

# Análise de Vulnerabilidade de Tensão em Sistemas Elétricos

Lima Y.O., Silva F.A.T. e Santos R.C.

*Universidade Federal do ABC, Santo André, SP, Brasil  
Centro de Engenharia, Modelagem e Ciências Sociais Aplicadas  
e-mail: yuri.lima@ufabc.edu.br*

**Abstract:** The power quality indicators are related to voltage, current and frequency levels in electrical systems. With the growth number of electrical and electronic equipment connected to the power grid many issues related to power quality have received great prominence, since most of these equipments are very sensitive to voltage variations. In turn, short-term voltage variation (STVV) is a condition to be investigated, as it can result in serious damage to the equipment. STVV is defined as an event with no more than 3 minutes, significantly impacting the voltage magnitude, being classified as voltage sag, voltage swell or interruption. Switching of large loads and faults are the main reasons for STVV. As an attempt to analyze the effects of STVV in power grids, this paper proposes a systematic way to map critical areas in terms of STVV. A large number of simulations were performed in the IEEE 14-bus system available in PSCAD, considering different types of faults at each bus of the adopted power system. Based on the observed results, it was possible to identify vulnerable areas, where a fault can result in voltage values outside pre-established limits, negatively affecting the final consumers.

**Resumo:** Índices de qualidade da energia elétrica relacionam-se com os níveis de tensão, corrente e frequência do sistema elétrico. Com o aumento do número de equipamentos eletroeletrônicos, muitas questões relacionadas a qualidade de energia ganham destaque, visto que a esses equipamentos são bastante sensíveis as variações de tensão. Variação de Tensão de Curta Duração (VTCD) é uma condição a ser investigada, já que a mesma pode causar sérios danos aos equipamentos. A VTCD é definida como um evento com no máximo 3 minutos, impactando de forma significativa a amplitude da tensão, divididas em: afundamento de tensão, elevação de tensão ou interrupção. Os chaveamentos de grandes blocos de carga e as faltas nos sistemas elétricos são eventos que mais contribuem para a VTCD. Para analisar os efeitos da VTCD nas redes elétricas, este artigo propõe uma forma sistemática para mapear áreas críticas em termos de VTCD. Um grande número de simulações foi executado no sistema IEEE de 14 barras disponível do PSCAD, considerando diferentes tipos de faltas em cada barra do sistema adotado. Baseado nos resultados observados, foi possível observar áreas vulneráveis, onde uma falta pode resultar em valores de tensão fora dos limites pré-estabelecidos, impactando negativamente o consumidor final.

*Keywords:* Voltage Sags, PSCAD, Area of Vulnerability, Power Systems, Energy Quality.

*Palavras-chaves:* Área de Vulnerabilidade, VTCDs, PSCAD, Afundamentos de tensão, Sistemas de potência, Qualidade de energia.

## 1. INTRODUÇÃO

A utilização de energia é um fator extremamente importante para o desenvolvimento de qualquer nação, sendo comumente utilizado como parâmetro de desenvolvimento. Nesse sentido, é imprescindível considerar o custo da energia elétrica. A qualidade da energia fornecida é um fator importante na determinação do custo da energia elétrica, estando este vinculado a custos referentes a um mau funcionamento da rede elétrica, na forma de: interrupções de fornecimento de energia, sobretensões, afundamentos de tensão etc. Estes custos são contabilizados e cobrados das empresas fornecedoras de energia, que sentem a necessidade de melhorar seus indicadores de qualidade para a redução destes custos adicionais (Canguçu, 2006).

Devido ao avanço da eletrônica de potência, percebeu-se ao longo dos anos uma migração de cargas elétricas, antes predominantemente eletromecânicas, para cargas eletroeletrônicas, que possuem maior vulnerabilidade diante de oscilações de tensão na rede elétrica (Matos, 2005; Canguçu, 2006; Silva, 2006).

Falhas no sistema elétrico, mesmo que pequenas, podem causar grandes problemas financeiros para os consumidores afetados, principalmente na forma de perdas de produção. Um minuto de interrupção pode ser a causa de um prejuízo de US\$ 500 (Canguçu, 2006; Silva, 2006)

Um evento crítico frequentemente observado nas redes elétricas é a variação de tensão de curta duração (VTCD), que

tem como causa o chaveamento de cargas pesadas, partidas de grandes motores, sobrecargas e curtos-circuitos em algum ponto de fornecimento de energia. Estas variações podem causar mau funcionamento dos equipamentos, seu desligamento e redução da sua vida útil (Matos, 2005; Canguçu, 2006; Silva, 2006).

Para a distribuidora de energia elétrica é necessário que existam medições ou simulações para determinar a gravidade do problema de VTCD, visando medidas cabíveis para uma boa resolução do mesmo. Assim, além de reduzir custos referentes a ressarcimentos pelos problemas elétricos na rede, também se evita um desgaste da imagem da empresa na sociedade (Silva, 2006).

Nesse contexto, observa-se a necessidade de se determinar as áreas de vulnerabilidade de um sistema elétrico, também chamadas de zonas críticas ou regiões de sensibilidade. Tais áreas são definidas de acordo como a área espacial mapeada, onde determinados distúrbios causam efeitos em uma determinada intensidade. Este mapeamento é importante para avaliar a probabilidade de uma carga sofrer impactos devido a distúrbios na rede elétrica, principalmente se esta carga for mais sensível a variações de tensão (Amasifen, 2008; Cabral, 2010; Vilela, 2004).

## 2. METODOLOGIA

Para a realização das simulações de falha do sistema elétrico, foi utilizado o software PSCAD, um software gráfico de simulação amplamente utilizado para sistemas AC e DC, (Manitoba HVDC Research Centre, 2014). O sistema utilizado neste trabalho está disponível do PSCAD, sendo denominado *IEEE 14 bus system*. O sistema em questão apresenta 14 barras, 17 linhas de transmissão, 2 geradores, 3 compensadores síncronos, 3 transformadores, 11 cargas e um banco de capacitores. Todos os geradores e compensadores foram representados como uma fonte de tensão fixa e uma impedância interna de  $10 \Omega$ . A tensão de base utilizada para este modelo foi de 138kV e a potência de base foi de 100MVA. Todo o sistema opera em 60Hz.

Para realizar este estudo foi necessária a aquisição das tensões pré-falta e pós-falta em todas as barras do sistema. Dessa forma, após a determinação das tensões em regime permanente em cada barra do sistema, foram aplicadas faltas trifásicas, monofásicas e bifásicas em cada uma dessas barras, totalizando 56 eventos. Neste trabalho são apresentados apenas os eventos de maior e de menor gravidade, sendo os curtos circuitos trifásicos discutidos na seção 2.1 e os curtos circuitos monofásicos na seção 2.2.

A duração da simulação foi fixada em 700ms, tempo suficiente para estabilização do sistema. A duração das faltas foi de 50ms, para simular faltas temporárias que se extinguem em tempos inferiores ao necessário para a abertura dos disjuntores. As faltas foram aplicadas no instante 500ms,

após o período transitório inicial. Utilizou-se o passo de integração e de plotagem de  $5\mu s$  e  $50\mu s$ , respectivamente.

Cada simulação apresentou como resultado os valores de tensão eficaz em cada barra. Segundo Macedo Jr. (2017), para a determinação da intensidade e duração dos eventos de VTCDs, tratando eventos de afundamentos e sobretensões de forma separada, pode-se utilizar o método de agregação de fases, dividido entre união de fases, critério de parâmetros críticos e critério de fase crítica ou o método de agregação temporal. Neste trabalho foi adotada o critério de fase crítica.

Segundo Aneel (2017), pelo Módulo 8 - Dos Procedimentos De Distribuição De Energia Elétrica No Setor Elétrico Nacional, PRODIST, define-se VTCDs como uma diminuição do valor eficaz da tensão para 0,1 a 0,9 p.u. por um período de tempo de 1 ciclo até 3 minutos, sendo que caso este valor seja inferior a 0,1 p.u. denomina-se de interrupção de tensão. Estes afundamentos de tensão são classificados também em regiões de sensibilidade, de acordo com a intensidade e duração do afundamento. Estas regiões são denominadas de: A, B, C, D, E, F, G, H, I.

Além destas classificações, de acordo com a ANEEL (2017), define-se fator para quantificar a severidade da incidência de eventos de VTCDs, chamado de fator de impacto. Este fator calculado pela somatória da frequência dos eventos de VTCD medidos em um período de 30 dias consecutivos, divididos por um Fator de Impacto Base (FI<sub>base</sub>) para tensões nominais de  $1,0kV \leq V_n < 69kV$  possui valor de 2,13 e para tensões nominais de  $69kV \leq V_n < 230k$  possui valor de 1,41. Estes eventos são então multiplicados pelos respectivos fatores de ponderação, definidos de acordo com as classificações apresentadas pela Tabela 1. Este cálculo pode ser visto na equação (1).

$$FI = \sum_{i=A}^I \frac{f_{ei} f_{pi}}{FI_{base}} \quad (1)$$

Sendo:

$i$  as regiões de sensibilidade A, B, C, D, E, F, G, H, I.

$f_{ei}$  = frequência de ocorrência do evento

$f_{pi}$  = fator de ponderação de determinado evento

Para uma melhor visualização, foram definidas cores para destacar a intensidade do curto apresentada nas análises. As regiões em tons de vermelho representam as regiões de afundamento obtidas pelas simulações, a região em amarelo é a região de elevação de tensão obtidas pelas simulações e as regiões em tons de cinza são regiões onde não houveram resultados neste trabalho. Estas regiões foram definidas pelo módulo 8 do PRODIST para correlacionar as VTCDs de acordo com os níveis de sensibilidade das cargas conectadas a rede elétrica.

**Tabela 1.** Regiões de sensibilidade com seus determinados fatores de ponderação

Amplitude (pu)	Duração						
	[16.67ms - 100ms]	(100ms - 300ms]	(300ms - 500ms]	(600ms - 1s]	(1seg - 3seg]	(3seg - 1min]	(1min - 3min]
> 1,15	Região H (Fp=0,02)			Região I (Fp=0,04)			
(1,1 - 1,15]	Região H (Fp=0,02)			Região I (Fp=0,04)			
(0,85 - 0,90]	Região A (Fp=0,00)						Região G (Fp=0,07)
(0,80 - 0,85]	Região A (Fp=0,00)						
(0,70 - 0,80]	Região B (Fp=0,04)	Região D (Fp=0,15)		Região F (Fp=0,36)			
(0,60 - 0,70]	Região C (Fp=0,07)						
(0,50 - 0,60]	Região C (Fp=0,07)	Região D (Fp=0,15)		Região F (Fp=0,36)			
(0,40 - 0,50]	Região C (Fp=0,07)						
(0,30 - 0,40]	Região E (Fp=0,25)		Região F (Fp=0,36)				
(0,20 - 0,30]							Região E (Fp=0,25)
(0,10 - 0,20]	Região E (Fp=0,25)		Região F (Fp=0,36)				
<0,10							Região E (Fp=0,25)

Fonte: adaptado de ANEEL (2017)

### 2.1. Curto Circuito Trifásico

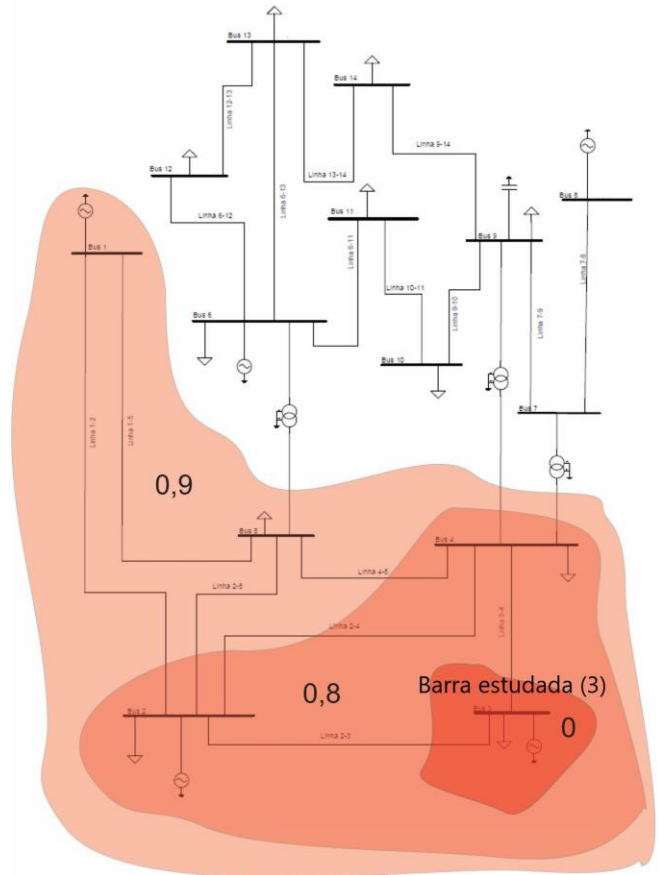
Devido à natureza equilibrada do curto circuito trifásico, foram utilizados os valores de tensão de linha, em p.u., para quantificar a intensidade dos eventos estudados. Na Tabela 2 são apresentados os resultados obtidos para as tensões durante a aplicação do curto circuito trifásico em cada uma das barras do sistema analisado. Para uma melhor representação visual da intensidade dos eventos de afundamento de tensão, são utilizados os níveis de intensidade de afundamento, definidas pelo PRODIST e apresentadas por cores selecionadas na Tabela 2.

**Tabela 2.** Valores das tensões nas barras (pu) para curtos trifásicos em diferentes barras em função das regiões de sensibilidade

BARRA	MAGNITUDE DA TENSÃO NAS BARRAS EM FUNÇÃO DE CURTO TRIFÁSICO [pu]														
	Regime permanente	BARRA DE CURTO TRIFÁSICO													
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	
1	1.059	0.900	0.568	0.951	0.872	0.836	0.997	1.004	1.032	1.016	1.029	1.036	0.827	1.036	1.041
2	1.044	0.624	0.000	0.849	0.777	0.771	0.963	0.964	1.004	0.983	1.001	1.012	1.025	1.013	1.019
3	1.009	0.883	0.738	0.000	0.777	0.836	0.951	0.938	0.973	0.955	0.973	0.984	0.996	0.986	0.988
4	1.015	0.697	0.487	0.679	0.000	0.321	0.780	0.718	0.867	0.791	0.860	0.906	0.958	0.918	0.925
5	1.018	0.629	0.469	0.761	0.312	0.000	0.739	0.799	0.909	0.846	0.896	0.920	0.953	0.916	0.943
6	1.069	0.981	0.941	1.005	0.890	0.854	0.000	0.942	1.004	0.917	0.929	0.874	0.871	0.778	0.958
7	1.059	0.880	0.766	0.878	0.522	0.674	0.765	0.000	0.525	0.478	0.680	0.831	0.978	0.901	0.854
8	1.089	1.047	1.021	1.047	0.967	1.001	1.022	0.848	0.000	0.957	1.002	1.036	1.070	1.052	1.042
9	1.052	0.865	0.750	0.869	0.520	0.653	0.593	0.296	0.665	0.000	0.380	0.660	0.924	0.792	0.695
10	1.048	0.877	0.774	0.884	0.578	0.679	0.485	0.401	0.715	0.157	0.000	0.456	0.907	0.780	0.731
11	1.055	0.924	0.851	0.939	0.727	0.760	0.247	0.659	0.852	0.524	0.450	0.000	0.886	0.775	0.837
12	1.060	0.958	0.912	0.980	0.864	0.823	0.000	0.905	0.964	0.868	0.896	0.843	0.000	0.400	0.836
13	1.046	0.945	0.893	0.966	0.809	0.804	0.000	0.819	0.935	0.752	0.820	0.822	0.620	0.000	0.723
14	1.032	0.880	0.791	0.891	0.629	0.698	0.363	0.502	0.760	0.318	0.555	0.709	0.769	0.435	0.000

A título de ilustração, para uma melhor visualização da área de vulnerabilidade, escolheu-se a Barra 3 como ponto de monitoramento, devido a sua alta carga conectada (35% da carga do sistema). A partir deste ponto mensurou-se o afundamento de tensão sentido pela Barra 3 devido aos curtos trifásicos aplicados em cada barra no sistema. Estes valores foram divididos em faixas e representados na Figura 1.

Percebe-se que a Barra 3 possui baixa sensibilidade para os eventos de curto circuito ocorridos, mesmo em barras adjacentes, sendo o único evento de alto impacto um curto na própria barra.



**Figura 1.** Representação gráfica da área de vulnerabilidade para um curto-circuito trifásico, ocorrido na Barra 3.

### 2.2. Curto Circuito Monofásico

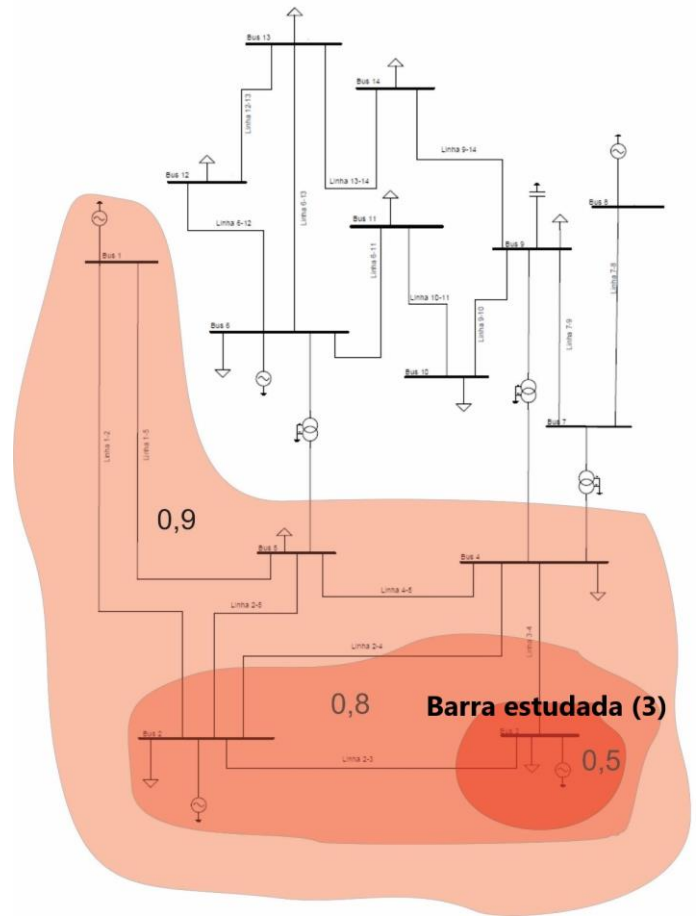
Para este estudo todas as faltas foram aplicadas na fase A. Analogamente ao procedimento adotado na seção anterior, para as faltas monofásicas foram utilizados medidores em cada fase. Novamente, utilizou-se as cores das regiões descritas pela Tabela 1 para classificar as zonas de curto cujos resultados são apresentados na Tabela 3

Pela Tabela 3 observa-se novamente que a barra 14 possui uma alta sensibilidade aos eventos de falta, enquanto as Barras 1 (conectada ao gerador G1), 2 (conectada ao gerador G2), 3 (conectada ao compensador síncrono CS3), 6 (conectada ao compensador síncrono CS6) e 8 (conectada ao compensador síncrono CS8), uma menor sensibilidade. Estas elevações de tensão ocorrem principalmente nas fases sãs das barras em curto. Este comportamento não é observado nas Barras 2 (barra de carga), 6 (conectada ao compensador síncrono CS6) e 8 (conectada ao compensador síncrono CS8). O valor máximo registrado neste caso é de 1,227 pu para a fase C da Barra 9, na ocorrência de um curto nesta mesma barra. Percebe-se que em alguns casos há elevação de tensão em apenas uma das fases sãs, porém há uma diferença pequena entre as tensões destas fases, sendo a maior de aproximadamente 3,4%.

**Tabela 3.** Valores das tensões (p.u.) para curtos monofásicos em diferentes barras em função das regiões de sensibilidade

		MAGNITUDE DA TENSÃO NAS BARRAS EM FUNÇÃO LOCAL DE CURTO CIRCUITO [p.u.]														
		BARRA OBSERVADA														
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	
BARRA DE CURTO MONOFÁSICO	1	C	1,087	1,033	1,005	1,008	1,008	1,066	1,054	1,085	1,045	1,040	1,049	1,050	1,044	1,026
	B	1,109	1,022	0,990	0,993	0,998	1,062	1,050	1,084	1,035	1,032	1,043	1,045	1,039	1,017	
	A	0,680	0,680	0,914	0,742	0,678	0,997	0,903	1,058	0,901	0,911	0,949	0,977	0,966	0,913	
	2	C	1,041	1,076	0,999	1,010	1,007	1,065	1,053	1,083	1,044	1,039	1,048	1,049	1,043	1,024
	B	1,038	1,094	0,985	1,002	1,002	1,061	1,054	1,083	1,034	1,029	1,041	1,044	1,037	1,013	
	A	0,640	0,640	0,790	0,533	0,525	0,961	0,785	1,037	1,046	0,818	0,885	0,936	0,921	0,834	
	3	C	1,047	1,031	1,024	1,016	1,007	1,065	1,055	1,085	1,045	1,040	1,049	1,050	1,044	1,025
	B	1,048	1,030	1,039	1,001	1,001	1,063	1,055	1,086	1,039	1,035	1,045	1,047	1,041	1,019	
	A	0,976	0,882	0,640	0,707	0,795	1,016	0,889	1,057	0,896	0,910	0,959	0,995	0,982	0,917	
	4	C	1,060	1,041	1,007	1,116	1,057	1,075	1,128	1,086	1,101	1,088	1,078	1,063	1,061	1,064
	B	1,051	1,038	1,001	1,143	1,073	1,075	1,151	1,088	1,092	1,079	1,072	1,061	1,056	1,053	
	A	0,922	0,833	0,829	0,600	0,361	0,913	0,483	0,991	0,544	0,605	0,753	0,875	0,848	0,666	
	5	C	1,060	1,045	1,010	1,054	1,092	1,081	1,089	1,085	1,076	1,069	1,071	1,067	1,062	1,051
	B	1,052	1,044	0,999	1,074	1,133	1,085	1,106	1,087	1,073	1,066	1,071	1,068	1,063	1,046	
A	0,886	0,824	0,877	0,345	0,000	0,864	0,666	1,020	0,680	0,708	0,782	0,840	0,825	0,732		
6	C	1,054	1,039	1,005	1,033	1,045	1,075	1,074	1,082	1,079	1,071	1,069	1,060	1,033	1,050	
B	1,055	1,040	1,004	1,010	1,037	1,080	1,039	1,081	1,021	1,050	1,036	1,033	1,023	0,985		
A	1,004	0,971	0,959	0,765	0,702	0,000	0,763	1,033	0,584	0,480	0,245	0,047	0,087	0,364		
7	C	1,059	1,045	1,008	1,072	1,044	1,074	1,159	1,080	1,146	1,124	1,096	1,065	1,066	1,090	
B	1,057	1,043	1,008	1,056	1,031	1,062	1,168	1,081	1,118	1,096	1,076	1,047	1,040	1,058		
A	1,016	0,976	0,950	0,682	0,793	0,961	0,000	0,901	0,285	0,398	0,670	0,901	0,853	0,522		
8	C	1,055	1,039	1,005	1,012	1,011	1,063	1,039	1,100	1,036	1,032	1,043	1,047	1,040	1,017	
B	1,054	1,039	1,005	1,012	1,011	1,063	1,039	1,101	1,054	1,028	1,041	1,044	1,038	1,012		
A	1,038	1,012	0,981	0,871	0,917	1,015	0,571	0,000	0,700	0,750	0,877	0,980	0,955	0,798		
9	C	1,056	1,042	1,007	1,039	1,029	1,075	1,117	1,090	1,227	1,189	1,128	1,070	1,077	1,138	
B	1,057	1,041	1,006	1,010	1,013	1,061	1,103	1,083	1,222	1,177	1,114	1,062	1,063	1,118		
A	1,031	1,001	0,973	0,819	0,876	0,953	0,538	0,997	0,000	0,168	0,551	0,874	0,807	0,351		
10	C	1,050	1,042	1,008	1,030	1,025	1,072	1,093	1,086	1,152	1,199	1,130	1,064	1,066	1,094	
B	1,057	1,042	1,007	1,012	1,015	1,064	1,086	1,084	1,155	1,222	1,136	1,050	1,058	1,085		
A	1,040	1,015	0,985	0,881	0,917	0,965	0,721	1,029	0,377	0,000	0,469	0,908	0,865	0,581		
11	C	1,058	1,043	1,008	1,012	1,015	1,071	1,076	1,087	1,099	1,115	1,184	1,059	1,058	1,063	
B	1,058	1,043	1,008	1,020	1,016	1,067	1,073	1,086	1,103	1,131	1,230	1,057	1,045	1,059		
A	1,044	1,022	0,992	0,924	0,936	0,917	0,858	1,053	0,664	0,461	0,000	0,887	0,866	0,740		
12	C	1,059	1,044	1,009	1,014	1,016	1,067	1,056	1,089	1,049	1,044	1,052	1,157	1,071	1,025	
B	1,058	1,043	1,008	1,014	1,021	1,067	1,057	1,087	1,050	1,045	1,052	1,217	1,106	1,057		
A	1,049	1,031	1,000	0,968	0,962	0,909	0,992	1,077	0,939	0,927	0,916	0,000	0,636	0,792		
13	C	1,058	1,043	1,008	1,020	1,022	1,070	1,067	1,087	1,074	1,066	1,065	1,084	1,139	1,081	
B	1,058	1,042	1,007	1,013	1,015	1,065	1,054	1,086	1,046	1,041	1,050	1,118	1,172	1,060		
A	1,045	1,024	0,995	0,941	0,939	0,867	0,930	1,065	0,819	0,822	0,841	0,035	0,000	0,456		
14	C	1,058	1,043	1,009	1,012	1,015	1,071	1,075	1,087	1,096	1,084	1,074	1,065	1,078	1,159	
B	1,058	1,042	1,008	1,013	1,015	1,064	1,054	1,086	1,099	1,083	1,071	1,068	1,078	1,193		
A	1,048	1,027	0,995	1,066	0,958	0,987	0,879	1,057	0,698	0,743	0,859	0,704	0,710	0,000		

0,9, 0,8, e 0 da tensão nominal, sendo representados na Figura 2.



**Figura 2.** Representação gráfica da área de vulnerabilidade para o evento, curto-circuito monofásico na Barra 3

Pela Tabela 3 observa-se novamente que a barra 14 possui uma alta sensibilidade aos eventos de falta, enquanto as Barras 1 (conectada ao gerador G1), 2 (conectada ao gerador G2), 3 (conectada ao compensador síncrono CS3), 6 (conectada ao compensador síncrono CS6) e 8 (conectada ao compensador síncrono CS8), uma menor sensibilidade. Estas elevações de tensão ocorrem principalmente nas fases sãs das barras em curto, este comportamento não é observado nas Barras 2 (barra de carga), 6 (conectada ao compensador síncrono CS6) e 8 (conectada ao compensador síncrono CS8). O valor máximo registrado neste caso é de 1,227 pu para a fase C da Barra 9, na ocorrência de um curto nesta mesma barra. Percebe-se que em alguns casos há elevação de tensão em apenas uma das fases sãs, porém há uma diferença pequena entre as tensões destas fases, sendo a maior de aproximadamente 3,4%.

Analogamente à seção 2.1, escolheu-se a Barra 3 como ponto de monitoramento. A partir deste ponto mensurou-se o afundamento de tensão da Barra 3 devido aos curtos monofásicos aplicados em cada barra no sistema. Estes valores foram divididos em faixas de intensidades inferiores a

### 2.3. Fator de Impacto

Este indicador considera um período de 30 dias para determinar a severidade dos eventos de VTCDs.

A título de ilustração, considerou-se que durante um período de 30 dias houve 10 eventos de faltas. Sendo 6 monofásicas (Barra 13, Barra 2, Barra 12, Barra 11, Barra 13, Barra 3), 2 bifásicas (Barra 4, Barra 8), 1 bifásica-terra (Barra 9) e uma trifásica (Barra 3). Estes eventos foram obtidos de acordo com a metodologia apresentada em 2, com durações de falta fixada em 50ms

Estes eventos, juntamente com os resultados do fator de impacto calculado pela equação (1) estão descritos na Tabela 4.

**Tabela 4.** Fator de Impacto para as barras do sistema analisado

Barra Observada	Tensão residual (p.u)											Fator de Impacto
	Curto 1F - Barra 13	Curto 1F - Barra 2	Curto 1F - Barra 12	Curto 1F - Barra 11	Curto 1F - Barra 13	Curto 1F - Barra 3	Curto 2F - Barra 4	Curto 2F - Barra 8	Curto 2FT - Barra 9	Curto 3F - Barra 3		
1	1,045	0,64	1,05	1,04	1,04	0,98	0,91	1,03	1,02	0,95	0,03	
2	1,024	0,00	1,03	1,02	1,02	0,88	0,72	1,01	0,99	0,85	0,20	
3	0,995	0,79	1,00	0,99	1,00	0,00	0,82	0,98	0,96	0,00	0,38	
4	0,941	0,53	0,97	0,92	0,94	0,71	0,49	0,88	0,79	0,68	0,18	
5	0,939	0,52	0,96	0,94	0,94	0,79	0,57	0,92	0,85	0,76	0,15	
6	0,867	0,96	0,91	0,92	0,87	1,02	0,93	1,02	0,93	1,00	0,00	
7	0,930	0,79	0,99	0,86	0,93	0,89	0,68	0,66	0,49	0,88	0,13	
8	1,065	1,04	1,08	1,05	1,07	1,06	0,99	0,52	0,97	1,05	0,05	
9	0,819	1,03	0,94	0,66	0,82	0,90	0,66	0,74	0,00	0,87	0,26	
10	0,822	0,82	0,93	0,46	0,82	0,91	0,69	0,78	0,16	0,88	0,28	
11	0,841	0,88	0,92	0,00	0,84	0,96	0,80	0,89	0,53	0,94	0,23	
12	0,035	0,94	0,00	0,89	0,03	0,99	0,90	0,98	0,84	0,98	0,53	
13	0,000	0,92	0,64	0,87	0,00	0,98	0,87	0,96	0,78	0,97	0,41	
14	0,456	0,83	0,79	0,74	0,46	0,92	0,73	0,74	0,32	0,89	0,39	

Para o caso analisado percebe-se que todos os valores de Fator de Impacto por barramento estão inferiores ao valor de referência estabelecido pela ANEEL de 1 p.u., mas isto não implica que algum consumidor não tenha registrado a ocorrência de algum problema, visto que estes problemas estão ligados diretamente com a curva de sensibilidade de cada carga ligada na rede elétrica. Um consumidor pode apresentar desligamento parcial ou até mesmo total de seus equipamentos mesmo que esta ultrapassagem não tenha sido registrada. Em caso de ultrapassagem deste valor de referência, poderiam ocorrer em multas para a distribuidora, porém até a revisão 10 do módulo 8 do PRODIST não está prevista nenhuma penalidade (Aneel, 2017; Macedo Jr, 2017b).

### 3. CONCLUSÕES

Este trabalho realizou um mapeamento de áreas de vulnerabilidade em um sistema elétrico disponível no PSCAD. O sistema de 14 barras foi mapeado sob a perspectiva de todas as barras existentes para os casos de: curto circuito trifásico, curto circuito bifásico, curto circuito bifásico-terra e curto circuito monofásico, aplicados em todas as barras do sistema. Foi utilizado o método de união de fases (Macedo Jr, 2017a) com duração fixada em 50s, e com faltas francas.

A partir dos dados coletados foram identificadas diferenciações entre os curtos considerados, sendo que os curtos: trifásico, bifásico-terra, bifásico e monofásico apresentaram intensidades da maior para a menor (nessa ordem). Identificou-se a barra de maior sensibilidade, a Barra 14, e verificou-se que as Barras 1, 2, 3, 6 e 8 possuem uma menor sensibilidade para os curtos analisados. Verificou-se a vulnerabilidade da região considerada mais importante, do ponto de vista de consumo de potência (35% do total), que é a Barra 3. A partir dos valores mapeados de afundamentos de tensão devido a curtos-circuitos, verificou-se que esta barra possui baixa sensibilidade aos eventos propostos para este sistema, sendo uma localização adequada para o posicionamento de grandes consumidores.

O estudo de Fator de Impacto mostrou que para o caso estudado não houve ultrapassagem do valor limite definido pela ANEEL, não havendo nenhuma forma de penalidade para a distribuidora, porém deve-se frisar que isto não

significa que o cliente não tenha sofrido nenhum tipo de desligamento, visto que isto está ligado a curva de sensibilidade de seus equipamentos.

### REFERÊNCIAS

- Aneel (2017) *Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional - PRODIST: Módulo 8 - Qualidade da Energia Elétrica*.
- Amasifen, Juan Carlos Cebrian (2008). *Metodologias para avaliação de riscos e dos custos de interrupções em processos causados por faltas em sistemas de distribuição de energia elétrica*. 184 f. Tese (Doutorado) - Curso de Engenharia Elétrica, Escola Politécnica da USP, São Paulo.
- Canguçu, N. A. (2006) *Contribuições para avaliação dos impactos econômicos causados por mergulho de tensão em sistema elétrico industrial*. Universidade Estadual Paulista. 78 f. Dissertação (Mestrado) Faculdade de Engenharia de Ilha Solteira, Universidade Estadual Paulista, Ilha Solteira.
- Cabral, Roberto José (2010). *Análise numérica de curto circuito utilizando componentes simétricas e componentes de fases para obter índices de afundamentos de tensão*. 152 f. Dissertação (Mestrado) - Curso de Engenharia Elétrica, Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Porto Alegre.
- Carvalho, J. F. (2014) “Energia e sociedade”, *Estudos Avancados*, 28(82), p. 25–39. doi: 10.1590/S0103-40142014000300003.
- Macedo Jr., J. R. (2017a) *Tutorial: Agregação de Eventos de Variação de Tensão de Curta Duração*.
- Macedo Jr. J. F. (2017b). *A revisão do Módulo 8 – critérios de avaliação das variações de tensão de curta duração (VTCDs) – Parte 3*. O Setor Elétrico.
- Manitoba HVDC Research Centre (2014) *PSCAD IEEE 14 Bus System*.
- Matos, K. N. do V. (2005) *Análise da área de vulnerabilidade e estabilidade de tensão em sistemas elétricos com a inserção de parques eólicos*. Universidade Federal do Pará.
- Silva, J. S. (2006) *Avaliação estocástica de afundamentos de tensão através de análise de curtos-circuitos deslizantes e banco de dados relacional*. Universidade Federal do Pará.
- Starosta, J. (2017) “A revisão do Módulo 8 - critérios de avaliação das variações de tensão de curta duração (VTCDs) - Parte 3”. O Setor Elétrico, p. 2.
- Vilela, Marcelo Penteado (2004). *Afundamentos de Tensão em Sistemas de Transmissão de Energia Elétrica: Uma Abordagem Através de Curtos-Circuitos Deslizantes*. 89 f. Dissertação (Mestrado) - Curso de Engenharia Elétrica, Unesp, Ilha Solteira.

