

Reverse Power Flow Impact Analysis in Distribution Networks with Massive Integration of Distributed Renewable Sources

Reginaldo Marciano Sá, Thales Sousa
Centro de Engenharia, Modelagem e Ciências Sociais Aplicadas
Universidade Federal do ABC (UFABC)
Santo André, SP, Brasil
r.sa@ufabc.edu.br, thales.sousa@ufabc.edu.br

Abstract — Photovoltaic solar generation has grown significantly due to its advantages, favorable regulations, and incentives, increasing generation capacity and the reliability of electricity supply. However, this high penetration increases the operational complexity of distribution systems, especially with the inversion of power flow and variation in fault current. In this context, this paper analyzed the impact of power flow inversion in distribution networks with high integration of distributed renewable generation. The effects of photovoltaic distributed generation allocation on bus voltage levels, line current variations, and the coordination of network protection devices were examined. The study was conducted using the IEEE 10-bus radial distribution network, employing computational modeling and frequency domain simulations with ETAP software. The results indicated that photovoltaic distributed generation can impact voltage levels, normal operating current, short-circuit current, and the coordination of protection devices. These impacts vary depending on the location and capacity of the distributed generation. Therefore, when integrating new distributed generation into the electrical grid, it is essential to conduct specific studies to assess the network's new operational conditions.

Keywords — Coordination and Selectivity, Distribution System, Renewable Resources, Reverse Power Flow, Short Circuit.

I. INTRODUÇÃO

As redes elétricas enfrentam diversos desafios como eventos climáticos severos, mudanças nas demandas dos consumidores e avanços tecnológicos. Nesse contexto, a produção de energia renovável tem se tornado mais atraente devido à diversificação da matriz energética, menor dependência de combustíveis fósseis e redução de taxas tributárias sobre componentes essenciais dos sistemas de geração renovável. Assim, espera-se que a geração de energia renovável assuma uma posição predominante nos sistemas de geração de energia [1], [2].

A geração distribuída (GD) fotovoltaica é uma das alternativas viáveis na transformação do setor elétrico, podendo variar desde configurações de alguns quilowatts até instalações de dezenas de megawatts.

No entanto, sua integração nas redes de distribuição exige análise detalhada dos efeitos operacionais, como aumento de tensão nas barras, variação dos níveis de corrente e mudanças na direção do fluxo de potência, tornando necessária a

reavaliação e o reajuste dos sistemas de proteção existentes [3], [4].

A proteção no sistema elétrico é crucial para garantir o fornecimento contínuo de energia aos consumidores e a segurança de pessoas e equipamentos. Por isso deve ser rápida, seletiva, sensível e confiável, isolando contingências com impacto mínimo. Com a penetração massiva da geração distribuída em redes de distribuição, são necessários estudos para mitigar problemas potenciais e garantir operação segura e confiável [3].

Assim, o presente artigo propôs uma análise do impacto da inversão do fluxo de potência em redes de distribuição devido à inserção massiva da geração solar fotovoltaica. São analisados os níveis de tensão nas barras e as correntes nas linhas com e sem geração distribuída, os sistemas de proteção na presença e ausência de GD, além dos efeitos da GD na inversão do fluxo de potência e na ocorrência de falta na rede.

II. ESTADO DE ARTE

Em cenários de alta penetração de geração fotovoltaica (PV), a carga do alimentador pode ser compensada, resultando na exportação de energia para alimentadores vizinhos. Como os alimentadores de distribuição são projetados para fluxos unidirecionais, isso pode afetar a coordenação dos dispositivos de proteção, o carregamento da rede e a estabilidade da tensão. A inversão do fluxo de potência causado pela geração fotovoltaica ocorre apenas durante o dia, portanto, os dispositivos de proteção devem operar de forma bidirecional, considerando o fluxo normal à noite ou em condições de geração fotovoltaica reduzida.

Ao longo do tempo, várias análises e abordagens foram sugeridas para mitigar os impactos causados pela inversão do fluxo de potência em sistema elétrico de potência.

Em [5], [6], [7] e [8] foi sugerido a utilização de baterias de armazenamento, aquecedores de água com bomba de calor e compensadores estáticos para armazenar a energia e controlar os níveis de tensão na rede de distribuição, reduzindo a inversão do fluxo de potência. Em [10] foi abordado o descasamento de picos entre a curva de carga do alimentador e a curva de geração do sistema fotovoltaico. Em [9], [10] foi avaliado o uso de baterias de veículos elétricos (VEs) para armazenar a energia excedente gerada por sistemas

fotovoltaicos (PV), mitigando a inversão do fluxo de potência por meio do controle inteligente do carregamento dos VEs na rede de distribuição. Em [11] foi utilizado um transformador inteligente (ST) para evitar a inversão do fluxo de potência em redes de média tensão (MT).

Os autores em [12] e [13] propuseram o uso do relé de potência inversa para conter a inversão do fluxo de potência e as flutuações de tensão causadas por sistemas fotovoltaicos conectados à rede. Em [14], foi sugerida a extensão do conceito FACTS para sistemas de distribuição de energia, focando no controle de recursos de energias renováveis e sistemas de armazenamento de baterias para oferecer um controle flexível do fluxo de energia nos corredores do sistema de distribuição.

Em [15] foi examinado o impacto da inversão do fluxo de potência da geração fotovoltaica dos prossumidores nos alimentadores de distribuição de média tensão, sem implementação de quaisquer estratégias de redução. Em [16] foi investigado o impacto das GDs no sistema de energia para melhorar a qualidade do sistema de energia. Em [17] foi avaliado o impacto da GD nas operações da microrrede sob diferentes condições operacionais da rede.

Em [18] avaliou-se os impactos da conexão de geração distribuída nos sistemas de proteção de redes de distribuição, analisou-se as políticas de religamentos automáticos e as filosofias de proteção adotadas pelas concessionárias. Em [19] foi avaliado o impacto da geração distribuída sobre o sistema de proteção de sobrecorrente de uma rede de distribuição operando ilhada.

De acordo com a revisão de literatura apresentada, há um avanço nas estratégias de mitigação e proteção do sistema de distribuição quando da inversão do fluxo de potência resultante da inserção de fontes distribuídas. Nesse contexto, a abordagem proposta no presente artigo é a combinação do relé de sobrecorrente função (50F/51F e 50N/51N) e o religador automático para a proteção do sistema de distribuição com o objetivo de mitigar os impactos causados pela inversão do fluxo de potência e curto-circuito resultante da inserção de geração distribuída fotovoltaica.

III. CONCEITUALIZAÇÃO TEÓRICA

A. Rede de Distribuição Radial

A rede de distribuição aérea segue um padrão radial, o que significa que há apenas uma via para o fluxo de potência da subestação aos consumidores. Isso resulta em confiabilidade limitada ou baixa devido a interrupções planejadas, mudanças na configuração da rede, transferência de carga entre alimentadores, desligamentos de transformadores, falhas em grupos geradores e curtos-circuitos. Esses eventos podem afetar a disponibilidade da rede elétrica para os usuários, destacando a necessidade de abordar a confiabilidade como um aspecto crucial [20], [21].

A estrutura radial da rede de distribuição destaca-se pela eficiência econômica e facilidade de proteção. Com a integração de geração distribuída (GD) na rede e mantendo a topologia radial, a confiabilidade é incrementada devido à

maior disponibilidade de potência. Isso ocorre pela dependência não apenas da subestação, mas também de outras fontes de geração conectadas à rede, fortalecendo a estabilidade e segurança no fornecimento contínuo de energia aos consumidores.

Apesar da melhoria na confiabilidade do fornecimento de energia resultante da inserção das GDs, a rede se torna suscetível a outros problemas técnicos, entre eles, as mudanças no sentido do fluxo de potência. Essa característica torna a definição do sistema de proteção da rede de distribuição mais desafiador, visto que, com a inserção da GD no sistema existe a possibilidade de ocorrência fluxo bidirecional, como ilustra a Fig. 1 [22], impactando o funcionamento do sistema de proteção tradicional antes definido.

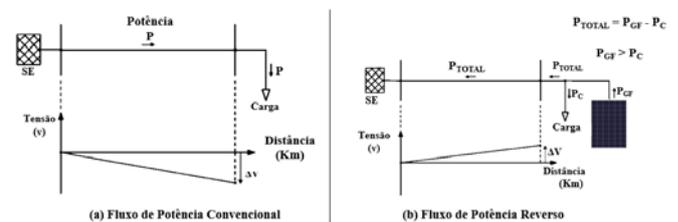


Fig. 1. Rede de distribuição com e sem GD.

B. Sistema de Proteção em Redes de Distribuição

As falhas nos sistemas elétricos de potência são eventos frequentes que causam interrupções no fornecimento de energia aos consumidores conectados, resultando em uma diminuição na qualidade do serviço oferecido. Um tipo comum de falha nesses sistemas é o curto-circuito, que provoca correntes intensas fluindo através de todos os elementos energizados [23].

Deste modo, os sistemas de proteção em sistemas elétricos são ajustados para responder com máxima rapidez possível [24].

A principal finalidade de um sistema de proteção é garantir que qualquer anomalia que leve o sistema elétrico, ou parte dele, a operar fora dos limites predefinidos seja desconectada. Além disso, o sistema de proteção tem a responsabilidade de fornecer as informações essenciais aos operadores para facilitar a detecção de falhas e sua subsequente correção [23].

Os dispositivos de proteção utilizados no presente artigo foram os relés de sobrecorrente (50/51F e 50/51N) direcional e não direcional e o religador automático.

1) Dimensionamento do Transformador de Corrente (TC)

O dimensionamento dos TCs de proteção foi realizado considerando duas condições. Na primeira condição, a corrente nominal do primário do TC (I_{N1TC}) tem que ser maior do que a corrente do trecho em que este está instalado, por exemplo, trecho (I_{t12}), como se vê em (1). Na segunda condição, a corrente máxima do primário do TC tem que ser maior do que a corrente de curto-circuito trifásico (I_{MAX1TC}), como demonstrado em (2). O I_{MAX1TC} é conseguido através da multiplicação da corrente nominal do primário do TC pelo fator de sobrecorrente (F_{scor}) ou fator de segurança, como

apresentado em (3).

$$\text{Primeira Condição} \rightarrow I_{N1TC} > I_{t12} \quad (1)$$

$$\text{Segunda Condição} \rightarrow I_{MAX1TC} > I_{CC3\phi} \quad (2)$$

$$I_{MAX1TC} = I_{N1TC} \cdot F_{scor} \quad (3)$$

2) Dimensionamento do Relé de Sobrecorrente

Para o devido ajuste da corrente mínima de atuação do relé foram consideradas a corrente nominal do alimentador (I_{NomAl}), o fator de sobrecarga (F_{Scarg}) e o fator de desequilíbrio (F_d) apenas para as unidades temporizadas. Essas variáveis não foram consideradas para as unidades instantâneas, uma vez que a lógica para essas unidades foi em relação às correntes de curto-circuito trifásico e monofásico, como se observa nas equações (4) a (12).

a) Unidade Temporizada de Fase

$$\frac{I_{NomAl} \cdot F_{carg}}{RTC} < I_{MinAt(51F)} < \frac{I_{cc2\phi}(\text{final do trecho})}{RTC} \quad (4)$$

b) Unidade Instantânea de Fase

$$I_{AtMin(50F)} \geq \frac{I_{cc3\phi}(\text{até 80\% do final do trecho})}{RTC} \quad (5)$$

$$I_{cc3\phi} = [(I_{cc3\phi_barInicial} - I_{cc3\phi_barFinal}) \times (1 - 0,8)] + I_{cc3\phi_barFinal} \quad (6)$$

c) Unidade Temporizada de Neutro

$$\frac{I_{NomAl} \cdot F_d}{RTC} < I_{MinAt(51N)} < \frac{I_{cc1\phi}(\text{final do trecho})}{RTC} \quad (7)$$

d) Unidade Instantânea de Neutro

$$I_{MinAt} \geq \frac{I_{cc1\phi}(\text{até 80\% do final do trecho})}{RTC} \quad (8)$$

$$I_{cc1\phi} = [(I_{cc1\phi_barInicial} - I_{cc1\phi_barFinal}) \times (1 - 0,8)] + I_{cc1\phi_barFinal} \quad (9)$$

e) Unidade Direcional do Relé de Sobrecorrente

$$T = K_1 V I_{sen\phi} - K_2 \quad (10)$$

3) Dimensionamento do Religador

$$I_{carga} * F_{Scarg} \leq I_{pickupF} < \frac{I_{CC2Fmin}}{FS} \quad (11)$$

$$I_{carga} * F_d < I_{pickupN} < I_{cc1Fmin} \quad (12)$$

A determinação da unidade instantânea do religador foi realizada multiplicando o valor de *pick-up* da unidade temporizada por um fator multiplicador que varia de 1 a 32 para este religador.

IV. METODOLOGIA DE ANÁLISE

O artigo utiliza uma metodologia que começa com a análise do caso base da rede elétrica estudada. Inicialmente, é realizada uma simulação do fluxo de potência para verificar se as variáveis de interesse estão dentro dos limites pré-estabelecidos. Em seguida, são determinadas as correntes de curto-circuito em todas as barras para dimensionar os dispositivos de proteção necessários. Posteriormente, é estabelecido um esquema de proteção para a rede, onde na saída do alimentador (Relé 1) é dimensionado para proteger toda a rede contra falhas.

Em seguida, o estudo propõe outro cenário (Caso 1) no qual é introduzida uma potência de geração distribuída (GD) 150% maior do que a potência total da carga da rede ($P_{Tcarga} = 12368 \text{ kW}$) e fez-se a comparação dos resultados com os do Caso Base.

Assim, foi possível analisar o impacto da inversão do fluxo de potência, causado pela inserção massiva de geração distribuída fotovoltaica, nos níveis da tensão nas barras e na operação dos dispositivos de proteção da rede elétrica.

A Tabela I apresenta os valores e as potências injetadas no Caso Base e no Caso 1.

TABELA I
VALORES DE POTÊNCIA DA GERAÇÃO DISTRIBUÍDA FOTOVOLTAICA

Índices	Valores	P(KW)
Caso Base	0%	0,00
Caso 1	150%	18552

No Caso 1 foram alocadas as GDs na rede e em seguida realizada a simulação do fluxo de potência, após isso fez-se os testes de faltas na Barra 7, para observar se o sistema de proteção adotado opera de forma coordenada e seletiva com esta nova configuração.

V. RESULTADOS

A. Resultados de análise de fluxo de potência

A análise de fluxo de potência realizada no artigo possibilitou a avaliação do impacto da inserção das GDs nos níveis de tensão nas barras e na inversão do fluxo de potência nas linhas.

Como critério para avaliar os níveis de tensão nas barras adotou-se 93% e 105% da tensão nominal da rede estudada, para os limites mínimo e máximo, como orienta o PRODIST no seu módulo 8 [25].

A Tabela II apresenta os valores de tensão dos casos estudados. A partir da Tabela II é possível perceber que a inserção de GD elevou os níveis de tensão nas barras, por exemplo, a barra 10 teve um aumento de tensão com a alocação da GD de 0,9525 (pu) para 1,0181 (pu), demonstrando assim o efeito que as GDs causam nos níveis da tensão da rede de distribuição de energia quando alocadas.

A Fig. 2 ilustra, graficamente, o impacto que a geração distribuída fotovoltaica teve nos valores de tensão nas barras. É possível observar o espelhamento (imitação) do

comportamento do gráfico do Caso Base para o Caso 1.

TABELA II
 VALORES DE TENSÃO DOS CASOS ESTUDADOS

Barra	T.Nominal (pu)	Caso Base	Caso 1
1	1,0	1,0	1,0
2	1,0	0,9946	0,9984
3	1,0	0,9914	0,995
4	1,0	0,9874	0,9948
5	1,0	0,975	0,9997
6	1,0	0,9665	1,0062
7	1,0	0,9601	1,0106
8	1,0	0,9552	1,0157
9	1,0	0,9543	1,0157
10	1,0	0,9525	1,0181

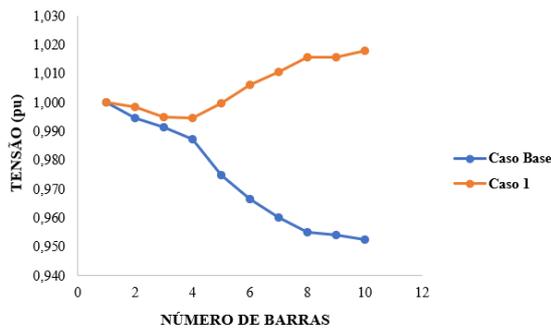


Fig. 2. Comportamento gráfico da tensão nas barras dos casos estudados.

B. Coordenação e seletividade das proteções

1) Caso Base (curto-circuito na Barra 10)

Para o Caso Base foram consideradas as faltas trifásica, bifásica e monofásica na Barra 10 da rede e analisou-se a resposta do Relé 1, como ilustrado nas Fig. 3, 4 e 5.

Durante as faltas o Relé 1 atuou e isolou todo o sistema da

subestação preservando assim a integridade da rede, sem coordenar com outros dispositivos de proteção, uma vez que este é o único dispositivo no sistema.

A Fig. 6 ilustra o tempo de atuação do Relé 1 em milissegundos para as três faltas na Barra 10. A Fig. 7 apresenta a curva de atuação deste relé para as faltas trifásica e bifásica na Barra 10, enquanto a Fig. 8 ilustra a curva de atuação do relé para a falta monofásica na mesma barra.

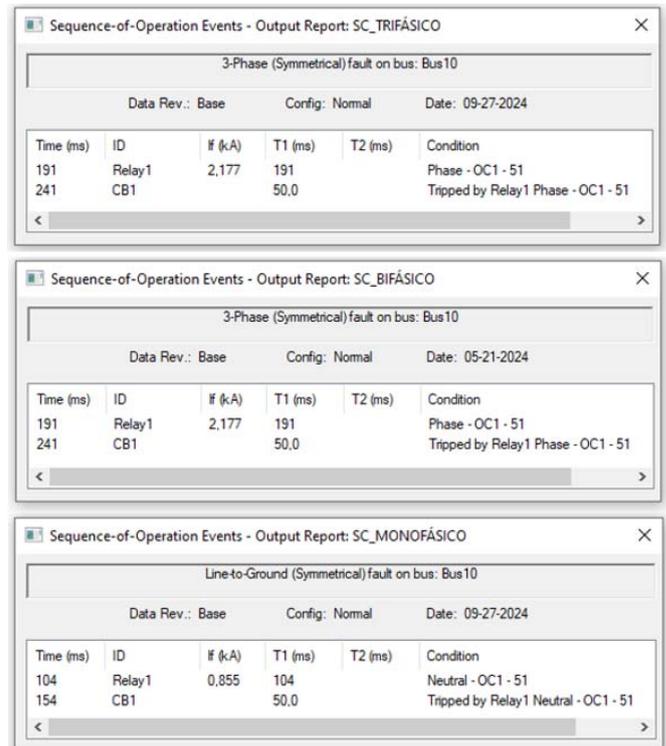


Fig. 6. Sequência de operação das proteções do sistema.

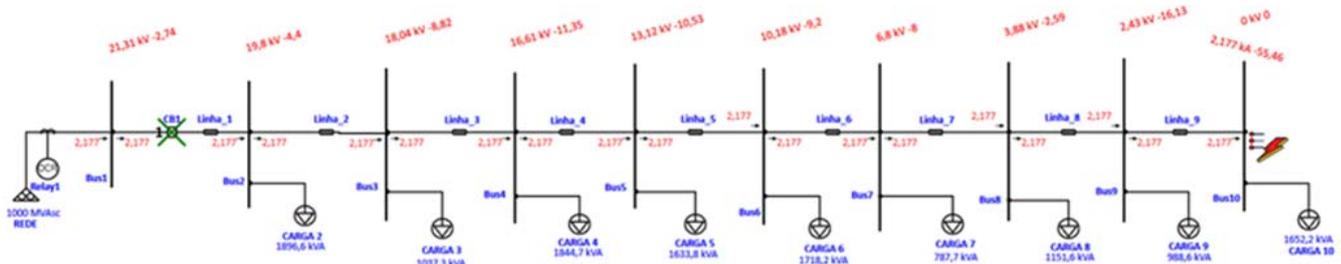


Fig. 3. Teste de falta trifásica na Barra 10.

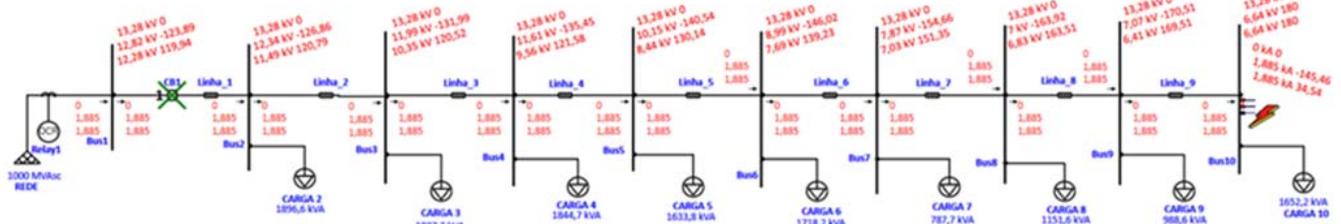


Fig. 4. Teste de falta bifásica na Barra 10.

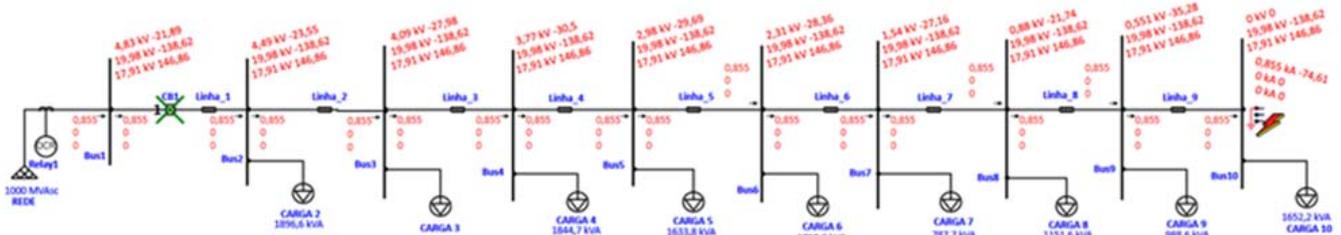


Fig. 5. Teste de falta monofásica na Barra 10.

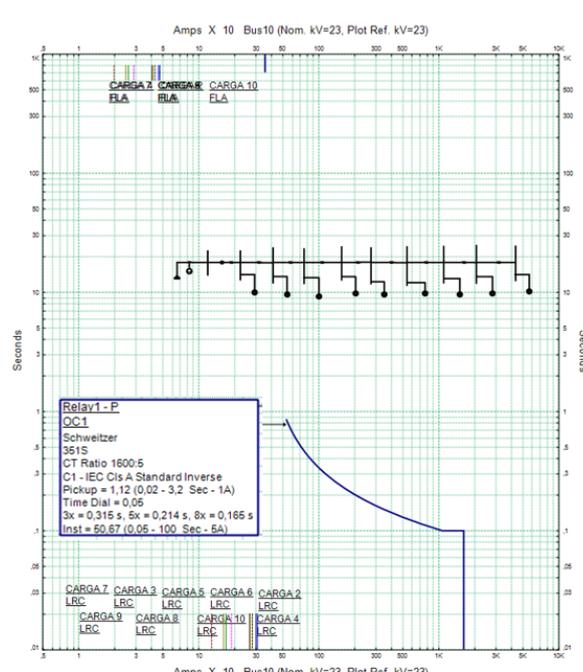


Fig. 7. Curva de operação do Relé 1 para as faltas trifásica e bifásica.

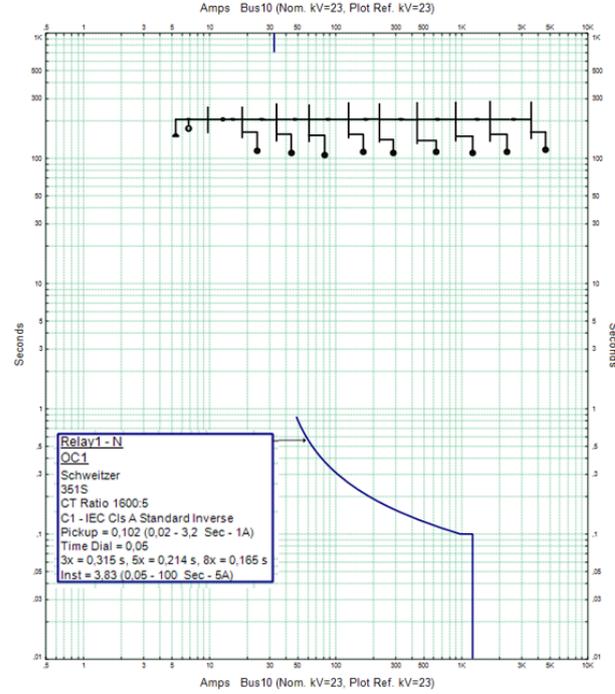


Fig. 8. Curva de proteção do Relé 1 para a falta monofásica.

2) *Caso 1 (curto-circuito na Barra 7)*

Para o Caso 1 simulou-se as faltas trifásica, bifásica e monofásica na Barra 7 da rede, como ilustram as Fig. 9, 10 e 11 e analisou-se a resposta do sistema de proteção adotado.

As Fig. 12, 13 e 14 ilustram a sequência de operação, em milissegundos, dos dispositivos de proteção do sistema na ocorrência das faltas trifásica, bifásica e monofásica na Barra 7.

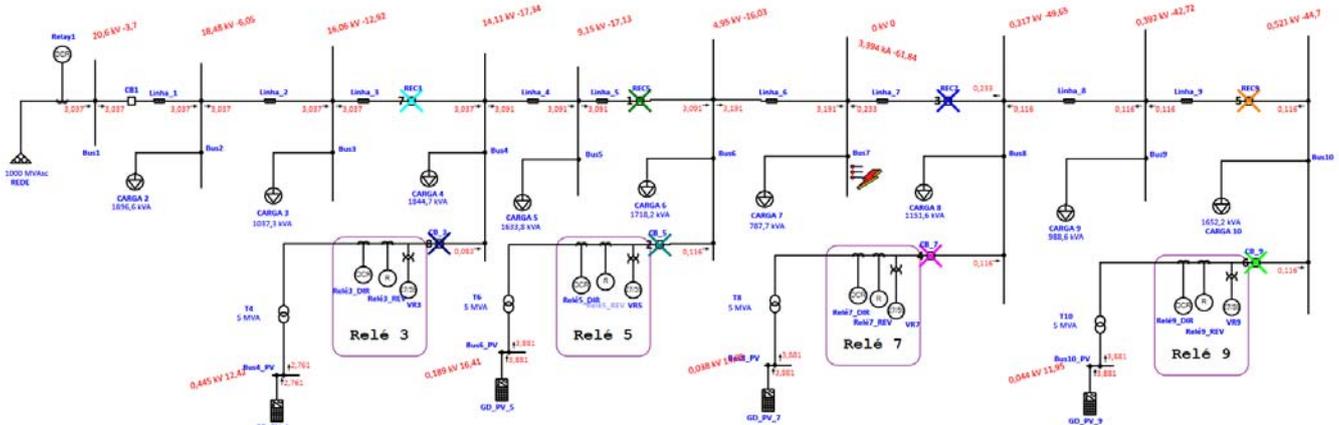


Fig. 9. Teste de falta trifásica na Barra 7.

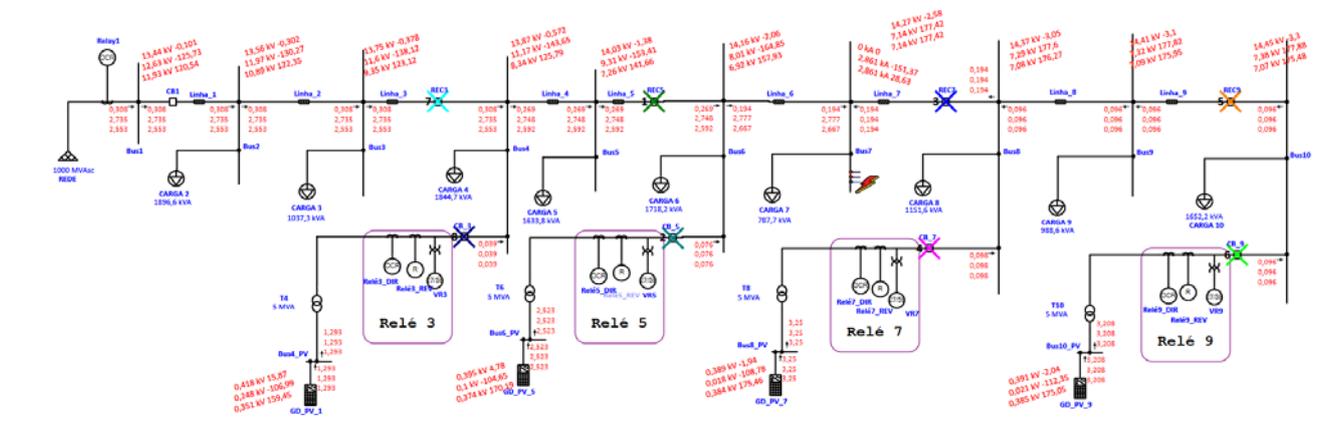


Fig. 10. Teste de falta bifásica na Barra 7.

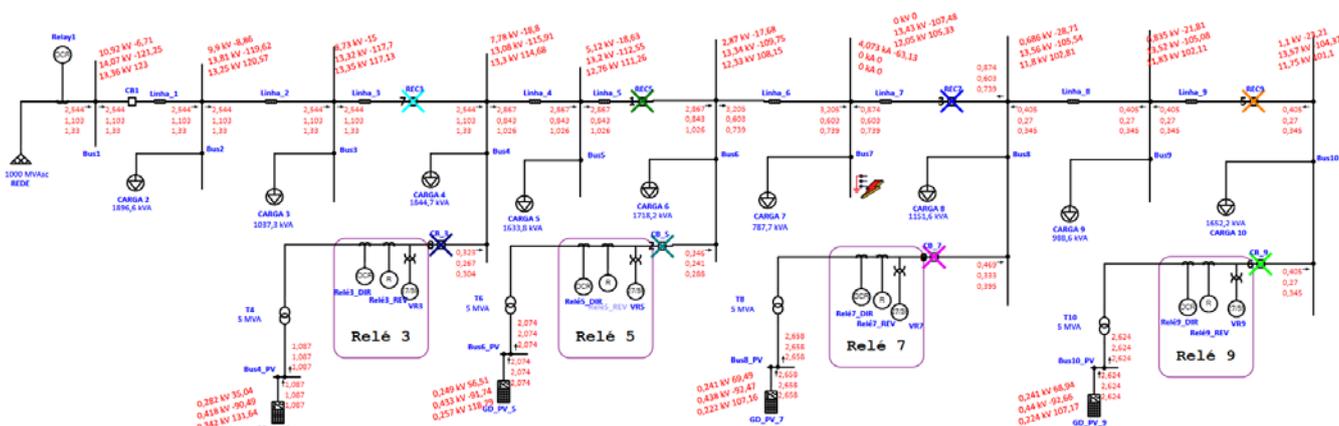


Fig. 11. Teste de falta monofásica na Barra 7.

Time (ms)	ID	I (kA)	T1 (ms)	T2 (ms)	Condition
18,0	VR5		18,0		Undervoltage - 27
44,0	VR7		44,0		Undervoltage - 27
57,0	VR9		57,0		Undervoltage - 27
67,0	REC5	3,091	25,0	67,0	1st Operation - Phase - TCC 1 - HC
68,0	CB_5		50,0		Tripped by VR5 Undervoltage - 27
92,0	REC7	0,233	50,0	92,0	1st Operation - Phase - TCC 1 - HC
94,0	CB_7		50,0		Tripped by VR7 Undervoltage - 27
95,0	VR3		95,0		Undervoltage - 27
105	REC9	0,116	63,0	105	1st Operation - Phase - TCC 1 - HC
107	CB_9		50,0		Tripped by VR9 Undervoltage - 27
143	REC3	3,037	101	143	1st Operation - Phase - TCC 1 - HC
145	CB_3		50,0		Tripped by VR3 Undervoltage - 27
567	REC5		500		1st Recloser
634	REC5	3,091	25,0	67,0	2nd Operation - Lockout - Phase - TCC 1 - HC
642	REC7		550		1st Recloser
734	REC7	0,233	50,0	92,0	2nd Operation - Lockout - Phase - TCC 1 - HC
755	REC9		650		1st Recloser
830	Relé7_DIR	0,116	830		Phase - OC1 - 51
860	Relé9_DIR	0,116	> 860		Phase - OC1 - 51
860	REC9	0,116	63,0	105	2nd Operation - Lockout - Phase - TCC 1 - HC
880	CB_7		50,0		Tripped by Relé7_DIR Phase - OC1 - 51
893	REC3		750		1st Recloser
910	CB_9		50,0		Tripped by Relé9_DIR Phase - OC1 - 51
1036	REC3	3,037	101	143	2nd Operation - Lockout - Phase - TCC 1 - HC
1038	Relé5_DIR	0,116	1038		Phase - OC1 - 51
1088	CB_5		50,0		Tripped by Relé5_DIR Phase - OC1 - 51
2090	Relay1	3,037	2090		Phase - OC1 - 51
2140	CB1		50,0		Tripped by Relay1 Phase - OC1 - 51

Fig. 12. Sequência de operação das proteções durante a falta trifásica.

Time (ms)	ID	I (kA)	T1 (ms)	T2 (ms)	Condition
15,0	VR5		15,0		Undervoltage - 27
30,0	VR7		30,0		Undervoltage - 27
51,0	VR9		51,0		Undervoltage - 27
61,0	REC5	1,031	19,0	61,0	1st Operation - Ground - TCC 1 - HC
65,0	CB_5		50,0		Tripped by VR5 Undervoltage - 27
70,0	VR3		70,0		Undervoltage - 27
78,0	REC7	2,189	36,0	78,0	1st Operation - Ground - TCC 1 - HC
80,0	CB_7		50,0		Tripped by VR7 Undervoltage - 27
98,0	REC9	1,006	56,0	98,0	1st Operation - Ground - TCC 1 - HC
101	CB_9		50,0		Tripped by VR9 Undervoltage - 27
102	Relé7_DIR	1,185	102		Neutral - OC1 - 51
114	Relé9_DIR	1,006	114		Neutral - OC1 - 51
117	REC3	0,14	75,0	117	1st Operation - Ground - TCC 1 - HC
119	Relé5_DIR	0,865	119		Neutral - OC1 - 51
120	CB_3		50,0		Tripped by VR3 Undervoltage - 27
152	CB_7		50,0		Tripped by Relé7_DIR Neutral - OC1 - 51
164	CB_9		50,0		Tripped by Relé9_DIR Neutral - OC1 - 51
169	CB_5		50,0		Tripped by Relé5_DIR Neutral - OC1 - 51
228	Relé3_DIR	0,891	228		Neutral - OC1 - 51
278	CB_3		50,0		Tripped by Relé3_DIR Neutral - OC1 - 51
561	REC5		500		1st Recloser
622	REC5	1,031	19,0	61,0	2nd Operation - Lockout - Ground - TCC 1 - HC
628	REC7		550		1st Recloser
706	REC7	2,189	36,0	78,0	2nd Operation - Lockout - Ground - TCC 1 - HC
749	REC9		650		1st Recloser
846	REC9	1,006	56,0	98,0	2nd Operation - Lockout - Ground - TCC 1 - HC
867	REC3		750		1st Recloser
984	REC3	0,14	75,0	117	2nd Operation - Lockout - Ground - TCC 1 - HC
3267	Relay1	0,14	> 3267		Neutral - OC1 - 51
3317	CB1		50,0		Tripped by Relay1 Neutral - OC1 - 51

Fig. 14. Sequência de operação das proteções durante a falta monofásica.

Time (ms)	ID	I (kA)	T1 (ms)	T2 (ms)	Condition
18,0	VR5		18,0		Undervoltage - 27
44,0	VR7		44,0		Undervoltage - 27
57,0	VR9		57,0		Undervoltage - 27
67,0	REC5	2,748	25,0	67,0	1st Operation - Phase - TCC 1 - HC
68,0	CB_5		50,0		Tripped by VR5 Undervoltage - 27
92,0	REC7	0,194	50,0	92,0	1st Operation - Phase - TCC 1 - HC
94,0	CB_7		50,0		Tripped by VR7 Undervoltage - 27
95,0	VR3		95,0		Undervoltage - 27
105	REC9	0,096	63,0	105	1st Operation - Phase - TCC 1 - HC
107	CB_9		50,0		Tripped by VR9 Undervoltage - 27
143	REC3	2,735	101	143	1st Operation - Phase - TCC 1 - HC
145	CB_3		50,0		Tripped by VR3 Undervoltage - 27
567	REC5		500		1st Recloser
634	REC5	2,748	25,0	67,0	2nd Operation - Lockout - Phase - TCC 1 - HC
642	REC7		550		1st Recloser
734	REC7	0,194	50,0	92,0	2nd Operation - Lockout - Phase - TCC 1 - HC
755	REC9		650		1st Recloser
860	Relé7_DIR	0,098	> 860		Phase - OC1 - 51
860	Relé9_DIR	0,096	> 860		Phase - OC1 - 51
860	REC9	0,096	63,0	105	2nd Operation - Lockout - Phase - TCC 1 - HC
893	REC3		750		1st Recloser
910	CB_7		50,0		Tripped by Relé7_DIR Phase - OC1 - 51
910	CB_9		50,0		Tripped by Relé9_DIR Phase - OC1 - 51
1036	REC3	2,735	101	143	2nd Operation - Lockout - Phase - TCC 1 - HC
1506	Relé5_DIR	0,076	1506		Phase - OC1 - 51
1556	CB_5		50,0		Tripped by Relé5_DIR Phase - OC1 - 51
2180	Relay1	2,735	2180		Phase - OC1 - 51
2230	CB1		50,0		Tripped by Relay1 Phase - OC1 - 51

Fig. 13. Sequência de operação das proteções durante a falta bifásica.

No Caso 1, o Relé 1 teve o seu tempo de atuação aumentado em comparação com o Caso Base (sem GD), como pode ser observado nas Fig. 12, 13 e 14. Esse aumento permitiu a coordenação com os outros dispositivos de proteção. A inserção da GD no sistema motivou a adoção de religadores nas linhas para o desligamento da barra em caso de falta e de relés de proteção da GD no ponto de conexão. Essa adoção fez com que o Relé 1 tivesse o seu tempo ajustado para poder coordenar com estes dispositivos de proteção acrescidos no sistema, evitando assim uma operação indevida quando da ocorrência da falta no sistema.

Se o tempo de atuação do Relé 1 não fosse alterado com a alocação das GDs na rede, o sistema de proteção teria uma atuação descoordenada e sem seletividade, desligando sem necessidade as outras barras sem falta. Essa possível atuação descoordenada demonstra o impacto que a inserção da GD tem na operação do sistema de proteção.

A partir do relatório de operação apresentado na Fig. 14 observa-se que o primeiro dispositivo de proteção a atuar foi o religador 5 seguido do relé 5 que protege a GD_PV5 e, na sequência, os outros religadores e relés atuaram para isolar a falta. Ainda em relação a Fig. 14, a partir dos tempos de atuação e religamento, observa-se que a operação foi feita de forma coordenada.

A coordenação dos dispositivos de proteção pode ser verificada a partir das Fig. 15, 16, 17 e 18.

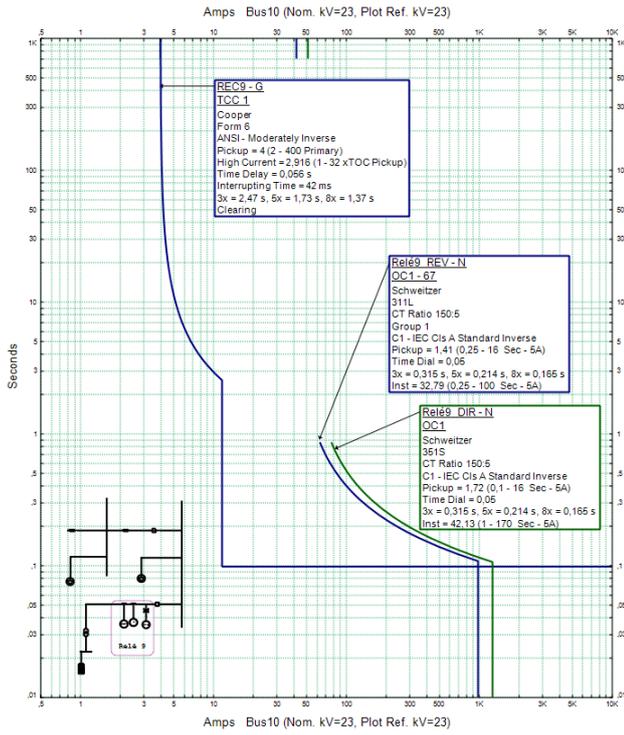


Fig. 15. Coordenação entre o Religador 9 e o Relé 9.

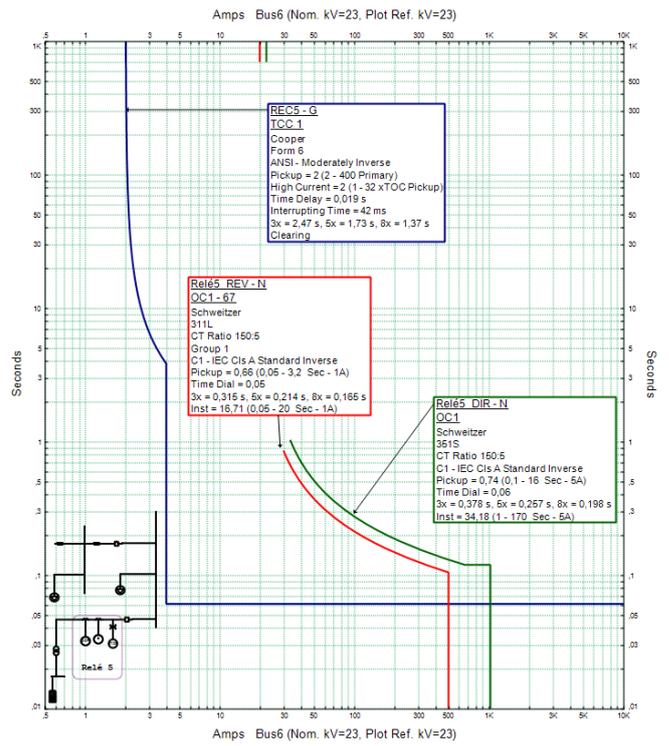


Fig. 17. Coordenação entre o Religador 5 e o Relé 5.

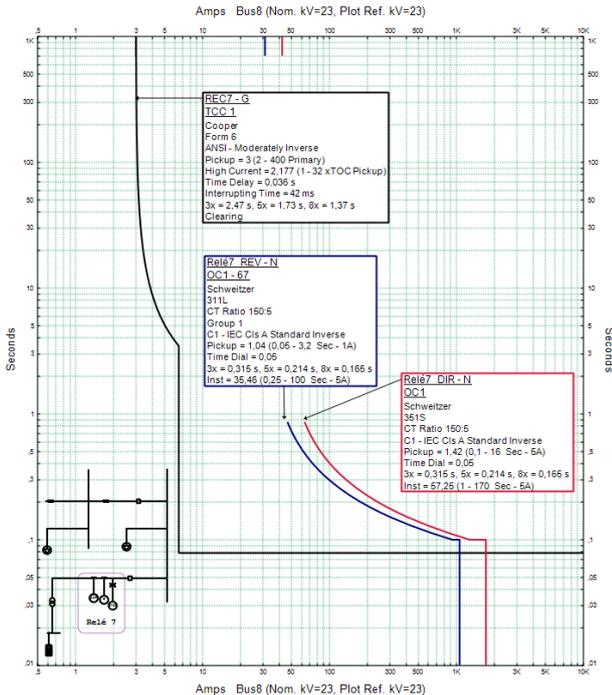


Fig. 16. Coordenação entre o Religador 7 e o Relé 7.

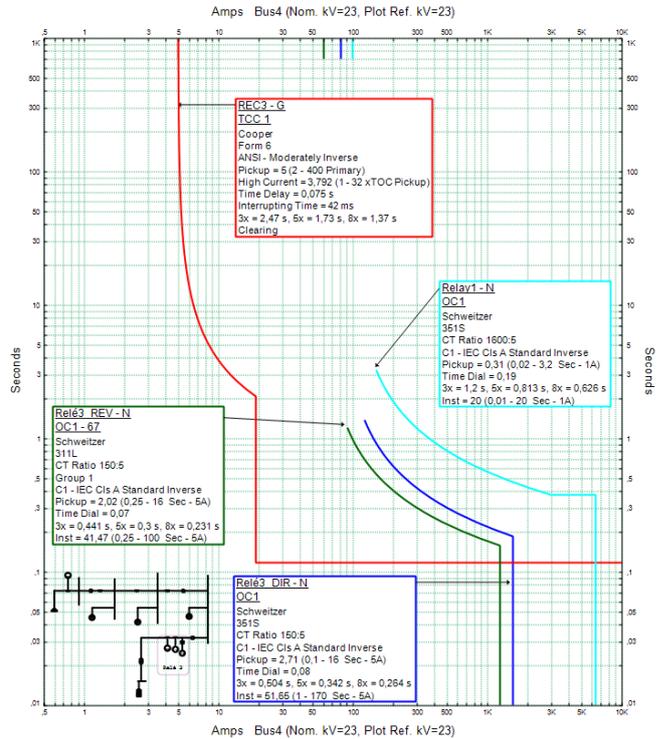


Fig. 18. Coordenação entre o Religador 3 e os Relés 3 e 1.

VI. CONCLUSÃO

O presente artigo propôs uma análise do impacto da inversão do fluxo de potência em redes de distribuição quando da alta inserção de geração renovável distribuída.

Desta forma, as simulações e análises realizadas permitiram observar como a conexão da geração distribuída impacta os parâmetros operacionais da rede, mesmo em condições normais de funcionamento, como por exemplo, os valores de tensão nas barras. Ademais, as simulações de curto-circuito proporcionaram uma visualização detalhada e precisa das alterações nos níveis de corrente de curto-circuito na rede decorrentes da integração da GD e o seu impacto na operação das proteções, motivando a alteração ou ajuste do tempo de atuação dos relés.

Nesse sentido, os resultados apresentados permitiram a compreensão de que tanto a capacidade de geração GD, quanto a distância de sua conexão em relação ao ponto de ocorrência de uma falta são fatores críticos que influenciam diretamente a contribuição da GD para a variação dos níveis de tensão e das correntes de curto-circuito.

Por fim, esse conhecimento é crucial para compreender a necessidade de avaliação do sistema de proteção quando da conexão de uma nova unidade de GD. Essa avaliação garante que o sistema de proteção atenderá aos requisitos técnicos estabelecidos pelas concessionárias de energia, proporcionando assim segurança adequada ao sistema como um todo.

VII. AGRADECIMENTOS

Os autores agradecem o suporte financeiro fornecido pela Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior (CAPES) e a Universidade Federal do ABC (UFABC) pela infraestrutura.

VIII. REFERÊNCIAS

- [1] F. J. V. Barahona, "Testing of Current-Only Directional Relay Algorithm in a Realistic Distribution Network Testbed," 2023.
- [2] E. A. F. Nunes, "Análise de Impactos na Rede de Distribuição de Energia Elétrica Decorrentes da Inserção de Sistemas de Geração Fotovoltaicos," 2017.
- [3] M. M. Leal, "Proteção de Sobrecorrente Direcional Utilizando a Transformada Wavelet," 2017.
- [4] L. M. Pintos, "Sistema de Proteção direcional para Microrredes com Somente medição de Corrente," 2014.
- [5] H. Hatta; M. Asari; H. Kobayashi, "Study of energy management for decreasing reverse power flow from photovoltaic power systems," 2010.
- [6] Kei Inoue; Yumiko Iwafune, *Operation of heat pump water heaters for restriction of photovoltaic reverse power flow*. 2010.
- [7] Hiroyuki Hatta, Satoshi Uemura, and Hiromu Kobayashi, *Cooperative Control of Distribution System with Customer Equipments to Reduce Reverse Power Flow from Distributed Generation*. IEEE, 2010.
- [8] M. Asari and H. Kobayashi, *Method of controlling reverse power flow of PV system with heat pump water heater*. IEEE, 2012.
- [9] A. Mustapha, T. Oozeki, I. Yumiko, and J. G. S. Fonseca Jr, *Reduction of PV Reverse Power Flow through the Usage of EV's Battery with Consideration of the Demand and Solar Radiation Forecast*. 2013.
- [10] W. S.T. Fokui, M. Saulo, and L. Ngoo, "Controlled electric vehicle charging for reverse power flow correction in the distribution network with high photovoltaic penetration: case of an expanded IEEE 13 node test network," *Heliyon*, vol. 8, no. 3, Mar. 2022, doi: 10.1016/j.heliyon.2022.e09058.
- [11] G. De Carne, G. Buticchi, Z. Zou, and M. Liserre, "Reverse Power Flow Control in a ST-Fed Distribution Grid," *IEEE Trans Smart Grid*, vol. 9, no. 4, pp. 3811–3819, Jul. 2018, doi: 10.1109/TSG.2017.2651147.
- [12] S. Rahman, H. Aburub, M. Moghaddami, and A. I. Sarwat, "Reverse Power Flow Protection in Grid Connected PV Systems," 2018.
- [13] P. Sudhakar, S. Malaji, and B. Sarvesh, "Reducing the impact of DG on distribution networks protection with reverse power relay," 2018. [Online]. Available: www.sciencedirect.com/www.materialstoday.com/proceedingsPMME2016
- [14] D. Ranamuka, K. M. Muttaqi, and D. Sutanto, "Flexible AC Power Flow Control in Distribution Systems by Coordinated Control of Distributed Solar-PV and Battery Energy Storage Units," *IEEE Trans Sustain Energy*, vol. 11, no. 4, pp. 2054–2062, Oct. 2019, doi: 10.1109/TSTE.2019.2935479.
- [15] K. Ratchawang and N. Hoonchareon, "Impact of Prosumers' PV reverse power flow on voltage rise in MV distribution systems," in *2023 20th International Conference on Electrical Engineering/Electronics, Computer, Telecommunications and Information Technology, ECTI-CON 2023*, Institute of Electrical and Electronics Engineers Inc., 2023. doi: 10.1109/ECTI-CON58255.2023.10153177.
- [16] A. M. Eltamaly, M. Y. Sayed, A. M. El-sayed, and A. A. N. ELGHAFAR, "Impact Of Distributed Generation (DG) On The Distribution System Network," 2019.
- [17] S. Basheer and S. T. K C, "Analysis of Protection Challenges in DG Integrated Microgrids," Institute of Electrical and Electronics Engineers (IEEE), Jan. 2024, pp. 1–6. doi: 10.1109/pesgre58662.2023.10404285.
- [18] M. F. Braga Junior, "Impacto da Geração Distribuída na Proteção de Sistema de Distribuição," 2017.
- [19] R. R. Sguaçabia, "Avaliação do Impacto da Geração Distribuída sobre o Sistema de Proteção de Sobrecorrente de uma Rede de Distribuição Operando em Ilhamento Intencional," 2015.

- [20] J .P. NASCIMENTO, “Um sistema de proteção de sobrecorrente adaptativa aplicado a sistemas de distribuição de energia elétrica,” 2020.
- [21] M. R. Carvalho, “Estudo Comparativo de Fluxo de Potência para Sistemas de Distribuição Radial,” 2006.
- [22] P. Esslinger and R. Witzmann, “Increasing grid transmission capacity and power quality by a new solar inverter concept and inbuilt data communication,” *2010 IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Conference Europe (ISGT Europe)*, 2010.
- [23] J. Mamede Filho and D. M. Ribeiro, *Proteção de Sistemas Elétricos de Potência*, 2 Edição. 2020.
- [24] L. C. Zanetta Jr, *Fundamentos de sistemas elétricos de potência*. Editora Livraria da Física, 2006.
- [25] PRODIST, “Prodíst Módulo 8-Qualidade do Fornecimento de Energia Elétrica,” 2021. Accessed: May 19, 2024. [Online]. Available: https://www2.aneel.gov.br/cedoc/aren2021956_prodist_modulo_8_v13.pdf