



**GRUPO DE ESTUDO DE SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO - GDI**

**INVESTIGAÇÃO DE POTENCIAIS SOLUÇÕES DE PROTEÇÃO PARA O PROBLEMA DE FLUXO REVERSO DE POTÊNCIA EM REDES DE DISTRIBUIÇÃO RETICULADAS COM GERAÇÃO DISTRIBUÍDA**

**ADILSON KOITI BELOTTO KANEHIRA; FÁBIO MACIEL WAGNER ;SAMUEL ANTONIO DE PAULA; JOSÉ CARLOS DE MELO VIEIRA JÚNIOR  
ESCOLA DE ENGENHARIA DE SÃO CARLOS - UNIVERSIDADE DE SÃO PAULO**

**RESUMO**

Redes reticuladas têm elevada confiabilidade devido à existência de dois ou mais alimentadores de média tensão suprindo a rede de baixa tensão. Essas redes contam com protetores de rede acoplados no secundário dos transformadores de distribuição, para detectar fluxo reverso de potência devido a curtos-circuitos nos alimentadores de média tensão. Entretanto, a expansão da geração distribuída pode causar fluxo reverso nos protetores de rede em horários de baixo carregamento, causando desligamentos desnecessários. Assim, este trabalho propõe funções de proteção simples e baratas para diferenciar curtos-circuitos do excedente de geração. Resultados obtidos de simulações atestaram o elevado potencial das funções propostas para serem implementadas na prática.

**PALAVRAS-CHAVE**

Fluxo Reverso, Geração Distribuída, Protetor de Rede, Redes Reticuladas, Soluções de Proteção.

**1.0 INTRODUÇÃO**

Os sistemas de distribuição de energia elétrica apresentam diferentes topologias de rede. Dentre elas, há as chamadas redes reticuladas, que são caracterizadas pela alta confiabilidade e por serem subterrâneas (1). Essa topologia se caracteriza por possuir dois ou mais transformadores (de pelo menos dois alimentadores primários distintos) operando simultaneamente para que, no caso da falha de um deles, não ocorra a interrupção do fornecimento de energia para o conjunto de cargas envolvido, diferentemente do que ocorre com as redes de topologia radial, por exemplo. Dentre as redes reticuladas, existem as malhadas e as exclusivas. As primeiras se referem a redes que atendem um centro consumidor de diversas cargas com a rede secundária organizada em malhas, e as segundas à alimentação de um consumidor exclusivo. A principal justificativa para aplicação das redes reticuladas se refere à confiabilidade, visto que o risco de ocorrerem interrupções e falhas é baixo nas redes desta topologia (2). Determinados centros consumidores demandam constância no suprimento da energia, como centros hospitalares, industriais, comerciais e de comunicação, por exemplo, nos quais interrupções podem causar problemas graves. Nestes casos, as redes de topologia reticulada podem ser uma opção.

Para a proteção destas redes, são utilizados dispositivos chamados protetores de rede (PR), os quais são localizados no lado secundário de cada transformador de distribuição e têm como principal função detectar fluxo reverso de potência. Isso é necessário porque nesta topologia, o surgimento de fluxo reverso de potência nos transformadores significa um curto-circuito nos alimentadores primários. O fluxo reverso de potência vem da contribuição dos alimentadores para a falta por meio da rede secundária. Desta forma, quando o fluxo reverso de potência é detectado, ocorre a atuação do protetor de rede do transformador envolvido na falta, de modo a cessar a contribuição de corrente dos outros alimentadores não-faltosos (3)(4).

Com a expansão da geração distribuída (GD) nas redes de baixa tensão, o fluxo reverso nas redes reticuladas pode não se limitar apenas aos casos de curto-circuito nos alimentadores primários, mas também para casos de excedente de potência causado pela GD, fato que também causa a atuação indevida dos PR, o que pode ser um problema para as redes reticuladas (3)(5).

Neste artigo serão exploradas possíveis soluções para evitar a atuação indevida dos PR em casos de fluxo reverso causado pela GD em redes secundárias, considerando a topologia reticulada. Foram analisadas situações de curto-circuito e excedente de potência proveniente de GD. Todas as análises e modelagens apresentadas foram feitas no *software* Matlab, mais especificamente com a ferramenta de simulação Simulink, fazendo uso da biblioteca SimPowerSystems, voltada para Sistemas Elétricos de Potência. Por meio dos resultados obtidos, é possível observar que as propostas se mostram como uma possível solução para o problema de atuação indevida dos PR diante do fluxo de potência reverso causado pela GD. Os resultados deste artigo fornecem base para estudos em sistemas de redes reticuladas mais robustos, visto que se mostraram promissores quanto à diferenciação do fluxo reverso causado por curto-circuitos nos alimentadores primários dos transformadores de alimentação do causado pelo excedente da GD.

## 2.0 MODELAGEM

### 2.1 Sistema de Distribuição

Para a realização das simulações foi modelado um trecho real de distribuição reticulado do centro da cidade de Curitiba-PR (6). Para tal, foram utilizados os componentes da biblioteca do SimPowerSystems. A rede opera na frequência de 60 Hz e o trecho de baixa tensão (0,22 kV) é composto por 20 nós e quatro transformadores de distribuição, os quais possuem seus respectivos PR. O diagrama unifilar apresentado na Figura 1 (a) ilustra a rede secundária modelada.

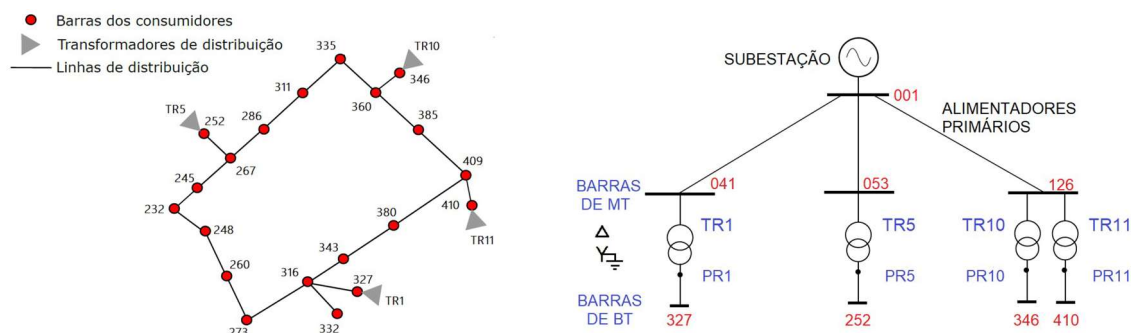


FIGURA 1 - (a) Diagrama unifilar da baixa tensão da rede modelada e (b) Diagrama unifilar da média tensão da rede modelada (6).

O trecho de média tensão (MT) é caracterizado por 3 alimentadores primários de 13,8 kV que alimentam os quatro transformadores (TR1, TR5, TR10 e TR11) do tipo delta-estrela aterrada (13,8 kV / 0,22 kV). Cada transformador possui potência de 150 kVA. A Figura 1 (b) representa o diagrama unifilar simplificado desse trecho. O alimentador primário 001-041 alimenta o TR1, o qual possui associado a si o protetor de rede PR1; o alimentador primário 001-053 alimenta o TR5, o qual possui associado a si o protetor de rede PR5; o alimentador primário 001-126 alimenta os transformadores TR10 e TR11, os quais possuem associados a si seus respectivos protetores de rede PR10 e PR11. Os PR, na ordem apresentada, se conectam à rede no lado secundário de seus respectivos transformadores nas barras 327, 252, 346, 410. No início de cada um dos três alimentadores primários (saindo da subestação) e também a montante da barra 001 (alimentador principal da subestação) foram modeladas proteções de sobrecorrente (ANSI 50/51) de modo que os curto-circuitos que aconteçam nos alimentadores primários sejam completamente isolados com a atuação conjunta da proteção de sobrecorrente e dos PR. As proteções ANSI 50/51 foram modeladas de acordo com (7) e (8). Como a rede original apresentada por (6) não possui nenhum tipo de conexão de GD, foram distribuídos 10 geradores de maneira aleatória dentre as 20 barras disponíveis da rede (barras 232, 252, 286, 335, 360, 409, 380, 316, 373 e 248), para se analisar o comportamento das proteções frente a cenários de fluxo reverso. A subestação foi modelada na configuração estrela-aterrada para as proteções serem capazes de detectar faltas fase-terra.

### 2.2 Sistema de proteção

#### 2.2.1 Sistema de proteção convencional

O sistema de proteção modelado e implementado nas simulações consiste em funções de sobrecorrente (ANSI 50/51) para cada um dos quatro alimentadores de MT e também a montante da barra 001, fusíveis no lado de MT de cada um dos quatro transformadores de distribuição e PR acoplados no lado de baixa tensão (BT) dos transformadores. Os relés de sobrecorrente estão presentes na subestação de distribuição e comandam a abertura dos disjuntores do início dos alimentadores de 13,8 kV. Os PR possuem proteção contra fluxo reverso de potência (ANSI 32R) e comandam a abertura dos disjuntores do lado de BT dos transformadores, e também possuem elementos fusíveis na BT que os protegem de faltas a jusante de suas posições. Os arranjos estão de acordo com o esquema típico de proteção de redes reticuladas sugerido em (9).

As funções de sobrecorrente representam o comportamento de atuação das curvas inversas clássicas descritas em (8) e (10), amplamente empregadas nos relés de proteção comerciais. Para cada uma das fases, o sinal de corrente no domínio do tempo é lido, rebaixado para valores compatíveis com os do relé e, em seguida, discretizado numa frequência de 960 Hz (16 amostras por ciclo de onda). As amostras do sinal chegam a um filtro digital, que extrai o fasor em valor eficaz da componente fundamental (60 Hz) do sinal por meio da Transformada de Fourier. As magnitudes dos fasores calculadas para valores eficazes vão para as lógicas instantânea (ANSI 50) e temporizada (ANSI 51) e decidem o comando de *trip* do disjuntor de MT. A modelagem dos fusíveis foi inspirada no modelo de (11). O modelo do fusível faz a leitura da corrente da fase, transforma para valor eficaz, e então é calculado o tempo

de atuação do fusível para a respectiva corrente por meio da fórmula da curva do fusível. A fórmula foi obtida via regressão potencial, realizada com amostragens de pontos da curva de atuação do fusível real, de acordo com os gráficos dos fabricantes Montema (12) e Siemens (13).

A modelagem da função ANSI 32R do PR foi baseada no modelo comercial CM52 da fabricante Eaton, que possui seu funcionamento baseado nas componentes de sequência positiva das grandezas medidas no lado de BT. De acordo com (5) e (14), a atuação do relé se dá pela multiplicação de  $I_1$  (magnitude da corrente de sequência positiva na frequência fundamental) pela subtração  $\theta_{V1} - \theta_{I1}$  (respectivamente, o ângulo de fase da tensão de sequência positiva na frequência fundamental e o ângulo de fase da corrente de sequência positiva na frequência fundamental). Uma vez que o resultado da equação é negativo e o valor absoluto do resultado é maior que um ajuste previamente configurado, a proteção percebe que está ocorrendo fluxo reverso de potência, e, portanto, ocorrerá atuação. O Ajuste Percentual é configurado entre 0,05% e 5% da corrente nominal do equipamento, e funciona como um nível de tolerância de fluxo reverso de potência. A modelagem segue a estrutura da Figura 2.

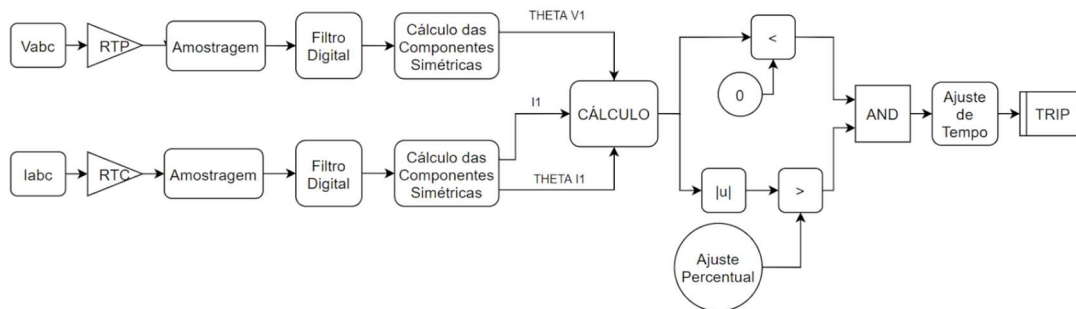


FIGURA 2 - Modelagem da função 32R do PR.

Primeiramente são lidas as tensões das três fases ( $V_{abc}$ ) e as correntes das três fases ( $I_{abc}$ ) do lado de BT do transformador. As tensões passam pelo bloco RTP (Relação de Transformação de Potencial), e as correntes passam pelo bloco RTC (Relação de Transformação de Corrente), com o objetivo de adequar as grandezas para níveis compatíveis com os do PR. O bloco Amostragem realiza o processo de discretização do sinal numa frequência de 960 Hz. As amostras chegam ao bloco Filtro Digital, que calcula os fasores em valores eficazes da componente de 60 Hz por meio da Transformada de Fourier. Então, é realizado o Cálculo das Componentes Simétricas baseado no Teorema de Fortescue com o objetivo de realizar o cálculo da equação de atuação da função ANSI 32R, representado pelo bloco CÁLCULO. O valor resultante define a atuação (ou não) do PR. Se o valor for negativo (bloco '< 0') e o módulo do valor for maior que o Ajuste Percentual, é iniciada a contagem de um tempo pré-ajustado no bloco Ajuste de Tempo. Se o valor de CÁLCULO permanecer negativo e com módulo maior que o ajuste de tolerância durante todo o tempo, ocorre a atuação do PR, abrindo o disjuntor associado (TRIP). Se não continuar, a contagem é reiniciada e espera-se um novo sinal para iniciar a contagem.

## 2.2.2 Sistema de proteção proposto

O fluxo reverso oriundo de excedente de geração na rede de BT pode levar a atuações indevidas dos PR. Para tanto, foram propostas três técnicas de diferenciação do fluxo reverso de potência causado por faltas nos alimentadores primários daquele causado pela GD. As técnicas consistem no emprego de lógicas auxiliares nos PR já existentes, trazendo soluções simples, baratas e com grande potencial de aplicação. As lógicas auxiliares são baseadas nas tensões da rede, e a ideia é que durante a operação normal do sistema (ou seja, sem ocorrência de faltas e independentemente do sentido do fluxo de potência), os fasores das tensões se comportem dentro de determinadas faixas normais de magnitude e defasagem. Já quando da ocorrência de uma falta, as tensões podem apresentar desvios das condições operativas normais, podendo assim auxiliar a lógica 32R na tomada de decisão.

### 2.2.2.1 Primeira proposta de solução

A primeira técnica consiste de uma lógica auxiliar de subtensão (ANSI 27) no lado de BT dos transformadores, conforme sugere a Figura 3. A função 32R é a mesma já utilizada no sistema de proteção convencional da Figura 2, e a função 27 BT é apresentada na Figura 4. São feitas as leituras das três tensões fase-terra ( $V_{abc}$ ) do lado de BT do transformador. As tensões passam pelos blocos RTP, Amostragem e Filtro Digital, exatamente da mesma forma que ocorre o tratamento dos sinais das tensões da função 32R. A partir da extração dos fasores de tensão na frequência fundamental, é realizada a Análise de Magnitude das Tensões. Se o valor da magnitude de tensão de qualquer uma das três fases for abaixo de um valor pré-ajustado  $T_{min}$ , é iniciada a contagem de um tempo definido por meio do bloco Ajuste de Tempo. Caso a magnitude de tensão de qualquer uma das três fases continue menor que  $T_{min}$  durante todo o ajuste de tempo, ocorre a atuação do elemento 27 BT (TRIP). Caso não continue, a temporização é reiniciada e espera-se um novo sinal de início.

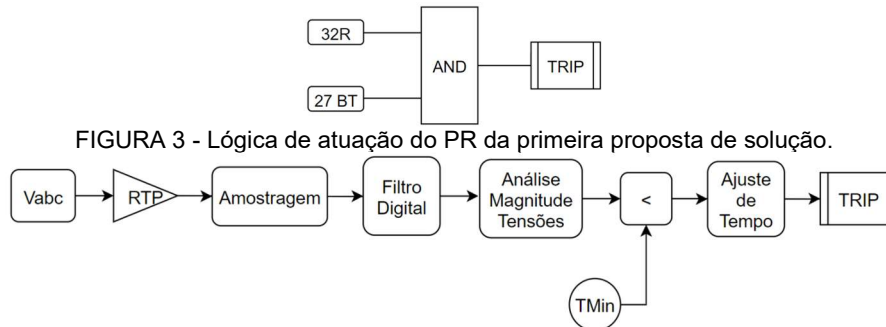


FIGURA 4 - Modelagem da função 27 BT.

#### 2.2.2.2 Segunda proposta de solução

A segunda técnica consiste da mesma lógica auxiliar de subtensão (ANSI 27) no lado de BT, mas com um acréscimo da proteção de sobretensão residual (ANSI 59N) no lado de MT (delta), conforme sugere a Figura 5. As funções 32R e 27 BT funcionam conforme já explicado, e a função 59N é apresentada na Figura 6.

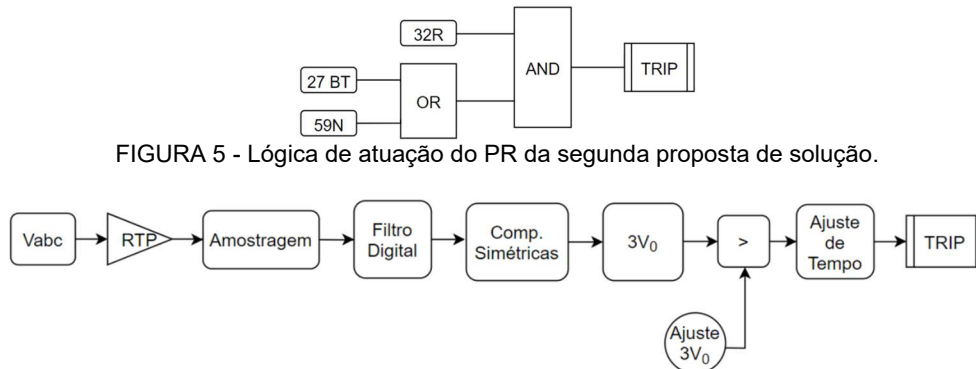


FIGURA 6 - Modelagem da função 59N.

Os primeiros blocos têm seu funcionamento idêntico aos modelos já apresentados. A partir do bloco Comp. Simétricas, é realizado o cálculo das componentes simétricas com o objetivo de realizar o cálculo da tensão residual  $3V_0$ . Se o valor da tensão residual for acima do valor Ajuste  $3V_0$ , é iniciada a contagem de um tempo definido por meio do bloco Ajuste de Tempo. Caso o nível de tensão residual continue maior que Ajuste  $3V_0$  durante todo o ajuste de tempo pré-configurado, ocorre a atuação da função de proteção de sobretensão residual (TRIP). Caso não continue, a temporização é reiniciada e espera-se um novo sinal de início.

#### 2.2.2.3 Terceira proposta de solução

A terceira técnica consiste de uma lógica auxiliar de subtensão (ANSI 27) no lado de MT dos transformadores, da mesma forma que a 27 BT. A diferença é que a leitura das tensões fase-terra são feitas agora no lado de 13,8 kV.

### 2.3 Geradores distribuídos

Apesar dos geradores modelados serem baseados em instalações fotovoltaicas, a problemática aqui apresentada se estende a qualquer tipo de GD que possa vir injetar potência em uma rede reticulada. De fato, o modelo utilizado neste estudo faz uso de uma fonte trifásica ideal cujo apenas o controle utilizado resplandece a de uma instalação fotovoltaica, justamente pelo fato de que foco do trabalho está relacionado ao fluxo de potência em si e não aspectos como injeção de harmônicas ou fenômenos transitórios destas fontes. A Figura 7 (a) e (b) apresentam respectivamente o diagrama das fontes modeladas e o bloco de controle.

O modelo desenvolvido é baseado nos trabalhos de (15) e (16), ele pode ser basicamente dividido em 3 blocos fundamentais: dispositivo Phase Locked Loop, bloco de controle e fonte ideal. O bloco PLL é utilizado para garantir o sincronismo entre os sinais da rede e o gerador (frequência e fase). O controle em si é feito no eixo das coordenadas girantes dq0 e utiliza a referência do PLL para fazer a transformação. O bloco de controle tem como referência as potências ativa e reativa desejadas. Ele possui duas malhas de controle, cada qual com dois estágios de controle Proporcional e Integral. A malha de potência ativa fornece a referência de tensão para o eixo direto e a malha de potência reativa para o eixo em quadratura. Após o bloco de controle, a referência é transformada de volta para o eixo abc e é utilizada para controlar a fonte trifásica ideal. Uma vez que o gerador opera com fator de potência

unitário, a referência de potência reativa foi fixada em zero. Já para a referência de potência ativa, foi modelado um bloco para simular o comportamento de uma instalação fotovoltaica com base nos valores de irradiância, temperatura e número de módulos no sistema.

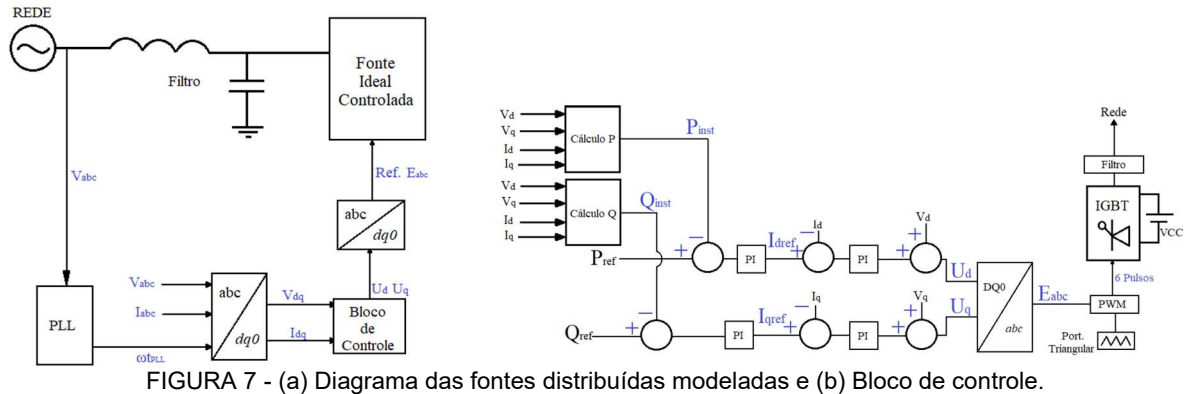


FIGURA 7 - (a) Diagrama das fontes distribuídas modeladas e (b) Bloco de controle.

### 3.0 METODOLOGIA

As análises das proteções propostas foram conduzidas por meio da simulação de diversos cenários de falta e posterior verificação do comportamento do sistema. Os parâmetros de todos os elementos modelados neste trabalho podem ser encontrados em (17).

#### 3.1 Implementação da rede

Para todas as cargas modeladas, foi definido um fator de carregamento que dita o real consumo das mesmas, sendo que um fator de carregamento de 100% significa que as cargas têm a potência nominal como descrita em (6). A referência de potência ativa dos geradores distribuídos é proporcional à potência nominal da carga na qual o mesmo foi alocado, independentemente do fator de carregamento.

#### 3.2 Cenários de simulação

Os cenários de simulação consideraram a variação de 6 parâmetros: níveis de GD (nulo: 0%; médio: 50% e alto: 100%), níveis de carregamento do sistema (leve: 30% da potência instalada e pesado: 100% da potência instalada), posição dos curtos-circuitos em diferentes pontos dos alimentadores primários de MT (início: 20% do comprimento do alimentador; meio: 50% do comprimento do alimentador e fim: 100% do comprimento do alimentador), tipos de falta (fase-terra; bifásica; bifásica-terra e trifásica), resistências de falta (0  $\Omega$ ; 20  $\Omega$  e 40  $\Omega$ ), e alimentador em que ocorre a falta (001-041; 001-053 e 001-126).

Com isso, totalizam-se 648 cenários diferentes para simulação. Para todos os casos a simulação dura 5 segundos. O sistema se inicia com determinado nível de carregamento e GD, se estabiliza e então aos 2,5 segundos de simulação uma falta permanente é aplicada de acordo com o cenário simulado. Aguarda-se até os 5 segundos de simulação para aferir o comportamento das proteções. Os cenários foram avaliados tendo em vista o comportamento das proteções e foram classificados em casos “de acordo” ou “divergentes”. É importante ressaltar que para ocorrências de curto-circuito em um dos alimentadores primários, o comportamento esperado da proteção é a atuação da função de sobrecorrente do alimentador em falta (cessando a contribuição direta da subestação), juntamente com a atuação dos PR de todos os transformadores associados ao alimentador faltoso (cessando a contribuição reversa dos alimentadores sãos por meio da rede de BT). Com a falta completamente isolada, a rede deve continuar a ser suprida pelos alimentadores sãos. Portanto, para o cenário avaliado ser considerado como “de acordo”, deve haver atuação da proteção de sobrecorrente do alimentador em condição de falta (apenas), juntamente com a atuação do(s) PR vinculado(s) ao alimentador em falta (apenas). Para as demais proteções vinculadas aos alimentadores sãos, não deve haver nenhuma atuação. Caso haja qualquer comportamento diferente do descrito, o caso é considerado como “divergente”, seja por atuações indevidas ou não-atuações que deveriam ter atuado. Cabe destacar que essa análise também considera os alimentadores onde a falta não ocorre. Essa observação é importante pois para todos os cenários que foram avaliados, foi verificado se as proteções não atuaram para as variadas combinações de carga e nível de GD, isto é, para as condições de operação do sistema em que a proteção realmente não deveria atuar, mesmo nos casos em que há fluxo reverso no alimentador.

### 4.0 RESULTADOS

#### 4.1 Primeira proposta de solução



Os resultados obtidos para o PR com lógica auxiliar de subtensão na BT obtiveram um percentual de 93,7 % de casos de acordo. Isso representa 607 casos de acordo e 41 casos divergentes, do total de 648 cenários simulados. Nenhum caso apresentou atuação indevida de proteção antes do instante da falta, ou seja, antes de 2,5 segundos, justamente porque as tensões apresentam comportamento dentro do esperado (magnitude e defasagem dentro de uma determinada faixa). Isso significa que mesmo para as condições operativas normais (sem falta) que geraram fluxo reverso nos transformadores de distribuição, os PR não atuaram, o que traz um ganho significativo para a rede, tendo em vista que a proteção convencional 32R atuaria para vários desses cenários antes mesmo da falta ocorrer, e a lógica auxiliar 27 BT ajudou a bloquear a atuação do PR para os momentos em que ainda não ocorreram as faltas. Para os 607 cenários de acordo (e agora analisando o comportamento a partir do instante 2,5 s), o elemento 27 BT operou corretamente, sendo capaz de ser sensibilizado sem grandes dificuldades para diversos tipos de falta. A Figura 8 traz o comportamento das tensões fase-terra no lado de BT do TR1 para uma falta fase-terra na metade do alimentador 001-041, com carregamento pesado e nível de GD médio. Cabe destacar que algumas faltas mais severas (como trifásicas francas) ocasionaram atuação do elemento 27 BT mesmo em PR vinculados a alimentadores sãos; porém, nessas condições, o próprio comportamento dos alimentadores são de contribuir para a falta por meio da rede de BT caracterizou fluxo direto e garantiu a não-sensibilização do elementos 32R, bloqueando a atuação do PR. O ajuste para a proteção 27 BT foi de 0,9 p.u. (tensões fase-terra). Um ajuste de tempo de poucos ciclos de onda ajuda a garantir a sensibilização correta do elemento 27 BT (para as simulações foi adotada uma temporização de 4 ciclos, ou 66,6 ms).

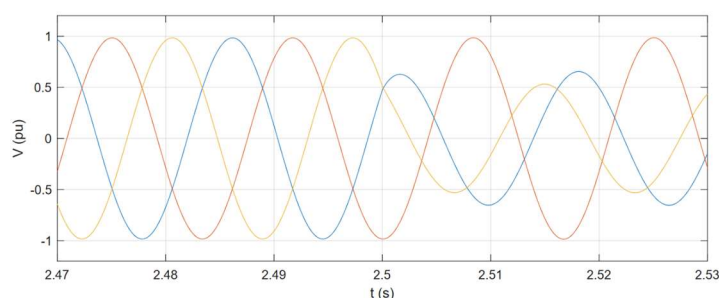


FIGURA 8 - Perfil das tensões fase-terra no lado de BT do TR1 para uma falta fase-terra franca na metade do alimentador 001-041 com carregamento pesado e nível de GD médio, sem ocorrência prévia de fluxo reverso.

Para os 41 casos divergentes do esperado, o fato da divergência foi a não-atuação dos PR associados ao alimentador em que ocorre a falta. A razão para todos os 41 cenários foi a não-sensibilização do elemento 27 BT, conforme sugere a Figura 9, em que se observa a ocorrência de uma falta fase-terra de  $40\ \Omega$  na metade do alimentador 001-041 com carregamento leve e nível de GD alto.

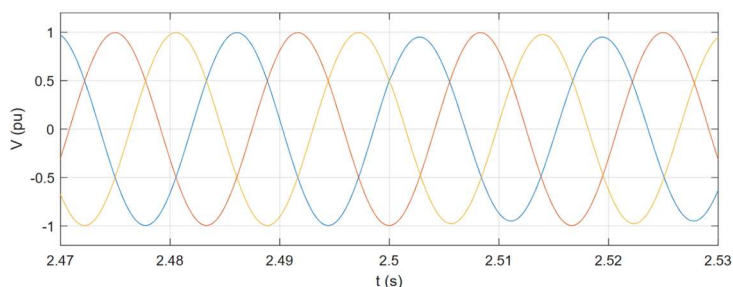


FIGURA 9 - Perfil das tensões fase-terra no lado de BT do TR1 para uma falta fase-terra de  $40\ \Omega$  na metade do alimentador 001-041 com carregamento leve e nível de GD alto, com ocorrência prévia de fluxo reverso.

Nos 41 casos divergentes (todos cenários com faltas fase-terra), a proteção primária 50/51 sempre atuou. O elemento 32R também sempre atuou, seja pela sensibilização de corrente reversa imediata na ocorrência da falta, seja pela detecção da corrente reversa de excitação dos transformadores após a abertura da proteção primária 50/51 por conta da energização apenas pelo secundário. Por meio das simulações, foi constatado que há fatores que dificultam a sensibilização do 27 BT, podendo inibir a atuação dos PR quando estes deveriam atuar. Os fatores são: (i) nível de GD alto, (ii) carregamento baixo do sistema, (iii) resistência de falta elevada, e (iv) a ligação delta-estrela aterrada dos transformadores de distribuição + falta fase-terra. Os três primeiros fatores contribuem para manter os níveis de tensão no sistema, e por esse motivo dificultam a sensibilização do 27 BT. O quarto fator também contribui para manter os níveis de tensão, mas por um motivo peculiar: uma falta fase-terra no lado delta dos transformadores não altera o perfil de tensão da BT em estrela aterrada quando da atuação da proteção primária, pois quando ocorre o *trip* da proteção 50/51, tem-se então um sistema isolado, e a falta fase-terra se torna apenas um ponto de referência para uma das pontas do delta (uma das tensões fase-terra se anula, e as outras aumentam para 1,732 p.u. e ficam defasadas de  $60^\circ$  entre si, o que faz com que as tensões fase-fase se mantenham inalteradas). Como alguns cenários

necessitaram da atuação da proteção primária 50/51 para o elemento 32R ser sensibilizado pela corrente de excitação dos transformadores, o quarto fator faz com que o PR tenha sua atuação bloqueada, o que leva a um comportamento indesejado da proteção.

#### 4.2 Segunda proposta de solução

A segunda proposta de solução possui os mesmos comentários da primeira proposta. Porém, com o acréscimo do elemento auxiliar 59N do lado de MT na lógica, os 41 casos divergentes da primeira proposta agora se tornaram casos de acordo. Assim, obteve-se 100% de casos com comportamento correto da proteção. Este comportamento aconteceu porque, para faltas fase-terra, uma vez que a proteção primária 50/51 atua, o elemento 32R é sensibilizado pela corrente de excitação reversa dos transformadores (caso ainda não tenha sido sensibilizado pela própria falta), e o elemento 59N (ajustado em 0,7 p.u. e 66,6 ms) detecta o deslocamento do neutro (sobretensão residual) no lado da ligação delta (MT) dos transformadores, que surge quando o sistema se torna isolado (sem referência à terra). Nessa situação, o valor de  $3V_0$  atinge o valor de 3 p.u., e a detecção de sobretensão residual sensibiliza o elemento 59N. Também não houve nenhuma atuação antes do instante 2,5 segundos (assim como para a primeira proposta), independentemente da direcionalidade do fluxo de potência em condições operativas normais (sem falta), o que significa que a solução consegue diferenciar as duas condições que levam a fluxo reverso de potência.

#### 4.3 Terceira proposta de solução

A terceira proposta de solução possui comportamento bastante semelhante à primeira solução, exceto pelo fato de que não apresentou dificuldades de sensibilização quando da ocorrência de faltas fase-terra nas condições e fatores dificultantes elencados para a primeira proposta. A explicação é semelhante à lógica auxiliar 59N. Quando o elemento 27 MT não foi capaz de detectar subtensão imediatamente após a ocorrência da falta (e o elemento 32R também não foi capaz de ser sensibilizado porque não houve fluxo reverso num primeiro momento), o que acontece primeiramente é a abertura da proteção primária, que faz com que o alimentador em falta se torne um sistema sem referência à terra, e dessa forma ocorre o deslocamento do neutro, que é detectável tanto pela função 59N (conforme explicado para a segunda proposta) quanto pela função de subtensão 27 MT por conta de uma das tensões fase-terra do lado delta se anular. O elemento 32R também tem sua atuação quando da atuação da proteção primária por conta da detecção da corrente reversa de excitação dos transformadores. O ajuste do elemento 27 MT também foi de 0,9 p.u. (tensões fase-terra) e temporização de 66,6 ms. O comportamento descrito é observado na Figura 10, em que se observa o perfil das tensões fase-terra do lado de MT do TR1 na ocorrência de uma falta fase-terra.

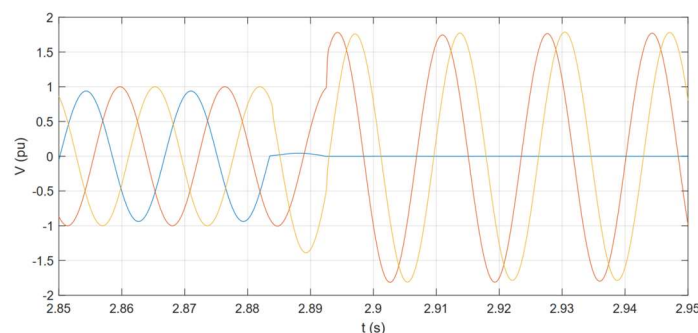


FIGURA 10 - Perfil das tensões fase-terra no lado de MT do TR1 para uma falta fase-terra de  $40 \Omega$  na metade do alimentador 001-041 com carregamento leve e nível de GD alto, com ocorrência prévia de fluxo reverso.

Observa-se que o efeito do deslocamento do neutro ocorre apenas no instante 2,883 s, ou seja, a proteção primária teve um tempo de atuação de 383 ms, e então o sistema torna-se sem referência à terra e uma das fases de anula, enquanto que as outras das fases sãs aumentam para 1,732 p.u. e ficam defasadas de  $60^\circ$  entre si, o que não altera o perfil das tensões fase-fase. Da mesma forma que a primeira e a segunda soluções, não houve nenhuma atuação antes do instante 2,5 segundos para todos os cenários simulados; ou seja, não houve atuação indevida dos PR para as condições de fluxo reverso causado por excedente de GD.

#### 5.0 CONCLUSÕES

De modo geral, as propostas de lógicas de tensão auxiliares aos PR se mostraram eficazes para diferenciar o problema de fluxo reverso de potência causado por GD ou por curto-circuito nos alimentadores primários. Todas são propostas simples e utilizam de funções de proteção consolidadas e de fácil parametrização. A lógica auxiliar de subtensão na BT demonstrou grande eficácia na problemática apresentada (93,7%), mas demonstrou dificuldades de sensibilização para ocorrência de faltas de alta impedância em determinadas condições operativas da rede. Esse problema é solucionado com a implementação em conjunto da lógica auxiliar de sobretensão residual na MT (59N), tendo em vista os resultados de assertividade de 100% dos casos simulados. A lógica de subtensão na MT também

apresentou assertividade de 100%. Dependendo do sistema de proteção já empregado para os transformadores de distribuição, a implementação das lógicas auxiliares na MT necessitará de modificações físicas/estruturais no sistema para instalação de TPs do lado de 13,8 kV. As soluções propostas mostram que as lógicas de tensão para diferenciação do fluxo reverso são um possível caminho para a solução da problemática apresentada. Faz-se necessário a validação dessas lógicas em redes reticuladas maiores, mais robustas e com diferentes características.

## 6.0 AGRADECIMENTOS

Este trabalho foi, em parte, financiado pela FAPESP, por meio dos processos 2018/17967-5 e 2018/21394-0. As opiniões, hipóteses e conclusões ou recomendações expressas neste artigo são de responsabilidade dos autores. Os autores agradecem à FAPESP e também ao CNPq pelos apoios prestados.

## 7.0 REFERÊNCIAS

- (1) KAGAN, N., DE OLIVEIRA, C. C. B., ROBBA, E. J. (2005). Introdução aos sistemas de distribuição de energia elétrica. Edgard Blücher, São Paulo, BR. 328 p.
- (2) SETTEMBRINI, R. C., FISHER, J. R. and HUDAK, N. E. (1991) Reliability and quality comparisons of electric power distribution systems. Proceedings of the 1991 IEEE Power Engineering Society Transmission and Distribution Conference, Dallas, TX, USA, p. 704-712.
- (3) BARRETO, G. A. (2014). Metodologia de aplicação de geração distribuída fotovoltaica em baixa tensão nos reticulados subterrâneos das distribuidoras de energia elétrica. 175 p. Tese (Doutorado) - Universidade de São Paulo (USP). São Paulo, BR.
- (4) IEEE.C57.12.44 (2014). IEEE standard requirements for secondary network protectors. IEEE Std C57.12.44-2014 (Revision of IEEE Std C57.12.44-2005), p. 1-65.
- (5) DIAS, L. R. (2018). Análise da Influência de Elevados Níveis de Geração Fotovoltaica na Operação das Redes Reticuladas de Distribuição de Energia Elétrica. 165 p. Dissertação (mestrado) - Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, Escola de Engenharia de São Carlos, Universidade de São Paulo (USP). São Carlos, BR.
- (6) AZEVEDO, F. A. (2010). Otimização de rede de distribuição de energia elétrica subterrânea reticulada através de algoritmos genéticos. 140 p. Dissertação (mestrado) - Universidade Federal do Paraná (UFPR), Setor de Tecnologia, Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica. Curitiba, BR.
- (7) KANEHIRA, A. K. B.; WAGNER, F. M.; VIEIRA JR., J. C. M. (2019). Avaliação da Influência das Proteções contra Curtos-Circuitos na Qualidade da Energia Elétrica em Redes de Distribuição Reticuladas. In: XIII Conferência Brasileira sobre Qualidade de Energia Elétrica (CBQEE 2019), São Caetano do Sul, BR, pp. 1-6.
- (8) SALLES, N. J. (2007). Modelagem e análise dinâmica de sistemas de proteção de redes de distribuição de energia elétrica na presença de geradores síncronos. 203 p. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) - Universidade Estadual de Campinas (UNICAMP). Campinas, BR.
- (9) IEEE.1547.6 (2011). IEEE recommended practice for interconnecting distributed resources with electric power systems distribution secondary networks. IEEE Std 1547.6-2011.p. 1-38.
- (10) IEEE.C37.112 (1996), IEEE Standard Inverse-Time Characteristic Equations for Overcurrent Relays. IEEE Standards Board - Power System Relaying Committee.
- (11) BAZZO, F. H. R., YAMAUTI, K. Y. (2013). Impacto da Geração Distribuída para a Proteção da Rede de Distribuição. Trabalho de Conclusão de Curso, Universidade Federal do Paraná (UFPR). Curitiba, BR.
- (12) MONTEMA (2019). Fusíveis Limitadores de Corrente HH. Disponível em [http://www.montema.com.br/novo/uploads/10101\\_Fus%C3%ADveis\\_HH\\_Guia\\_de\\_aplica%C3%A7%C3%A3o\\_Id.pdf](http://www.montema.com.br/novo/uploads/10101_Fus%C3%ADveis_HH_Guia_de_aplica%C3%A7%C3%A3o_Id.pdf). Acesso em: 12 Out. 2020.
- (13) SIEMENS (2019). Proteção de Instalações Elétricas em Baixa Tensão. Disponível em: <http://www.2a.com.br/download/Siemens/Fusíveis.pdf>. Acesso em: 12 Out. 2020.
- (14) EATON (2019). CM52 Advanced Deadfront Network Protector. Disponível em: <https://www.eaton.com/us/en-us/catalog/utility-and-grid-solutions/cm52-advanced-deadfrontnetwork-protector.html>. Acesso em set. 2019.



- (15) PETEAN, D. (2014). Metodologia para avaliação da influência de geradores distribuídos nos níveis de curto-circuito em sistemas de distribuição de energia. Tese (Doutorado) - Universidade de São Paulo (USP). São Carlos, BR.
- (16) VILLALVA, M. G. (2010). Conversor Eletrônico de Potência Trifásico para Sistema Fotovoltaico Conectado à Rede Elétrica. Tese (Doutorado) - Universidade Estadual de Campinas (UNICAMP). Campinas, BR.
- (17) KANEHIRA, A. K. B.; PAULA, S. A.; WAGNER, F. M. (2020) Investigação de Potenciais Soluções para o Problema de Fluxo Reverso de Potência em Redes de Distribuição Reticuladas de Energia Elétrica com Geração Distribuída. Trabalho de Conclusão de Curso - Universidade de São Paulo (USP). São Carlos, BR.

## DADOS BIOGRÁFICOS

### (1) ADILSON KOITI BELOTTO KANEHIRA

Adilson Koiti Belotto Kanehira, 23 anos, é aluno formando em Engenharia Elétrica pela USP (Universidade de São Paulo). Tem experiência em Sistemas Elétricos de Potência, com maior familiaridade em Operação e Proteção. Realizou Iniciação Científica com apoio da Fapesp (Fundação de Amparo à Pesquisa do Estado de São Paulo) sobre Proteção de Redes de Distribuição Reticuladas e Geração Distribuída. Atualmente, vem finalizando seu segundo ano de estágio na ISA CTEEP (Companhia de Transmissão de Energia Elétrica Paulista) - empresa responsável por transmitir cerca de 33% da energia elétrica do Brasil - executando suas atividades na coordenação de Estudos de Operação e Proteção.

### (3) FÁBIO MACIEL WAGNER

Formado em Engenharia Elétrica pela Universidade de São Paulo com ênfase em sistemas de energia e automação. Entusiasta da energia solar e formas de armazenamento alternativas. Durante a faculdade participou de Iniciação Científica sobre modelagem e simulação de redes de distribuição reticuladas e geração fotovoltaica distribuída. Atualmente trabalha na área de serviços da Huawei, com foco no comissionamento e entrega de plantas fotovoltaicas centralizadas.

### (4) SAMUEL ANTONIO DE PAULA

Estudante de graduação pela Escola de Engenharia de São Carlos no curso de Engenharia Elétrica ênfase em Sistemas de Energias e Automação de 2016 a 2021. Iniciação científica pelo Laboratório de Sistemas de Energia Elétrica da Escola de Engenharia de São Carlos na área de Sistemas Elétricos de Potência. Estagiário de Engenharia Elétrica na empresa Figener Engenheiros Associados Ltda. de 2020 a 2021. Engenheiro Eletricista Trainee na empresa Figener Engenheiros Associados Ltda de 2021 a atualmente. Idiomas: Português fluente, Inglês avançado, Alemão básico. Linguagens de programação e programas: Pacote Office, Python, MatLab.

### (2) JOSÉ CARLOS DE MELO VIEIRA JÚNIOR

José Carlos de Melo Vieira Júnior possui graduação em Engenharia Elétrica pela Universidade Federal de Uberlândia (UFU) em 1997 e os títulos de Mestre e Doutor em Engenharia Elétrica pela Universidade Estadual de Campinas em 1999 e 2006, respectivamente. Atualmente é professor associado na Escola de Engenharia de São Carlos – Universidade de São Paulo (EESC-USP) e bolsista de produtividade em pesquisa do CNPq, nível 1D. Em 2011 foi Professor Visitante durante 6 meses na University of Alberta (Canadá). Seus interesses em pesquisa são integração de geração distribuída em redes de distribuição, proteção de sistemas de distribuição e detecção de faltas de alta impedância (FAI).