

A New Admittance Approach Applicable to the Coordination Between the Loss-of-Excitation Protection and the Underexcitation Limiter

Francisco R. A. C. Baracho, Aurélio L. M. Coelho, Clever S. Pereira F., Laerty J. S. Damião, Wilington G. Zvietcovich

Abstract—The performance of salient-pole synchronous generators protection is of great importance for the stability of power systems, as they are present in large hydropower plants, subject to various abnormal operating conditions such as three-phase or two-phase faults, electromechanical disturbances and loss-of-excitation. In this context, this work proposes a testing philosophy of salient-pole synchronous generators, in order to define more accurately the setting of the protections and controls of this asset. Thus, in the developed methodology, the admittance plan (G-B) proves applicable to analyze the coordination between the loss-of-excitation protection and the underexcitation limiter, as an alternative to the power (P-Q) and impedance (R-X) planes, normally employed in literature. In modeling the problem, real data for both the hydrogenerators and the electrical network are used. The simulations were performed in a hardware-in-the loop scheme integrated by a Real Time Digital Simulator and a physical relay. Thus, analyzes are made for situations of stable power swing and partial and total loss-of-excitation. The results are useful to prove, through the monitoring of relevant variables of the hydrogenerators, the feasibility and accuracy of the G-B plane in the coordination between the protection and the control of the synchronous machine.

Index Terms—Admittance plane, ANSI 40 protection, coordination, hardware-in-the-loop, underexcitation limiter.

I. INTRODUÇÃO

Os sistemas de geração precisam de uma maior precisão em relação à parametrização das proteções existentes e dos sistemas de controle de tensão e velocidade, a fim de garantir um desempenho coordenado estático e dinâmico entre eles.

Neste contexto, os testes dinâmicos tornam-se cruciais. O objetivo de tais testes é avaliar a capacidade das funções de proteção do gerador e de seus mecanismos de controle para fornecer a máxima segurança, em termos de proteção de uma determinada área do sistema de energia ou até mesmo do sistema como um todo [1]-[4].

Francisco R. A. C. Baracho, Universidade Federal de Ouro Preto, João Monlevade, CEP 35931-008, Brasil (e-mail: f_baracho@ufop.edu.br).

Aurélio L. M. Coelho, Universidade Federal de Itajubá, Itajubá, CEP 35903-087, Brasil (e-mail: aurelio.coelho@unifei.edu.br).

Clever S. Pereira F., Universidade Federal de Minas Gerais, Belo Horizonte, CEP 31270-901, Brasil (e-mail: clever@ufmg.br).

Laerty J. S. Damião, Universidade Federal de Itajubá, Itajubá, CEP 37500-903, Brasil (e-mail: laerty.damiao@unifei.edu.br).

Wilington Guerra Zvietcovich, Universidade Federal de Ouro Preto, João Monlevade, CEP 35931-008, Brasil (e-mail: wilington@ufop.edu.br).

Assim, neste trabalho é utilizada a ferramenta RTDS® para avaliar a coordenação entre a proteção contra perda de excitação (ANSI 40) e o limitador de subexcitação (UEL, do inglês: *Underexcitation Limiter*) de um gerador síncrono. A abordagem desenvolvida explora duas lacunas da literatura. A primeira refere-se à não clareza entre a maior precisão associada ao uso dos planos das impedâncias (R-X) e das admitâncias (G-B), em detrimento do uso do plano das potências (P-Q), no problema em questão. Uma análise da literatura confirma esse fato.

Por exemplo, em [5] é proposta uma nova abordagem para a proteção de perda de campo (LOF, do inglês: *Loss of Field* – termo análogo a *Loss of Excitation*, definido no próximo parágrafo) de geradores síncronos por meio da estimação da corrente de campo com base em parâmetros mensuráveis do ativo. A metodologia busca estabelecer uma diferença significativa entre a excitação medida e as correntes de campo estimadas durante a ocorrência de LOF para que um índice diferencial seja introduzido para monitorar essa diferença e, assim, detectar uma falha. Os resultados obtidos mostram que a técnica apresentada pode detectar, rapidamente, diversos eventos de LOF, porém todas as demonstrações de ajuste da proteção são realizadas através do plano R-X, sem menção ao plano G-B.

Em [6], os problemas da perda de excitação (LOE, do inglês: *Loss of Excitation*) em geradores são enfatizados para ressaltar a importância dos relés de proteção contra a LOE, que podem não funcionar corretamente devido a outros fenômenos como, por exemplo, a oscilação estável de potência. Dessa forma, os autores propuseram um novo algoritmo de proteção cujo comportamento foi testado diante de diferentes situações de distúrbios. Nos resultados, o plano R-X foi amplamente utilizado para mostrar a validade da proposta, em detrimento de uma análise no plano G-B que seria uma potencial ferramenta para complementar as análises e, assim, reforçar as conclusões.

Já em [7] é discutida a coordenação da proteção ANSI 40 com o UEL, dentre outros mecanismos de proteção e controle.

Os autores desenvolveram um avançado algoritmo de operação do UEL para evitar possíveis problemas de descoordenação e aprimoraram sua operação para torná-la mais adaptativa. O desempenho da proposta foi verificado na condição de subexcitação de uma planta real por meio de análises no plano R-X. Assim, vale destacar novamente que o não uso no plano G-B na metodologia reforça a lacuna

explorada neste trabalho.

Em [8], problemas relacionados à perda de excitação de geradores também são tratados. O artigo apresenta uma nova abordagem para detectar a LOE com base no cálculo da tensão interna do gerador síncrono. Este parâmetro é consideravelmente sensível à LOE e pode ser usado como um índice direto para discriminar distúrbios do sistema. Para avaliar o algoritmo proposto, eventos de LOE em um sistema de teste foram investigados, porém a análise de desempenho da proposta é, também, baseada somente em resultados no plano R-X, sem menção ao uso do plano G-B.

Por sua vez, em [9], um novo método foi proposto para remover os efeitos dos FACTS (do inglês: *Flexible Alternating Current Transmission System*) que podem causar problemas na proteção contra a LOE. Para isso, são utilizadas medições não sincronizadas dos terminais de STATCOM (do inglês: *Static Synchronous Compensator*) para modificar a trajetória de impedância vista pelo relé. Nos resultados, o plano das impedâncias foi utilizado para mostrar a melhoria na segurança e na sensibilidade da proteção contra a LOE. Entretanto, tais análises também poderiam ter sido exploradas utilizando o plano das admitâncias.

A outra lacuna explorada refere-se ao fato de que as características dos hidrogeradores não são representadas com fidelidade. Em outras palavras, as configurações da proteção ANSI utilizadas em geradores síncronos de polos salientes encontradas na literatura não consideram, na sua totalidade, a reatância do eixo em quadratura (abordagem X_{dq}). Essa situação pode ser confirmada através da análise das referências [10]-[12] nas quais apenas a reatância do eixo direto (X_d) é considerada no estudo de geradores. Para a dedução de X_{dq} , vide [13] e [14].

Dessa forma, a principal contribuição oferecida por este trabalho é a apresentação do plano G-B como um meio preciso para realizar a coordenação entre a proteção ANSI 40 e o UEL de geradores síncronos, com eixo de quadratura considerado na modelagem. O plano R-X também é uma alternativa, mas isto já foi amplamente demonstrado em [13].

Assim como em [13], os modelos mais novos de geradores síncronos disponíveis na biblioteca RTDS® são aplicados neste estudo. A utilização desses modelos é importante porque eles permitem a aplicação de perturbações nos circuitos de estator e de campo e, além disso, representam o comportamento dinâmico das máquinas [15]. Para validação da metodologia, o sistema de energia elétrica interligado brasileiro (SIN) é modelado. Desse modo, a proteção ANSI 40 e o UEL do gerador síncrono são testados por meio de um *hardware-in-the-loop* contendo um relé numérico real.

II. DESENVOLVIMENTO ALGÉBRICO PARA DEFINIÇÃO DOS PLANOS DE ANÁLISE E TRANSPOSIÇÃO DOS PONTOS DE AJUSTES

A seguir são demonstrados a dependência ou independência da tensão terminal nos diferentes planos de análise para ajuste e coordenação entre a proteção ANSI 40 e o controle de subexcitação de hidrogeradores. Além disso, é abordado como os pontos de ajustes são transportados entre os diferentes planos.

A. Dependência do Plano das Potências em Relação à Tensão Terminal

Quando se trata de uma análise no plano P-Q ou no espaço P-Q- V_t , a potência é representada por (1):

$$S\angle\theta = S\cos(\theta) + jS\sin(\theta) = P + jQ \quad (1)$$

onde S é a potência aparente e θ é o ângulo de impedância de fase.

Da teoria de circuitos, entretanto, tem-se que a magnitude S pode ser obtida da racionalização entre a tensão e a impedância vista do terminal do gerador, de modo que (1) pode ser reescrita da seguinte forma (V_t é o módulo da tensão terminal nesta equação):

$$S\angle\theta = \frac{V_t^2}{Z}\angle\theta = \frac{V_t^2}{Z}\cos(\theta) + j\frac{V_t^2}{Z}\sin(\theta) = P + jQ \quad (2)$$

Da equação (2), observa-se a dependência no plano das potências em relação à tensão terminal do gerador. Dessa forma, fica evidente que V_t constitui uma terceira dimensão do plano das potências, inviabilizando uma interpretação gráfica com o eixo temporal uma vez que esse constituiria a quarta dimensão.

B. Independência do Plano das Impedâncias em Relação à Tensão Terminal

Em relação ao plano R-X e ao espaço R-X-t, uma comprovação da independência de R e X em relação à tensão do terminal é demonstrada a seguir. Para isso, partindo-se de (3), tem-se que a resistência do gerador pode ser dada por:

$$R = \frac{PV_t^2}{(P^2+Q^2)} \quad (3)$$

Da equação (2), tem-se que $P = K_p \cdot V_t^2$ e $Q = K_q \cdot V_t^2$, sendo $K_p = Z^{-1}\cos\theta$ e $K_q = Z^{-1}\sin\theta$. Assim, definindo-se $P' = K_p \cdot V_t'^2$ e $Q' = K_q \cdot V_t'^2$, obtém-se:

$$R' = \frac{P'V_t'^2}{(P'^2+Q'^2)} \quad (4)$$

Relacionando-se P' com P e Q' com Q tem-se que $P' = P(V_t'^2/V_t^2)$ e $Q' = Q(V_t'^2/V_t^2)$. Assim, substituindo P' e Q' em (4), resulta o seguinte:

$$R' = \frac{P(V_t'^2/V_t^2)V_t'^2}{(P^2(V_t'^4/V_t^4)+Q^2(V_t'^4/V_t^4))} = \frac{PV_t^2}{(P^2+Q^2)} \quad (5)$$

ou seja:

$$R' = R \quad (6)$$

Partindo-se, por outro lado, da equação (7), o mesmo raciocínio pode ser aplicado para a reatância.

$$X = \frac{QV_t^2}{(P^2+Q^2)} \quad (7)$$

Portanto, evidencia-se que a análise por meio do plano R-X independe da tensão de terminal.

C. Independência dos Planos das Admitâncias em Relação à Tensão Terminal

Por meio das equações (6) e (7) pode-se deduzir que, se R e X não variam com V_t , então G e B também não variam. Assim, demonstra-se a independência da condutância e da susceptância em relação a V_t .

$$G = \frac{R}{R^2+X^2} \quad (8)$$

$$B = \frac{-X}{R^2+X^2} \quad (9)$$

D. Transposição dos pontos de ajustes da proteção ANSI 40, UEL e SSSL entre planos

Normalmente, os ajustes da proteção ANSI 40 são definidos no plano R-X. Entretanto, os pontos de tais ajustes podem ser diretamente transportados para o plano G-B por meio das Equações (8) e (9) ou para o plano P-Q, a partir das equações (10) e (11). Nesse último caso, destaca-se que cada ponto tem uma determinada tensão terminal a ele associada.

$$P = \frac{RV_t^2}{R^2 + X^2} \quad (10)$$

$$Q = \frac{XV_t^2}{R^2 + X^2} \quad (11)$$

Já em relação ao UEL e ao limite de estabilidade em regime permanente (SSSL, do inglês: *Steady State Stability Limit*), que faz parte da curva de capacidade do gerador, tem-se que os ajustes são, geralmente, definidos no plano P-Q, com $V_t = 1,0$ p.u. Dessa forma, os pontos correspondentes de tais ajustes no plano R-X podem ser prontamente obtidos das equações (3) e (7). Por outro lado, para uma análise no plano G-B, os pontos de ajuste podem ser definidos aplicando as equações (8) e (9) nos pontos R-X equivalentes.

III. CURVAS DE HIDROGERADOR NO PLANO G-B

Na Fig. 1 é mostrada a curva de capacidade (CCAP) de um gerador síncrono de polos salientes de 100 MVA, fornecida pela companhia energética proprietária desse ativo. Uma representação equivalente no plano G-B é ilustrada na Fig. 2, construída através da transposição dos pontos de ajuste do plano P-Q para o plano R-X, por meio de (3) e (7), e, em seguida, para o G-B, por meio de (8) e (9).

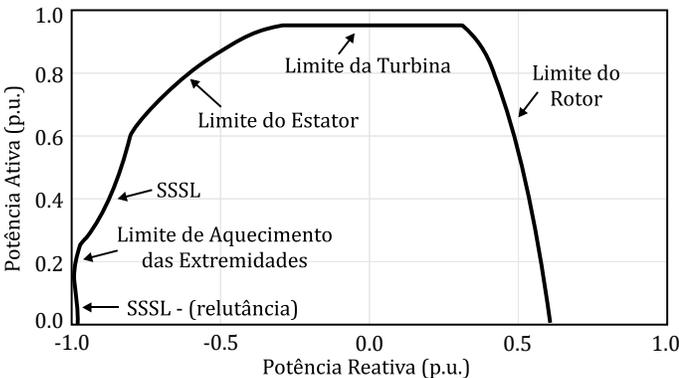


Fig. 1. CCAP do gerador síncrono de polos salientes no plano P-Q.

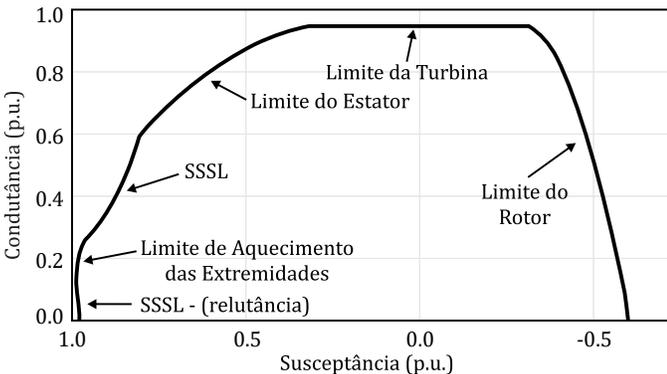


Fig. 2. Curva de Capacidade do gerador síncrono de polos salientes no plano G-B.

Dessa forma, combinando todos os ajustes, a curva de capacidade do gerador com o SSSL e a trajetória da admitância (Trajetória de Y), este trabalho busca realizar uma análise conjunta da coordenação entre a proteção ANSI 40 e o UEL através das representações no plano G-B, como ilustrado na Fig. 3.

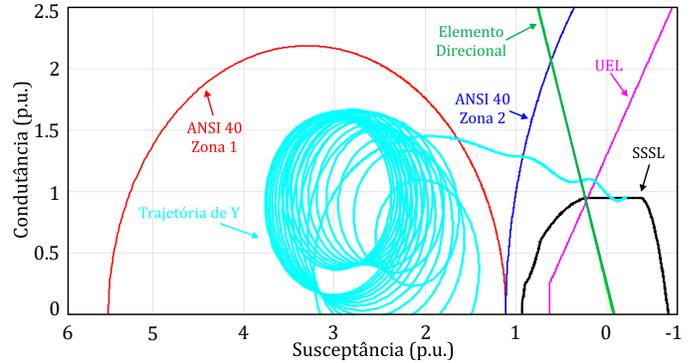


Fig. 3. Representação das configurações, limites e trajetória das admitâncias no plano G-B, considerando abordagem $X_d = X_q$.

IV. SIMULAÇÕES EM ESQUEMAS HARDWARE-IN-THE-LOOP

Diferentemente de muitos problemas descritos na literatura [16] em que apenas o aspecto estático é abordado com a devida precisão, esta pesquisa enfoca tanto o aspecto estático quanto o dinâmico. Nesse sentido, os esquemas *hardware-in-the-loop* (HIL) que utilizam ambiente de simulação em tempo real [17]-[19] (neste caso, o RTDS®) são essenciais ao tratamento do problema em questão. O RTDS® opera continuamente em tempo real e permite a realização de testes em malha fechada.

É importante ressaltar que, antes das simulações, foi realizada toda a modelagem do sistema de potência no RTDS®, incluindo a usina com o gerador estudado. Tal modelagem foi desenvolvida considerando que as simulações compreendem o estado estacionário, transientes eletromecânicos, transientes eletromagnéticos lentos e transientes eletromagnéticos rápidos.

O sistema de potência modelado é o SIN, com foco na região central de uma das maiores empresas de geração e transmissão do Brasil. Tal sistema é ilustrado na Fig. 4, a qual contém: as linhas de transmissão (LTs) da região; as principais barras das subestações (500 kV e 345 kV); dois geradores síncronos de uma usina hidrelétrica (G1HPP1 e G2HPP1) conectados a dois transformadores elevadores e o restante do sistema interconectado representado por equivalentes (EQUI).

Destaca-se que os estudos deste trabalho foram realizados para o gerador síncrono G1, cujos dados são apresentados no Apêndice. Os parâmetros do transformador elevador e dos transformadores de corrente (TC) e potencial (TP) também são apresentados no Apêndice.

Uma vez realizada a modelagem de toda a topologia, é importante definir o passo de tempo, pois esse parâmetro é crucial para alcançar a solução das equações algébricas, que representam o sistema de potência, e diferenciais, que representam a dinâmica das máquinas. Neste trabalho, considerou-se o passo de tempo de 60 μ s.

Após a conexão do relé físico ao RTDS®, o *hardware-in-the-loop* foi considerado pronto para simulações. Dois

computadores foram usados durante os testes. Um deles, conectado ao HIL, apresentou um “*on-screen cockpit*” (OSC), onde as variáveis foram observadas *on-line* e analisadas ao longo do tempo. A oscilografia do relé foi obtida de outro computador, conectado ao relé físico, e as análises correspondentes foram aprofundadas.

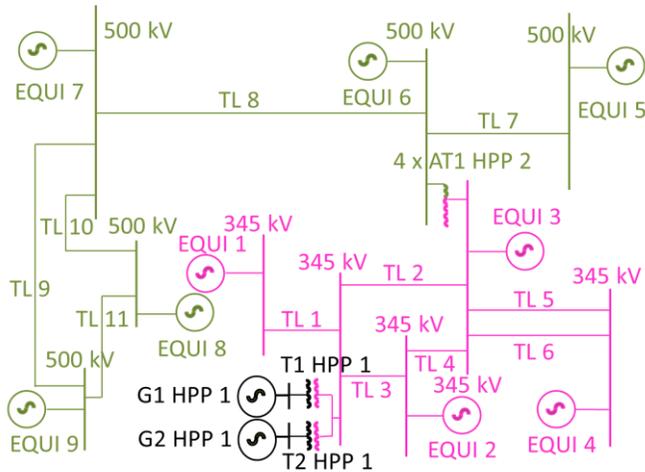


Fig. 4. Diagrama unifilar do sistema de potência estudado.

A malha *hardware-in-the-loop* utilizada nas simulações é representada na Fig. 5. A Fig. 6 mostra a estrutura utilizada para tal malha, onde se vê 2 racks do RTDS, três relés (sendo utilizado o relé central AP343 SCHNEIDER®) e um amplificador DOBLE®.

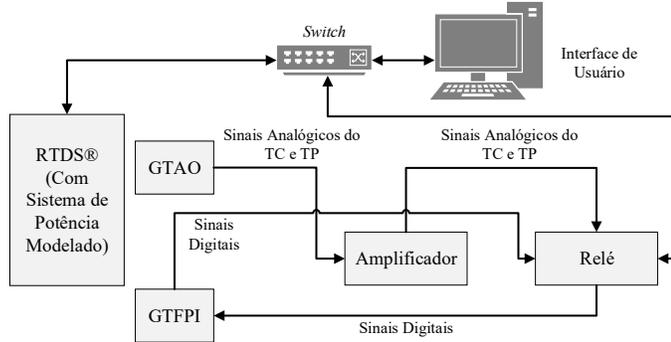


Fig. 5. Diagrama esquemático do *hardware-in-the-loop*.

A avaliação da proteção contra perda de excitação do sistema estudado é realizada através dos testes no HIL com um relé numérico físico. Os sinais de tensão e corrente, originados de transformadores de corrente e de potencial, são simulados no RSCAD do RTDS® e são enviados para conversores digitais-analógicos. Para extrair tais sinais do relé testado, o cartão de saída analógica (GTA0) é usado. Neste cartão de baixa magnitude, os sinais secundários são reproduzidos em valores proporcionais de tensão de ± 10 Vac. Estes sinais são aplicados a um amplificador (3×250 V/3 x 25 A) para envio da magnitude correta dos sinais simulados dos transformadores de corrente e de tensão para o relé. As saídas do amplificador (sinais analógicos) são conectadas às entradas do relé. O relé responde aos sinais secundários vindos do sistema simulado. Se algum distúrbio ocorre, o relé envia um sinal de *trip* para os disjuntores

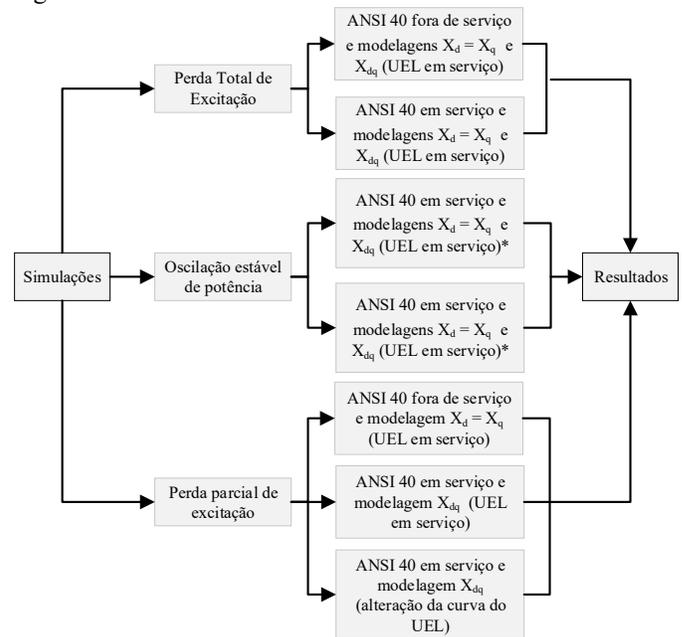
simulados no sistema de potência modelado no RSCAD, interrompendo a progressão do distúrbio. Os sinais do relé têm interface com o RTDS via portas de entradas digitais. Nesta pesquisa, esta função é exercida pelo cartão GTFPI. Ressalta-se que no esquema HIL o único *delay* de tempo considerado foi o tempo de abertura do disjuntor, após o *trip* de alguma função de proteção do relé. Este *delay* foi padronizado em 1,5 ciclo.



Fig. 6. Estrutura *Hardware-in-the-loop* utilizado neste trabalho.

V. RESULTADOS

A análise nesta seção é realizada no plano G-B. O comportamento dinâmico de algumas variáveis ao longo do tempo também é apresentado, incluindo a resposta do UEL. A análise é teórica na subseção *V.A*, realizada por meio da aplicação de degrau de tensão no lado do sistema, e prática nas subseções *V.B*, *V.C* e *V.D*, realizada por meio de variações modeladas na excitação da máquina. Os casos analisados nas subseções *V.B*, *V.C* e *V.D* são apresentados no fluxograma da Fig. 7.



(*) As duas simulações se diferem pela atuação da proteção 51V de retaguarda do gerador.

Fig. 7. Fluxograma dos casos analisados nas seções *V.B*, *V.C* e *V.D*.

A. Aplicação de Degrau em V_t

Para demonstrar a coordenação entre o UEL e a proteção ANSI 40, aplicou-se um degraú de 40% à tensão de terminal V_t , em dois diferentes casos que, por derivarem de uma mesma condição inicial de operação e do mesmo distúrbio, ilustram, de forma adequada, o fenômeno de coordenação estudado neste trabalho.

No primeiro caso, considerou-se o UEL em serviço e definiram-se os ajustes da proteção ANSI 40 com base em X_{dq} [13,14]. Dessa forma, pode-se verificar, através da Fig. 8 que, após o degraú provocado em V_t , de 1.0 p.u. para 0.6 p.u., o UEL, através de um controle rápido e eficaz da potência reativa absorvida, não permite que a admitância Y , vista do terminal do gerador, entre na zona 2 da proteção ANSI 40, garantindo, dessa forma, a estabilidade do sistema.

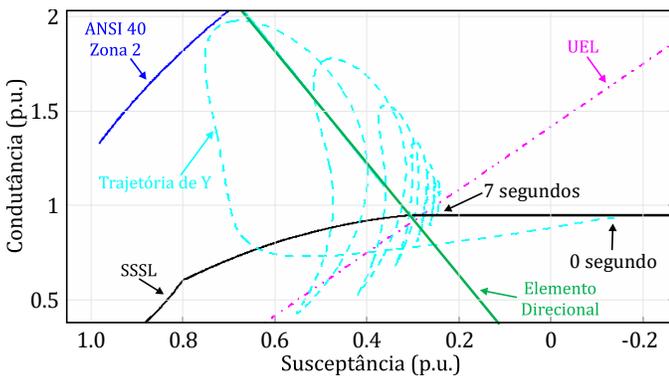


Fig. 8. Degrau de 40% em V_t com UEL em serviço.

Já no segundo caso, considerou-se o UEL fora de serviço e a proteção ANSI 40 desabilitada. Desse modo, diante da mesma situação operacional antes da perturbação, observou-se que o resultado seria a atuação imediata da proteção ANSI 40, como pode ser visto na Fig. 9.

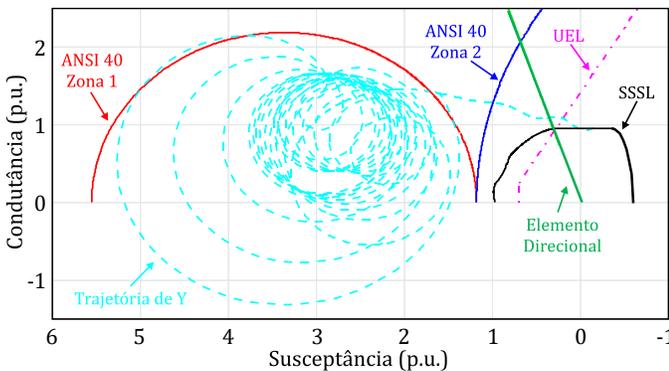


Fig. 9. Degrau de 40% em V_t com UEL fora de serviço.

Ressalta-se, da Fig. 8, que, como a trajetória da admitância Y tem um ponto que é praticamente tangente ao limite da zona 2 da proteção ANSI 40, pode ser verificado que tal trajetória entraria nessa zona caso as configurações dessa proteção fossem baseadas em X_d . Nessa situação, o disparo da proteção ANSI 40 na sua zona 2 dependeria das respostas de tempo da proteção ANSI 40 e do UEL. Neste ponto, evidencia-se uma vantagem do uso do eixo de quadratura na modelagem da proteção ANSI 40 (que representa um maior rigor científico

devido à maior precisão na modelagem).

B. Análise da Perda Total de Excitação

Nesta subseção, a perda total de excitação (TLOE, do inglês: *Total Loss-of-Excitation*) é realizada por meio da abertura manual do disjuntor de campo durante a operação normal. Tal condição normal é associada a um ponto inicial de operação a plena carga, dado por: $S = (100,2 + j17,6)$ MVA ou $Y = (0,98 - j0,18)$ p.u. Nesses casos, a zona 1 da proteção ANSI 40 atuaria independentemente dos dois tipos de ajustes; isto é, considerando $X_d = X_q$ ou X_{dq} (ou seja, $X_d \neq X_q$). As Figs. 3 e 10 ilustram esses casos, respectivamente.

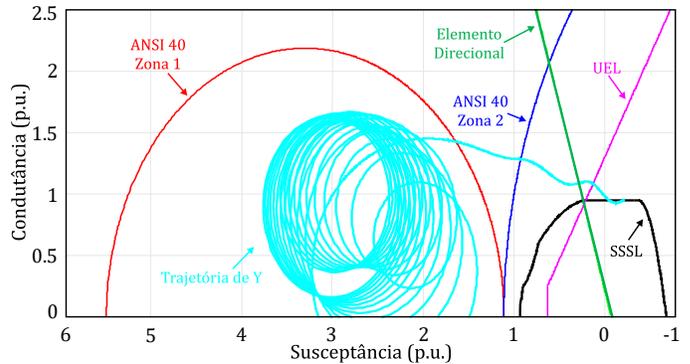


Fig. 10. TLOE no plano G-B com abordagem X_{dq} (proteção ANSI 40 fora de serviço).

1) Análise no plano G-B com ANSI 40 fora de serviço

De modo a ilustrar a resposta dinâmica associada a uma perda total de excitação no plano G-B, as Figs. 3 e 10 retratam a trajetória da admitância Y na situação em que a proteção ANSI 40 é desabilitada. Ressaltam-se que, como as respostas associadas às Figs. 3 e 10 são praticamente as mesmas, apenas uma figura (Fig. 11) é plotada para apresentar as respostas ao longo do tempo das variáveis monitoradas no que diz respeito ao caso em questão (TLOE).

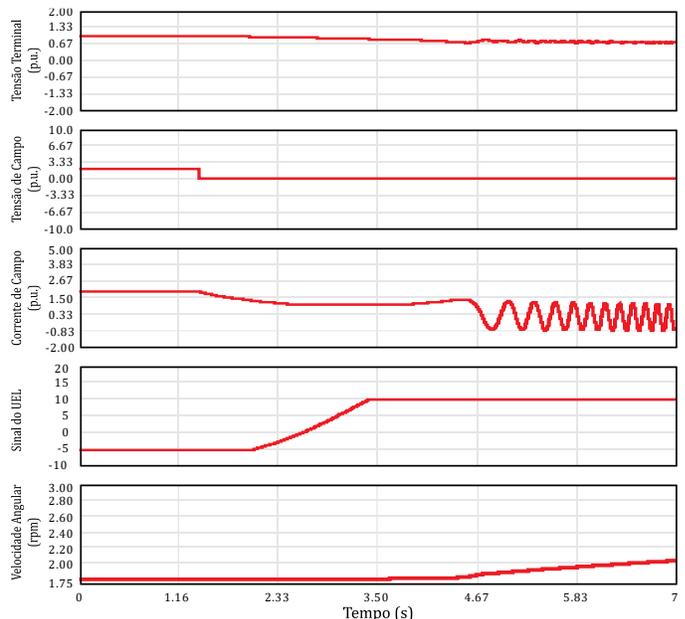


Fig. 11. Variáveis de controle do gerador síncrono de polos salientes com a proteção ANSI 40 fora de serviço.

Pela análise da Fig. 11, verifica-se que a tensão terminal diminui significativamente, mas não chega a zero devido ao sistema ser interconectado e à inversão do fluxo de potência reativa, o que faz o gerador síncrono se comportar como um gerador de indução após a TLOE. Em relação à tensão de campo, verifica-se que essa vai a zero apesar da oscilação observada na corrente de campo que, por sua vez, decorre da variação dos campos magnéticos internos remanescentes. Já a dinâmica do UEL revela a tentativa não eficaz desse mecanismo de evitar a perda de estabilidade. Nessa situação, como a proteção ANSI 40 não está em serviço, a velocidade do rotor começa a se elevar até a perda de estabilidade em tempo superior a 7 segundos.

2) Análise no Plano G-B com a Proteção ANSI 40 em serviço

De modo a ilustrar a resposta dinâmica à TLOE no plano G-B, as Figs. 12 e 13 descrevem a trajetória da admitância com a proteção ANSI 40 em serviço.

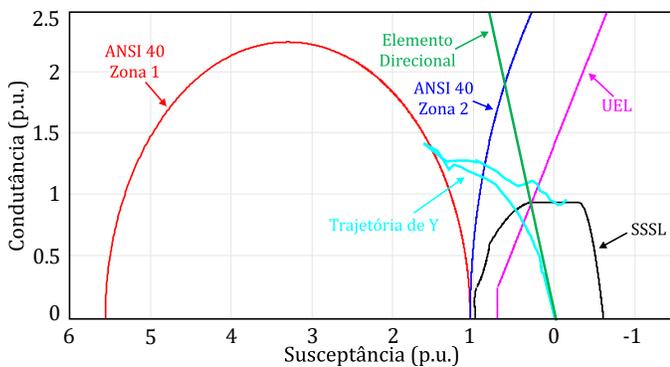


Fig. 12. TLOE no plano G-B com abordagem $X_d = X_q$ (proteção ANSI 40 em serviço).

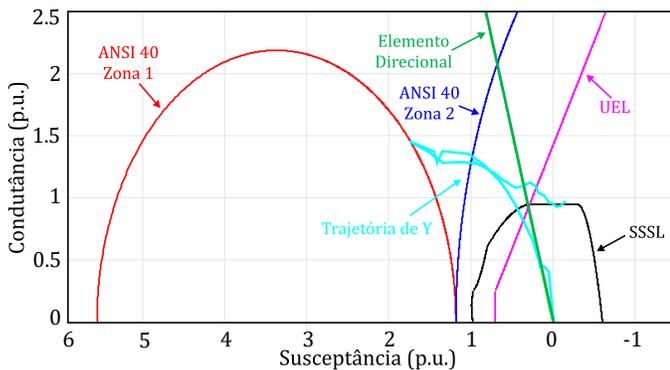


Fig. 13. TLOE no plano G-B com abordagem X_{dq} (proteção ANSI 40 em serviço).

A Fig. 14 ilustra a variação das mesmas variáveis apresentadas na subseção *V.B.1*. Nesse caso, observa-se que a tensão terminal diminui significativamente até atingir zero porque a proteção ANSI 40 envia um sinal para o disjuntor de interconexão abrir. Consequentemente, a tensão e a corrente de campo também se anulam. Em relação ao UEL, verifica-se que toda a sua capacidade é utilizada na tentativa de limitar a inversão do fluxo de reativo para, dessa forma, evitar a perda de estabilidade. No entanto, esse controle não tem capacidade para ser bem-sucedido nesse esforço. Assim, a proteção ANSI 40 atua antes da máquina perder a estabilidade. Desse modo,

embora a velocidade angular esboce uma elevação inicial, a perda de estabilidade não é atingida porque a proteção ANSI 40 retira a máquina de operação por meio da desconexão do disjuntor de interligação.

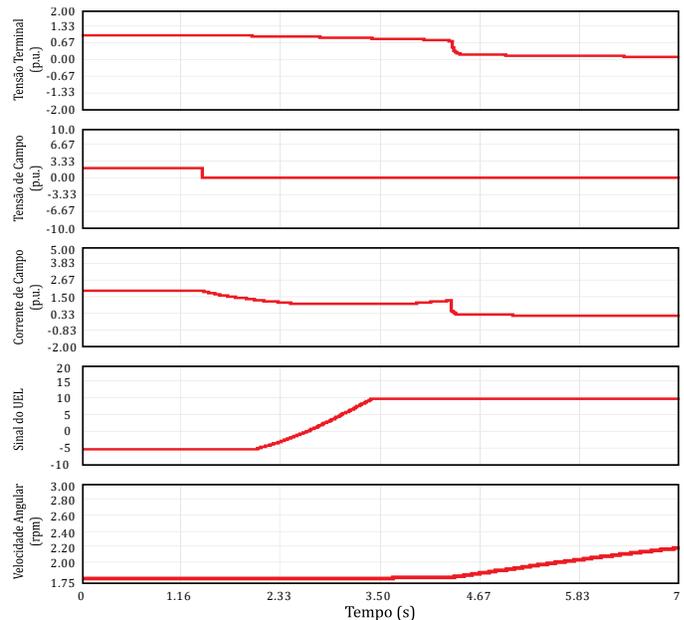


Fig. 14. Variáveis de controle do gerador síncrono de polos salientes com a proteção ANSI 40 em serviço.

C. Análise para Oscilação Estável de Potência

Para análise da oscilação estável de potência (SPS, do inglês: *Stable Power Swing*), é realizada a aplicação de curtos-circuitos trifásicos no barramento de 345 kV da usina hidrelétrica onde o gerador síncrono em estudo está instalado. Em seguida, curtos-circuitos trifásicos são aplicados no ponto médio de todas as 11 linhas de transmissão (vide descrição do SEP em [13] e [14]).

Dessa forma, por meio dos testes, não se verificou nenhuma atuação da proteção ANSI 40 em todos os curtos-circuitos simulados, o que demonstra que os ajustes da proteção ANSI 40 estão corretos, independentemente das abordagens X_{dq} ou $X_d = X_q$. A proteção ANSI 40 está em serviço em todos os casos desta seção. É importante ressaltar que a proteção ANSI 51V entra no escopo da análise para o SPS, uma vez que ela atua na retaguarda de geradores síncronos para a eliminação de faltas externas.

Destaca-se que o atraso de tempo da zona 2 garante a não operação em todos os casos nesta subseção, embora a admitância penetre em tal zona. Nas duas subseções seguintes (*V.C.1* e *V.C.2*), cada uma com duas simulações, a admitância, em estado estacionário antes da perturbação, é $Y = (0,98 - j0,18)$ p.u. A proteção ANSI 51 V não dispara nos dois primeiros casos, mas atua nos dois últimos.

1) Análise no Plano G-B com a Proteção ANSI 40 em Serviço e a Proteção ANSI 51V Fora de Serviço

As Figs. 15 e 16 apresentam a trajetória de admitância com a proteção ANSI 40 em serviço e a proteção ANSI 51V fora de serviço. Dessa forma, não há *trip* porque a proteção ANSI 51V está desativada.

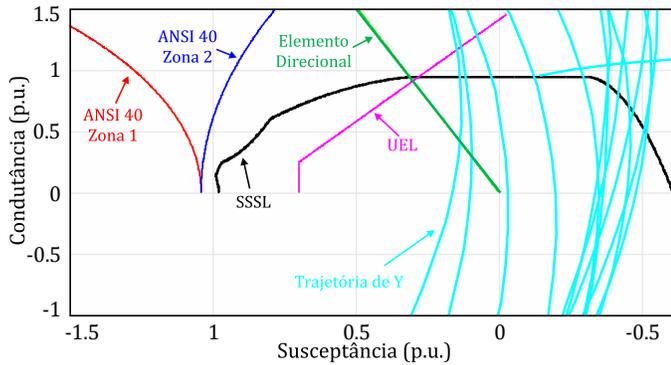


Fig. 15. SPS no plano G-B para $X_d = X_q$ (proteção ANSI 40 habilitada; proteção ANSI 51V desabilitada).

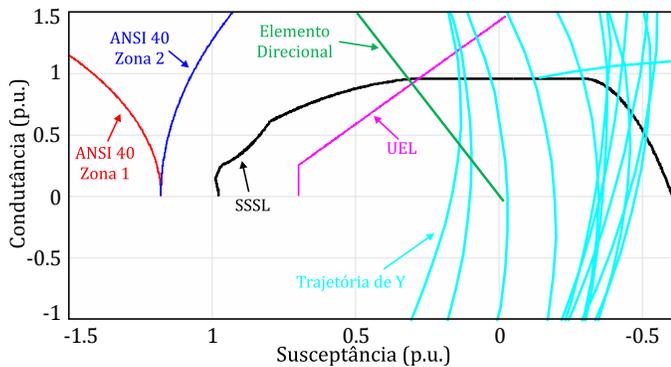


Fig. 16. SPS no plano G-B para $X_d \neq X_q$ (proteção ANSI 40 habilitada; proteção ANSI 51V desabilitada).

A Fig. 17 mostra a variação das mesmas variáveis de controle apresentadas nas subseções *V.B.1* e *V.B.2*.

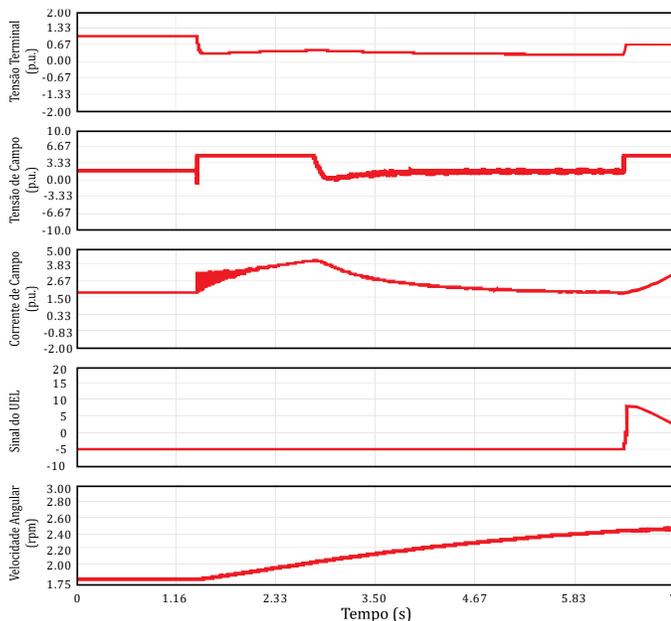


Fig. 17. Variáveis de controle do gerador síncrono de polos salientes com a função de proteção ANSI 40 em serviço e a proteção ANSI 51V fora de serviço.

Dessa forma, observa-se que a tensão terminal, a tensão de campo e a corrente de campo oscilam devido às variações de potência; e, o UEL não é ativado porque não há absorção excessiva de energia reativa. Além disso, nota-se que a

velocidade do rotor aumenta rapidamente porque o curto-circuito trifásico tende a eliminar a potência ativa requisitada da máquina. Destacam-se que os instantes finais devem ser desconsiderados pois se referem a ruídos relacionados à magnitude elevada das grandezas G e B (associada a valores de tensão e corrente elevados, violando os limites de operação do RTDS®).

2) Análise no Plano G-B com as Proteções ANSI 40 e ANSI 51V em Serviço:

As Figs. 18 e 19 mostram a trajetória de admitância Y nas situações em que as proteções ANSI 40 e ANSI 51V estão habilitadas. Nesse caso, a proteção ANSI 51V é responsável por desconectar o gerador do sistema elétrico.

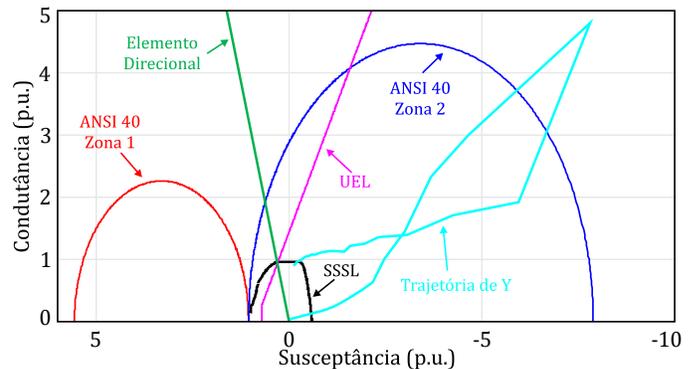


Fig. 18. SPS no plano G-B para $X_d = X_q$ (proteção ANSI 40 habilitada; proteção ANSI 51V desabilitada).

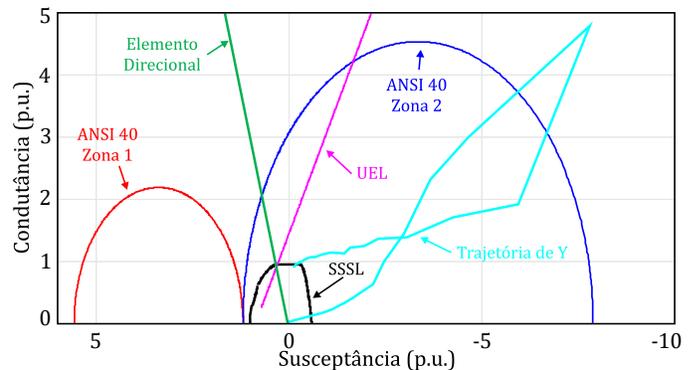


Fig. 19. SPS no plano G-B para $X_d \neq X_q$ (proteção ANSI 40 habilitada; proteção ANSI 51V habilitada).

A Fig. 20 mostra a variação das mesmas variáveis de controle apresentadas nas seções anteriores. Dessa forma, verifica-se que a tensão terminal quase se anula durante a perturbação, enquanto a tensão e a corrente de campo se elevam na tentativa de manter V_t em nível aceitável. Em relação ao UEL, observa-se que esse mecanismo não é acionado porque não há absorção excessiva de potência reativa. Por fim, pode-se observar que a velocidade do rotor aumenta rapidamente porque o curto-circuito trifásico tende a eliminar a potência ativa demandada da máquina.

É importante ressaltar que, nesse caso, a atuação da proteção ANSI 51V abre o disjuntor de interligação, mas não o de campo, o que explica o fato de as tensões terminal e de campo e a corrente de campo não se anularem.

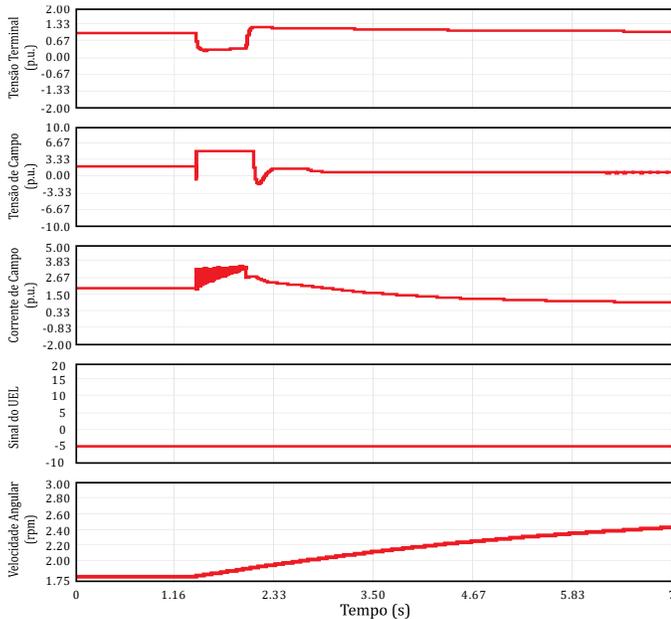


Fig. 20. Variáveis de controle do gerador síncrono de polos salientes com as proteções ANSI 40 e ANSI 51V em serviço.

D. Análise da Perda de Excitação Parcial

Neste trabalho, a perda parcial de excitação (PLOE, do inglês: *Partial Loss-of-Excitation*) é simulada por meio da lógica introduzida em [13] e [14]. Dessa forma, não há limite de tempo para os afundamentos aplicados na tensão de campo. Vale ressaltar que nesta análise o ponto de partida da admitância é $Y = (0,50 - j0,11)$ p.u., diferentemente da admitância $Y = (0,98 - j0,18)$ p.u. considerada nas seções anteriores.

O primeiro afundamento corresponde a uma diminuição de 80% na tensão de campo nominal. A resposta obtida da admitância dentro do plano G-B é ilustrada na Fig. 21 onde se observa que o novo ponto de operação violou tanto o SSSL quanto a zona 2 da proteção ANSI 40. Entretanto, o sistema permaneceu estável porque a proteção ANSI 40 estava desabilitada e o limite teórico não foi ultrapassado. É importante destacar que o SSSL mostrado na Fig. 21 é o prático e tem uma margem de segurança para o limite teórico.

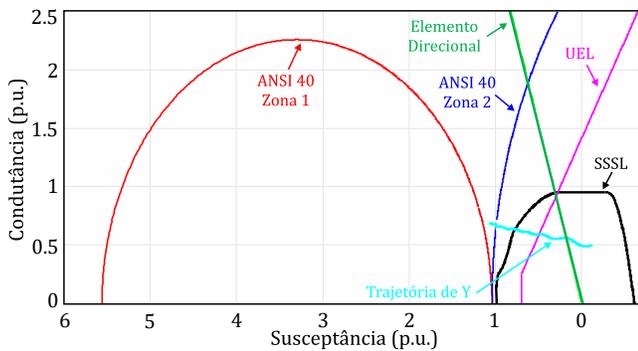


Fig. 21. PLOE no plano G-B (para queda de 80% na tensão de campo) com abordagem $X_d = X_q$.

Nas Figs. 22 e 23 são mostradas a trajetória da admitância Y para o mesmo distúrbio na tensão de campo nominal, considerando, entretanto, a abordagem X_{dq} . Através dessas figuras, nota-se que a zona 2 da proteção ANSI 40 não é ativada quando se considera o eixo em quadratura.

As diferenças entre as Figs. 22 e 23 se dão devido ao ajuste do UEL que foi alterado na última para aumentar o limite de operação do gerador na região subexcitada. A vantagem desse ajuste é o aumento do SSSL devido à maior quantidade de MVar que o gerador pode absorver.

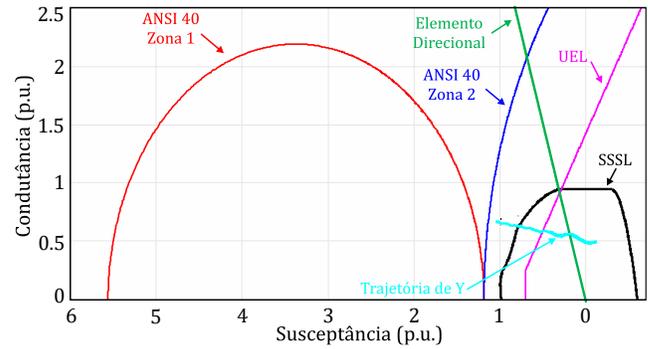


Fig. 22. PLOE no plano G-B (para queda de 80% na tensão de campo) com abordagem $X_d \neq X_q$.

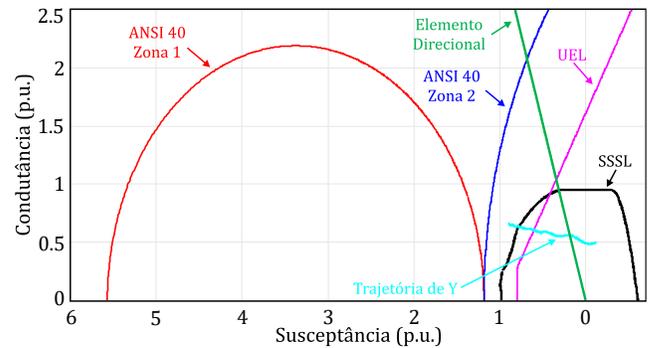


Fig. 23. PLOE no plano G-B (para queda de 80% na tensão de campo) com abordagem $X_d \neq X_q$ e com alteração das configurações do UEL.

O comportamento das variáveis de monitoramento do gerador é praticamente o mesmo para os casos das Figs. 21, 22 e 23, sendo, por isso, mostrado de forma única na Fig. 24.

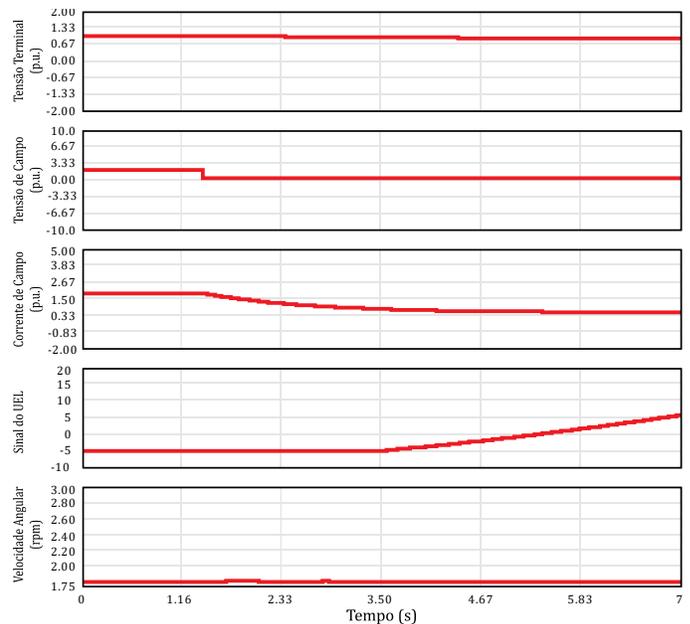


Fig. 24. Variáveis de controle do gerador com queda de 80% na tensão de campo e desabilitação da função de proteção ANSI 40.

Assim, pode-se verificar que a tensão terminal diminui significativamente durante a perturbação, devido à elevada absorção de potência reativa, enquanto a tensão e a corrente de campo se reduzem devido ao afundamento de tensão provocado. Já em relação ao UEL, nota-se que esse controle é capaz de deter e limitar a absorção excessiva de energia reativa.

Como resultado, o sistema permanece estável e a velocidade do rotor é mantida constante.

E. Tabela-Resumo

Na Tabela 1, a seguir, é apresentado um resumo das análises práticas realizadas nas seções V.B, V.C e V.D.

TABELA I
RESUMO DOS RESULTADOS DAS SEÇÕES V.B, V.C E V.D.

Caso	Proteção em Serviço?		Modelagem	Ganho	Atuação ANSI 40
	ANSI 40	UEL			
TLOE	Não	Sim	$X_d = X_q$	-	-
			X_{dq}	-	-
	Sim	Sim	$X_d = X_q$	-	Correta
			X_{dq}	Trip mais rápido	Correta
SPS	Sim	Sim	$X_d = X_q$	-	Não atuação correta
			X_{dq}	Trip mais rápido	Não atuação correta
	Sim	Sim	$X_d = X_q$	-	Não atuação correta
			X_{dq}	Trip mais rápido	Não atuação correta
PLOE	Não	Sim	$X_d = X_q$	-	-
			X_{dq}	Trip mais rápido	Não atuação correta
	Sim	Sim	$X_d = X_q$	-	Não atuação correta
			X_{dq}	Trip mais rápido	Não atuação correta
				Maior aproveitamento da CCAP da máquina, pelo deslocamento da curva do UEL	Não atuação correta

VI. CONCLUSÕES

Este trabalho enfatiza a aplicação do plano das admitâncias na análise da coordenação entre a proteção ANSI 40 e o UEL em hidrogeradores. Este plano é o mais adequado para realizar essa análise, juntamente com o plano R-X, frente ao plano P-Q que, por sua vez, mostra-se problemático no que diz respeito a essa análise porque uma terceira dimensão representada pela tensão terminal deve ser incluída no estudo. Essas afirmações ficam claras ao longo deste artigo. Pode-se dizer que o uso do plano G-B para a análise em questão é uma novidade em termos de literatura que, normalmente, emprega os planos R-X e P-Q na análise de problemas semelhantes. Destaca-se, especialmente, que o uso do plano P-Q na literatura geralmente apresenta uma lacuna quando implantado, visto a negligência da influência da tensão terminal nas configurações da proteção ANSI 40 e do UEL, além do SSSL.

A abordagem utilizada para a coordenação entre o UEL e a proteção ANSI 40 inclui a reatância do eixo em quadratura dos polos salientes nas configurações da proteção contra perda de excitação. Além disso, o trabalho apresenta e discute o comportamento das variáveis de controle das máquinas ao longo do tempo.

Vale a pena notar que, com base nos resultados deste trabalho e de [13] e [14], consumidores industriais e concessionárias que operam suas próprias usinas devem considerar as seguintes práticas: a) usar os planos R-X e G-B e evitar o uso do plano PQ ao analisar a proteção ANSI 40, o UEL e sua coordenação em relação um ao outro. Isso proporciona maior confiabilidade, mais suprimento de potência e menos manutenção; e b) utilizar o plano G-B ao invés do R-X se tal escolha fornece uma análise mais direta a eles, uma vez que o plano P-Q é, até certo ponto, espelhado.

APÊNDICE

TABELA II
DADOS DO GERADOR SÍNCRONO ESTUDADO

Descrição	Unidade	Unidade
Potência nominal	100	MVA
Fator de potência nominal	0,95	-
Tensão fase-fase nominal eficaz	13,8	kV
Corrente de linha nominal eficaz	4,184	A
Frequência nominal	60	Hz
Resistência de sequência zero	0	p.u.
Reatância de sequência zero	0,067	p.u.
Transformador do neutro (transformador de potencial)	12,0/0,24	kV
Resistência série do neutro (secundário do transformador do neutro)	0,48	Ω
Reatância de dispersão do estator	0.153	p.u.
Reatância série do neutro (secundário do transformador do neutro)	0	p.u.
Reatância não saturada de eixo direto	0,873	p.u.
Reatância transitória não saturada de eixo direto	0,360	p.u.
Reatância subtransitória não saturada de eixo direto	0,308	p.u.
Reatância não saturada de eixo em quadratura	0,689	p.u.
Reatância subtransitória não saturada de eixo em quadratura	0,227	p.u.
Resistência do estator	0,00125	p.u.
Constante de tempo transitória não saturada de circuito aberto de eixo direto	3,26	seg.
Constante de tempo subtransitória não saturada de circuito aberto de eixo direto	0,030	seg.
Constante de tempo subtransitória não saturada de circuito aberto de eixo em quadratura	0,065	seg.
Constante de inércia	5,6	MWs/ MVA
Fator de saturação com circuito aberto a 1,0 p.u.	0,71	p.u.
Fator de saturação com circuito aberto a 1,2 p.u.	1,46	p.u.

TABELA III
DADOS DOS TRANSFORMADORES DE CORRENTE E DE TENSÃO

Descrição	Valor	Unidade
Lado do Terminal 13.8 kV 10C400 TC	1000	CTR
Lado do Neutro 13.8 kV 10C400 TC	1000	CTR
Lado do Terminal 13.8 kV 0.6P75 TP	120	PTR

TABELA IV

PARÂMETROS DO TRANSFORMADOR ELEVADOR DELTA / Y ATERRRADO		
Descrição	Valor	Unidade
Potência nominal	115	MVA
Frequência nominal	60	Hz
Indutância de dispersão	0,1079	p.u.
Tensão primária nominal (RMS)	13,8	kV
Tensão secundária nominal (RMS)	345,0	kV

REFERÊNCIAS

- [1] A. L. M. Coelho, P. M. Silveira and F. R. A. C. Baracho, "A Test-Bed for Researching the Interactions of Underexcitation and Overexcitation Limiters of Synchronous Generators with Protection Functions," *IEEE Transactions on Industry Applications*, vol. 55, no. 6, pp. 5717-5726, Nov.-Dec. 2019.
- [2] F. B. Silva, W. E. Vanço, F. A. S. Gonçalves, C. A. Bissochi, J. P. A. Duarte and G. C. Guimarães, "Influence of Load in Performance of the Static Excitation Control of Synchronous Generator," *IEEE Latin America Transactions*, vol. 14, no. 4, pp. 1766-1773, April 2016.
- [3] A. Yasdani, and R. Iravani, "Voltage-Sourced Converters in Power Systems: Modeling, Control, and Applications," *New York: Wiley and IEEE Press*, 2010, pp. 451.
- [4] C. -M. Ong, "Dynamic of Electric Machinery: Using Matlab®/Simulink," vol. I, *New Jersey: Prentice Hal PTR*, 2012, p. 643.
- [5] A. Hasani, F. Haghjoo, F. M. F. da Silva and C. L. Bak, "A Current-Based Differential Technique to Detect Loss of Field in Synchronous Generators," in *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 35, no. 2, pp. 514-522, April 2020.
- [6] M. Rasoulpour, T. Amraee and A. Khaki Sedigh, "A Relay Logic for Total and Partial Loss of Excitation Protection in Synchronous Generators," in *IEEE Transactions on Power Delivery*, Oct. 2019.
- [7] J. Park, C. Kim, K. Kim, Y. Lyu and J. Yang, "Development of an Adaptive Underexcitation Limiter in Excitation System," in *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 33, no. 5, pp. 2135-2142, Oct. 2018.
- [8] M. Abedini, M. Sanaye-Pasand and M. Davarpanah, "An Analytical Approach to Detect Generator Loss of Excitation Based on Internal Voltage Calculation," in *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 32, no. 5, pp. 2329-2338, Oct. 2017.
- [9] H. Yaghoobi, "A New Adaptive Impedance-Based LOE Protection of Synchronous Generator in the Presence of STATCOM," in *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 32, no. 6, pp. 2489-2499, Dec. 2017.
- [10] H. Yaghoobi, "Adaptive impedance-based out-of-step detection of synchronous generator without any network reduction," in *IET Generation, Transmission & Distribution*, vol. 14, no. 5, pp. 762-773, 2020.
- [11] A. Nikkilä, A. Kuusela, M. Laasonen, L. Haarla and A. Pahkin, "Self-Excitation of a Synchronous Generator During Power System Restoration," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 34, no. 5, pp. 3902-3911, Sept. 2019.
- [12] M. Sosa-Aguiluz, A. Guzmán, and J. León, "CFE generator protection guidelines for setting 40 and 64G elements based on simulations and field experience," in *Proc. Mar.-Apr. 2015 IEEE 68th Annual Conference for Protective Relay Engineers*, pp. 389-404, 2015.
- [13] F. R. A. C. Baracho, A. L. M. Coelho, C. S. Pereira F. and P. M. Silveira, "A theoretical and practical approach for underexcitation protection and control studies of hydrogenerators in a real-time environment," *IEEE Trans. on Industry Applications*, vol. 54, no. 4, pp. 3132-3144, Jul.-Aug., 2018.
- [14] F. R. A. C. Baracho, A. L. M. Coelho, C. S. Pereira F. and P. M. Silveira, "A theoretical and practical approach for underexcitation protection and control studies of large hydrogenerators in a real-time environment," in *Proc. Nov. 2017 IEEE Industry Applications Society Annual Meeting*, pp. 1-11.
- [15] A. B. Dehkordi, P. Neti, A. M. Gole, and T. L. Maguire, "Development and validation of a comprehensive synchronous machine model for a real-time environment," *IEEE Trans. on Energy Conversion*, vol. 25, no. 1, pp. 34-48, Mar. 2010.
- [16] W. Du, R. Dunn, and H. F. Wang, "Power system oscillation stability and control by FACTS and ESS – A survey," in *Proc. Apr. 2009 International Conference on Sustainable Power Generation and Supply*, pp. 1-13.
- [17] M. Heras Cervantes, A. d. C. Tellez Anguiano, J. Anzurez Marin, E. Espinosa Juarez, M. d. C. Garcia Ramirez and J. Correa Gomez, "Real-Time Simulation of a Luenberger Observer Applied to DC-DC Converters," *IEEE Latin America Transactions*, vol. 16, no. 3, pp. 981-986, March 2018.
- [18] Y. Muñoz-Jadán, M. Espinoza-Bolaños, F. Donoso Merlet, R. Hidalgo-León, G. Soriano Idrovo and P. Jácome-Ruiz, "Hardware-in-the-Loop for Wind Energy Conversion with Resonant Current Control and Active Damping," in *IEEE Latin America Transactions*, vol. 17, no. 07, pp. 1146-1154, July 2019.
- [19] J. Pinheiro Nascimento, N. Silva Dantas Brito and B. Alencar de Souza, "Proposition of an Adaptive Protection Scheme for Distribution Systems with Distributed Generation," *IEEE Latin America Transactions*, vol. 16, no. 5, pp. 1439-1444, May 2018.
- [20] A. M. Gole, R. W. Menzies, D. A. Woodford, and H. Turanly, "Improved interfacing of electrical machine models in electromagnetic programs," *IEEE Trans. on Power Apparatus and Systems*, vol. PAS-103, no 9, pp. 2446-2451, Sep. 1984.



Francisco R. A. C. Baracho received the B.Sc., M.Sc., and D.Sc. degrees in electrical engineering from the Federal University of Minas Gerais (UFMG), Brazil, in 1986, 1992 and 2018, respectively, and a second master's degree in energy planning from the University of Sheffield, Sheffield, U.K., in 2002. He is currently a Professor and Researcher with the Federal University of Ouro Preto, Brazil. His interests are power systems protection, electromagnetic transients, and renewable energy.



Aurélio L. M. Coelho received the B.Sc. degree in electrical engineering from the Federal University of Maranhão (UFMA), Brazil, in 2010, and the M.Sc. and D.Sc. degrees in electrical engineering from Federal University of Itajuba (UNIFEI), Brazil, in 2011 and 2016, respectively. He is currently a Professor and Researcher with the Group of Practical Applied to Power Systems (GPRAS), UNIFEI. His interests are power systems protection, power quality, and electromagnetic transients.



Clever S. Pereira Filho received the B.Sc. degree in electrical engineering from the Federal University of Minas Gerais (UFMG), Brazil, in 1978, and the M.Sc. and D.Sc. degrees in electrical engineering from the Federal University of Rio de Janeiro (COPPE/UFRJ), Brazil, in 1983 and 1997, respectively. He is currently a Full Professor and Researcher with the Federal University of Minas Gerais. His interests are power systems protection, signal processing for fault identification, and electromagnetic transients.



Laerty J. S. Damião received the B. Sc. degree in electrical engineering from the Federal University of Ouro Preto (UFOP), Brazil, in 2019. He is currently pursuing the M.Sc. degree in electrical engineering at Federal University of Itajuba (UNIFEI), Brazil. His interests are condition monitoring of high voltage equipment, power systems planning, and power systems protection.



Wilingthon G. Zvietcovich received the B.Sc., M.Sc., and D.Sc. degrees in electrical engineering from the UNSAAC (Peru), UNESP (Brazil) and USP (Brazil) respectively in 1999, 2006 and 2011, respectively. He is currently a Professor and Researcher with the Federal University of Ouro Preto (UFOP), Brazil. His interests are electric power systems planning and power quality.