

# ANÁLISE DA COORDENAÇÃO DAS PROTEÇÕES NO SISTEMA ELÉTRICO DE DISTRIBUIÇÃO DE UM CAMPUS UNIVERSITÁRIO COM A INSERÇÃO DA GERAÇÃO SOLAR FOTOVOLTAICA

**Caio Ribeiro Vieira** – caioribeiro@ensole.com.br  
**Raimundo Furtado Sampaio** – rfurtado@dee.ufc.br  
Universidade Federal do Ceará, Departamento de Engenharia Elétrica  
**Ruth Pastôra Saraiva Leão** – rleao@dee.ufc.br  
Universidade Federal do Ceará, Departamento de Engenharia Elétrica  
**Siomara Durand Costa Ribeiro** – siomara.ribeiro@enel.com  
Enel Distribuição Ceará, Departamento de Planejamento  
**Eudes Barbosa de Medeiros** – eudes.medeiros@enel.com  
Enel Distribuição Ceará, Departamento de Operação em Tempo Real  
**Karlos Daniel Menezes e Silva** – danielmenezes@ensole.com.br  
ENSOLE SOLUÇÕES EM ENERGIA, Departamento Técnico  
**Filipe Ribeiro Parente Garcia** – filipegarcia@ensole.com.br  
ENSOLE SOLUÇÕES EM ENERGIA, Departamento Técnico

**Resumo.** O crescimento da geração distribuída (GD) baseada em sistemas solar fotovoltaicos (PV) tem levantado expectativas no que tange à operação das redes elétricas de distribuição. Impactos quanto à coordenação da proteção são cruciais para a operação do sistema e demandam uma análise minuciosa. Esses impactos podem somente ser estudados por simulação computacional. Este artigo tem como objetivo investigar os impactos da conexão de um sistema solar fotovoltaico em uma rede de distribuição de 13,8 kV de um campus universitário. Para avaliar o impacto sobre a coordenação da proteção da rede do campus universitário foi utilizado o software EasyPower® com geração PV com potências instaladas de 4 MW e 8 MW, constituindo dois cenários de simulação. Os resultados obtidos das simulações mostraram que os impactos foram significativos com a perda de coordenação da proteção, podendo haver trips indevidos nos religadores. Além disso, com a introdução da geração PV, não houve um aumento apreciável dos níveis de curto-circuito.

**Palavras-chave:** Proteção, Subtensão, EasyPower®.

## 1. INTRODUÇÃO

Nos últimos anos, a rede elétrica em média tensão do Campus do Pici da Universidade Federal do Ceará tem sido modernizada, evoluindo de um suprimento em 13,8 kV para uma alimentação através de subestação distribuidora em 69-13,8 kV composta de dois transformadores de potência de 5/6,25 MVA cada e três alimentadores de distribuição com topologia radial com recurso. Microgerações solares fotovoltaicas já vêm sendo integradas à rede elétrica do campus, mas não permitem análises dos impactos da integração da geração PV na rede elétrica no tocante à coordenação das proteções, o que é possível apenas com a penetração das usinas ou de inúmeras microgerações. Assim, a utilização de software se faz necessária para a construção desses cenários e avaliação desses impactos.

Assim, com a penetração cada vez mais frequente da geração distribuída solar fotovoltaica (GD-PV) no Sistema Interligado Nacional (SIN), este trabalho tem como objetivo apresentar os resultados de estudos sobre a conexão de geração distribuída solar fotovoltaica no sistema elétrico de distribuição do Campus do Pici da Universidade Federal do Ceará (UFC). Foram investigados a inserção de GD-PV no barramento de 13,8 kV da subestação e nos alimentadores de distribuição em média tensão para análise dos impactos na rede elétrica quanto à coordenação das proteções.

## 2. ANÁLISE DA REDE ELÉTRICA COM GD-PV

Na Fig. 1, é apresentada a subestação e a rede de distribuição do Campus do Pici da UFC suprida por uma derivação da linha de transmissão 02L9 que interliga as subestações Pici (PCI) e Maguary (MGY) pertencentes à concessionária Enel Distribuição Ceará.

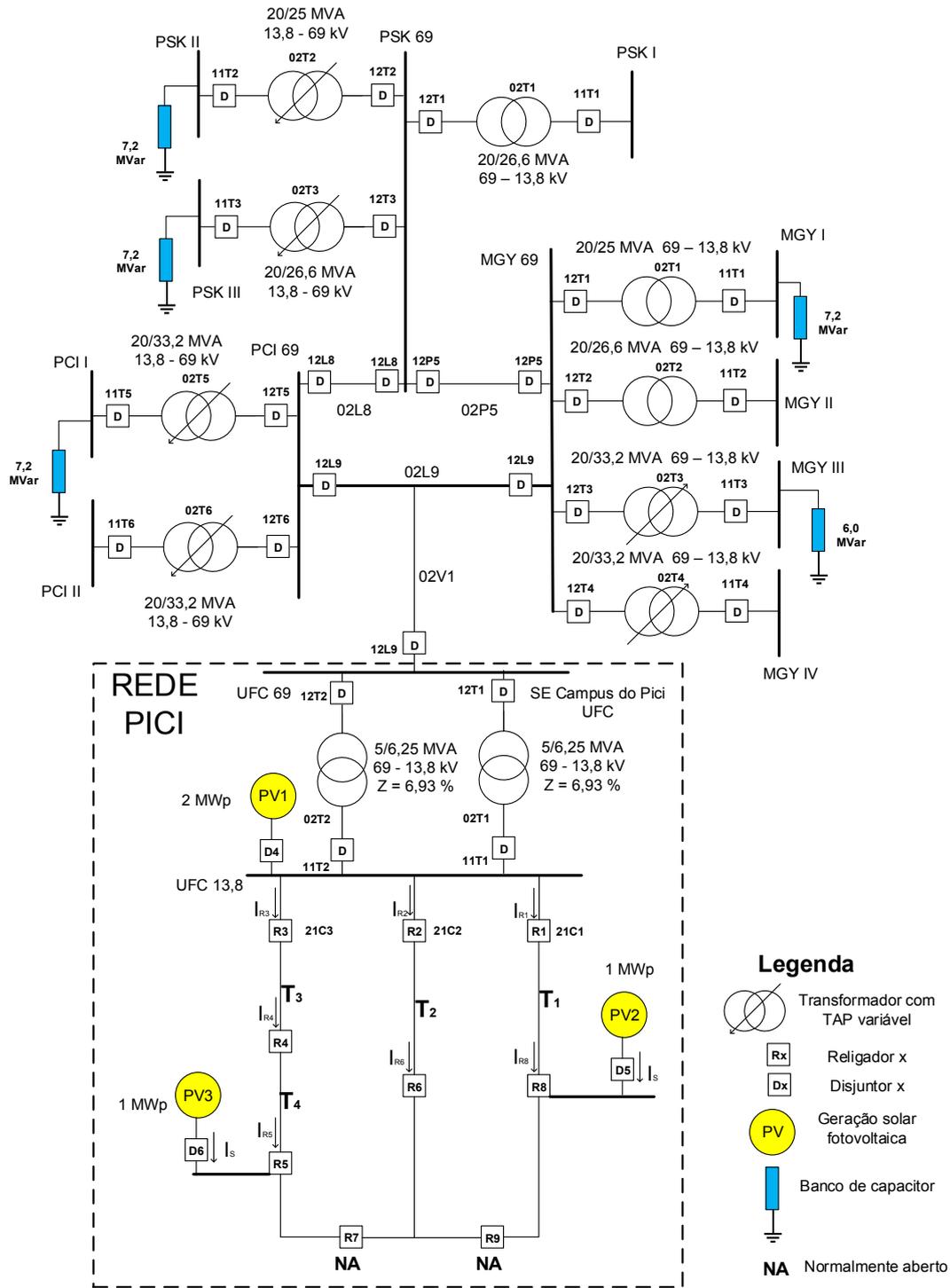


Figura 1 - Diagrama unifilar da rede elétrica adotada para as simulações.

### 3. METODOLOGIA

Para avaliação da coordenação da proteção, foram considerados dois cenários com geração PV com potência total instalada de 4 MW e 8 MW no EasyPower® conforme Tab. 1. As simulações foram realizadas considerando-se o máximo percentual da potência instalada utilizada no campus (4,5 MVA). Além disso, é considerada apenas a atuação de um transformador 5/6,25 MVA da SE Campus do Pici.

Além disso, a rede elétrica em estudo, sem a geração PV, tem as suas proteções ajustadas, atendendo aos critérios estabelecidos pela concessionária conforme a Tab. 2. Todos os relés utilizados para os religadores são o modelo SEL 751 da *Schweitzer Engineering Laboratories*. Todas as curvas utilizadas são do tipo muito inversa (C2) segundo o padrão IEC.

Tabela 1 - Cenários de simulação no EasyPower®.

Cenários	GD-PV (MW)
1	4,0
2	8,0

Tabela 2 - Ajustes de proteção dos relés dos religadores da rede elétrica do campus do Pici.

Barra	RTC (A)	Proteção de fase (51/50) <i>I<sub>pick-up</sub></i> / Instantâneo (A)	Proteção de neutro (51/50) <i>I<sub>pick-up</sub></i> / Instantâneo (A)
11T1	250-5	246,33 / 2463,3	24,0 / 70,0
R1	150-5	82,05 / 820,5	19,0 / 63,0
R2	150-5	56,72 / 567,2	13,0 / 63,0
R3	150-5	107,56 / 1075,6	19,0 / 63,0
R4	150-5	61,31 / 613,1	14,0 / 56,7
R5	150-5	38,18 / 381,8	8,8 / 51,0
R6	150-5	24,23 / 242,3	5,6 / 57,0
R8	150-5	31,4 / 314,0	7,2 / 56,7

#### 4. ANÁLISES E RESULTADOS DAS SIMULAÇÕES

##### 4.1 Cenário 1

A primeira simulação consta de um sistema PV com potência instalada de 4 MW distribuídos a partir de 3 GD-PV: uma de 2 MW e duas de 1 MW. A maior usina está conectada ao barramento de 13,8 kV da SE Campus do Pici e as outras duas estão conectadas nos barramentos a jusante dos religadores R5 e R8

Iniciando-se a análise do aumento dos valores de curto-circuito, a Tab. 3 mostra o nível de curto-circuito trifásico nas barras do campus sem e com a geração PV. É importante destacar que os religadores R7 e R9 são de encontro de alimentadores e estão operando no modo normalmente aberto, e seus barramentos não serão considerados nas simulações.

Tabela 3 - Nível de curto-circuito trifásico nas barras do campus sem e com a geração PV com potência instalada de 4 MW.

Barra	Sem geração PV Corrente (kA)	Com geração PV Corrente (kA)
UFC 69	13,851	13,886
UFC 13,8	2,883	3,070
R1	2,462	2,609
R2	2,401	2,528
R3	2,479	2,628
R4	2,366	2,504
R5	2,184	2,307
R6	2,210	2,316
R8	2,271	2,401

O maior percentual de aumento no nível do curto-circuito trifásico é **6,5 %** no barramento de 13,8 kV da SE Campus do Pici devido principalmente à existência da GD-PV de 2 MW conectada diretamente nesse barramento. A Tab. 4 mostra o nível de curto-circuito bifásico nas barras do campus sem e com a geração PV.

Tabela 4 – Nível de curto-circuito bifásico nas barras do campus sem e com a geração PV com potência instalada de 4 MW.

Barra	Sem geração PV Corrente (kA)	Com geração PV Corrente (kA)
UFC 69	11,995	12,026
UFC 13,8	2,496	2,659
R1	2,132	2,259
R2	2,079	2,189
R3	2,147	2,276
R4	2,049	2,169
R5	1,891	1,998
R6	2,079	2,189
R8	1,966	2,079

O maior percentual de aumento no nível do curto-circuito bifásico é **6,53 %**, também no barramento de 13,8 kV da SE Campus do Pici. Já a Tab. 5 mostra o nível de curto-circuito monofásico franco nas barras do campus sem e com a geração PV.

Tabela 5 – Nível de curto-circuito monofásico franco nas barras do campus sem e com a geração PV com potência instalada de 4 MW.

Barra	Sem geração PV Corrente (kA)	Com geração PV Corrente (kA)
UFC 69	4,178	4,180
UFC 13,8	3,076	3,215
R1	2,268	2,350
R2	2,174	2,242
R3	2,297	2,380
R4	2,121	2,193
R5	1,867	1,925
R6	2,174	2,242
R8	1,984	2,049

O maior percentual de aumento no nível do curto-circuito monofásico franco é **4,52 %**, também no barramento de 13,8 kV da SE Campus do Pici. Já a Tab. 6 mostra o nível de curto-circuito monofásico com contato ( $R=100 \Omega$ ) nas barras do campus sem e com a geração PV.

Tabela 6 – Nível de curto-circuito monofásico com contato ( $R=100 \Omega$ ) nas barras do campus sem e com a geração PV com potência instalada de 4 MW.

Barra	Sem geração PV Corrente (A)	Com geração PV Corrente (kA)
UFC 69	4177,5	4179,7
UFC 13,8	79,48	79,50

Barra	Sem geração PV Corrente (A)	Com geração PV Corrente (kA)
R1	79,01	79,03
R2	78,93	78,94
R3	79,03	79,05
R4	78,89	78,91
R5	78,63	78,67
R6	78,67	78,69
R8	78,76	78,79

Analisando-se as Tab. 3, 4, 5 e 6, pode-se verificar que o aumento no valor de curto-circuito monofásico mínimo é ínfimo, não influenciando, portanto, nos esquemas de coordenação dos dispositivos de proteção.

Como a literatura afirma, conforme pode ser visto em Katiraei *et al.* (2012), Begovic *et al.* (2001) e Bejmert e Sidhu (2012), o aumento do valor de curto-circuito é muito pequeno com a penetração de geração PV na rede elétrica. Contudo, com um aumento excessivo da penetração de geração PV, os níveis de curto-circuito poderão aumentar consideravelmente.

Dessa forma, todos os aumentos nos valores de curto-circuito (trifásico, bifásico, monofásico franco e monofásico mínimo) não influenciarão na coordenação já existente dos dispositivos de proteção. É importante destacar que os requisitos de capacidade de curto-circuito de todos os dispositivos de proteção, como disjuntores e fusíveis, devem ser reavaliados (Bejmert e Sidhu, 2012).

De acordo com Lopes e Melo Filho (2016), a conexão de centrais de micro e/ou minigeração em um sistema de distribuição radial pode trazer alguns problemas com a coordenação dos equipamentos de proteção, pois o sistema real de distribuição, com suas várias derivações de carga, pode ter mais de um equipamento de proteção na linha entre a subestação e a conexão das centrais. Assim, os ajustes dos religadores devem ser revistos quando ocorrerem problemas na coordenação da proteção.

Após essa abordagem, deve ser feita uma análise minuciosa das consequências da inserção da geração PV na proteção do sistema elétrico de MT do campus. Assim, uma falta em um alimentador pode fazer circular uma corrente em outro alimentador devido ao fato de a geração PV alimentar a falta, o que torna possível a atuação indevida de dispositivos de proteção do alimentador em que não houve a falta. O resumo das atuações indevidas dos religadores é mostrado na Tab. 7, as quais são originadas a partir de faltas nos barramentos especificados.

Tabela 7 - Atuação indevida dos religadores para faltas nos barramentos do sistema elétrico do campus.

BARRA	FALTA			ATUAÇÃO INDEVIDA DO RELIGADOR
	TRIFÁSICA	BIFÁSICA	MONOFÁSICA	
R1	X			R5 e R8
		X		R8
R2	X			R5 e R8
		X		R8
R6	X	X		R8
R3	X	X		R8
R4	X	X		R8
R5	X			R8

Como os três transformadores modelados (um para cada usina PV) apresentam o tipo de conexão dos seus enrolamentos como estrela aterrada do lado de baixa tensão e delta do lado de alta (380V - 13,8kV), essa conexão, em função da ausência de aterramento no lado da concessionária, se comporta como um circuito aberto para correntes de sequência zero ou de desequilíbrio, contribuindo para que o aumento do nível de curto-circuito monofásico (falta fase-terra) seja ínfimo. Assim, em relação a esse tipo de falta, não haverá *trips* indevidos dos religadores.

Além disso, para um curto-circuito trifásico na barramento associada ao religador R8 sem a geração PV, pode-se observar que a corrente “vista” pelo relé presente entre a saída do transformador da SE e o barramento de 13,8 kV (relé associado ao disjuntor 11T2, chamado de R\_11T2) é 2,27 kA. No entanto, com a inserção da geração PV com potência instalada de 4 MW, esse valor passa a ser 2,24 kA, o que serve para entender como a penetração da geração PV pode ser responsável pela dessensibilização dos dispositivos de proteção, fazendo com que eles operem mais lentamente ou nem operem (Palmintier *et al.*, 2016). Neste caso, a redução da corrente de falta “vista” pelo relé é muita pequena, não

afetando significativamente na operação do equipamento de proteção. A Tab. 8 mostra os dados referentes à dessensibilização do relé R\_11T2.

Tabela 8 – Dessensibilização do relé R\_11T2 devido à inserção da geração PV com potência instalada de 4 MW.

Curto-circuito no barramento do religador R8	Sem geração PV Corrente (kA)	Com geração PV Corrente (kA)
Trifásico	2,27	2,24
Monofásico franco	1,98	1,96

É importante destacar que para curtos-circuitos monofásicos (faltas fase-terra) com resistência de contato, essa dessensibilização pode resultar em uma redução de até 3,3 A, que é um valor considerável para esse tipo de curto, pois os seus valores de ajuste são muito próximos de uma relé para outro. Contudo, essas reduções não alteraram a coordenação dos dispositivos de proteção quanto a esse tipo de curto-circuito.

Todos os outros curtos-circuitos nas outras barras também provocariam reduções muito pequenas no valor da corrente “vista” pelo relé R\_11T2.

Uma observação importante é que o nível de curto-circuito é muito alto no barramento de corrente alternada (CA) dos inversores fotovoltaicos. Para a GD-PV de 1 MW conectada no barramento do religador R8, o valor do curto-circuito trifásico é 23,2 kA e para a GD-PV de 2 MW, é 35,8 kA. As proteções do próprio sistema fotovoltaico devem estar preparadas para atuar em um tempo programado para cessar os efeitos da falta no sistema PV.

Ademais, as faltas bifásicas e trifásicas na rede elétrica do campus provocariam subtensões no barramento CA dos inversores fotovoltaicos com valores máximos em torno de 38 % da tensão nesse ponto (380 V), o que poderia resultar na desconexão do sistema fotovoltaico a partir de 200 ms. Para as faltas monofásicas francas, as subtensões assumiriam valores entre 60 % e 68 %, o que poderia provocar a desconexão do sistema fotovoltaico a partir de 300 ms. Já para as faltas monofásicas com resistência de contato, as subtensões no barramento CA dos inversores fotovoltaicos experimentariam valores próximos a 98 % e 99 % da tensão de 380 V, o que seria considerado como operação normal para o sistema, sem a desconexão do sistema fotovoltaico (ABNT, 2013).

A Tab. 9 apresenta os resultados das subtensões no barramento CA dos inversores fotovoltaicos devido às faltas na rede elétrica do campus com a geração PV com potência instalada de 4 MW, tendo como referência a (ABNT, 2013) em relação ao tempo a partir do qual ocorre a desconexão da GD-PV.

Tabela 9 – Resultados das subtensões no barramento CA dos inversores fotovoltaicos devido às faltas na rede elétrica do campus com a geração PV com potência instalada de 4 MW.

Falta	Subtensão no barramento CA dos inversores (380 V)	Tempo a partir do qual ocorre a desconexão da GD-PV (ms)
Trifásica e bifásica	Até 38%	200
Monofásica franca	60% - 68 %	300
Monofásica mínima	98% - 99%	-

## 4.2 Cenário 2

Esta simulação consta de um sistema PV com potência instalada de 8 MW distribuídos a partir de 3 GD-PV: duas de 3 MW e uma de 2 MW. Uma usina de 3 MW está conectada no barramento de 13,8 kV da SE Campus do Pici e a outra usina de 3 MW e a de 2 MW estão conectadas respectivamente no barramento a jusante dos religadores R8 e R5. Enfim, é a mesma configuração da simulação anterior, modificando apenas a potência instalada das GD-PV.

A Tab. 10 mostra o nível de curto-circuito trifásico nas barras do campus sem e com a geração PV.

Tabela 10 - Nível de curto-circuito trifásico nas barras do campus sem e com a geração PV com potência instalada de 8 MW.

Barra	Sem geração PV Corrente (kA)	Com geração PV Corrente (kA)
UFC 69	13,851	13,917
UFC 13,8	2,883	3,252

Barra	Sem geração PV Corrente (kA)	Com geração PV Corrente (kA)
R1	2,462	2,763
R2	2,401	2,648
R3	2,479	2,770
R4	2,366	2,637
R5	2,184	2,424
R6	2,210	2,415
R8	2,271	2,409

O maior percentual de aumento no nível do curto-circuito trifásico é **12,80 %** no barramento de 13,8 kV da SE Campus do Pici devido principalmente à existência de uma usina de 3 MW conectada diretamente nesse barramento. Já a Tab. 11 mostra o nível de curto-circuito bifásico nas barras do campus sem e com a geração PV com potência instalada de 8 MW.

Tabela 11 – Nível de curto-circuito bifásico nas barras do campus sem e com a geração PV com potência instalada de 8 MW.

Barra	Sem geração PV Corrente (kA)	Com geração PV Corrente (kA)
UFC 69	11,995	12,052
UFC 13,8	2,496	2,816
R1	2,132	2,393
R2	2,079	2,293
R3	2,147	2,399
R4	2,049	2,284
R5	1,891	2,099
R6	2,079	2,091
R8	1,966	2,203

O maior percentual de aumento no nível do curto-circuito bifásico é **12,82 %** também no barramento de 13,8 kV da SE Campus do Pici. Pode-se notar que com o aumento da penetração da geração PV, os níveis de curto-circuito começam a se tornar mais significativos.

A Tab. 12 mostra o nível de curto-circuito monofásico franco nas barras do campus sem e com a geração PV com potência instalada de 8 MW.

Tabela 12 – Nível de curto-circuito monofásico franco nas barras do campus sem e com a geração PV com potência instalada de 8 MW.

Barra	Sem geração PV Corrente (kA)	Com geração PV Corrente (kA)
UFC 69	4,178	4,181
UFC 13,8	3,076	3,346
R1	2,268	2,431
R2	2,174	2,304
R3	2,297	2,456

Barra	Sem geração PV Corrente (kA)	Com geração PV Corrente (kA)
R4	2,121	2,260
R5	1,867	1,978
R6	2,174	1,999
R8	1,984	2,116

O maior percentual de aumento no nível do curto monofásico franco é **8,78 %**, também no barramento de 13,8 kV da SE Campus do Pici. A Tab. 13 mostra o nível de curto-circuito monofásico com contato ( $R=100 \Omega$ ) sem e com a geração PV com potência instalada 8 MW.

Tabela 13 – Nível de curto-circuito monofásico com contato ( $R=100 \Omega$ ) nas barras do campus sem e com a geração PV com potência instalada de 8 MW.

Barra	Sem geração PV Current (A)	Com geração PV Corrente (A)
UFC 69	4177,5	4181,0
UFC 13,8	79,48	79,50
R1	79,01	79,06
R2	78,93	78,95
R3	79,03	79,07
R4	78,89	78,93
R5	78,63	78,69
R6	78,67	78,69
R8	78,76	78,82

Assim, com a duplicação da potência instalada da GD-PV, houve também aproximadamente uma duplicação do aumento nos valores de curto-circuito.

Em comparação com a simulação anterior para a potência instalada de 4 MW, mais *trips* indevidos ocorreriam com o aumento dessa potência. Tomando-se como exemplo, para uma falta trifásica na barra R1 do alimentador 01C1, os religadores R3, R4 e R5 do alimentador 01C3 “enxergariam” uma corrente de aproximadamente 78 A circulando por este alimentador. Essa corrente poderia ocasionar um *trip* indevido dos religadores R4 e R5, pois suas correntes de *pick-up* para a função de sobrecorrente temporizada são 38,2 A e 61,3 A, respectivamente, sendo que o R4 não era afetado na simulação anterior com potência instalada de 4 MW. O curto-circuito bifásico na barra R1 provocaria a atuação indevida dos relés associados aos religadores R4, R5 e R8, o que não aconteceu na simulação anterior, em que apenas o religador R8 atuava indevidamente.

Em relação à perda de sensibilidade dos dispositivos de proteção, continuando com o exemplo do relé R\_11T2, a Tab. 14 mostra os dados referentes a essa dessensibilização para a geração PV com potência instalada de 8 MW.

Tabela 14 – Dessensibilização do relé R\_11T2 devido à inserção da geração PV com potência instalada de 8 MW.

Curto-circuito no barramento do religador R8	Sem geração PV	Com geração PV de 4 MW	Com geração PV de 8 MW
	Corrente (kA)	Corrente (kA)	Corrente (kA)
Trifásico	2,27	2,24	2,23
Monofásico franco	1,98	1,96	1,94

É importante destacar que para curtos monofásicos com resistência de contato, essa dessensibilização pode resultar em uma redução de até 6,4 A, que é um valor considerável para esse tipo de curto, pois os seus valores de ajuste são

muito próximos de um relé para outro. Contudo, essas reduções não alteraram a coordenação dos dispositivos de proteção.

Todos os outros curtos-circuitos nas outras barras também provocariam reduções muito pequenas no valor da corrente “vista” pelo relé R\_11T2.

Além disso, as faltas bifásicas e trifásicas na rede elétrica do campus provocariam subtensões no barramento CA dos inversores fotovoltaicos com valores máximos em torno de 40 % da tensão nesse ponto (380 V), o que poderia resultar na desconexão do sistema fotovoltaico a partir de 200 ms. Para as faltas monofásicas francas, as subtensões assumiriam valores entre 58 % e 70 %, o que poderia provocar a desconexão do sistema fotovoltaico a partir de 300 ms. Já para as faltas monofásicas com resistência de contato, as subtensões no barramento CA dos inversores fotovoltaicos experimentariam valores próximos a 98 % e 99 % da tensão de 380 V, o que seria considerado como operação normal para o sistema, sem a desconexão da geração fotovoltaica (ABNT, 2013).

A Tab. 15 apresenta os resultados das subtensões no barramento CA dos inversores fotovoltaicos devido às faltas na rede elétrica do campus com a geração PV com potência instalada de 8 MW, tendo como referência a (ABNT, 2013) em relação ao tempo a partir do qual ocorre a desconexão da GD-PV.

Tabela 15 – Resultados das subtensões no barramento CA dos inversores fotovoltaicos devido às faltas na rede elétrica do campus com geração PV com potência instalada de 8 MW.

Falta	Subtensão no barramento CA dos inversores (380 V)	Tempo a partir do qual ocorre a desconexão da GD-PV (ms)
Trifásica e bifásica	Até 40%	200
Monofásica franca	58% - 70 %	300
Monofásica mínima	98% - 99%	-

## 5. DISCUSSÕES DOS RESULTADOS

Após as simulações e análises da integração da geração solar fotovoltaica no sistema elétrico de distribuição do Campus do Pici da Universidade Federal do Ceará no tocante aos impactos sobre a coordenação da proteção da rede, os resultados obtidos mostraram que os impactos foram significativos com a perda de coordenação da proteção, podendo haver *trips* indevidos nos religadores nos dois cenários de simulação: GD-PV com potência total instalada de 4 MW e 8 MW. Esses *trips* indevidos podem ser evitados utilizando-se a proteção opcional de bloqueio direcional do religador, caso ele possua, que é usada para bloquear faltas na direção da fonte.

Além disso, com a introdução da geração PV, não houve um aumento apreciável dos níveis de curto-circuito. A duplicação da potência instalada da GD-PV resultou aproximadamente na duplicação do aumento nos valores de curto-circuito. É importante destacar que, apesar do aumento dos níveis de curto-circuito ter sido pequeno, a penetração massiva de GD-PV elevará consideravelmente esses níveis.

A penetração da geração PV pode ser responsável pela dessensibilização dos dispositivos de proteção. Contudo, nos dois cenários de simulação, essa dessensibilização não foi significativa, não afetando a operação dos dispositivos de proteção analisados. Com a penetração massiva de GD-PV, essa dessensibilização pode se tornar significativa.

Foram analisadas também as subtensões nos barramentos de corrente alternada dos inversores, observando-se que as faltas bifásicas e trifásicas originaram subtensões na ordem de até 40 %, com a desconexão do sistema PV a partir de 200 ms, e as faltas monofásicas francas provocaram subtensões em torno de até 70 %, com a desconexão do sistema PV a partir de 300 ms.

A natureza variável da geração solar fotovoltaica pode complicar ainda mais os desafios da coordenação da proteção porque os esquemas de proteção devem operar sob diferentes níveis de geração e carga e com algumas ou todas as gerações distribuídas operando.

### *Agradecimentos*

Agradecemos o apoio técnico da Universidade Federal do Ceará e da Enel Distribuição Ceará.

## REFERÊNCIAS

- ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS, 2013 NBR 16149: Sistemas fotovoltaicos (FV) — Características da interface de conexão com a rede elétrica de distribuição. Rio de Janeiro.
- Bejmert, D., Sidhu, T. S., 2012. SHORT-CIRCUIT CURRENT CONTRIBUTION FROM LARGE SCALE PV POWER PLANT IN THE CONTEXT OF DISTRIBUTION POWER SYSTEM PROTECTION. Present Problems of Power System Control. Wroclaw, p.85-96.

- Begovic, M. *et al.*, 2001 Impact of Renewable Distributed Generation on Power Systems. In: HAWAII INTERNATIONAL CONFERENCE ON SYSTEM SCIENCES, 34. Proceedings... . Maui: IEEE. p. 126 - 135.
- Katiraei, F. *et al.*, 2012 Investigation of Solar PV Inverters Current Contributions during Faults on Distribution and Transmission Systems Interruption Capacity. In: WESTERN PROTECTIVE RELAY CONFERENCE, 2012, Spokane. Proceedings... . Spokane: Quanta Technology.
- Lopes, J. A., Melo Filho, J. B. de, 2016 AVALIAÇÃO DOS IMPACTOS NA PROTEÇÃO DOS SISTEMAS ELÉTRICOS DE DISTRIBUIÇÃO DA CONEXÃO DE CENTRAIS DE MICRO E MINIGERAÇÃO SOLAR FOTOVOLTAICA. In: VI CONGRESSO BRASILEIRO DE ENERGIA SOLAR, 6., Belo Horizonte. Anais... . Belo Horizonte: Associação Brasileira de Energia Solar.
- Palmitier, B. *et al.*, 2016. On the Path to SunShot: Emerging Issues and Challenges in Integrating Solar with the Distribution System. Golden: National Renewable Energy Laboratory.

## **ANALYSIS OF THE COORDINATION OF PROTECTIONS IN THE ELECTRICAL SYSTEM OF DISTRIBUTION OF A UNIVERSITY CAMPUS WITH THE INSERTION OF THE PHOTOVOLTAIC SOLAR GENERATION**

**Abstract.** *The growth of distributed generation (DG) based on solar photovoltaic (PV) systems has raised expectations regarding the operation of the distribution electric networks. Impacts of protection coordination are crucial to the operation of the system and require close scrutiny. These impacts can only be studied by computer simulation. This article aims to investigate the impacts of the connection of a photovoltaic solar system to a 13.8 kV distribution network of a university campus. To evaluate the impact on the coordination of university campus network protection, EasyPower® software with PV generation with installed power of 4 MW and 8 MW was used, constituting two simulation scenarios. The results of the simulations showed that the impacts were significant with the loss of coordination of the protection, and there could be undue trips in the reclosers. In addition, with the introduction of PV generation, there was no appreciable increase in short-circuit levels.*

**Key words:** *Protection, Undervoltage, EasyPower®.*