

Análise de Método Modificado para Atribuir Responsabilidades devido ao Desequilíbrio de Tensão em Sistema com Geração Distribuída

Guilherme Prato Santos
Engenharia Elétrica
Universidade Federal do Triângulo
Mineiro
Uberaba, Brasil
guilhermepratosantos@gmail.com

Marcus Vinícius Borges Mendonça
Engenharia Elétrica
Universidade Federal do Triângulo
Mineiro
Uberaba, Brasil
marcus.mendonca@uftm.edu.br

Fabício Augusto Matheus Moura
Engenharia Elétrica
Universidade Federal do Triângulo
Mineiro
Uberaba, Brasil
engfammoura@gmail.com

Madeleine Rocio M. Castillo Albertini
Engenharia Elétrica
Universidade Federal do Triângulo
Mineiro
Uberaba, Brasil
madeleine.albertini@uftm.edu.br

Arnaldo José Pereira Rosentino Junior
Engenharia Elétrica
Universidade Federal do Triângulo
Mineiro
Uberaba, Brasil
arnaldo.rosentino@uftm.edu.br

Resumo – Diante das mudanças sofridas ao longo do tempo, a rede elétrica vem mudando, desde acoplamento de novas cargas a diferentes fontes de geração para o sistema, porém os problemas da qualidade de energia elétrica permanecem, dentre eles, o desequilíbrio de tensão, o qual pode acarretar efeitos nocivos ao funcionamento do sistema e das cargas motrizes. Existem diferentes linhas de pesquisas a respeito da quantificação de responsabilidade pelo desequilíbrio de tensão. Encontram-se distintos métodos para atribuição de responsabilidade, um destes métodos é o da corrente conforme e não-conforme. Em trabalhos anteriores foi proposta uma adequação deste método. O presente trabalho visa estudar a identificação do responsável pelo desequilíbrio do sistema e responsabilizá-lo, além de realizar o estudo comparativo entre o método original e o modificado da corrente conforme e não-conforme em um sistema pré-determinado pelo CIGRÉ com a inclusão de sistema fotovoltaico.

Palavras-chaves – Atribuição de responsabilidade, desequilíbrio de tensão, geração distribuída, método das correntes conforme e não-conforme, motores de indução trifásicos, qualidade da energia elétrica.

I. INTRODUÇÃO

Um dos problemas na qualidade de energia elétrica (QEE) é o desequilíbrio de tensão, que afeta negativamente os motores de indução trifásicos (MIT). Um pequeno desequilíbrio das tensões provoca um grande desequilíbrio das correntes de entrada dos motores de indução, causando superaquecimento. As perdas ocasionadas pelo desequilíbrio de tensão, muitas vezes, não apresentam uma percepção inicialmente significativa. Contudo, o efeito do desequilíbrio pode provocar um aumento considerável da temperatura em motores e, conseqüentemente, diminuindo a vida útil e levando à paralisação da produção industrial. Além disso, a geração distribuída de energia pode se conectar à rede de várias maneiras, com conexões monofásicas, bifásicas e trifásicas, podendo influenciar negativamente a qualidade da energia com injeção de potência de forma desigual entre as fases. Essas formas de conexão têm diferentes características e efeitos na qualidade da energia [1], [2].

A QEE está relacionada à quantidade de energia que o usuário final recebe e à adequação da tensão de fornecimento a um padrão. Quando o equipamento funciona de forma

satisfatória, a energia é considerada de boa qualidade. Por outro lado, quando a QEE é ruim, isso pode estar associado à variação indesejada de tensão, corrente ou frequência, que pode levar a falhas ou mau funcionamento de um equipamento [3].

O Módulo 8 dos Procedimentos de Distribuição da Agência Nacional de Energia Elétrica (PRODIST/Aneel) define o desequilíbrio de tensão como um fenômeno que ocorre quando há alguma diferença nas amplitudes entre as três tensões de fase de um sistema trifásico específico, e/ou quando há falta de defasagem elétrica de 120 graus entre as tensões de fase desse mesmo sistema, estabelecendo limites para o fator de desequilíbrio, sendo de 3 % para tensão inferior a 2,3 kV e de 2 % para tensões maiores ou iguais a 2,3 kV e inferiores a 230 kV. Esse desequilíbrio de tensão é regulamentado por normas e calculado por métodos indicados nas mesmas ou desenvolvidos para esse fim. Os métodos mais usados para calcular o desequilíbrio de tensão são: método das componentes simétricas, método CIGRÉ, método IEEE e o método NEMA e ANSI [4], [5]. Muitas pesquisas são voltadas para a determinação de índices de quantificação do desequilíbrio. Porém, existem alguns trabalhos que se concentram em descobrir quem, entre distribuidora e consumidores, é o principal responsável pelo desequilíbrio de tensão em um determinado ponto da rede [6].

No contexto atual, diversos trabalhos, como [7], [8], utilizaram métodos distintos para identificar o desequilíbrio de tensão e suas consequências nos sistemas elétricos. Especificamente no âmbito do método das correntes conforme e não-conforme, estudos como [1], [9], buscaram compreender a responsabilidade pelo desequilíbrio a partir da análise de cargas assimétricas, sem considerar a presença de sistemas de geração distribuída. Inserido nessa linha de pesquisa, o presente trabalho avalia a abordagem modificada desse método proposta em [9] com o objetivo de contribuir para a identificação da responsabilidade pelo desequilíbrio de tensão. Para isso, realiza-se um estudo computacional que analisa o comportamento das potências complexas de sequências positiva e negativa para diferentes perfis de carga, em um sistema de distribuição padronizado pelo CIGRÉ, com a inclusão de geração fotovoltaica.

II. FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

Considerando que a QEE seja ruim, isto pode estar relacionado à variação indesejada de tensão, corrente ou frequência, que leve a falhas ou mau desempenho de um equipamento. Algumas das principais causas desses degradamentos estão associadas aos serviços de geração, transmissão e distribuição de energia, assim como às cargas usadas nas instalações elétricas dos consumidores.

O desequilíbrio de tensão é um dos principais distúrbios ligados à QEE, no que se refere aos motores de indução trifásicos (MIT). Um pequeno desequilíbrio das correntes absorvidas ocasiona a origem de sobreaquecimento, torque oscilatório e desalinhamento do eixo, destacando que o desequilíbrio recebe duas classificações: origem estrutural, sendo esta atribuída ao desequilíbrio ocorrido na rede elétrica; e origem funcional, associada a distribuição desiguais de cargas nas três fases [1], [9].

No contexto da distribuição de responsabilidades, há diversas metodologias para a atribuição decorrente do desequilíbrio de tensão. A maioria dessas abordagens se fundamenta nas contribuições oferecidas pelo método das Componentes Simétricas, que possibilita a análise separada dos efeitos das componentes positiva, negativa e zero.

Os principais métodos usados para a atribuição de responsabilidade pelo desequilíbrio de tensão são Método Fluxo de Potência Trifásico (FPT), Método IEC, Método da Superposição, Mudança de Estado Controlada via Chaveamento de Capacitor Monofásico (MEC-CM), Método Unbalance Current Ratio (UCR), Método da Corrente Conforme e Não-Conforme Original e Modificado, sendo que este trabalho irá dar um enfoque maior no Método da Corrente Conforme e Não-Conforme Modificado [1], [6], [7], [9-12].

O método do Fluxo de Potência Trifásico baseia-se na análise da direção do fluxo de potência ativa de sequência negativa para identificar o agente responsável pelas maiores perturbações no sistema. Quando o valor da potência é positivo, indicando um fluxo em conformidade com a sequência positiva de referência, presume-se que a contribuição predominante é do fornecedor. Por outro lado, se o valor for negativo, atribui-se ao consumidor a principal responsabilidade pelo desequilíbrio. Vale ressaltar que esse método apenas permite a identificação do agente causador da maior perturbação no ponto de acoplamento comum (PAC), sem possibilitar uma distribuição proporcional de responsabilidades entre os agentes [10], [11].

O método IEC é aplicado quando é viável obter medições de tensão antes e depois da conexão de uma unidade consumidora, permitindo assim a identificação dos percentuais de desequilíbrio nessa instalação [7], [10], [11].

Conforme sugere o próprio nome, o método da Superposição utiliza o Teorema da Superposição e a análise do circuito equivalente de Norton. Assim, para determinar as parcelas de responsabilidade no PAC, é suficiente aplicar os conceitos fundamentais de circuitos elétricos, considerando as contribuições das componentes de sequência negativa [7].

O método MEC apresenta uma abordagem diferente para identificar as contribuições dos desequilíbrios de tensão de consumidores e fornecedores. Ao introduzir uma fonte de perturbação conhecida, torna-se possível induzir alterações nas tensões e correntes no PAC, possibilitando a determinação das contribuições individuais de cada parte.

O método UCR fundamenta-se na decomposição da corrente real de entrada em três componentes distintas: uma componente necessária para uma carga não-linear, que introduz distorção harmônica no sistema; uma componente necessária para uma carga desequilibrada, a qual introduz desequilíbrio no sistema; e uma componente necessária para uma carga linear e equilibrada, que não introduz nem desequilíbrio nem distorção harmônica.

Os métodos das correntes conforme e não-conforme, tanto na versão original quanto na modificada, serão descritos com maiores detalhes a seguir. Estes métodos apresentaram resultados satisfatórios nos estudos realizados em [9] e [10].

A. Método Original das Correntes Conforme e Não-conforme

O método das correntes conforme e não-conforme se baseia na suposição de que a corrente total de sequência negativa pode ser dividida em duas partes no PAC. A parte da corrente que segue os mesmos padrões gráficos que a tensão é chamada de corrente conforme, sendo responsável por 100% da potência de sequência positiva na frequência fundamental. Caso a carga modifique as formas de onda das tensões de cada fase de alimentação, provocando um desequilíbrio, ela irá consumir corrente conforme e não conforme. No entanto, se a carga estiver equilibrada, ela irá demandar apenas a corrente conforme [1], [11].

O método em discussão pressupõe que os valores das impedâncias de sequência positiva e negativa são equivalentes e constantes. No entanto, considerando que algumas cargas trifásicas em instalações reais podem ter valores de impedância de sequência positiva e negativa diferentes, como é o caso dos motores elétricos de indução, é possível que a metodologia, em sua forma original, produza resultados que divergem do esperado [11].

A partir do método das componentes simétricas é possível obter, a partir das tensões de fase $\bar{V}_A$, $\bar{V}_B$ e $\bar{V}_C$, as tensões das componentes de sequência zero ($\bar{V}_0$), sequência positiva ($\bar{V}_1$) e sequência negativa ($\bar{V}_2$) seguindo a equação (1).

$$\begin{bmatrix} \bar{V}_0 \\ \bar{V}_1 \\ \bar{V}_2 \end{bmatrix} = \frac{1}{3} \cdot \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a & a^2 \\ 1 & a^2 & a \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \bar{V}_A \\ \bar{V}_B \\ \bar{V}_C \end{bmatrix} \quad (1)$$

Analogamente pelas correntes de fase $\bar{I}_A$, $\bar{I}_B$ e $\bar{I}_C$, obtém-se as correntes das componentes de sequência zero ($\bar{I}_0$), sequência positiva ($\bar{I}_1$) e sequência negativa ($\bar{I}_2$) conforme a equação (2).

$$\begin{bmatrix} \bar{I}_0 \\ \bar{I}_1 \\ \bar{I}_2 \end{bmatrix} = \frac{1}{3} \cdot \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a & a^2 \\ 1 & a^2 & a \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \bar{I}_A \\ \bar{I}_B \\ \bar{I}_C \end{bmatrix} \quad (2)$$

A corrente conforme de sequência positiva ($\bar{I}_{c1}$) é igual à corrente de sequência positiva ($\bar{I}_1$), enquanto as correntes conforme de sequência zero ($\bar{I}_{c0}$) e negativa ($\bar{I}_{c2}$) são diretamente proporcionais às suas respectivas tensões $\bar{V}_0$ e $\bar{V}_2$, e inversamente proporcionais à tensão de sequência positiva ($\bar{V}_1$). As equações (3), (4) e (5) expressam esses conceitos [1].

$$\bar{I}_{c1} = \bar{I}_1 \quad (3)$$

$$\bar{I}_{c2} = \bar{I}_1 \cdot \frac{\bar{V}_2}{\bar{V}_1} \quad (4)$$

$$\bar{I}_{c0} = \bar{I}_1 \cdot \frac{\bar{V}_0}{\bar{V}_1} \quad (5)$$

As correntes não-conformes de sequência positiva ($\bar{I}_{nc1}$), negativa ($\bar{I}_{nc2}$) e zero ($\bar{I}_{nc0}$) são iguais à diferença entre as correspondentes corrente de sequência e sua respectiva corrente conforme, assim como nas equações (6), (7) e (8) [1].

$$\bar{I}_{nc1} = 0 \quad (6)$$

$$\bar{I}_{nc2} = \bar{I}_2 - \bar{I}_{c2} \quad (7)$$

$$\bar{I}_{nc0} = \bar{I}_0 - \bar{I}_{c0} \quad (8)$$

O FD obtido pelo método das componentes simétricas estará relacionado às correntes $\bar{I}_{c2}$ e (ou) $\bar{I}_{nc2}$ em sistemas desequilibrados, pois a componente de sequência negativa estará em circulação [1].

Os percentuais de contribuição com o desequilíbrio de tensão do sistema, relacionados ao supridor e ao consumidor, os quais denotam a parcela de responsabilidade de cada parte, são calculados de acordo com as equações (9) e (10) [6].

$$pcl_{c2Supridor} = \frac{|\bar{I}_{c2}| \cdot \cos \gamma}{|\bar{I}_2|} \times 100 \quad (9)$$

$$pcl_{nc2Consumidor} = \frac{|\bar{I}_{nc2}| \cdot \cos \delta}{|\bar{I}_2|} \times 100 \quad (10)$$

Onde: $pcl_{c2Supridor}$ e $pcl_{nc2Consumidor}$ são, respectivamente, os percentuais da projeção das correntes conforme e não-conforme de sequência negativa sobre a corrente de sequência negativa do sistema, correspondendo a parcela de responsabilidade de cada parte; γ e δ são os ângulos destas projeções [6].

B. Método Modificado das Correntes Conforme e Não-Conforme

Em [1] e [9], a alteração do método das correntes conforme e não-conforme é proposta por meio da adequação da expressão da corrente conforme de sequência negativa para motores de indução trifásicos, conforme a equação (11). Isso visa possibilitar a análise pelo método mesmo quando as impedâncias de sequência forem distintas [7]. Essa adequação é necessária porque essa carga pode ser vista como uma carga trifásica equilibrada. Ou seja, toda a componente negativa é considerada como componente conforme para este elemento do sistema elétrico.

$$\bar{I}_{c2} = \frac{\bar{S}_2^*}{3\bar{V}_2^*} = \frac{\bar{k}^* \bar{S}_1^*}{3\bar{V}_2^*} = \frac{\bar{k}^* (3\bar{V}_1^* \bar{I}_1)}{3\bar{V}_2^*} = \frac{\bar{k}^* (\bar{V}_1^* \bar{I}_1)}{\bar{V}_2^*} \quad (11)$$

Onde a variável $\bar{k}$ representa a relação entre a potência aparente de sequência negativa ($\bar{S}_2$) e a potência aparente de sequência positiva ($\bar{S}_1$), descrita conforme a equação (12) [7].

$$\bar{k} = \frac{\bar{S}_2}{\bar{S}_1} \quad (12)$$

Assim, o foco desta proposta de modificação do método das correntes conforme e não-conforme está na análise dos resultados obtidos da expressão da corrente conforme de sequência negativa dada pela equação (11), composta pela variável $\bar{k}$, obtida através da relação entre as potências complexas. Quanto à obtenção da corrente não conforme de sequência negativa, esta é estabelecida da mesma maneira que no método original, ou seja, utiliza-se a expressão (7) [9].

Considerando que a instalação consumidora, em uma indústria, pode ter cargas estáticas e máquinas de indução, observa-se na proposta deste método a expressão (13), que busca determinar o valor da corrente conforme de sequência negativa através da definição das parcelas de potência da unidade de acordo com o tipo de carga, mostrada a seguir [7]. É claro na expressão (13) que a primeira parcela da equação se refere ao método original, enquanto a segunda parcela se refere à modificação proposta por Gonçalves (2018, p.7) em [9].

$$\bar{I}_{c2} = \frac{A_{\%}}{100} \cdot \frac{\bar{V}_2}{\bar{V}_1} \bar{I}_1 + \frac{B_{\%}}{100} \cdot \left(\bar{k} \cdot \frac{\bar{V}_1}{\bar{V}_2} \right)^* \bar{I}_1 \quad (13)$$

Onde: $A_{\%}$ e $B_{\%}$ são as parcelas da potência instalada da unidade consumidora relativa a cargas estáticas e motores de indução, respectivamente.

As parcelas de potência da unidade consumidora relativa a cargas estáticas e motores de indução são definidas de acordo com as equações (14) e (15), respectivamente [9].

$$A_{\%} = \frac{|\bar{S}_C| \cdot \cos \alpha}{|\bar{S}_T|} \cdot 100 \quad (14)$$

$$B_{\%} = \frac{|\bar{S}_M| \cdot \cos \beta}{|\bar{S}_T|} \cdot 100 \quad (15)$$

Onde: $\bar{S}_C$, $\bar{S}_M$ e $\bar{S}_T$ representam, respectivamente, as potências complexas referentes as cargas estáticas, motores de indução e as cargas totais da unidade consumidora analisada, e α e β são os ângulos das projeções de $\bar{S}_C$ e $\bar{S}_M$ sobre $\bar{S}_T$ [9].

III. DEFINIÇÃO DO SISTEMA ELÉTRICO SIMULADO

Para elaboração deste trabalho, o sistema elétrico adotado e posteriormente simulado está baseado em um sistema de 14 barras de uma rede de distribuição de média tensão, configurado com estrutura norte americana, tendo seus parâmetros originais mostrados em “CIGRE Task Force C6.04.02, *Benchmark Systems for Network Integration of Renewable and Distributed Energy Resources*” [13]. O sistema adaptado para o presente estudo está sendo considerado com as chaves do sistema original no modo aberto, destacando-se que as chaves dos transformadores vão se manter fechadas. As cargas estão distribuídas de forma balanceada entre as fases, inclusive os ramais monofásicos do sistema original, representados pelas sub-redes, com o intuito de obter inicialmente um sistema equilibrado. Esse sistema pode ser visto na Figura 1.

A Tabela I identifica a potência máxima e o fator de potência das cargas trifásicas modeladas para o sistema, sendo

as cargas do tipo 1, residenciais, do tipo 2, comerciais e industriais, e do tipo 3, as sub-redes. Na Barra 5, foi adicionada no sistema a carga do tipo 2 um motor de 150 cv e na carga do tipo 1 foi vinculada uma GD.

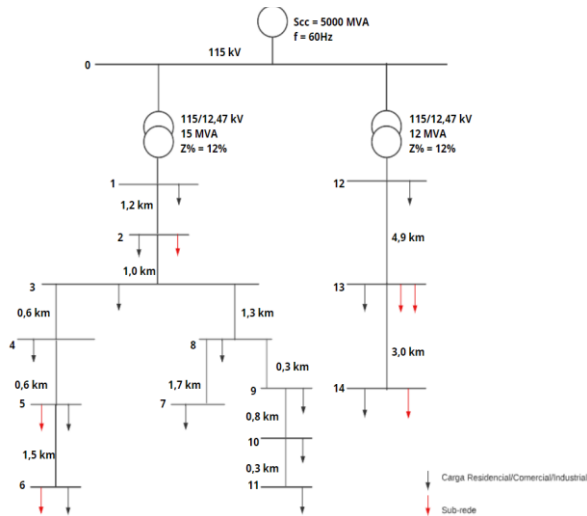


Fig. 1. Diagrama do sistema [14].

Em relação às sub-redes, os parâmetros de carga de seções monofásicas da rede de distribuição equivalem a 265 kVA, porém, devido ao fator de coincidência, será considerada uma potência de 172,25 kVA. O fator de coincidência usado corresponde ao valor de 0,65. No sistema original [13], a sub-rede representa conexões de ramais monofásicos. No entanto, neste artigo, apenas uma das sub-redes foi modelada de forma monofásica no segundo caso estudado, com o objetivo de identificar os elementos responsáveis pelo desequilíbrio no sistema analisado.

Os parâmetros dos cabos que conectam as barras estão descritos na Tabela II, a qual apresenta os valores de resistência, reatância e susceptância para a sequência positiva e sequência zero dos segmentos de linha. É importante destacar que os condutores de fase são do tipo 336,4 AWG, enquanto os condutores do neutro são do tipo 3/0 AWG. Menciona-se ainda que as distâncias entre as barras do sistema e os parâmetros dos transformadores do sistema podem ser obtidos na Figura 1.

Seguindo o sistema apresentado, destaca-se que durante a simulação será utilizado um ponto da curva de carga diária, no intuito de obter resultados próximo ao real presente em “CIGRE Task Force C6.04.02, Benchmark Systems for Network Integration of Renewable and Distributed Energy Resources”. A curva de carga diária pode ser vista na Figura 2, sendo que o ponto determinado para representação das cargas será o horário das 12h, ou seja, 75% da potência máxima para as cargas residenciais e 85% para as cargas comerciais e industriais, obtendo assim a Tabela III.

O sistema original não usa GD, a qual foi utilizada na forma de sistema fotovoltaico e representada por meio de um modelo trifásico preestabelecido. Tendo como objetivo analisar a atribuição de responsabilidade, foi adicionado ao sistema um motor a indução de 150 cv, cujos parâmetros foram obtidos através de [1]. A Tabela IV representa essa especificação do motor de indução utilizado.

Tabela I. Cargas do SDMT

Barra	Potência da Carga [kVA]			Fator de Potência da Carga		
	Tipo 1	Tipo 2	Tipo 3	Tipo 1	Tipo 2	Tipo 3
1	13780	9160	-	0,93	0,87	-
2	350	800	265	0,95	0,85	0,94
3	250	240	-	0,90	0,80	-
4	400	-	-	0,90	-	-
5	200	300	265	0,95	0,85	0,94
6	150	-	265	0,95	-	0,94
7	100	300	-	0,95	0,95	-
8	250	200	-	0,9	0,9	-
9	350	-	-	0,95	-	-
10	500	-	-	0,90	-	-
11	100	450	-	0,95	0,85	-
12	3180	3780	-	0,90	0,87	-
13	-	675	530	-	0,85	0,94
14	-	270	265	-	0,90	0,94

Tabela II. Parâmetros dos cabos da rede de média tensão

R₊ [Ω/km]	0,282
X₊ [Ω/km]	0,703
B₊ [μS/km]	3,193
R₀ [Ω/km]	0,466
X₀ [Ω/km]	1,243
B₀ [μS/km]	1,826

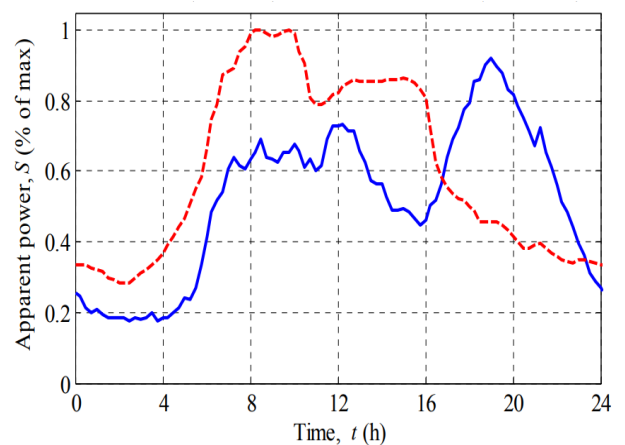


Fig. 2. Perfil de carga diário do SDMT [13].

Tabela III: Cargas do SDMT no tempo observado

Barra	Potência da Carga [kVA]			Fator de Potência da Carga		
	Tipo 1	Tipo 2	Tipo 3	Tipo 1	Tipo 2	Tipo 3
1	10335	7786	-	0,93	0,87	-
2	262,5	680	172,5	0,95	0,85	0,94
3	187,5	204	-	0,90	0,80	-
4	300	-	-	0,90	-	-
5	150	255	172,5	0,95	0,85	0,94
6	112,5	-	172,5	0,95	-	0,94
7	75	255	-	0,95	0,95	-
8	187,5	170	-	0,9	0,9	-
9	262,5	-	-	0,95	-	-
10	375	-	-	0,90	-	-
11	75	382,5	-	0,95	0,85	-
12	2385	3213	-	0,90	0,87	-
13	-	573,75	344,5	-	0,85	0,94
14	-	229,5	172,25	-	0,90	0,94

Tabela IV: Especificações dos motores de indução utilizados

Potência [cv]	In [A]	Ip/In	F.P.	Rendimento [%]	Vel. Nominal [rpm]
150	179	6	0,85	95	1780

Neste cenário, os casos a serem implementados para análise do sistema serão:

- Caso 1: Sistema equilibrado, conforme definido no sistema base, com a anexação do sistema de geração distribuída e MIT.
- Caso 2: Desbalanço de cargas provocado pela conexão da sub-rede na fase A da Barra 5.
- Caso 3: Geração distribuída conectada nas fases A e B da Barra 5, sendo que a GD está vinculada aos consumidores do Tipo 1 (residenciais).
- Caso 4: Cargas do Tipo 2 desbalanceadas, com a potência de 150 kVA conectada na Fase A.

Os casos estudados, no tocante a atribuição de responsabilidades diante do desequilíbrio de tensão, tem como foco a avaliação sob o ponto de vista dos consumidores que estão conectados na Barra 5.

IV. SIMULAÇÃO DOS CASOS DE ESTUDO E RESULTADOS

Primeiramente, para que seja possível simular o sistema, executou-se o processo de adequação do mesmo, para isso foi incluído no sistema uma GD trifásica, presente no software de simulação MATLAB, e foi utilizado um bloco representativo do motor de indução trifásico. A escolha do software foi definida pela familiaridade de utilização durante o desenvolvimento do trabalho. Ademais, em trabalhos anteriores, como [1], o método já havia sido estudado por meio de simulações conduzidas no software ATPDraw. Assim, neste estudo, optou-se pela utilização de uma ferramenta de simulação distinta, com o objetivo de ampliar a análise e validar os resultados em um ambiente diferente. A

partir das especificações do MIT, foram calculados os parâmetros para o componente do Simulink. Analisando o funcionamento do mesmo considerando os parâmetros reais, a partir da implementação realizada conforme a Figura 3, verificou-se a adequação do seu desempenho em regime permanente

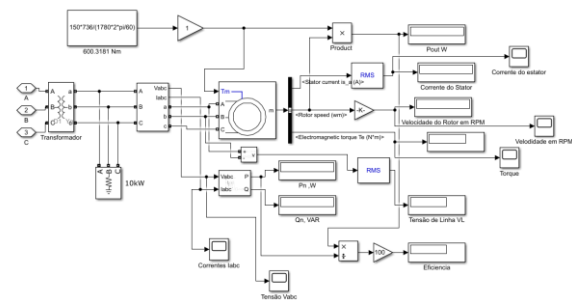


Fig. 3. MIT padronizado para simulação

Considerando que o foco da análise está sobre o ponto de vista dos consumidores da barra 5, para que o método de atribuição de responsabilidades seja passível de ser aplicado é necessário que atenda algumas condições. Uma delas é a presença da tensão de sequência negativa, pois um valor nulo ou pouco expressivo resulta em um FD desprezível, não havendo necessidade de separação de responsabilidades. Além disso, por consequência, a falta desta tensão leva a valores de $\bar{k}$ desprezíveis. Com isso, durante a simulação, notou-se que os casos 1 e 3 não atenderam as condições de aplicabilidade do método analisado, os motivos desta ocorrência serão melhor descritos posteriormente.

Para o sistema estudado, analisando sob o ponto de vista das cargas, chegou-se aos seguintes apontamentos.

1) *Caso 1:* O sistema presente no Caso 1 tem como propósito ser um sistema de referência, seguindo o sistema principal descrito em [9] com a inclusão do motor de indução e a GD. Com a simulação do sistema, pode-se chegar nos resultados de tensão e corrente presentes na Tabela V e VI. A tensão de sequência negativa e os efeitos no módulo e ângulo da variável $\bar{k}$ podem ser vistos na Tabela VII, em que se destaca valores de $\bar{k}$ desprezíveis. No entanto, ressalta-se que, como o sistema deste caso encontra-se equilibrado, ele pode ser utilizado como referência.

Tabela V: Tensão na Barra 5 e Desequilíbrio de tensão no Caso 1

Tensão [V]	Fase A	Fase B	Fase C	FD
Módulo [rms]	6809,738	6809,842	6809,414	0,004
Ângulo [°]	18,963	-101,040	138,961	

Tabela VI: Corrente das Cargas do Tipo 1+ GD, Tipo 1 e MIT + Tipo 2 no Caso 1

Ponto de análise	Corrente [A]	Fase A	Fase B	Fase C
Tipo 1 + GD	Módulo [rms]	2,101	2,026	2,278
	Ângulo [°]	-57,511	-170,528	67,555
Tipo 1	Módulo [rms]	6,566	6,566	6,566
	Ângulo [°]	0,734	-119,270	120,734
MIT + Tipo 2	Módulo [rms]	18,365	18,361	18,352
	Ângulo [°]	-12,611	-132,651	107,381

Tabela VII: Tensão de sequência na Barra 5 e $\bar{k}$ no Caso 1

Tensão [V]	Positiva	Negativa	Zero	$\bar{k}$
Módulo [rms]	6809,665	0,258	0	4,97E-6
Ângulo [°]	18,961	92,526	-28,892	-21,462

2) *Caso 2:* No Caso 2 a simulação do sistema com a presença do desequilíbrio na sub-rede, trouxe os resultados vistos nas Tabelas VIII, IX e X.

Tabela VIII: Tensão na Barra 5 e Desequilíbrio de tensão no caso 2

Tensão [V]	Fase A	Fase B	Fase C	FD
Módulo [rms]	6766,872	6838,238	6823,549	0,408
Ângulo [°]	18,555	-100,862	139,195	

Tabela IX: Corrente das Cargas do Tipo 1 +GD, Tipo1 e MIT + Tipo 2 no Caso 2

Ponto de análise	Corrente [A]	Fase A	Fase B	Fase C
Tipo 1 + GD	Módulo [rms]	1,791	2,681	2,286
	Ângulo [°]	-69,469	-177,979	82,179
Tipo 1	Módulo [rms]	6,525	6,593	6,580
	Ângulo [°]	0,324	-119,089	120,973
MIT + Tipo 2	Módulo [rms]	18,173	18,479	18,418
	Ângulo [°]	-12,796	-132,240	107,187

Tabela X: Tensão de sequência na Barra 5 e $\bar{k}$ no caso 2

Tensão [V]	Positiva	Negativa	Zero	$\bar{k}$
Módulo [rms]	6809,467	27,807	36,740	0,660
Ângulo [°]	18,964	-115,379	-110,457	56,984

O desequilíbrio provocado pelas cargas da sub-rede no sistema ocasionou o aparecimento da tensão de sequência negativa, gerando um valor de FD e, consequentemente, de $\bar{k}$.

3) *Caso 3:* No Caso 3, a simulação do sistema com a presença do desequilíbrio na GD conectada de forma bifásica, trouxe os resultados mostrados nas Tabelas XI, XII e XIII.

Tabela XI: Tensão na Barra 5 e Desequilíbrio de Tensão no Caso 3

Tensão [V]	Fase A	Fase B	Fase C	FD
Módulo [rms]	6836,740	6789,561	6798,430	0,004
Ângulo [°]	19,010	-100,851	138,730	

Tabela XII: Corrente das Cargas do Tipo 1 +GD, Tipo1 e MIT + Tipo 2 no Caso 3

Ponto de análise	Corrente [A]	Fase A	Fase B	Fase C
Tipo 1 + GD	Módulo [rms]	3,353	7,241	6,555
	Ângulo [°]	150,839	152,742	120,489
Tipo 1	Módulo [rms]	6,592	6,547	6,555
	Ângulo [°]	0,770	-119,088	120,489
MIT + Tipo 2	Módulo [rms]	18,397	18,324	18,329
	Ângulo [°]	-12,568	-132,505	107,241

Tabela XIII: Tensão de Sequência na Barra 5 e $\bar{k}$ no Caso 3

Tensão [V]	Positiva	Negativa	Zero	$\bar{k}$
Módulo [rms]	6808,212	0,255	29,090	2,65E-10
Ângulo [°]	18,963	124,104	29,572	26,361

O desequilíbrio provocado pela GD das cargas residenciais não resultou em tensão de sequência negativa significativa, ocasionando valores desprezíveis de FD e do módulo da variável $\bar{k}$. É importante destacar que houve o aparecimento de sequência zero, no entanto, esta não é levada em conta na obtenção do fator de desequilíbrio. O motivo desta ocorrência pode estar relacionado ao modelo pré-estabelecido da GD utilizado no sistema em análise. O sistema fotovoltaico usado corresponde a uma representação

inicialmente trifásica, por isso, a conexão bifásica pode ficar comprometida.

Tendo em vista o estudo aplicado na análise de responsabilidade, como não ocorreu um desequilíbrio de tensão significativo no sistema, a aplicabilidade do método de responsabilidade para o Caso 3 torna-se inviável, além de desnecessária.

4) *Caso 4:* No caso 4, a simulação do sistema com a presença do desequilíbrio nas cargas do tipo 2, ou seja, industriais/comerciais, trouxe os seguintes resultados, vistos nas Tabelas XIV, XV e XVI.

Tabela XIV: Tensão na Barra 5 e Desequilíbrio de tensão no caso 4

Tensão [V]	Fase A	Fase B	Fase C	FD
Módulo [rms]	6734,289	6857,394	6838,554	0,598
Ângulo [°]	18,483	-100,858	139,269	

Tabela XII: Corrente das Cargas do Tipo 1 +GD, Tipo1 e MIT + Tipo 2 no Caso 4

Ponto de análise	Corrente [A]	Fase A	Fase B	Fase C
Tipo 1 + GD	Módulo [rms]	1,208	2,903	2,468
	Ângulo [°]	-76,631	-179,224	84,002
Tipo 1	Módulo [rms]	6,494	6,612	6,594
	Ângulo [°]	0,255	-119,084	121,044
MIT + Tipo 2	Módulo [rms]	40,150	7,334	7,227
	Ângulo [°]	-13,048	-131,515	106,379

Tabela XVI: Tensão de sequência na Barra 5 e $\bar{k}$ no caso 4

Tensão [V]	Positiva	Negativa	Zero	$\bar{k}$
Módulo [rms]	6809,957	40,709	54,226	1,380
Ângulo [°]	18,967	-126,639	-122,326	56,518

O desequilíbrio estabelecido por estas cargas no sistema levou ao surgimento de uma tensão de sequência negativa e, por sua vez, a um valor de FD e da grandeza $\bar{k}$.

V. ANÁLISE DA ATRIBUIÇÃO DE RESPONSABILIDADES E RESULTADOS

Tendo considerado cada caso de simulação, agora no que se refere à atribuição de responsabilidade, pode-se considerar para essa análise apenas o caso 2 e 4, conforme descrito anteriormente. Para a análise comparativa, os métodos aplicados foram o original e o modificado das correntes conforme e não-conforme.

Na aplicação do método modificado, apresenta-se a necessidade de cálculo dos parâmetros A% e B%, as parcelas de potência da unidade consumidora correspondem a cargas estáticas e MIT, respectivamente. Para o cálculo, foram utilizadas as equações (14) e (15), com os valores obtidos por meio de simulação.

$$S_{MIT} = (147244,3522 \angle 6,6949) VA \quad (16)$$

$$S_C = (227952,1125 \angle 6,1309) VA \quad (17)$$

$$S_T = (375182,019 \angle 6,30195) VA \quad (18)$$

Aplicando os valores de (16), (17) e (18) nas equações (14) e (15) obtém-se, para as cargas do tipo 2, as constantes A% e B%, apresentadas em (19) e (20), respectivamente.

$$A_{\%} = \frac{227,952 \cdot \cos(6,13^{\circ} - 6,30^{\circ})}{375,182} \cdot 100 = 60,74\% \quad (19)$$

$$B_{\%} = \frac{147,244 \cdot \cos(6,69^{\circ} - 6,30^{\circ})}{375,182} \cdot 100 = 39,26\% \quad (20)$$

Desta forma, pode-se observar que em relação à potência das cargas do tipo 2, a sua maioria se concentra em cargas estáticas. Após as simulações dos casos e tendo as condições atendidas para aplicabilidade dos métodos, destaca-se apenas a elegibilidade para os casos 2 e 4. Para esses casos, uma vez que havia desequilíbrio de tensão, foi necessário determinar os responsáveis do sistema sobre o desequilíbrio, tendo assim dois agentes em cada análise: o consumidor e o restante do sistema, chegando aos resultados mostrados nas Tabelas XVII e XVIII.

Para a avaliação dos métodos, foi focado em pontos de análise com as cargas do tipo 1 + GD e tipo 2 + MIT para determinar a eficiência, sendo que para o ponto de medição relativo às cargas do tipo 2 + MIT, por ser o único que apresenta a conexão com o motor de indução, a presença do mesmo mostrou-se capaz de interferir na atribuição usando o método original, assim como em trabalhos anteriores.

A Tabela XVII e XVIII apresenta uma comparação dos principais resultados obtidos com a aplicação das duas metodologias, original e modificada, permitindo uma visualização clara e uma comparação das responsabilidades atribuídas a cada método.

Tabela XVII: Resultados da responsabilidade para métodos aplicados no sistema caso 2

Ponto de análise	Responsável do sistema	Resultado Esperado	Método Original	Método Modificado
Tipo 1 + GD	Restante do Sistema	100%	6,56%	6,56%
	Consumidor	0%	93,44%	93,44%
Tipo 1	Restante do Sistema	100%	99,66%	99,66%
	Consumidor	0%	0,34%	0,34%
MIT + Tipo 2	Restante do Sistema	100%	37,79%	100,25%
	Consumidor	0%	61,21%	-0,25%

Considerando os métodos aplicados ao Caso 2, em que há desbalanço de cargas provocado pela conexão monofásica da sub-rede, foi observada a ocorrência de desequilíbrio no barramento investigado. Neste caso, é esperado que o consumidor não seja o responsável, mas sim o restante do sistema ao qual ele faz parte. No ponto de medição, para as cargas do tipo 1 apenas, com características de impedância semelhante para as componentes positiva e negativa, o método original e o modificado atuaram de maneira similar e apresentaram os mesmos resultados no âmbito da atribuição de responsabilidade e atendendo a resposta esperada, conforme a condição do sistema.

Porém, quando os mesmos métodos são aplicados em cargas motrizes com escorregamento, como no caso do MIT + tipo 2, o resultado encontrado se torna outro, em que o método original e o modificado mostraram resultados distintos. O método original responsabiliza majoritariamente o consumidor pelo desequilíbrio do sistema, enquanto o modificado responsabiliza apenas o restante do sistema pelo desequilíbrio. Este fato demonstra que o método modificado apresentou resultado coerente ao esperado para este tipo de carga. Em relação a aplicação dos métodos ao Caso 4, em que o desequilíbrio ocorre nas cargas do tipo 2, o resultado esperado para o sistema é que a responsabilidade atribuída para esse desequilíbrio seja do consumidor quando analisado sob o ponto de vista dos consumidores industriais e comerciais (tipo 2), enquanto, olhando para os consumidores residenciais (tipo 1), o resultado esperado recai sobre o restante do sistema. Neste caso, ambos os métodos atuaram de maneira eficiente para as cargas do tipo 2 + MIT e do tipo 1 (sem GD), determinando a responsabilidade como era esperada.

Tabela XVIII: Resultados da responsabilidade para métodos aplicados no sistema caso 4

Ponto de análise	Responsável do sistema	Resultado Esperado	Método Original	Método Modificado
Tipo 1 + GD	Restante do Sistema	100%	5,596%	5,596%
	Consumidor	0%	94,40%	94,40%
Tipo 1	Restante do Sistema	100%	99,50%	99,50%
	Consumidor	0%	0,50%	0,50%
MIT + Tipo 2	Restante do Sistema	0%	-0,83%	-1,91%
	Consumidor	100%	100,83%	101,91%

Ainda em relação aos resultados, é importante destacar a resposta destoante em ambos os métodos e casos quando se observou a atribuição de responsabilidade de cargas relacionadas com geração distribuída fotovoltaica (tipo 1 + GD) em relação ao resultado esperado, tendo os métodos falhados nessa atribuição. Com os resultados do modelo fotovoltaico utilizado, foi possível notar que a GD forneceu mais corrente para as fases mais necessitadas, devido a ficarem submetidas a uma tensão maior.

De forma a interpretar adequadamente os resultados dos métodos, ressalta-se que alcançar ou ultrapassar o percentual de 100% indica responsabilidade exclusiva deste agente do setor elétrico, seja o consumidor analisado ou o restante do sistema, sendo este considerado o causador do desequilíbrio de tensão. Em determinadas situações, onde há percentuais negativos, o agente do sistema pode ser visto como um elemento compensador do desequilíbrio.

VI. CONCLUSÕES

Este trabalho contribuiu para os estudos sobre Qualidade da Energia Elétrica, focando na atribuição de responsabilidade pelo desequilíbrio de tensão. Foram comparados os métodos original e modificado da corrente conforme e não conforme por meio de simulações computacionais em um mesmo sistema elétrico. O estudo analisou fasores de tensão de sequências positivas, negativas e zero em diferentes cargas, com destaque para o motor de indução trifásico, utilizando o Simulink do Matlab..

A avaliação do desequilíbrio foi baseada na componente de sequência negativa. Nos Casos 1 e 3, onde essa componente foi desprezível, os métodos de atribuição não precisaram ser aplicados. Em relação aos demais casos, no ponto de análise (Barra 5), o método original atribuiu corretamente a responsabilidade para cargas do tipo 1, mas falhou nas cargas do tipo 2, que incluem MIT. Já o método modificado apresentou resultados esperados para ambas as cargas sem geração distribuída.

Observou-se que ambos os métodos funcionaram bem para cargas com impedância de sequência positiva igual à negativa, além do método modificado ter apresentado resultados condizentes na análise com a presença de cargas motrizes. No entanto, os métodos falharam na atribuição de responsabilidade quando a carga estava associada a GD. Um recurso que poderia ser adotado para evitar os erros nestes tipos de consumidores seria a aplicação dos métodos em momentos em que a geração fotovoltaica estivesse inativa, como em período noturno.

Por fim, sugere-se que estudos futuros avaliem o sistema com outros modelos de GD, aprimorem o método modificado para aplicação com GD e comparem este método com outras metodologias disponíveis na literatura especializada.

REFERÊNCIAS

- [1] PINTO, G. R. C. Avaliação computacional de método modificado para atribuição de responsabilidades diante de desequilíbrio de tensão. Artigo (graduação em engenharia elétrica) – Universidade Federal do Triângulo Mineiro, Uberaba – MG. 2019.
- [2] M. D. de Castro e Silva, Metodologia alternativa para a quantificação do desequilíbrio de tensão baseada nos efeitos da temperatura e do rendimento de motores de indução trifásicos. Dissertação de Mestrado, Universidade de Brasília, 2020.
- [3] SANKARAN, C. Power Quality. Florida, CRC Press LLC, 2002.
- [4] ANEEL PRODIST. (2021). Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST: Módulo 8, Qualidade da Energia Elétrica. Brasília.
- [5] A. B. F. Neves, Análise dos Efeitos do Desequilíbrio e da Distorção Harmônica de Tensão no Conjugado e no Rendimento de um Motor de Indução Trifásico, Dissertação de Mestrado, Universidade de Brasília, 2018.
- [6] PINTO, P. H. I. S. Avaliação de métodos para a atribuição da responsabilidade pelo desequilíbrio de tensão em sistemas elétricos com cargas motrizes. Monografia (graduação em engenharia elétrica) – Universidade Federal do Triângulo Mineiro, Uberaba – MG. 2017.
- [7] V. Brito, J. C. de Oliveira and R. C. F. Gregory, "Avaliação crítica dos métodos da superposição e IEC para determinação da responsabilidade pelo desequilíbrio de tensão," em Anais do Congresso Brasileiro de Qualidade da Energia Elétrica (CBQEE), 2023.
- [8] V. H. F. Brito, J. C. d. Oliveira and R. C. F. Gregory, "A Novel Impedance Estimation Method for Determining Voltage Unbalance Contributions Based on an Optimization Algorithm," in IEEE Access, vol. 12, pp. 145944-145954, 2024.
- [9] GONÇALVES, A. L. S. Contribuições ao processo de compartilhamento de responsabilidades devido ao desequilíbrio de tensão. Artigo (graduação em engenharia elétrica) – Universidade Federal do Triângulo Mineiro, Uberaba – MG. 2018.
- [10] L. F. L. Arão, A. L. F. Filho and M. V. B. Mendonça, "Comparative Evaluation of Methods for Attributing Responsibilities Due to Voltage Unbalance," in IEEE Transactions on Power Delivery, vol. 31, no. 2, pp. 743-752, April 2016,
- [11] ARÃO, L. F. L. (2014). Avaliação Comparativa entre Métodos para Atribuição de Responsabilidades Devido ao Desequilíbrio de Tensão. Dissertação de Mestrado em Engenharia Elétrica, Publicação PPGE.DM-557/14, Departamento de Engenharia Elétrica, Universidade de Brasília, Brasília, DF, 6p.
- [12] R. C. F. Gregory, T. M. Scotti, and J. C. De Oliveira, "Performance evaluation of unbalance sharing responsibility procedures," SBSE 2018 - 7th Brazilian Electr. Syst. Symp., pp. 1–6, 2018.
- [13] CIGRE TASK FORCE C6.04.02, 2014. Benchmark Systems for Network Integration of Renewable and Distributed Energy Resources. [Acessado: 28-Jan-2024].
- [14] Teixeira, P. A. P. B. (2023). Estudo de perdas técnicas em redes ativas de distribuição de energia elétrica. Universidade Federal do Triângulo Mineiro (UFTM), Instituto de Ciências Tecnológicas e Exatas, Departamento de Engenharia Elétrica, Uberaba.