Análise da Viabilidade Técnica de Manobras de Paralelismo entre Alimentadores de Distribuição Utilizando Chaves Monopolares

Jéferson Matheus de Oliveira ^{*} Adriano Peres de Morais ^{**} Adriano Cavalheiro Marchesan ^{***} Olinto Cesar Bassi de Araujo ^{**} Ghendy Cardoso Junior [†] Estevão Frighetto Schneider [‡]

* Electrical Energy Distribution State Company, Porto Alegre, Brazil, Federal University of Santa Maria, Santa Maria, Brazil, (e-mail: jefersonmath@gmail.com)
** Industrial Technical College, Federal University of Santa Maria, Santa Maria, Brazil (e-mails: adriano@ctism.ufsm.br, olinto@ctism.ufsm.br)
*** Federal Institute of Education, Science and Technology Farroupilha, Jaguari, Brazil, (e-mail: adriano.marchesan@iffarroupilha.edu.br)
† Federal University of Santa Maria, Santa Maria, Brazil, (e-mail: ghendy@ufsm.br)
[‡] Electrical Energy Distribution State Company, Porto Alegre, Brazil (e-mail: estevaos@ceee.com.br)

Abstract: Primary distribution overhead networks usually operate radially. By opening or closing switches, it is possible to transfer load blocks between feeders. To avoid power shutdowns, temporary parallelism between feeders is an usual practice. The topology of the network can be changed during contingencies, normal operating condition or scheduled shutdowns. Some criteria of technical feasibility must be considered to define the conditions to make the parallelism. This article presents a study of parallelism maneuvers between two feeders from Electrical Energy Distribution State Company (CEEE-D), modeled on Alternative Transient Program (ATP) software. The maneuvers were simulated with single switches, evaluating the impact on overcurrent protection. For the network and the analyzed conditions, it was verified that the switching time is crucial for trip or not of the overcurrent protection of one of the feeders, making the maneuvers unfeasible.

Resumo: As redes aéreas de distribuição primária costumam operar radialmente. Através da abertura ou fechamento de chaves, é possível transferir blocos de cargas entre alimentadores. Para evitar desligamentos, é usual a realização de paralelismo temporário entre alimentadores. A topologia da rede pode ser alterada em contingências, regime normal de operação ou em desligamentos programados. Alguns critérios de viabilidade técnica devem ser considerados para definir as condições nas quais será possível efetuar o paralelismo. Este artigo apresenta um estudo de manobras de paralelismo entre dois alimentadores da Companhia Estadual de Distribuição de Energia Elétrica (CEEE-D), modelados no software Alternative Transient Program (ATP). As manobras foram simuladas com chaves seccionadoras monopolares, avaliando o impacto na proteção de sobrecorrente. Para a rede e as condições analisadas, verificou-se que o tempo de realização da manobra é crucial para a atuação ou não da proteção de sobrecorrente de um dos alimentadores, inviabilizando a realização das manobras.

Keywords: distribution networks; feeders; overcurrent relays; parallelism; transients; single pole switches.

Palavras-chaves: alimentadores; chaves unipolares; redes de distribuição; paralelismo; proteção de sobrecorrente; transitórios.

1. INTRODUÇÃO

Redes de distribuição (RDs) aéreas primárias geralmente operam de forma radial, podendo haver transferência de blocos de cargas entre alimentadores (ALs), passando a operar temporariamente na configuração em anel (Kagan; Oliveira; Robba, 2008). O paralelismo das redes possibilita a transferência de carga entre ALs sem necessidade de desligamentos, melhorando os indicadores de qualidade da energia e níveis de tensão, bem como reduzindo perdas de energia (Pfitscher et al., 2013). Por alguma necessidade operativa, as redes de distribuição podem ter sua topologia alterada, através da abertura ou fechamento de dispositivos de proteção e manobra, tais como religadores e chaves seccionadoras. Reconfigurações de RDs podem ser realizadas em regime normal de operação, contingências ou em desligamentos programados. Em regime normal de operação, as reconfigurações normalmente visam a melhoria de parâmetros de desempenho da rede, como por exemplo, carregamento dos ALs e níveis de tensão. Alterações em contingências isolam faltas e restabelecem fornecimento a consumidores situados em áreas fora da região do defeito. Já em manutenções programadas, as mudanças de topologia servem para isolar determinada região ou trecho de rede, onde seja necessário desenergização para transferência de cargas para outro alimentador (Bernardon et al., 2015).

Como consequências das manobras necessárias para a reconfiguração da rede, podem surgir transitórios eletromagnéticos no sistema elétrico, os quais podem causar sobretensões, sobrecorrentes, formas de ondas anormais e transitórios eletromecânicos (D'Ajuz et al., 1987). A relevância do estudo de transitórios se deve, principalmente, aos efeitos que os distúrbios podem ter sobre o sistema, ou aos danos que eles podem causar aos equipamentos de potência (Gomez-Exposito, Conejo, Caziñares, 2018).

O estudo de paralelismos nas redes de distribuição aéreas é recente, não havendo muitos trabalhos que aprofundem o estudo do tema e suas diversas possibilidades de aplicação, principalmente em relação à utilização de chaves monopolares na execução das manobras e as suas consequências no sistema de proteção.

Berman e Markushevich (2010) demostram uma análise de sensibilidade do ângulo de fase e diferenças de tensão entre alimentadores durante o paralelismo e os impactos na operação da rede em regime permanente.

Pfitscher et al. (2013) apresentam uma metodologia para análise de paralelismo de redes em tempo real, desenvolvida no sistema SCADA, a fim de permitir reconfiguração automática da rede.

Garcia et al. (2014) analisam a viabilidade de paralelismos em redes de distribuição com a inserção de geração distribuída.

Santos (2008) apresenta um estudo de paralelismo entre ALs supridos por transformadores diferentes na mesma subestação (SE), com manobras realizadas através de chaves seccionadoras monopolares, sem abordar os desequilíbrios de correntes de neutro e o impacto na proteção de sobrecorrente.

Neste sentido, este trabalho apresenta um estudo de viabilidade técnica para a realização de manobras de paralelismo entre ALs de SEs diferentes, utilizando chaves seccionadoras monopolares, analisando-se os impactos da manobra na proteção de sobrecorrente. Para a modelagem e simulação do sistema elétrico, utilizou-se o Alternative Transient Program (ATP) e sua interface gráfica (ATPDraw), por ser um software amplamente utilizado e que permite a simulação de redes complexas de topologia arbitrária e diversos equipamentos, e cuja licença pode ser obtida gratuitamente.

2. DESCRIÇÃO DO PROBLEMA

Na operação dos sistemas de distribuição, é frequente o surgimento de falhas em seus componentes, ocasionando interrupções no suprimento de energia e comprometimento da qualidade do serviço prestado pelas concessionárias. O curto circuito e a sobrecarga são anormalidades que podem resultar em danos materiais significativos. Outros eventos recorrentes são as sub e sobretensões, que podem ser originadas por descargas atmosféricas, manobras, etc (Mamede Filho, Mamede, 2011).

A proteção de ALs é dotada de relés de sobrecorrente incorporados a um disjuntor. A classificação das funções dos relés é baseada na norma americana ANSI. A unidade instantânea (função 50) é ajustada para valores elevados de corrente e com atuação rápida. A unidade temporizada (função 51) é ajustada para valores menores de corrente e atuam depois de um tempo pré configurado. (Kindermann, 2018).

A maioria dos relés utiliza curvas de tempo inversas padronizadas pela norma europeia IEC 60255-151. As principais curvas são a normalmente inversa (NI), muito inversa (MI), extremamente inversa (EI) e a curva de tempo definido (TD). A Fig. 1 apresenta as inclinações das curvas de tempo inverso.

Na maior parte das aplicações, as curvas padronizadas são suficientes. No entanto, alguns relés digitais possibilitam que o usuário crie curvas customizadas (GE, 2016). A Equação (1) descreve o comportamento das curvas de tempo inverso e a Tabela 1 apresenta alguns valores estabelecidos no padrão IEC 60255-151.



Fig. 1: Tipos de curvas características

$$t = TMS\left[\frac{A}{\left(I/I_p\right)^P - 1}\right]$$
(1)

em que,

t é tempo de atuação do relé [s]; *TMS* é o multiplicador de tempo;

A é uma constante que determina o tipo de curva;

I é a corrente medida pelo relé [A];

 I_p é a corrente de pick-up ajustada no relé [A]; *P* é uma constante que determina o tipo de curva.

Tabela 1. Valores padrão IEC 60255-151

Característica	Α	Р
Normalmente Inversa (IEC-NI)	0,14	0,02
Muito Inversa (IEC-MI)	13,5	1,0
Extremamente Inversa (IEC-EI)	80,0	2,0

Existem, basicamente, quatro tipos de manobras:

- paralelismo entre alimentadores de subestações (SEs) distintas;
- paralelismo entre ALs de barras distintas na mesma SE,
- paralelismo entre alimentadores da mesma barra e subestação;
- fechamento em anel no mesmo a AL.

Nesse trabalho, optou-se pelo estudo de paralelismo entre ALs de SEs distintas, por ser o tipo mais complexo de paralelismo e que requer, portanto, maiores cuidados. A análise de viabilidade técnica para realização desse tipo de manobra, segundo CEEE-D (2018) deve considerar algumas premissas:

- Os transformadores devem possuir o mesmo grupo de ligação e defasagem angular;
- Os circuitos devem pertencer a SEs de um mesmo subsistema ou de subsistemas interligados;
- É necessário haver o mesmo nível de tensão nas barras de média tensão (MT) das SEs envolvidas;
- As chaves de manobra devem estar com a mesma sequência de fases;
- A abertura de chaves monopolares em operação de paralelismo somente pode ser executada com o uso de dispositivo para suprimir o arco elétrico;
- A proteção de neutro não deve ser bloqueada. Quando os estudos indicarem a possibilidade de atuação dessa proteção, a manobra não deve ser realizada.
- Os carregamentos dos ALs envolvidos na manobra devem ser avaliados, visto que haverá transferência de carga. O AL que vai assumir carga deverá suportar esse aumento e os condutores da rede tronco não poderão ter sua corrente nominal ultrapassada.

3. ESTUDO DE CASO

O sistema teste utilizado no estudo de caso foi extraído do trabalho de Oliveira, Pereira e Resener (2018). Trata-se de dois ALs urbanos de 13,8 kV e de SEs distintas, interligados através de chaves tripolares. Os ALs, genericamente denominados AL1 (SE1) e AL2 (SE2), pertencem à área de concessão da Companhia Estadual de Distribuição de Energia Elétrica (CEEE-D). Na configuração original, o AL1 atende as cargas 1 a 7 e o banco de capacitores (BC), enquanto o AL2 supre as cargas 8 a 14, conforme mostrado na Fig. 2.

A principal contribuição desse artigo foi a análise das manobras de paralelismo entre os ALs utilizando chaves seccionadoras monopolares. Para representar os chaveamentos monopolares no ATP, foram configurados tempos diferentes de abertura e fechamento de cada fase das chaves CH1 (normalmente fechada, NF) e CH2 (normalmente aberta, NA). O estudo tem como um dos objetivos fazer a transferência parcial de cargas de um AL para o outro, em regime normal de operação, sem que haja interrupção no fornecimento de energia, analisando-se o impacto das manobras no sistema de proteção. Para tanto, realizou-se a implementação dos relés de sobrecorrente de fase e de neutro no ATP.



Fig. 2: Sistema modelado no ATP

A ideia central é transferir as cargas 5, 6, 7 e o BC do AL1 para o AL2, sem interrupção no fornecimento. Fecha-se o paralelismo temporário através da chave CH2 e, após, abre-se a chave CH1, para que a rede retorne à configuração radial.

Na CEEE-D, estima-se um tempo médio de 10 a 15 s entre cada manobra de fechamento de chave faca monopolar, considerando condições favoráveis de operação (chave bem regulada, clima adequado, eletricista experiente, etc.). Na abertura, os tempos são maiores (de 30 a 40 s, aproximadamente), pois é necessário utilizar dispositivo de abertura sob carga (DAC), o qual necessita ter seu mecanismo rearmado manualmente, após cada operação de abertura.

Cabe salientar que, devido ao fato de o ATP não ser um software de simulação em tempo real e que a rede modelada possui muitos elementos, não foram utilizados os tempos práticos, visto que haveria um esforço computacional elevado.

Os intervalos entre o chaveamento de cada fase foram ajustados de maneira que o tempo fosse suficientemente grande para o transitório se acomodar, de modo que o transitório gerado na manobra de uma fase não interferisse nas outras. Considerou-se que durante a realização das manobras nenhum outro evento transitório capaz de influenciar na corrente, tais como variação de carga ou curto circuito, ocorra.

Nas análises, avaliaram-se as correntes e tensões nas chaves de interligação e na saída dos ALs na configuração original, durante o paralelismo temporário e após a transferência de cargas. O estudo contempla a verificação da influência das manobras monopolares no sistema, principalmente em relação ao desequilíbrio nas correntes e possível atuação da proteção de sobrecorrente, principalmente a temporizada de neutro (51N).

4. RESULTADOS

Os relés do ATP foram ajustados com os mesmos valores utilizados em campo pela concessionária. Foram realizadas algumas simulações no software afim de analisar os comportamentos transitórios durante o paralelismo entre os ALs e verificar as restrições técnicas capazes de inviabilizar a realização das manobras, bem como possíveis atuações indevidas dos relés de proteção.

4.1 Parâmetros ajustados nos relés

Para a proteção de sobrecorrente dos alimentadores do estudo, os parâmetros de ajuste adotados pela concessionária e utilizados para realizar as simulações no ATP estão apresentados na Tabela 1. Cabe ressaltar que os relés utilizados nas subestações são dispositivos com tecnologia digital.

Tabela 1. Ajustes dos relés de sobrecorrente

АТ	Crondorog	Funções de proteção				
AL	Granuezas	50F	50N	51F	51N	
	I _{pickup} (A)	4000	1600	480	80	
1	$t_{delay}(s)$	0,02	0,02	-	-	
1	TMS	-	-	0,30	0,40	
	Tipo de curva	-	-	MI	EI	
	I _{pickup} (A)	5120	1280	480	80	
2	$t_{delay}(s)$	0,02	0,02	-	-	
	TMS	-	-	0,19	0,30	
	Tipo de curva	-	-	NI	NI	

4.2 Análise dos Comportamentos Transitórios Durante as Manobras de Paralelismo

Após validação da lógica de funcionamento dos relés no ATP, foram avaliadas as correntes e tensões nas chaves de interligação, nas cargas e na saída dos alimentadores. O objetivo é verificar as condições de carregamento dos ALs, níveis de tensão, ajustes dos dispositivos de proteção, diferença de tensão e defasagem angular na chave de interligação NA.

Foram criados dois cenários de simulação, variando-se os tempos entre os chaveamentos. Cabe salientar que, tanto a chave NA quanto a chave NF são dispositivos unipolares (chaves do tipo faca), ou seja, a operação de cada fase é realizada de forma individual.

4.2.1 Cenário de simulação 1

Para o primeiro cenário, adotou-se um tempo total de simulação de 3,5 s, com intervalos de tempo de 0,5 s entre as manobras de cada chave monopolar. A primeira manobra é o fechamento da fase A, na chave CH2 (em t = 0,5 s). Em seguida, são fechadas as fases B (t = 1 s) e C (t = 1,5 s). Assim, os dois alimentadores ficam ligados em paralelo, até a execução das manobras de abertura, na chave CH1. Nessa chave, a fase A é aberta em t = 2 s. Na sequência, são abertas as fases B (t = 2,5 s) e C (t = 3 s). Desta forma, o paralelismo temporário é desfeito, ocorrendo a transferência de cargas entre alimentadores, sendo que a rede volta a operar em configuração radial.

Antes da realização das manobras, a correntes aproximadas no AL1 e no AL2 eram de 90 A e 168 A, respectivamente. Assim, constata-se que há uma diferença considerável entre os carregamentos dos alimentadores envolvidos nas manobras.

A Fig. 3 apresenta as formas de onda das correntes de fase na chave NA (CH2), sendo possível verificar que ocorrem transitórios de corrente nos momentos em que cada fase é fechada. No entanto, nos instantes em que a outra chave (CH1) é aberta, constata-se que não acontecem transitórios significativos.

A corrente instantânea na chave NF é ilustrada na Fig. 4. Da mesma forma que na chave NA, verifica-se que os transitórios mais significativos acontecem quando é fechado o paralelismo entre os alimentadores.

Com a realização das manobras, as correntes nas saídas dos ALs também sofrem alterações, visto que ocorre transferência de carga. A Fig. 5 apresenta a corrente de pico na saída do AL1 e a Fig. 6 mostra a corrente no AL2. A transferência de cargas do AL1 para o AL2 ficou evidenciada na Fig. 5 (redução de corrente no AL1) e na Fig. 6 (aumento de corrente no AL2), conforme esperado. Também é possível observar que o AL1 apresentou transitórios de corrente mais elevados que o AL2.



Fig. 3: Corrente de pico na chave NA



4.2.1.1 Análise dos relés de sobrecorrente no cenário 1

A fim de verificar o funcionamento da proteção de sobrecorrente, foi analisado o comportamento das correntes lidas pelos relés das SEs (saída de cada AL). A Fig. 7 apresenta

o gráfico da corrente eficaz (nas três fases e no neutro) na saída do AL1 e a Fig. 8 mostra as correntes lidas pelo relé do AL2.

Considerando os valores de corrente medidos e os ajustes apresentados na Tabela 1, percebe-se que a proteção mais sujeita a atuar é a de sobrecorrente temporizada de neutro (função 51N), devido aos desequilíbrios de corrente que ocorrem na manobra monopolar. O ajuste de pick-up (80 A) da função 51N foi ultrapassado durante alguns passos das manobras. Sendo assim, analisou-se isoladamente o comportamento das correntes de neutro dos alimentadores em estudo.



Fig. 8: Corrente RMS medida pelo relé do AL2

Tempo (s)

A Fig. 9 ilustra a corrente de neutro lida pelo relé da SE1 (AL1) e a Fig. 10 mostra a corrente lida pelo relé da SE2 (AL2). A fim de simplificar os cálculos, as análises dos tempos de atuação dos relés consideraram os intervalos de tempo em que a corrente atinge o regime permanente, haja vista que os tempos de transitório dos chaveamentos são pequenos e não influenciaram significativamente.

O gráfico da Fig. 9 evidencia que o ajuste de pick-up (80 A), da função 51N do AL1 é ultrapassado no primeiro passo de manobra (fechamento da fase A), atingindo 91,58 A. A partir do fechamento da fase B, a corrente cai para 68,82 A, ou seja, abaixo do valor de pick-up. Após o fechamento da fase C, a corrente de neutro vai para zero, pois considerou-se sistema equilibrado na modelagem. Quando o paralelismo é desfeito (abertura da CH1), o valor de pick-up é ultrapassado ao ser aberta a fase A (93,26 A). Na manobra de abertura da fase B, a corrente aumenta para 123,6 A, mantendo-se acima do pick-up até a abertura fase C, quando a corrente cai para zero.

A Fig. 10 mostra que a corrente de neutro do AL2 ultrapassa o valor de pick-up quando ocorre a manobra de fechamento da fase A (86,29 A), na chave CH2. Ao ser fechada a fase B, a corrente cai para 64,84 A, mantendo-se abaixo do valor de pick-up, inclusive após o fechamento da fase C. Quando o paralelismo é desfeito (abertura da CH1), o valor de pick-up é ultrapassado ao ser aberta a fase A (85,31 A). Após a manobra de abertura da fase B, a corrente de neutro aumenta para 113,1 A, mantendo-se acima do pick-up até ocorrer a abertura da fase C, momento em que a corrente cai para zero.





Fig. 10: Corrente RMS de neutro medida pelo relé do AL2

A Tabela 2 sintetiza os valores de corrente mostrados na Fig. 9 e na Fig. 10 e apresenta os tempos de atuação dos relés de sobrecorrente de neutro, calculados com base em (1) e mostra que a curva de sobrecorrente de neutro temporizada do AL1 é extremamente inversa enquanto no AL2 a curva é normalmente inversa. Assim, para um mesmo valor de corrente, cada relé atuaria em tempos diferentes, de acordo com (1).

Observando-se a Tabela 2 e as curvas inversas padrão IEC 60255-151, verifica-se que os valores de corrente de neutro estão no início das curvas, ou seja, entre o múltiplo 1 e 2 da corrente mínima de operação do relé (pick-up). Desta forma, para os valores de corrente do estudo de caso apresentado, verificou-se que a curva normalmente inversa atuaria antes da extremamente inversa, ou seja, o relé do AL2 é mais "rápido" que o relé do AL1.

AL	Curva	Corrente (A)	Tempo atuação (s)
		91,58	103,07
1	1 EI	68,82	-
1		93,26	89,14
		123,60	23,07
	NI	86,29	27,72
2		64,84	-
		85,31	32,65
		113,10	6,04

Tabela 2. Tempos de atuação dos relés de neutro

Ao ser analisada a Tabela 2 em conjunto com a Fig. 9 e a Fig. 10 constata-se que, durante as manobras de fechamento do paralelismo (CH2), do momento em que a fase A é fechada, até o momento do fechamento da fase B, a função 51N somente atuaria após 103,07 s (AL1) ou 27,72 s (AL2). As correntes de neutro (91,58 A, no AL1, e 86,29 A, no AL2) estão acima dos ajustes de pick-up, durante o tempo em que somente a fase A estiver fechada. A partir do instante em que a fase B é fechada, a corrente de neutro assume valores abaixo do ajuste de pick-up dos relés. Entretanto, durante as manobras de abertura do paralelismo (CH1), as correntes de ambos os ALs permanecem acima do ajuste de pick-up, desde o momento em que a fase A é aberta até a abertura da fase C. Quando a fase B for manobrada já terá decorrido o tempo em que a fase A permaneceu fechada (com corrente acima do pick-up). Dependendo do tempo já transcorrido, o relé poderá atuar, assim que houver comutação da fase B.

4.2.2 Cenário de simulação 2

Foi realizado um segundo cenário de simulação, mantendo-se os intervalos de 0,5 s entre as manobras de fechamento do paralelismo e variando-se os tempos de abertura, para intervalos de 5 s entre manobras. Na chave CH2, o fechamento do paralelismo ocorreu conforme já executado no cenário 1. Na CH1, a fase A é aberta em t = 2 s e a fase B é aberta em t = 7 s. A fase C foi configurada para abrir em t = 12 s. No entanto, o relé do AL2 (função 51N) atuou antes que a última manobra fosse realizada. O tempo total de simulação no cenário 2 foi de 13 s.

A Fig. 11 apresenta a corrente lida pelo relé do AL2 e a Fig. 12 mostra os sinais de partida e de trip do relé 51N para esse cenário. É possível verificar que houve partida do relé (sem trip) em 0,5 s < t < 1 s, ou seja, durante o intervalo de tempo em que a fase A permaneceu fechada, visto que a corrente

ultrapassou o valor de pick-up ajustado no relé. Após fechamento da fase B (em t = 1 s), não houve partida nem trip, tendo em vista que o valor de corrente ficou abaixo do ajuste de pick-up. Após a abertura da fase A (CH1), acontece nova partida do relé (t = 2,017 s), sendo que a atuação do trip do relé (t = 8,13 s) ocorre somente após 1,13 s da abertura da fase B, momento em que o disjuntor da SE2 é aberto. Comparando-se o tempo de trip da simulação (t = 8,13 - 2 = 6,13 s) com o valor apresentado na Tabela 2 (t = 6,04 s) para o AL2, constata-se que o tempo de atuação do relé está correto.



Fig. 11: Corrente RMS de neutro medida pelo relé do AL2



Fig. 12: Sinais de partida e trip no relé do AL 2

4.3 Análise das restrições técnicas

Para avaliar a viabilidade técnica de realização das manobras, foram consideradas diversas restrições técnicas, ou critérios.

4.3.1 Critério de sobrecarga

O objetivo deste critério é não permitir a ultrapassagem da corrente nominal admissível nos condutores da rede. A Tabela 3 mostra que a corrente eficaz máxima não ultrapassou a capacidade de condução de corrente dos condutores. Portanto, não houve violação desse critério.

Tabela 3. Dados de corrente para o condutor da rede

Tipo de	Capacidade	Corrente	Carregamento
condutor	admissível	máxima	máximo
3#336,4CA	480 A	227 A	

4.3.2 Critério de níveis de tensão

A tensão em regime permanente deve estar entre 0,93 e 1,05 pu do valor de referência (ANEEL, 2018). Não foram identificadas variações significativas nas magnitudes de tensão ao longo dos alimentadores, ou seja, a restrição foi atendida.

4.3.3 Critério de níveis de ajustes de proteção

Seu propósito é não exceder os ajustes dos dispositivos de proteção. Não houve violação das proteções de sobrecorrente instantânea de fase (50F) e neutro (50N). A Tabela 4 apresenta os resultados para a função 50F, ajustada em 480 A, com fator de segurança de 20 % adotado pela distribuidora. No entanto, a proteção de sobrecorrente temporizada de neutro (51N) atuou no relé do AL2, no cenário 2, inviabilizando a realização das manobras.

Tabela 4. Ajustes da proteção 51F

AL	Ajuste 51F	Capacidade admissível	Corrente máxima	Percentual do ajuste
1	480 A	384 A	227 A	59,11 %
2	480 A	384 A	207 A	53,91 %

4.3.4 Critério de diferença de tensão da chave NA

Para evitar ou minimizar arcos voltaicos durante os chaveamentos, a diferença de tensão na chave de interligação não deve ser maior que 1 kV. Esse valor foi adotado nos trabalhos de Santos (2008), Pfitscher et al. (2013), Garcia et al. (2014), além de Oliveira, Pereira e Resener (2018), em estudos considerando uso de chaves tripolares. No estudo exposto no presente artigo, esta restrição não foi ultrapassada, conforme resultados apresentados na Tabela 5.

Tabela 5. Diferença de tensão na chave NA

Fase	ΔV na chave NA (kV)
А	0,73
В	0,89
С	0,91

4.3.5 Critério de diferença angular na chave NA

Também para evitar ou minimizar arcos voltaicos durante as manobras, a diferença angular não deve ser maior que 3 graus. Esse valor foi adotado nos trabalhos de Pfitscher et al. (2013), de Oliveira, Pereira e Resener (2018), além de Tesarova e Vykuka (2018), embora tais estudos tenham sido realizados considerando a utilização de chaves tripolares. Para o presente artigo, a Tabela 6 evidencia a violação dessa restrição nas três fases, o que inviabilizaria a realização das manobras. Contudo, o trabalho de Oliveira, Pereira e Resener (2018) mostrou que, mesmo com defasagens angulares acima de 3 graus, ainda assim a execução das manobras pode ser avaliada pela concessionária. Segundo Tesarova e Vykuka (2018), o ângulo menor que 3 graus é conservador, para chaves sem câmara de extinção de arco.

Tabela 6.	Diferença	de	tensão r	ıa	chave	NA
-----------	-----------	----	----------	----	-------	----

Fase	$\Delta \mathbf{V}$ na chave NA
А	4,71°
В	4,90°
С	5,91°

5. CONCLUSÕES

Este trabalho apresentou a análise do comportamento do sistema elétrico na execução de manobras de reconfiguração de rede de distribuição com o software ATP, utilizando dados reais da CEEE-D. Foram analisados os transitórios eletromagnéticos causados por manobras de paralelismo entre alimentadores de duas subestações, com utilização de chaves seccionadoras monopolares e avaliando-se os impactos na proteção de sobrecorrente.

Na análise de viabilidade técnica para a realização das manobras, os resultados mostraram que, dos cinco critérios considerados, dois seriam violados: defasagem angular na chave de interligação (NA) e ajustes de proteção. Contudo, o critério de defasagem angular de até 3 graus na chave NA é conservador, de acordo com dois trabalhos mencionados ao longo do texto, pois há casos em que a manobra pode ser realizada, mesmo quando o ângulo é maior que 3 graus.

No critério de ajustes de proteção, a função de sobrecorrente temporizada de neutro foi a mais sujeita a inviabilizar a realização das manobras. No cenário 2, aumentando-se o tempo de chaveamento de uma fase para a outra, houve atuação da função 51N do AL2. Todavia, existem vários fatores que podem influenciar nos tempos de chaveamento, tais como estado de conservação das chaves, condições climáticas, habilidade do eletricista ao operar a chave, etc.

Para o caso estudado, a atuação da função 51N do AL2 ocorre em tempos menores que a função 51N do AL1, pois as curvas adotadas são NI (AL2) e EI (AL1). A fim de evitar atuação indevida da proteção, sugere-se avaliar a possibilidade de alteração do tipo de curva antes da execução das manobras, adotando-se um esquema de proteção específico para o intervalo de tempo necessário para a realização das manobras. Uma alternativa seria aumentar temporariamente o valor de ajuste da corrente de pick-up, ou, ainda, excluir a proteção de sobrecorrente temporizada de neutro (função 51N).

O estudo foi realizado em regime normal de operação, mas a metodologia pode ser aplicada para desligamentos programados ou situações de contingência. A metodologia adotada mostrou-se adequada, mas não é possível generalizar os resultados obtidos para outros casos, devendo-se considerar as características de cada alimentador, tais como comprimento, tipos de condutores e de cargas, além de ajustes de proteção, carregamento entre alimentadores e entre fases.

AGRADECIMENTOS

Os autores agradecem à Companhia Estadual de Distribuição de Energia Elétrica que, através do projeto de P&D intitulado Desenvolvimento de uma Metodologia para Automatização dos Procedimentos de Manobra em Redes de Distribuição e Integração no Ambiente Computacional SIGPROD (registro 9953356), possibilitou o desenvolvimento deste trabalho.

O presente trabalho foi realizado com o apoio da Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior – Brasil (CAPES/PROEX) – Código de Financiamento 001.

REFERÊNCIAS

- ANEEL (2018). PRODIST, Módulo 8: qualidade da energia elétrica (Rev. 8). Brasília, DF.
- Berman, A., Markushevich, N. (2010). Analysis of Three-Phase Parallel Distribution Feeders Fed from Different Substations. In IEEE PES T&D 2010, New Orleans.
- Bernardon, D. P. et al. (2015). Sistemas de distribuição no contexto das redes elétricas inteligentes: uma abordagem para reconfiguração de redes. AGEPOC, Santa Maria.
- CEEE-D (2018). Rotina Técnica RT-12.02.021. Paralelismo elétrico entre alimentadores de distribuição. Porto Alegre.
- D'Ajuz, A. et al. (1987). *Transitórios Eletromagnéticos e coordenação de isolamento*. EDUFF, Niterói.
- Garcia et al. (2014). Análise da viabilidade de paralelismos de redes de distribuição com geração distribuída a partir do software ATPDraw. In Congresso Internacional de Distribuición Eléctrica (CIDEL), Buenos Aires.
- GE (2016). Protection & automation application guide. Atlanta.
- Gomez-Exposito, A., Conejo, A. J., Caziñares, C. (2018). *Electric energy systems: analysis and operation.* CRC Press, Boca Raton.
- IEC 60255-151. (2009). Measuring relays and protection equipment - Part 151: Functional requirements for over/under current protection.
- Kagan, N., de Oliveira, C. C. B., Robba, E. J. (2008). Introdução aos sistemas de distribuição de energia elétrica. Edgard Blücher, São Paulo.
- Kindermann, G. Proteção de sistemas elétricos de potência. (volume 1). (2018). UFSC, Florianópolis.
- Mamede Filho, J., Mamede, D. R. (2011). *Proteção de sistemas elétricos de potência*. LTC, Rio de Janeiro.
- Oliveira, J. M., Pereira, P. R. S., Resener, M. (2018). A methodology for the analysis of technical feasibility of distribution networks parallelism. In Simpósio Brasileiro de Sistemas Elétricos (SBSE), Rio de Janeiro.
- Pfitscher, L. L. et al. (2013). A methodology for real time analysis of parallelism of distribution networks. *Electric Power Systems Research*, v. 105, pp. 1-8.
- Santos, M. R. (2008). Paralelismo de alimentadores através de seccionadoras vis-à-vis na rede aérea primária de distribuição. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica), Universidade de São Paulo (USP), São Paulo.
- Tesarova, M., Vykuka, R. (2018). Impact of Distributed Generation on Power Flows Along Parallelly Operated MV Feeders. In 2018 IEEE International Conference on Environment, Palermo.