

Avaliação do Desempenho de Sistemas de Proteção de Redes de Distribuição com Geração Distribuída.

Tema: Sistemas de Controle, Automação e Proteção

Autores: Álvaro Bampi

Co-Autores: Mariana Resener

Empresa: RGE Sul Distribuição de Energia S/A

Resumo

A inserção de geração distribuída (GD) está modificando a topologia tradicional de sistemas de distribuição de energia elétrica (SDEE). A conexão de GDs pode ocasionar problemas de proteção significativos para as distribuidoras de energia elétrica, como perda da seletividade e deterioração da sensibilidade dos dispositivos de proteção (DPs). O presente trabalho propõe uma metodologia para análise da deterioração da sensibilidade e seletividade em diferentes DPs para diferentes níveis de penetração e localização das GDs. Propõe-se a utilização do índice de deterioração de sensibilidade de corrente (SDI) para demonstrar as mudanças nos níveis de corrente de curto-circuito (CC) antes e após a integração das GDs. Com isso, são identificados os possíveis pontos revisão de ajustes da proteção e o limite de inserção de GDs que possa levar à não eliminação de CC pela proteção do alimentador (AL). A metodologia foi testada em 3 estudos de caso de ALs de distribuição na região Sul do Brasil, para este artigo foi apresentado o estudo sob manobra na rede. As simulações foram realizadas utilizando o *software* ASPEN Oneliner. Nesse contexto, os resultados apresentados neste trabalho contribuem para entendimento dos impactos das GDs em redes de distribuição, podendo ser utilizado como insumo na avaliação de manobras que envolvam sistemas com GDs, alertando quanto aos riscos operacionais e comprometimento dos critérios de proteção em razão dos impactos nas correntes de CC.

1. Introdução

Por muitos anos, o setor elétrico operou principalmente sob o modelo de geração centralizada, no qual grandes centrais de produção de energia elétrica, como usinas termelétricas e ou hidrelétricas, eram responsáveis por gerar a eletricidade. A energia elétrica era então transmitida por longas distâncias por intermédio de linhas de subtransmissão para alcançar os centros de carga, onde os consumidores estavam localizados. Nesse modelo tradicional utilizado na subtransmissão e distribuição, o fluxo de energia era predominantemente unidirecional, com a eletricidade fluindo das centrais geradoras para os consumidores finais. Os consumidores desempenhavam um papel passivo, limitando-se ao consumo da energia elétrica fornecida pelas companhias distribuidoras.

O crescente número de Recursos Energéticos Distribuídos (REDs) está desafiando a operação e o planejamento do sistema de distribuição (MARCHESAN, 2021). Os REDs incluem tecnologias de GD, sistemas de armazenamento de energia, veículos elétricos e cargas controláveis conectadas a sistemas de dis-

tribuição locais (CASTRO;GOUVÊA;MOSZKOWICZ,2019). Com os REDs, os consumidores passam não só a consumir, mas também a produzir e armazenar energia, potencialmente levando a fluxos bidirecionais de potência em um sistema que não foi originalmente projetado para isso. Os desafios que surgem dessa topologia incluem sobrecarga nos ativos de rede (transformadores, isoladores, cabos,etc), problemas de tensão e operação inadequada de sistemas de proteção (CONTI,2009;YOUSAF;MUTAQI;SUTANTO,2021). Nesse contexto, um sistema de proteção eficaz que possa lidar com a complexidade e dinâmica do sistema trazidas pelos REDs é essencial para garantir a confiabilidade nos sistemas de energia e para a integração bem-sucedida de energia renovável no sistema de distribuição. O crescimento do número de GDs inseridos no SDEE faz com que as distribuidoras necessitem realizar estudos e avaliações para garantir que esses recursos sejam integrados de forma segura e confiável, mantendo os padrões mínimos de operação, qualidade, confiabilidade e segurança (BAMPI,2023 p. 18).

2. Desenvolvimento

Este trabalho apresenta uma metodologia para investigar os impactos da conexão de GDs no desempenho da proteção dos dispositivos de proteção (DPs) de sobrecorrente. A partir da metodologia proposta, podem ser identificados limitações e riscos impostos aos sistemas de proteção quando da integração em larga escala de GDs. Ainda, a metodologia tem potencial de aplicação em estudos de conexão de GDs onde se busca garantir a integridade da rede e minimizar os riscos no sistema de proteção em diferentes cenários operacionais.

Essas contribuições têm como objetivo melhorar o entendimento e a capacidade de avaliação do sistema de proteção em redes de distribuição com GDs. Isso permite tomar medidas adequadas para garantir a sensibilidade, seletividade e confiabilidade do sistema de proteção diante das alterações introduzidas pela inserção de GDs.

2.1 Metodologia

A metodologia adotada neste trabalho envolve (a) o projeto do sistema de proteção do alimentador levando em consideração relés, religadores e fusíveis, (b) a análise das correntes de curto-circuito e da sensibilidade do sistema de proteção frente a diferentes tipos de curtos-circuitos e cenários de inserção de GDs, e (c) a avaliação do limite de penetração de GDs que compromete a confiabilidade do sistema de proteção existente. A Figura 1 apresenta o diagrama ilustrativo da metodologia proposta neste trabalho. Os seguintes processos são utilizados:

- Processo A: tem como objetivo utilizar as informações da rede de distribuição e os ajustes de proteção existentes e verificar os critérios de proteção: coordenação, seletividade e sensibilidade em situação normal de operação;
- Processo B: considerando o sistema com GD, verifica a coordenação e seletividade da proteção e calcula o SDI;
- Processo C: é realizada a análise dos tempos de coordenação entre os DPs considerando a variação da inserção de GD;
- Processo D: onde são salvas as informações obtidas dos critérios de proteção e avaliado se os DPs podem detectar a I_{ccmin} e se há seletividade;
- Resultado: é obtido o nível máximo de penetração de GD que não compromete a confiabilidade do sistema de proteção do alimentador em regime normal de operação e manobra de contingência.

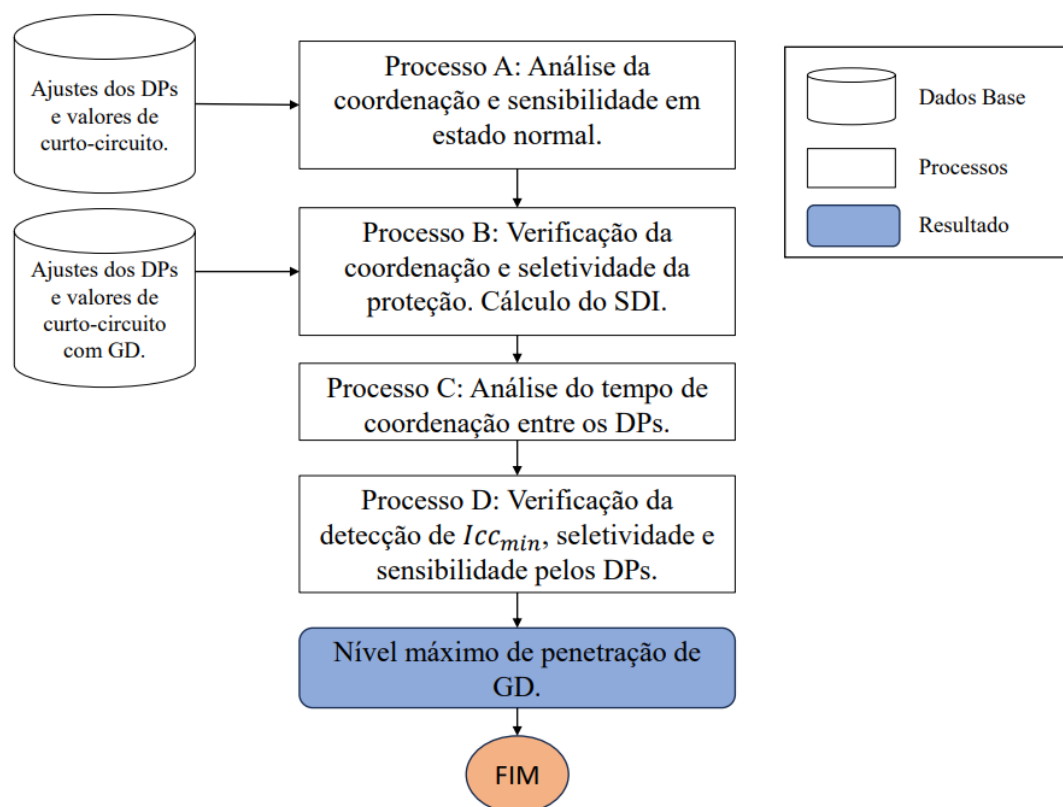


Figura 1 – Diagrama da metodologia (elaborado pelo autor).

O equacionamento utilizado na avaliação da sensibilidade dos DP's, sistemas de proteção, avaliação dos impactos em relés e religadores com a conexão de GDs, coordenação entre religadores e chave Fusível, seletividade entre fusíveis são podem ser obtidos em maiores detalhes em (BAMPI, A p.37-46).

O índice de deterioração de sensibilidade de corrente (SDI) mostra as mudanças no nível de corrente de CC antes e depois da integração da GD experimentada pelos DP's de sobrecorrente existentes. Esse índice auxilia na indicação de pontos de inserção de GDs e prováveis necessidades de revisão nos DP's e pode ser obtido através da seguinte equação:

$$SDI = I_{cc, \text{ com GD}} / I_{cc, \text{ sem GD}} \quad (1)$$

$I_{cc, \text{ com GD}}$ é a corrente de curto-circuito vista por um DP na presença de GD;

$I_{cc, \text{ sem GD}}$ é a corrente de curto-circuito experimentada pelo mesmo DP antes da integração do GD para eventos de curtos-circuitos semelhantes.

O intervalo de tempo de coordenação (ITC) entre os relés de sobrecorrente primário (t_i) e de backup (t_j) pode ser expresso por (6) o valor adotado de variação de faixa de 0,2 a 0,8 s, conforme mencionado em IEEE Std 242-1986 (SINGH; PANIGRAHI; ABHYANKAR, 2013):

$$ITC = t_j - t_i \quad (2)$$

A Figura 2 apresenta o diagrama de um alimentador, com um relé no início do mesmo e RLs intermediários com função de proteção habilitada.

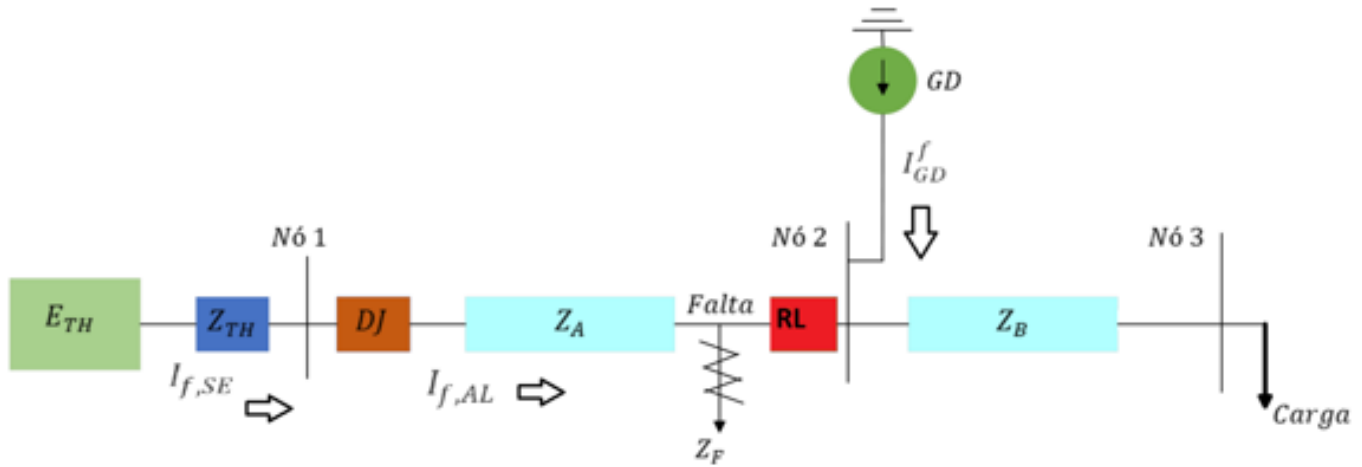


Figura 2 - Diagrama Simplificado do caminho das correntes para um CC entre a SE e a GD.

Considerando o sistema sem GDs, tem-se que:

$$I_{cc, AL} = I_{cc} \quad (3)$$

$$I_{cc, RL} = 0 \quad (4)$$

onde $I_{cc, AL}$ é a corrente de curto-circuito vista pelo relé do alimentador, $I_{cc, RL}$ é a corrente de curto-circuito vista pelo religador. Para o sistema com GD, as correntes vistas pelo relé do alimentador e religador são dadas por:

$$I_{cc, AL} = I_{cc} - I_{cc, GD} \quad (5)$$

$$I_{cc, RL} = - I_{cc, GD} \quad (6)$$

Considerando a presença de GD, a corrente de curto-circuito vista pelo religador passará a ter contribuição de uma nova corrente conforme pode ser observado em (5) e na Figura 2. Dessa forma, pode-se ter impactos nos tempos de atuação esperados para estes equipamentos.

2.2 Especificação dos Eventos

A avaliação do comportamento do sistema de proteção do alimentador avalia a simulação de cenários com defeitos permanentes com base em vários aspectos. Esses aspectos são importantes para compreender o impacto das conexões de GD no sistema de distribuição e garantir a adequada coordenação e seletividade das proteções. Os aspectos considerados são os seguintes:

- Inserção de GD no sistema: variar o nível de penetração de GDs e sua localização no alimentador para avaliar o impacto dessas conexões nas proteções do alimentador;
- Localização do curto-circuito: é importante simular curtos-circuitos em diferentes pontos do alimentador para compreender como as proteções respondem e garantir uma proteção efetiva em toda a extensão do alimentador;
- Tipos de de curto-circuitos: devem ser analisados defeitos em regime permanente para curtos trifásicos, bifásicos e fase-terra;
- Coordenação e seletividade: avaliar o comportamento das proteções é essencial quando ocorre a inserção de novas GDs no sistema de distribuição. É importante garantir que as proteções atuem de forma coordenada e seletiva, mesmo em condições de alta inserção de geração;
- Contingência ou manobras na rede: manobras devido a situações de emergência ou necessidade de remanejo de cargas podem resultar na transferência de trechos com GD. É importante avaliar sistema de proteção considerando a nova topologia da rede, bem como a necessidade de retirar as GDs de operação antes da reconfiguração.

Através da simulação desses cenários, é possível identificar os impactos no sistema de proteção. Dessa forma, é possível indicar a necessidade de novos ajustes para garantir a correta operação do sistema de proteção, a coordenação adequada entre os dispositivos, a sensibilidade entre os DPs e a segurança do sistema elétrico.

2.3 Estudo de Caso

Estudos de coordenação, seletividade e sensibilidade de proteção em sistemas elétricos de potência consideram e utilizam, normalmente, resultados de simulações computacionais, devido à complexidade dos modelos utilizados. Neste trabalho, o *software* ASPEN Oneliner foi utilizado nas simulações.

O alimentador de distribuição é conectado ao sistema de subtransmissão em 69 kV através de um transformador de três enrolamentos de 69/23,1/13,8 kV conectado em Y/Y/Delta. Os alimentadores (AL01 e AL02) estão conectados na mesma linha de subtransmissão e operam em 23,1 kV com uma carga nominal de aproximadamente 1 MVA e 3 MVA, respectivamente, atendendo a um total de 5 mil consumidores das classes residencial, comercial, industrial e rural.

Ainda, o AL01 possui uma extensão total de rede de 21 km e o AL02 possui 35 km. A Figura 2 ilustra os alimentadores utilizados no estudo de caso.

Para ambos ALs, foram considerados uma planta de geração solar fotovoltaica (GDF01 e GDF02) e um gerador síncrono (GDS01 e GDS02) conectados ao nó 10 do AL1 e ao nó 14 do AL2.

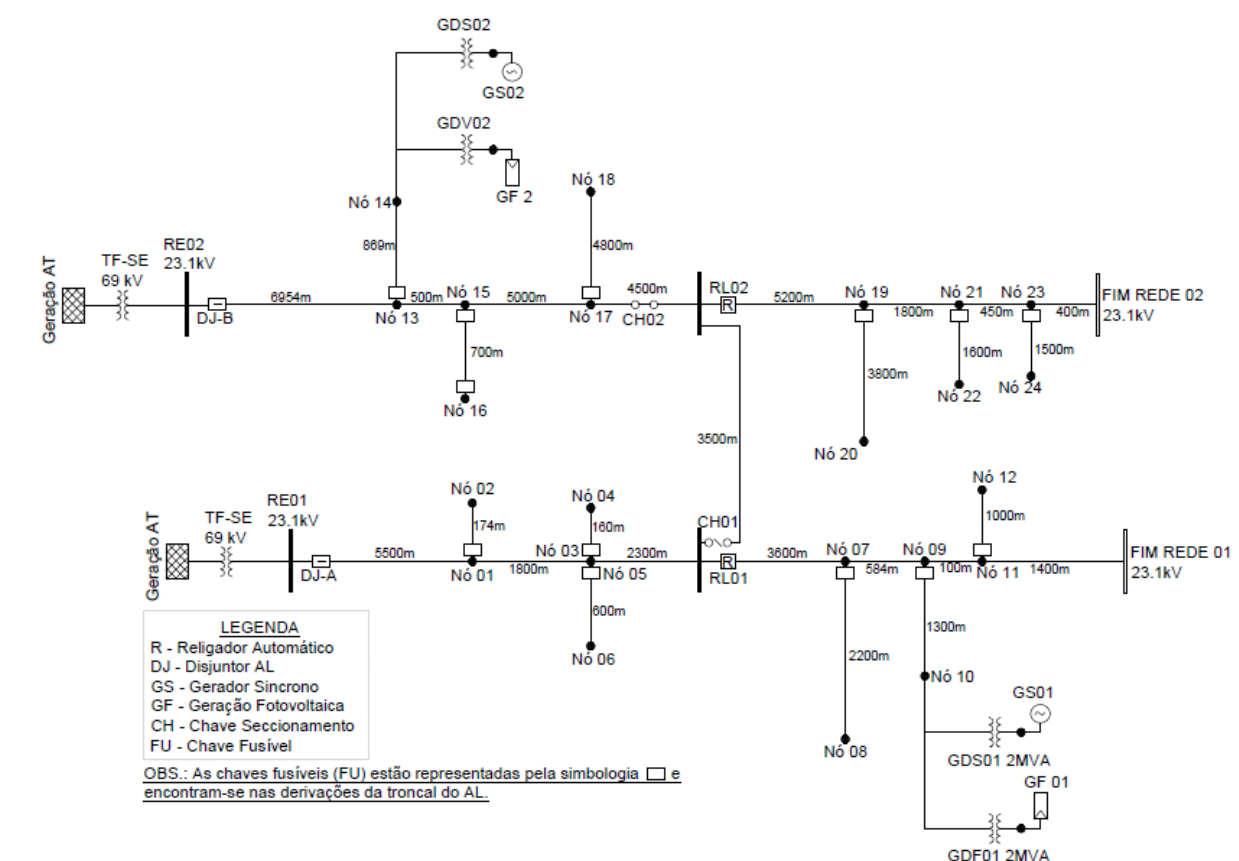


Figura 2 – Diagrama da metodologia (elaborado pelo autor).

2.3.1 Modelo do Gerador Síncrono

Dois geradores síncronos com potência nominal de 1 MVA operando na tensão de 0,380 V foram considerados nas simulações. Eles estão interligados ao SD de 23,1 kV através de um transformador Delta/Y. Para representar as GDs, foram considerados parâmetros elétricos de um gerador existente e em operação no sistema da distribuidora (0,38 kV e 1 MVA), apresentados na Tabela 1 na base do gerador.

Tabela1 – Dados do Gerador Síncrono.

	Impedância [pu]
Subtransiente	$j0,20$
Transiente	$j0,30$
Síncrona	$j1,04$
Sequência negativa	$j0,20$
Sequência zero	$j0,08$

2.3.1 Modelo Transformador de acoplamento

O transformador de acoplamento foi modelado com parâmetros obtidos a partir dos requisitos descritos em transformadores para redes aéreas de distribuição. A ligação do transformador é delta no lado de média tensão (MT) e estrela aterrado no lado de baixa tensão (BT). A Tabela 2 traz os dados da placa do transformador, onde R, X, R0 e X0 representam, respectivamente, a resistência e reatância de sequência positiva que é igual para sequência negativa e a resistência e reatância de sequência zero. Ainda, Zg1 representa a impedância de neutro.

Tabela2 – Dados do Transformador.

Tipo	Delta / Y aterrado
Tensão lado BT	0,38 kV
Tensão lado MT	23,00 kV
R	0,00
X	0,05
R0	0,00
X0	0,05
Zg1	0,00

2.3.1 Modelo da Geração Solar Fotovoltaica

Fontes conectadas através de conversores são modeladas no *ASPEN Oneliner* a partir de um modelo de fonte de corrente controlada por tensão, sem contribuição de corrente de sequência zero (ASPEN,2020). O controle de corrente reativa pode ser aplicado para ambas as correntes de sequências positiva e negativa, a partir do ajuste da declividade (IEEE,2020). A injeção de corrente reativa é proporcional ao desvio da tensão com relação a 1 pu, para valores fora da zona morta conforme ilustra a Figura 3. Ainda, o modelo permite informar valores de tensão mínimo e máximo a partir dos quais a fonte conectada através de conversor é retirada de operação.

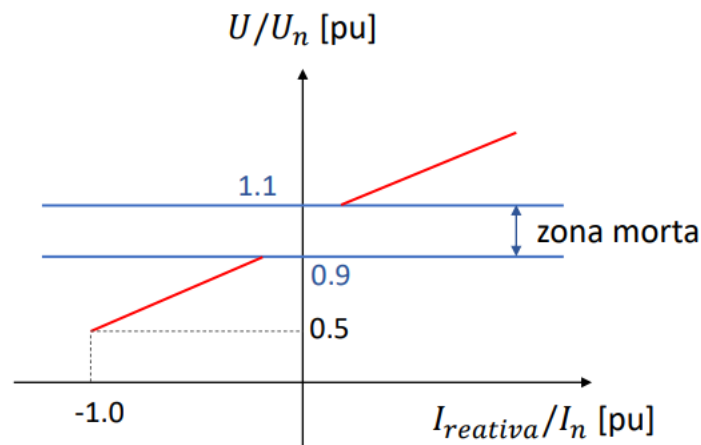


Figura 3 – Corrente reativa de saída do inversor durante distúrbios de tensão. (Adaptado de (IEEE, 2020)).

2.3.3 Sistema de proteção dos Alimentadores

No sistema de proteção dos alimentadores, foram considerados relés, religadores e chaves fusíveis. Estes dispositivos têm como seu principal objetivo proteger a rede contra perturbações de corrente que possam prejudicar o SDEE. Através dos critérios definidos na metodologia foram avaliadas as proteções dos DPs instalados na rede de distribuição para cada AL em condições normais de operação e em contingência. Na Figura 2 são demonstrados onde estão instalados os DPs dos dois alimentadores e as chaves de seccionamento para realização de manobra de contingência.

2.4 Resultados Estudo de Caso

Neste estudo de caso, foi simulada a transferência de carga entre os alimentadores AL01 e AL02 a fim de avaliar o sistema de proteção para a rede modificada. Foram simulados curtos-circuitos em todos os nós do alimentador, variando a potência instalada de GD. Ainda, as GDs foram conectadas no final da rede de distribuição próximas aos nós FIM REDE01 e FIM REDE02. A Figura 3 ilustra os alimentadores após a transferência de carga a partir da abertura de chave de seccionamento no nó 17, retirando de operação o trecho entre o AL02 até o RL02. Dessa forma, parte da carga inicialmente no AL02 passou a ser atendida pelo AL01. Os níveis considerados podem ser visualizados na Tabela 3.

Tabela 3 – Valores de Inserção de GD no AL.

Penetração de GD (%)	Potência (MVA)
12	0,25
25	0,50
37	0,75
50	1,00
75	1,50
100	2,00

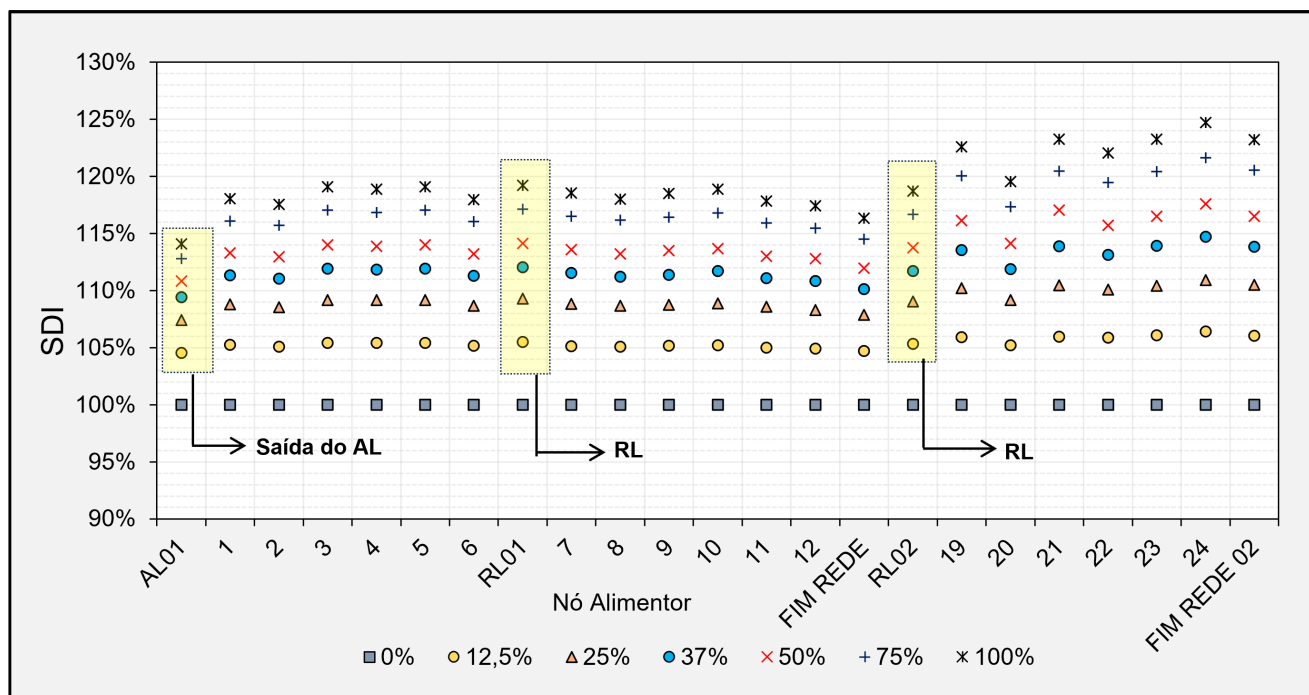


Figura 4 – SDI para Curto-circuito Monofásico sem impedância (elaborado pelo autor).

A partir da figura 4, pode-se observar que a variação das correntes de curto-circuito aumenta conforme o nível de penetração de GDs cresce. Com o aumento do nível de penetração, em alguns casos, a variação da corrente de curto-circuito chega próximo a 150% comparado com o sistema sem GD. Ainda, nos casos analisados, as gerações fotovoltaicas (GDF01 e GDF03) foram retiradas de operação e não tiveram contribuição nos valores de corrente de curto-circuito, pois a tensão no ponto de conexão foi inferior a 0,88 pu, assim retirando de operação a geração fotovoltaica.

2.4.1 Análise das Proteções entre AL01 e RLs 01 e 02

A Tabela 4 apresenta as correntes de curto-circuito para o sistema sem GD e com 100% de penetração GD, onde $I_{cc,GD}$ representa a soma das correntes de curto-circuito das GDs 01 e 03. No nível de penetração de GD de 100%, com um curto-circuito no nó FIM REDE01, há cerca de 9% de redução na corrente de curto-circuito vista pelo relé do AL01, que passa de 0,833 kA para 0,761 kA.

Tabela 4 – Correntes de curto-circuito com 100% e sem GD para AL01 e RL01.

Tipo de curto-circuito	$I_{cc,AL}$		$I_{cc,RL01}$		$I_{cc,GD}$		FIM REDE 01	
	Sem GD	100% GD	Sem GD	100%	Sem GD	100%	Sem GD	100%
Monofásico	701	661	701	850	0	130	701	831
Bifásico	722	545	722	742	0	477	545	1022
Trifásico	833	761	833	927	0	278	833	1111

A partir da Tabela 4, verifica-se que há um aumento nas correntes de curto-circuito próximo às GDs e uma diminuição da contribuição de corrente vinda do AL01 para um curto-circuito no nó FIM REDE01. Mesmo com a diminuição da contribuição de corrente no AL01, a sensibilidade é mantida em caso de uma falha de operação do RL01.

Em relação à proteção entre AL01 e RL01, pode-se verificar que ocorre a melhoria na seletividade devido à contribuição de corrente de curto-circuito vinda do GD02 ($I_{cc,GD03}$). A figuras 5 apresenta os coordenogra-

mas para o sistema sem GDs e com 100% de penetração de GDs, onde se pode observar a melhoria nos tempos de coordenação e seletividade entre os DPs.

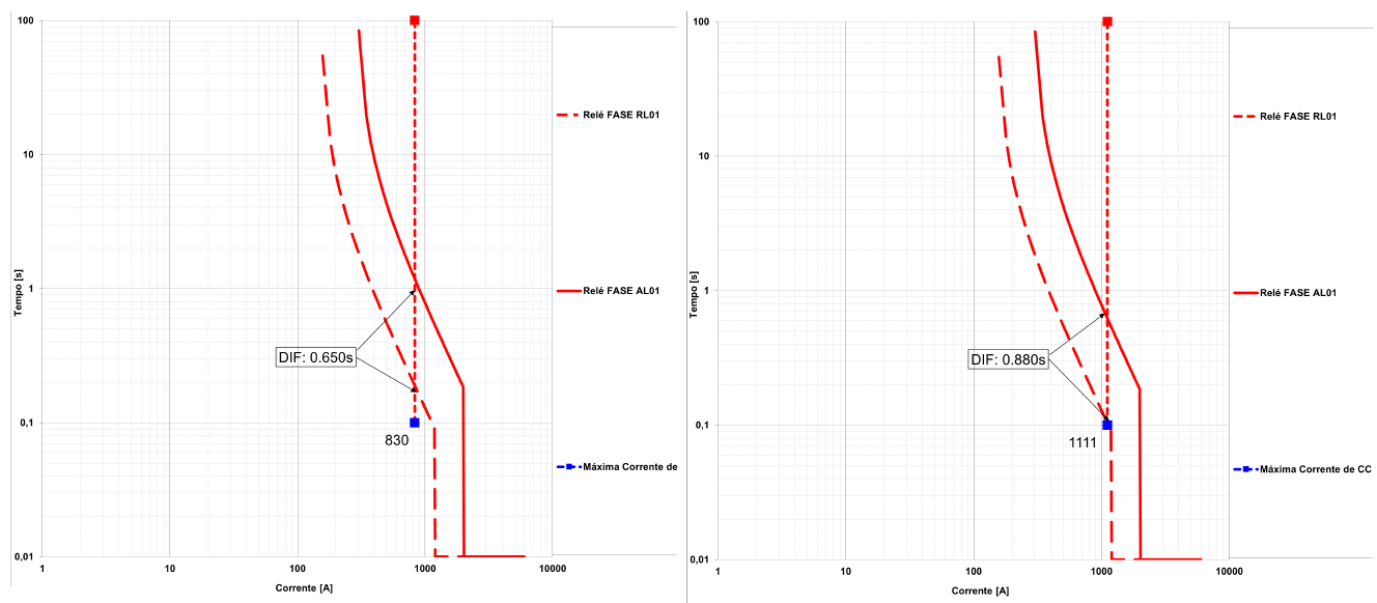


Figura 5 – Coordenograma das proteções do AL01 e RL01 sem e com GD.

A Tabela 5 apresenta as correntes de curto-circuito para o AL01 e RL02, onde $I_{cc,GD}$ é a soma das correntes de curto-circuito das GDs 01 e 03. Analisando as proteções entre AL01 e RL02, considerando o curto-circuito em FIM REDE02 com nível de penetração de GD de 100%, observa-se cerca de 19% de redução na contribuição da corrente de curto-circuito para o AL01, ou seja, de 0,551 KA para 0,410 kA.

Tabela 5 – Correntes de curto-circuito com 100% e sem GD para AL01 e RL02.

Tipo de curto-circuito	$I_{cc,AL}$		$I_{cc,RL02}$		$I_{cc,GD}$		FIM REDE 02	
	Sem GD	100% GD	Sem GD	100%	Sem GD	100%	Sem GD	100%
Monofásico	501	380	501	562	0	121	501	622
Bifásico	478	301	478	490	0	340	478	710
Trifásico	551	410	551	609	0	344	551	772

Os coordenogramas para o sistema sem GDs e com 100% de penetração de GDs são apresentados na figura 6, respectivamente, onde se verifica a perda da sensibilidade em caso de falha no RL02. Neste caso, proteção do AL01 poderá não atuar para defeitos na rede de distribuição entre RL02 e o final da rede, prejudicando a confiabilidade da proteção para este alimentador.

Ainda, observa-se melhoria na seletividade entre AL01 e RL02 devido à contribuição da GD01 para a corrente de curto-circuito, aumentando os tempos entre AL01 e RL02 melhorando a seletividade entre os DPs.

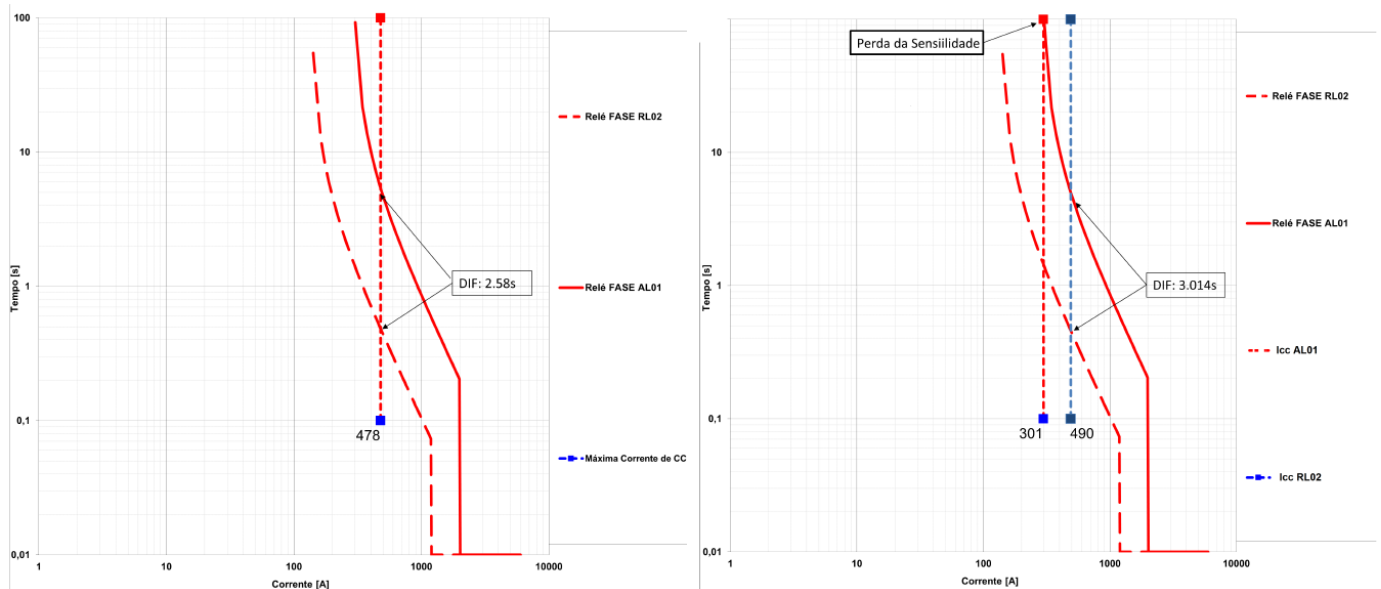


Figura 6 – Coordenograma das proteções do AL01 e RL02 sem e com GD.

Observando os resultados obtidos em relação às proteções do AL01 com o RL01, pode-se observar que elas operam normalmente com até 100% de inserção de GD. Em relação às proteções entre AL01 e RL02, as mesmas operam normalmente com até 100% de inserção de GD. Uma observação em relação ao AL01 e RL02 com 100% de GD é que, em caso de falha de operação ou não funcionamento do religador, a proteção do AL01 não terá sensibilidade até o FIM REDE02.

Considerando a localização da GDS01 no nó 10 e da GDS02 no nó 24, no final do AL (ver Figura 3, haverá uma melhora na seletividade entre AL01 e RLs 01 e 02. No entanto, com a contribuição de corrente curto-circuito das GDs, a proteção do AL01 poderá perder a sensibilidade até o final da rede em caso de falha de operação dos RLs, colocando em risco a confiabilidade do sistema.

A partir das equações (2), (3)-(4) e (5)-(6), foram obtidos os valores de e Intervalo de Tempo de Coordenação (ITC) apresentados na Tabela 6. Com a conexão das GDs, as correntes de curto-circuito vistas pelos diferentes DPs foram alteradas, resultando na melhor seletividade entre o RL01 e AL01 com GD conforme os coordenogramas da figura 5.

Entre AL01 e RL02 também há melhora na seletividade. No entanto, conforme mostra a figura 6, em caso de falha de operação no RL02 a proteção de retaguarda (AL01) poderá não enxergar um curto-circuito próximo ao FIM REDE02.

A Tabela 6 mostra os valores de ITC entre AL01 e os DPs a jusante com e sem GD. Os resultados mostram como os níveis de penetração de GD alteram consideravelmente os tempos de seletividade entre os DPs.

Tabela 6 – ITC alimentador-religador sem e com GD.

Local dos Curtos-Circuitos	ITC (segundos) Sem GD			ITC (segundos) Com GD		
	Trifásico	Bifásico	Monofásico	Trifásico	Bifásico	Monofásico
RL01	0,43	0,39	0,42	0,55	0,48	0,50
RL02	2,89	2,37	2,42	3,19	2,58	2,76
FIM REDE01	0,74	0,71	0,73	0,88	0,82	0,85
FIM REDE02	4,96	4,88	4,91	5,20	5,01	5,11

2.4.4 Análise da Proteção entre RLs 01, 02 e Fusíveis

A Tabela 7 apresenta os resultados de ITC para curtos-circuitos trifásico, bifásico e monofásico, considerando o sistema sem GD e com 75% de penetração de GDs. Estes resultados foram utilizados para avaliar a seletividade entre o RL01 e as chaves fusíveis F7, F9 e F11 e RL02 e as chaves fusíveis F19, F21 e F23. Verifica-se que a seletividade entre os dispositivos deixa de existir na presença de GD.

Tabela 7 – ITC religador-fusível com e sem GD - Estudo de Caso.

Nó	Local do CC	ITC (Segundos) Sem GD			ITC (Segundos) Com GD		
		Trifásico	Bifásico	Monofásico	Trifásico	Bifásico	Monofásico
7	2200m	0,401	0,318	0,323	0,060	0,071	0,084
9	1300m	0,365	0,288	0,231	-0,014	-0,02	-0,011
11	1000m	0,387	0,295	0,246	-0,017	-0,019	-0,015
19	3800m	0,701	0,683	0,675	0,201	0,195	0,187
21	1600m	0,694	0,677	0,664	0,197	0,182	0,174
23	1500m	0,706	0,688	0,679	0,207	0,199	0,193

Analisando a proteção entre RL01 e FUs a jusante, verifica-se a perda de seletividade devido aos valores de corrente de curto-circuito aumentarem. Tal situação pode ser visualizada a partir do coordenograma para o sistema sem GDs e com GDs no RL01, apresentado na Figura 7. O coordenograma detalha a seletividade entre RL01 e a FU no nó 11, onde foi realizado um curto-circuito no início do ramal da FU11 e avaliado os valores de corrente de curto-circuito vistas pelo RL01. Os valores informados no coordenograma, como valores mínimos de corrente de curto-circuito representam a corrente sem GD (pontilhado azul) e máxima corrente de curto-circuito com GD (pontilhado vermelho).

Para a análise entre RL02 e as FUs a jusante, houve a perda da seletividade devido os valores de corrente de curto-circuito aumentarem nas FUs e nos RLs, por causa das localizações das GDs contribuírem em suas correntes. Pode ser verificado o coordenograma para o sistema sem GDs e com penetração de GDs no RL02 com a FU no nó 21, mostrado na Figura 7. O coordenograma detalha a seletividade entre RL02 e a FU no nó 21, onde foi realizado um curto-circuito no início do ramal da FU21 e avaliado os valores de corrente de curto-circuito vistas pelo RL02.

Os RLs 01 e 02 podem atuar antes ou em conjunto com as FUs a jusante, em uma situação de curto-circuito nos ramais das chaves fusíveis, ocasionando um número maior de clientes interrompidos e dificultando a localização do defeito pela equipe de campo. Essa situação é indesejável, uma vez que reduz a qualidade do serviço de fornecimento de energia elétrica.

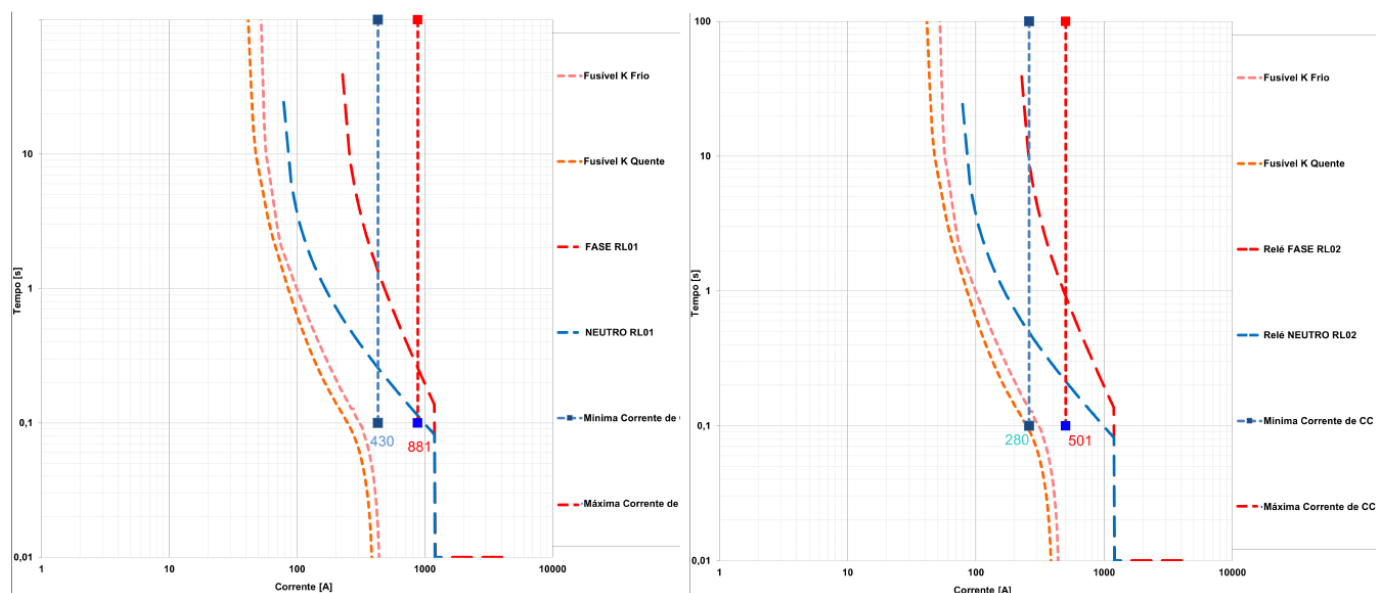


Figura 7 – Coordenograma entre RL01 e RL02 com e sem GD.

As figuras 8 e 9 apresentam a variação do ITC para diferentes níveis de penetração de GD, considerando curtos-circuitos do tipo monofásico, bifásico e trifásico obtidos da Tabela 22. Pode-se observar que, conforme o aumento de inserção de GD, há maiores chances de perda da seletividade da proteção. Ainda, há riscos de disparo dos RLs, antes das FUs encontradas a jusante devido ao aumento dos valores de corrente de curto-circuito. Para uma uma penetração de GD de 50% ou mais, existe o risco de perda de seletividade entre religador-fusíveis.

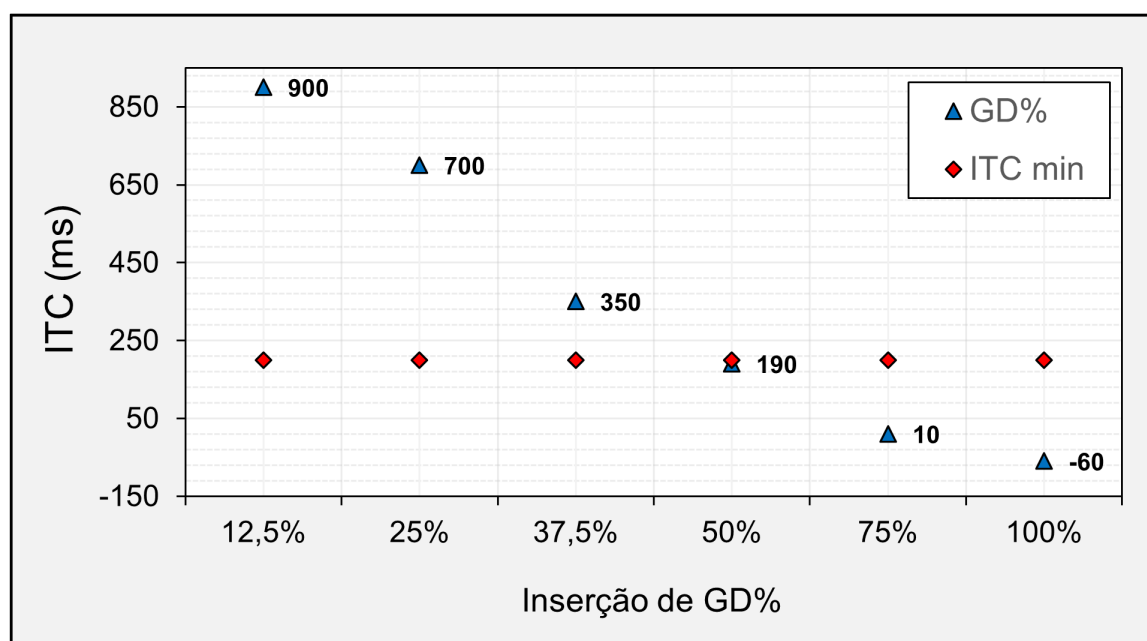


Figura 8 – Variação no ITC do RL-01 para diferentes níveis de penetração de GD.

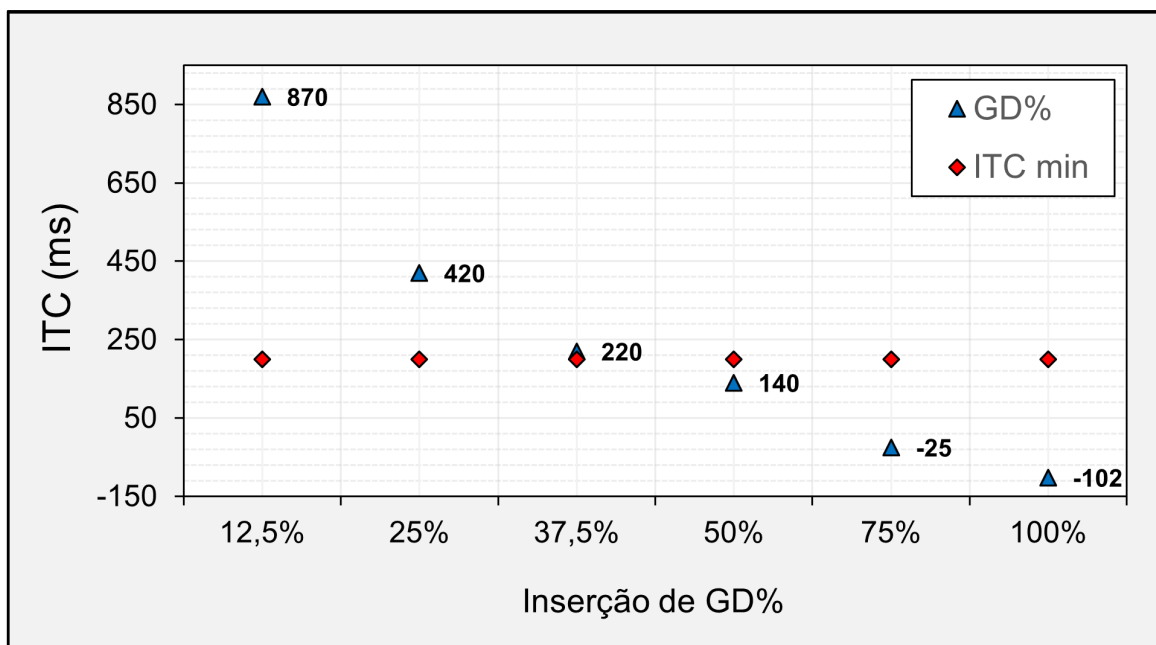


Figura 9 – Variação no ITC do RL-02 para diferentes níveis de penetração de GD.

Pode-se concluir que a seletividade religador-fusível precisa ser revisada para situações com inserção de GD acima de 1 MVA (50%). Pode haver necessidade de alteração dos ajustes de proteção, troca de elo ou retirada de chaves fusíveis.

2.4.3 Análise dos Resultados Estudo de Caso com impedância 40 &

A Figura 4 mostra os valores do SDI, para correntes de curto-circuito monofásica (com impedância 40&). Pode-se observar, que a variação das correntes de curto-circuito aumenta conforme o nível de penetração de GDs cresce, principalmente na região mais próxima das GDs. As GDs GF01 e GF03 permanecem em operação contribuindo para os valores de corrente de curto-circuito. Com o aumento do nível de penetração, em alguns casos, há um aumento do SDI próximo aos 125%.

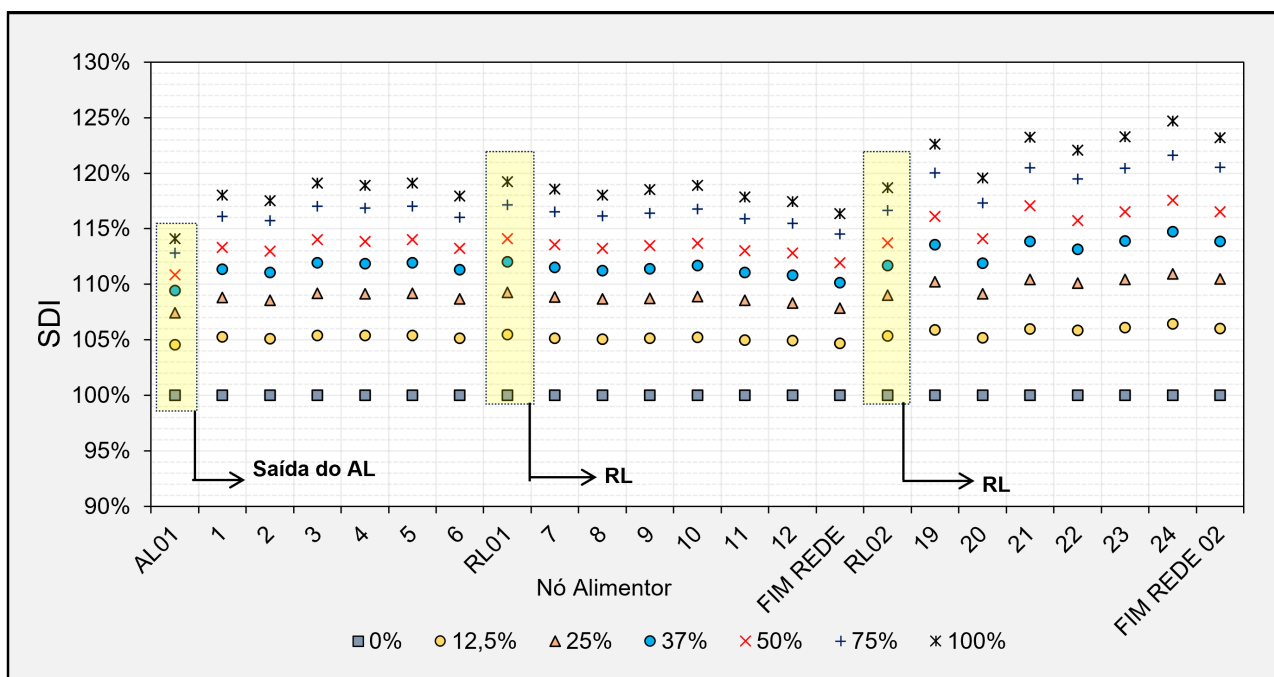


Figura 10 – SDI para Curto-circuito Monofásico com impedância (elaborado pelo autor).

As figuras 9 e 10 mostram os valores de corrente de curto-circuito vista pelo relé do alimentador AL01 (IF,DJ) e a contribuição de corrente a partir das GDS (GDS01 e GDS02) e GDF (GDF01 e GDF02) para diferentes níveis de penetração de GD. Pode-se observar que com o aumento de inserção de GD leva a uma redução na corrente de curto-circuito vista pelo AL01. Dessa forma, é recomendável revisar os ajustes de proteção do AL01 para garantir a confiabilidade da proteção com os DPs.

Essa redução afeta significativamente a sensibilidade do relé AL01 (“IF, DJ”, em vermelho) em relação aos RLs 01 e 02. Quando o nível de penetração de GD atinge 1 MVA (50%) e 0,75 MVA (37%), ocorre perda da sensibilidade (“Prot.”, em verde) entre AL01 e RL01 e entre AL01 e RL02, respectivamente.

A análise apresentada auxilia na identificação da contribuição das correntes de curtos-circuitos das GDs síncronas (“IF,GS01”, em azul, e “IF,GS03”, em cinza) e as GDs fotovoltaicas (“IF,GF01”, em amarelo, e “IF,GF03”, em verde) em relação a corrente de curto-circuito vista pelo relé do AL01 (“IF,DJ”, em vermelho). Dessa forma, pode-se avaliar o limite de inserção de GDs no alimentador sem que se prejudique a confiabilidade do sistema de proteção.

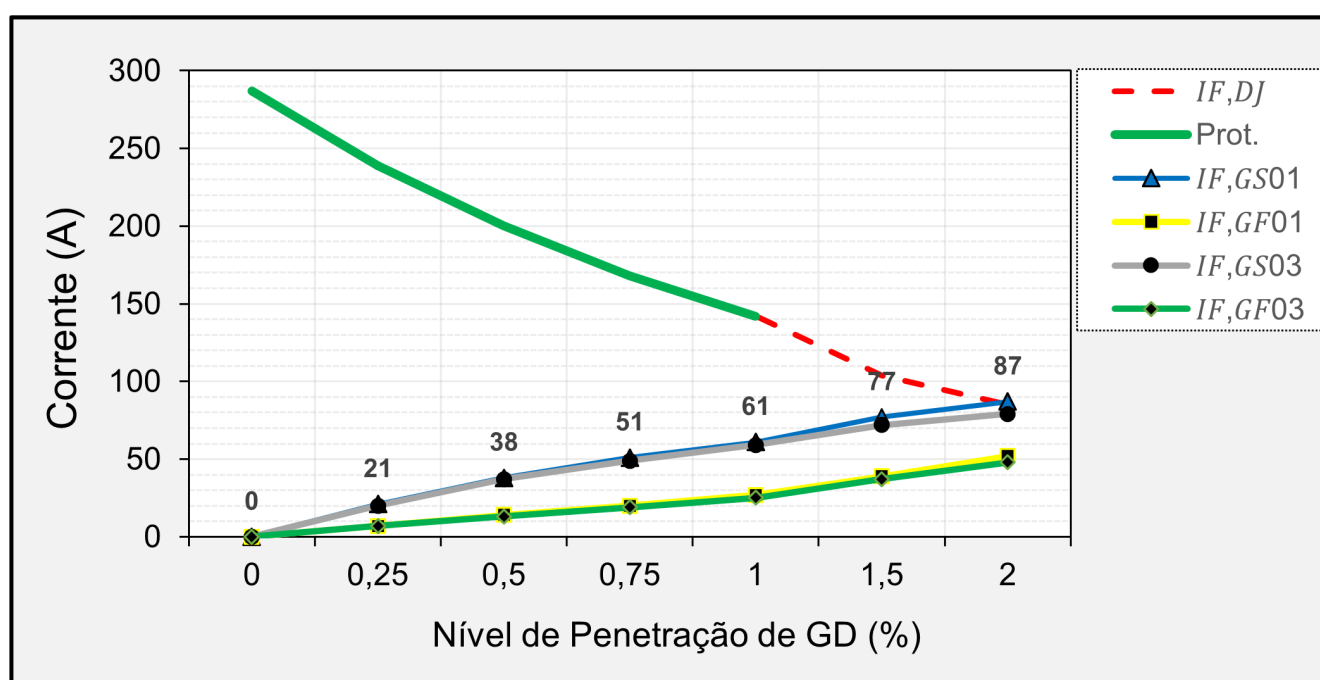


Figura 11 – Contribuição de CC da GD em relação AL01 e RL01 com impedância.

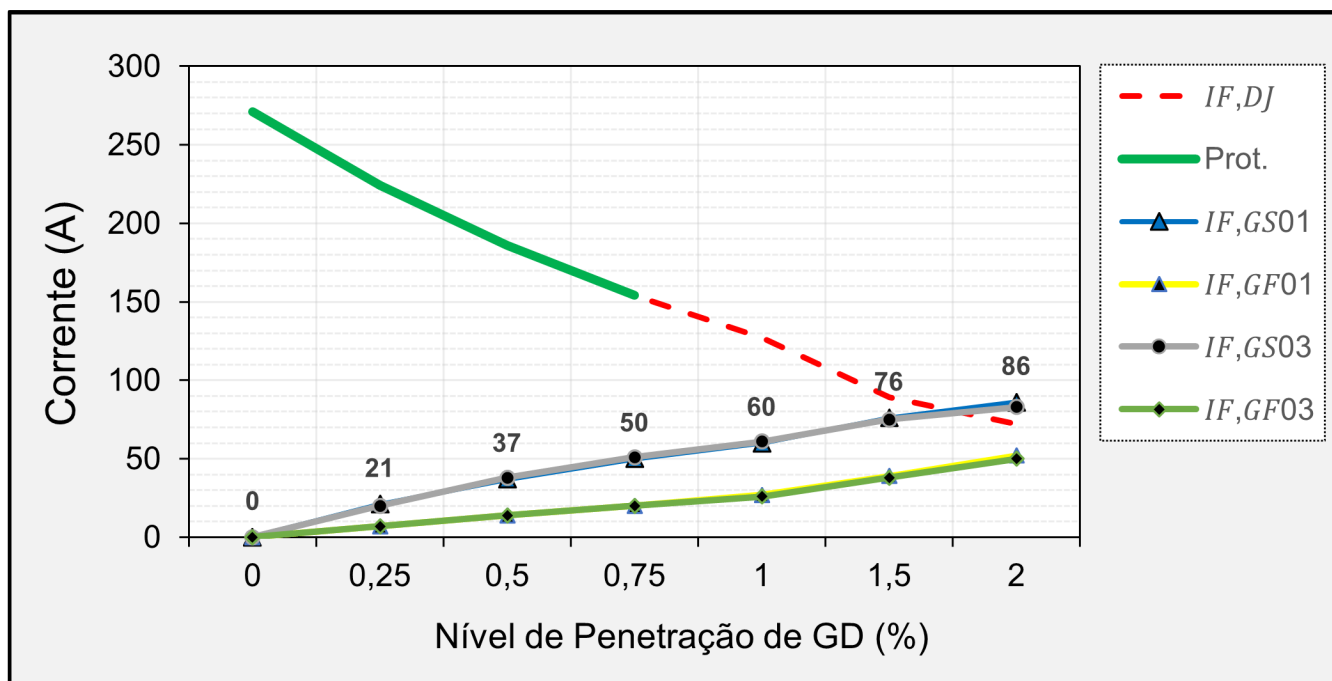


Figura 12 – Contribuição de CC da GD em relação AL01 e RL02 com impedância.

3. Conclusão

Este trabalho apresentou uma metodologia para análise dos impactos nos níveis de curto-circuito da rede e atendimento aos critérios de ajuste de proteção de redes de distribuição na presença de GDs. Foram avaliados os aspectos de sensibilidade (alcance) e seletividade da proteção de alimentadores a partir de diferentes níveis de penetração de GD e cenários de configuração do sistema.

As simulações realizadas demonstraram que o nível de penetração de GDs conectadas à rede pode influenciar significativamente no comportamento do sistema de proteção. No estudo de caso foi avaliada a situação de manobra entre alimentadores com GDs instaladas no final de suas respectivas redes. A manobra transferiu a parcela final de um circuito para o outro juntamente com a GD e foram avaliados os critérios de proteção de forma similar aos casos anteriores. Este cenário é parecido com o primeiro caso analisado, sendo que nesta simulação foi observado maior impacto na sensibilidade dos DP's, comprometendo este critério e requerendo revisão de ajustes do alimentador. Todavia, verificou-se que reduzindo a potência ou limitando a inserção das GDs de forma a não impactar significativamente as correntes de curto-circuito, o critério de sensibilidade poderia ser eventualmente atendido sem a necessidade de revisão dos ajustes. Em relação ao critério de seletividade, houve melhoria (aumento) do tempo entre a proteção geral e o religador, mas também houve degradação da seletividade entre religador e fusíveis a jusante, necessitando de revisão.

Nesse contexto, entende-se que os resultados apresentados neste trabalho contribuem para entendimento dos impactos da conexão de GDs em redes de distribuição com relação à proteção convencional de sobrecorrente. Ao compreender esses impactos, as distribuidoras podem tomar medidas adequadas para garantir que a conexão de GDs não prejudique a operação do sistema sob o ponto de vista da proteção. Os resultados encontrados neste trabalho podem ser utilizados como insumo na avaliação de manobras que

envolvam sistemas com GDs, alertando quanto aos riscos operacionais e comprometimento dos critérios de proteção em razão dos impactos nas correntes de curto-circuito.

Deve-se reconhecer que a expansão das GDs que operam de forma intermitente acrescida à natural flexibilidade operativa da rede, com múltiplos cenários de manobra possíveis, exigem uma reflexão por parte das distribuidoras de que apenas um ajuste de proteção de sobrecorrente, como sempre operaram as redes, dificilmente atenderá os critérios de proteção para todos os múltiplos cenários possíveis. Por fim, entende-se que os resultados e as análises apresentados neste trabalho fornecem informações relevantes sobre os desafios e as considerações técnicas envolvidas na inserção de GDs em redes de distribuição.

4. Referências bibliográficas

ASPEN ONELINER. Converter-Iterfaced Resource Command. USA, 2020.

BAMPI, A. Avaliação do Desempenho de Sistemas de Proteção de Redes de Distribuição com Geração Distribuída. 2023. 108 p. Dissertação (Mestrado em engenharia) — Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Porto Alegre, 2023.

CASTRO, N. d.; GOUVÊA, A. R.; MOSZKOWICZ, M. Desafios das distribuidoras de energia elétrica frente à difusão dos recursos energéticos distribuídos. Canal Energia, [S.l.], p.1–5, 2019.

CONTI, S. Analysis of distribution network protection issues in presence of dispersed generation. Electric Power Systems Research, [S.l.], v.79, n.1, p.49–56, 2009.

IEEE1547. IEEE Standard for Interconnection and Interoperability of Distributed Energy Resources with Associated Electric Power Systems Interfaces—Amendment 1: to provide more flexibility for adoption of abnormal operating performance category iii. IEEE Std 1547a-2020 (Amendment to IEEE Std 1547-2018), [S.l.], p.1–16, 2020

MARCHESAN, G. et al. Distributed Synchronous generation ride-through enhancement by anti-islanding protection blocking. Electric Power Systems Research, [S.l.], v.196, p.107232, 2021.

YOUSAF, M.; MUTTAQI, K. M.; SUTANTO, D. A Control Strategy to Mitigate the Sensitivity Deterioration of Overcurrent Protection in Distribution Networks With the Higher Concentration of the Synchronous and Inverter-Based DG Units. IEEE Transactions on Industry Applications, [S.l.], v.57, n.3, p.2298–2306, 2021.