

Fundamentos da Proteção de Geradores Síncronos contra Correntes Desbalanceadas

Letícia R. Almeida * Francis A. Moreno Vásquez **

* *Universidade de Brasília, DF, (e-mail:
leticiaalmeida.ene@gmail.com)*

** *Departamento de Engenharia Elétrica, Universidade de Brasília,
DF, (e-mail: francisarody@gmail.com)*

Abstract: This work evaluates in detail the protection performance of synchronous generators against unbalanced currents. For this, a simplified power system composed of a generating unit with smooth poles, connected to a remote system through a step-up transformer and a dual circuit transmission line, is modeled in the EMTP-RV program. The results obtained show how the amplitude of the negative sequence current is influenced by the type and severity of unbalanced conditions, such as open phase and asymmetrical short circuits. Also, the simulations allow us to visualize how this current is linked to the energy accumulated in the generator rotor structure over time, and to the operating times of the ANSI 46 function, which seek to respect the thermal withstand limits defined by the constructive aspects of the machines.

Resumo: Este trabalho avalia em detalhe o desempenho da proteção de geradores síncronos contra correntes desbalanceadas. Para isso, um sistema de potência simplificado composto de uma unidade geradora de pólos lisos conectada a um sistema remoto através de um transformador elevador e uma linha de transmissão de circuito duplo é modelado no programa EMTP-RV. Os resultados obtidos mostram como a amplitude da corrente de sequência negativa é influenciada pelo tipo e severidade de condições desbalanceadas, como fase aberta e curtos-circuitos assimétricos. Também, as simulações permitem visualizar como essa corrente está atrelada à energia acumulada na estrutura do rotor do gerador ao longo do tempo, e aos tempos de atuação da função ANSI 46, que buscam respeitar os limites de suportabilidade térmica definidos pelos aspectos construtivos das máquinas.

Keywords: Synchronous Generator; Unbalanced Currents; Negative Sequence; Function 46; EMTP-RV.

Palavras-chaves: Gerador Síncrono; Correntes Desequilibradas; Sequência Negativa; Função 46; EMTP-RV.

1. INTRODUÇÃO

A matriz energética é atualmente dominada pelas usinas hidrelétricas e, de forma ainda muito relevante nos próximos anos, e apesar dos desafios climáticos e de seu maior custo de despacho, as centrais termelétricas (Vanco et al., 2019). Nesse sentido, a correta operação e a proteção de um gerador síncrono convencional é sempre uma grande preocupação por se tratar de equipamentos robustos e de elevado custo, e pelos danos à integridade das instalações associadas e das pessoas que a sua falha poderia ocasionar (Carunaiselvane et al., 2018).

Especificamente, uma das condições adversas que essas máquinas elétricas poderiam experimentar é o desequilíbrio das correntes que circulam pelos enrolamentos do estator, devido a situações como distribuição desbalanceada das cargas, curtos-circuitos assimétricos e fases abertas (Doorwar and Bhalja, 2019), e inclusive por distúrbios geomagnéticos (Vakhnina et al., 2020).

Quando acontece o desequilíbrio, a componente de sequência negativa aparece, e representa um fluxo magnético

girando na mesma frequência do sistema mas em sentido contrário. Isso gera uma vibração no eixo mecânico que pode danificar o próprio gerador como a turbina. Ao mesmo tempo, essa corrente é traduzida como um aquecimento adicional e é entendida como energia que se acumula no rotor (Debruyne et al., 2017).

Nesse sentido, a proteção dos geradores síncronos contra correntes desbalanceadas é baseada na componente de sequência negativa, cujo fundamento é utilizado em relés de proteção comerciais, os quais utilizam de forma simples uma curva de sobrecorrente de sequência negativa que indica o tempo em que um alarme deveria ser enviado, ou o disjuntor deveria ser aberto (ABB, 2019; SEL, 2019).

Contudo, apesar de ter uma formulação relativamente simples de implementar, sua avaliação ainda não foi realizada de forma aprofundada. Assim, este trabalho tem como principal objetivo apresentar os fundamentos da proteção de geradores síncronos contra correntes desbalanceadas utilizando como base o conceito da energia acumulada no rotor das máquinas síncronas.

2. FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

A base teórica de um elemento de proteção de geradores síncronos está envolta do estudo das componentes simétricas. As componentes de sequência positiva sempre estão presentes. As sequências negativa e zero, no entanto, só surgem em situações de desequilíbrio, sendo que a sequência zero em particular depende do envolvimento com o terra. Matematicamente, estas componentes são calculadas pelo Teorema de Fortescue (Das, 2017):

$$\begin{bmatrix} \overline{I}_0 \\ \overline{I}_1 \\ \overline{I}_2 \end{bmatrix} = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a & a^2 \\ 1 & a^2 & a \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \overline{I}_a \\ \overline{I}_b \\ \overline{I}_c \end{bmatrix} \quad (1)$$

A partir desse cálculo, a tolerância de corrente de sequência negativa do gerador é dada pela capacidade do gerador suportar uma alta corrente de sequência negativa em curto período e pela capacidade de \overline{I}_2 que a máquina pode suportar continuamente. O efeito que o desbalanço de corrente causa no rotor é dependente da temperatura, assim a definição do quanto o gerador pode ser mantido sob condições desbalanceadas curtas ou contínuas depende dos limites de temperatura que as partes construtivas do gerador podem suportar, ou seja, o calor observado no rotor é resultado da corrente de sequência negativa (Vanco et al., 2019).

O limite de suportabilidade de curto tempo sob condições desbalanceadas para o gerador é estabelecido da mesma forma que o limite de outros equipamentos elétricos. O cálculo do aumento da temperatura assume que o calor não é conduzido longe do material afetado e essa condição pode ser aplicada em eventos que durem até 120 segundos. Essa premissa permite que a temperatura do rotor seja expressa em termos de uma entrada limitada de $I_2^2 t$ nos terminais do gerador. Assim, o quanto o gerador suporta em um curto período de desbalanço é expresso por $I_2^2 t$. Dessa forma, o aquecimento relativo durante uma condição de desequilíbrio é calculado como a integral da corrente de sequência negativa acumulada durante o evento, como mostrado da equação 2. Um método prático para determinar o efeito de $I_2^2 t$ é calcular a corrente de sequência negativa para pequenos incrementos de tempo durante a condição de desequilíbrio, então se torna a soma dos acumulados de $I_2^2 \Delta t$.

A Tabela 1 indica, de acordo com as características do gerador, qual é o valor de \overline{I}_2 contínuo máximo permissível sem que a condição de desbalanço gere avarias na estrutura do gerador, ou seja, sem que a proteção 46 precise atuar. Por exemplo, um gerador de polos salientes com enrolamento amortecedor suporta que a corrente de sequência negativa seja até 5% do valor da corrente nominal do gerador antes que o relé de proteção reconheça o desequilíbrio como tal. Por outro lado, o aquecimento relativo durante o desbalanço é dado pela equação 2 Reimert (2006), e os valores de K são tabelados na norma do IEEE C37.102-1995 e estão apresentados na Tabela 2.

$$K = \int_0^T I_2^2 dt \quad (2)$$

Tabela 1. Suportabilidade da Corrente de Sequência Negativa em Regime Permanente

Tipo de gerador	Característica	\overline{I}_2 (%)
Polos Salientes	Com enrolamento amortecedor	10%
	Enrolamento amortecedor Desconectado	5%
Rotor Cilíndrico	Resfriamento indireto	10%
	0 a 960 MVA com resfriamento direto	8%
	(961-1200) MVA com resfriamento direto	6%
	1201 a 1500 MVA com resfriamento direto	5%

Tabela 2. Valores de K

Tipo de Rotor	Característica	Valores de K
Polos Salientes	Com Enrolamento amortecedor	40
	Enrolamento amortecedor desconectado	40
Cilíndrico	Resfriamento indireto	30
	≤ 800 MVA com resfriamento direto	10
	801-1600 MVA com resfriamento direto	10 - 0,00625(S-800)

A Equação 2 expressa a capacidade do gerador de curto prazo como função da integral da corrente de sequência negativa que o gerador pode suportar durante o intervalo de tempo T . A suportabilidade da corrente de sequência negativa em regime permanente é determinada por normas do IEEE, sendo a C50.12-1982 para geradores de polos salientes e a C50.13-1989 para geradores de rotor cilíndrico. Ambas determinam o valor máximo da corrente de sequência negativa \overline{I}_2 variando de 5 a 10% do valor nominal da corrente de armadura Kindermann (2008).

3. FUNÇÃO DE PROTEÇÃO (ANSI 46)

O esquema de proteção contra correntes desbalanceadas que será avaliado neste trabalho corresponde ao Relé SEL-700G. Nele, as correntes obtidas pelos transformadores de corrente são inicialmente passadas por um estimador fasorial para determinar o valor RMS e o ângulo desses sinais. A partir disso, a corrente de sequência negativa é calculada, considerando também o sentido da rotação do sistema trifásico, através da variável PHROT.

Posteriormente, o percentual da corrente em relação à corrente nominal é obtido, sendo utilizado para os dois estágios da proteção da função 46. A primeira parte do sistema de proteção contempla uma comparação de $|I_2|$ percentual com um limiar que corresponde à capacidade de corrente de desequilíbrio contínuo do gerador, obtido da Tabela 1. Caso esta condição permanecer durante mais que um tempo superior a $46N1D$, o *flag* de alarme 46N1 é ativado. Em paralelo, $|I_2|$ percentual é utilizado para avaliar o elemento de sobrecorrente de sequência negativa. Para isso, existe um limiar mínimo, 46Q2P, e uma curva inversa exponencial que atende à expressão 3

$$46N2TI = \frac{46Q2K}{\left(\frac{I_2}{INOM}\right)^2} \quad (3)$$

sendo que a constante 46Q2K corresponde à capacidade de corrente de sequência negativa de curto período, cujo valor depende dos aspectos construtivos do rotor e está apresentado na Tabela 2. Assim, o tempo 46N2T1 corresponde ao máximo tempo que o disjuntor do gerador deve abrir em vista da energia acumulada na estrutura no rotor devido ao surgimento de corrente de sequência negativa.

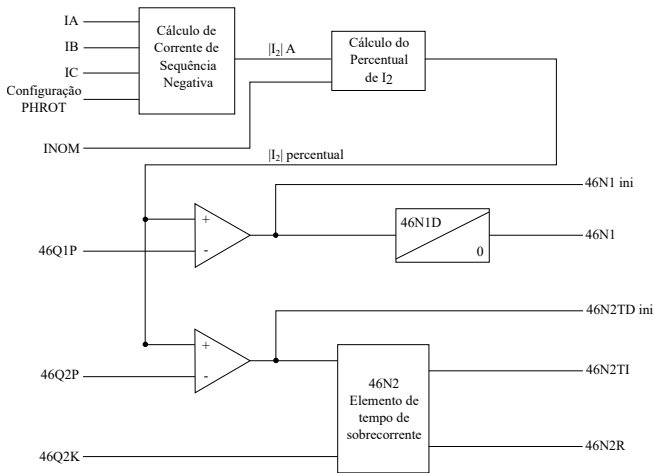


Figura 1. Esquemático da proteção de corrente negativa do relé 700G

4. RESULTADOS

O sistema modelado a ser simulado no EMTP-RV, que servirá para avaliar a proteção de geradores síncronos contra correntes desbalanceadas, está representado na figura 2.

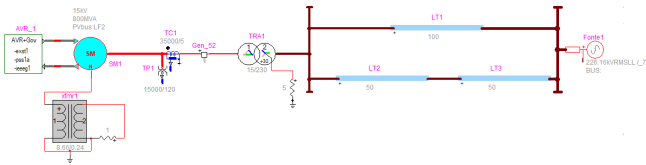


Figura 2. Sistema da Modelagem Computacional

O gerador síncrono (SM1) de 800 MVA e 15 kVA está representado com o seu sistema de controle, AVR, PSS e IEEEG1. Conectado ao neutro do gerador, tem-se o transformador de aterramento (TRA1) de 15 MVA. Nos terminais da máquina, é conectado o Transformador de Potencial (TP1) de relação 15000/120, e o Transformador de Corrente (TC1), cuja relação de transformação é 35000/5. O gerador é conectado ao transformador elevador, TRA1, com relação de 15/230 kV. Já no sistema de transmissão em 230 kV, têm-se duas linhas 100 km, conectadas em paralelo, ligadas a um sistema remoto. É neste trecho de alta tensão, após o lado de alta do transformador, que serão aplicadas as condições requeridas para a avaliação da proteção de geradores síncronos contra correntes desbalanceadas

4.1 Ajuste da Função ANSI 46

Em primeiro lugar, é utilizada a relação de $\bar{I}_2 pu$ a qual é a corrente de sequência negativa dividida pela corrente nominal do gerador, sendo esta também com valores de referência da relação do TC1, logo:

$$I_2 pu = \frac{I_2}{I_{NOM}} \quad (4)$$

Para o gerador síncrono utilizado, será adotado que 46Q1P, que diz respeito ao limite de suportabilidade em regime permanente, é de 0.04 (4% da corrente nominal), e neste momento o *flag* 46N1ini é ativado, representando

o início de uma contagem. Em seguida, o *flag* 46N1 é ativado após 3 segundos, e o alarme é de fato enviado. Por outro lado, 46Q2P é setado em 0.08 (8% da corrente nominal), representando o limiar da suportabilidade de curta duração da máquina. Por outro lado, o gerador síncrono utilizado tem potência de 800 MVA, rotor cilíndrico e com refrigeração direta, logo, de acordo com a Tabela 2, possui $K = 10$. A partir disso, o tempo de trip depende da curva de tempo inverso escolhida para o gerador, sendo então, $46Q2K=10$. Dito de outra maneira, o tempo de *trip* fornecido pela curva $K=10$ é exatamente o tempo que a energia acumulada demora atingir este valor, $K=10$. Considerando $PHROT = ABC$, estes valores são utilizados em todas as simulações dos casos apresentados nesta seção.

4.2 Avaliação do Cenário com Cargas Desbalanceadas

Uma carga de 30Ω na fase A foi inserida na LT a 20 km do terminal do terminal de alta tensão do transformador TRA1 no instante de tempo igual a 2 segundos. No instante de tempo igual a 10 segundos, uma carga de 30Ω foi conectada na fase B, também a 20 km de distância do terminal de 230 kV do TRA1. Dessa forma, nos gráficos apresentados a seguir, tem-se, de 2 a 10 segundos, a resposta das variáveis apresentadas para uma carga de 30Ω de desbalanceada na fase A da LT. E, de 10 a 50 segundos, são apresentadas as respostas para a adição da outra carga de 30Ω na fase B.

Com a inserção de uma carga conectada à fase A na LT, há um aumento de corrente nesta mesma fase. Tal fato reflete no aumento da corrente \bar{I}_{ab} do lado de delta. Pelo diagrama da Figura 3, tem-se que os módulos das correntes de linha \bar{I}_a e \bar{I}_b aumentam. Além disso, como na conexão delta $\bar{I}_a + \bar{I}_b + \bar{I}_c = 0$, \bar{I}_c diminui. De posse dessas informações, a análise de todos os casos apresentados neste seção pode ser feita.

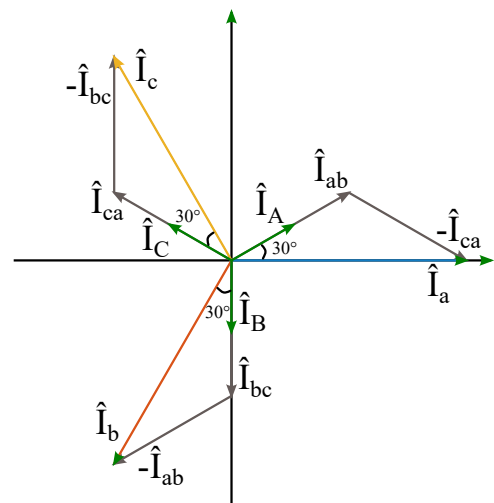


Figura 3. Diagrama fasorial das correntes do lado do gerador

Como esperado, em 1 segundo, as correntes de fase possuem o mesmo módulo e estão defasadas em 120° . No domínio de sequência, a corrente de sequência positiva está presente \bar{I}_1 , já as correntes de sequência negativa e zero, \bar{I}_2 e \bar{I}_0 , são nulas. Em oito segundos, é quando há a conexão da carga na fase A, logo há um desbalanço que reflete

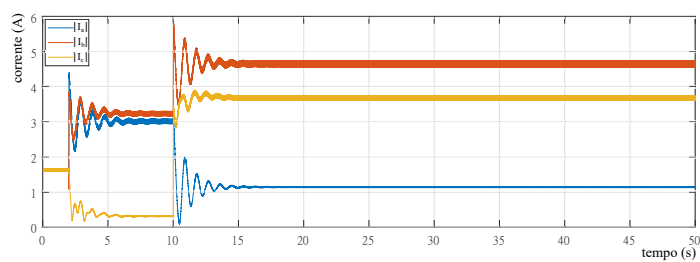


Figura 4. Módulos das corrente de fase do gerador para o cenário de cargas desbalanceadas

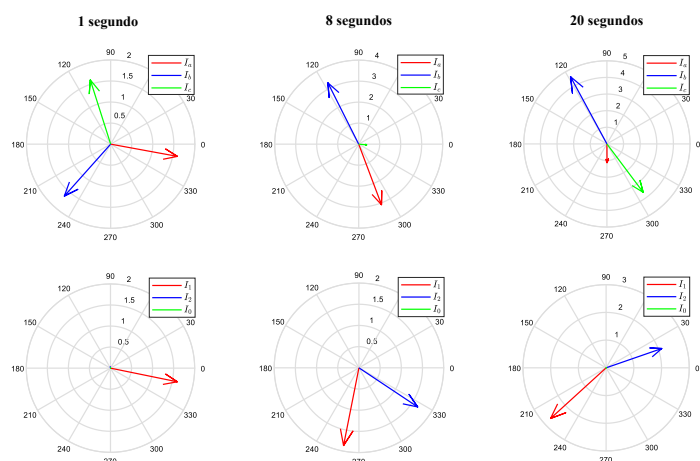


Figura 5. Representação dos fasores das correntes de fase (primeira linha) e de sequência (segunda linha) em três instantes de tempo do desbalanço (primeira coluna = 1 segundo, segunda coluna = 8 segundos e terceira coluna = 20 segundos)

na defasagem e nos módulos das correntes de fase. Já no domínio de sequência, \bar{I}_2 se torna expressiva e não há \bar{I}_0 , pois não é um falta com envolvimento com a terra. Em 20 segundos, o sistema está com a conexão de duas cargas desbalanceadas. O comportamento dos módulos de \bar{I}_a , \bar{I}_b e \bar{I}_c são condizentes em ambos os gráficos da Figura 4 e 5. Ao acrescentar mais uma carga em uma fase diferente da anterior, o módulo de \bar{I}_2 aumenta, comprovando que é um cenário de maior severidade para o gerador.

Apesar do desbalanço, a potência complexa (S) não ultrapassa o valor do gerador síncrono que é de 800 MVA, como mostrado na Figura 6. Entretanto no segundo desbalanço, a potência reativa (Q) possui amplitude maior que a potência ativa (P). A explicação teórica para este fato relaciona que, no circuito interno do gerador, há uma impedância interna, uma tensão interna e uma tensão terminal. Ao momento em que uma carga é conectada, é solicitada uma maior corrente do gerador, a qual é refletida em uma corrente que passa na impedância interna dos enrolamentos do estator. Com uma maior corrente, há uma queda de tensão maior nesta impedância interna. Logo, se a queda de tensão na impedância interna é maior, significa que a tensão terminal vai ser menor. E se a tensão terminal é menor, o sistema de excitação injeta mais potência reativa, para assim realizar o controle da tensão interna.

A Figura 7 complementa a análise feita, mostrando que de fato há um aumento na corrente que circula nos enrolamentos do estator. No instante que a carga é conectada na fase A, há um aumento da corrente de campo, e ainda ela tem

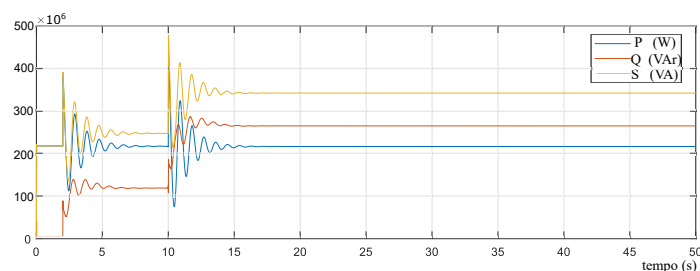


Figura 6. Representação da potência ativa (P), potência reativa (Q) e potência complexa (S) do gerador síncrono durante o desbalanço

um comportamento oscilatório. Com base na explicação dada anteriormente, a conexão da carga na fase B exige mais corrente do sistema e neste caso, o gerador aumenta a corrente de campo e ao mesmo tempo o sistema de excitação injeta potência reativa.

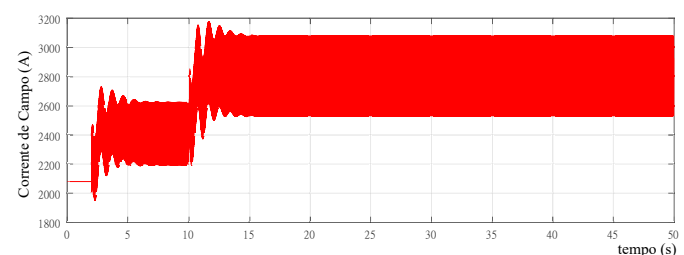


Figura 7. Corrente de Campo no Cenário de Cargas Desbalanceadas

A Figura 8 indica o gráfico com as curvas de tempo definido e de tempo inverso para $46Q2K = 10$. O caminho em laranja no gráfico é justamente a verificação que o algoritmo faz para fornecer o tempo de *trip* quando desbalanço em que $\frac{I_2}{I_{NOM}}$ ultrapassa 8%. Isto é feito por meio da saída $46N2TI$, que adquire um estado lógico igual a 1 justamente no ponto sob a curva de tempo inverso em que a condição requerida se torna verdadeira, cujo tempo é também fornecido pela equação 3. A Figura 9 possui dois gráficos, o primeiro indica duas curvas: $\bar{I}_2 pu$ em azul e $\int I_2^2 t dt$ em vermelho. A integral da corrente de sequência negativa ao quadrado no tempo é justamente o acumulado da energia no rotor em forma de aquecimento, sendo resultado dos acumulados de $I_2^2 \Delta t$. A integral antes do primeiro desbalanço é zero, logo após o instante de tempo igual a 2 segundos, $\bar{I}_2 pu$ aumenta e consequentemente a energia acumulada. Ao momento do segundo desbalanço, o comportamento desta curva é mais acentuada, pois $\bar{I}_2 pu$ aumentou, tornando a resposta do acumulado mais íngreme.

A suportabilidade térmica do gerador é representado por K e por conseguinte por $\int I_2^2 t dt$ e $46Q2K$. Pelo diagrama da Figura 1, no bloco 46N2, quando K ultrapassar o valor definido, ou seja, $K = 10$, o algoritmo de proteção tem que atuar para que não ocorram danos ao gerador. O primeiro gráfico da Figura 9, indica justamente o instante em que a curva $\int I_2^2 t dt$ atingiu o valor de 10, pois é neste momento que o *trip* é atuado.

Em uma análise da atuação da função de proteção pro cenário proposto nesta seção, as informações contidas na Figura 9 são essenciais. A carga de 30Ω é inserida na fase A no instante de tempo igual a 2 segundos e em nível

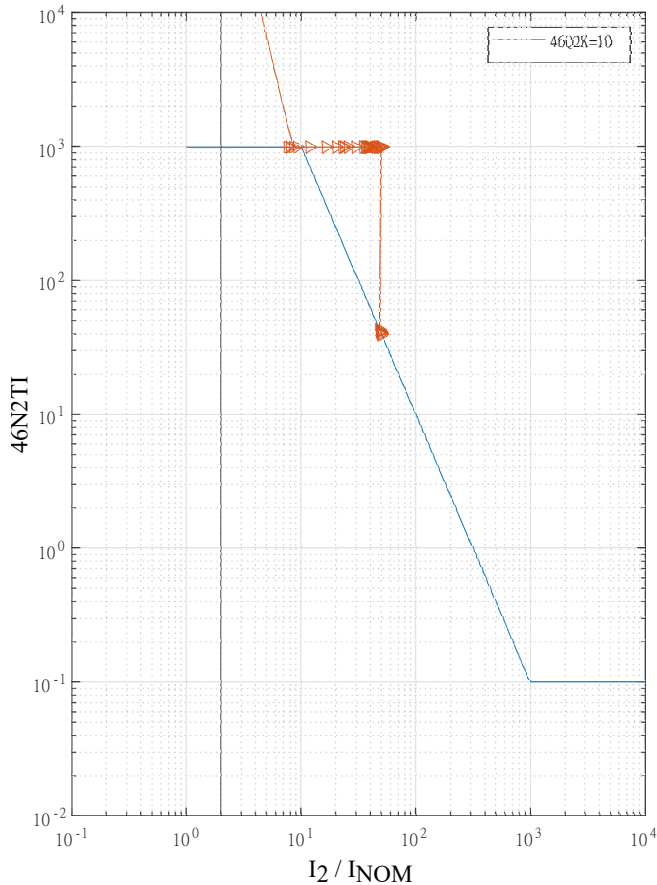


Figura 8. Resposta do desbalanço na curva $K = 10$

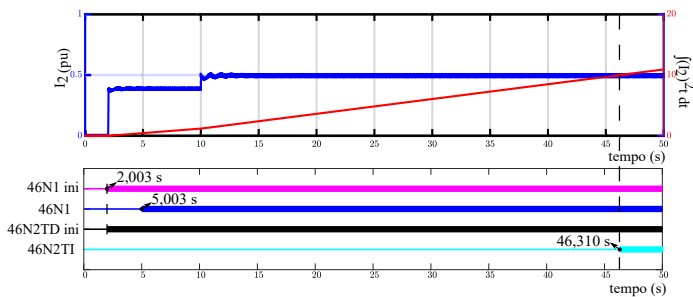


Figura 9. Resposta de \bar{I}_2 pu, acumulado de \bar{I}_2 e flags do algoritmo da proteção 46 para o cenário de cargas desbalanceadas.

1, o relé indica que 4% de $\frac{I_2}{I_{NOM}}$ foi atingido em 2,003 segundos, sendo flag 46N1 ini é ativado. Como definido no algoritmo, três segundos depois, em 5,003 segundos, o alarme 46N1 é enviado, informando que um desbalanço persiste por mais de três segundos depois da ultrapassagem do valor de 4%.

Em nível 2, o alarme configurado em 46N2TD ini também muda de estado quase instantaneamente devido a mudança abrupta da carga, informando que 8% de $\frac{I_2}{I_{NOM}}$ foi atingido e superado, e agora o algoritmo vai fazer o monitoramento para avaliar a necessidade do trip. Como as duas cargas permanecem conectadas e o acumulado da corrente de sequência negativa atinge o valor de $K = 10$ em 46,310 segundos, indicando a mudança de estado de 46N2TI.

4.3 Avaliação da Localização da Carga Desbalanceada

Neste cenário, o objetivo é avaliar atuação da proteção 46 ao se inserir uma carga de 30Ω na fase A e uma carga de 30Ω na fase B em três diferentes pontos da linha de transmissão, i.e., 0 km, 30 km e 60 km, sendo 0 km o ponto localizado imediatamente após o lado de alta do transformador.

A Figura 10 traz para cada distância a resposta de I_2 pu, do acumulado de corrente de sequência negativa e os flags de trip 46N2TI. Quando a carga bifásica é conectada a 0 km do gerador, \bar{I}_2 pu ultrapassa 50% e gera uma curva de acumulado de \bar{I}_2 que atinge $K = 10$ em 33,880 segundos, ou seja, 31,880 segundos depois do desbalanço o trip é atuado. Nos casos de 30 km e 60 km, observa-se uma menor severidade para a máquina, já que para 30 km a curva do acumulado da corrente de sequência negativa atinge $K = 10$ em 49,140 segundos e para a localização da carga a 60 km, 46N2TI muda de estado em 76,090 segundos.

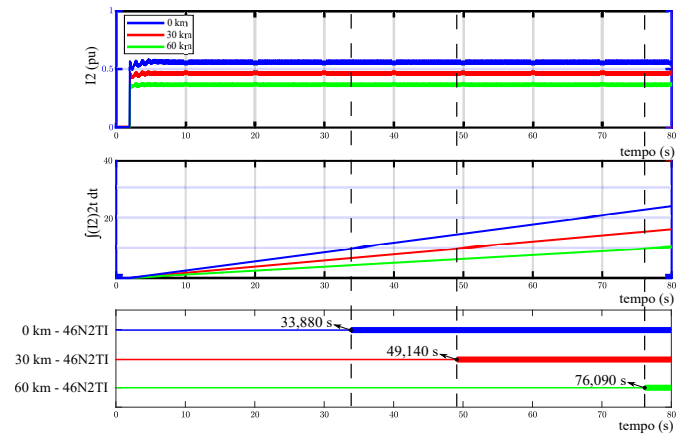


Figura 10. Resposta de \bar{I}_2 pu, acumulado de \bar{I}_2 e flags do algoritmo da proteção 46 para o cenário de localização de cargas desbalanceadas.

A análise para este cenário indica que quanto mais perto do gerador, maior será o impacto da corrente de sequência negativa e assim mais cedo a proteção terá que atuar. A resposta da corrente de campo pode ser vista na Figura 11, a qual mostra que localização da carga também influencia diretamente na resposta da corrente de campo, e portanto na injeção de reativos ao sistema.

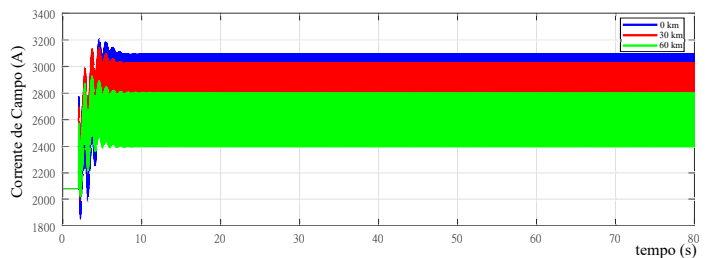


Figura 11. Resposta da corrente de campo para o cenário de localização de cargas desbalanceadas

4.4 Fase aberta

Especificamente para este caso, a linha de transmissão de circuito duplo foi substituída por uma linha de transmissão

com a metade do comprimento de forma a não alterar a impedância nesse trecho do sistema elétrico inicialmente modelado. Assim, a abertura monopolar dos disjuntores na fase A em ambas extremidades das LTs ocorre no instante de tempo igual a dois segundos. A corrente de sequência negativa é mais severa quando a abertura de fase ocorre entre o gerador e o lado de alta tensão do transformador. Entretanto, quando essa abertura de fase acontece no trecho da transmissão, ela é muito menos severa.

Diante disso, observa-se na Figura 12 que \bar{I}_2 atinge o valor de pico de aproximadamente $0,7 pu$, estabilizando em torno de $0,5 pu$, comprovando ser um cenário de baixa severidade, quando comparado com os casos mostrados nesta seção. Aqui, a condição de alarme é atingida em $5,006$ segundos, ativando o flag de alarme $46N1$. A abertura de fase em condição permanente gera o *trip* em $37,770$ segundos, pois é quando o acumulado de I_2^2t , representado pela curva em vermelho, se iguala ao valor da curva de $K = 10$, sendo $K=46Q2K$ no algoritmo de proteção.

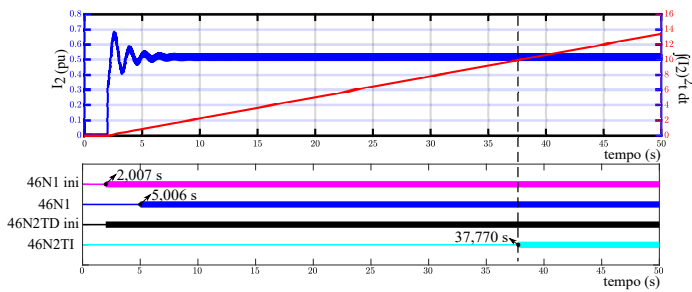


Figura 12. Resultado da abertura de fase A em ambas as extremidades das LTs no instante de tempo igual a dois segundos.

4.5 Falta Assimétricas

Para a avaliação da atuação da proteção contra correntes de sequência negativa em condições de faltas bifásicas, bifásicas-terra e fase-terra, a localização da falta foi determinada na LT a $30 km$ do terminal de alta tensão do transformador com resistência de falta de $1 \mu\Omega$ e no instante de tempo igual a dois segundos.

A simulação constatou a severidade de uma falta bifásica, como pode ser observado na Figura 13, na qual são apresentadas as curvas para $\bar{I}_2 pu$, acumulado de \bar{I}_2 e os *flags* $46N2TI$, que são os *flags* de *trip*. Como dito o curto AB apresenta valor de pico de $1,5 pu$ e a curva da integral de I_2^2t atinge o valor de $46Q2K = 10$ em $7,238$ segundos.

Quando a falta aplicada é bifásica-terra, o valor de pico de \bar{I}_2 se aproxima de $1,3 pu$ e o *flag* $46N2TI$ muda de estado em $9,495$ segundos. A falta fase-terra é a menos severa, de acordo com as condições simuladas, apresentando o valor máximo da corrente de sequência negativa em $0,7 pu$ e o *trip* atuado em $21,110$ segundos.

4.6 Avaliação da Resistência de Falta

Além de avaliar o tipo de falta aplicada em uma localização e resistência de falta definidas na Seção 4.5, também será feita a avaliação do esquema de proteção para diferentes valores de resistência de falta. Para isso, a localização da falta foi determinada na LT a $20 km$ do terminal de alta

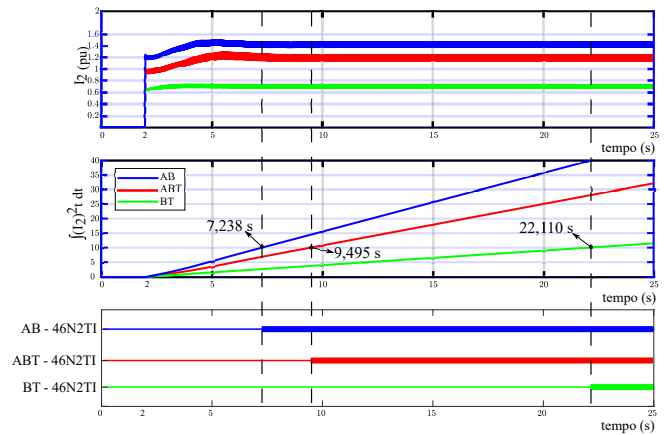


Figura 13. Resultado da avaliação da proteção 46 em faltas desbalanceadas.

tensão do transformador no instante de tempo igual a dois segundos. A Figura 14 apresenta as três diferentes resistências de falta aplicadas, sendo $1 \mu\Omega$, 10Ω e 25Ω .

A severidade observada no cenário de $1 \mu\Omega$ reflete no menor tempo para a atuação do *trip*, sendo $6,184$ segundos. Quando a falta AB é aplicada com 10Ω , a curva do acumulado de I_2^2t se torna menos íngreme, quando comparada a curva de $1 \mu\Omega$, refletindo no aumento do tempo para que atinja $46Q2K = 10$, assim $46N2TI$ muda de estado em $9,837$ segundos. Já o cenário com resistência de 25Ω , apresenta $\bar{I}_2 pu$ em $0,7$, quase $1 pu$ a menos quando comparado a uma falta de $1 \mu\Omega$, dessa forma, o *trip* é atuado apenas em $22,130$ segundos, diferença de aproximadamente 16 segundos quando comparado ao cenário de $1 \mu\Omega$. Dessa forma, é concluído que quanto maior a resistência de falta menor seja o desbalanço e assim menor seja \bar{I}_2 .

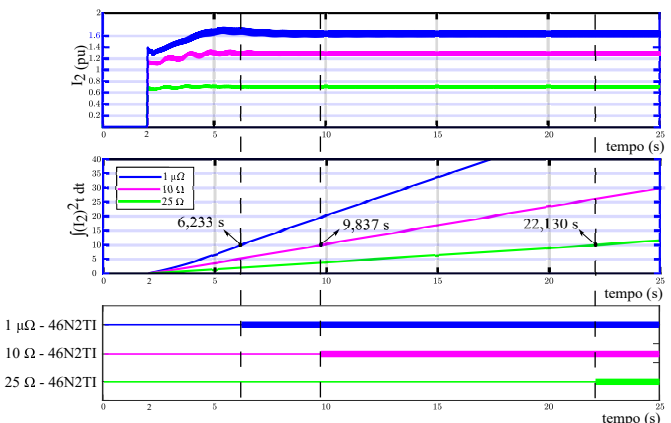


Figura 14. Resultado da avaliação da proteção 46 com diferentes resistências de falta.

4.7 Avaliação da Localização da Falta

No cenário da avaliação da proteção de geradores síncronos contra correntes desbalanceada, faltas mais próximas dos terminais do gerador geram maior desbalanço. A Figura 15 apresenta os resultados da simulação para uma falta AB com resistência de $1 \mu\Omega$, sendo a falta aplicada no instante de tempo igual a dois segundos na LT em $20 km$, $40 km$, $60 km$ e $80 km$ do lado de alta do transformador. Entre

20 km e 40 km, é perceptível a diferença do impacto da corrente de sequência negativa no gerador, comprovando que quanto mais perto do gerador maior é o impacto do desbalanço.

Em uma LT de 100 km, observa-se que, a partir de 60 km, os gráficos que representam os acumulados de $I_2^2 t$ apresentam inclinações próximas, tal fato reflete na proximidade dos tempos de *trip* para 60 km e 80 km, com diferença de tempo de atuação de 60 km - 46N2I e 80 km - 46N2I em 590 ms. Tal relação não é mantida em 20 km - 46N2I e 40 km - 46N2I, que apresentam diferença em 2,204 segundos. Mostrando assim um comportamento não linear da relação tempo de atuação do *trip* com a localização da falta.

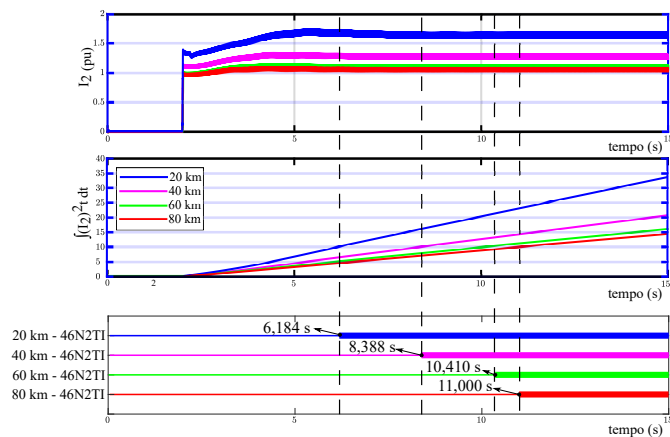


Figura 15. Resultado da avaliação da proteção 46 com diferentes localizações de falta

4.8 Falta Evolutiva do Lado de Alta do Transformador

Neste cenário, uma falta bifásica AB com resistência de falta de $1 \mu\Omega$ é aplicada do lado de alta do transformador no instante de tempo igual a dois segundos e evolui para uma falta trifásica ABC com mesma resistência em 4,5 segundos. De 0 a 2 segundos de simulação, o sistema está equilibrado e imediatamente após a aplicação do curto-circuito AB, os *flags* 46N1 ini e 46N2TD ini são ativados, indicando que a corrente de sequência negativa ultrapassa a condição de 4% e 8% da corrente nominal, respectivamente. E então em 5,002 segundos é atuado o alarme 46N1.

Durante a falta AB, a curva do acumulado de $I_2^2 t$, representada em vermelho na Figura 16, apresenta um comportamento similar aos casos já apresentados, mas antes de atingir o valor de $46Q2K = 10$, a falta AB evolui para ABC, e então, tem-se uma mudança no comportamento de $\bar{I}_2 pu$, já que a falta ABC é tida como equilibrada e assim fica claro o decaimento de $\bar{I}_2 pu$. Pela condição da falta ABC ser aplicada antes do acumulado de $I_2^2 t$ atingir o valor de $46Q2K = 10$, o *flag* 46N2TI não é ativado. Ainda, é importante fazer a ressalva de que, embora a energia acumulada observada nesta figura permaneça fixa após a evolução do curto-circuito, na prática, esta energia diminuiria em função de um modelo de resfriamento da máquina que não foi considerado neste trabalho.

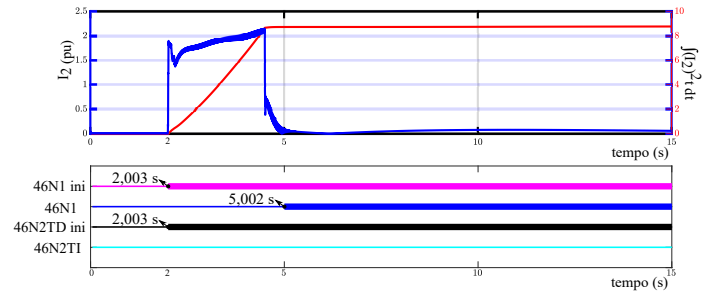


Figura 16. Resultado da Falta Evolutiva AB para ABC do Lado de Alta do Transformador

4.9 Avaliação do Torque Eletromagnético

A corrente de sequência negativa que produz um campo magnético de rotação reversa no entreferro o qual produz uma pulsação de torque do eixo em duas vezes a frequência (120 Hz). Durante esse fenômeno, as pulsações são transmitidas para a fundação do estator e então pode ser observado um torque pulsante.

Cenário de Cargas Desbalanceadas Como discutido na seção 4.3, a proximidade entre o gerador e o local do desbalanço afeta diretamente o tempo de *trip* da proteção. O ponto a ser avaliado agora é o comportamento do torque eletromagnético no cenário proposto na seção 4.3. Como pode ser observado na Figura 17, durante o cenário balanceado, ou seja, antes da conexão da carga desbalanceada, o torque se comporta com um valor constante em pu. No instante de tempo igual a dois segundos, o torque estável dá lugar a um torque pulsante.

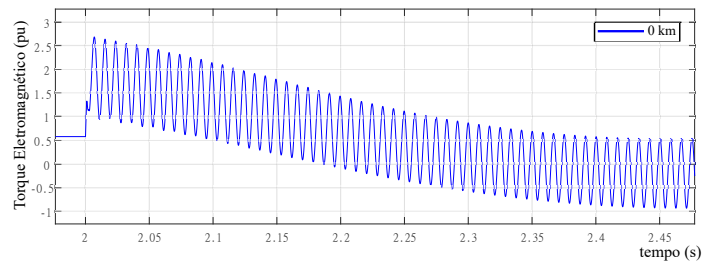


Figura 17. Resposta do torque eletromagnético para conexão da carga desbalanceada no terminal de alta tensão do transformador

Na Figura 18, estão representados os torques de acordo com a distância em que é conectada a carga desbalanceada. Com um comportamento similar do esperado, a severidade das pulsações do torque está relacionada com a proximidade da conexão da carga com o gerador.

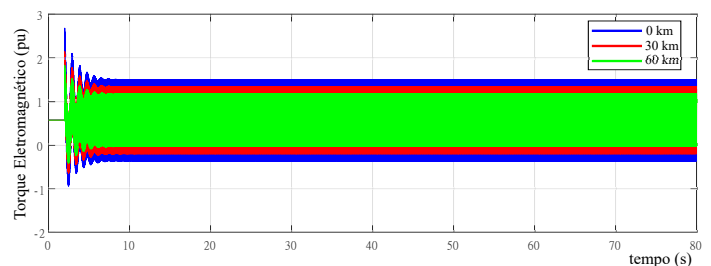


Figura 18. Resposta do torque eletromagnético para diferentes localizações de carga desbalanceada

Cenário de Falta Assimétrica Os gráficos representados na Figura 19 auxiliam na avaliação do comportamento do torque eletromagnético durante o cenário explicado na seção 4.7, especificamente a aplicação de uma falta AB com resistência de $1 \mu\Omega$ a 20 km do terminal do gerador. Como pode ser observado na Figura 19(a), durante o cenário balanceado, ou seja, antes da aplicação da falta AB, o torque se comporta com um valor constante em pu. Já após os dois segundos, como pode ser visto na Figura 19(b), fica claro que, na condição de desbalanço, surge um torque pulsante.

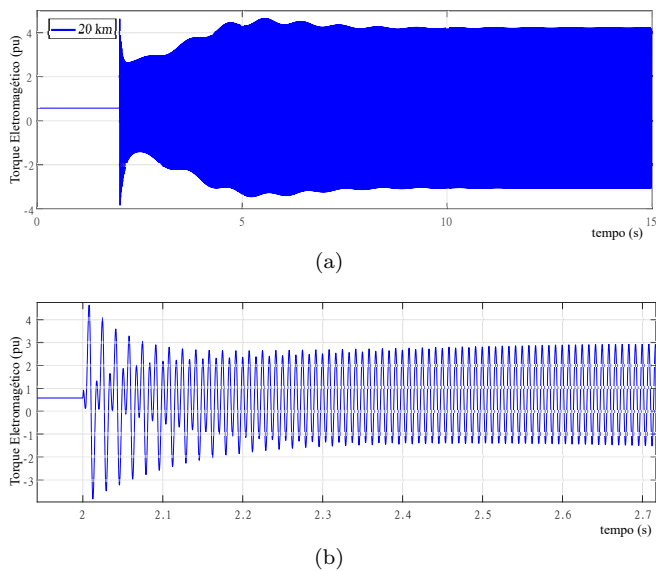


Figura 19. Representação do Torque Eletromagnético para o cenário de falta AB a 20 km do terminal do gerador.

Na Figura 20, é apresentado em conjunto as curvas dos torques eletromagnéticos para cada condição de falta indicado em 4.7. À medida que a falta se aproxima do gerador, as pulsações do torque se tornam mais severas. Neste cenário, uma falta bifásica na LT a 20 km do terminal do gerador é a mais severa do ponto de vista da corrente de sequência negativa no gerador, dessa forma o valor pu do torque também acompanha essa proporcionalidade, no sentido de uma falta a 20 km apresentar maior severidade que uma falta a 80 km do terminal do gerador.

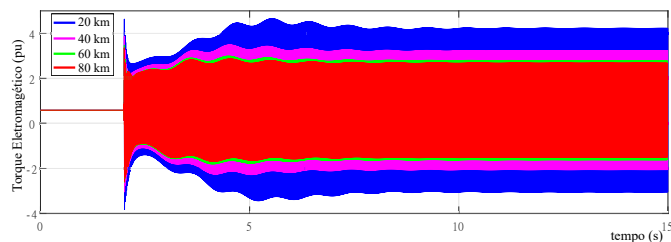


Figura 20. Representação do Torque Eletromagnético para o cenário de avaliação da localização da falta.

5. CONCLUSÕES

As simulações realizadas permitem constatar algumas tendências em relação à resposta do gerador, no que diz respeito à energia acumulada no rotor dos geradores síncronos e o torque eletromagnético, assim como à resposta

do relé de proteção baseada na componente de sequência negativa. No que diz respeito ao cenário das cargas desbalanceadas, o tempo de atuação da função 46 é menor na medida em que o chaveamento de uma carga aconteça mais próximo a máquina. A mesma tendência é seguida nos curtos-circuitos, sendo que maiores resistências de falta provocam tempos de atuação mais demorados. Já uma situação fase aberta é muito menos severa em relação aos eventos previamente mencionados. Ainda, deve-se ressaltar que existe a necessidade de considerar um modelo para a curva de resfriamento uma vez que, diante da evolução na severidade de um desequilíbrio em um intervalo de tempo reduzido, uma vez que o tempo contemplado nas diretrizes internacionais não contempla uma temperatura inicial diferente de zero, o que significaria um atraso na atuação do relé.

REFERÊNCIAS

- (2019). *REG630 Generator Protection and Control*. ABB. 1
- (2019). *SEL-700G Generator and Intertie Protection Relay*. Schweitzer Engineering Laboratories, Inc. 1
- Carunaiselvane, C., Chelliah, T.R., and Appa Sarma, S. (2018). Negative sequence current in megawatt hydro generators at uprated unbalanced loads. In *2018 IEEE International Conference on Power Electronics, Drives and Energy Systems (PEDES)*, 1–6. doi:10.1109/PEDES.2018.8707919. 1
- Das, J.C. (2017). *Symmetrical Components Using Matrix Methods*, 1–14. doi:10.1002/9781119226895.ch1. 2
- Debruyne, C., Sergeant, P., Rens, B.C.J., and Desmet, J. (2017). Modeling and validation of losses due to unbalanced loading of stand-alone generators. In *2017 IEEE International Electric Machines and Drives Conference (IEMDC)*, 1–6. doi:10.1109/IEMDC.2017.8001864. 1
- Doorwar, A. and Bhalja, B. (2019). Half cycle negative sequence differential protection for synchronous generator. In *2019 IEEE Texas Power and Energy Conference (TPEC)*, 1–5. 1
- Kindermann, G. (2008). *Proteção de Sistemas Elétricos de Potência*. Taylor Francis Group, Brasil. 2
- Reimert, D. (2006). *Protective Relaying for Power Generation Systems*. Taylor Francis Group, U.S. 2
- Vakhnina, V., Kuvshinov, A., Chernenko, A., and Kretov, D. (2020). Asymmetric overload of synchronous generators with negative sequence currents at geomagnetic disturbances. In *2020 International Conference on Electrotechnical Complexes and Systems (ICOECS)*, 1–5. doi:10.1109/ICOECS50468.2020.9278505. 1
- Vanco, W., Silva, F., Monteiro, J., and Jose, B. (2019). A study of the impacts caused by unbalanced voltage (2) in isolated synchronous generators. *IEEE Access*, 7, 72956–72963. doi:10.1109/ACCESS.2019.2919298. 1, 2