



CORRELAÇÃO ENTRE O PONTO DA INCIDÊNCIA DA FALTA E A EFICÁCIA DO MÉTODO DE IDENTIFICAÇÃO DA ORIGEM DAS VTCDS VIA FATOR DE DESEQUILÍBRIO

Adrian Ribeiro Ferreira*¹

¹FEELT – Universidade Federal de Uberlândia

Resumo – As Variações de Tensão de Curta Duração (VTCDS) são distúrbios comumente encontrados nos sistemas elétricos, e, embora ocorram por curtos períodos de tempo, podem ocasionar significativos prejuízos operacionais e financeiros tanto para as concessionárias de energia, quanto para os consumidores, principalmente, aqueles com instalações industriais de alta tecnologia empregada e cargas e processos sensíveis. O ideal seria ao máximo evitar e atenuar as ocorrências desses eventos, para que não ocorram nenhum tipo de dano. Porém, quando há um prejuízo financeiro, surge a questão de quem deverá arcar com o mesmo. O presente artigo busca aprimorar uma metodologia para identificação da responsabilidade da ocorrência de uma VTCD, concessionária ou cliente, baseada no fator de desequilíbrio de tensão e a análise do método diante de diferentes localizações da falta que ocasionou a VTCD.

Palavras-Chave – Fator de Desequilíbrio, Legislação, Localização de Falta, Qualidade da Energia, Responsabilidade de Eventos, VTCDS.

INFLUENCE OF THE LOCATION OF THE FAULT IN THE METHOD OF ANALYSIS USING IMBALANCE FACTOR TO DETERMINE THE VOLTAGE SAG ORIGINS

Abstract - Short Term Voltage Variations (VTCDS) are disturbances commonly found in power systems, and although they occur for short periods of time, they can cause significant operational and financial losses for both energy utilities and consumers, especially those with high-tech industrial facilities employed and sensitive loads and processes. The ideal would be to avoid and mitigate the occurrences of these events as much as possible, so that no type of damage occurs. However, when there is a financial loss, the question arises of who should pay for it. This article seeks to improve a methodology for identifying the responsibility of the occurrence of a VTCD, concessionaire or customer, based on the voltage imbalance factor and the analysis of the method in view of different locations of the fault that caused the VTCD.

adrianrf.ufu@gmail.com

Keywords - Imbalance Factor, Legislation, Fault Location, Power Quality, Event Responsibility, Voltage Sags.

NOMENCLATURA

FDp Fator de Desequilíbrio de Tensão no Primário.

FDsec Fator de Desequilíbrio de Tensão no Secundário.

I. INTRODUÇÃO

Muito embora seja evidente os benefícios trazidos pelo avanço tecnológico das cargas presentes nas unidades consumidoras residenciais, comerciais e industriais [1], atualmente depara-se com o fato que muitas delas se mostram mais sensíveis aos fenômenos relacionados a Qualidade da Energia. Dentre eles ressalta-se os distúrbios operacionais atrelados com as Variações de Tensão de Curta Duração (VTCDS). Estas são, muitas vezes, expressas como “Desvios significativos na amplitude do valor eficaz de tensão durante um intervalo de tempo inferior a três minutos” [2]. De fato, dentre os indicadores de qualidade, este é, no entender de muitos consumidores, como um dos mais pronunciados e frequentes desvios dos padrões almejados para os suprimentos elétricos, podendo causar, em casos extremos, paradas de grandes processos industriais e gerando prejuízos para os consumidores [3].

Devido a importância dos problemas relacionados as VTCDS, diversos autores já propuseram métodos para cálculos de perdas econômicas devido aos impactos causados por tais ocorrências nas atividades industriais [4].

O trabalho realizado por [5] exemplifica prejuízos que as paradas por VTCDS causam em indústrias do ramo alimentício. Neste é citado que, para tais empresas, “Os desligamentos provocados por VTCDS, chegaram a produzir perdas financeiras de cerca de até R\$1.000.000,00 com a parada de produção. Isto sem acrescentar custos das horas paradas para manutenção nos equipamentos e processos, e queima de componentes em função dos desligamentos. Ainda visando enfatizar a relevância do tema ora tratado, a Tabela I traz outros exemplos de perdas financeiras causadas por VTCDS para diferentes tipos de indústrias [6].

Tabela I: Custos/prejuízos associados com VTCDs (União Europeia e Estados Unidos)

Tipo de Indústria	Perdas Típicas por Evento (€ ou US\$)	País/Região
Mercado Financeiro	6.000.000 (por hora)	UE
Telecomunicações	30.000 (por minuto)	UE
Produção de Semicondutores	3.800.000	UE
Centro de Informática	750.000	UE
Aço	350.000	UE
Vidro	250.000	UE
Fabricação de Equipamentos	100.000	EUA
Automobilística	75.000	EUA
Fabricação de Papel	30.000	EUA
Indústria Química (plástico, vidro, etc)	5.000	EUA

Como observado, os impactos ocasionados, de forma direta e indireta, podem ser bastante significativos, ainda mais que, quanto maior o nível de tecnologia existente na indústria envolvida, maiores serão as consequências econômicas e físicas. Isto se deve, sobremaneira, a tendência de maiores sofisticações através de sistemas automatizados e com grande tecnologia embarcada.

Diante das informações expostas anteriormente surge um questionamento, uma vez manifestada a VTCD e suas consequências acima abordadas, a quem deverá ser atribuída a responsabilidade por eventuais ressarcimentos dos prejuízos causados. De fato, o evento ora considerado como motivo para as perdas poderia ser advindo da concessionária de energia ou do próprio consumidor.

A questão da identificação da responsabilidade sobre a origem das VTCDs, muito embora tenha sido alvo de investigações e publicações, até agora, através de levantamentos bibliográficos feitos, não se apresenta com um metodologia sólida, confiável, simples para implementação em campo ou para pós-processamento de dados. Tal afirmativa pode ser constatada em trabalhos como [7],[8],[9],[10].

A luz deste reconhecimento, baseado em princípios já propostos, que culminaram na concepção da metodologia feita em [11] e [12], os indicativos se mostraram promissores, todavia, muitas análises deveriam ainda ser conduzidas até a consolidação da proposta. Dentre elas está a questão dos fatores de influência sobre o fenômeno em pauta. Dentre eles, uma das preocupações está no comportamento do processo elaborado com o ponto físico de ocorrência de uma das mais reconhecidas causas os efeitos das VTCDs, a saber, os curto-circuitos.

É, pois, dentro deste cenário da avaliação da correlação entre a resposta do processo e o local físico de sua origem que se embasa o presente artigo. Sua meta principal consiste em avaliar a eficácia das transferências dos indicadores de desequilíbrios nos transformadores de conexão para uma identificação da origem do distúrbio e respectiva atribuição da responsabilidade sobre os fatos decorrentes.

II. FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

Alguns conceitos importantes para a fundamentação do tema explorado são destacados na sequência:

A. Definições

De acordo com o PRODIST – módulo 8 [2], as VTCDs podem ser classificadas de acordo com sua amplitude e duração, conforme mostrado na Tabela II. É fato que, quanto menor a amplitude final da tensão no momento da VTCD e quanto mais tempo a mesma durar, mais significativos serão os danos gerados as cargas elétricas ligadas no barramento que ocorre a VTCD.

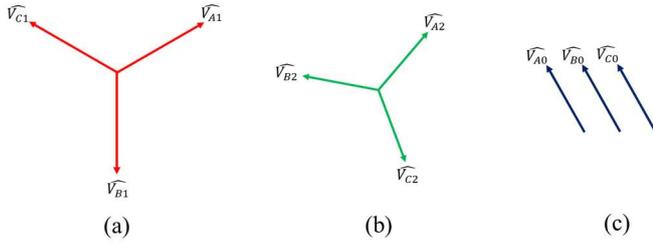
Tabela II: Classificação das VTCDs - Módulo 8 do PRODIST

Denominação	Duração da Variação	Amplitude da tensão (valor eficaz) em relação à tensão de referência
Interrupção Momentânea de Tensão - IMT	Inferior ou igual a 3 (três) segundos	Inferior a 0,1 pu
Afundamento Momentâneo de Tensão - AMT	Igual ou superior a um ciclo e inferior ou igual a 3 (três) segundos	Igual ou superior a 0,1 e inferior a 0,9 pu
Elevação Momentânea de Tensão - EMT	Igual ou superior a um ciclo e inferior ou igual a 3 (três) segundos	Superior a 1,1 pu
Interrupção Temporária de Tensão - ITT	Superior a 3 (três) segundos e inferior ou igual a 1 (um) minuto	Inferior a 0,1 pu
Afundamento Temporário de Tensão - ATT	Superior a 3 (três) segundos e inferior ou igual a 1 (um) minuto	Igual ou superior a 0,1 e inferior a 0,9 pu
Elevação Temporária de Tensão - ETT	Superior a 3 (três) segundos e inferior ou igual a 3 minutos	Superior a 1,1 pu

B. Fundamentos para análise de sistemas desequilibrados

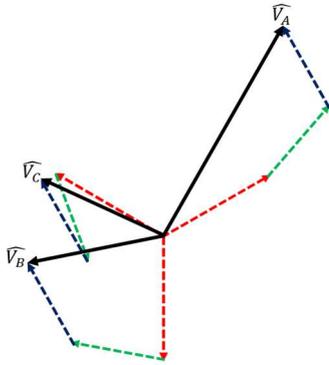
Sabe-se que, devido as VTCDs, via de regra, os sistemas trifásicos passam a apresentar níveis de assimetria. De acordo com procedimentos clássicos da engenharia elétrica, o tratamento matemático mais empregado, sob tais circunstâncias, consiste no emprego da teoria de decomposição proposta por Fortescue [13]. Esta permite que um conjunto de tensões e/ou correntes trifásicas desequilibradas, possa ser tratado através de um conjunto de componentes equilibradas, linearmente independentes, denominadas de componentes simétricas [14]. Fisicamente, a Figura 1 [15] ilustra o procedimento aplicável e mostra a presença do que se denomina por: componentes de sequência positiva, componentes de sequência negativa e, componentes de sequência nula. As primeiras caracterizadas por um conjunto trifásico equilibrado de fasores, todavia, um numa sequência e outro no sentido contrário. Já as denominadas componentes de sequência zero se mostram como um conjunto de fasores em fase.

Figura 1: Componentes de sequência (a) positiva, (b) negativa e (c) zero.



A partir da composição fasorial das componentes de fase, nos termos estabelecidos pela ferramenta de análise em pauta, tem-se a reconstituição do complexo trifásico desequilibrado original, como indicado na Figura 2.

Figura 2: Sistema trifásico original e suas componentes de sequência positiva, negativa e zero.



Matematicamente, o tratamento, aplicável às tensões e correntes, visando correlacionar as grandezas de fase com as componentes simétricas, é feito através da expressão a seguir, onde $a = 1 \angle 120^\circ$.

$$\begin{bmatrix} \hat{V}_a \\ \hat{V}_b \\ \hat{V}_c \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a^2 & a \\ 1 & a & a^2 \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \hat{V}_{a_0} \\ \hat{V}_{a_1} \\ \hat{V}_{a_2} \end{bmatrix} \quad (1)$$

C. Fator de Desequilíbrio

O indicador que será utilizado como ferramenta fundamental para a metodologia explorada neste trabalho é o Fator de Desequilíbrio de Tensão (FDv).

Com o objetivo de quantificar o nível da assimetria presente em redes trifásicas desequilibradas, a literatura propõe o indicador (FD), o qual correlaciona o nível da tensão/corrente de sequência negativa em relação ao correspondente valor da sequência positiva. Assim procedendo, em consonância com o disposto nos mais distintos documentos normativos, a exemplo do PRODIST-Módulo 8, a expressão para a quantificação do nível de desequilíbrio ou assimetria presente numa rede elétrica é dado por:

$$FD\% = \frac{V_2}{V_1} \cdot 100 \quad (2)$$

Naturalmente, visto que o cálculo do indicador acima requer a necessidade dos fasores das tensões fase-neutro ou fase-fase e que estes são definidos por seus módulos e ângulos de fase, dificuldades de ordem prática pode ocorrer quanto os respectivos ângulos não são medidos. Nestas circunstâncias, é sabido que uma formulação alternativa, fundamentada em estudos conduzidos pela CIGRE, e baseada tão apenas nos módulos das tensões fase-fase, se apresenta com um nível de exatidão compatível aos cálculos aqui requeridos. Assim procedendo, é também possível determinar o nível de desequilíbrio através da expressão:

$$\beta = \frac{V_{AB}^4 + V_{BC}^4 + V_{CA}^4}{(V_{AB}^2 + V_{BC}^2 + V_{CA}^2)^2} \quad (3)$$

$$FD\% = 100 \cdot \sqrt{\frac{1 - \sqrt{3 - 6 \cdot \beta}}{1 + \sqrt{3 - 6 \cdot \beta}}} \quad (4)$$

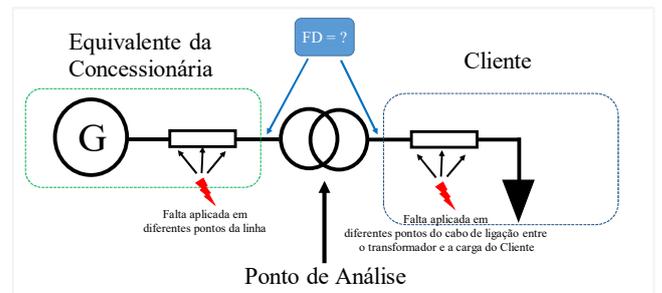
III. METODOLOGIA APLICADA

O método utilizado neste trabalho para a identificação da origem das VTCDs e a análise da influência do ponto de manifestação da falta sobre os resultados finais, nos termos explorados neste artigo, encontra-se embasado nas seguintes premissas:

- O ponto de análise é o transformador que conecta a Concessionária ao Cliente;
- São aplicadas diferentes tipos de faltas, tanto no primário do transformador (Concessionária), quanto no secundário do transformador (Cliente);
- As faltas serão aplicadas em diferentes pontos físicos ou distâncias ao longo das linhas que compõem o complexo elétrico, tanto a montante como a jusante do transformador. Assim procedendo é feita a avaliação dos impactos sobre os fatores de desequilíbrio e processos de transferências, base esta estabelecida para a caracterização da responsabilidade sobre o efeito VTCDs.

A Figura 3 ilustra fisicamente a estrutura do sistema sob análise e os fundamentos que regem o método aplicado.

Figura 3: Ilustração resumindo o método utilizado.



IV. CARACTERIZAÇÃO DO SISTEMA ELÉTRICO UTILIZADO

Nas Tabela III e IV são indicados os principais parâmetros que perfazem o sistema elétrico utilizado para os trabalhos investigativos.

Tabela III: Caracterização do Sistema Elétrico Utilizado

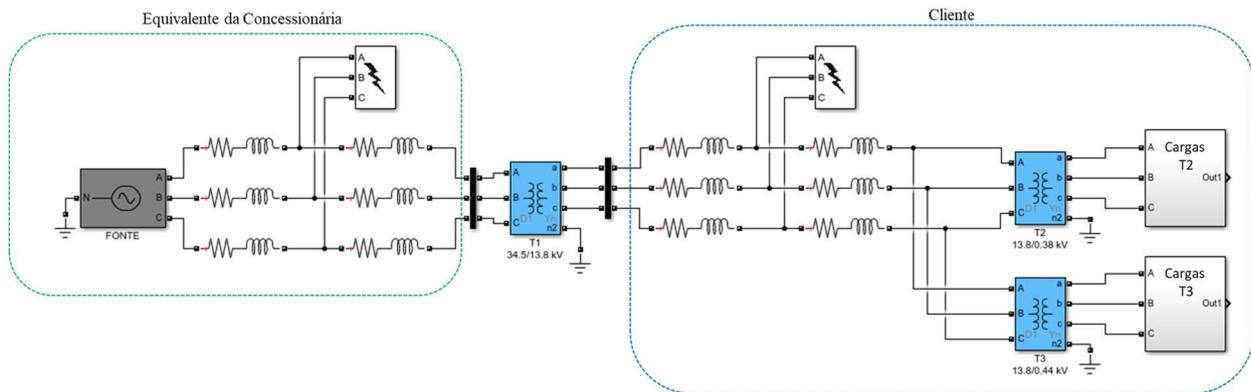
Equivalente da Concessionária	
Tensão de Alimentação	34,5 kV
Nível de Curto Circuito (Sec)	102,55 MVA
X/R	7
Ponto de Análise	
Transformador T1	Relação de Transformação:
	34,5kV/13,8kV
	Potência: 7,5 MVA
	X: 3 %
	R: 0,5 %

Tabela IV: Caracterização do Sistema Elétrico Utilizado

Cliente	
Cabos	R: 2,57 Ω
	L = 0,42 mH
Transformador T2	Relação de Transformação:
	13,8kV/0,38kV
	Potência: 1,5 MVA
	X: 3,5 %
	R: 0,7 %
Cargas ligadas a T2	Conjunto de 3 Motores: 200 kVA;
	Carga de Potência Constante: 800 kVA
Transformador T3	Relação de Transformação:
	13,8kV/0,44kV
	Potência: 5 MVA
	X: 3,5 %
	R: 0,5 %
Cargas ligadas a T3	Carga de Potência Constante: 2 MVA
	Carga de Impedância Constante: 2 MVA

Uma vez configurado e parametrizado o sistema selecionado para os estudos, este foi simulado na plataforma Matlab/Simulink, como indicado na Figura 4.

Figura 4: Esquema Elétrico Montado na plataforma Matlab/Simulink.



Visto que, já foi estabelecida a base para os estudos computacionais, diversos tipos de faltas, em diferentes distâncias, foram empregados. Dentre os casos estudados, apresenta-se, a seguir, uma síntese daqueles inseridos neste artigo:

- Falta Fase-Terra e Bifásica-Terra (ou Fase-fase-terra) em ambos os lados (primário e secundário) do Transformador, portanto, do lado da Concessionária e depois do lado do Cliente;
- Curtos-circuitos manifestados com impedâncias de falta de 10 Ω e 0 Ω ;
- Objetivando alterar o ponto físico da incidência do curto-circuito, este foi aplicado, tomando por base a extensão da linha, em seu início (0% a partir do transformador de análise), no meio (50%) e também à 80%. Esta mesma lógica foi utilizada tanto para o lado do supridor como também do consumidor.
- Falta Bifásica, sem conexão à terra, em ambos os lados do transformador (Concessionária e Cliente),

nos mesmos termos supra postos quanto ao local de incidência.

V. RESULTADOS OBTIDOS

A seguir são apresentados os resultados obtidos para cada um dos casos analisados. Lembrando que FDp corresponde ao fator de desequilíbrio de tensão de sequência negativa medido no primário do transformador, enquanto que, $FDsec$ corresponde ao valor encontrado para uma medição no secundário do mesmo.

Na Tabela V encontram-se os resultados que evidenciam o desempenho do processo de transferência dos fatores de desequilíbrios, em consonância com as condições anteriormente apresentadas para os estudos.

Assim, para o caso da falta Fase-Terra constata-se que:

- Para esse tipo de falta, quando as mesmas ocorrem no primário, os FDs de tensão de sequência negativa para cada caso se apresentam com magnitudes dependentes com o local da falta, todavia, os mesmos valores encontrados para o primário são também

identificados do lado secundário. Isto ocorre de forma independente da distância em que ocorreu a falta.

- Quando a falta ocorre no secundário do transformador, lado do cliente, nota-se que os FD são distintos, e seus valores praticamente não se alteram. Mesmo com a mudança da localização da falta, este fator não impacta significativamente nos resultados.

Tabela V: Valores de FD de transferência - falta Fase-Terra

Falta Fase -Terra				
	Falta no Primário		Falta no Secundário	
Impedância de Falta	10 Ω		10 Ω	
FD	<i>FD_p</i>	<i>FD_{sec}</i>	<i>FD_p</i>	<i>FD_{sec}</i>
0 % da linha	0,28	0,28	0,054	0,1
50 % da linha	0,17	0,17	0,053	0,1
80 % da linha	0,075	0,075	0,053	0,1
Impedância de Falta	0 Ω		0 Ω	
FD	<i>FD_p</i>	<i>FD_{sec}</i>	<i>FD_p</i>	<i>FD_{sec}</i>
0 % da linha	0,49	0,5	0,27	0,68
50 % da linha	0,5	0,51	0,26	0,64
80 % da linha	0,51	0,52	0,25	0,62

A Tabela VI evidencia os resultados para o caso da falta fase-fase-terra. Esta ressalta que:

- Novamente, quando as faltas ocorrem no lado primário, os FD de tensão, tanto para o primário como para o secundário do transformador se mostram com comportamentos idênticos ao já mencionados para o estudo anterior.
- Para faltas no secundário do transformador nota-se que os FD são distintos, e seus valores praticamente não se alteram, mesmo mudando a localização da falta. Exceção se faz notar para a falta através da impedância de 0 Ω , para a qual houve alterações significativas com a distância da falta.

Tabela VI: Valores de FD de transferência – falta Bifásica-Terra

Falta Bifásica - Terra				
	Falta no Primário		Falta no Secundário	
Impedância de Falta	10 Ω		10 Ω	
FD	<i>FD_p</i>	<i>FD_{sec}</i>	<i>FD_p</i>	<i>FD_{sec}</i>
0 % da linha	0,34	0,34	0,05	0,1
50 % da linha	0,18	0,18	0,05	0,1
80 % da linha	0,076	0,076	0,05	0,1
Impedância de Falta	0 Ω		0 Ω	
FD	<i>FD_p</i>	<i>FD_{sec}</i>	<i>FD_p</i>	<i>FD_{sec}</i>
0 % da linha	1	1	0,22	1
50 % da linha	1	1	0,21	0,9
80 % da linha	1	1	0,2	0,85

Por último, têm-se os resultados obtidos para uma falta Bifásica, conforme mostrado na Tabela VII. O desempenho obtido revela que:

- Quando a falta ocorre do lado do primário do ponto de análise, os FDs de tensão são os mesmos, tanto no primário quanto no secundário do transformador, independente da distância em que ocorreu a falta. Mais uma vez reconhece-se que a distância só influencia na magnitude do FD, mas os valores do mesmo são iguais no primário e secundário.
- Já para faltas no secundário do transformador, constata-se que os FD são distintos, e seus valores praticamente não se alteram, mesmo mudando a localização da falta. A única alteração a este padrão foi verificada para FDs associados com a falta através de uma impedância de 0 Ω . Para este caso houve alteração nos valores dos FDs, todavia, o processo de transferência se mantém nos mesmos termos.

Tabela VII: Valores de FD de transferência - falta Bifásica sem terra

Falta Bifásica				
	Falta no Primário		Falta no Secundário	
Impedância de Falta	0 Ω		0 Ω	
FD	<i>FD_p</i>	<i>FD_{sec}</i>	<i>FD_p</i>	<i>FD_{sec}</i>
0 % da linha	1	1	0,36	1
50 % da linha	1	1	0,34	0,95
80 % da linha	1	1	0,34	0,92

Por fim, os desempenhos obtidos são indicativos que as bases para a caracterização da responsabilidade da origem das VTCDs, isto é, se estas seriam advindas das instalações dos clientes ou das concessionárias, a partir da correlação entre os FDs transferidos de um para o outro lado do transformador, se mostram consistentes e independentes do local físico para o qual teria ocorrido o curto-circuito.

VI. CONCLUSÕES

As contribuições advindas do presente artigo foram de grande valia para fortalecer o método para a atribuição da responsabilidade das VTCDs através do fator de desequilíbrio de tensão.

Notou-se que, a distância em que ocorre uma falta ao longo de uma linha interfere somente no valor do FD, porém, a análise para a atribuição da responsabilidade permanece inalterada, ou seja:

- Para as faltas à montante do transformador em análise, isto é, do lado da concessionária, os FDs de tensão são os mesmos em ambos os lados do transformador;
- Já para faltas à jusante do transformador em análise, ou seja, provenientes do lado do cliente, os FDs de tensão são diferentes no primário e secundário do transformador.

Portanto, os resultados presentes neste artigo corroboraram para mostrar a robustez e praticidade do método da avaliação

da responsabilidade da origem das VTCDs com base nos FDS de tensão.

Tais resultados poderão auxiliar futuras discussões para implementações de diretrizes com o intuito de responsabilizar financeiramente os causadores de prejuízos financeiros devido as VTCDs, sendo esse tema de grande interesse para as concessionárias e clientes.

AGRADECIMENTOS

O presente trabalho foi realizado com apoio da Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior – Brasil (CAPES) – Código de Financiamento 001, e suporte do programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Uberlândia.

REFERÊNCIAS

- [1] J. W. Resende, M. . Samesima, D. . Gomes, L. . do Couto, and J. . Macedo Jr, “AVALIAÇÃO DAS PERDAS TÉCNICAS EM SISTEMAS ELÉTRICOS DE DISTRIBUIÇÃO SUPRINDO CARGAS NÃO-LINEARES,” in *Seminário Brasileiro sobre Qualidade da Energia Elétrica - V SBQEE*, 2003, p. 5.
- [2] ANEEL, “Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional (PRODIST), Módulo 8 - Qualidade da Energia Elétrica,” 2018.
- [3] R. F. S. dos Santos and S. R. Silva, “SENSIBILIDADE DE CONTROLADOR LÓGICO PROGRAMÁVEL FRENTE A AFUNDAMENTOS DE TENSÃO,” in *Seminário Brasileiro sobre Qualidade da Energia Elétrica - V SBQEE*, 2003, p. 5.
- [4] M. F. Alves, J. G. da Costa, and V. R. C. Fonseca, “IMPACTO ECONÔMICO DO AFUNDAMENTO DE TENSÃO NA INDÚSTRIA: UMA METODOLOGIA APLICADA A GRANDES REDES ELÉTRICAS,” in *Seminário Brasileiro sobre Qualidade da Energia Elétrica - V SBQEE*, 2003, p. 6.
- [5] R. M. Maia, “Caracterização das Variações de Tensão de Curta Duração e seus Impactos em uma Planta da Indústria Alimentícia,” Universidade Federal de Minas Gerais - UFMG, 2011.
- [6] A. A. A. R. F. Salim, K. M. Nor, D. M. Said, “Voltage Sags Cost Estimation for Malaysian Industries,” *IEEE International Conference Power & Energy (PECON)*, Malaysia, p. 6, 2014.
- [7] C. Noce, M. De Santis, and P. V. P. Varilone, “Comparison of Methods Using only Voltage Measurements for Detecting the Origin of Voltage Sags in the Modern Distribution Networks,” *IEEE*, Italy, p. 6, 2018.
- [8] A. A. I. Hussain Shareef, Azah Mohamed, “Identification of voltage sag source location using S and TT transformed disturbance power,” *Central South University Press and Springer-Verlag Berlin Heidelberg*, p. 15, 2013.
- [9] S.-J. Ahn, D.-J. Won, Y. Chung, and S. Moon, “A New Approach to Determine the Direction and Cause of Voltage Sag,” *Journal of Electrical Engineering and Technology*, p. 8, 2008.
- [10] F. O. Passos, “LOCALIZADOR DA FONTE DE AMTs BASEADO NAS MEDIÇÕES DE TENSÕES DE FRONTEIRA,” UNIVERSIDADE FEDERAL DE ITAJUBÁ, 2015.
- [11] A. R. Ferreira, J. C. de Oliveira, and P. H. O. Rezende, “Uma Proposta Metodológica para a Atribuição da Responsabilidade sobre a Origem das VTCDs baseada na Correlação de Componentes Simétricas,” in *VIII Simpósio Brasileiro de Sistemas Elétricos - SBSE*, 2020, p. 6.
- [12] A. R. Ferreira, J. C. de Oliveira, Rezende, and P. H. Oliveira, “UMA PROPOSTA PARA ATRIBUIÇÃO DE RESPONSABILIDADE DO FENÔMENO VTCD EM INSTALAÇÕES SUPRIDAS COM TRANSFORMADORES DELTA-ESTRELA ATERRADO,” in *Conferência de Estudos em Engenharia Elétrica*, 2019, p. 6.
- [13] J. W. Resende, *Apostila: Análise de Sistemas de Energia Elétrica*. Uberlândia - Brasil.
- [14] J. R. Cabral, “ANÁLISE NUMÉRICA DE CURTO CIRCUITO UTILIZANDO COMPONENTES SIMÉTRICAS E COMPONENTES DE FASES PARA OBTER ÍNDICES DE AFUNDAMENTOS DE TENSÃO,” Universidade Federal do Rio Grande do Sul, 2010.
- [15] R. O. DA SILVA, “Análise de faltas simétricas e assimétricas na rede primária de distribuição da Universidade Federal da Paraíba,” Universidade Federal da Paraíba, 2017.