



GRUPO DE ESTUDO DE SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO - GDI

IMPACTOS DA MASSIVA PROLIFERAÇÃO DA GERAÇÃO DISTRIBUÍDA NA PROTEÇÃO DAS REDES DE ALTA TENSÃO

SAMUEL S. SILVA JR.¹, FÁBIO C. PADOVANI NETO¹, BRUNO C. GONÇALVES¹, ROBERTO C. CARVALHO¹, JOSÉ M. T. MARINHO¹, ALAN R. G. GOES², CARLOS A. M. GOMES², TATIANA M. L. ASSIS¹, DJALMA M. FALCÃO¹ E GLAUCO N. TARANTO¹

¹ COPPE/UFRJ

² LIGHT S.E.S.A.

RESUMO

Este trabalho apresenta os resultados preliminares de um projeto de P&D Aneel da empresa Light S.E.S.A sobre os impactos da proliferação da geração distribuída na proteção de sua rede de alta tensão. No estágio atual, os estudos abordam os impactos das GDs, tanto do tipo máquina síncrona quanto do tipo painel fotovoltaico, na proteção de sobrecorrente da distribuidora, em um caso real. Os estudos são divididos em três análises: uma inicial, com abordagem analítica; uma segunda, através da simulação computacional em um software de análise estática e dinâmica com modelagem trifásica; e por fim, uma análise probabilística caracterizada pela técnica de Simulação Monte-Carlo.

PALAVRAS-CHAVE

Geração Distribuída, Proteção de Sobrecorrente, Simulação Monte-Carlo, Simulação Probabilística,

1.0 INTRODUÇÃO

Nos últimos anos, a massiva proliferação de micro e minigeração distribuída (GD) tem provocado uma série de impactos nas redes de energia elétrica [1-4]. Tais impactos têm sido mais significativos nos sistemas de distribuição, uma vez que essas unidades de geração são conectadas, principalmente, aos sistemas de média tensão (MT) e baixa tensão (BT), os quais não foram originalmente projetados para hospedá-las. Nesse contexto, a crescente inserção de GD nos sistemas traz cada vez mais complexidade ao planejamento e operação dessas redes. Contudo, as redes de alta tensão (AT), i.e., os sistemas de subtransmissão e transmissão, não estão imunes à massiva proliferação dessas unidades de geração.

Um dos desafios técnicos presentes é a inversão do fluxo de potência nas subestações de transformação AT/MT [4], especificamente, no caso em que a soma das GDs, presentes nas redes de BT e MT, ultrapasse a demanda do transformador. Portanto, essas subestações passam a ser tratadas como “usinas virtuais” (UVs), impactando nas características de operação, controle e proteção da rede AT. Se essas UVs se comportassem como usinas convencionais, haveria, certamente, um impacto na operação das redes AT, contudo o comportamento seria conhecido. Entretanto, com a grande proliferação de geração fotovoltaica, essas UVs são, em geral, não-despacháveis e com alta variabilidade, cuja geração é conectada à rede via inversores. Essa conjunção de fatores torna o comportamento das UVs bastante complexo, dificultando o controle e a proteção da rede AT.

Neste contexto, este trabalho é resultado de um projeto de P&D Aneel da empresa Light S.E.S.A. com o objetivo de avaliar o impacto da massiva proliferação de geração distribuída conectada nas redes MT (minigeração) e BT (microgeração), na proteção de suas linhas de transmissão da rede AT.

O projeto prevê a investigação dos principais problemas causados pela massiva penetração da GD nas redes, com bases em questões apresentadas na literatura técnica como, as questões de efeito *infeed* e *outfeed* das proteções de distância [5], as questões de proteções diferenciais nas linhas com tapes intermediários ou com múltiplos terminais [6] e a questão da ausência de grandezas de sequência negativa e zero das fontes conectadas via inversores [7], impactando na função direcional [8]. Contudo, este informe técnico irá apresentar os resultados da etapa atual do projeto, que trata do impacto destas fontes na proteção de sobrecorrente da rede AT da Light S.E.S.A. em dois cenários reais com características elétricas distintas.

Os estudos são divididos em três análises complementares. Uma inicial, com abordagem mais analítica, em que o problema da dessensibilização da proteção de sobrecorrente, devido à penetração de fontes de geração de maneira

intermediária à linha de transmissão protegida, é formulado; uma segunda, onde procura-se avaliar o impacto da penetração dessas unidades de geração, síncrona e fotovoltaica, através da simulação computacional em um software de análise de redes com modelagem trifásica e fasorial; e por fim, uma análise probabilística, caracterizada pelo uso da ferramenta Simulação de Monte-Carlo, da influência das GDs do tipo fotovoltaica nos sistemas de proteção de sobrecorrente. Uma vez que, a característica estocástica deste tipo de geração, não garantindo uma injeção constante de energia no ponto de conexão, com comportamento não-despachável e conexão via inversores torna o problema mais complexo.

Este informe técnico é organizado da seguinte maneira. A seção 2 apresenta os impactos da massiva penetração de GD na proteção de sobrecorrente. A seção 3 apresenta a modelagem do caso de estudo, incluindo o sistema elétrico e os modelos das unidades de GD utilizados nas simulações. A seção 4 apresenta os resultados obtidos. E por fim, a seção 5 apresenta as conclusões obtidas no desenvolvimento do informe técnico.

2.0 IMPACTOS DA MASSIVA PENETRAÇÃO DE GD NA PROTEÇÃO DE SOBRECORRENTE

O impacto da penetração de uma unidade geradora ao longo de um circuito protegido pode ser compreendido pela análise da variação da corrente de defeito monitorada pelo relé de sobrecorrente, considerando o caso sem e com geração distribuída, conforme apresentado nas Figuras 1(a) e 1(b), respectivamente.

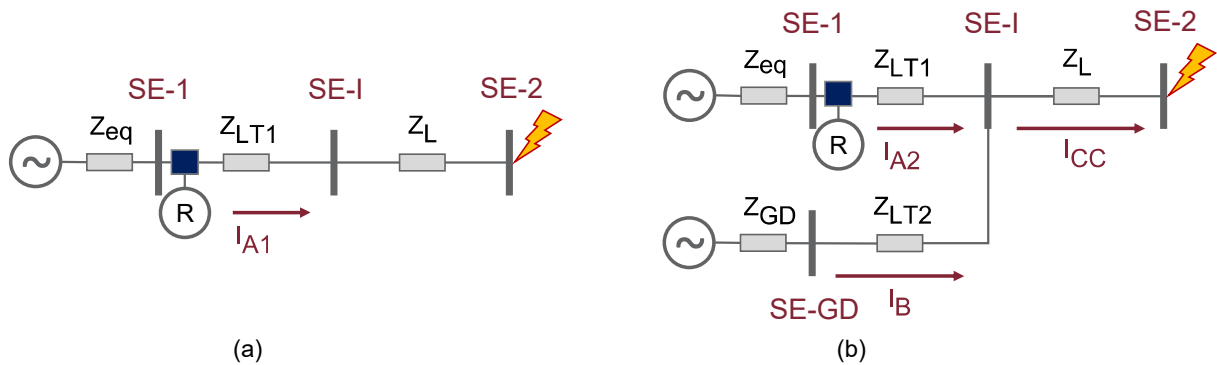


FIGURA 1 – (a) Caso sem geração intermediária; (b) Caso com penetração de geração distribuída

Para exemplificação, considera-se a ocorrência de um defeito trifásico e a penetração de unidades síncronas de GD. Para o caso da Figura 1(a), supondo tensão local unitária, a corrente monitorada I_{A1} pelo relé R, presente na subestação 1 (SE-1), é igual à corrente de defeito, para uma falha na subestação 2 (SE-2), sendo descrita por (1) e (2).

$$I_{A1} = \frac{1}{Z_A + Z_L}; \quad (1)$$

$$Z_A = Z_{eq} + Z_{LT1}; \quad (2)$$

Onde Z_{eq} é a impedância de curto-circuito na SE-1; Z_{LT1} é a impedância da linha até a subestação intermediária (SE-I) e Z_L é a impedância da SE-I até a subestação do defeito SE-2.

Para o caso da Figura 1(b), com penetração de GD em um ponto (SE-GD) de maneira intermediária ao circuito protegido, a corrente I_{A2} monitorada pelo relé R pode ser obtida por (3) e (4).

$$I_{A2} = \frac{1}{Z_A + Z_L \left(1 + \frac{Z_A}{Z_B}\right)}; \quad (3)$$

$$Z_B = Z_{GD} + Z_{LT2}; \quad (4)$$

Onde Z_{GD} é a impedância da unidade de GD e Z_{LT2} é a impedância da linha entre a SE-GD e a SE-I.

Na configuração da Figura 1(b), a corrente monitorada pelo relé é diferente da corrente de defeito devido à contribuição da unidade de geração distribuída. A redução da corrente monitorada pelo relé no caso com geração distribuída pode ser prejudicial ao funcionamento da proteção, ocorrendo através de:

- Diminuição de Z_B : aumento do número de unidades de GD (redução de Z_{GD}) ou ampliação da rede de conexão da GD com o sistema (redução de Z_{LT2});
- Aumento de Z_A : diminuição da potência de curto-circuito na barra da SE-I;
- Aumento de Z_L : aumento do comprimento da linha em derivação.

Apesar da análise da variação da corrente do relé ser realizada considerando-se a GD uma unidade síncrona, as condições observadas são válidas para unidades de geração fotovoltaica. Contudo, espera-se um impacto menor na variação quando comparado com unidades síncronas, uma vez que por mecanismo de controle do inversor de conexão, essas fontes normalmente são programadas para manter a corrente de saída aproximadamente constante durante defeitos.

3.0 CASO DE ESTUDO

3.1 Sistema equivalente

O sistema elétrico utilizado nos estudos foi modelado a partir do banco de dados do Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) para o Sistema Interligado Nacional (SIN), visando à formulação de um equivalente trifásico da área RJ, englobando toda a rede AT da Light S.E.S.A, conforme apresentado na Figura 2.

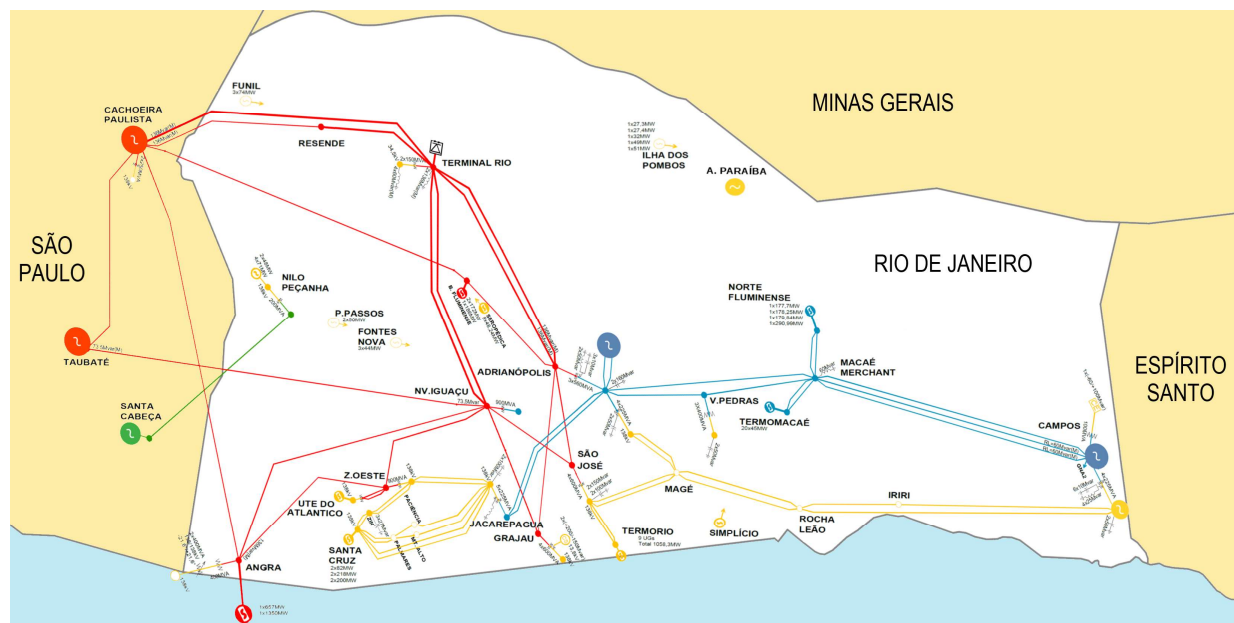


FIGURA 2 – Sistema elétrico equivalente da área RJ

Para elaboração do sistema equivalente foi utilizado como referência o arquivo da base de dados mensal do ONS relativo ao patamar de carga média de abril de 2020. As barras de fronteira do sistema elétrico equivalente com o SIN são apresentadas na Tabela 1.

TABELA 1 - Barras de fronteira do sistema elétrico equivalente com o SIN

Área	Subestação	Nome da barra
Energisa MG	Além Paraíba	APARAI-MG138
Furnas	Viana	VIANA--ES138
	Vitória	VITORI-ES345
	Adrianópolis	ADRIAN-RJ345
	Cachoeira Paulista	C.PAUL-SP500
ISA CTEEP – Grande São Paulo	Santa Cabeça	S.CABE-SP230
ISA CTEEP	Taubaté	TAUBAT-SP500
	Taubaté	TAUBAT2-SP500
Demais Agentes RJ/ES	Viana	VIANA2-ES500
	Terminal Rio	T.RIO—RJ500

As barras de fronteira são representadas por equivalentes dinâmicos de inércia elevada, com modelagem clássica de máquinas síncronas, onde as reatâncias transitórias de eixo direto são determinadas com base na potência de curto-circuito de cada barra, excetuando-se a barra T.RIO—RJ500, onde a representação é feita por um modelo de gerador conectado via conversores eletrônicos. O valor da geração de cada equivalente é obtido através do somatório dos fluxos em linhas de transmissão e transformadores localizados entre as barras de fronteira e as barras fora da área RJ. Com isso, preserva-se as características elétricas do SIN, tanto em relação aos níveis de curto-circuito

quanto em relação ao ponto de operação, sem a necessidade da modelagem de todo o SIN, conseguindo, assim, uma redução no tempo de processamento computacional sem comprometer a qualidade das simulações.

A base de dados do ONS para estudos de regime permanente utiliza representação equilibrada da rede, com parâmetros de sequência positiva. Portanto, para a formulação do sistema equivalente trifásico, é necessário a complementação com os dados de estudos de curto-circuito. Resultando em uma modelagem trifásica, com alto grau de detalhamento nas regiões de estudo, com dados de impedância de sequência positiva, negativa, zero e mútua de sequência zero.

3.1.1 Região de estudo – Subestação Zona Industrial (SE-ZIN)

A primeira região de estudo, determinada pela Light S.E.S.A, é constituída pela subestação Zona Industrial (SE-ZIN), presente em uma região altamente industrializada, com alta potência de curto-circuito e linhas de transmissão de 138kV curtas.

Os estudos são voltados para a análise do impacto da penetração de geração distribuída na proteção das linhas 41 e 42. Essas linhas fazem a conexão da SE-ZIN com as subestações LINDE GASES (SE-AGA), GERDAU (SE-CSC), C. MOEDA (SE-CMD) e ITAGUAI (SE-ITG), conforme ilustrado no diagrama unifilar da Figura 3(a).

3.1.2 Região de estudo – Subestação Volta Redonda (SE-VRD)

A segunda região de estudo é constituída pela subestação Volta Redonda (SE-VRD), com algumas características elétricas opostas à da primeira região de estudo, como menor carregamento, potência de curto-circuito mais reduzida e linhas de transmissão com maiores comprimentos.

As linhas sob análise são caracterizadas pelos circuitos 37 e 38, que fazem a conexão da SE-VRD com a subestação Saudade (SE-SDD), em 138kV. Apresentando pontos de derivação para as subestações CIMENTO TUPI (SE-CTP), RETIRO (SE-RTO), SAINT-GOBAIN (SE-BAB), FONTINELE (SE-FTL) e ARCELORMITTAL (SE-SBM), conforme ilustrado no diagrama unifilar da Figura 3(b).

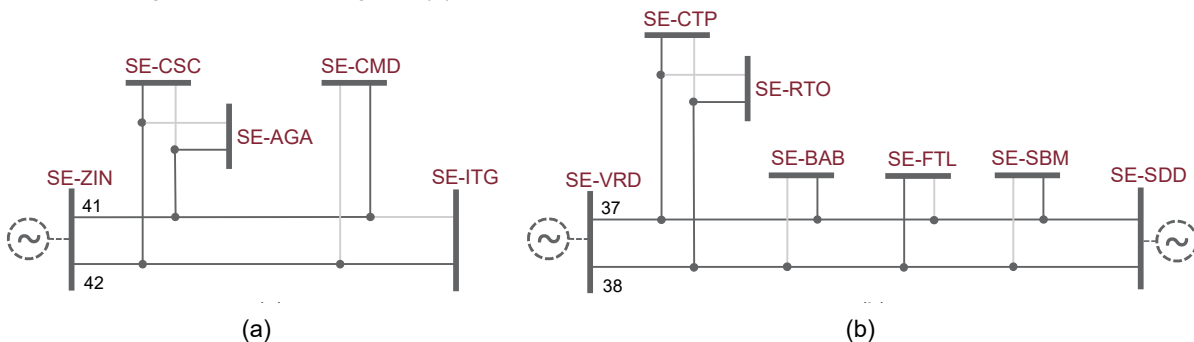


FIGURA 3 – Linhas de transmissão com proteção sob estudo. (a) Linhas 41 e 42 da SE ZIN. (b) Linhas 37 e 38 da SE VRD.

3.2 Modelo da geração distribuída

Nos estudos foram adotados dois tipos de unidades de GD com o objetivo de permitir uma comparação do impacto na proteção de acordo com o tipo de fonte empregada. O primeiro modelo é caracterizado por unidades baseadas em máquinas síncronas, com capacidade condizente para empreendimentos de micro e minigeração, com parâmetros e modelos presentes em [9]. O segundo modelo consiste em uma unidade geradora conectada via inversores. Para isso, foi empregado o modelo genérico de fontes fotovoltaicas distribuídas, de pequeno e médio porte, apresentado em [10], adaptado para a modelagem trifásica dos estudos, conforme apresentado em [11].

4.0 RESULTADOS

Conforme supracitado, os estudos do impacto da penetração de geração distribuída nas linhas da Figura 3 são divididos em três análises. Para cada análise, são construídos cenários, analisando-se a dessensibilização da proteção de sobrecorrente, a partir da variação do grau de penetração de GD, do tipo de tecnologia e do ponto de acesso da GD na linha de transmissão protegida.

4.1 Abordagem analítica

A primeira análise é baseada no comportamento da corrente monitorada pelo relé de sobrecorrente na presença de uma fonte de geração síncrona, de maneira intermediária ao ponto de defeito trifásico, conforme descrito por (3).

A partir de (3) e do conhecimento das características topológicas reais do sistema, como nível de curto-circuito do ponto de instalação da proteção, impedância das linhas e grau de penetração de geração distribuída, pode-se quantificar, de maneira aproximada, a dessensibilização da proteção de sobrecorrente para uma determinada linha do sistema, sem precisar simular o sistema elétrico equivalente, conforme apresentado na Figura 4.

A Figura 4 é construída no MATLAB, variando-se os níveis de capacidade instalada de GD, e de curto-circuito, na barra onde a proteção está instalada, para os piores cenários observados para cada circuito. Tais cenários são descritos na Tabela 2.

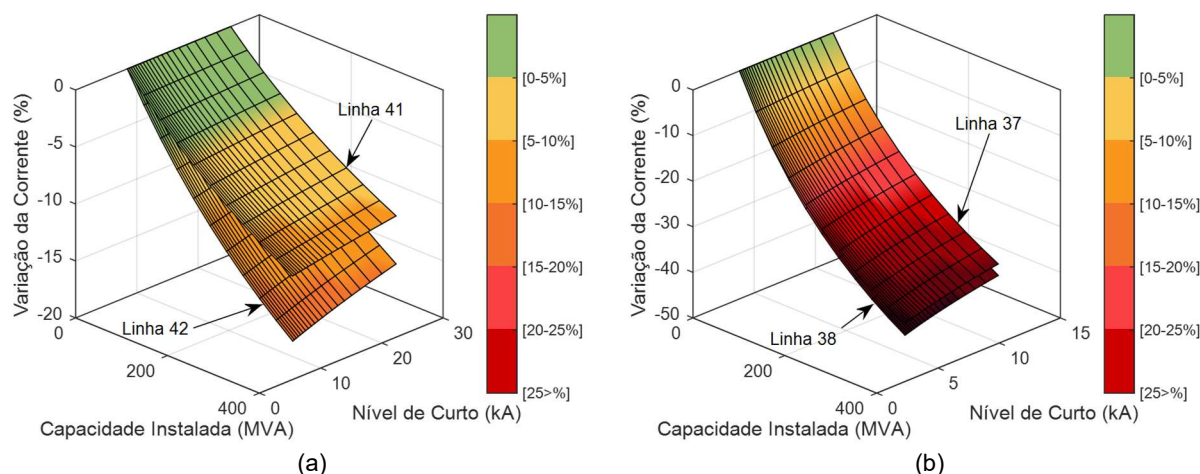


FIGURA 4 – Variação da corrente monitorada de acordo com a potência instalada e o nível de curto-circuito. (a) SE-ZIN. (b) SE-VRD

TABELA 2 - Cenários para os casos da Figura 4.

Circuito	Ponto de conexão de GD	Ponto de defeito	Ponto de variação do nível de curto-circuito
Linha 41	SE-AGA	SE-CMD	SE-ZIN
Linha 42	SE-CSC	SE-ITG	SE-ZIN
Linha 37	SE-CTP	SE-SDD	SE-VRD
Linha 38	SE-RTO	SE-SDD	SE-VRD

Para cada circuito, da Figura 3, é observado que a dessensibilização da proteção, i.e., a variação negativa da corrente monitorada durante o defeito, entre o caso sem e com GD, é diretamente proporcional à capacidade instalada de geração, diminuição de Z_B em (3), assim como, é inversamente proporcional ao nível de curto-circuito da barra de monitoração, aumento de Z_A em (3).

A Figura 4 (a) ilustra que para um mesmo nível de penetração e curto-circuito, o circuito 42 é mais susceptível à dessensibilização da proteção de sobrecorrente do que o circuito 41. Isto é devido ao fato da impedância do ponto de derivação entre a SE-CSC e a SE-ITG, para o caso da linha 42, ser maior que a impedância entre a SE-AGA e a SE-CMD, para o caso da linha 41. Com isso, a parcela descrita por Z_L , em (3), é maior, impactando de maneira mais significativa a dessensibilização da corrente. Contudo, observa-se que para ambos os circuitos é necessário um massivo aumento de capacidade de GD e/ou uma drástica redução do nível de curto-circuito do ponto de instalação da proteção para que os efeitos da variação da corrente possam acarretar uma possível dessensibilização da proteção. Como por exemplo, pela Figura 4 (a) é necessário que para que haja a redução de 15% da corrente monitorada pela proteção da linha 42, é preciso que a capacidade instalada de GD seja maior que 290 MVA e a potência de curto na SE-ZIN caia a 10,5kA, aproximadamente, uma redução de 60% em relação ao caso base sem contingência.

A Figura 4 (b) apresenta a variação da corrente monitorada pela proteção de sobrecorrente para o caso das linhas 37 e 38 da SE-VRD. Observa-se que o circuito 38 é, ligeiramente, mais susceptível à dessensibilização do que o circuito 37, essa diferença é menor do que a observada entre as linhas do caso da Figura 4 (a), pois os circuitos e suas derivações possuem comprimentos similares, resultando em valores próximos para as impedâncias. Todavia, ambos os circuitos são, consideravelmente, mais afetados à presença de GD do que os circuitos 41 e 42. Observa-se que a variação percentual da corrente monitorada é maior para uma mesma capacidade instalada e potência de curto em comparação com a SE-ZIN. Este fato é devido a SE-VRD apresentar, naturalmente, uma potência de curto-circuito menor, impactando no aumento de Z_A em (3), e o comprimento das linhas de transmissão serem maiores,

i.e., a impedância Z_L em (3) é maior. Para o mesmo exemplo supracitado, pela Figura 4 (b), para que haja 15% de redução na corrente monitorada é necessário que a capacidade instalada de GD seja maior que 110 MVA e a potência de curto na SE-VRD caia a 10kA, aproximadamente, uma redução de 14% em relação ao caso base.

Apesar de conter simplificações e de ser voltada apenas para unidades de geração síncrona, esta análise inicial evidência as principais questões que impactam na dessensibilização da proteção de sobrecorrente por unidades de GD, servindo como um bom guia e ponto de partida para a segunda análise com um modelo matemático, do sistema elétrico e das unidades de geração, de forma mais completa.

4.2 Simulação eletromecânica trifásica

Nesta análise, procura-se avaliar o impacto da penetração de GD, síncrona e fotovoltaica, através da simulação computacional no programa Simulight [12], um software de análise estática e dinâmica com modelagem trifásica, fasorial e na frequência fundamental, desenvolvido pela COPPE/UFRJ em parceria com a LIGHT S.E.S.A. O sistema elétrico equivalente, apresentado na Figura 2, é utilizado para as simulações.

Os resultados obtidos na Seção 4.1 indicam que a variação negativa da corrente monitorada será maior em sistemas que apresentem alta penetração de GD e baixas capacidades de curto-circuito. Portanto, além do incremento da capacidade de geração nos pontos de conexão, definidos na Tabela 2, é realizada a simulação de uma série de possíveis contingências no sistema, que resultem em uma diminuição da capacidade de curto-circuito dos pontos de proteção, ocasionando um impacto mais significativo na variação de corrente. Os casos simulados, com os resultados mais críticos, são apresentados na Tabela 3.

TABELA 3 – Comparação entre o caso base e com contingências.

Casos	Descrição	Nível de Curto-Circuito (kA)	
		SE ZIN	SE VRD
A	Caso base	25,7	11,6
B	Perda da ligação da SE ZIN com a SE Zona Oeste	12,1	---
C	Perda da ligação da SE Nilo Peçanha com a SE VRD	---	3,1

Considerando os níveis de penetração de GD e as contingências no sistema, são construídos os cenários apresentados na Tabela 4.

TABELA 4 – Cenários simulados para a análise eletromecânica trifásica

Cenário	Caso	Circuito	Nível de penetração		Cenário	Caso	Circuito	Nível de penetração	
01	A	Linha 41	125 %	30 MVA	13	A	Linha 37	125 %	43 MVA
02	A	Linha 41	200 %	48 MVA	14	A	Linha 37	200 %	68 MVA
03	A	Linha 41	300 %	72 MVA	15	A	Linha 37	300 %	102 MVA
04	B	Linha 41	125 %	30 MVA	16	C	Linha 37	125 %	43 MVA
05	B	Linha 41	200 %	48 MVA	17	C	Linha 37	200 %	68 MVA
06	B	Linha 41	300 %	72 MVA	18	C	Linha 37	300 %	102 MVA
07	A	Linha 42	125 %	132 MVA	19	A	Linha 38	125 %	43 MVA
08	A	Linha 42	200 %	210 MVA	20	A	Linha 38	200 %	68 MVA
09	A	Linha 42	300 %	315 MVA	21	A	Linha 38	300 %	102 MVA
10	B	Linha 42	125 %	132 MVA	22	C	Linha 38	125 %	43 MVA
11	B	Linha 42	200 %	210 MVA	23	C	Linha 38	200 %	68 MVA
12	B	Linha 42	300 %	315 MVA	24	C	Linha 38	300 %	102 MVA

O nível de penetração de GD, presente na Tabela 4, está relacionado ao percentual da carga conectada na sua respectiva barra de instalação. Por exemplo, o cenário 01, significa que a proteção de sobrecorrente da Linha 41 é analisada quando há 125% de GD, i.e., toda a carga da barra SE-AGA está sendo atendida pela GD e há 25% de reversão de fluxo. Os níveis de penetração foram tomados com base no carregamento da barra, e limitados a 300% nas simulações, para estudar a reversão de fluxo a níveis próximos da capacidade nominal dos transformadores AT/MT.

Os resultados das simulações dos cenários criados, no Simulight, estão ilustrados na Tabela 5.

TABELA 5 – Resultados das simulações no Simulight

Variação da corrente monitorada (%)											
Linha 41			Linha 42			Linha 37			Linha 38		
Cen.	GD Sinc.	GD Foto.	Cen.	GD Sinc.	GD Foto.	Cen.	GD Sinc.	GD Foto.	Cen.	GD Sinc.	GD. Foto
01	-0,19	-0,05	07	-1,05	-0,35	13	-2,43	-0,77	19	-2,27	-0,62
02	-0,29	-0,08	08	-1,63	-0,51	14	-3,79	-1,10	20	-3,64	-0,96
03	-0,40	-0,12	09	-2,31	-0,68	15	-5,53	-1,50	21	-5,43	-1,39
04	-0,31	-0,16	10	-1,57	-0,75	16	-8,97	-5,07	22	-8,97	-5,13
05	-0,48	-0,25	11	-2,36	-1,05	17	-14,04	-7,67	23	-14,17	-7,81
06	-0,66	-0,36	12	-3,20	-1,30	18	-20,55	-10,64	24	-20,68	-10,92

Conforme apresentado na Tabela 5, as maiores variações percentuais, para cada circuito analisado, foram observadas nos casos com as maiores penetrações de GD, associadas com a redução da potência de curto-circuito, cenários 06, 12, 18 e 24. Observa-se que as unidades de GD baseadas em máquina síncrona são mais depreciativas do que as unidades fotovoltaicas, por aumentarem a sua corrente de saída durante defeitos no sistema, diminuindo a corrente monitorada pela proteção, ao contrário, das unidades conectadas por inversores.

A simulação eletromecânica trifásica é uma poderosa ferramenta de análise do comportamento do sistema. Contudo, conforme ilustrado nas análises desta seção, para se ter um amplo conhecimento do sistema é necessário um elevado número de simulações e cenários criados. Visando à ampliação das análises, com a criação de cenários baseadas em técnicas probabilísticas, utilizamos a simulação Monte-Carlo.

4.3 Análise probabilística – Simulação Monte-Carlo

Nesta análise, procura-se avaliar o impacto da penetração de GD, síncrona e/ou fotovoltaica, através da simulação Monte-Carlo (SMC). Para isso, o software Simulight [12] foi modificado para incorporar a ferramenta de SMC. O procedimento geral para o estudo probabilístico é ilustrado na Figura 5. A primeira etapa do algoritmo é definir o sistema de potência no qual o estudo probabilístico será conduzido, incluindo as entradas de fluxo de potência usuais e os modelos de equipamentos necessários para o estudo dinâmico. A etapa seguinte é estabelecer as entradas probabilísticas, como o número de iterações da SMC, lista de dispositivos que terá um de seus parâmetros empregado como variável aleatória, funções de densidade de probabilidade por equipamento, eventos dinâmicos e os medidores para as variáveis que serão entregues ao final da simulação.

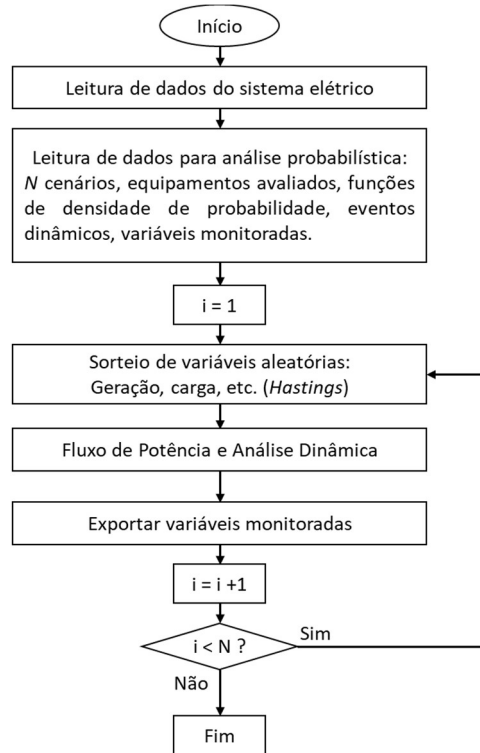


FIGURA 5 – Fluxograma para simulação Monte-Carlo (SMC) no software Simulight

O laço da iteração começa com a geração e amostragem das variáveis probabilísticas definidas anteriormente. O algoritmo *Hastings* [13] é utilizado para este processo de amostragem de dados. Para cada iteração do laço SMC, um valor de cada variável é produzido e o arquivo que contém os dados de entrada do sistema é modificado. Inicialmente, o Simulight calcula o fluxo de potência, obtendo o ponto de operação do sistema, que é empregado como ponto de partida para a análise dinâmica. Nesta análise, o desempenho do sistema é avaliado para os eventos listados nos dados de entrada. O programa grava as variáveis monitoradas em um arquivo externo ao final de cada iteração. O laço é repetido até que o número máximo de iterações seja alcançado.

Os testes do novo aplicativo para análise probabilística foram feitos com o sistema apresentado na Seção 3.1.1. Para enfatizar os efeitos da alta penetração de GD, foi considerada a operação do sistema com redução da capacidade de curto-circuito, conforme explorado na Seção 4.2. De modo similar aos estudos apresentados no item anterior, esta análise busca avaliar os impactos da GD no sistema de proteção da SE ZIN, com foco na proteção de sobrecorrente e nos efeitos de *infeed*. Conforme já citado, o efeito na proteção de sobrecorrente causado pela penetração de GD no sistema pode ser compreendido pela análise da variação da corrente de defeito monitorada pelo relé de sobrecorrente na saída das linhas 41 e 42, considerando os diversos níveis de geração fotovoltaica. Nesse estudo, os geradores distribuídos foram modelados como máquinas síncronas. Assim, a GD possui como variável aleatória a sua potência de saída, modelada com função de probabilidade uniforme (entre 0 e 1GW). Esta consideração tem como objetivo avaliar a relação entre a corrente medida nos relés das linhas de transmissão conectadas à SE-ZIN com a potência de saída da GD. Para o estudo de fluxo de potência, a alteração no parâmetro de potência ativa é a única mudança necessária. No caso da simulação dinâmica, o efeito da alteração de geração deve ser também considerado na contribuição do gerador na corrente de defeito. Para tal, foi criada uma lógica de cálculo da impedância série do gerador e atualização deste valor a cada sorteio.

Os cenários simulados são apresentados na tabela a seguir.

Cenário	Ponto de Conexão da GD	Ponto de Defeito
A	SE-CMD	SE-AGA
B	SE-AGA	SE-CMD
C	SE-CSC	SE-ITG
D	SE-ITG	SE-CSC

A Figura 6 apresenta os resultados da SMC para os cenários considerados. Neles, é apontada uma redução da corrente vista pelo relé na ordem de 10% para os maiores níveis de GD considerados. Os resultados estão de acordo com as simulações apresentadas nas Seções 4.1 e 4.2.

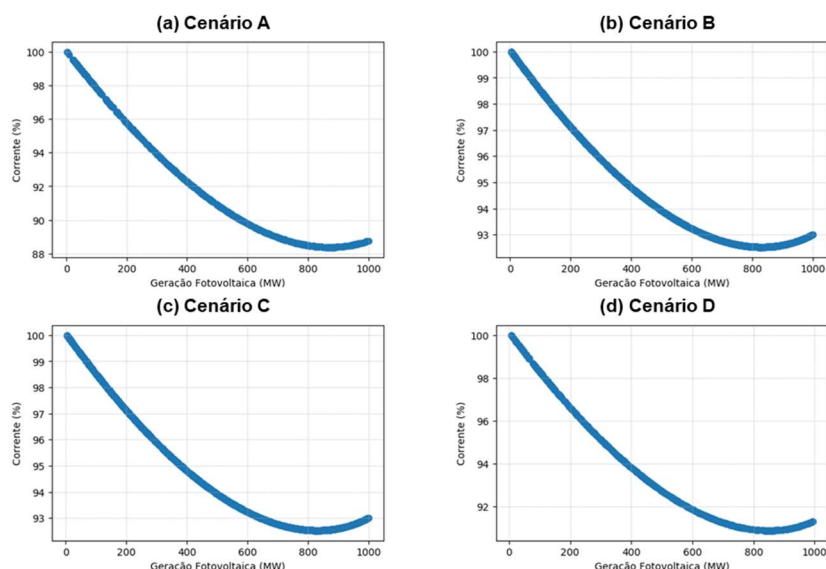


FIGURA 6 – Resultado da SMC

5.0 CONCLUSÕES

Este informe técnico apresenta os resultados de um estudo sobre a massiva proliferação da GD na proteção, de sobrecorrente, das redes de alta tensão. Para avaliação dos estudos foram utilizadas três abordagens distintas e complementares.

Os resultados indicam que a massiva penetração de unidades de GD é mais depreciativa, em relação à dessensibilização da proteção de sobrecorrente, em redes elétricas que apresentem baixa capacidade de curto-circuito, assim como, a presença de linhas de transmissão mais longas. As análises também, constataam que as unidades baseadas em máquinas síncronas são mais impactantes do que as unidades fotovoltaicas, uma vez que por mecanismo de controle, essas últimas, mantém a corrente injetada na rede praticamente no seu valor nominal, durante defeitos no sistema.

Contudo, os resultados evidenciam que nas regiões de estudos deste trabalho, da rede da Light S.E.S.A., é necessária uma massiva penetração de GD, muito além da carga instalada nos circuitos, associada com contingências que reduzam significativamente a capacidade de curto-circuito, para que a dessensibilização da proteção de sobrecorrente possa ocorrer de forma significativa.

De modo geral, este estudo proporcionou um melhor entendimento dos possíveis desafios ao se adicionar GD na rede elétrica, referente aos impactos na proteção das redes AT. Vale destacar que os resultados apresentados são referentes a um estágio intermediário do projeto P&D Aneel da empresa Light S.E.S.A., com a previsão da investigação do impacto da massiva penetração de GD em outras funções de proteção da rede AT da distribuidora.

O informe técnico também apresentou um novo aplicativo do software Simulight, que envolve Simulação Monte Carlo, para uma análise estocástica do impacto da massiva proliferação da geração fotovoltaica distribuída, nos sistemas de proteção.

6.0 AGRADECIMENTOS

Os autores agradecem a empresa Light S.E.S.A. pelo financiamento do atual projeto, e pelo apoio de longo prazo no desenvolvimento e aprimoramento do software Simulight. Os autores também agradecem o financiamento parcial pela Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior - Brasil (CAPES) Finance Code 001.

7.0 REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- (1) IEEE PES, "Contribution to Bulk System Control and Stability by Distributed Energy Resources Connected at Distribution Network", Technical Report TR-22, Power System Dynamic Performance Committee, January 2017.

- (2) J. von Appen, M. Braun, T. Stetz, K. Diwold, D. Geibel, "Time in the Sun: The Challenge of High PV Penetration in the German Electric Grid", IEEE Power and Energy Magazine, Vol. 11, No. 2, March/April 2013.
- (3) R. Mach, M. D. Sakib, S. Succar, "Impact of Substation Transformer Backfeed at High PV Penetrations", IEEE PES General Meeting, Chicago, IL, 2017.
- (4) Y. K. Wu, J. H. Lin, H. J. Lin, "Standards and Guidelines for Grid-Connected Photovoltaic Generation Systems: A Review and Comparison", IEEE Transactions on Industry Applications, Vol. 53, No. 4, July 2017.
- (5) W. D. Humpage and D. W. Lewis, "Distance protection of teed circuits," Proceedings of the IEE, vol. 114, no. 10, 1967.
- (6) AIEE Committee Report, Protection of Multiterminal and Tapped Lines, AIEE, 1961.
- (7) Roberts J.; Guzman A. Directional Element Design and Evaluation, 21st Annual Western Protective Relay Conference, 1994.
- (8) Nagpal, M.; Henville, C. Impact of Power-Electronic Sources on Transmission Line Ground Fault Protection. IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 33, No. 1, pp. 62-70, February 2018.
- (9) Anderson, P. M. and Fouad, A.A., Power System Control and Stability, Iowa State University Press, Ames, IA, 1977, Reprinted by IEEE Press, 1993.
- (10) WECC Renewable Energy Modeling Task Force, "Generic Solar Photovoltaic Dynamic Simulation Model Specification", USA, September 2012.
- (11) G. N. Taranto, J. M. T. Marinho, T. M. L. Assis, R. C. Carvalho, "Impactos Negativos das Fontes Conectadas Via Inversores em Relés de Proteção", XXV SNPTEE, Belo Horizonte, MG, Nov. 2019.
- (12) G. N. Taranto, J. M. T. Marinho, D. M. Falcão, T. M. L. Assis, et al., "Simulador de Redes de Distribuição Ativas com Modelagem Monofásica/Trifásica", Anais do XII SEPOPE, Rio de Janeiro, RJ, Maio 2012.
- (13) S. Chib, and E. Greenberg, Understanding the Metropolis-Hastings Algorithm. The American Statistician, vol. 49, No. 4, pp. 327-335, Nov. 1995

DADOS BIOGRÁFICOS



Possui graduação em Engenharia Elétrica (2015) e mestrado em Engenharia Elétrica (2017), ambos pela Universidade Federal do Rio de Janeiro. Atualmente, é doutorando na mesma universidade. Seus interesses de pesquisa incluem dinâmica, proteção e controle de sistemas de energia.