Anais do Congresso Brasileiro de Iniciação Científica
(https://periodicos.unisanta.br/COB)

ISSN 2317-1316

DO RELIGAMENTO CONVENCIONAL À DECISÃO INFORMADA: REVISÃO CRÍTICA DE TRÊS ESTUDOS SOBRE RELIGAMENTO ADAPTATIVO E *SELF-HEALING* EM SISTEMAS DE POTÊNCIA

FROM CONVENTIONAL AUTOMATIC RECLOSING TO INFORMED DECISION-MAKING: A CRITICAL REVIEW OF THREE STUDIES ON ADAPTIVE RECLOSING AND SELF-HEALING IN POWER SYSTEMS

Marcelo Henrique Fernandes, Felipe Soutelo Alves, João Gabriel Santiago Gomes, João Batista Almeida do Nascimento, Sérgio Schina de Andrade

Universidade Santa Cecília, Faculdade de Engenharia, Curso de Engenharia Elétrica
E-mail para contato: marcelo.hdsfernandes@gmail.com

RESUMO – O religamento com tempo morto fixo não verifica se a falta persiste; redes inteligentes permitem decidir com base em medição. Este trabalho revisa criticamente três artigos, escolhidos de forma intencional e não sistemática, sobre religamento adaptativo na transmissão e self-healing na distribuição, e produz uma matriz comparativa, uma tabela de resultados extraídos e uma lista de lacunas. Nas redes-teste de um dos estudos, a solução de referência por MISOCP decidiu em menos de 1s, e a política de aprendizado por reforço, mais rápida, serviu de 7,9% a 18,9% menos energia. Os estudos de distribuição não têm validação em campo, e a revisão não traz ensaio próprio; integrar a decisão à proteção e à comunicação segue em aberto.

Palavras-chave: Religamento adaptativo; *Self-healing*; Redes inteligentes; Sistemas de distribuição; Aprendizado por reforço.

ABSTRACT – Fixed dead-time reclosing does not check whether the fault persists; smart grids allow measurement-based decisions. This work critically reviews three papers, selected purposively and non-systematically, on adaptive reclosing in transmission and self-healing in distribution, and produces a comparison matrix, a table of extracted results and a list of gaps. In the test networks of one study, the MISOCP reference solution decided in under 1 s, and the faster reinforcement learning policy served 7.9% to 18.9% less energy. The distribution studies lack field validation, and the review reports no tests of its own; integrating decision-making with protection and communication remains open.

Keywords: Adaptive reclosing; Self-healing; Smart grids; Distribution systems; Reinforcement learning.

ISSN 2317-1316

1 INTRODUÇÃO

Quando um galho toca um condutor, uma descarga atmosférica atinge a linha ou um animal fecha um arco entre fases, a proteção precisa agir em frações de segundo. A resposta clássica é abrir o circuito, aguardar um tempo morto fixo e tentar religar. Em linhas aéreas de transmissão, a literatura reunida por Mehdi et al. (2021, p. 74325) indica que 80% a 90% das faltas são transitórias, o que explica por que essa lógica resolve boa parte das ocorrências; o percentual varia com o tipo de linha e a classe de tensão e não deve ser transposto diretamente à distribuição. A função de religamento (ANSI 79) é exercida, na distribuição, por religadores e por relés associados a disjuntores de subestação e, na transmissão, pela proteção que comanda o disjuntor da linha.

O ponto fraco do religamento com tempo morto fixo, sem classificação adaptativa da falta, é não verificar se o defeito ainda existe, mesmo que os esquemas convencionais contem com supervisões e bloqueios. Diante de uma falta permanente, como um cabo rompido, religar repete o curto-circuito e impõe novo esforço aos equipamentos; diante de uma falta transitória, religar cedo demais pode reacender o arco. As redes inteligentes (*smart grids*), ao espalharem medição, comunicação e automação pelo sistema, permitem substituir essa reação por decisões baseadas no estado da rede. Nos três estudos selecionados para este trabalho, porém, a ênfase está no algoritmo de decisão, e a integração com proteção, comunicação, operação e regulação recebe pouca atenção.

Os estudos tratam de problemas complementares, e não de etapas de um mesmo fluxo operacional. Mehdi et al. (2021), referido como A1, revisa o religamento adaptativo em linhas de transmissão, isto é, como decidir se e quando religar. Cavalcante et al. (2016), o A2, e Jacob et al. (2024), o A3, tratam da distribuição depois que uma falta permanente foi localizada e isolada. Nesse ponto entra o *self-healing*, que reenergiza os trechos sãos por caminhos alternativos; o A2 resolve o problema por otimização matemática e o A3, por aprendizado por reforço sobre grafos.

O objetivo deste estudo é analisar criticamente os três trabalhos, comparando suas propostas e conferindo seus resultados publicados, para separar o que está demonstrado em simulação do que falta para a aplicação em redes reais, em especial no contexto regulatório brasileiro. A conferência consistiu em transcrever tabelas, converter unidades, extrair valores

ISSN 2317-1316

de gráficos e comparar premissas com normas; os algoritmos não foram executados nem reproduzidos.

2 MATERIAIS E MÉTODOS

Trata-se de uma revisão crítica de literatura, de caráter narrativo, com análise comparativa de três estudos selecionados de forma intencional. Não é revisão sistemática nem metanálise, e seus achados não permitem estimar com que frequência as lacunas apontadas ocorrem no conjunto da literatura. A seleção foi feita durante a disciplina de *Smart Grids* do curso, a partir de uma busca exploratória por religadores e *self-healing* que retornou muito material sem revisão por pares, sobretudo em português. As bases, os descritores, as datas e as contagens dessa busca não foram registrados, de modo que a seleção não é reprodutível. Também não foi documentado se cada artigo foi escolhido antes ou depois da leitura de seus resultados, e o viés de seleção não pode ser descartado.

Três critérios orientaram a escolha: publicação em periódico com revisão por pares; acesso ao texto completo; e complementaridade das abordagens, com ao menos um trabalho testado em rede brasileira. O conjunto combina, assim, uma revisão de literatura (A1), que oferece o panorama do religamento adaptativo, e duas pesquisas primárias (A2 e A3), que propõem e testam métodos de recomposição. A Tabela 1 descreve cada estudo por atributos verificáveis.

Tabela 1: Características verificáveis dos estudos selecionados

Estudo	Ano	Tipo de estudo	Sistema analisado	Evidência	Dados e código	Justificativa de inclusão
A1 – IEEE Access	2021	Revisão de literatura (141 referências)	Linhas de transmissão CA, CC e híbridas	Síntese qualitativa, sem ensaio próprio	Não se aplica	Panorama do religamento adaptativo na transmissão
A2 – IEEE Trans. Smart Grid	2016	Pesquisa primária: otimização (MILP e NLP)	Sistema de 44 nós e rede real brasileira de 964 nós (13,8 kV)	Simulação	Não informados	Recomposição por otimização testada em rede de distribuidora brasileira
A3 – Nature Communications	2024	Pesquisa primária: aprendizado por reforço	Redes IEEE de 13, 34 e 123 barras modificadas	Simulação	Código e dados-fonte disponibilizados (dados-fonte usados na Tabela 4; código não executado)	Recomposição por IA com geração distribuída e ilhamento, comparada a referência por MISOCP

A análise seguiu quatro etapas. Na primeira, os três artigos foram lidos integralmente. Na segunda, as informações foram extraídas segundo eixos comuns: segmento, pergunta central,

ISSN 2317-1316

forma de decisão, tipo de validação, tratamento dos limites operativos, tempo de decisão e maturidade para aplicação. Na terceira, os resultados numéricos de cada artigo foram confrontados com as afirmações de seu resumo e de sua conclusão. Na quarta, as premissas dos estudos foram situadas diante do PRODIST (ANEEL, 2021), da NBR 16149 (ABNT, 2013) e da Lei 14.300 (Brasil, 2022). Essas referências tratam de objetos distintos (indicadores de continuidade e faixas de tensão, requisitos de inversores fotovoltaicos e regime da geração distribuída) e serviram apenas para contextualizar as premissas; nenhuma delas, isoladamente, valida ou invalida as lógicas de religamento ou de ilhamento propostas.

Os valores da Figura 8 do A3 foram obtidos dos dados-fonte publicados com o artigo (arquivo Source Data, aba Figure 8). Como verificação independente, as coordenadas dos marcadores e das curvas foram extraídas do arquivo PDF, no qual a figura é vetorial, com a biblioteca PyMuPDF (versão 1.28) e convertidas em grandezas físicas por regressão linear sobre as linhas de grade dos eixos; a maior diferença entre as duas fontes foi de 0,6 kWh. Os desvios foram calculados a partir dos dados-fonte e os valores, arredondados ao kWh.

A principal limitação do método é a amostra. Os três estudos funcionam como exemplares de três abordagens (revisão de literatura, otimização matemática e inteligência artificial), o que permite examiná-los em profundidade, inclusive na conferência de seus resultados numéricos, mas não representam o estado da arte de forma exaustiva.

3 RESULTADOS E DISCUSSÃO

3.1 Síntese dos estudos

O A1, da Universidade Sungkyunkwan (Coreia do Sul), reúne 141 referências sobre religamento automático em linhas de transmissão de corrente alternada (CA), corrente contínua (CC) e híbridas, com foco no religamento monopolar. Numa falta fase-terra, o arco primário é conduzido pela corrente de falta até que a proteção abra a fase atingida nas duas extremidades. Depois disso, as fases sãs continuam alimentando, por acoplamento capacitivo e indutivo, um arco de corrente menor no ponto do defeito, o arco secundário, e só após sua extinção é seguro religar. A persistência desse arco depende do acoplamento, que varia com a tensão, o comprimento e a configuração da linha, e da compensação reativa; a revisão reúne métodos específicos para linhas com reatores em derivação, compensação série e circuito duplo (Mehdi et al., 2021, p. 74328-74331), o que indica que não há limiar universal. O esquema convencional religa após tempo morto fixo, sem verificar a natureza da falta nem a extinção do arco (Mehdi

ISSN 2317-1316

et al., 2021, p. 74327). Os esquemas adaptativos observam os sinais antes de decidir. Os que usam comunicação combinam medições sincronizadas das duas extremidades e são mais rápidos e precisos, mas custam mais e dependem de um canal confiável; os que usam só a medição local procuram a assinatura harmônica do arco e dependem de modelos e limiares ajustados a cada linha (Mehdi et al., 2021, p. 74328-74330). Os esquemas inteligentes exigem muitos dados de treino e não se transferem diretamente a outro sistema (Mehdi et al., 2021, p. 74333). Para linhas híbridas, a revisão registrava, até sua publicação, que nenhum esquema de religamento verdadeiramente híbrido havia sido implementado (Mehdi et al., 2021, p. 74337).

O A2 foi desenvolvido por pesquisadores do CPqD, da Unicamp e da Unesp, com a AV Garcia Tecnologia e a distribuidora Light, e financiado por CAPES, CNPq e pelo programa de P&D da ANEEL. O esquema é acionado depois que a proteção e o SCADA localizam a falta permanente (Cavalcante et al., 2016, p. 146). No centro de operação, o programa define quais chaves abrir para isolar a zona defeituosa e quais fechar para transferir as demais zonas a alimentadores vizinhos, respeitando limites de corrente e de tensão e a radialidade, com corte parcial de carga quando necessário. Com 136 chaves, a rede real admite 2^{136}, da ordem de 10^{41}, combinações de estados; é um limite combinatório bruto, pois as restrições de radialidade e de topologia eliminam a maior parte delas. Somada à não linearidade do fluxo de potência, essa característica faz do problema uma programação não linear inteira mista (MINLP). Os autores o dividem em dois estágios. No primeiro, as não linearidades são aproximadas por segmentos de reta e a tensão é tomada como nominal, o que gera uma programação linear inteira mista (MILP), resolvida pelo *solver* CPLEX com *gap* máximo de otimalidade de 1%; esse estágio fixa o estado das chaves. No segundo, o modelo não linear é resolvido pelo *solver* KNITRO, de pontos interiores, que corrige tensões e correntes, ajusta o corte de carga e pode convergir para um ótimo local (Cavalcante et al., 2016, p. 147-150). O resultado final é um ponto de operação viável no modelo, com otimalidade assegurada apenas dentro do *gap* da etapa aproximada, e não o ótimo global da rede física. O método foi testado em um sistema de 44 nós e em uma rede brasileira real de 964 nós, 136 chaves e 106 zonas, em 13,8 kV, e em todos os casos isolou a falta e encontrou uma topologia viável. Na rede real, o tempo total de execução informado foi de 243,8 s com corte de 21,72% da carga do nó 107, na zona 11, e de 388,4 s sem corte de carga, caso em que foi preciso desligar uma zona inteira a mais (Cavalcante et al., 2016, p. 152-153); o artigo não detalha quais etapas esse tempo inclui. O modelo supõe rede

ISSN 2317-1316

equilibrada, cargas de potência constante e geração distribuída como injeção fixa, sem ilhamento.

O A3 é de pesquisadores da University of Texas at Dallas e da University at Buffalo, com uma das autoras também vinculada à National Science Foundation, e teve financiamento do Office of Naval Research (EUA). O foco são eventos extremos, nos quais cerca de 90% das interrupções percebidas pelos consumidores decorrem de falhas na própria distribuição (Jacob et al., 2024, p. 1), e o método parte da falta já detectada, localizada e isolada. A rede é ativa e inclui fontes formadoras de rede (*grid-forming*), capazes de sustentar tensão e frequência em um trecho isolado, e fontes seguidoras (*grid-following*, chamadas de *grid-feeding* pelos autores), que acompanham a referência da rede e não sustentam uma ilha sozinhas. Assim, além de transferir carga, o método pode formar ilhas intencionais em torno das fontes formadoras e cortar cargas. A decisão é aprendida por reforço: o agente escolhe manobras e cortes e recebe como recompensa a energia suprida menos uma penalidade por violação de tensão, com valor nulo quando o fluxo de potência não converge. A política é uma rede neural de grafos do tipo cápsula (GCAPS), que incorpora a topologia, ao contrário de um perceptron multicamadas (MLP). O treino, com até 2 milhões de passos em redes simuladas no OpenDSS, levou até 36 h em um servidor com GPU NVIDIA A100. Depois dele, decidir é consultar a política; essa latência de inferência computacional fica em milissegundos e não inclui detecção, telecomando, atuação das chaves nem confirmação da topologia em campo. Os testes usaram as redes de 13, 34 e 123 barras do IEEE, modificadas e com modelagem trifásica desequilibrada, e compararam o GCAPS com uma solução de referência por programação cônica de segunda ordem inteira mista (MISOCP), formulada com relaxações e, por isso, não exata em relação ao fluxo de potência CA (Jacob et al., 2024, p. 14), com uma meta-heurística de enxame de partículas binário (BPSO) e com a versão MLP. O GCAPS deu ações válidas nos seis cenários, enquanto a MLP fechou chaves de linhas em falta em três deles (Jacob et al., 2024, p. 10-11). A Tabela 2 reúne os tempos de decisão.

ISSN 2317-1316

Tabela 2: Tempo médio de decisão no cenário 1 do A3 (média de 5 execuções)

Rede	GCAPS (IA proposta)	MISOCP (referência)	BPSO (meta-heurística)
13 barras	0,0049 s	0,30 s	500 s
34 barras	0,0030 s	0,57 s	2.580 s
123 barras	0,0090 s	0,91 s	302.302 s (cerca de 3,5 dias)

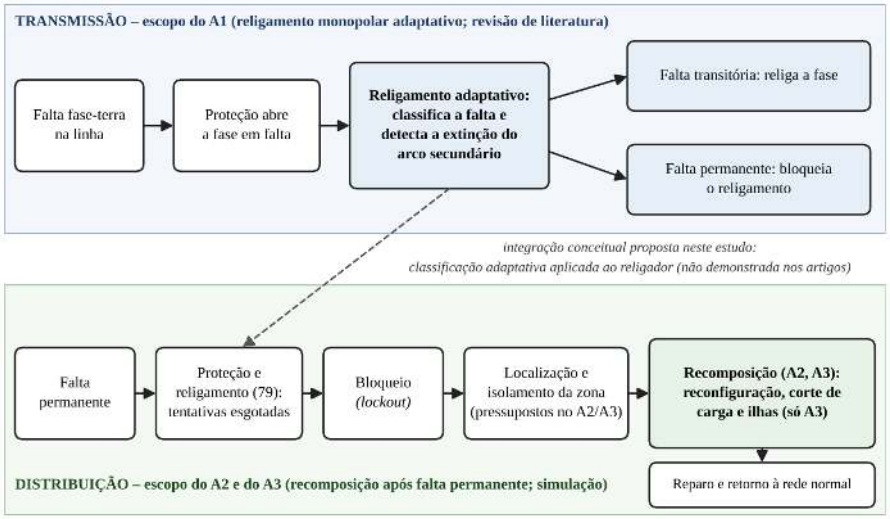
Fonte: adaptado de Jacob et al. (2024, p. 13). Testes em processador Intel Core i7-1365U com 16 GB de memória (Jacob et al., 2024, p. 15). Tempos de processamento computacional, sem detecção, comunicação e manobra; não comparáveis aos tempos do A2, obtidos em outra rede, formulação e *hardware*.

Com base nesses resultados, os autores afirmam desempenho quase ótimo em tempo real e destacam, no resumo, uma melhora de resiliência de 607,45 kW·s na rede de 13 barras e de 596,52 kW·s na de 34 barras. Reconhecem também que o treino fica pesado em redes grandes, que a transferência da política para outra rede não foi demonstrada e que falhas de comunicação não foram modeladas (Jacob et al., 2024, p. 13-14).

3.2 Análise comparativa

Os três estudos tratam de problemas complementares, mas nenhum demonstra a passagem de um para outro. O A1 trata da decisão de religar na transmissão; o A2 e o A3 tratam da recomposição na distribuição depois do bloqueio do religamento e do isolamento da falta. A Figura 1 organiza essas etapas por domínio e indica, em tracejado, a integração conceitual proposta neste trabalho: aplicar ao religador de distribuição a lógica de classificação adaptativa revisada no A1. Essa ligação depende da arquitetura de proteção e automação de cada sistema e não foi demonstrada pelos autores dos estudos.

Figura 1: Etapas de resposta a uma falta por domínio e escopo de cada estudo analisado.



Fonte: elaborado pelos autores (2026), a partir de Mehdi et al. (2021), Cavalcante et al. (2016) e Jacob et al. (2024).

ISSN 2317-1316

A arquitetura muda com a escala de tempo. Na transmissão, o desempenho exigido depende da janela de religamento e do esquema adotado, e o A1 mostra que os esquemas com medição local dispensam canal de comunicação. Na distribuição, a recomposição tolera segundos ou minutos, e o A2 e o A3 adotam decisão centralizada, que depende logicamente de telemedição e telecomando. A integração com os sistemas SCADA ou de gerenciamento da distribuição (DMS) de uma concessionária não foi testada em nenhum dos dois, avaliados apenas por simulação. A Tabela 3 compara os estudos segundo os eixos da metodologia; a última linha registra o que, nesta análise, ainda separa cada proposta da aplicação real.

Tabela 3: Comparação entre os estudos analisados

Aspecto	A1	A2	A3
Segmento	Transmissão	Distribuição	Distribuição
Pergunta central	A falta é transitória ou permanente? Quando religar?	Falta permanente isolada: como recompor a rede?	A mesma do A2, com geração distribuída e ilhamento
Forma de decisão	Revisa métodos com medição local ou das duas extremidades	Otimização centralizada em dois estágios (MILP e NLP)	Aprendizado por reforço, centralizado
Validação	Revisão sem ensaio próprio; tabelas não informam a validação de cada método	Simulação em sistema-teste e em rede brasileira real	Simulação em redes-teste do IEEE
Limites operativos	Dependem de cada método	Restrições atendidas no modelo simulado	Penalidade na recompensa, sem garantia formal
Tempo de decisão	Depende da janela de religamento e do esquema	243,8 s e 388,4 s na rede real (execução total)	Inferência computacional em milissegundos
O que falta para a prática	Validação em *hardware* e em campo dos métodos revisados	Velocidade, rede desequilibrada, sequência de manobras e recoordenação da proteção	Verificação de segurança antes do comando, dados reais e treino em redes grandes

3.3 Achados críticos

O primeiro achado é um indício, restrito aos cenários do A3, de que o tempo de cálculo pode não ser o principal limitante. O A3 justifica o aprendizado por reforço pela lentidão da otimização inteira mista, e o A2 parece confirmar o argumento, com 243,8 s e 388,4 s na rede real. A solução de referência por MISOCP do próprio A3, porém, decidiu em menos de 1s nas três redes-teste (Tabela 2). Esse resultado não é extrapolável para a rede de 964 nós do A2: instância, formulação e *hardware* são diferentes, e redes reais com mais restrições e contingências podem exigir muito mais processamento. A lentidão do A2 pode estar associada

ISSN 2317-1316

à formulação, ao *solver* e à estação de trabalho usada (Intel Core i5-4570), mas atribuir a causa exigiria executar as duas formulações na mesma rede e no mesmo *hardware*.

A comparação dos tempos também precisa considerar a regulação sem confundi-la com requisito de desempenho. O PRODIST apura os indicadores de continuidade coletivos (DEC e FEC) e individuais (DIC e FIC) considerando apenas interrupções com duração igual ou superior a 3 min (ANEEL, 2021, Seção 8.2, item 177). Esse limiar é um critério de contabilização, não uma meta nem um prazo para o algoritmo. DEC e DIC medem duração, FEC e FIC medem frequência, e a energia não suprida (ENS) mede energia; nenhuma dessas métricas é otimizada diretamente pelo A2, cujo objetivo pondera zonas desligadas, carga cortada em kW, número de manobras e perdas. Diferenças abaixo de 1 s não mudam, por si, o enquadramento de uma interrupção nesses indicadores, mas podem importar para a estabilidade, a coordenação da proteção, a segurança e a ENS. No A2, os 243,8 s e 388,4 s de cálculo, somados ao telecomando e às manobras, levariam a recomposição para além do limiar de contabilização.

O segundo achado diz respeito à métrica de resiliência destacada no resumo do A3. Os 607,45 kW·s (cerca de 0,169 kWh) na rede de 13 barras e os 596,52 kW·s na de 34 barras correspondem, por definição dos autores, à energia que a MISOCP deixa de suprir durante seu atraso de decisão em relação ao GCAPS (Jacob et al., 2024, p. 13). Os dados-fonte das Figuras 8d e 8f permitem reconstituí-los: a diferença de potência antes da decisão da MISOCP, de 2.058 kW na rede de 13 barras e de 1.056 kW na de 34 barras, multiplicada pelo atraso de decisão, de cerca de 0,295 s e 0,565 s, resulta em 607,4 kW·s e 596,5 kW·s. O valor é, portanto, correto para o horizonte que mede. As mesmas curvas mostram que, depois da decisão, a solução de referência supre 711 kW a mais na rede de 13 barras e 327 kW a mais na de 34 barras; mantidos esses níveis, a vantagem acumulada pelo GCAPS seria compensada cerca de 0,9 s e 1,8 s após a decisão da MISOCP. São métricas de horizontes diferentes: a de resiliência mede o intervalo de decisão, e a energia servida das Figuras 8a e 8b mede a configuração resultante. A Tabela 4 reúne os seis cenários nesta segunda métrica.

ISSN 2317-1316

Tabela 4: Energia servida nos seis cenários do A3 (Figuras 8a e 8b)

Rede	Cenário	MISOCP (kWh)	GCAPS (kWh)	Desvio (%)
13 barras	1	3.772	3.061	18,8
34 barras	1	1.301	1.198	7,9
123 barras	1	3.430	2.979	13,2
13 barras	2	3.482	3.061	12,1
34 barras	2	1.729	1.402	18,9
123 barras	2	3.494	3.193	8,6

Fonte: elaborado pelos autores (2026), com os dados-fonte de Jacob et al. (2024) para as Figuras 8a (cenário 1) e 8b (cenário 2), conferidos por extração vetorial da figura (diferença máxima de 0,6 kWh). Desvio = (MISOCP − GCAPS)/MISOCP.

Nos seis cenários, o GCAPS serviu de 7,9% a 18,9% menos energia que a solução de referência. Nos dados-fonte, a energia servida das Figuras 8a e 8b é numericamente idêntica à potência suprida após a decisão nas Figuras 8d e 8f (por exemplo, 3.061,30 kWh e 3.061,30 kW para o GCAPS na rede de 13 barras), o que equivale a uma base de 1 h, não declarada pelos autores; o desvio percentual não depende dessa base. A comparação com o BPSO, que chegou a cerca de 3,5 dias na rede de 123 barras, usa uma referência inadequada para recomposição em tempo real nos cenários analisados e pouco informa sobre a vantagem do método. Há ainda a questão dos limites de tensão, que entram apenas como penalidade na recompensa. Os autores relatam tensões dentro dos limites que adotam nos cenários testados, com uma exceção na barra 890 do cenário 1 da rede de 34 barras, atribuída a uma fonte seguidora isolada que seria desligada pela detecção de ilhamento (Jacob et al., 2024, p. 10). O problema não é uma violação sistemática constatada, mas a ausência de garantia formal para estados fora do conjunto testado e de verificação antes do envio do comando. A generalização foi testada em dois cenários por rede, na mesma rede do treino e com faltas sintéticas.

O A2 tem fragilidades próprias. O modelo considera a rede equilibrada, embora as redes brasileiras tenham ramais monofásicos e cargas desequilibradas, e usa a carga do instante da falta, quando a configuração de emergência pode durar horas. O método entrega apenas a topologia final, sem a sequência de manobras, e não verifica se a proteção do alimentador que recebe a carga continua adequada. Na rede real, foram testados dois casos, ambos com falta na mesma zona.

Quanto à validação, o A2 e o A3 não apresentam ensaio em campo: o A2 usa uma rede real, mas em simulação, e o A3 usa apenas redes-teste. O A1 é uma revisão e não traz ensaio próprio. No seu texto, só um dos trabalhos revisados é descrito com teste em *hardware*

ISSN 2317-1316

(simulador em tempo real) e um com ensaio de laboratório, e as tabelas comparativas classificam os métodos por limiar, instante de religamento e parâmetros de entrada, sem indicar o tipo de validação. O A1 anuncia ainda, na introdução, um novo esquema para linhas híbridas que, no texto, aparece apenas como recomendação. Nos três estudos, a proposta de métodos avança mais rápido que sua validação.

Algumas premissas também precisam ser situadas na regulação brasileira. O A3 considera desejáveis tensões de até 1,10 pu, enquanto a Tabela 3 do Anexo 8.A do Módulo 8 do PRODIST, para pontos de conexão com tensão nominal superior a 2,3 kV e inferior a 69 kV, classifica como adequada a faixa de 0,93 a 1,05 pu da tensão de referência e como crítica qualquer leitura acima de 1,05 pu (ANEEL, 2021); o A2 adotou, na rede real de 13,8 kV, o limite inferior de 0,93 pu. Quanto ao ilhamento, a NBR 16149 exige que o sistema fotovoltaico cesse o fornecimento em até 2 s após a perda da rede (item 5.3) e que suporte religamento automático fora de fase (item 5.8) (ABNT, 2013). Esses requisitos se aplicam ao inversor seguidor convencional e não proíbem, por si, ilhas intencionais supervisionadas com fontes formadoras e proteção adequada. O ilhamento proposto pelo A3 é um desafio regulatório e de projeto, que exigiria regras de operação, ajustes de proteção e coordenação com os inversores existentes, e não uma incompatibilidade normativa automática.

3.4 Lacunas comuns

Algumas lacunas se repetem nos três estudos. Nenhum trata da proteção depois da manobra: a reconfiguração altera as correntes de carga e de falta vistas pelos religadores, e não se verifica a coordenação das funções de sobrecorrente (50/51) e direcional (67), a capacidade de interrupção dos equipamentos nem a sequência de abrir antes de fechar, que evita o paralelismo indevido entre alimentadores. Nenhum considera a dinâmica da recomposição, como a corrente de carga fria (*cold-load pickup*) e a corrente de magnetização (*inrush*) dos transformadores reenergizados. O A2 e o A3 dependem de comunicação, mas não validam sua robustez; o A1 discute esquemas com comunicação entre as extremidades e suas restrições de custo e de qualidade do canal, sem modelar falhas. E nenhum trata com profundidade a interação entre religamento e geração distribuída, tema relevante para as distribuidoras brasileiras desde o marco legal da micro e minigeração (Brasil, 2022).

ISSN 2317-1316

3.5 Caminhos para novos estudos

O caminho mais próximo da realidade brasileira é o religamento em redes com muita geração fotovoltaica. Se o primeiro religamento ocorrer antes da cessação de até 2 s exigida dos inversores (ABNT, 2013, item 5.3), a rede pode ser religada com geração ainda conectada. A norma exige que o inversor suporte religamento fora de fase (item 5.8), mas os efeitos sobre a extinção do arco e sobre os demais equipamentos dependem da topologia e da quantidade de geração a jusante. Tempos mortos adaptativos que considerem essa geração ligariam a revisão do A1 à distribuição brasileira. Outro caminho é um *self-healing* híbrido, em que a inteligência artificial propõe a manobra com a rapidez do A3 e uma etapa de verificação a autoriza antes do comando. Essa verificação não pode se limitar a um fluxo de potência estático: precisa checar ajustes e direcionalidade da proteção, capacidade das chaves, transitórios, sincronismo de ilhas e integridade das medições.

Completam a lista a recoordenação automática da proteção após a reconfiguração, por grupos de ajuste ou proteção adaptativa em dispositivos eletrônicos inteligentes, e um protocolo de testes em *hardware* no laço (HIL) com redes e registros de faltas de distribuidoras brasileiras. Esse protocolo incluiria faltas transitórias e permanentes, falha e atraso do canal de telecomando, alta penetração de geração distribuída, carga fria e manobra recusada, e mediria a taxa de sucesso, as violações de tensão e de corrente, as ações inseguras e o tempo total de recomposição, adotando as faixas de tensão do PRODIST e otimizando pelo número de consumidores e pelas cargas essenciais, e não apenas por kW.

4 CONCLUSÃO

A análise comparativa mostrou que os três estudos tratam de problemas complementares na passagem do religamento com tempo morto fixo para a decisão informada: na transmissão, o A1 documenta esquemas que leem a assinatura do arco; na distribuição, o A2 trata a recomposição após falta permanente por otimização em dois estágios, e o A3, por aprendizado por reforço com latência de inferência em milissegundos. A conferência dos resultados indicou que, nas redes-teste do A3, a solução de referência por MISOCP decidiu em menos de 1s e a política aprendida serviu de 7,9% a 18,9% menos energia, indício, restrito a esses cenários, de que o tempo de cálculo pode não ser o principal limitante. A vantagem de resiliência relatada pelo A3 é correta para o intervalo de decisão, mas pequena em energia diante da diferença na configuração resultante. O A2 e o A3 não têm validação em campo, o A1 não traz ensaio

ISSN 2317-1316

próprio, e os três deixam em aberto a proteção após a manobra, a robustez da comunicação e a interação com a geração distribuída. Como limitação, o estudo se baseia em três artigos escolhidos sem busca sistemática registrada, o que restringe a generalização das conclusões. Como trabalhos futuros, destacam-se tempos mortos adaptativos que considerem a geração fotovoltaica a jusante e um *self-healing* híbrido com verificação de segurança antes do comando, testados em protocolo HIL com redes de distribuidoras brasileiras. Os autores agradecem ao Prof. Sérgio Schina de Andrade pela orientação.

5 DECLARAÇÃO DE USO DE IA

Declaração de Uso de IA: Durante a elaboração deste trabalho, os autores utilizaram a ferramenta Claude (Anthropic), modelo Claude Opus 5.5, para apoio à compreensão e ao resumo dos três artigos analisados, redação do texto-base, adaptação ao modelo do 18º COBRIC, extração dos dados da Figura 8 de Jacob et al. (2024) e conferência com os dados-fonte publicados, incorporação das revisões do orientador e revisão de estilo. O orientador utilizou a ferramenta ChatGPT (OpenAI), versão GPT-6, como apoio à revisão técnico-científica que originou comentários incorporados ao texto. O conteúdo foi revisado, editado e validado pelos autores e pelo orientador, que conferiram os dados e as referências com os documentos originais e assumem total responsabilidade intelectual, ética e legal pelo texto final.

6 REFERÊNCIAS

ABNT – Associação Brasileira de Normas Técnicas. NBR 16149: Sistemas fotovoltaicos (FV) – Características da interface de conexão com a rede elétrica de distribuição. Rio de Janeiro: ABNT; 2013.

ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica. Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST: Módulo 8 – Qualidade do Fornecimento de Energia Elétrica, versão 13, Seção 8.2 e Anexo 8.A. Anexo VIII da Resolução Normativa nº 956, de 7 de dezembro de 2021, com redação atualizada até a Resolução Normativa nº 1.095, de 18 de junho de 2024. Brasília: ANEEL; 2021.

Brasil. Lei nº 14.300, de 6 de janeiro de 2022. Institui o marco legal da microgeração e minigeração distribuída, o Sistema de Compensação de Energia Elétrica (SCEE) e o Programa de Energia Renovável Social (PERS). Diário Oficial da União. 2022 jan 7; Seção 1.

Cavalcante PL, López JC, Franco JF, Rider MJ, Garcia AV, Malveira MRR, Martins LL, Direito LCM. Centralized self-healing scheme for electrical distribution systems. IEEE Transactions on Smart Grid. 2016 Jan;7(1):145-55. DOI: 10.1109/TSG.2015.2454436.

ISSN 2317-1316

Jacob RA, Paul S, Chowdhury S, Gel YR, Zhang J. Real-time outage management in active distribution networks using reinforcement learning over graphs. Nature Communications. 2024;15:4766. DOI: 10.1038/s41467-024-49207-y.

Mehdi A, Kim CH, Hussain A, Kim JS, Hassan SJU. A comprehensive review of auto-reclosing schemes in AC, DC, and hybrid (AC/DC) transmission lines. IEEE Access. 2021;9:74325-42. DOI: 10.1109/ACCESS.2021.3077938.