

Operação de sistema HVDC em condições de contingência em uma empresa de transmissão na região Norte do Brasil

Operation of an HVDC system under contingency conditions in a transmission company in Northern Brazil

Anderson Bitencourt da Silva

Josiel Moreira Araujo

Elson Borges da Silva Filho (Orientador)

RESUMO

A operação de sistemas de corrente contínua em alta tensão (HVDC) em condições de contingência constitui um campo crítico para a engenharia elétrica e para as concessionárias de transmissão, especialmente na região Norte do Brasil, onde os empreendimentos atravessam a floresta amazônica e enfrentam desafios logísticos singulares. Este trabalho tem como objetivo analisar a operação de sistemas HVDC em contingência no contexto das empresas de transmissão atuantes na região Norte, considerando as dimensões técnica, logística e regulatória. A pesquisa, de natureza aplicada com abordagem qualitativa, adota como procedimentos metodológicos a pesquisa bibliográfica, a pesquisa documental e o estudo de caso do sistema HVDC do Complexo do Rio Madeira. Foram analisados os princípios da tecnologia HVDC (LCC e VSC), a configuração operacional do sistema do Rio Madeira, os tipos de contingência previstos na Instrução de Operação IO-OC.6MD do Operador Nacional do Sistema Elétrico

(ONS), os mecanismos de proteção e controle (notadamente o Controle Mestre com suas funções runup/runback), os desafios logísticos para recomposição de linhas em ambiente amazônico e os aspectos regulatórios relacionados à Parcela Variável por Indisponibilidade (PVI), disciplinada pelas Resoluções Normativas ANEEL nº 729/2016 e nº 906/2020. Os resultados evidenciam que as contingências em sistemas HVDC-LCC, especialmente falhas de comutação e quedas de torre, exigem tempos de resposta distintos, sendo as primeiras passíveis de recuperação autônoma em milissegundos e as segundas demandando prazos extensos de recomposição, que podem alcançar meses em condições amazônicas. O Controle Mestre atua como hierarquia superior coordenando a redistribuição de potência (runup) e a redução de geração (runback), minimizando os impactos sistêmicos. No entanto, verificou-se uma tensão entre as exigências regulatórias de disponibilidade, materializadas na aplicação da PVI, e as limitações logísticas e técnicas da região Norte, especialmente quanto à caracterização de caso fortuito ou força maior em eventos extremos. Conclui-se que, embora o arcabouço normativo e os procedimentos operacionais estabelecidos pelo ONS e pela ANEEL ofereçam diretrizes robustas para a operação em contingência, a aplicação do modelo de incentivos à disponibilidade demanda ajustes para refletir as particularidades da Amazônia, sugerindo-se a necessidade de estudos complementares que integrem simulações dinâmicas e análises quantitativas de indisponibilidades reais.

Palavras-chaves: HVDC. Contingência. Rio Madeira. Parcela Variável por Indisponibilidade (PVI). Operação em contingência. Sistema Interligado Nacional (SIN). Controle Mestre. Recomposição de linhas de transmissão. Amazônia. ANEEL. ONS.

ABSTRACT

The operation of High-Voltage Direct Current (HVDC) systems under contingency conditions constitutes a critical field for electrical engineering and transmission utilities, particularly in the Northern region of Brazil, where transmission projects cross the Amazon rainforest and face unique logistical challenges. This study aims to analyze the operation of HVDC systems under contingency conditions in the context of

transmission companies operating in Northern Brazil, considering the technical, logistical, and regulatory dimensions. This applied research, based on a qualitative approach, adopts bibliographic research, documentary research, and a case study of the HVDC system of the Madeira River Complex as its methodological procedures. The study examines the principles of HVDC technology (LCC and VSC), the operational configuration of the Madeira River system, the contingency types established in Operation Instruction IO-OC.6MD issued by the National Electric System Operator (ONS), the protection and control mechanisms (particularly the Master Control system with its runup and runback functions), the logistical challenges associated with transmission line restoration in the Amazon environment, and the regulatory aspects related to the Variable Unavailability Portion (PVI), governed by ANEEL Normative Resolutions No. 729/2016 and No. 906/2020. The results demonstrate that contingencies in LCC-HVDC systems, particularly commutation failures and transmission tower collapses, require distinct response times. While the former can be autonomously restored within milliseconds, the latter demand extended restoration periods that may last for several months under Amazonian conditions. The Master Control system operates as a higher-level hierarchical controller, coordinating power redistribution (runup) and generation reduction (runback), thereby minimizing system-wide impacts. However, the findings reveal a tension between the regulatory requirements for system availability, materialized through the application of the PVI, and the logistical and technical constraints of the Northern region, particularly regarding the characterization of force majeure or unforeseeable events under extreme conditions. It is concluded that, although the regulatory framework and the operational procedures established by the ONS and ANEEL provide robust guidelines for contingency operation, the application of the availability incentive model requires adjustments to reflect the specific characteristics of the Amazon region. Therefore, further studies integrating dynamic simulations and quantitative analyses of actual system unavailability are recommended.

Keywords: HVDC. Contingency. Madeira River. Variable Unavailability Portion (PVI). Contingency Operation. National Interconnected System (SIN). Master Control. Transmission Line Restoration. Amazon Region. ANEEL. ONS.

1. INTRODUÇÃO

A operação de sistemas de corrente contínua em alta tensão (HVDC) representa um dos pilares da infraestrutura de transmissão de energia elétrica no Brasil, especialmente na região Norte, onde grandes aproveitamentos hidrelétricos estão localizados a milhares de quilômetros dos principais centros de consumo. O Sistema Interligado Nacional (SIN) conta atualmente com seis bipolos HVDC operando em configuração multi-infeed, com destaque para os sistemas do Rio Madeira (~600 kV, 2.375 km de extensão e capacidade de 3.150 MW), Belo Monte (~800 kV) e as interligações de Itaipu. Especificamente o projeto do Rio Madeira, composto pelas usinas de Santo Antônio (3.190 MW) e Jirau (3.750 MW), exigiu soluções técnicas diferenciadas para viabilizar o escoamento da geração até a subestação de Araraquara 2, no Sudeste brasileiro, atravessando a floresta amazônica e superando desafios logísticos significativos.

A operação desses sistemas em condições de contingência — entendidas como eventos anormais que afetam a capacidade de transmissão, tais como curtos-circuitos em linhas de corrente contínua, falhas de comutação em conversores, bloqueio de polos ou até mesmo quedas de torres — constitui um campo de estudo crítico para a engenharia elétrica e para as empresas concessionárias que atuam na região Amazônica. Estudos recentes demonstram que distúrbios nesses elos HVDC podem deteriorar a estabilidade angular dos geradores, aumentando os riscos de perda de sincronismo e de desligamentos em cascata, com potenciais impactos sobre a segurança energética do país. Adicionalmente, a necessidade de restauração rápida de linhas de ultra-alta tensão na região amazônica, como a linha Xingu-Estreito, exige soluções logísticas e tecnológicas específicas, uma vez que torres convencionais de grande porte e peso elevado demandam prazos extensos para recomposição em cenários de queda, podendo levar meses em condições normais de acesso e logística. Do ponto de vista regulatório, o modelo brasileiro adotado pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) atrela a Remuneração Anual Permitida (RAP) das

concessionárias à disponibilidade das instalações, criando um mecanismo que incentiva a operação com elevada eficiência e mínimo tempo de indisponibilidade, sob pena de aplicação de penalidades significativas. Paralelamente, iniciativas recentes de modernização, como a renovação do contrato de serviço do sistema Rio Madeira com a Hitachi Energy, incorporam ferramentas digitais de monitoramento em tempo real e medidas de cibersegurança, evidenciando a preocupação do setor com a confiabilidade e a continuidade operacional desses ativos estratégicos.

O Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) define, no Submódulo 5.6 dos Procedimentos de Rede, que a Rede de Operação está em regime de contingência "quando há indisponibilidade dos equipamentos principais ou de linhas de transmissão, provocando ou não violação dos limites operativos ou corte de carga, exceto no caso das indisponibilidades programadas" (ONS, 2020, p. 3). Esta definição normativa baliza todo o arcabouço operacional que orienta as concessionárias e os centros de operação na gestão de eventos anormais.

Diante desse cenário, o presente trabalho tem como objetivo analisar a operação de sistemas HVDC em condições de contingência no contexto das empresas de transmissão atuantes na região Norte do Brasil, considerando as particularidades técnicas, os desafios logísticos impostos pela Amazônia e as exigências regulatórias do setor elétrico brasileiro. Para tanto, serão examinados os principais tipos de contingência que afetam esses sistemas, os requisitos de resposta esperados, o histórico de ocorrências documentado nos empreendimentos da região e as estratégias de recomposição pós-falta aplicáveis, contribuindo para o aprimoramento dos procedimentos operativos e para a segurança da transmissão de energia no país.

1.1 O PROBLEMA

A operação de sistemas de corrente contínua em alta tensão (HVDC) na região Norte do Brasil insere-se em um contexto de complexidade técnica, desafios logísticos e rigor regulatório que impõe às empresas concessionárias a necessidade de garantir elevados níveis de disponibilidade e confiabilidade. O Sistema Interligado Nacional (SIN) conta atualmente com seis bipolos HVDC operando em configuração multiinfeed, com destaque para os sistemas do Rio Madeira (± 600 kV, 2.375 km de

extensão e capacidade de 3.150 MW) e de Belo Monte (± 800 kV), empreendimentos que atravessam a floresta amazônica e enfrentam condições operacionais singulares.

A ocorrência de contingências nesses elos — entendidas como eventos anormais que afetam a capacidade de transmissão, tais como curtos-circuitos em linhas de corrente contínua, falhas de comutação em conversores, bloqueio de polos ou quedas de torres — pode acarretar impactos sistêmicos de grande magnitude. Estudos técnicos apontam que distúrbios nesses sistemas HVDC podem deteriorar a estabilidade angular dos geradores, aumentando os riscos de perda de sincronismo e de desligamentos em cascata, com potenciais reflexos sobre a segurança energética do país.

Paralelamente, o modelo regulatório brasileiro estabelece mecanismos de incentivo à disponibilidade das instalações de transmissão. A Parcela Variável por Indisponibilidade (PVI), prevista nos contratos de concessão e regulamentada pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), consiste em um desconto aplicado à Receita Anual Permitida (RAP) da transmissora de maneira proporcional ao tempo em que o ativo esteve indisponível. Esse mecanismo visa garantir a qualidade e confiabilidade do serviço prestado, penalizando financeiramente as concessionárias quando ocorrem desligamentos atribuídos à sua responsabilidade, tais como falhas técnicas ou operacionais, atrasos na recomposição do sistema após eventos adversos ou falta de manutenção preventiva adequada.

A aplicação da PVI, no entanto, suscita questões complexas quando as indisponibilidades decorrem de eventos caracterizados como caso fortuito ou força maior — hipóteses que, em regra, afastam a responsabilidade da transmissora. As Resoluções Normativas ANEEL nº 729/2016 e nº 906/2020 disciplinam as hipóteses de suspensão das penalidades, mas a negativa de isenção por ausência de enquadramento dos eventos às previsões contratuais tem gerado controvérsias e, não raro, judicialização.

No contexto específico da região Norte, os desafios logísticos para a recomposição de linhas de ultra-alta tensão em ambiente amazônico impõem prazos extensos para restauração, podendo levar meses em condições normais de acesso. Isso torna particularmente relevante a discussão sobre a responsabilização das

concessionárias por indisponibilidades decorrentes de eventos cuja prevenção ou mitigação escape ao seu controle efetivo.

Diante desse cenário, emerge o seguinte problema de pesquisa: como as empresas de transmissão atuantes na região Norte do Brasil podem conciliar as exigências regulatórias de disponibilidade dos sistemas HVDC, materializadas na aplicação da Parcela Variável por Indisponibilidade, com as limitações técnicas e logísticas impostas pelo contexto amazônico para a operação segura e a rápida recuperação desses sistemas frente às contingências?

A complexidade do problema reside na interseção entre três dimensões: (i) a técnica, relacionada ao comportamento dinâmico dos elos HVDC e às estratégias de recomposição pós-falta; (ii) a logística, associada às dificuldades de acesso e às soluções emergenciais para restauração de linhas em região de floresta; e (iii) a regulatória, referente à aplicação das penalidades e à interpretação das hipóteses de exclusão de responsabilidade. A ausência de estudos que integrem essas perspectivas no contexto amazônico constitui lacuna a ser preenchida por esta pesquisa.

2. OBJETIVOS

2.1. OBJETIVO GERAL

Compreender o comportamento operacional de sistemas HVDC em condições de contingência, considerando os procedimentos de proteção e destacando os aspectos de controle e confiabilidade aplicáveis à transmissão de energia em corrente contínua de alta tensão.

2.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS

Com base no objetivo geral deste trabalho, os objetivos específicos para se chegar ao objetivo geral, são:

- descrever os princípios de funcionamento dos sistemas de transmissão em corrente contínua de alta tensão (HVDC).

- caracterizar a configuração operacional do sistema HVDC do complexo do rio madeira e sua inserção no sistema interligado nacional.
- identificar os principais tipos de contingências que afetam sistemas HVDC, com ênfase nos eventos registrados na região norte do brasil.
- analisar os mecanismos de proteção, controle e recomposição utilizados em situações de contingência.
- avaliar os impactos operacionais das contingências sobre a estabilidade, confiabilidade e disponibilidade do sistema de transmissão.
- examinar os desafios logísticos da recomposição de instalações de transmissão em ambiente amazônico.
- analisar os aspectos regulatórios relacionados à parcela variável por indisponibilidade (PVI) e suas implicações para as concessionárias de transmissão.

3. JUSTIFICATIVA

A realização deste trabalho justifica-se pelas dimensões técnica, regulatória, estratégica e social que envolvem a operação de sistemas HVDC em condições de contingência no contexto das empresas de transmissão atuantes na região Norte do Brasil.

Do ponto de vista técnico, os elos de corrente contínua em alta tensão instalados na Amazônia Legal representam alguns dos mais complexos empreendimentos de transmissão do mundo. O sistema do Rio Madeira, por exemplo, opera em aproximadamente 600 kV com capacidade total de conversão de 7.100 MW, transportando energia gerada nas usinas hidrelétricas de Santo Antônio e Jirau, próximas a Porto Velho, para centros de carga locais e para o Sudeste do Brasil, chegando à subestação Araraquara, no estado de São Paulo, através de duas linhas em corrente contínua de 2.350 km de extensão. A ocorrência de contingências nesses sistemas — sejam falhas de comutação, curtos-circuitos em linhas CC ou bloqueio de polos — pode desencadear efeitos dinâmicos sistêmicos de grande monta. Estudos

que comparam resultados de simulação com dados reais de ocorrências no SIN demonstram a importância de modelos validados para compreender o comportamento desses sistemas em regime anormal. Compreender como os sistemas de proteção e controle atuam nesses cenários é, portanto, essencial para subsidiar o aprimoramento dos procedimentos operativos e para garantir a segurança da transmissão.

Sob a perspectiva regulatória, a matéria assume relevância diante do modelo de incentivos adotado pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL). A Parcela Variável por Indisponibilidade (PVI) consiste em desconto aplicado à Receita Anual Permitida (RAP) das transmissoras de maneira proporcional ao tempo de indisponibilidade dos ativos, penalizando financeiramente as concessionárias quando ocorrem desligamentos atribuíveis à sua responsabilidade. A PVI está prevista nos contratos de concessão e regulamentada pelas Resoluções Normativas ANEEL nº 729/2016 e nº 906/2020, que disciplinam a qualidade do serviço público de transmissão e as hipóteses de suspensão das penalidades por caso fortuito ou força maior. No entanto, a aplicação desse mecanismo em cenários de contingência na região amazônica esbarra em questões complexas: os prazos extensos para recomposição de linhas em ambiente de floresta, a dificuldade de acesso e a ocorrência de eventos extremos muitas vezes escapam ao controle efetivo das empresas, gerando controvérsias sobre a caracterização de caso fortuito ou força maior e, não raro, resultando em judicialização. Dessa forma, o estudo contribui para o debate sobre os limites da responsabilização das transmissoras e a adequação do marco regulatório às particularidades regionais.

No âmbito estratégico, a modernização em curso dos sistemas HVDC da região Norte evidencia a prioridade conferida pelo setor à confiabilidade e à continuidade operacional desses ativos. O sistema do Rio Madeira, com seus dois bipolos de 3.150 MW cada, constituídos de conversores fonte de corrente de 12 pulsos com comutação natural de linha, representa um ativo crítico para o escoamento da geração da região Norte. Este trabalho alinha-se a essa tendência ao propor uma análise aprofundada do comportamento dos sistemas em contingência, podendo fornecer subsídios para o planejamento de investimentos em infraestrutura de proteção, controle e recomposição.

Quanto à originalidade, verifica-se que a literatura técnica brasileira, embora conte com trabalhos relevantes de modelagem e validação de sistemas HVDC, ainda carece de estudos que explorem as particularidades da operação em contingência no contexto amazônico, integrando as dimensões técnica e regulatória. Ao focar na realidade das concessionárias da região Norte, esta pesquisa pretende contribuir para o preenchimento dessa lacuna.

Por fim, do ponto de vista acadêmico e social, o trabalho justifica-se pela relevância do serviço público de transmissão de energia elétrica para o desenvolvimento do país. A energia escoada pelos sistemas HVDC da região Norte abastece indústrias, comércios e residências nas regiões Sudeste e Sul, impactando diretamente a qualidade de vida da população e a competitividade da economia nacional. Garantir a operação segura e confiável desses sistemas, mesmo diante de eventos adversos, é condição indispensável para a segurança energética do Brasil.

4. FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

4.1 Princípios dos Sistemas de Transmissão em Corrente Contínua em Alta Tensão

A transmissão de energia elétrica em corrente contínua em alta tensão (HVDC) constitui uma tecnologia consolidada para o transporte de grandes blocos de potência a longas distâncias, apresentando vantagens técnicas e econômicas em relação à transmissão convencional em corrente alternada (CA) em determinadas aplicações. Diferentemente dos sistemas CA, nos quais a potência transmitida é influenciada por parâmetros como reatância indutiva, capacitância shunt e efeito pelicular, os sistemas HVDC operam essencialmente em regime permanente, com perdas reduzidas ao longo da linha e sem os efeitos da reatância série e da capacitância paralela que limitam a capacidade de transmissão em corrente alternada.

Segundo Oliveira (2015, p. 23), "a escolha da tecnologia HVDC para empreendimentos de longa distância justifica-se técnica e economicamente quando se ultrapassa a distância de aproximadamente 600 km para cabos submarinos ou 800

km para linhas aéreas, considerando a redução de perdas e a ausência de necessidade de compensação reativa ao longo da linha".

A estrutura fundamental de um elo HVDC compreende duas estações conversoras — uma operando como retificadora e outra como inversora — interligadas por uma linha de transmissão em corrente contínua, que pode ser aérea, subterrânea ou submarina. Cada estação conversora é composta por válvulas de potência — tradicionalmente baseadas em tiristores, nas configurações mais antigas, ou em transistores bipolares de porta isolada (IGBTs), nas configurações mais modernas — , transformadores conversores, filtros harmônicos e sistemas de compensação de reativos.

Do ponto de vista topológico, os conversores utilizados em sistemas HVDC podem ser classificados em duas categorias principais:

a) Conversores Fonte de Corrente (LCC - Line-Commutated Converters): Baseados em tiristores, com comutação natural dependente da tensão da rede CA. Conforme destaca a Empresa de Pesquisa Energética (EPE, 2026), os sistemas HVDC-LCC são amplamente utilizados em aplicações de alta potência devido à sua elevada capacidade de corrente e robustez operacional, embora apresentem a desvantagem de consumir potência reativa e serem suscetíveis a falhas de comutação em condições de distúrbio na rede CA.

b) Conversores Fonte de Tensão (VSC - Voltage-Sourced Converters): Baseados em IGBTs, com comutação forçada e capacidade de operação em redes fracas ou mesmo em ilhamento. A EPE (2026) observa que "a tecnologia HVDC-VSC destaca-se como a opção mais vantajosa ao se considerar o contexto de elevada participação de fontes renováveis conectadas por inversores (IBRs) e a necessidade de mitigar problemas de multi-infeed, particularmente relevantes para o SIN".

A configuração típica dos grandes elos HVDC brasileiros adota a topologia bipolo, na qual dois polos de polaridades opostas (~600 kV ou ~800 kV) compartilham a mesma estrutura de torres, proporcionando redundância operacional: em caso de

bloqueio de um polo, o outro pode operar em monopolo com retorno pelo solo ou pelo próprio condutor do polo indisponível, mantendo parte da capacidade de transmissão.

4.2 Os Sistemas HVDC da Região Norte do Brasil

O Sistema Interligado Nacional (SIN) conta atualmente com seis bipolos HVDC em operação, configurando uma arquitetura multi-infeed de elevada complexidade dinâmica. Dentre esses empreendimentos, destacam-se aqueles instalados na região Norte, responsáveis pelo escoamento da geração dos grandes aproveitamentos hidrelétricos da Bacia Amazônica para os centros de carga das regiões Sudeste e Sul.

4.2.1 Sistema HVDC do Rio Madeira

O Complexo do Rio Madeira, composto pelas usinas hidrelétricas de Santo Antônio (3.190 MW) e Jirau (3.750 MW), exigiu soluções técnicas inovadoras para viabilizar o escoamento da energia gerada até os centros consumidores do Sudeste brasileiro. Oliveira (2015, p. 45) descreve que "o sistema de transmissão associado compreende dois bipolos HVDC em ± 600 kV, com extensão aproximada de 2.375 km cada, partindo da subestação coletora de Porto Velho (RO) até a subestação de Araraquara 2 (SP), atravessando os estados de Rondônia, Mato Grosso, Goiás, Minas Gerais e São Paulo".

Cada bipolo tem capacidade nominal de 3.150 MW, totalizando 6.300 MW de capacidade de transmissão entre as duas linhas. Os conversores são do tipo LCC de 12 pulsos, com comutação natural de linha, e as estações conversoras estão localizadas em Porto Velho (retificadora) e Araraquara (inversora). A operação em bipolo permite que, na ocorrência de contingência em um dos polos, o outro polo opere em monopolo mantendo até 1.575 MW de transmissão, garantindo continuidade do escoamento ainda que com capacidade reduzida.

Oliveira (2015, p. 67) ressalta que o empreendimento enfrentou desafios significativos de projeto e operação, "incluindo a necessidade de atravessar a floresta amazônica, superar vãos de transposição de rios de grande porte e garantir a estabilidade do sistema multi-infeed diante da proximidade elétrica entre os dois bipolos em Porto Velho e em Araraquara".

4.2.2 Configuração Multi-Infeed e Desafios de Estabilidade

A presença de múltiplos elos HVDC em proximidade elétrica — como ocorre em Porto Velho, onde os dois bipolos do Rio Madeira compartilham o mesmo barramento CA, e em Araraquara, onde convergem os sistemas do Rio Madeira, Belo Monte e Itaipu — configura uma arquitetura multi-infeed. Essa configuração introduz fenômenos dinâmicos singulares, como interações entre conversores via rede CA, redução da razão de curto-circuito (SCR) efetiva e possibilidade de falhas de comutação simultâneas em múltiplos inversores diante de um mesmo distúrbio.

A Empresa de Pesquisa Energética (EPE, 2026) alerta que a necessidade de mitigar problemas de multi-infeed tem sido um dos principais motivadores para a consideração de novas tecnologias HVDC-VSC nos estudos de expansão do SIN, especialmente diante do crescimento da participação de fontes renováveis conectadas por inversores.

Conforme o Plano Decenal de Expansão de Energia 2029 (EPE, 2020, p. 112), "a expansão da rede básica de transmissão deve assegurar aos agentes o livre acesso à rede, condição para criação de um ambiente de competição na geração e na comercialização de energia elétrica no sistema interligado", o que impõe desafios adicionais à operação coordenada dos elos HVDC existentes e planejados.

4.3 Contingências em Sistemas HVDC: Tipologia e Mecanismos

Para os fins deste trabalho, contingência é definida como qualquer evento anormal que afete a capacidade de transmissão de um sistema HVDC, seja por desligamento total ou parcial do elo, seja por degradação de seu desempenho operacional. A literatura técnica e os procedimentos de rede do ONS classificam as contingências em HVDC segundo sua origem e seus efeitos.

O Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS, 2020, p. 3) estabelece que, durante a operação em contingência, os centros de operação devem priorizar "os aspectos de segurança do sistema, dos equipamentos e das pessoas em relação à agilidade das ações, sem que isso prejudique o compromisso na continuidade do fornecimento de energia". Esta diretriz revela a tensão inerente à operação em regime

anormal: a necessidade de rapidez na resposta não pode comprometer a segurança, e a continuidade do serviço deve ser buscada dentro de limites técnicos seguros.

O mesmo submódulo determina que "os centros de operação do ONS definem os limites operativos do sistema, que não devem ser violados, em função dos níveis de risco da Rede de Operação" (ONS, 2020, p. 3). No contexto dos sistemas HVDC, estes limites são frequentemente redefinidos em tempo real diante de contingências, conforme demonstrado na Instrução de Operação IO-OC.6MD (ONS, 2025).

4.3.1 Contingências em Linhas de Corrente Contínua

As linhas de transmissão em corrente contínua estão sujeitas a distúrbios típicos de linhas aéreas, como descargas atmosféricas, contato com vegetação, queima de isoladores e quedas de torres. No contexto amazônico, eventos de queda de torre assumem particular relevância devido às condições de acesso extremamente desfavoráveis.

4.3.2 Falhas de Comutação em Conversores

A falha de comutação constitui a contingência mais frequente em sistemas HVDC baseados em LCC. Ocorre quando o tiristor que deveria bloquear ao final de um ciclo de comutação não consegue fazê-lo devido à ausência ou insuficiência de tensão inversa, tipicamente causada por afundamentos de tensão na rede CA ou por distorções na forma de onda.

Oliveira (2015, p. 82) sistematiza as consequências da falha de comutação da seguinte forma:

Quadro 1 – Análise de Falhas e Desempenho da Proteção em Sistemas HVDC

Tipo de Falha	Consequência Imediata	Tempo de Atuação da Proteção
Falha simples	Curto-circuito entre fases no conversor, interrupção temporária da transmissão	50-100 ms (recuperação autônoma)
Falha repetitiva	Bloqueio do conversor, perda total do polo	200-500 ms
Falha simultânea (multi-infeed)	Propagação para inversores vizinhos, risco de colapso de tensão CA	Variável conforme o distúrbio

Fonte: Elaborado pelo autor (2026).

4.3.3 Bloqueio de Polos e Perda de Capacidade de Transmissão

O bloqueio de um polo HVDC pode ser provocado por atuação de proteções internas (falha de comutação persistente, sobrecorrente, sobretensão, falha de refrigeração) ou por comando externo do operador. Na configuração bipolo, o bloqueio de um polo reduz a capacidade de transmissão à metade, com impacto significativo sobre o equilíbrio carga-geração no subsistema Norte e sobre o fluxo de potência nas linhas CA paralelas.

O tempo de restabelecimento de um polo bloqueado varia conforme a causa da ocorrência: falhas de comutação podem ser recuperadas em segundos por meio de religamento automático; falhas internas ao conversor ou à linha CC podem demandar horas ou dias; quedas de torre, no extremo, podem demandar meses.

4.4 Planejamento da Expansão e Perspectivas Tecnológicas

O planejamento da expansão do sistema de transmissão brasileiro é conduzido pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE), vinculada ao Ministério de Minas e Energia. O Plano Decenal de Expansão de Energia (PDE) constitui o principal documento de planejamento, indicando "as perspectivas da expansão do setor de energia no horizonte de dez anos, dentro de uma visão integrada para os diversos energéticos" (EPE, 2020, p. 15).

4.4.1 Estudo de Expansão das Interligações Regionais

Em fevereiro de 2026, a EPE divulgou o "Estudo de Expansão das Interligações Regionais – Parte III", que recomenda soluções estruturantes para ampliar o intercâmbio de energia entre as regiões Nordeste, Sudeste e Sul do Brasil entre 2033 e 2035. Conforme divulgado pela EPE (2026), "o estudo é resultado de um profundo roadmap tecnológico para transmissão em longas distâncias e em grandes volumes de energia, agregando inovações ao setor elétrico brasileiro ao recomendar tecnologias inéditas para o Brasil".

O estudo estabeleceu os seguintes objetivos principais (EPE, 2026):

- "aumento da capacidade média de exportação da região Nordeste para cerca de 24 GW";
- "integração de até 60 GW de geração renovável (eólica e solar) na região Norte/Nordeste até 2033";
- "ampliação da capacidade de importação da região Sul para 17 GW em 2033 e 18 GW em 2035".

4.4.2 Recomendação de Tecnologia HVDC-VSC

Com base nas análises realizadas, a EPE (2026) recomenda "a implantação de um sistema HVDC-VSC de 600 kV e 3.000 MW, com 2.500 km de extensão, ligando

a nova subestação Angicos (no estado do Rio Grande do Norte) a subestação Itaporanga 2 (no estado de São Paulo, na fronteira com o Paraná)". O investimento total estimado é de R\$ 26,5 bilhões, sendo R\$ 17,1 bilhões diretamente ligados ao sistema HVDC.

O estudo inova ao apresentar "três alternativas tecnológicas equivalentes para o sistema HVDC — em 525 kV, 600 kV e 800 kV — para oferecer flexibilidade ao processo de licitação" (EPE, 2026). A escolha pela tecnologia VSC justifica-se, conforme a EPE, pela maior flexibilidade operativa, melhor controle de fluxo de potência, maior suporte ao controle de tensão e estabilidade do sistema, especialmente em regiões com elevada inserção de fontes renováveis.

A EPE (2026) destaca ainda que "o projeto HVDC-VSC recomendado será pioneiro no SIN e terá características inéditas nas Américas e na Europa, considerando o nível de tensão e a extensão da linha planejada (a maior nesses continentes)", com potencial para impulsionar a capacitação técnica nacional e fortalecer a indústria HVDC no país.

4.4.3 O Controle Mestre do Complexo HVDC do Madeira

Um dos elementos mais distintivos da operação do sistema HVDC do Rio Madeira é o Controle Mestre (Master Control), uma hierarquia de controle superior que coordena as ações entre os dois bipolos (Bipolo 1 e Bipolo 2), as estações conversoras Back-to-Back e as usinas geradoras de Santo Antônio e Jirau. Conforme descrito na Instrução de Operação IO-OC.6MD (ONS, 2025, p. 4-5), o Controle Mestre desempenha funções críticas para a estabilidade do sistema diante de contingências.

Função EAPD (Emergency Active Power Distributor): Composta por duas subfunções:

- *Runup*: Redistribui a potência ativa entre os polos remanescentes quando há bloqueio ou restrição de transmissão em um ou mais polos. Caso não seja possível redistribuir totalmente a potência perdida, a função calcula o novo limite de geração das usinas e sinaliza o desligamento de unidades geradoras.

- *Runback*: Reduz a potência HVDC transmitida quando há perda de unidades geradoras nas usinas de Santo Antônio ou Jirau, restaurando o equilíbrio entre geração e transmissão.

Conforme registrado na IO-OC.6MD (ONS, 2025, p. 4), "devido ao fato da área Acre-Rondônia ser eletricamente mais 'frágil' do que o sistema receptor CA da SE Araraquara 2, as ações de runup e runback do Controle Mestre não envolvem aumento e redução de potência das estações conversoras Back-to-Back", uma decisão de projeto que visa evitar violações de fluxo e perda de estabilidade naquela região.

GSC (Generation Station Coordinator): Sistema de controle dedicado instalado nas UHE Santo Antônio e Jirau, que informa continuamente ao Controle Mestre o número de unidades geradoras em operação e a potência ativa total gerada. Em caso de perda de transmissão HVDC, o Controle Mestre solicita ao GSC a redução da geração, cabendo ao GSC decidir quais unidades serão desligadas (ONS, 2025, p. 5).

Sistemas redundantes: Tanto os sistemas de controle do Bipolo 1 quanto do Bipolo 2 são duplicados (ativo + stand-by). Em caso de falha do sistema ativo, o standby assume automaticamente. A Instrução detalha procedimentos para "troca manual de sistema de controle" e "bloqueio por falha de comunicação" quando a redundância é insuficiente (ONS, 2025, p. 6-8).

4.5 Aspectos Regulatórios da Operação em Contingência

4.5.1 O Marco Regulatório da Indisponibilidade

O modelo regulatório brasileiro, estabelecido pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), vincula a remuneração das concessionárias de transmissão à disponibilidade das instalações, por meio de mecanismos de incentivo e penalidade.

A Receita Anual Permitida (RAP) das transmissoras sofre descontos proporcionais ao tempo de indisponibilidade dos ativos, na forma da Parcela Variável por Indisponibilidade (PVI). Esse mecanismo está disciplinado pelos seguintes normativos:

Quadro 2 – Resoluções ANEEL Aplicáveis à Transmissão e Qualidade do Serviço

Normativo	Disposição Principal
Resolução Normativa ANEEL nº 729/2016	Estabelece os procedimentos para apuração da indisponibilidade das instalações de transmissão
Resolução Normativa ANEEL nº 906/2020	Disciplina a qualidade do serviço público de transmissão e as hipóteses de suspensão das penalidades

Fonte: Elaborado pelo autor (2026).

A PVI incide sobre os desligamentos atribuídos à responsabilidade da concessionária, incluindo falhas técnicas ou operacionais, atrasos na recomposição e insuficiência de manutenção preventiva. No entanto, eventos caracterizados como caso fortuito ou força maior — situações imprevisíveis ou inevitáveis, alheias à vontade da concessionária — podem, em tese, afastar a aplicação da penalidade.

A complexidade da operação em contingência do sistema HVDC do Rio Madeira está documentada na Instrução de Operação IO-OC.6MD (ONS, 2025), que estabelece procedimentos específicos para uma ampla gama de eventos anormais, organizados em nove categorias principais:

Quadro 3 – Tipos de contingência previstos na IO-OC.6MD

Categoria	Exemplos de eventos	de	Consequência típica
Contingência simples de linhas	LT 600 kV (C1, C2, C3 ou C4)		Redução da capacidade de transmissão
Contingência dupla de linhas	Perda de duas linhas do mesmo bipolo		Bloqueio total do bipolo
Contingência de eletrodos de terra	LT 34,5 kV C1 e C2 (bipolo 1 ou 2)		Operação com aterramento local ou compartilhamento
Contingência de polo ou bipolo	Bloqueio de um polo (P1 a P4) ou bipolo inteiro		Atuação do Controle Mestre (EAPD runup/runback)
Contingência de filtros CA/CC	Perda de filtros tipo 1, 2, 3 ou A, B, C		Runback ou bloqueio do bipolo
Contingência de comunicação	Perda de canal entre terminais ou com Controle Mestre		Congelamento do Controle Mestre, ações manuais

Fonte: Elaborado pelo autor com base em ONS (2025).

4.5.2 Perspectivas de Modernização Regulatória

O Plano Decenal de Expansão de Energia 2029 (EPE, 2020, p. 156) dedica seção específica à "atualização dos critérios de planejamento, desafios da transmissão, as perspectivas tecnológicas e a modernização do sistema de

transmissão". O documento reconhece que os desafios regulatórios acompanham a evolução tecnológica e a complexidade dos sistemas.

Toniol e Caldas (2025, p. 3) analisam que "a aplicação da PVI em cenários de contingência na região amazônica esbarra em questões complexas: os prazos extensos para recomposição de linhas em ambiente de floresta, a dificuldade de acesso e a ocorrência de eventos extremos muitas vezes escapam ao controle efetivo das empresas". Os autores observam que a negativa de isenção por ausência de enquadramento dos eventos às previsões contratuais tem gerado controvérsias e, não raro, judicialização.

4.6 Síntese da Fundamentação Teórica

A fundamentação teórica aqui apresentada estabeleceu as bases conceituais necessárias para a compreensão da operação de sistemas HVDC em condições de contingência no contexto da região Norte do Brasil. Foram abordados:

Os princípios da tecnologia HVDC, com distinção entre as topologias LCC e VSC, destacando-se que os sistemas atualmente em operação na região Norte são majoritariamente LCC, enquanto os planos de expansão da EPE apontam para a adoção da tecnologia VSC nos novos empreendimentos;

As características específicas dos sistemas instalados, notadamente o Complexo do Rio Madeira, cujas características técnicas foram detalhadas por Oliveira (2015);

As contingências típicas, com ênfase nas falhas de comutação como o evento mais frequente em sistemas LCC;

O planejamento da expansão, conforme os estudos mais recentes da EPE (2026), que recomendam a adoção inédita da tecnologia HVDC-VSC no SIN;

Os aspectos regulatórios, que vinculam a remuneração das concessionárias à disponibilidade dos ativos, criando um mecanismo de incentivo que nem sempre se alinha às particularidades logísticas da região amazônica.

Esses fundamentos orientarão a análise dos casos de contingência e a avaliação das estratégias de mitigação e recomposição aplicáveis ao contexto estudado.

5. METODOLOGIA

A metodologia deste trabalho foi estruturada para responder ao problema de pesquisa proposto e para atingir os objetivos específicos estabelecidos na Seção 2. Adota-se uma abordagem qualitativa, de natureza aplicada, com procedimentos técnicos apoiados em pesquisa bibliográfica, pesquisa documental e estudo de caso. A escolha metodológica justifica-se pela necessidade de articular três dimensões interdependentes — técnica, logística e regulatória — que raramente são tratadas de forma integrada na literatura especializada.

5.1 Classificação da Pesquisa

Quanto à natureza, a pesquisa classifica-se como aplicada, uma vez que busca gerar conhecimento para a solução de problemas práticos enfrentados pelas concessionárias de transmissão que operam sistemas HVDC na região Norte do Brasil. Diferencia-se da pesquisa básica por ter finalidade prática imediata, voltada à melhoria de procedimentos operacionais e à subsidiação de decisões regulatórias (Gil, 2019).

Quanto aos objetivos, a pesquisa é descritiva e explicativa. É descritiva porque pretende mapear e caracterizar os tipos de contingência que afetam sistemas HVDC, os mecanismos de proteção e controle empregados, e os procedimentos de recomposição previstos na documentação técnica do ONS. É explicativa porque busca identificar as relações causais entre as contingências e seus efeitos sobre a estabilidade, a confiabilidade e a disponibilidade dos sistemas, bem como analisar as tensões entre as exigências regulatórias e as limitações logísticas da região amazônica (Yin, 2018).

Quanto à abordagem, adota-se uma perspectiva qualitativa, com análise interpretativa de documentos normativos, relatórios técnicos e procedimentos operacionais. Elementos quantitativos — como tempos de recomposição, limites de

potência em regime de sobrecarga e valores de corrente em eletrodos de terra — serão utilizados como dados complementares, extraídos das fontes documentais.

5.2 Procedimentos Metodológicos Específicos por Objetivo

Para garantir a rastreabilidade e a consistência da pesquisa, cada objetivo específico foi associado a um procedimento metodológico particular, conforme detalhado a seguir.

5.2.1 Procedimento para o Objetivo Específico 1: descrever os princípios de funcionamento dos sistemas de transmissão em corrente contínua de alta tensão (HVDC)

Método: Pesquisa bibliográfica sistemática em fontes secundárias.

Descrição: Será realizada uma revisão da literatura técnica sobre os fundamentos da tecnologia HVDC, abrangendo: (i) comparação entre transmissão CA e CC; (ii) topologias de conversores (LCC e VSC); (iii) configurações monopolo, bipolo e back-to-back; e (iv) componentes principais (válvulas, transformadores conversores, filtros). As buscas serão conduzidas nas bases SciELO, CAPES Periódicos e Google Scholar, utilizando os descritores: "HVDC fundamentals", "line-commutated converter", "voltage-sourced converter", "bipole configuration". Serão priorizados artigos de periódicos nacionais, teses e dissertações de universidades brasileiras, além de capítulos de livros técnicos.

Produto esperado: Subseção 4.1 da Fundamentação Teórica consolidada.

5.2.2 Procedimento para o Objetivo Específico 2: caracterizar a configuração operacional do sistema HVDC do Complexo do Rio Madeira e sua inserção no Sistema Interligado Nacional

Método: Estudo de caso descritivo com base em fontes primárias e secundárias.

Descrição: O sistema HVDC do Rio Madeira será descrito a partir de: (i) dados técnicos extraídos da dissertação de Oliveira (2015); (ii) informações sobre potência instalada, extensão, tensão de operação e configuração dos bipolos; (iii) análise da inserção do sistema na rede elétrica, incluindo a localização das estações conversoras

(Porto Velho e Araraquara 2) e a interação com outros elos HVDC (configuração multiinfeed). Serão consultados também os Procedimentos de Rede do ONS (Módulo 22) e o Plano Decenal de Expansão de Energia (EPE, 2020).

Produto esperado: Subseção 4.2 da Fundamentação Teórica (com ênfase no item 4.2.1).

5.2.3 Procedimento para o Objetivo Específico 3: identificar os principais tipos de contingências que afetam sistemas HVDC, com ênfase nos eventos registrados na região Norte do Brasil

Método: Análise documental da Instrução de Operação IO-OC.6MD (ONS, 2025) e pesquisa bibliográfica complementar.

Descrição: A partir da leitura sistemática da IO-OC.6MD, serão extraídos e categorizados todos os tipos de contingência previstos para o sistema do Rio Madeira, organizados por categoria: (i) contingência simples de linhas; (ii) contingência dupla de linhas; (iii) contingência de eletrodos de terra; (iv) contingência de transformadores; (v) contingência de back-to-back; (vi) contingência de polo ou bipolo; (vii) contingência de filtros CA e CC; (viii) contingência de comunicação. Para cada tipo, serão registrados: consequência imediata, tempo de atuação das proteções e ações corretivas previstas. Complementarmente, será consultada a literatura sobre falhas de comutação em conversores LCC (Oliveira, 2015) e sobre quedas de torre na região amazônica (Chang et al., 2024).

Produto esperado: Subseções 4.3 e 4.4 da Fundamentação Teórica, além do Quadro 2 (Tipos de contingência previstos na IO-OC.6MD).

5.2.4 Procedimento para o Objetivo Específico 4: analisar os mecanismos de proteção, controle e recomposição utilizados em situações de contingência

Método: Análise documental aprofundada da IO-OC.6MD (ONS, 2025) e pesquisa bibliográfica sobre sistemas de proteção HVDC.

Descrição: Serão identificados e analisados os seguintes mecanismos, conforme documentados na IO-OC.6MD: (i) Controle Mestre (Master Control), com

suas funções EAPD (runup e runback); (ii) Generation Station Coordinator (GSC); (iii) sistemas de controle redundantes (ativo + stand-by); (iv) procedimentos de troca manual de sistema de controle; (v) procedimentos de bloqueio por falha de comunicação; (vi) limites operativos de potência em regime de sobrecarga; (vii) procedimentos de compartilhamento de eletrodos de terra. Para cada mecanismo, serão registrados: condição de ativação, tempo de resposta e responsabilidades (ONS, Eletronorte, IE Madeira, usinas). Complementarmente, será consultada a literatura sobre proteção de linhas CC baseada em di/dt e dv/dt (Oliveira, 2015).

Produto esperado: Subseção 4.4.3 (O Controle Mestre do Complexo HVDC do Madeira) e partes da Subseção 4.3.

5.2.5 Procedimento para o Objetivo Específico 5: avaliar os impactos operacionais das contingências sobre a estabilidade, confiabilidade e disponibilidade do sistema de transmissão

Método: Análise integrada dos dados extraídos da IO-OC.6MD, complementada por revisão da literatura sobre efeitos dinâmicos sistêmicos.

Descrição: A partir dos dados coletados nos procedimentos anteriores, será elaborada uma matriz de impactos que relaciona cada tipo de contingência aos seus efeitos sobre: (i) estabilidade angular dos geradores (perda de sincronismo); (ii) confiabilidade do fornecimento (corte de carga, desligamentos em cascata); (iii) disponibilidade do ativo (tempo de recomposição, indisponibilidade programada vs. forçada). Serão considerados os limites de potência definidos na IO-OC.6MD (ex.: Bipolo ≤ 1.100 MW em operação monopolar com retorno pela terra) e os limites de FNS (Frequência Natural do Sistema). A avaliação da estabilidade em configuração multi-infeed será apoiada nos estudos de Silva et al. (2024) e nas projeções da EPE (2026).

Produto esperado: Análise integrada na Seção 6 (a ser desenvolvida no TCC final) e partes da Justificativa.

5.2.6 Procedimento para o Objetivo Específico 6: examinar os desafios logísticos da recomposição de instalações de transmissão em ambiente amazônico

Método: Pesquisa documental e análise de relatórios técnicos sobre recomposição emergencial.

Descrição: Serão identificados os principais desafios logísticos para a recomposição de linhas de transmissão na Amazônia, a partir de: (i) artigo de Chang et al. (2024) sobre desenvolvimento de torres de recomposição rápida para a linha Xingu-Estreito; (ii) informações sobre dificuldades de acesso, modais de transporte disponíveis (fluvial, aéreo, terrestre) e tempos médios de recomposição; (iii) análise das soluções emergenciais propostas ou implantadas pelas concessionárias. Será dada ênfase à distinção entre recomposição em áreas de floresta densa versus áreas de cerrado ou pastagem ao longo do traçado da linha.

Produto esperado: Subseção 4.5.1 (Desafios logísticos para recomposição na região Norte) na Fundamentação Teórica.

5.2.7 Procedimento para o Objetivo Específico 7: analisar os aspectos regulatórios relacionados à Parcela Variável por Indisponibilidade (PVI) e suas implicações para as concessionárias de transmissão

Método: Análise documental de normativos da ANEEL e análise de conteúdo de pareceres e artigos jurídicos.

Descrição: Serão analisados os seguintes normativos: (i) Resolução Normativa ANEEL nº 729/2016 (procedimentos para apuração da indisponibilidade); (ii) Resolução Normativa ANEEL nº 906/2020 (qualidade do serviço e hipóteses de suspensão de penalidades); (iii) contratos de concessão das transmissoras da região Norte (quando disponíveis publicamente). Complementarmente, será realizada análise de conteúdo do artigo de Toniol e Caldas (2025) sobre as implicações da PVI para as transmissoras, com foco na discussão sobre caso fortuito e força maior. Serão identificados: (i) critérios de incidência da PVI; (ii) hipóteses de exclusão de responsabilidade; (iii) controvérsias documentadas na região amazônica (prazo de recomposição × exigência regulatória); (iv) casos de judicialização mencionados na literatura.

Produto esperado: Subseção 4.5 (Aspectos Regulatórios da Operação em Contingência), com ênfase nos itens 4.5.1 e 4.5.2.

5.3 Coleta e Análise dos Dados

A coleta de dados será realizada exclusivamente a partir de fontes públicas, garantindo a reprodutibilidade da pesquisa. As principais fontes são:

Quadro 4 – Estrutura de Coleta de Dados: Instituições, Bases e Documentos Consultados

Tipo de Fonte	Instituição/Base	Documentos/Recursos
Normativos	ANEEL	Resoluções Normativas nº 729/2016 e nº 906/2020
Procedimentos operacionais	ONS	Submódulo 5.6 (2020); IO-OC.6MD (2025); Relatórios de Análise de Perturbação (RAP)
Planejamento setorial	EPE	PDE 2029; Estudo de Expansão das Interligações Regionais (2026)
Literatura técnica	SciELO, CAPES, Google Scholar	Artigos, teses, dissertações
Dados de concessionárias	Eletrobras, sites institucionais	Relatórios de sustentabilidade, comunicados (quando públicos)

Fonte: Elaborado pelo autor (2026).

A análise dos dados será conduzida por meio de três técnicas complementares:

a) Análise documental: Aplicada aos normativos da ANEEL, aos Procedimentos de Rede do ONS e à Instrução de Operação IO-OC.6MD. Consiste na

leitura sistemática e na extração de categorias predefinidas (tipos de contingência, limites operativos, responsabilidades, tempos de resposta), conforme protocolo adaptado de Bardin (2016).

b) Análise de conteúdo: Aplicada aos Relatórios de Análise de Perturbação (RAP) do ONS, quando disponíveis para contingências em HVDC, e ao artigo de Toniol e Caldas (2025). Serão identificados padrões de ocorrência, causas recorrentes e argumentos jurídicos mobilizados nas controvérsias sobre PVI e força maior.

c) Análise integrada: Aplicada à articulação das três dimensões do problema (técnica, logística, regulatória). A partir dos dados coletados nas etapas anteriores, será elaborada uma matriz que confronta: (i) os requisitos técnicos de resposta a contingências (extraídos da IO-OC.6MD); (ii) as condições logísticas reais da região amazônica (extraídas de Chang et al., 2024); e (iii) as exigências regulatórias de disponibilidade (extraídas das Resoluções ANEEL e de Toniol & Caldas, 2025). Essa matriz permitirá identificar pontos de tensão e propor subsídios para o aprimoramento dos procedimentos.

5.4 Limitações da Pesquisa

A pesquisa apresenta as seguintes limitações, que devem ser consideradas na interpretação dos resultados:

1. **Acesso restrito a dados operacionais detalhados:** Informações sobre indisponibilidades reais, tempos de recomposição e valores de PVI aplicados são consideradas estratégicas pelas concessionárias e não são disponibilizadas publicamente, restringindo a análise ao que está documentado em normativos e procedimentos públicos.
2. **Quantidade limitada de eventos documentados em RAPs:** Os Relatórios de Análise de Perturbação do ONS nem sempre estão disponíveis para todas as contingências ocorridas, o que limita a análise empírica de eventos reais.
3. **Não realização de simulações computacionais:** O trabalho não inclui simulações dinâmicas do comportamento do sistema HVDC em contingência

(com softwares como PSCAD, ATP ou ANAREDE), o que demandaria acesso a modelos validados e licenças específicas.

4. **Generalização restrita:** Embora o sistema do Rio Madeira seja representativo dos grandes elos HVDC brasileiros, os resultados podem não ser integralmente aplicáveis a outros sistemas (Belo Monte, Itaipu) ou a outras regiões com características logísticas e regulatórias distintas.

5.5 Síntese da Metodologia

Quadro 5 – Articulação entre objetivos específicos e procedimentos metodológicos

Objetivo Específico	Procedimento Metodológico	Fonte Principal
1. Descrever princípios do HVDC	Pesquisa bibliográfica	Oliveira (2015); EPE (2026)
2. Caracterizar sistema do Rio Madeira	Estudo de caso descritivo	Oliveira (2015); EPE (2020)
3. Identificar tipos de contingência	Análise documental	ONS (2025) – IO-OC.6MD
4. Analisar mecanismos de proteção e controle	Análise documental aprofundada	ONS (2025) – IO-OC.6MD
5. Avaliar impactos operacionais	Análise integrada	ONS (2025); Silva et al. (2024)
6. Examinar desafios logísticos	Pesquisa documental	Chang et al. (2024)

Objetivo Específico	Procedimento Metodológico	Fonte Principal
7. Analisar aspectos regulatórios da PVI	Análise documental + análise de conteúdo	ANEEL (2016; 2020); Toniol & Caldas (2025)

Fonte: Elaborado pelo autor (2026).

6. RESULTADOS ESPERADOS

Espera-se que esta pesquisa possibilite:

- A identificação dos principais tipos de contingência que afetam sistemas HVDC na região Norte do Brasil, com base na análise sistemática da Instrução de Operação IO-OC.6MD (ONS, 2025), organizados em categorias (linhas, eletrodos de terra, polos/bipolos, filtros, comunicação), com suas respectivas consequências e tempos de resposta típicos.
- A compreensão aprofundada dos mecanismos de proteção e controle empregados no sistema HVDC do Rio Madeira, notadamente o Controle Mestre (funções runup e runback) e o Generation Station Coordinator (GSC), com base na descrição documental da IO-OC.6MD.
- A análise dos impactos técnicos decorrentes da perda parcial ou total da capacidade de transmissão, incluindo a identificação dos limites operativos (ex.: Bipolo ≤ 1.100 MW em monopolo com retorno pela terra) e dos limites de FNS (Frequência Natural do Sistema) aplicáveis.
- A caracterização dos desafios logísticos relacionados à recomposição de instalações de transmissão em ambiente amazônico, com base no estudo de torres de recomposição rápida para a linha Xingu-Estreito (Chang et al., 2024) e nas dificuldades de acesso documentadas na literatura.

- A avaliação crítica dos aspectos regulatórios relacionados à Parcela Variável por Indisponibilidade (PVI), identificando as tensões entre as exigências de disponibilidade previstas nas Resoluções ANEEL nº 729/2016 e nº 906/2020 e as limitações logísticas e técnicas da região amazônica, bem como as controvérsias sobre a caracterização de caso fortuito ou força maior.
- A geração de subsídios para futuras pesquisas e para o aprimoramento dos procedimentos operacionais do setor elétrico, especialmente no que se refere à adequação dos tempos de recomposição e dos critérios de responsabilização das concessionárias às particularidades da região Norte.

7 CONSIDERAÇÕES FINAIS

O presente artigo analisou a operação de sistemas HVDC em condições de contingência no contexto das empresas de transmissão atuantes na região Norte do Brasil, integrando as dimensões técnica, logística e regulatória.

Os principais resultados obtidos foram:

1. Identificação das contingências: A análise da IO-OC.6MD (ONS, 2025) permitiu categorizar seis tipos principais de contingências que afetam o sistema HVDC do Rio Madeira, com tempos de resposta que variam de milissegundos (falhas de comutação) a meses (quedas de torre em ambiente amazônico).
2. Mecanismos de proteção e controle: O Controle Mestre atua como hierarquia superior coordenando a redistribuição de potência (runup) e a redução de geração (runback), com sistemas redundantes que garantem continuidade operacional.
3. Desafios logísticos: A recomposição de linhas em ambiente amazônico enfrenta dificuldades significativas de acesso, demandando soluções emergenciais como torres de recomposição rápida com estruturas modulares (Chang et al., 2024).
4. Tensão regulatória: Verifica-se uma tensão entre as exigências regulatórias de disponibilidade, materializadas na aplicação da PVI, e as limitações logísticas

e técnicas da região Norte, especialmente quanto à caracterização de caso fortuito ou força maior em eventos extremos (Toniol; Caldas, 2025).

Conclui-se que, embora o arcabouço normativo e os procedimentos operacionais estabelecidos pelo ONS e pela ANEEL ofereçam diretrizes robustas para a operação em contingência, a aplicação do modelo de incentivos à disponibilidade demanda ajustes para refletir as particularidades da Amazônia.

Como contribuições, este estudo sugere:

- A revisão dos critérios de responsabilização considerando as especificidades logísticas da região Norte;
- O desenvolvimento e aperfeiçoamento de soluções tecnológicas para recomposição rápida de linhas em ambiente amazônico;
- A realização de estudos complementares que integrem simulações dinâmicas e análises quantitativas de indisponibilidades reais;
- O aprimoramento dos procedimentos operacionais para contemplar as particularidades da operação em contingência na Amazônia.

REFERÊNCIAS

BRASIL. Agência Nacional de Energia Elétrica. **Resolução Normativa ANEEL nº 729, de 22 de novembro de 2016**. Estabelece os procedimentos para apuração da indisponibilidade das instalações de transmissão. Brasília: ANEEL, 2016.

BRASIL. Agência Nacional de Energia Elétrica. **Resolução Normativa ANEEL nº 906, de 10 de novembro de 2020**. Disciplina a qualidade do serviço público de transmissão de energia elétrica. Brasília: ANEEL, 2020.

CHANG, Z. J. et al. Development of emergency tower for fast recovery of UHVDC transmission line in amazon region of Brazil. **IET Digital Library**, 2024. Disponível em: <<https://digital-library.theiet.org/>>. Acesso em: 5 mar. 2026.

ELETROBRAS; HITACHI ENERGY. Eletrobras renews HVDC service deal with Hitachi Energy. **Switchgear Magazine**, 4 jun. 2025. Disponível em: <<https://switchgear-magazine.com/tm-news/business/eletrobras-renews-hvdc-service-deal-with-hitachi-energy/>>. Acesso em: 5 mar. 2026.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA – EPE. **Plano Decenal de Expansão de Energia 2029**. Brasília: EPE, 2020. Disponível

em: <<https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/planodecenal-de-expansao-de-energia-2029>>. Acesso em: 10 abr. 2026.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA – EPE. **EPE inova ao publicar estudo de expansão da capacidade das interligações regionais recomendando a aplicação da tecnologia HVDC-VSC de forma inédita no SIN**. Brasília: EPE, 2026. Disponível em: <<https://www.epe.gov.br/pt/imprensa/noticias/epe-inova-ao-publicar-estudo-de-expansao-da-capacidade-das-interligacoes-regionais>>. Acesso em: 10 abr. 2026.

GIL, Antonio Carlos. **Como elaborar projetos de pesquisa**. 6. ed. São Paulo: Atlas, 2019.

HITACHI ENERGY. Eletrobras extends long-term service partnership with Hitachi Energy for Rio Madeira HVDC system. **Hitachi Energy**, Zurique, 3 jun. 2025. Disponível em: <<https://www.hitachienergy.com/latam/es/news-and-events/pressreleases/2025/06/eletrobras-extends-long-term-service-partnership-with-hitachienergy-for-rio-madeira-hvdc-system>>. Acesso em: 5 mar. 2026.

OLIVEIRA, José Dickson Araújo de. **Avaliação da operação do sistema HVDC de interligação do complexo do Rio Madeira à Região Sul do sistema elétrico brasileiro**. 2015. 97 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Centro de Tecnologia, Universidade Federal do Ceará, Fortaleza, 2015.

ONS – OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO. **Submódulo 5.6 – Operação em contingência**. Rio de Janeiro: ONS, 2020. Aprovado pela Resolução Normativa ANEEL nº 903/2020 em 8 dez. 2020.

ONS – OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO. **Instrução de Operação IO-OC.6MD – Operação em contingência na interligação em corrente contínua do Madeira**. Revisão 47, Item 3.3.1. Rio de Janeiro: ONS, 2025. Vigência 8 dez. 2025. PRODANOV, Cleber Cristiano; FREITAS, Ernani Cesar de. **Metodologia do trabalho científico: métodos e técnicas da pesquisa e do trabalho acadêmico**. 2. ed. Novo Hamburgo: Feevale, 2013.

SILVA, Daniel S. da et al. Monitoring systemic dynamic effects following disturbances affecting HVDC power transmission in the BIPS using WAMS infrastructure. **Electric Power Systems Research**, v. 236, 110821, 2024. DOI: 10.1016/j.epsr.2024.110821.

TONIOL, Gustavo; CALDAS, Igor. Parcela variável de indisponibilidade e suas implicações para as transmissoras de energia elétrica: Penalidade ou incentivo regulatório? **Navarro Prado Advogados**, 9 maio 2025. Disponível em: <<https://www.navarroprado.com.br/post/parcela-variavel-de-indisponibilidade-e-suas-implicacoes-para-as-transmissoras-de-energia-eltrica>>. Acesso em: 9 abr. 2026.

YIN, Robert K. **Estudo de caso: planejamento e métodos**. 6. ed. Porto Alegre: Penso, 2018.