valor eficaz da corrente de arco secundário, para a faixa de frequências entre 56 e 66 Hz.

Tabela 3.4: Tensão induzida na fase aberta e corrente de arco secundário

Freq. (Hz)	Tipo 1 - Fonte V		Tipo 2 - Fonte I		Tipo 3 - <i>DFIG</i>		Tipo 4 - <i>FC</i>	
	V_{aberta} (kV)	I_{arco} (A)	V_{aberta} (kV)	I_{arco} (A)	V_{aberta} (kV)	I_{arco} (A)	V_{aberta} (kV)	I_{arco} (A)
56	51,37	16,89	82,54	27,21	51,61	17,01	51,61	17,01
57	51,80	17,35	83,70	28,09	52,16	17,51	52,16	17,51
58	52,24	17,80	84,88	29,00	52,74	18,02	52,74	18,02
59	52,71	18,27	86,10	29,93	53,35	18,54	53,35	18,54
60	53,19	18,75	87,33	30,88	53,97	19,09	53,98	19,09
61	53,69	19,25	88,59	31,86	54,63	19,65	54,63	19,65
62	54,21	19,76	89,88	32,87	55,31	20,22	55,31	20,22
63	54,74	20,29	91,20	33,89	56,01	20,82	56,02	20,82
64	55,31	20,82	92,54	34,95	56,75	21,43	56,75	21,43
65	55,89	21,38	93,92	36,03	57,51	22,07	57,52	22,07
66	56,49	21,94	95,32	37,15	58,31	22,72	58,31	22,73

Pode-se observar que os valores obtidos para as correntes de arco secundário, para todo o espectro de frequências avaliado, são inferiores a 50 A, atendendo o Critério 1 - Figura 2.4, e os valores de tensão na fase aberta não violaram o valor limite adotado (317,54 kV). Portanto, o resultado observado na Figura 3.26 continua sendo válido e o RM da LT 500 kV Seccionadora - Coletora demonstra-se viável com TM de 500 ms.

A Figura 3.27 apresenta o valor da tensão eficaz induzida na fase aberta, enquanto a Figura 3.28 o valor da corrente de arco secundário, ambas no domínio da frequência, para o modelo Tipo 1 considerado.

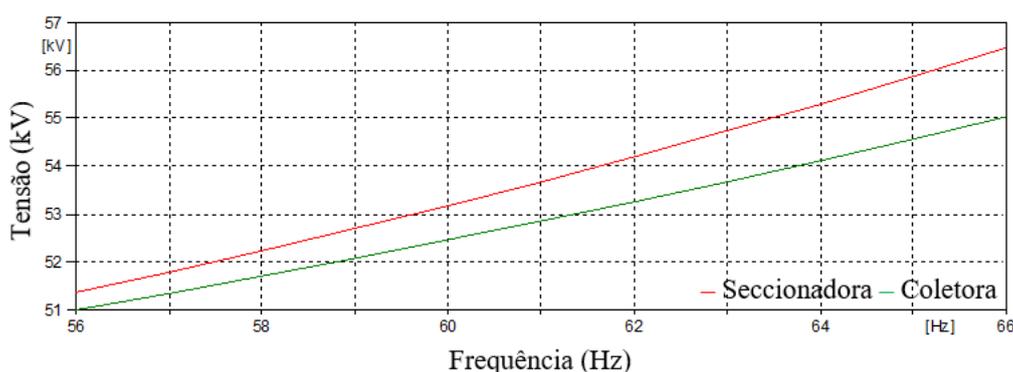


Figura 3.27: Modelo Tipo 1 - Domínio da Frequência, sem falta - Tensão eficaz induzida na fase aberta

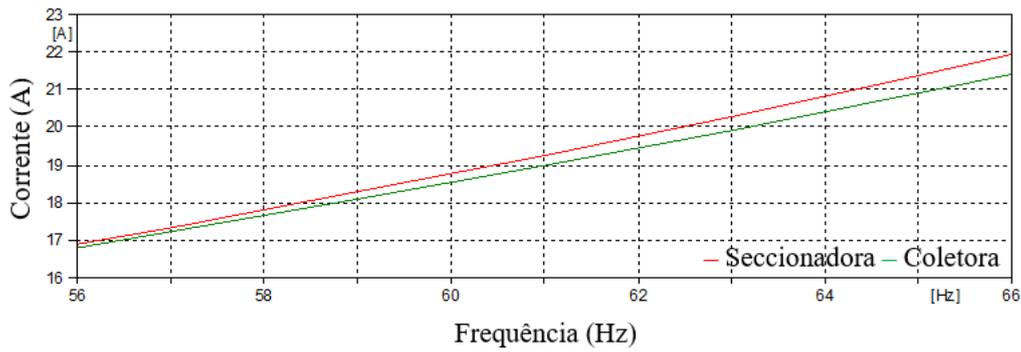


Figura 3.28: Modelo Tipo 1 - Domínio da Frequência, com falta - Corrente eficaz de arco secundário

A Figura 3.29 apresenta o valor da tensão eficaz induzida na fase aberta, enquanto a Figura 3.30 o valor da corrente de arco secundário, ambas no domínio da frequência, para o modelo Tipo 2 considerado.

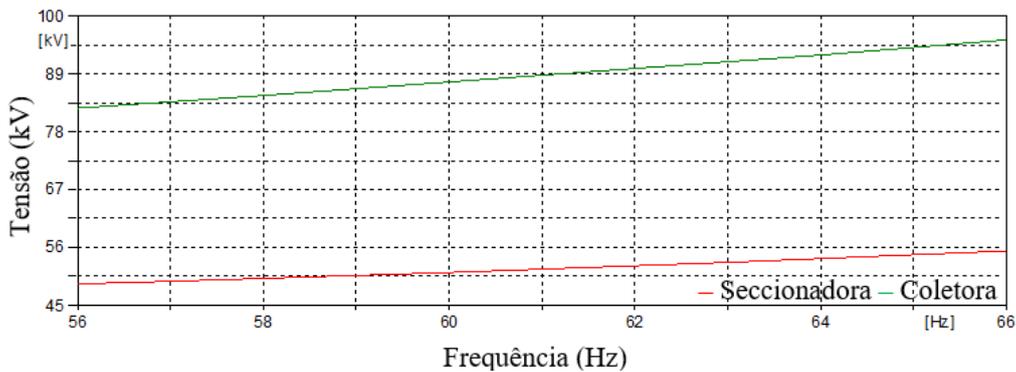


Figura 3.29: Modelo Tipo 2 - Domínio da Frequência, sem falta - Tensão eficaz induzida na fase aberta

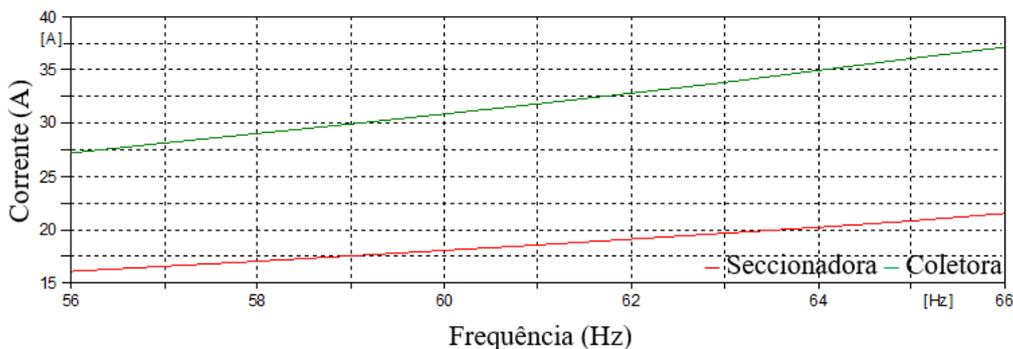


Figura 3.30: Modelo Tipo 2 - Domínio da Frequência, com falta - Corrente eficaz de arco secundário

A Figura 3.31 apresenta o valor da tensão eficaz induzida na fase aberta, enquanto a Figura 3.32 o valor da corrente de arco secundário, ambas no domínio da frequência,

para o modelo Tipo 3 considerado.

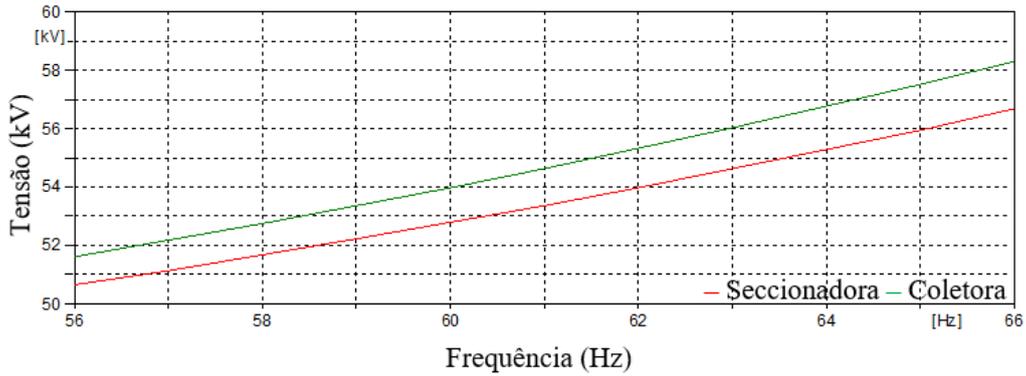


Figura 3.31: Modelo Tipo 3 - Domínio da Frequência, sem falta - Tensão eficaz induzida na fase aberta

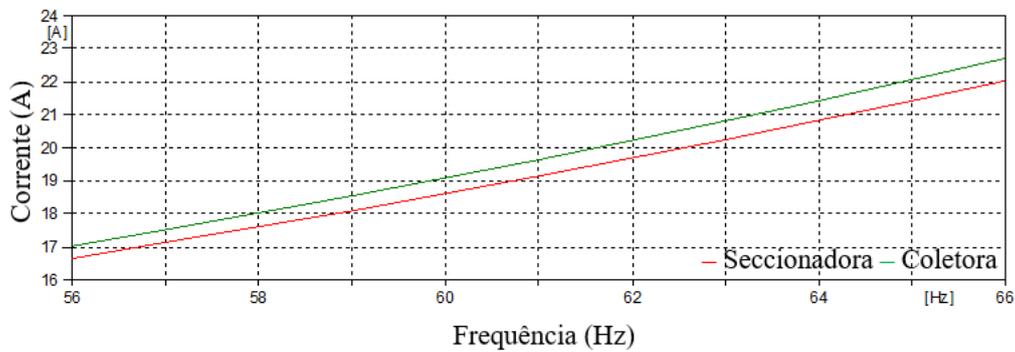


Figura 3.32: Modelo Tipo 3 - Domínio da Frequência, com falta - Corrente eficaz de arco secundário

A Figura 3.33 apresenta o valor da tensão eficaz induzida na fase aberta, enquanto a Figura 3.34 o valor da corrente de arco secundário, ambas no domínio da frequência, para o modelo Tipo 4 considerado.

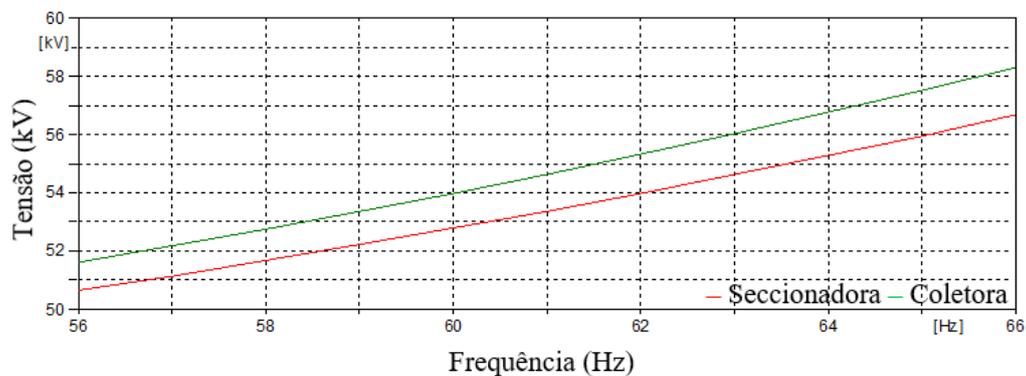


Figura 3.33: Modelo Tipo 4 - Domínio da Frequência, sem falta - Tensão eficaz induzida na fase aberta

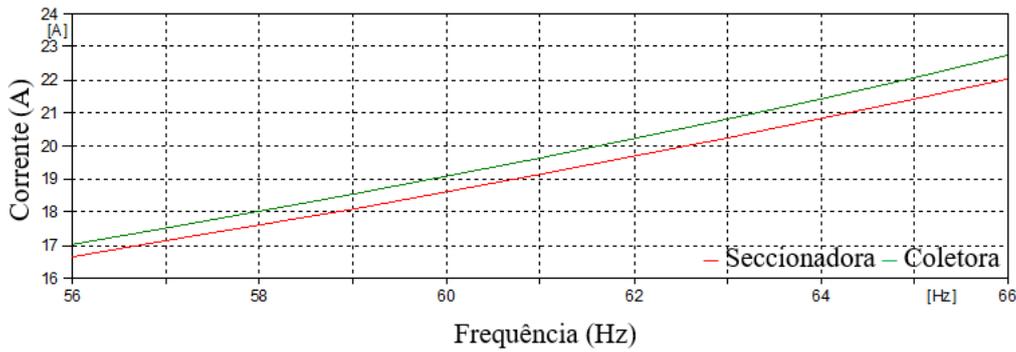


Figura 3.34: Modelo Tipo 4 - Domínio da Frequência, com falta - Corrente eficaz de arco secundário

3.6.2 Regime transitório

A prática de simulação da manobra completa de religamento monopolar consiste em realizar, após a aplicação do defeito e abertura dos terminais da fase em estudo, 200 simulações estatísticas de fechamento da fase afetada. Admitiu-se uma distribuição normal dos instantes de fechamento dos três polos truncada em $\pm 2\sigma$.

A sistemática descrita em [7] é resumida abaixo:

- Aplicar o defeito monofásico franco em um dos terminais da linha;
- Realizar a abertura monopolar do terminal mais próximo do defeito;
- Realizar a abertura monopolar do terminal oposto ao defeito;
- Eliminar o defeito;
- Religar a linha por um dos terminais após o tempo morto – simulação estatística.

O RM, normalmente, não define um terminal líder, sendo o primeiro terminal a desligar, o primeiro a religar. Por isso, foi considerada a manobra iniciando por qualquer um dos terminais. Essa condição não se mostra restritiva, pois caso as sobretensões venham a causar risco de desligamento dos geradores, pode-se restringir a manobra a ser iniciada sempre pelo mesmo terminal, sendo o lado da SE Coletora o terminal seguidor.

A Tabela 3.5 apresenta as máximas sobretensões encontradas nos terminais da LT e a energia dissipada nos para-raios, considerando a variação entre os modelos de geração.

Tabela 3.5: Análises transitórias - RM da LT - Tensões fase-terra e energia nos para-raios

Casos	Modelo	Terminal de Religamento	Local do Defeito	Vpré (pu)	Terminal da SE Seccionadora			Terminal da SE Coletora			Fig. Nº		
					Vméd (pu)	σ (pu)	Vmáx (pu)	Para-raios (kJ)	Vméd (pu)	σ (pu)		Vmáx (pu)	Para-raios (kJ)
1	Tipo 1 (Fonte V)	Seccionadora (SE500)	Seccionadora	1,1	1,211	0,043	1,295	0,03	1,401	0,151	1,625	40,61	-
2		Coletora	Coletora	1,1	1,231	0,041	1,326	0,04	1,434	0,138	1,654	48,56	-
3	Tipo 2 (Fonte I)	Coletora (SS500)	Seccionadora	1,1	1,607	0,073	1,735	321,77	1,656	0,080	1,796	543,08	3.35
4		Coletora	Coletora	1,1	1,640	0,054	1,757	616,17	1,690	0,059	1,795	936,63	3.36
5	Tipo 2 (Fonte I)	Seccionadora (SE500)	Seccionadora	1,1	1,143	0,044	1,272	0,03	1,355	0,142	1,586	28,85	-
6		Coletora	Coletora	1,1	1,148	0,043	1,280	0,03	1,360	0,129	1,608	33,42	-
7	Tipo 3 (DFIG)	Coletora (SS500)	Seccionadora	1,1	1,767	0,008	1,799	8764,88	1,803	0,007	1,842	11786,61	3.39 e 3.40
8		Coletora	Coletora	1,1	1,772	0,004	1,786	8648,09	1,806	0,004	1,827	11658,05	-
9	Tipo 3 (DFIG)	Seccionadora (SE500)	Seccionadora	1,1	1,233	0,043	1,324	0,220	1,473	0,114	1,680	64,21	-
10		Coletora	Coletora	1,1	1,238	0,036	1,327	0,21	1,477	0,114	1,684	73,28	3.43
11	Tipo 4 (FC)	Coletora (SS500)	Seccionadora	1,1	1,535	0,015	1,562	152,73	1,616	0,012	1,653	421,13	-
12		Coletora	Coletora	1,1	1,512	0,021	1,563	223,86	1,598	0,018	1,650	678,88	3.46
13	Tipo 4 (FC)	Seccionadora (SE500)	Seccionadora	1,1	1,247	0,042	1,338	0,200	1,502	0,113	1,713	61,332	-
14		Coletora	Coletora	1,1	1,281	0,035	1,373	0,20	1,519	0,113	1,733	71,38	3.49
15	Tipo 4 (FC)	Coletora (SS500)	Seccionadora	1,1	1,513	0,013	1,540	150,69	1,568	0,016	1,604	447,05	-
16		Coletora	Coletora	1,1	1,525	0,020	1,575	221,07	1,570	0,020	1,621	662,86	3.52

A seguir, procederemos à análise dos resultados obtidos com base no tipo de geração representada.

Tipo 1 - Fonte de Tensão

A maior sobretensão encontrada na LT foi de 1,795 pu (base 500 kV) no terminal da SE Coletora, conforme apresentado na Figura 3.35. Este valor encontra-se abaixo do limite máximo da coordenação de isolamento da LT, que é de 2,3 pu, não representando nenhuma violação.

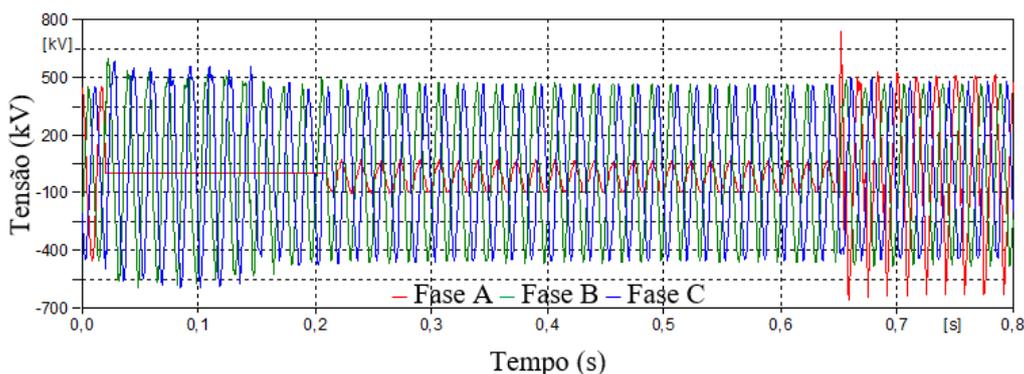


Figura 3.35: Modelo Tipo 1 - Maiores sobretensões observadas durante o RM

A máxima energia registrada nos para-raios também foi observada no terminal da SE Coletora, atingindo o valor de 936,63 kJ, conforme Figura 3.36. É importante destacar que este valor não supera a capacidade máxima de dissipação de energia dos para-raios, estabelecida em 6,46 MJ (420 kV x 15,4 kJ/kV).

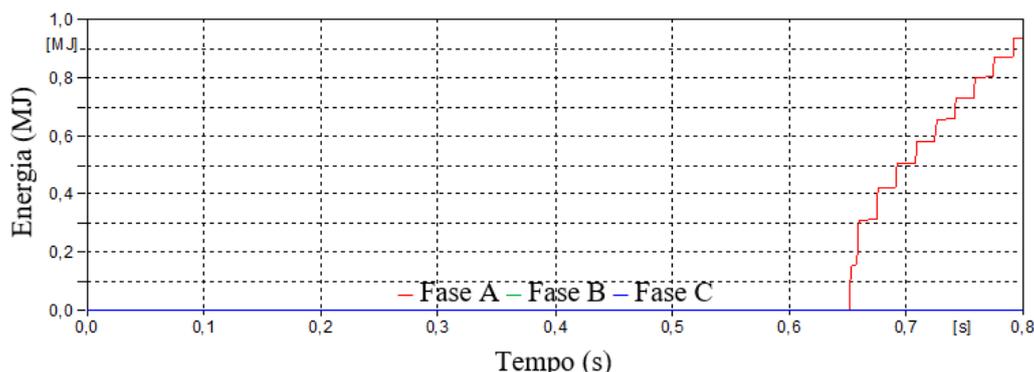


Figura 3.36: Modelo Tipo 1 - Maior energia dissipada nos para-raios durante o RM

A Figura 3.37 exibe a corrente de falta durante a simulação, seguida pela Figura 3.38, que detalha o arco secundário utilizando o recurso de "zoom". Nota-se que o último pico da corrente não ultrapassa o valor estabelecido pelo Critério 1 (50 A), o que comprova a viabilidade do RM para esta LT.

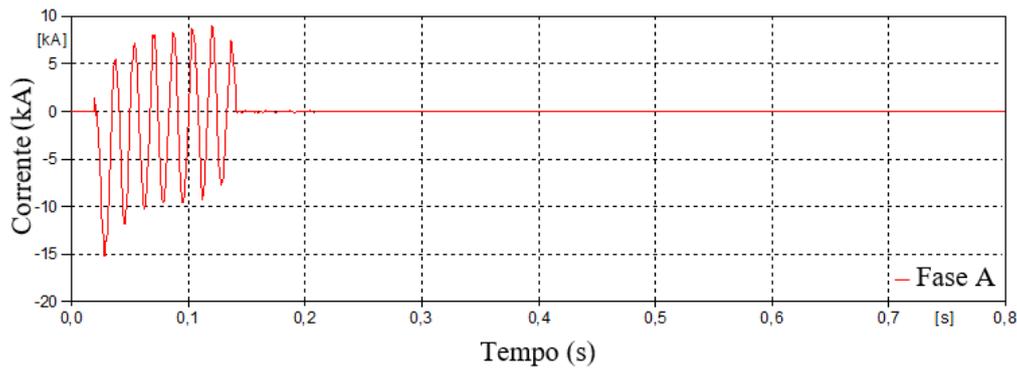


Figura 3.37: Modelo Tipo 1 - Corrente de falta

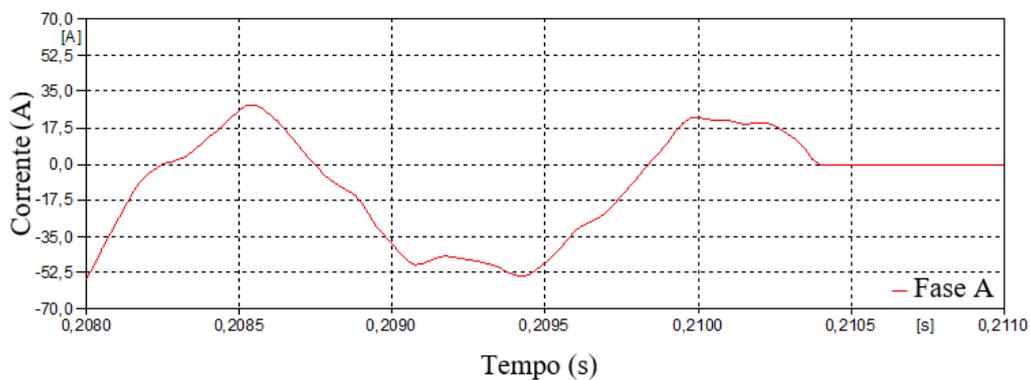


Figura 3.38: Modelo Tipo 1 - Corrente de arco secundário

Tipo 2 - Fonte de Corrente

A maior sobretensão encontrada na LT foi de 1,842 pu (base 500 kV) no terminal da SE Coletora, conforme apresentado na Figura 3.39. Este valor encontra-se abaixo do limite máximo da coordenação de isolamento da LT, que é de 2,3 pu, não representando nenhuma violação. No entanto, observa-se que essa é uma tensão sustentada, mantida após o religamento, com a mesma magnitude do instante da manobra. Portanto, ela não seria classificada como uma sobretensão de manobra, mas sim como uma TOV.

Dessa forma, seria necessário aumentar a tensão nominal dos para-raios da LT de 420 kV para 444 kV, já que a curva típica de TOV, considerando a atuação da proteção em 250 ms (padrão para 500 kV - conforme [15]), é de 495 kV.

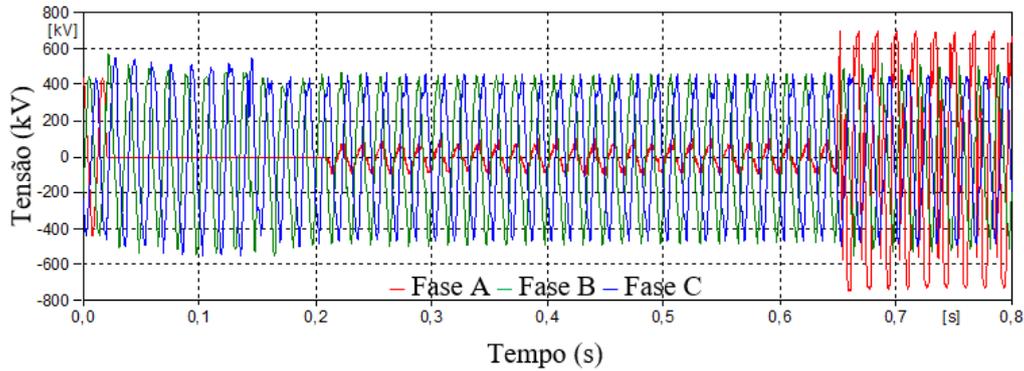


Figura 3.39: Modelo Tipo 2 - Maiores sobretensões observadas durante o RM

A máxima energia registrada nos para-raios também foi observada no terminal da SE Coletora, atingindo o valor de 11,78 MJ, conforme Figura 3.40. Verifica-se que o valor encontrado excede a capacidade máxima de dissipação de energia dos para-raios, estabelecida em 6,46 MJ. Portanto, de acordo com esses resultados, dever-se-ia especificar e adquirir para-raios de múltiplas colunas para atender às necessidades da aplicação.

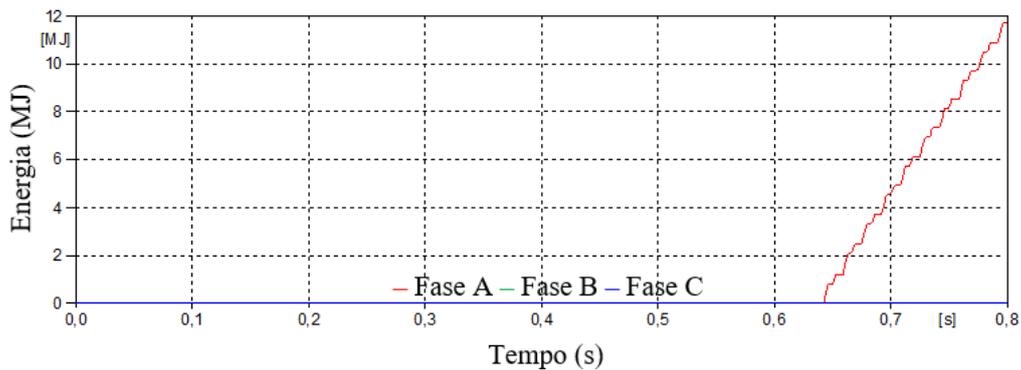


Figura 3.40: Modelo Tipo 2 - Maior energia dissipada nos para-raios durante o RM

A Figura 3.41 exibe a corrente de falta durante a simulação, seguida pela Figura 3.42, que detalha o arco secundário utilizando o recurso de "zoom". Nota-se que o último pico da corrente não ultrapassa o valor estabelecido pelo Critério 1 (50 A), o que comprova a viabilidade do RM para esta LT.

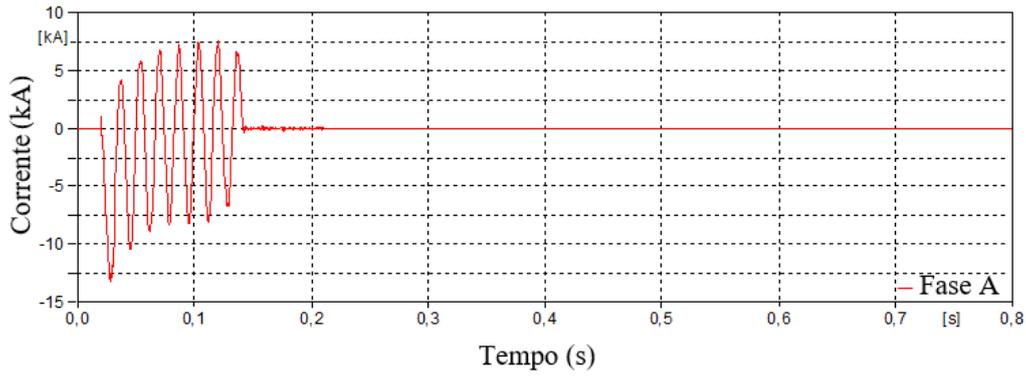


Figura 3.41: Modelo Tipo 2 - Corrente de falta

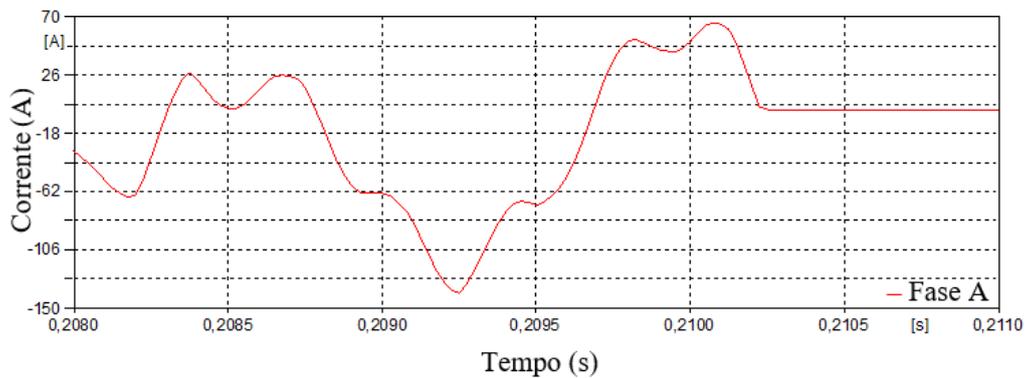


Figura 3.42: Modelo Tipo 2 - Corrente de arco secundário

Tipo 3 - DFIG

A maior sobretensão encontrada na LT foi de 1,684 pu (base 500 kV) no terminal da SE Coletora, conforme apresentado na Figura 3.43. Este valor encontra-se abaixo do limite máximo da coordenação de isolamento da LT, que é de 2,3 pu, não representando nenhuma violação.

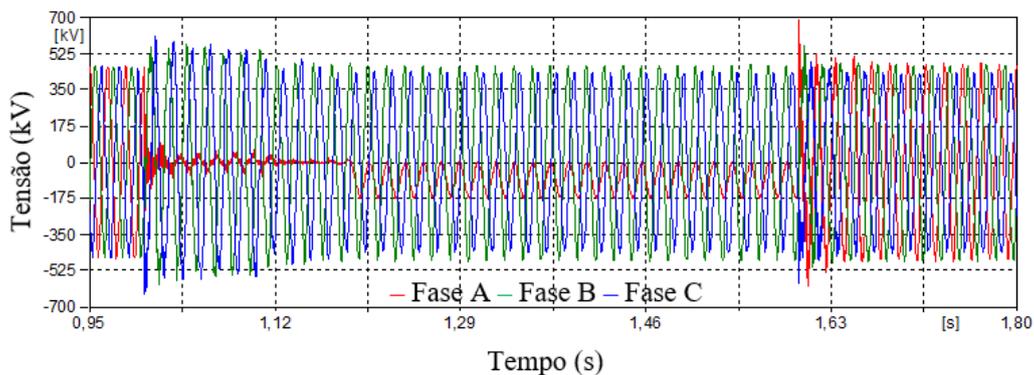


Figura 3.43: Modelo Tipo 3 - Maiores sobretensões observadas durante o RM

Observando as tensões encontradas no terminal da SE Coletora e as correntes obtidas na Figura 3.44, é possível concluir que não há o desligamento dos aerogeradores

durante o RM, o que indica a viabilidade da manobra.

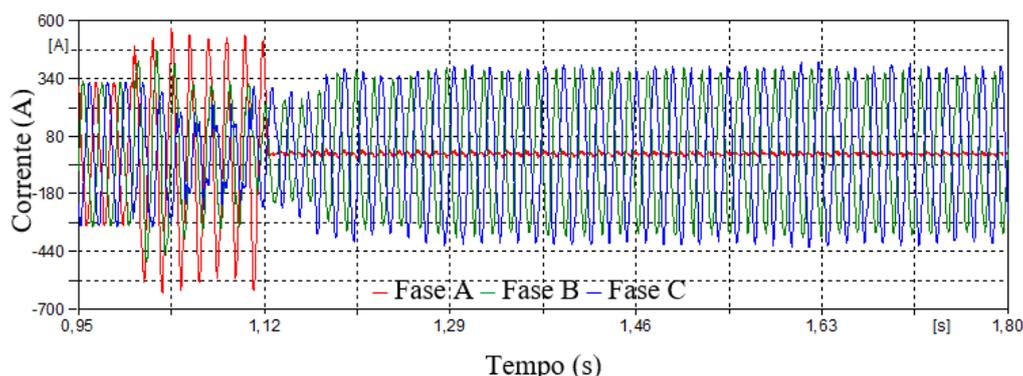


Figura 3.44: Modelo Tipo 3 - Corrente na barra da SE Coletora durante o RM

A Figura 3.45 apresenta o comportamento da injeção de potência ativa e reativa durante o RM. Antes da aplicação do defeito, a potência ativa injetada na rede era de aproximadamente 420 MW. No entanto, após o defeito, a potência ativa atinge o valor de 200 MW. Durante a falta, a injeção máxima de potência reativa foi de aproximadamente 160 Mvar.

O inversor se comportou durante a queda de tensão devido ao curto-circuito, injetando potência reativa para sustentar a tensão nos níveis mínimos de operação do sistema. Notavelmente, esse evento não sensibilizou a atuação da proteção.

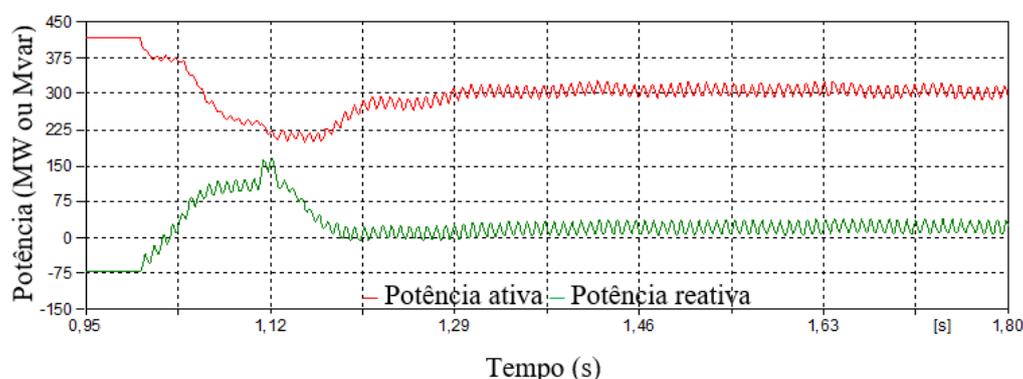


Figura 3.45: Modelo Tipo 3 - Potência ativa e reativa injetada na rede durante o RM

A máxima energia registrada nos para-raios também foi observada no terminal da SE Coletora, atingindo o valor de 678,88 kJ, conforme Figura 3.46. É importante destacar que este valor não supera a capacidade máxima de dissipação de energia dos para-raios, estabelecida em 6,46 MJ.

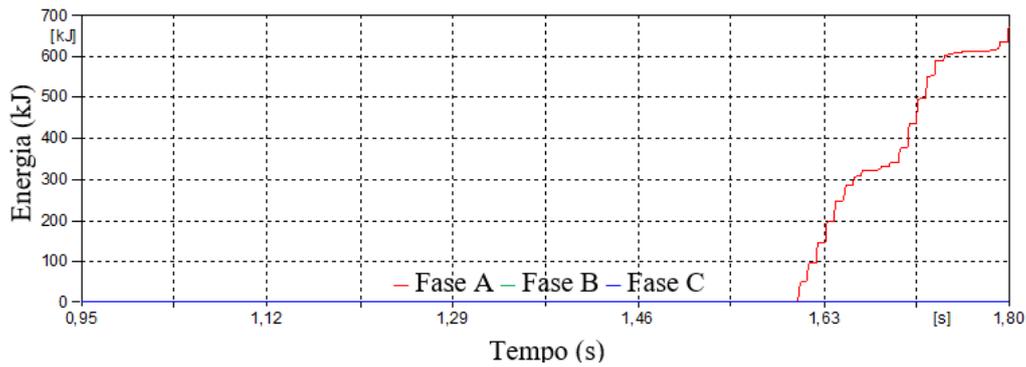


Figura 3.46: Modelo Tipo 3 - Maior energia dissipada nos para-raios durante o RM

A Figura 3.47 exibe a corrente de falta durante a simulação, seguida pela Figura 3.48, que detalha o arco secundário utilizando o recurso de "zoom". Nota-se que o último pico da corrente não ultrapassa o valor estabelecido pelo Critério 1 ($50 A_{rms}$), o que comprova a viabilidade do RM para esta LT.

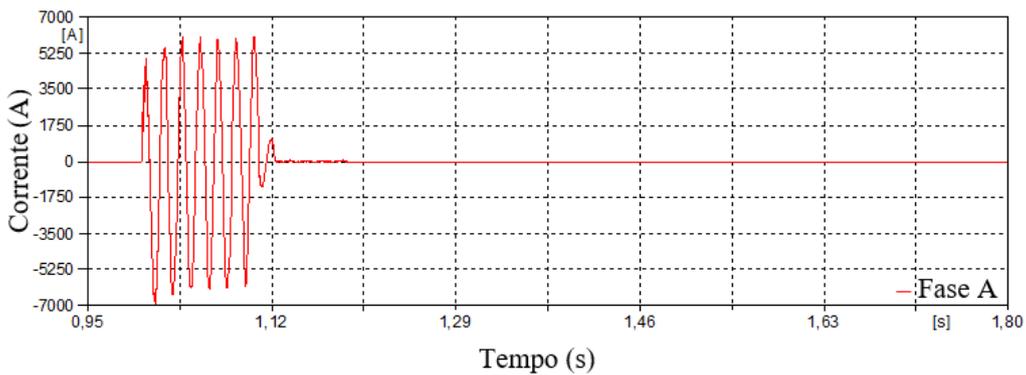


Figura 3.47: Modelo Tipo 3 - Corrente de falta

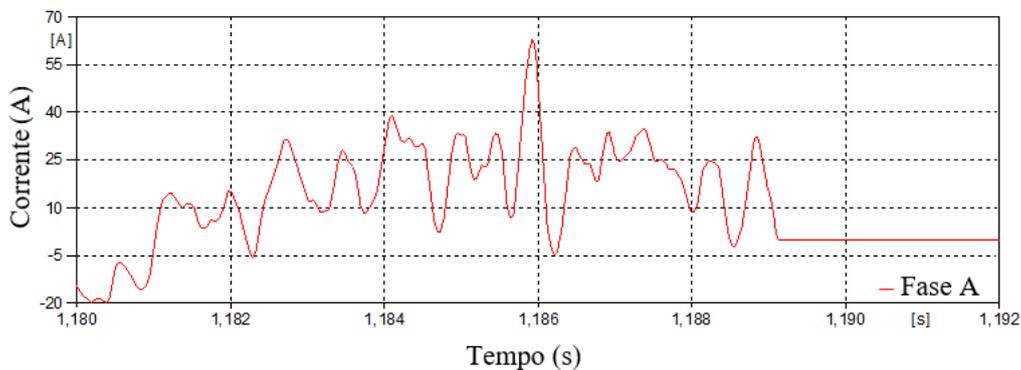


Figura 3.48: Modelo Tipo 3 - Corrente de arco secundário

Tipo 4 - Full Converter

A maior sobretensão encontrada na LT foi de 1,733 pu (base 500 kV) no terminal da SE Coletora, conforme apresentado na Figura 3.49. Este valor encontra-se

abaixo do limite máximo da coordenação de isolamento da LT, que é de 2,3 pu, não representando nenhuma violação.

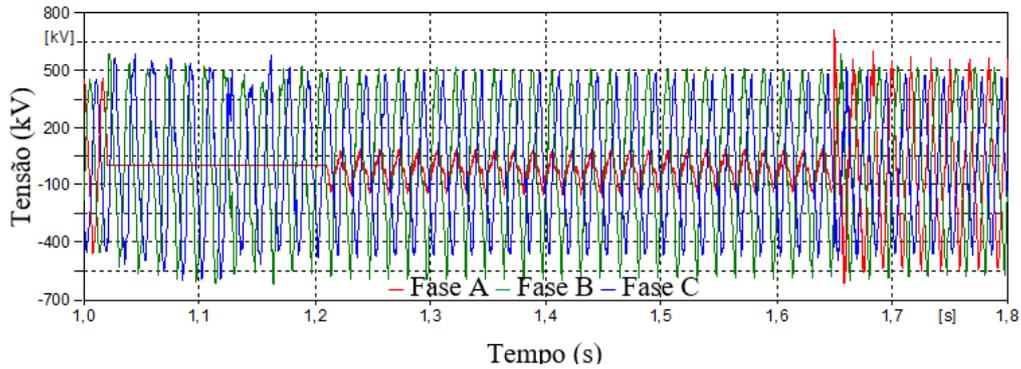


Figura 3.49: Modelo Tipo 4 - Maiores sobretensões observadas durante o RM

Observando as tensões encontradas no terminal da SE Coletora e as correntes obtidas na Figura 3.50, é possível concluir que não há o desligamento dos aerogeradores durante o RM, o que indica a viabilidade da manobra.

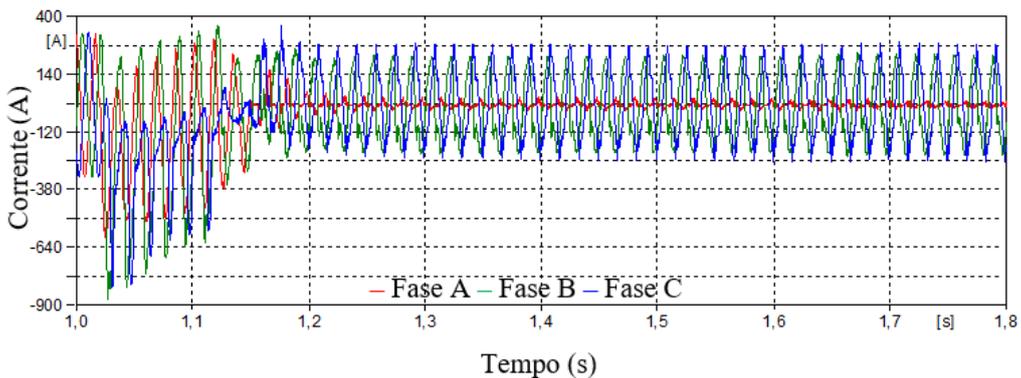


Figura 3.50: Modelo Tipo 4 - Corrente na barra da SE Coletora durante o RM

A Figura 3.51 apresenta o comportamento da injeção de potência ativa e reativa durante o RM. Antes da aplicação do defeito, a potência ativa injetada na rede era de aproximadamente 420 MW. No entanto, após o defeito, a potência ativa atinge o valor de 165 MW. Durante a falta, a injeção máxima de potência reativa foi de aproximadamente 120 Mvar.

O inversor respondeu à abrupta queda de tensão durante o curto-circuito, injetando potência reativa para sustentar a tensão nos níveis mínimos de operação do sistema. Notavelmente, esse evento não sensibilizou a atuação da proteção.

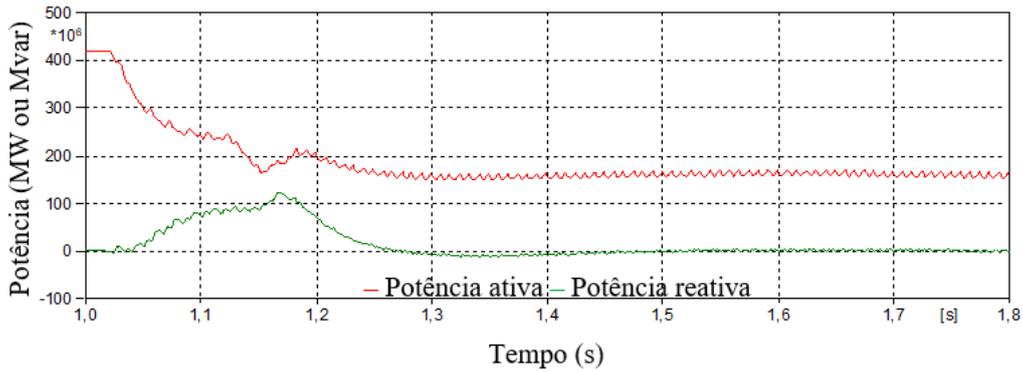


Figura 3.51: Modelo Tipo 4 - Potência ativa e reativa injetada na rede durante o RM

A máxima energia registrada nos para-raios também foi observada no terminal da SE Coletora, atingindo o valor de 662,86 kJ, conforme Figura 3.52. É importante destacar que este valor não supera a capacidade máxima de dissipação de energia dos para-raios, estabelecida em 6,46 MJ.

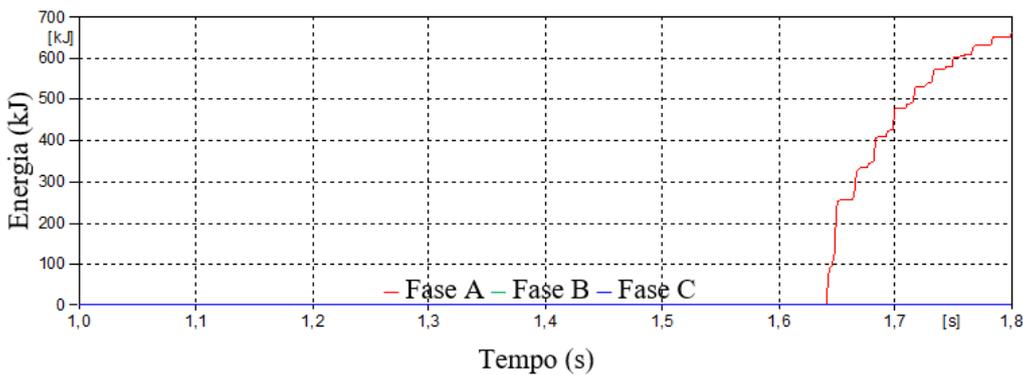


Figura 3.52: Modelo Tipo 4 - Maior energia dissipada nos para-raios durante o RM

A Figura 3.53 exibe a corrente de falta durante a simulação, seguida pela Figura 3.54, que detalha o arco secundário utilizando o recurso de "zoom". Nota-se que o último pico da corrente não ultrapassa o valor estabelecido pelo Critério 1 ($50 A_{rms}$), o que comprova a viabilidade do RM para esta LT.

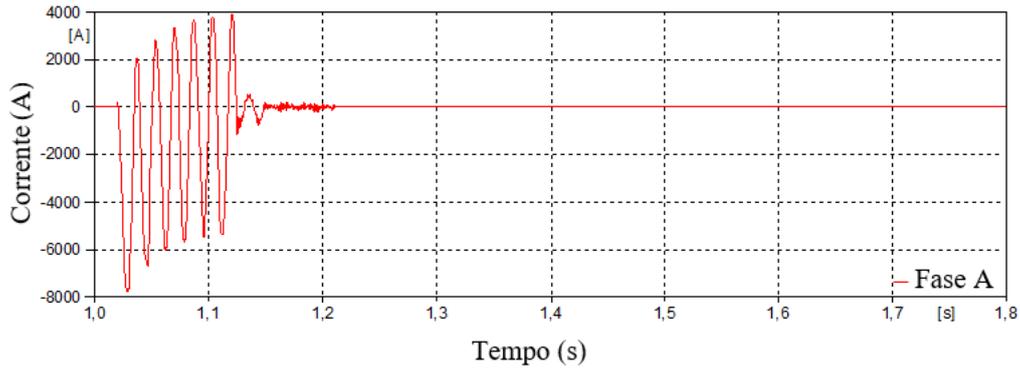


Figura 3.53: Modelo Tipo 4 - Corrente de falta

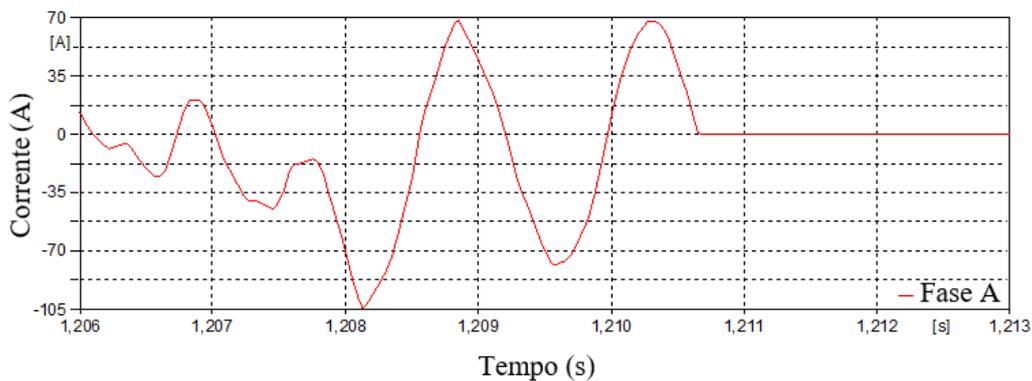


Figura 3.54: Modelo Tipo 4 - Corrente de arco secundário

3.7 Análise dos resultados

Em relação às análises de regime permanente, não houve a indicação de qualquer dificuldade para viabilizar o religamento monopolar da LT em estudo. O par (V_p, I_a) , para todos os modelos de geração considerados, situou-se dentro da região de provável extinção do arco secundário, conforme definido pelo Critério 1.

Além disso, a varredura de frequências realizada para os mesmos modelos de representação das fontes demonstrou que a tensão na fase aberta não atingiu níveis proibitivos, e a corrente de arco secundário, para todo o espectro de frequência avaliado, não violou o critério utilizado. Os resultados encontrados na varredura de frequências corroboram a análise de regime permanente inicial, indicando que o religamento monopolar é viável com um tempo morto de 500 ms.

Na etapa de avaliação em regime transitório, verificou-se que as sobretensões obtidas não superaram a coordenação de isolamento da linha, sendo esse resultado verificado em todos os tipos de modelagem de geração considerados. O valor máximo de tensão variou apenas 9,4 % do menor para o maior valor encontrado. No entanto, observou-se que na representação com "fonte de corrente", a tensão sustentada al-

cançou aproximadamente 1,8 pu, sendo necessário aumentar a tensão nominal dos para-raios da LT de 420 kV para 444 kV.

Observou-se uma diferença significativa na dissipação de energia nos para-raios. A representação da geração por meio de modelos simplificados de fonte de tensão ou fonte de corrente resultou em valores de energia dissipada consideravelmente mais elevados, em comparação com os resultados obtidos com os modelos baseados em inversores. Ressalta-se que a energia absorvida pelos para-raios, considerando a fonte de corrente, resultou errônea conclusão de que seria necessário utilizar para-raios com múltiplas colunas para viabilizar a dissipação total de energia verificada durante a manobra.

Foi verificado nos oscilogramas de tensão e corrente na barra da SE Coletora que, durante a manobra de religamento monopolar, não houve desligamento ou desconexão do parque gerador, mesmo sob defeito.

Por fim, observa-se que as correntes de arco secundário, em todos os cenários, foram inferiores a 50 A, comprovando o atendimento ao critério.

Capítulo 4

Considerações finais

Ao longo deste trabalho, foi possível analisar a influência da modelagem de usinas renováveis (eólica/fotovoltaica) no desempenho dos estudos transitórios eletromagnéticos da manobra de religamento monopolar, bem como investigar a aplicação e viabilidade dessa manobra em linhas de transmissão conectadas a esse tipo de fonte, cada vez mais presente no SIN.

Inicialmente, verificou-se que a modelagem da geração, especialmente via inversores, desempenha um papel significativo na obtenção de respostas adequadas durante a ocorrência de curtos-circuitos. Os resultados encontrados para os modelos com controles representados se mostram aderentes aos esperados para a operação real do sistema, por conta da incorporação da ação desses controles e das proteções neles implementados em campo. Comparativamente, modelos simplificados como fontes de tensão ou corrente resultaram em resultados demasiadamente conservativos, onde foram verificados níveis de sobretensão mais elevados, destacando a importância de uma representação detalhada para avaliações precisas dos fenômenos transitórios eletromagnéticos.

Durante o processamento dos casos, observou-se que, na prática, a modelagem dos inversores utilizando chaves controladas por *TACS* exige um esforço computacional maior. Isso ocorre devido ao tempo necessário para iniciar e estabilizar o modelo, em comparação com a representação simplificada dos modelos de fonte de tensão e fonte de corrente.

Para além da comparação dos modelos nos resultados das simulações, este trabalho demonstra que a aplicação do religamento monopolar se apresenta como uma alternativa viável para LT de conexão de parques eólicos e fotovoltaicos, podendo evitar a rejeição de geração e o desligamento total do parque, em condições de defeitos monofásicos temporários, que têm grande prevalência no SIN, conforme evidenciado. A viabilidade da aplicação dessa modalidade de religamento é favorecida contando com o desempenho das características de *Fault Ride Through* (FRT), atualmente implantada na maioria dos conversores aplicados às usinas. Portanto, sua adequada

modelagem contribui para a obtenção de resultados mais apurados e mais favoráveis à viabilização da implantação da manobra. Adicionalmente, é importante a verificação da suportabilidade dos para-raios aplicados aos terminais da LT devido às sobretensões que surgem na fase aberta durante o religamento.

Os resultados evidenciam também a importância fundamental do uso de um modelo que reproduza corretamente a resposta dos conversores aos fenômenos transitórios, pois esta é governante na avaliação da possibilidade de sucesso da manobra, quando analisado sob a ótica dos geradores tipo *DFIG* ou *Full Converter*, além de permitir quantificar adequadamente as eventuais sobretensões sustentadas.

Como em qualquer modelo, o uso de características de *LVRT/HVRT* incorretas poderá levar a resultados inadequados, como por exemplo a implantação de religamento monopolar em linhas onde, na prática, a manobra não é viável. Nestes casos, o religamento monopolar poderá não trazer benefício sistêmico e local, já que a descoordenação entre o tempo morto e a suportabilidade dos conversores poderá impactar na desconexão do parque gerador, antes do religamento, descumprindo seu objetivo fundamental. A modelagem inadequada dos geradores no que diz respeito às sobretensões sustentadas pode levar a conclusões equivocadas sobre especificação da suportabilidade dos equipamentos, notadamente os para-raios.

Portanto, conclui-se que estudos detalhados de transitórios eletromagnéticos são fundamentais para o dimensionamento adequado de equipamentos e para a segurança operativa das instalações elétricas. A colaboração entre agentes geradores e fabricantes de geradores, fornecendo modelos detalhados para simulações e análises, é crucial para o avanço e aprimoramento das práticas de engenharia elétrica em sistemas de geração renovável.

4.1 Trabalhos futuros

Com o intuito de possibilitar a continuidade do trabalho apresentado e investigar os impactos das variações causadas pela modelagem das fontes de geração renovável em análises de transitórios eletromagnéticos, sugere-se avaliar os impactos nos demais estudos de transitórios eletromagnéticos de manobra, como por exemplo, energização de transformadores, TRT e rejeição de carga.

Referências Bibliográficas

- [1] INTERNATIONAL ENERGY AGENCY (IEA). *Share of renewable electricity generation by technology, 2000-2028*. Relatório técnico, International Energy Agency (IEA), 2022. Disponível em: <<https://www.iea.org/data-and-statistics/charts/share-of-renewable-electricity-generation-by-technology-2000-2028>>. Licença: CC BY 4.0.
- [2] OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO (ONS). *O Sistema em Números*. Relatório técnico, Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), 2024. Disponível em: <<https://www.ons.org.br/paginas/sobre-o-sin/o-sistema-em-numeros>>.
- [3] OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO (ONS). *Relatório de Análises Estatísticas de Desligamentos Forçados Referente ao Ano de 2021*. Relatório Técnico RT-ONS DPL 0250/2022, Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), 2022.
- [4] CÂMARA, A. *Extinção de arco secundário em Religamento Monofásico. Conceitos Fundamentais e Critérios de Análise*. Tese de Mestrado, COPPE - Universidade Federal do Rio de Janeiro, 2003.
- [5] BALOSSI, A., MALAGUTI, M., OSTANO, P. “Laboratory full-scale tests for determination of the secondary arc extinction time in high-speed reclosing”. In: *IEEE Summer Power Meeting, New Orleans*, 1966.
- [6] HAUBRISH, H. “Single-phase autoreclosing in EHV systems”, *CIGRE, Paris, 1974*, 1974.
- [7] OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO (ONS). *Diretrizes para a Elaboração de Projetos Básicos para Empreendimentos de Transmissão - Revisão 1*. Relatório técnico, Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), 2022.
- [8] WU, B., LANG, Y., ZARGARI, N., et al. *Power conversion and control of wind energy systems*, v. 74. Hoboken, New Jersey, John Wiley & Sons, 2011.

- [9] “Electromagnetic transient simulation models for large-scale system impact studies in power systems having a high penetration of inverter-connected generation”. In: *Power System Technical Performance*, CIGRE, 2022. Technical Brochure.
- [10] OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO (ONS). *Submódulo 2.10 - Requisitos técnicos mínimos para a conexão às instalações de transmissão*. Relatório técnico, Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), 2023.
- [11] MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA - MME E EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA - EPE. *PDE 2031 - Plano Decenal de Expansão de Energia*. Relatório técnico, 2024.
- [12] DE SÁ, A. *MODELAGEM DE ARCO ELÉTRICO NO AR. APLICAÇÕES EM SISTEMAS DE POTÊNCIA*. Tese de Doutorado, Universidade Federal do Rio de Janeiro, 2010.
- [13] TALAISYS, J., TAVARES, M. C., PORTELA, C., et al. “Estimation of length variation of artificially generated electrical arc in out-door experiment”. In: *2011 IEEE Electrical Power & Energy Conference, Phoenix, USA, March*, pp. 20–23, 2011.
- [14] OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO (ONS). *Religamento Monopolar - Extinção de Arco - Modelagem e Efeitos de Estruturas de SIL Elevado*. Relatório Técnico RT-ONS DPL-NT-0147/2018 Revisão 1, Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), 2019.
- [15] OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO (ONS). *Submódulo 2.3 - Premissas, critérios e metodologia para estudos elétricos*. Relatório técnico, Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), 2022.
- [16] OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO (ONS). *Análise da Perturbação do dia 15/08/2023 às 08h30min*. Relatório Técnico RAP-ONS 00012/2023, Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), 2023.
- [17] CÂMARA, A. *Modelagem de Arco Elétrico no Ar – Aplicações em Sistemas de Potência*. Tese de Doutorado, COPPE - Universidade Federal do Rio de Janeiro, 2010.
- [18] PORTELA, C., DUPONT, C., MEIRELES, M. P. “Deterministic and Statistic Arc Modelling”, *CIGRE, Paris, 1974*, 1974.

- [19] CÂMARA, A., PORTELA, C., TAVARES, M. C. “Single-Phase Auto-Reclosure Studies: Some Basic Aspects on Main Elements Representation”, *International Conference on High Voltage Engineering and Application (ICHVE)*, 2008.
- [20] OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO (ONS). *Submódulo 2.7 - Requisitos mínimos para linhas de transmissão*. Relatório técnico, Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), 2022.
- [21] TAVARES, C. L. *Modelagem de aerogeradores de inducao de dupla alimentacao para estudos de transitorio eletromagnetico*. Tese de Mestrado, Universidade Federal de Pernambuco, 2013.
- [22] MEYER, W. S., LIU, T.-H., OTHERS. *Alternative transients program (ATP) rule book*. Relatório técnico, Canadian/American EMTP User Group, 1987.
- [23] CEPEL, CENTRO DE PESQUISA DE ENERGIA ELÉTRICA. “ANAFAS - Programa de Análise de Falhas Simultâneas: Manual do Usuário. Versão 7.1.0”, 2017.

Apêndice A

Modelagem do Sistema no ATP

Neste apêndice, apresentaremos os dados utilizados na elaboração da rede equivalente no ATP.

Utilizamos como ponto de partida os dados disponíveis pelo ONS de curto-circuito e fluxo de potência. Tendo em vista que os casos de curto-circuito do ONS consideram todas as máquinas do sistema despachadas e, conseqüentemente, com maior nível de curto-circuito possível para aquele horizonte em análise, foi necessário realizar o despacho das máquinas com maior influência na região em estudo para representar o caso de curto-circuito mínimo, com base no caso de fluxo de potência leve.

Aqui está a lista dos arquivos base utilizados:

- ANAFAS – PAR20-24 – BR2112PC.ANA;
- ANAREDE – PAR20-24 – ONS * PARPEL 2020-2024 * INVERNO 2021 LEVE *;
- DMAQ.dat – VERSÃO : MAR/2019 – EMISSÃO: ONS - DPL/EG/EGE;
- BNT1.dat – VERSÃO : ABR/2019 – EMISSÃO: ONS - DPL/EG/EGE;
- BNT2.dat – VERSÃO : MAR/2019 – EMISSÃO: ONS - DPL/EG/EGE.

Para analisar as manobras de LT, como energização, religamento tripolar, religamento monopolar e rejeição de carga, procuramos obter o menor nível de curto-circuito possível. Isso reflete uma rede enfraquecida, onde há o menor número possível de usinas despachadas que influenciam na região do estudo.

A Tabela A.1 apresenta os dados das linhas de transmissão representadas. As linhas de comprimento menor que 10 km foram representadas através do modelo PI concentrado e linhas de comprimento superior a 10 km foram representadas através do modelo de parâmetros distribuídos.

A LT 500 kV Seccionadora - Coletora, objeto do estudo, foi representadas através da rotina *Line and Cables Constants* (LCC), do programa ATP. Os parâmetros elétricos constam na tabela abaixo e o detalhamento será apresentado no Apêndice B.

Tabela A.1: Dados de linhas de transmissão

ID	Nome da Barra "DE"	Nome da Barra "PARA"	Tensão (kV)	L (km)	R1 (ohm/km)	X1 (ohm/km)	B1 (μ S/km)	R0 (ohm/km)	X0 (ohm/km)	B0 (μ S/km)	Comp. Shunt (Mvar)	
											"DE"	"PARA"
C1	CAP_BAR-REG	CAP_REG-BAR	500	239,0	0,013	0,184	8,875	0,296	1,061	4,438	175	175
C1	CAP_LUZ-REG	CAP_REG-LUZ	500	368,0	0,013	0,185	8,831	0,302	1,070	4,415	270	270
C1	CAP_SM2-LUZ	CAP_LUZ-SM2	500	312,0	0,016	0,261	6,199	0,343	1,463	3,100	136	136
C1	R. EGUAS 500	ARINOS 2 500	500	228,0	0,013	0,189	8,726	0,297	1,348	4,363	160	160
C1	R. EGUAS 500	BJD 500KV	500	322,0	0,018	0,268	6,172	0,435	1,547	3,086	200	150
C1	R. EGUAS 500	S.MESA 2 500	500	230,0	0,014	0,244	5,582	0,293	1,241	2,791	200	113
C1	BJD 500KV	G.OURO2 500	500	260,0	0,013	0,189	8,745	0,329	1,116	4,373	180	180
C1	IGAPORIII500	BJD 500KV	500	126,0	0,061	0,273	6,313	0,287	0,982	3,157	—	150
C1	IGAPORIII500	IBICOARA 500	500	174,0	0,049	0,273	6,249	0,285	0,981	3,124	—	200
C1	BURITIRA 500	G.OURO2 500	500	175,0	0,017	0,269	6,594	0,377	1,260	3,297	—	210
C1	G.OURO2 500	OUROLA2 500	500	152,0	0,017	0,271	6,581	0,373	1,245	3,291	—	150
C1	GILBUESII500	BURITIRA 500	500	193,0	0,017	0,268	8,163	0,373	1,255	4,081	210	—
C1	JBAHIAIII500	OUROLA2 500	500	186,0	0,017	0,264	6,232	0,359	1,099	3,116	—	100
C1	OUROLA2 500	M.CHAPII 500	500	94,4	0,017	0,270	6,407	0,394	1,248	3,203	—	100
C1	B.J.LAPA II	S. SERTAO	500	142,7	0,014	0,193	8,616	0,345	1,177	3,077	180	—
C1	S. SERTAO	G.OURO II	500	124,5	0,014	0,193	8,616	0,345	1,177	3,077	—	180
C1	B.J.LAPA II	SECCIONADORA	500	142,7	0,014	0,193	8,616	0,345	1,177	3,077	180	—
C1	SECCIONADORA	G.OURO II	500	124,5	0,014	0,193	8,616	0,345	1,177	3,077	—	180
C1	SECCIONADORA	COLETORA	500	80,0	0,017	0,323	5,097	0,598	1,389	3,112	—	—
C1	B.J.LAPA	B.MACAÚBAS	230	207,4	0,100	0,446	3,701	0,508	1,443	2,010	30	—
C1	BARREIRII230	TABOCAS 230	230	95,7	0,097	0,515	3,778	0,332	1,279	2,493	10	—
C1	BJS LAPA 230	BJD 230KV	230	2,0	0,106	0,555	2,268	0,529	1,746	1,497	—	—
C2	BJS LAPA 230	BJD 230KV	230	2,0	0,106	0,555	2,268	0,529	1,746	1,497	—	—
C1	BJS LAPA 230	BMACAUBAS230	230	205,0	0,099	0,509	3,235	0,334	0,997	2,135	30	—
C1	BJS LAPA 230	LAPA 230	230	4,0	0,105	0,503	3,072	0,489	1,673	2,027	—	—
C1	BJS LAPA 230	TABOCAS 230	230	123,0	0,097	0,498	3,169	0,325	1,303	2,092	—	—
C1	BMACAUBAS230	G.OURO2 230	230	121,0	0,098	0,503	3,576	0,482	1,476	2,360	—	—
C1	BMACAUBAS230	IRECE 230	230	135,0	0,100	0,513	3,251	0,352	1,014	2,146	—	—
C1	G.OURO2 230	LARANJEIR230	230	26,5	0,066	0,397	4,030	0,444	1,399	2,660	—	—
C1	IGAPORII 230	BJD 230KV	230	115,0	0,041	0,345	4,751	0,281	1,131	3,135	—	—
C1	IGAPORIII230	IGAPORII 230	230	1,6	0,036	0,364	15,359	0,175	0,870	10,137	—	—
C2	IGAPORIII230	IGAPORII 230	230	1,6	0,036	0,364	15,359	0,175	0,870	10,137	—	—
C1	IRECE 230	G.OURO1 230	230	115,0	0,050	0,349	4,514	0,446	1,256	2,979	—	—
C1	IRECE 230	OUROLA2 230	230	84,0	0,098	0,525	3,878	0,409	1,261	2,559	15	—
C1	M.CHAPII 230	IRECE 230	230	63,9	0,098	0,503	3,296	0,325	1,277	2,175	—	—

A Tabela A.2 e a Tabela A.3 apresentam os parâmetros dos transformadores representados no equivalente.

Tabela A.2: Dados dos transformadores com 3 enrolamentos

Nome da Barra	Potência (MVA)	Relação de Tensões (kV)	Ligações	Impedância (% na base de 100 MVA)		
				Xp (%)	Xs (%)	Xt (%)
BARREIRAS II 500 KV - TRF1	300	500/230/13,8	YNynd	3,53	-0,13	76,97
B.J DA LAPA II 500 KV - TRF1	300	500/230/13,8	YNynd	2,37	0,24	7,19
B.J DA LAPA II 500 KV - TRF2	300	500/230/13,8	YNynd	2,37	0,24	7,19
B.J. LAPA 230 KV - TRF2	39	230/69/13,8	YNynd	30,97	25,02	2,47
B.J. LAPA 230 KV - TRF3	39	230/69/13,8	YNdyn	35,33	-2,26	14,23
B.J. LAPA 230 KV - SIN	80	230/13,8/13,8	YNdyn	0,87	14,75	14,75
G.OURO 2 500 KV - TRF1	900	500/230/13,8	YNynd	1,81	-0,32	25,70
G.OURO 2 500 KV - TRF2	900	500/230/13,8	YNynd	2,10	-0,59	25,38
G.OURO1 230 KV - TRF1	175	230/138/13,8	YNynyn	6,999	-1,00	22,34
IGAPORÁ III 500 KV - TRF1	750	500/230/13,8	YNynd	1,8847	-0,12	24,12
IGAPORÁ III 500 KV - TRF2	750	500/230/13,8	YNynd	1,9527	-0,21	24,21
IGAPORÁ III 500 KV - TRF3	750	500/230/13,8	YNynd	1,957	-0,21	24,54
IGAPORÁ III 500 KV - TRF4	750	500/230/13,8	YNynd	1,867	-0,13	24,63
IGAPORÁ II 230 KV - TRF1	150	230/69/13,8	YNdyn	9,43	-0,57	27,23
IGAPORÁ II 230 KV - TRF2	150	230/69/13,8	YNdyn	9,43	-0,57	27,23
IGAPORÁ II 230 KV - TRF3	150	230/69/13,8	YNdyn	9,43	-0,57	27,23
LUZIANA 500 KV - TRF1	225	500/138/13,8	YNynd	6,517	-0,36	19,30
LUZIANA 500 KV - TRF2	225	500/138/13,8	YNynd	6,422	-0,42	19,36
IRECE 230 KV - TRF1	55	230/138/13,8	YNynd	13,1	-1,81	34,17
IRECE 230 KV - TRF2	55	230/138/13,8	YNynd	13,08	-2,01	41,46
IRECE 230 KV - TRF3	55	230/138/13,8	YNynd	13,1	-1,81	34,17
IRECE 230 KV - TRF4	39	230/69/13,8	YNdyn	31,8	25,70	1,90
IRECE 230 KV - TRF5	39	230/69/13,8	YNdyn	31,08	24,93	2,92
IRECE 230 KV - TRF6	39	230/69/13,8	YNdyn	34,1	-1,28	13,33
IRECE 230 KV - TRF7	39	230/69/13,8	YNdyn	31,8	25,70	1,90
M.CHAPÉU II 500 KV - TRF1	900	500/230/13,8	YNynd	1,7896	-0,41	74,85
M.CHAPÉU II 500 KV - TRF2	900	500/230/13,8	YNynd	1,7896	-0,41	74,85
OUROLAND 500 KV - TRF1	900	500/230/13,8	YNynd	1,8517	-0,37	25,40
OUROLAND 500 KV - TRF1	900	500/230/13,8	YNynd	1,8517	-0,37	25,40
SE COLETORA 500 KV - TRF1	300	500/34,5/13,8	YNynd	4,8883	-0,31	34,20
SOL SERTAO 500 KV - TRF2	300	500/34,5/13,8	YNynd	4,8883	-0,31	34,20

Tabela A.3: Dados dos transformadores com 2 enrolamentos

Nome da Barra	Potência (MVA)	Relação de Tensões (kV)	Ligações	Impedância (% na base de 100 MVA)	
				Xp (%)	Xt (%)
BARREIRAS II 500 KV - TRF2	300	500/230	YnYn	3,33	
TABOCAS 230 KV - TRF1	120	230/34,5	DYn	8,51	
TABOCAS 230 KV - TRF2	120	230/34,5	DYn	8,51	
TABOCAS 230 KV - TRF3	—	230/34,5	DYn	13,50	
LUZIANA 500 KV - CER	—	500/15,7	YnD	5,67	
B.J. LAPA 500 KV - CER	—	500/17,5	YnD	14,60	
LAPA 230 KV - TRF1	—	230/34,5	DYn	13,89	
B.J. LAPA 230 KV - TRF1	50	230/69	YnD	25,72	
B.J. LAPA 230 KV - TRF4	100	230/69	YnD	13,02	
B.MACAUBAS 230 KV - TRF1	—	34,5/230	DYn	21,57	
G.OURO 2 CER 500 KV - TRF1	—	500/30	YnD	6,02	
LARANJEIR 230 KV - TRF1	—	230/34,5	YnD	15,62	
G.OURO1 230 KV - TRF2	160	230/34,5	YnD	8,75	
M.CHAPÉU II 500 KV - CER	—	500/30	YnD	5,97	
GILBUES II 500 KV - TRF1	250	500/230	YnYn	5,20	
SOL 34.5 KV A2 - TRF1	—	34,5/0,625	DYn	6,24	
SOL 34.5 KV B2 - TRF2	—	34,5/0,625	DYn	6,24	
SOL 34.5 KV C2 - TRF3	—	34,5/0,625	DYn	6,24	
SOL 34.5 KV D2 - TRF4	—	34,5/0,625	DYn	6,24	

A Tabela A.4 apresenta os dados dos reatores de barra representados.

Tabela A.4: Dados dos reatores de barra

Nome da Barra	Tensão (kV)	Potência (Mvar)
S.MESA 2 500	500	136
S.MESA 2 500	500	136
LUZIANIA 500	500	136
LUZIANIA 500	500	136
BARREIRII500	500	150
BARREIRII500	500	150
R. EGUAS 500	500	100
R. EGUAS 500	500	100
ARINOS 2 500	500	160
IGAPORIII500	500	150
IBICOARA 500	500	100
IBICOARA 500	500	200
G.OURO2 500	500	100
G.OURO2 500	500	100
GILBUESII500	500	200
OUROLA2 500	500	100
JBAHIAIII500	500	150
BJS LAPA 230	230	10
M.CHAPII 230	230	20
IRE04T2 13.8	13.8	5
IRECE 69	69	50
LUZIAN CE 15	15.7	173
BJD05T3 17.5	17.5	271
G.OURO2 CE30	30	103

A Tabela A.5 apresenta os equivalentes de curto-circuito a 60 Hz, representados por uma fonte ideal em serie com uma impedância.

Tabela A.5: Dados dos equivalentes de fronteira

Nome da Barra	Tensão (kV)	R1 (ohm)	X1 (ohm)	R0 (ohm)	X0 (ohm)
S.MESA 2 500	500	2,61	30,04	12,71	61,00
LUZIANIA 500	500	1,97	34,10	8,52	52,54
IBICOARA 500	500	0,00	143,75	11,77	109,60
M.CHAPII 500	500	0,00	216,35	82,37	348,59
JBAHIAIII500	500	2,09	30,90	0,00	28,07
IGAPORIII500	500	23,21	3717,50	1,84	226,99
ARINOS 2 500	500	8,73	117,75	43,31	294,30
GILBUESII500	500	3,54	245,58	12,75	90,70
IGAPORII 230	230	0,00	48,76	5,72	57,37
M.CHAPII 230	230	1,11	38,20	1,71	15,63
IGAPORIII230	230	1,17	51,45	4,71	36,18
OUROLA2 230	230	2,17	33,73	11,29	69,60
BARREIRII230	230	132,29	935,36	6,30	45,45
GILBUESII230	230	72,18	486,73	4,11	54,23
IRECE 138	138	22,11	355,93	19043,98	19043,98
LUZIANIA 138	138	21,75	69,74	17,09	81,07
G.OURO1 138	138	3,72	53,75	0,68	15,11
BJS LAPA 69	69	3,77	79,51	28,11	128,01
IGAPORII 69	69	0,17	5,58	4761,00	4761,00
BMACAUBAS 34	34,5	0,59	3,88	1190,25	1190,25
G.OURO1 34B	34,5	0,25	3,02	0,80	6,86

A Tabela A.6 apresenta os equivalentes de curto-circuito a 60 Hz, representados por uma impedância de sequência zero conectada a terra.

Tabela A.6: Dados dos equivalentes shunt

Nome da Barra	Tensão (kV)	R1 (ohm)	X1 (ohm)	R0 (ohm)	X0 (ohm)	Tipo
IRECE 230	230	529000	529000	0,00	110,78	Reativo
IRECE 69	69	47610	47610	0,00	239,29	Reativo
BJS LAPA 69	69	47610	47610	0,00	95,50	Reativo
BJS LAPA 69	69	47610	47610	0,63	21,27	Reativo
IGAPORII 69	69	47610	47610	0,00	20,00	Reativo

A Tabela A.7 apresenta as cargas elétricas representadas pelo o modelo de impedância constante.

Tabela A.7: Dados das cargas

Nome da Barra	Tensão (kV)	P (MW)	Q (Mvar)
LUZIANIA 138	138	56,30	22,20
BJS LAPA 69	69	43,50	-5,50
IGAPORII 69	69	20,40	-3,10
IRECE 138	138	34,10	-19,20
IRECE 69	69	37,30	7,90

A Tabela A.8 apresenta os bancos de capacitores representados.

Tabela A.8: Dados dos bancos de capacitores

Nome da Barra	Tensão (kV)	Potência (Mvar)
IGAPORII 230	230	200
IGAPORII 69	69	470
IGAPORII 69	69	470
M.CHAPIICE30	30	112

A Tabela A.9 apresenta as máquinas elétricas representadas.

Tabela A.9: Dados das máquinas elétricas

Nome da Barra	Tensão (kV)	R1 (ohm)	X1 (ohm)	R0 (ohm)	X0 (ohm)
LARANJEIR 34	34,5	0,504	7,855	1190,249	1190,249
BJS01B2 13.8	13,8	0,000	1,270	190,440	190,440

Apêndice B

Modelagem da LT em estudo

A LT 500 kV Seccionadora - Coletora possui uma estrutura típica monomastro estaiada, com quatro subcondutores Rail (954 MCM) por fase, espaçados de 45,7 cm, e dois cabos para-raios de aço 3/8", conforme ilustrado na Figura B.1.

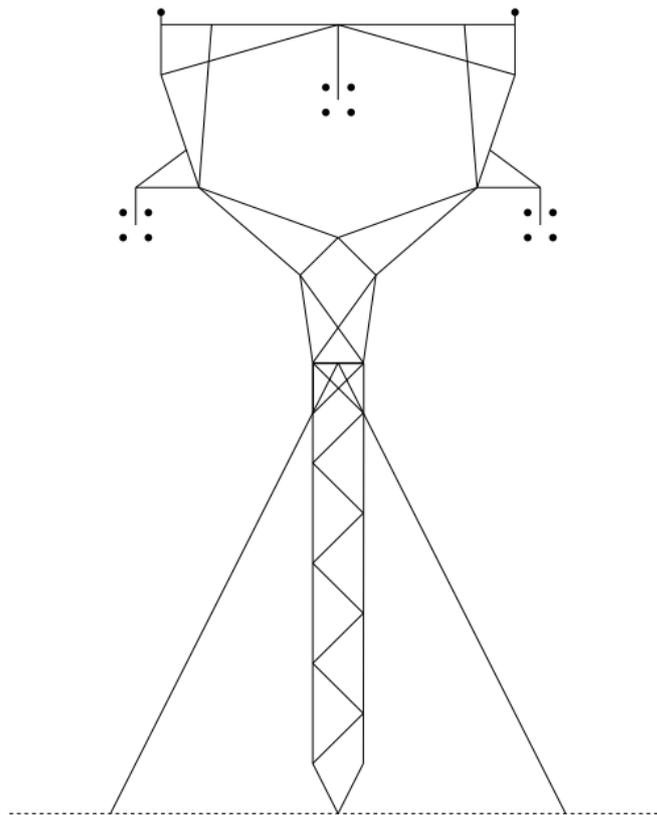


Figura B.1: Estrutura monomastro estaiada (cara de gato) - Fonte: Acervo do autor

A Figura B.2 apresenta a tela de entrada dos dados no ATP para a LT em análise, exibindo também a disposição espacial dos condutores e para-raios.

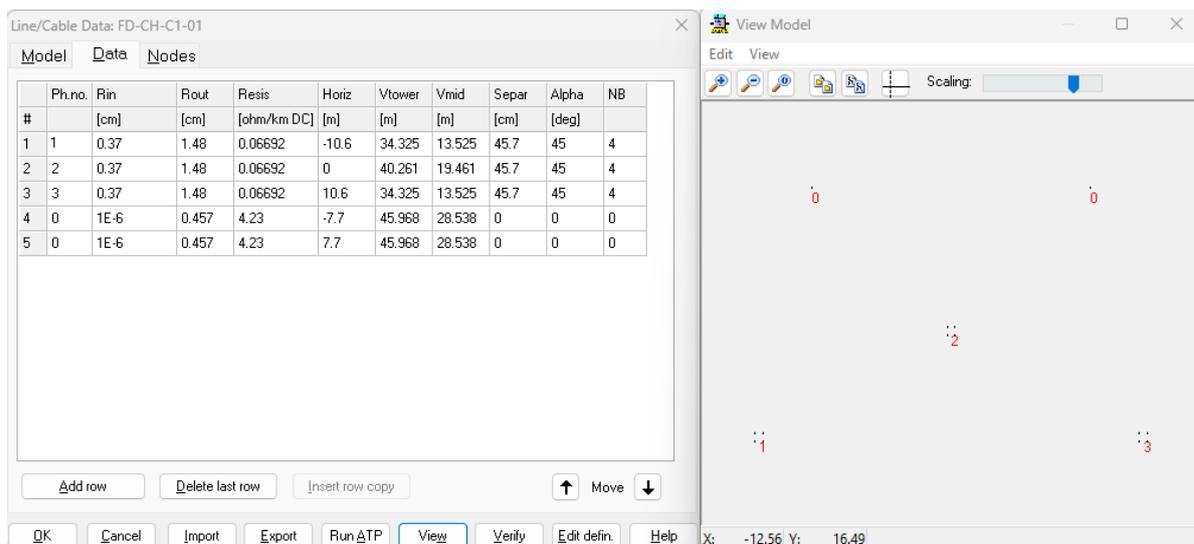


Figura B.2: Representação no ATP da LT 500 kV Seccionadora - Coletora

A Tabela B.1 apresenta os parâmetros elétricos da LT, obtidos a partir da rotina LCC. Essa rotina é executada em paralelo ao caso principal do ATP, considerando os aspectos físicos da torre e dos condutores para calcular esses parâmetros, conforme detalhado na Figura B.3.

Tabela B.1: Parâmetros elétricos da LT 500 kV Seccionadora - Coletora

Sequência	R (ohm/km)	L (ohm/km)	B (μ S/km)
Zero	0,5983	1,3890	3,1124
Positiva	0,0174	0,3234	5,0969

```

Comment card. NUMDCD = 1. |C data:LCC.ATP
Marker card preceding new EMTF data case. |BEGIN NEW DATA CASE
Compute overhead line constants. Limit = 120 |LINE CONSTANTS
Request for metric (not English) units. |METRIC
Comment card. NUMDCD = 5. |C LT 500 KV SECC - COLETORA (L=80 KM) - CIRCUITO SIMPLES
Comment card. NUMDCD = 6. |C CONDUTOR : RAIL (4 X 954 MCM)
Comment card. NUMDCD = 7. |C PARA-RAIO : 3/8"
Comment card. NUMDCD = 8. |C SKIN RESIS REACT DIAM HORIZ VTOWER VMID SEPAR ALPHA NB
Comment card. NUMDCD = 9. |C T/D DC OHM/KM CM M M CM GRAUSS
Comment card. NUMDCD = 10. |C |-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|
Comment card. NUMDCD = 11. |C 34567890123456789012345678901234567890123456789012345678901234567890
Comment card. NUMDCD = 12. |C 1 2 3 4 5 6 7 8
Line conductor card. 3.750E-01 6.692E-02 4 | 10.375 0.06692 4 2.96 -10.6 34.325 13.525 45.7 45. 4
Line conductor card. 3.750E-01 6.692E-02 4 | 20.375 0.06692 4 2.96 0.0 40.261 19.461 45.7 45. 4
Line conductor card. 3.750E-01 6.692E-02 4 | 30.375 0.06692 4 2.96 10.6 34.325 13.525 45.7 45. 4
Line conductor card. 5.000E-01 4.230E+00 4 | 0 0.5 4.23 4 0.914 -7.7 45.968 28.538 0.0 0.0 0
Line conductor card. 5.000E-01 4.230E+00 4 | 0 0.5 4.23 4 0.914 7.7 45.968 28.538 0.0 0.0 0
Blank card terminating conductor cards. |BLANK - FIM DOS DADOS DE CONDUTORES
Comment card. NUMDCD = 19. |C RHO - RESISTIVIDADE ohm.km (1-8)
Comment card. NUMDCD = 20. |C FREQUENC - FREQUENCIA Hz (9-18)
Comment card. NUMDCD = 21. |C FCAR - ALTA PRECISAO NA FORMULA DE CARSON (19-28)
Comment card. NUMDCD = 22. |C ICPR - IMPRESSAO MATRIZ SUSCEPTANCIA (30-35)
Comment card. NUMDCD = 23. |C IZPR - IMPRESSAO MATRIZ IMPEDANCIA (37-42)
Comment card. NUMDCD = 24. |C I - ICAP: IMPRESSAO DA MATRIZ DE SUSCEP EM mho/km - I=0 OU EM F/km - I=1 (44)
Comment card. NUMDCD = 25. |C DIST - COMPRIMENTO DA LT km (45-52)
Comment card. NUMDCD = 26. |C S - ISEG: CABO PARA-RAIO CONTÍNUO - S=0 OU SEGMENTADO - S=1 (58)
Comment card. NUMDCD = 27. |C MD - MODELO DA LINHA TRANSPOSTA - MD=0 OU NÃO-TRASPOSTA - MD=1 (69-70)
Comment card. NUMDCD = 28. |C RHO FREQUENC FCAR ICPR IZPR I DIST S MD
Comment card. NUMDCD = 29. |C |-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|
Frequency card. 1.000E+03 6.000E+01 1.000E+00 |1000. 60.00 1 111 111 1 1. 0 0

```

Line conductor table after sorting and initial processing.

Table	Phase	Skin effect	Resistance	Reactance data	Diameter	Horizontal	Avg height	Name
Row	Number	R-type	R (Ohm/km)	X-type	X(Ohm/km) or GMR	(cm)	Y (mtrs)	
1	1	.37500	.06692	4	.000000	2.96000	-10.371	20.230
2	2	.37500	.06692	4	.000000	2.96000	0.229	26.166
3	3	.37500	.06692	4	.000000	2.96000	10.829	20.230
4	1	.37500	.06692	4	.000000	2.96000	-10.829	20.230
5	1	.37500	.06692	4	.000000	2.96000	-10.829	20.687
6	1	.37500	.06692	4	.000000	2.96000	-10.371	20.687
7	2	.37500	.06692	4	.000000	2.96000	-0.228	26.166
8	2	.37500	.06692	4	.000000	2.96000	-0.229	26.623
9	2	.37500	.06692	4	.000000	2.96000	0.228	26.623
10	3	.37500	.06692	4	.000000	2.96000	10.371	20.230
11	3	.37500	.06692	4	.000000	2.96000	10.371	20.687
12	3	.37500	.06692	4	.000000	2.96000	10.829	20.687
13	0	.50000	4.23000	4	.000000	.91400	-7.700	34.348
14	0	.50000	4.23000	4	.000000	.91400	7.700	34.348

Matrices are for earth resistivity = 1.00000000E+03 Ohm-meters and frequency 6.00000000E+01 Hz. Correction factor = 1.00000000E-06

Capacitance matrix, in units of [farads/kmeter] for the system of physical conductors.

Rows and columns proceed in the same order as the sorted input.

```
1 1.260955E-08
2 -1.366582E-10 1.263272E-08
3 -5.239012E-11 -1.371208E-10 1.259782E-08
4 -3.783389E-09 -1.165085E-10 -4.544257E-11 1.259782E-08
5 -2.128908E-09 -1.265335E-10 -4.488637E-11 -3.790362E-09 1.259578E-08
6 -3.777822E-09 -1.475322E-10 -5.162484E-11 -2.129187E-09 -3.784611E-09 1.260919E-08
7 -1.610034E-10 -3.755009E-09 -1.165085E-10 -1.371208E-10 -1.514428E-10 -1.766943E-10 1.263272E-08
8 -1.454451E-10 -2.102865E-09 -1.069459E-10 -1.265453E-10 -1.427086E-10 -1.629570E-10 -3.757288E-09 1.262725E-08
9 -1.226263E-10 -3.757288E-09 -1.265453E-10 -1.069459E-10 -1.188007E-10 -1.353417E-10 -2.102865E-09 -3.760445E-09 1.262725E-08
10 -6.086982E-11 -1.610034E-10 -3.783389E-09 -5.239012E-11 -5.149006E-11 -5.972471E-11 -1.366582E-10 -1.226263E-10 -1.454451E-10
1.260955E-08
11 -5.972471E-11 -1.766943E-10 -2.129187E-09 -5.162484E-11 -5.153094E-11 -5.944479E-11 -1.475322E-10 -1.353417E-10 -1.629570E-10
-3.777822E-09 1.260919E-08
12 -5.149006E-11 -1.514428E-10 -3.790362E-09 -4.488637E-11 -4.508297E-11 -5.153094E-11 -1.265335E-10 -1.188007E-10 -1.427086E-10
-2.128908E-09 -3.784611E-09 1.259578E-08
13 -2.460077E-10 -2.992608E-10 -9.907012E-11 -2.511917E-10 -3.002408E-10 -2.952660E-10 -3.426249E-10 -4.014427E-10 -3.539829E-10
-1.040967E-10 -1.166486E-10 -1.114355E-10 6.320750E-09
14 -1.040967E-10 -3.426249E-10 -2.511917E-10 -9.907012E-11 -1.114355E-10 -1.166486E-10 -2.992608E-10 -3.539829E-10 -4.014427E-10
-2.460077E-10 -2.952660E-10 -3.002408E-10 -5.846606E-10 6.320750E-09
```

Capacitance matrix, in units of [farads/kmeter] for the system of equivalent phase conductors.
Rows and columns proceed in the same order as the sorted input.

```
1 1.162379E-08
2 -2.214864E-09 1.204841E-08
3 -8.341342E-10 -2.214864E-09 1.162379E-08
```

Capacitance matrix, in units of [farads/kmeter] for symmetrical components of the equivalent phase conductor
Rows proceed in the sequence (0, 1, 2), (0, 1, 2), etc.; columns proceed in the sequence (0, 2, 1), (0, 2, 1), etc.

```
0 8.256092E-09
```

```

0.000000E+00
1  1.593515E-10 -5.310136E-10
  -2.760049E-10 -9.197425E-10
2  1.593515E-10  1.351996E-08 -5.310136E-10
  2.760049E-10 -2.569931E-25  9.197425E-10
Impedance matrix, in units of Ohms/kmeter for the system of physical conductors.
Rows and columns proceed in the same order as the sorted input.
1  1.264564E-01
  9.307432E-01
2  5.812736E-02  1.261873E-01
  4.082787E-01  9.310298E-01
3  5.825723E-02  5.812736E-02  1.264564E-01
  3.661575E-01  4.082787E-01  9.307432E-01
4  5.826415E-02  5.812721E-02  5.825694E-02  1.264564E-01
  6.554651E-01  4.058319E-01  3.645495E-01  9.307432E-01
5  5.825371E-02  5.811686E-02  5.824652E-02  5.825371E-02  1.264356E-01
  6.293450E-01  4.071128E-01  3.645438E-01  6.554761E-01  9.307653E-01
6  5.825371E-02  5.811701E-02  5.824681E-02  5.825371E-02  5.824327E-02  1.264356E-01
  6.554761E-01  4.096463E-01  3.661511E-01  6.293450E-01  6.554872E-01  9.307653E-01
7  5.812750E-02  5.799496E-02  5.812721E-02  5.812736E-02  5.811701E-02  5.811715E-02  1.261873E-01
  4.107812E-01  6.557517E-01  4.058319E-01  4.082787E-01  4.096463E-01  4.122437E-01  9.310298E-01
8  5.811715E-02  5.798468E-02  5.811686E-02  5.811701E-02  5.810666E-02  5.810680E-02  5.798468E-02  1.261667E-01
  4.092849E-01  6.296316E-01  4.045178E-01  4.068774E-01  4.083008E-01  4.108033E-01  6.557627E-01  9.310518E-01
9  5.811701E-02  5.798468E-02  5.811701E-02  5.811686E-02  5.810651E-02  5.810666E-02  5.798468E-02  5.797440E-02  1.261667E-01
  4.068774E-01  6.557627E-01  4.068774E-01  4.045178E-01  4.058540E-01  4.083008E-01  6.296316E-01  6.557737E-01  9.310518E-01
10 5.825753E-02  5.812750E-02  5.826415E-02  5.825723E-02  5.824681E-02  5.824711E-02  5.812736E-02  5.811701E-02  5.811715E-02
  3.678006E-01  4.107812E-01  6.554651E-01  3.661575E-01  3.661511E-01  3.677933E-01  4.082787E-01  4.068774E-01  4.092849E-01
  1.264564E-01
  9.307432E-01
11 5.824711E-02  5.811715E-02  5.825371E-02  5.824681E-02  5.823640E-02  5.823669E-02  5.811701E-02  5.810666E-02  5.810680E-02
  3.677933E-01  4.122437E-01  6.293450E-01  3.661511E-01  3.661796E-01  3.678227E-01  4.096463E-01  4.083008E-01  4.108033E-01
  5.825371E-02  1.264356E-01
  6.554761E-01  9.307653E-01
12 5.824681E-02  5.811701E-02  5.825371E-02  5.824652E-02  5.823610E-02  5.823640E-02  5.811686E-02  5.810651E-02  5.810666E-02
  3.661511E-01  4.096463E-01  6.554761E-01  3.645438E-01  3.645716E-01  3.661796E-01  4.071128E-01  4.058540E-01  4.083008E-01

```

```

5.825371E-02 5.824327E-02 1.264356E-01
6.293450E-01 6.554872E-01 9.307653E-01

13 5.794439E-02 5.781095E-02 5.793964E-02 5.794435E-02 5.793410E-02 5.793414E-02 5.781104E-02 5.780087E-02 5.780077E-02
3.958229E-01 4.134599E-01 3.593946E-01 3.953420E-01 3.977141E-01 3.982263E-01 4.155613E-01 4.178734E-01 4.156436E-01

5.793988E-02 5.792964E-02 5.792940E-02 4.287658E+00
3.605749E-01 3.615071E-01 3.602981E-01 1.022217E+00

14 5.793988E-02 5.781104E-02 5.794435E-02 5.793964E-02 5.792940E-02 5.792964E-02 5.781095E-02 5.780077E-02 5.780087E-02
3.605749E-01 4.155613E-01 3.953420E-01 3.593946E-01 3.602981E-01 3.615071E-01 4.134599E-01 4.156436E-01 4.178734E-01

5.794439E-02 5.793414E-02 5.793410E-02 5.762738E-02 4.287658E+00
3.958229E-01 3.982263E-01 3.977141E-01 3.909368E-01 1.022217E+00

Impedance matrix, in units of Ohms/kmeter for the system of equivalent phase conductors.
Rows and columns proceed in the same order as the sorted input.

1 1.277949E-01
6.804955E-01

2 1.160022E-01 1.390465E-01
3.682967E-01 6.750674E-01

3 1.104247E-01 1.160022E-01 1.277949E-01
3.289939E-01 3.682967E-01 6.804955E-01

Impedance matrix, in units of Ohms/kmeter for symmetrical components of the equivalent phase conductor
Rows proceed in the sequence (0, 1, 2), (0, 1, 2), etc.; columns proceed in the sequence (0, 2, 1), (0, 2, 1), etc.

0 3.598315E-01
1.389078E+00

1 -1.258365E-02 -2.427457E-02
-7.876526E-04 1.397775E-02

2 6.973950E-03 1.740241E-02 2.424237E-02
-1.050393E-02 3.234903E-01 1.403352E-02

Sequence Surge impedance Attenuation velocity Wavelength Resistance Reactance Susceptance
magnitude(Ohm) angle(degr.) db/km km/sec km Ohm/km Ohm/km mho/km
Zero : 6.78988E+02 -7.26143E+00 2.32016E-03 1.79829E+05 2.99716E+03 3.59831E-01 1.38908E+00 3.11247E-06
Positive: 2.52111E+02 -1.53965E+00 2.99888E-04 2.93488E+05 4.89147E+03 1.74024E-02 3.23490E-01 5.09690E-06
Request for flushing of punch buffer. |$PUNCH

```

Figura B.3: LCC da LT 500 kV Seccionadora - Coletora