



**SNPTEE
SEMINÁRIO NACIONAL
DE PRODUÇÃO E
TRANSMISSÃO DE
ENERGIA ELÉTRICA**

GPC - 30
16 a 21 Outubro de 2005
Curitiba - Paraná

GRUPO V

GRUPO DE ESTUDO DE PROTEÇÃO, MEDIÇÃO E CONTROLE EM SISTEMAS DE POTÊNCIA - GPC

UM MÉTODO PRÁTICO PARA A DEFINIÇÃO DOS AJUSTES DE RELÉS DE TAXA DE VARIAÇÃO DE FREQUÊNCIA USADOS PARA DETECÇÃO DE ILHAMENTO EM GERAÇÃO DISTRIBUÍDA

José Carlos M. V. Jr.*	Walmir Freitas Filho	André Morelato	Zhenyu Huang	Wilsun Xu
DSEE/UNICAMP	DSEE/UNICAMP	DSEE/UNICAMP	Pacific Northwest National Laboratory (EUA)	University of Alberta (CANADA)

RESUMO

Este trabalho apresenta um conjunto de fórmulas para determinar diretamente o comportamento dinâmico de relés de taxa de variação de frequência empregados em esquemas de detecção de ilhamento de geradores síncronos distribuídos. Essas fórmulas, desenvolvidas usando-se o modelo matemático da máquina e do relé, caracterizam-se como eficientes ferramentas para a definição de ajustes desses relés. Para avaliar a exatidão das fórmulas, utilizam-se curvas que relacionam o desbalanço de potência ativa e o tempo de detecção do ilhamento. Resultados obtidos por meio das fórmulas são validados pelos obtidos via simulações dinâmicas e mostra-se que há grande fidelidade entre ambos.

PALAVRAS-CHAVE

Geração distribuída, detecção de ilhamento, geradores síncronos, relés de taxa de variação da frequência.

1.0 - INTRODUÇÃO

Um dos requisitos indispensáveis à conexão de geradores síncronos aos sistemas de distribuição de energia elétrica é a capacidade de detecção de ilhamentos. Ilhamento ocorre quando parte da rede de distribuição se torna eletricamente isolada do restante do sistema, porém continua energizada por um ou mais geradores presentes nesse sub-sistema isolado. Diversos guias técnicos contendo diretrizes operativas de concessionárias de energia recomendam que, imediatamente após a ocorrência de um ilhamento, geradores distribuídos sejam automaticamente desconectados da rede elétrica e assim permaneçam até o completo restabelecimento de energia elétrica (1)-(3). Tipicamente, uma situação de ilhamento deve ser detectada dentro de 200 a 400 milissegundos. Esta medida é importante porque cargas e geradores conectados ao sistema ilhado podem sofrer danos devido a faltas subseqüentes ao ilhamento ou devido ao religamento automático de alimentadores. Além disso, a equipe de manutenção da concessionária corre risco de acidentes caso não tome conhecimento da formação da ilha energizada. Os relés de taxa de variação de frequência (em inglês, *ROCOF relays – Rate Of Change Of Frequency relays*) têm sido bastante empregados em sistemas de proteção anti-ilhamento há muito tempo (4), (5) e por isso esse tipo de relé está sendo considerado neste trabalho.

Para definir os ajustes de um relé tipo *ROCOF* ou para decidir se o mesmo será empregado em determinado sistema de proteção anti-ilhamento, engenheiros de proteção necessitam realizar análises detalhadas por meio de numerosas simulações dinâmicas. Com o objetivo de tornar essas análises mais rápidas e objetivas, este trabalho propõe um método prático e sistemático capaz de determinar diretamente o desempenho dinâmico de relés do tipo *ROCOF* e conseqüentemente, capaz de auxiliar na definição de seus ajustes. O método proposto envolve um conjunto de fórmulas desenvolvidas a partir da solução analítica das equações da máquina síncrona e do relé.

Para avaliar a exatidão dessas fórmulas, são utilizadas curvas que relacionam o desbalanço de potência ativa e o tempo de detecção do ilhamento pelo relé, e também o conceito de desbalanço crítico de potência ativa. Essas curvas são obtidas tanto pelas fórmulas quanto por simulações dinâmicas. Assim, os resultados das fórmulas podem ser validados por meio da comparação com os resultados obtidos via simulações dinâmicas.

2.0 - PRINCÍPIO DE OPERAÇÃO DE RELÉS DE TAXA DE VARIAÇÃO DA FREQUÊNCIA

O sistema elétrico da FIGURA 1 representa um gerador síncrono GS equipado com um relé tipo *ROCOF* operando em paralelo com uma rede de distribuição e uma carga L . A diferença entre as potências elétricas P_{GS} (suprida pelo gerador) e P_L (consumida pela carga) é fornecida (ou consumida) pela rede elétrica. Se o disjuntor DJ abre, devido a um curto-circuito por exemplo, o sub-sistema composto pelo gerador e carga torna-se ilhado. Neste caso, há um desbalanço de potência elétrica (P_{Sis}) em razão da perda da concessionária, o que causa transitórios na rede ilhada. A frequência elétrica, bem como as tensões, começam a variar dinamicamente. Assim, o comportamento da frequência nessa situação pode ser utilizado para detectar o ilhamento. No entanto, se o desbalanço de potência ativa é pequeno, a frequência varia lentamente. Nesse caso, a taxa de variação da frequência (df/dt) pode ser empregada para acelerar a detecção do ilhamento nessas condições (5).

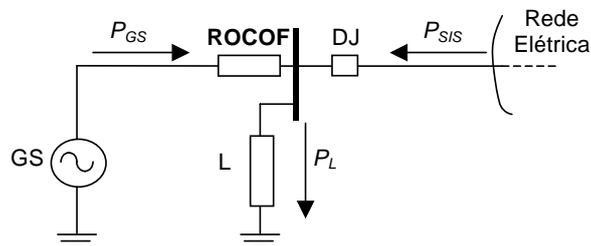


FIGURA 1 - Circuito equivalente de um gerador síncrono equipado com relé tipo *ROCOF* operando em paralelo com a Rede Elétrica.

Os relés tipo *ROCOF* calculam a taxa de variação da frequência considerando uma janela de medição sobre alguns ciclos, normalmente entre 2 a 50 ciclos. Esse sinal é processado por filtros, originando o sinal K (ver FIGURA 2), o qual é utilizado para detectar o ilhamento. Se o valor da taxa de variação da frequência exceder o valor (β) ajustado no relé, um sinal de disparo é enviado ao disjuntor do gerador, comandando a sua abertura. Ajustes típicos de relés tipo *ROCOF* em sistemas de 60 Hz estão entre 0,1 Hz/s e 1,2 Hz/s. Uma função adicional presente nesses relés é o bloqueio de atuação por mínima tensão de operação. Se a tensão terminal diminui abaixo de um determinado valor V_{min} , a atuação do relé é bloqueada. Tal característica é importante para evitar a operação indevida do relé em casos de curtos-circuitos ou na partida do gerador.

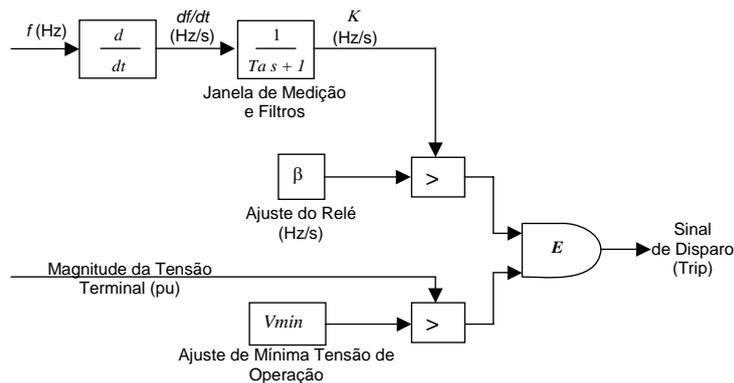


FIGURA 2 - Diagrama esquemático de um relé tipo *ROCOF*.

3.0 - FÓRMULAS ANALÍTICAS PARA A DETERMINAÇÃO DO DESEMPENHO DE RELÉS DE TAXA DE VARIAÇÃO DA FREQUÊNCIA

Considerando o sistema elétrico apresentado na FIGURA 1, em regime permanente, a potência mecânica P_M do gerador síncrono está equilibrada com a potência elétrica P_L consumida pela carga L e com a potência elétrica

P_{SIS} fornecida (ou consumida) pela rede elétrica. Portanto, a velocidade (ω) e o ângulo (δ) do rotor do gerador síncrono são constantes. Depois da abertura do disjuntor DJ, o desbalanço de potência ativa ΔP , cuja magnitude é igual a P_{SIS} , causa transitórios no gerador síncrono. Seu comportamento dinâmico pode ser determinado usando a equação de oscilação da máquina síncrona. No desenvolvimento matemático a seguir, admite-se que as cargas são representadas pelo modelo de potência constante e que o gerador é representado pelo modelo clássico. A equação de oscilação do gerador síncrono é dada por:

$$\begin{cases} \frac{2H}{\omega_0} \frac{d\omega}{dt} = P_M - P_L = -P_{SIS} = \Delta P \\ \frac{d\delta}{dt} = \omega - \omega_0 \end{cases} \quad (1)$$

em que H é a constante de inércia do gerador, $\omega_0 = 2\pi f_0$ é a velocidade síncrona, f_0 é a frequência nominal do sistema e as outras variáveis foram definidas previamente. Solucionado a Equação (1), a taxa de variação da frequência pode ser calculada por:

$$\frac{df}{dt} = \frac{1}{2\pi} \frac{d\omega}{dt} = \frac{f_0}{2H} \Delta P \quad (2)$$

De acordo com a Equação (2), a taxa de variação da frequência é proporcional ao desbalanço de potência ativa. Uma vez que as cargas são do tipo potência constante, o desbalanço de potência é constante. Na FIGURA 2, o sinal (K) que é de fato utilizado para disparar o relé é processado por filtros, que podem ser representados por funções de transferência de primeira ordem. Assim, da FIGURA 2 e da Equação (2), o sinal utilizado pelo relé tipo *ROCOF* pode ser calculado por:

$$K = \frac{f_0 \Delta P}{2H(T_a s + 1)} \quad (3)$$

em que s representa o operador d/dt e T_a é a constante de tempo dos filtros e da janela de medição do relé. Em $t = 0$, tem-se $K(0) = 0$ porque o sistema está operando em regime permanente. Portanto, a solução da Equação (3) no domínio do tempo é dada por:

$$K = \frac{f_0 \Delta P}{2H} \left(1 - e^{-\frac{t}{T_a}} \right) \quad (4)$$

O relé de taxa de variação de frequência atua se o valor do sinal K for maior que o valor β ajustado no relé. Imediatamente antes da atuação do relé, ambos os sinais são iguais e assim é possível substituir K por β em (4), resultando a Equação (5).

$$\beta = \frac{f_0 \Delta P}{2H} \left(1 - e^{-\frac{t}{T_a}} \right) \quad (5)$$

Usando a Equação (5) e conhecendo-se o tempo máximo requerido para a detecção do ilhamento é possível ajustar o relé para um valor determinado de desbalanço de potência ativa esperado. Adicionalmente, solucionando a Equação (5) para t e para ΔP , têm-se as Equações (6) e (7), respectivamente:

$$t = -T_a \ln \left(1 - \frac{2H}{f_0 \Delta P} \beta \right) \quad (6)$$

$$\Delta P = \frac{2H}{f_0} \beta \left(1 - e^{-\frac{t}{T_a}} \right)^{-1} \quad (7)$$

Desse modo, as equações (5), (6) e (7) podem ser empregadas para avaliar o desempenho de relés tipo *ROCOF* e, conseqüentemente, auxiliar na seleção do ajuste mais adequado. Neste trabalho, a Equação (6) será utilizada para validar o desenvolvimento matemático apresentado anteriormente. A metodologia utilizada para avaliar o desempenho de relés *ROCOF* é apresentada na seção seguinte.

3.1 Curvas de desempenho de relés *ROCOF*

O comportamento dinâmico de um relé *ROCOF* depende fortemente do desbalanço de potência ativa no sistema ilhado. Enquanto grandes desbalanços de potência ativa são rápida e facilmente detectados, os pequenos desbalanços de potência podem não ser detectados pelo relé *ROCOF* dentro do tempo requerido pela concessionária. Portanto, conhecer a relação entre o tempo de detecção do ilhamento e o desbalanço de potência ativa representa uma abordagem muito útil para avaliar o desempenho dinâmico desse tipo de relé. Essa relação pode ser representada por um conjunto de curvas de desbalanço de potência ativa *versus* tempo de detecção como mostra a Figura 3-(a), em que cada curva se refere a um valor de constante de inércia do gerador, sendo que todas elas foram traçadas para um mesmo ajuste do relé. Nesse caso, $\beta = 1,2$ Hz/s. As curvas foram obtidas usando a Equação (6) e variando o desbalanço de potência ativa ΔP do sistema ilhado de 0 a 1 pu referido à potência nominal do gerador. Observa-se que para cada nível de desbalanço de potência ativa é possível determinar o tempo de detecção do relé. Esses resultados foram obtidos considerando a frequência nominal como 60 Hz e o valor da constante de tempo dos filtros do relé (T_a) igual a 100 mili-segundos.

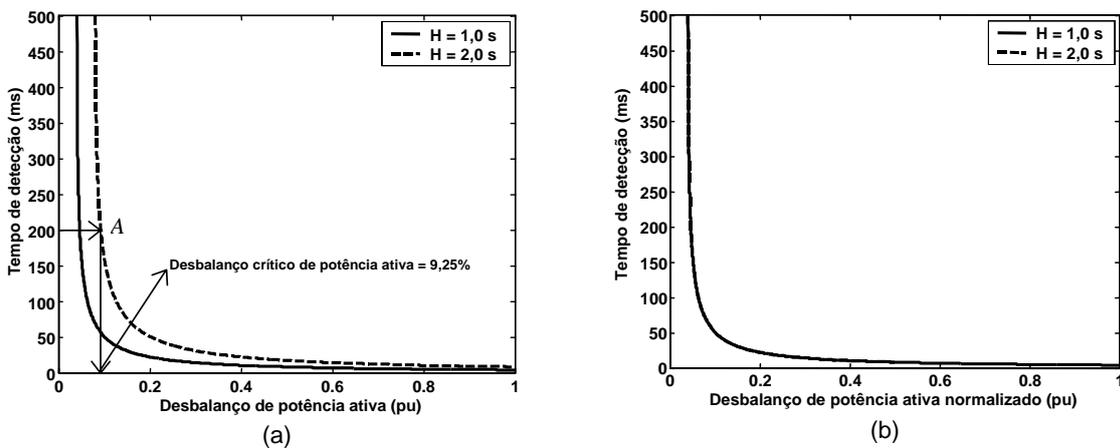


FIGURA 3 - Curvas de desbalanço de potência ativa versus tempo de detecção para diferentes valores de constante de inércia do gerador e ajuste do relé igual a 1,2 Hz/s: (a) curvas não normalizadas; (b) curvas normalizadas

As curvas de desbalanço de potência ativa *versus* tempo de detecção serão denominadas *curvas de desempenho*. De acordo com a FIGURA 3-(a), se o tempo requerido para a detecção do ilhamento é 200 ms e a constante de inércia do gerador síncrono vale 2,0 segundos, então o ponto A é determinado. Este ponto representa o mínimo desbalanço de potência ativa requerido para o relé *ROCOF* detectar a situação de ilhamento dentro de 200 ms. Neste caso, esse valor é 9,25% ou 0,0925 pu. Por outro lado, se o desbalanço de potência ativa é inferior a 9,25%, o relé demorará mais que 200 ms para detectar o ilhamento. Neste trabalho, esse valor de desbalanço de potência ativa é denominado *desbalanço crítico de potência ativa* ou simplesmente, *desbalanço crítico de potência*. Esse conceito representa o mínimo desbalanço de potência ativa necessário para ativar o relé dentro do tempo de detecção exigido. Na FIGURA 3-(a) observa-se ainda que quanto maior a constante de inércia da máquina síncrona, maior é o desbalanço crítico, considerando o mesmo ajuste para o relé. Assim, uma curva mais generalizada pode ser obtida normalizando o desbalanço de potência ativa dividindo-o pela constante de inércia, ou seja:

$$\Delta P_{\text{normalizado}} = \frac{\Delta P}{H} \quad (8)$$

em que $\Delta P_{\text{normalizado}}$ é o desbalanço de potência ativa normalizado. Nesse caso, existe apenas uma curva normalizada representando o desempenho de relés *ROCOF* para geradores com diferentes constantes de inércia. Esta curva é apresentada na FIGURA 3-(b).

4.0 - VALIDAÇÃO DAS FÓRMULAS ANALÍTICAS

Nesta seção, a precisão das fórmulas analíticas é analisada por meio de simulações dinâmicas. As curvas de desempenho normalizadas obtidas pelo emprego das equações (6) e (8) são comparadas com as curvas obtidas por meio de simulação dinâmica. Os componentes da rede elétrica são representados pelos seus modelos trifásicos. Alimentadores de distribuição são modelados com impedâncias série RL. Para os transformadores é

utilizado o circuito T. Os geradores síncronos são representados pelo modelo trifásico de sexta ordem na referência dq do rotor (modelo subtransitário) (5). A potência mecânica é considerada constante, i. e. os efeitos da turbina e regulador de velocidade são desprezados porque o tempo de simulação é pequeno (500 ms).

O modelo computacional do relé *ROCOF* usado nas simulações é apresentado na FIGURA 4. A frequência do sistema f é determinada pela velocidade do gerador síncrono ω_e e processada por um bloco derivador e por uma função de transferência de primeira ordem com constante de tempo T_a , que representa a constante de tempo dos filtros e da janela de medição. Se o valor do sinal resultante K exceder o ajuste do relé β e a magnitude da tensão terminal exceder o ajuste de tensão mínima de operação V_{min} , então o relé *ROCOF* atua.

O sistema elétrico utilizado nas simulações é apresentado na FIGURA 5. Compreende um sistema de subtransmissão de 132 kV, 60 Hz, com potência de curto-circuito de 1500 MVA, representado pelo equivalente de Thévenin (Sub) e que alimenta um sistema de distribuição de 33 kV por meio de um transformador de 132/33 kV, Δ/Y_g . Nesse sistema, há um gerador síncrono (GS) de 30 MVA conectado na barra 5 e conectado ao restante do sistema por um transformador de 33/0,690 kV, Δ/Y_g . O gerador síncrono é equipado com regulador de tensão, o qual é representado pelo modelo IEEE Tipo 1.

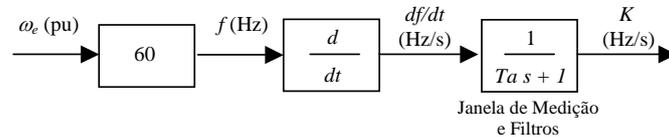


FIGURA 4 - Modelo computacional de relés tipo *ROCOF*.

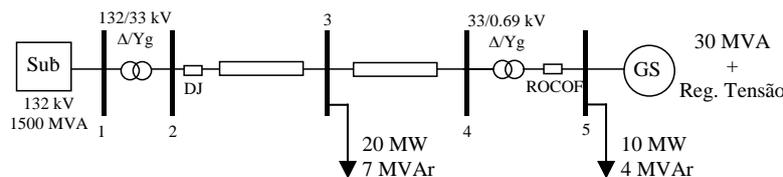


FIGURA 5 - Diagrama unifilar do sistema teste.

Na FIGURA 6, as curvas de desempenho normalizadas obtidas por simulação e pela fórmula analítica (Equações (6) e (8)) são apresentadas considerando diferentes ajustes do relé *ROCOF*. Os resultados da simulação foram obtidos mantendo-se constantes as cargas nos valores mostrados na FIGURA 5, e variando-se a potência ativa fornecida pelo gerador de 0 a 30 MW. Para cada ponto de operação, realiza-se a simulação dinâmica, o tempo de detecção é determinado no instante em que o relé atua e as curvas são desenhadas. As cargas foram representadas pelo modelo de potência constante. A constante de tempo da janela de medida e dos filtros T_a foi considerada como 100 ms tanto para a simulação quanto para a fórmula. Observa-se, na FIGURA 6, que há grande coincidência nos resultados obtidos pela simulação e pela fórmula. Tal precisão é confirmada pela comparação entre os desbalanços críticos de potência ativa de ambos os casos, apresentada na TABELA 1.

Foram realizadas simulações adicionais com outros sistemas de distribuição para comprovar a precisão da fórmula analítica e os resultados foram muito satisfatórios. No entanto, a mesma qualidade de desempenho evidenciadas pela FIGURA 6 e TABELA 1 não se verifica para os casos em que a carga é dependente da tensão. Para estender a aplicação da fórmula analítica para outros tipos de carga, análises adicionais são necessárias. Esse aspecto é abordado na seção seguinte.

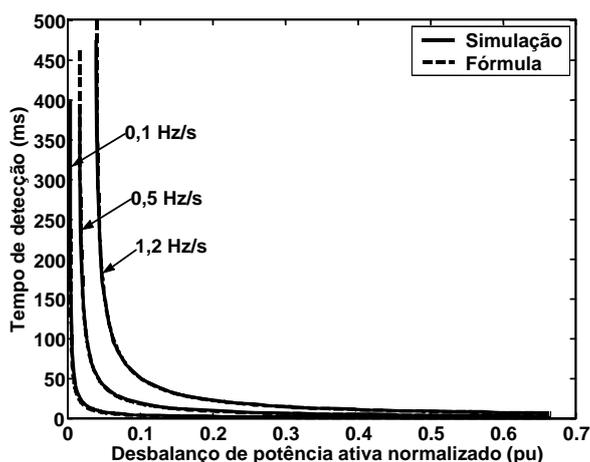


FIGURA 6 - Comparação entre as curvas de desempenho obtidas por meio de simulação dinâmica e da fórmula analítica.

TABELA 1 - Desbalanços críticos de potência obtidos via simulação dinâmica e via fórmula analítica.

β (Hz/s)	Tempo de detecção (ms)	Desbalanço crítico de potência ativa (%)		Erro Absoluto (%)
		Simulação	Fórmula	
0,10	200	0,64	0,58	0,06
	300	0,58	0,53	0,05
0,50	200	2,93	2,89	0,04
	300	2,63	2,63	0,00
1,20	200	6,86	6,94	-0,08
	300	6,22	6,31	-0,09

5.0 - FÓRMULA EMPÍRICA MODIFICADA PARA CONSIDERAR O CASO MAIS CONSERVADOR

A fórmula analítica desenvolvida nas seções anteriores considera o desbalanço de potência ativa constante após o ilhamento, visto que as cargas são consideradas do tipo potência constante. Entretanto, as tensões nodais variam após o ilhamento, conseqüentemente, na presença de cargas dependentes da tensão, o desbalanço de potência ativa apresenta um comportamento dinâmico, afetando o desempenho de relés baseados em medidas de frequência (6). Assim, para que a fórmula analítica dada pela Equação (6) possa ser aplicada a outros tipos de carga, o desbalanço de potência ativa necessita ser corrigido para considerar as variações de tensão. Além disso, é importante determinar as curvas de desempenho do relé *ROCOF* para a situação mais conservadora, *i. e.*, a situação em que o desbalanço crítico de potência atinge os maiores valores para um mesmo ajuste do relé.

A potência ativa após o ilhamento aumentará ou diminuirá dependendo se há excesso ou déficit de potência reativa no sistema ilhado. Por exemplo, se existe o déficit (excesso) de potência ativa e reativa no sistema ilhado, as potências ativas das cargas diminuirão (aumentarão) e assim o desbalanço de potência ativa também diminuirá (para ambos os casos). Como conseqüência, o relé *ROCOF* demorará mais tempo para detectar o ilhamento. Uma análise mais detalhada dos casos mais conservadores é apresentada em (6) e nesta seção os mesmos serão apenas mencionados. Em resumo, os casos mais conservadores ocorrem nas seguintes situações:

- Há déficit de potência ativa e reativa no sistema ilhado e as cargas são do tipo impedância constante.
- Há excesso de potência ativa e reativa no sistema ilhado e as cargas são do tipo impedância constante.

Por simplicidade, os casos analisados neste trabalho são relacionados à primeira situação mais conservadora. É importante salientar que resultados muito similares foram obtidos considerando a segunda situação, ou seja, excesso de potência ativa e reativa e cargas tipo impedância constante.

5.1 Fator de correção do desbalanço de potência ativa

Nesta seção é proposto um fator de correção empírico para o desbalanço de potência ativa, a fim de determinar as curvas de desempenho do relé *ROCOF* para os casos mais conservadores. Considerando o sistema teste da FIGURA 5, foi realizada uma análise para identificar a relação entre as curvas de desempenho do relé *ROCOF* obtidas empregando as cargas do tipo potência constante e impedância constante, considerando o tempo de detecção de 200 ms. Esta análise abrangeu as seguintes etapas:

- Realizaram-se simulações dinâmicas para obter as curvas de desempenho considerando cargas do tipo impedância constante. As curvas foram obtidas mantendo-se constantes as cargas e variando a potência ativa do gerador desde 0 a 30 MW. Portanto, neste caso, há déficit de potência ativa e reativa no sistema ilhado. Assim, um conjunto de pontos relacionando desbalanço de potência ativa e tempo de detecção foi obtido. Sejam ΔP_0 e T_0 vetores contendo os desbalanços de potência ativa e os tempos de detecção do relé *ROCOF*, respectivamente, obtidos para cada condição de geração.
- Os tempos de detecção obtidos no passo anterior são usados na Equação (7) para encontrar os desbalanços de potência ativa correspondentes. Define-se, então, um vetor ΔP_F que armazena os desbalanços de potência ativa calculados pela Equação (7). Cada elemento desse vetor pode ser interpretado como o desbalanço de potência ativa necessário para operar o relé no tempo correspondente em T_0 , se as cargas forem do tipo potência constante.
- O próximo passo é estabelecer uma relação entre os valores correspondentes dos vetores ΔP_0 e ΔP_F . Foi verificado que tal relação matemática é não linear e assim, não existe um fator uniforme a ser aplicado nos elementos de ΔP_0 a fim de obter ΔP_F . Diversas funções de aproximação foram testadas e a que apresentou resultados mais satisfatórios foi a função logarítmica. Assim, tem-se:

$$\frac{\ln(\Delta P_F)}{\ln(\Delta P_0)} = k \Rightarrow \Delta P_F = e^{k \cdot \ln(\Delta P_0)} \quad (9)$$

em que k é uma função.

- Quando os passos anteriores foram aplicados a diferentes ajustes do relé *ROCOF*, foi observado que k é fortemente dependente do ajuste do relé β . Então, k pode ser definido como uma função de β . Por meio de inúmeras simulações dinâmicas com diferentes ajustes do relé, foi observado que a melhor função que define k para o caso mais conservador é:

$$k = \frac{1}{0.0843 \cdot \ln(\beta) + 0.6455} \quad (10)$$

Portanto, a equação completa para a correção do desbalanço de potência ativa, considerando o caso mais conservador, é apresentada a seguir:

$$\Delta P_F = e^{\frac{\ln(\Delta P_0)}{0.0843 \cdot \ln(\beta) + 0.6455}} \quad (11)$$

O desbalanço de potência ativa corrigido dado pela Equação (11) substitui o desbalanço de potência ativa ΔP na fórmula analítica da Equação (6), resultando na fórmula empírica modificada para avaliar o desempenho de relés *ROCOF*. A validação da fórmula empírica para o caso mais conservador é apresentada na seção seguinte.

6.0 - VALIDAÇÃO DA FÓRMULA EMPÍRICA

Esta seção emprega simulações dinâmicas para analisar a precisão da fórmula empírica. O sistema teste e os modelos são os mesmos já apresentados na Seção 4. A FIGURA 7 mostra as curvas de desempenho normalizadas obtidas via simulação dinâmica considerando cargas tipo impedância constante, juntamente com as curvas de performance obtidas pela fórmula analítica (Equação (6)) e pela fórmula empírica modificada. Nessa figura, o ajuste do relé *ROCOF* é 1,2 Hz/s. O caso de déficit de potência ativa é analisado, em que a carga ativa total foi mantida constante em 30 MW e a geração foi variada de 0 a 30 MW. A FIGURA 7 mostra que as curvas obtidas por simulação e pela fórmula empírica modificada apresentam muita similaridade dentro do tempo de detecção usualmente requerido pelas concessionárias na ocorrência de um ilhamento: 200 a 400 ms.

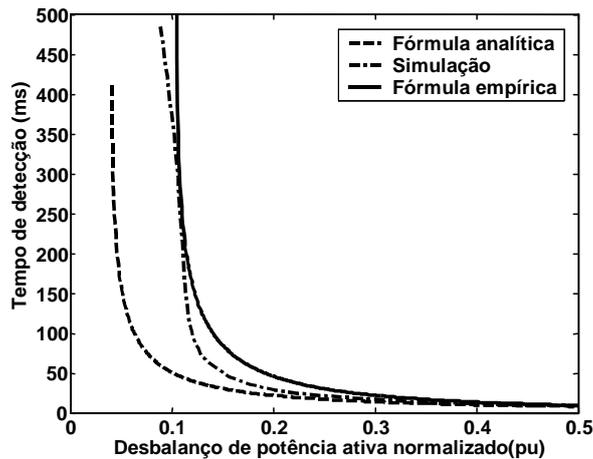


FIGURA 7 - Curvas de desempenho obtidas por simulação e pela fórmula empírica ($\beta = 1,2\text{Hz/s}$).

Embora o fator de correção do desbalanço de potência ativa tenha sido obtido para um sistema particular, ele é robusto e pode ser aplicado para sistemas diferentes, em que a variação das tensões terminais é distinta. Isso foi verificado em diferentes sistemas e, de fato, a fórmula empírica leva aos resultados mais conservadores.

7.0 - CONCLUSÕES

Este artigo apresentou um conjunto de fórmulas matemáticas muito úteis e seguras para avaliar diretamente o desempenho de relés de taxa de variação da frequência, bem como para determinar os ajustes mais adequados, sem a necessidade de realizar imensa quantidade de simulações. A boa precisão da fórmula analítica para o caso de cargas do tipo potência constante foi verificada. A aplicação da fórmula analítica foi estendida para os casos mais conservadores por meio de um fator empírico de correção para o desbalanço de potência ativa. Comparações entre os resultados obtidos pela fórmula e por simulação mostraram que a fórmula empírica proposta pode determinar o comportamento dinâmico dos relés tipo *ROCOF* com boa precisão. Além disso, o fator de correção foi desenvolvido para garantir que os valores de desbalanço crítico de potência ativa obtidos pela fórmula empírica sejam maiores que os obtidos por simulação. Esses resultados conservadores levam a soluções mais seguras para a operação do sistema elétrico.

A metodologia proposta pode ser empregada para evitar numerosas simulações dinâmicas quando do planejamento e implementação de soluções que envolvam o relé tipo *ROCOF*. O uso da fórmula empírica modificada considera o caso mais conservador ou mais pessimista e é indicada em situações em que não há informações suficientes sobre o sistema de distribuição que se está analisando. Sempre que possível, os resultados da fórmula empírica devem ser refinados por simulação dinâmica.

8.0 - REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- (1) IEEE Standard "IEEE Standard for Interconnecting Distributed Resources with Electric Power Systems," IEEE, Standards Coordinating Committee 21, July 2003.
- (2) Electricity Association, G59/1 Recommendations for the Connection of Embedded Generating Plant to the Regional Electricity Companies Distribution Systems, Electricity Association Std., 1991.
- (3) Working Group 37.23, "Impact of increasing contribution of dispersed generation on the power system," CIGRÉ, Tech. Rep., 1999.
- (4) CIRED Working Group 4, "Dispersed Generation," CIRED, Tech. Rep., 1999.
- (5) N. Jenkins, R. Allan, P. Crossley, D. Kirschen, and G. Strbac, Embedded Generation, 1st ed. Institute of Electrical Engineers, 2000.
- (6) W. Freitas, W. Xu, C. M. Affonso and Z. Huang, "Comparative Analysis between ROCOF and vector surge relays for distributed generation applications," to appear in IEEE Transactions on Power Delivery (TPWRD-00638-2003).
- (7) P. Kundur, Power System Stability and Control, New York: McGraw-Hill Inc., 1994.