

## Avaliação da Proteção de Geradores Síncronos contra a Perda de Campo nos Planos R-X e P-Q

Lucas Manoel Costa \* Francis A. Moreno Vásquez \*\*

\* *Departamento de Engenharia Elétrica, Universidade de Brasília, DF,  
(e-mail: lucascosta097@outlook.com)*

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

---

**Abstract:** In this work, it is proposed a comparative evaluation between two protection schemes for synchronous generators against loss of excitation, based on the R-X impedance plane and the P-Q power plane. For this, a power system modeled in the EMTP-RV software was used to simulate cases of total and partial field loss, with different pre-disturbance load conditions of the generator, and considering the operation of generators in parallel. The results show that the traditional scheme is still a good tool in terms of operation time and reliability. However, the protection based on the P-Q plane is more flexible in terms of its setting.

**Resumo:** Neste trabalho, propõe-se uma avaliação comparativa entre dois esquemas de proteção de geradores síncronos contra a perda de campo, baseados no plano de impedância R-X e no plano de potências P-Q. Para isso, um sistema de potência modelado no programa EMTP-RV foi utilizado para simular casos de perda de campo total e parcial, com diferentes condições de carga pré-distúrbio do gerador, e ainda considerando a operação de geradores em paralelo. Os resultados mostram que o esquema tradicional é ainda uma boa ferramenta em termos de tempos de atuação e confiabilidade. Entretanto, a proteção baseada no plano P-Q se mostra mais flexível quanto ao seu ajuste.

*Keywords:* Synchronous Generator; Loss of Field; Plano R-X; Plano P-Q; Function 40; EMTP-RV.

*Palavras-chaves:* Gerador Síncrono; Perda de Campo; Plano R-X; Plano P-Q; Função 40; EMTP-RV.

---

### 1. INTRODUÇÃO

Devido à robustez que possuem e às altas potências que podem ser atingidas, os geradores síncronos são as máquinas elétricas de maior participação no funcionamento do sistema interligado no Brasil, sendo utilizado em centrais hidrelétricas e termelétricas (ONS, 2020). De acordo com EPE (2020), esses tipos de geração ainda terão grande relevância apesar do aumento das fontes renováveis, uma vez que existe a prioridade de utilizar fontes de energia que não sejam intermitentes.

Nesse cenário, existe sempre uma grande preocupação não apenas com o correto funcionamento, mas com a preservação da integridade dessas máquinas, considerando que elas podem ser sujeitas a distúrbios de diferente natureza, tais como curtos-circuitos, correntes desbalanceadas, perda de sincronismo, energização indevida, entre outros (Reimert, 2006).

Uma das condições anormais mais conhecidas é a perda da energia fornecida ao enrolamento do rotor, i.e., a perda de campo. Os principais tipos de falha que ocasionam este problema em geradores síncronos são: a abertura indevida do circuito de excitação, curto-circuito no circuito de excitação, falhas no sistema de excitação do gerador (Hasani and et al, 2020). Isto pode ocasionar danos térmicos de-

vido à sobrecarga, sobreaquecimento das partes físicas e o enfraquecimento do acoplamento entre o rotor e estator que pode gerar perda de sincronismo. Além disso, nessas condições o gerador pode começar a absorver potência reativa do sistema, operando como gerador de indução, podendo inclusive operar em uma potência acima de sua capacidade nominal (Alla et al., 2017; Sandoval et al., 2006).

Tradicionalmente, a proteção de geradores síncronos contra a perda de campo é realizada no plano R-X em duas zonas de proteção, formulada inicialmente por Berdy (1975) e Mason (1949), e esta abordagem ainda é utilizada nos relés comerciais. Por outro lado, o advento dos relés microprocessados viabilizou a formulação da proteção no plano de potências P-Q, baseada na curva de capacidade, nos limites de estabilidade, no nível de refrigeração, e outros fatores (SELINC, 2019).

Diante do exposto, este trabalho traz uma explicação detalhada da função de proteção contra a perda de campo (ANSI 40) baseada no plano R-X e no plano P-Q, e realiza uma comparação de desempenho através de simulações computacionais visando trazer à tona as vantagens e desvantagens de ambas técnicas.

## 2. ESQUEMA DE PROTEÇÃO NO PLANO R-X

O elemento de proteção no plano R-X implementa um elemento mho, similar a um relé de distância, cuja zona interior representa a zona de operação para eventuais envios de *trip*. Uma vez que eles são instalados com a polaridade enxergando para o sistema, um evento que acontece no mesmo gerador, como a perda de campo, é visualizado no plano complexo R-X com a impedância adquirindo valores negativos no eixo imaginário. Ainda, deve ser ressaltado que a proteção contra a perda de campo neste plano é tradicionalmente implementada considerando uma condição de operação balanceada. Assim, a variável que é avaliada é a impedância de sequência positiva.

Tradicionalmente, a característica de proteção apresentada por Mason (1949) oferecia proteção para todos os tipos de carregamento inicial do gerador. Conforme os tamanhos e as especificações das máquinas foram evoluindo com tempo, Berdy (1975) percebe que o esquema de proteção anteriormente proposto poderia ser aprimorado, uma vez que a reatância síncrona de eixo direto das máquinas aumentou de forma considerável, o que deixava a região de operação muito grande. Assim, poderiam ocorrer atuações indevidas da proteção e, além disso, a operação do gerador na zona de subexcitação ficaria muito restrita. Entretanto, apesar das considerações, o diâmetro da zona de proteção também não poderia ser muito pequeno pois, possivelmente, não conseguiria detectar condições de perda de campo em situações de carga leve do gerador (Sandoval et al., 2006).

Diante dessa realidade, duas zonas de proteção foram adotadas. A primeira zona definida como uma circunferência de diâmetro igual a 1 pu, de atuação instantânea e a Zona 2 definida também como uma circunferência com o diâmetro igual a reatância síncrona de eixo direto ( $X_d$ ) e atuação temporizada. Ressalta-se que ambas as características tem um offset de metade da reatância transitória de eixo direto ( $-\frac{X'_d}{2}$ ) para evitar a atuação devido a oscilações de potência. A temporização da zona 2 pode variar e necessita de uma avaliação mais individualizada, principalmente relacionada aos danos que a máquina e o sistema podem sofrer durante esse período de tempo (Berdy, 1975).

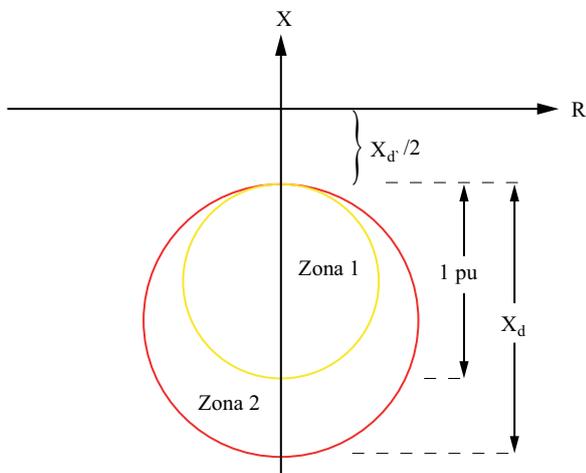


Figura 1. Característica de Operação - Berdy

## 3. ESQUEMA DE PROTEÇÃO NO PLANO P-Q

Este esquema de proteção replica a curva de capacidade do gerador e todos os seus limites de restrições de operação. Neste esquema, é possível parametrizar 4 zonas de proteção, sendo que 3 delas podem desconectar o gerador do sistema e uma fornece alarme de condição de operação acima dos limites de capacidade da máquina, sendo que cada zona é projetada para operar independentemente das outras.

### 3.1 Zona 1

Em ocorrências de perda de campo onde o gerador está operando com carga pesada, os danos serão mais severos, pois ele irá absorver uma grande quantidade de potência reativa do sistema e em última instância pode até perder a estabilidade transitória. Assim, o elemento de zona 1 é destinado a oferecer atuação ultra rápida para eventos severos de perda de campo (Rasoulpour et al., 2020; IEEE, 2006).

Como ilustrado na Figura 2, esta zona de operação é definida como uma linha reta no plano P-Q e é localizada longe o suficiente dos limites da curva de capacidade do gerador, de modo a tornar a operação mais segura durante oscilações estáveis de potência e evitar atuações indevidas da proteção. Esta zona é análoga à zona 1 do esquema de proteção baseado no plano R-X e deve ter um delay nulo ou muito curto para atuação. A temporização deve ser curta o suficiente para que a ocorrência não cause danos severos a máquina porém deve evitar atuações indevidas.

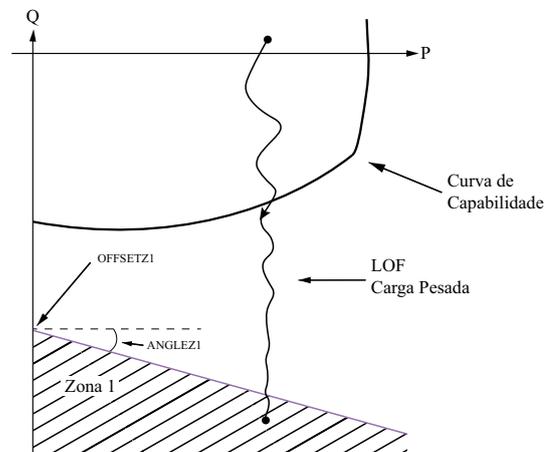


Figura 2. Característica da Zona 1 da função ANSI 40 no plano PQ

A reta que define os limites de operação do elemento de zona 1 é ajustado com base em duas entradas de dados, sendo um offset negativo no eixo de potência reativa Q, que pode ser calculado por

$$OFFSETZ1_{PQ} = -\frac{2S_{nom}}{X_d}, \quad (1)$$

e um valor referente à inclinação da reta,  $ANGLEZ1_{PQ}$ , cujo valor adotado deve garantir que a zona atuará apenas para eventos muito severos que possam levar à perda de sincronismo Schweitzer (2020)

$$ANGLEZ1_{PQ} = -10^\circ. \quad (2)$$

### 3.2 Zona 2

O elemento de disparo de zona 2 é projetado para operar em condições de perda de campo em carga leve e contra operação continuada na região de subexcitação do plano P-Q abaixo da curva de capacidade. A operação prolongada do gerador nessa região pode gerar sérios danos associados ao aquecimento do fim do ferro do núcleo do estator. Além disso, nos geradores que apresentam o sistema de limite de mínima excitação (MEL), a operação da máquina nessa região é fortemente influenciada por essas características, pois o MEL atua no regulador de tensão para manter a operação acima desses limites.

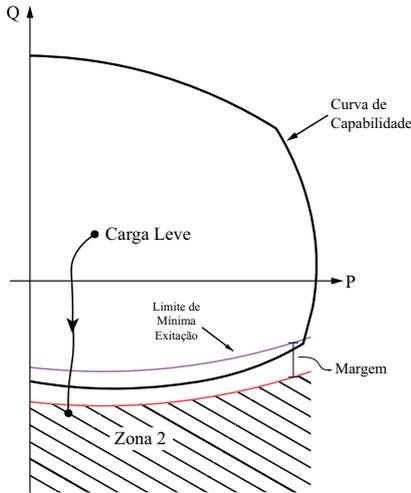


Figura 3. Zona 2

É necessário salientar o comportamento da Zona 2 quando a resposta dinâmica da região é utilizada, pois, além da característica do limite de mínima excitação variar com a tensão, o limite de aquecimento do fim do ferro do estator também muda e normalmente com comportamento inverso. De acordo com a Figura 4, enquanto o limite de mínima excitação fica mais restritivo com uma diminuição da tensão terminal  $V_T$  e menos restritivo com um aumento da tensão, o limite de aquecimento do fim do núcleo do estator (SECHL) tem comportamento inverso, ficando mais restritivo com aumento de  $V_T$  e menos restritivo com sua diminuição.

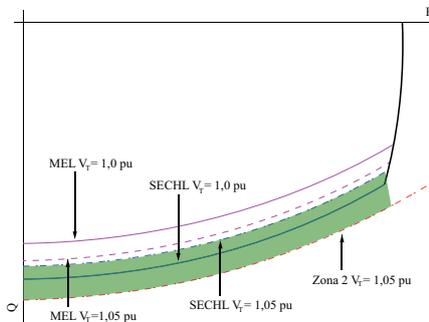


Figura 4. Zona 2 da função ANSI 40 no plano PQ Alla et al. (2017)

Assim, em uma situação onde o gerador está operando com uma tensão terminal  $V_T$  acima do nominal, o limite

de mínima excitação e, conseqüentemente a Zona 2, se deslocará de modo a ficar menos restritiva enquanto o limite de aquecimento do fim do núcleo do estator se deslocará para dentro, ficando mais restritiva. Isso significa que essas situações irão gerar zonas mortas onde a proteção estará fora do limite da máquina e em caso de defeito não irá atuar corretamente, deixando o gerador desprotegido. A atuação do elemento de zona 2 é temporizada, de modo a evitar operações indevidas. Ainda, existe a possibilidade de sua implementação com uma supervisão de atuação por meio de um elemento de subtensão, que verifica se a tensão terminal é menor que um valor preestabelecido e acelera o envio do comando de abertura.

### 3.3 Zona 3

Esta zona é projetada para coordenar com o limite de estabilidade em regime permanente do gerador. Este limite apresenta uma restrição significativa quando o regulador de tensão está operando no modo manual. Além disso, como o limite de estabilidade de regime permanente depende da impedância equivalente do sistema, em casos de geradores conectados em sistemas fracos o mesmo pode perder sincronismo mesmo operando dentro da curva de capacidade. Para uma coordenação adequada, a Zona 3 é implementada por meio de uma réplica do limite de estabilidade, que pode ser ajustado a partir das informações da impedância síncrona de eixo direto,  $X_d$ , e da impedância equivalente do sistema,  $X_{sist}$ . Devido a forma de ajuste, a Zona 3 sempre acompanhará a característica do limite de estabilidade, e pode aparecer no plano PQ como ilustrado na Figura 5 Schweitzer (2020).

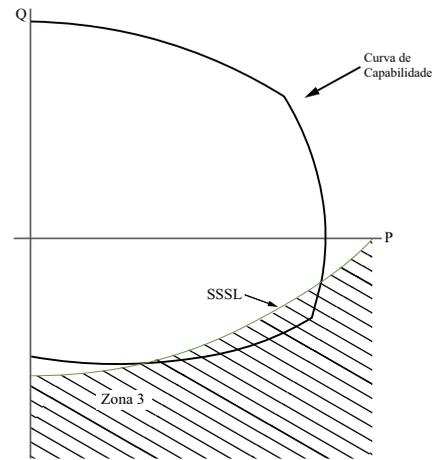


Figura 5. Zona 3

Seguindo a formulação utilizada no relé SEL-400G, este trabalho implementa a transferência do plano R-X para o plano P-Q através de:

$$Raio = \frac{V_T^2}{2} \left( \frac{1}{X_d} + \frac{1}{X_{sist}} \right) \quad (3)$$

$$Centro(P, Q) = \left( 0, \frac{V_T^2}{2} \left( \frac{1}{X_{sist}} - \frac{1}{X_d} \right) \right) \quad (4)$$

Como atualmente grande parte dos geradores operam com regulador de tensão em modo automático e com presença do estabilizador do sistema de potência (PSS),

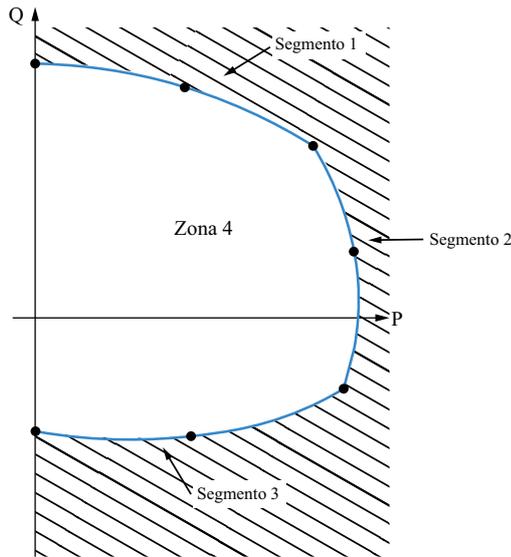


Figura 6. Zona 4

a Zona 3 pode ser ajustada para indicar apenas um alarme e não desconectar o gerador do sistema caso o ponto de operação ultrapasse seus limites. Nesses casos, o gerador irá ultrapassar o limite da Zona 3 mas não perderá estabilidade e isso será confirmado por sua tensão terminal, que ficará próxima da nominal. Quando o controle de tensão é alterado para o modo manual devido a alguma condição operativa restritiva, a Zona 3 deve retirar o gerador de operação caso seja ultrapassada. O sinal de status do regulador automático de tensão deve ser usado como supervisão para que a Zona 3 possa enviar sinais de trip e não de alarme (Alla et al., 2017).

### 3.4 Zona 4

A Zona 4 é projetada para fornecer monitoramento e alarme para os casos onde o gerador opera fora dos limites da curva de capacidade. Além disso, é possível incluir uma margem de modo a permitir que o alarme sinalize antes que o ponto de operação de fato ultrapasse os limites do máquina, considerando o nível de resfriamento da máquina. Isto significa utilizar três segmentos para implementar uma réplica digital da curva de capacidade que pode estar sobreposta, contraída ou expandida dependendo do nível de resfriamento (Schweitzer, 2020; Alla et al., 2017).

## 4. RESULTADOS

### 4.1 Descrição do Sistema

O sistema de potência a ser utilizado nas simulações no software EMTP-RV será o clássico modelo de uma máquina síncrona conectado, via transformador elevador e uma linha de transmissão de circuito duplo, a uma fonte equivalente, como ilustrado na Figura 7, cujos dados são apresentados na Tabela 1.

Para realizar as avaliações dos esquemas de proteção, os sinais de tensão e corrente foram exportados do programa EMTP-RV com um passo de tempo de 50  $\mu$ s, sendo que eles são obtidos de um transformador de corrente com relação de 7000 e 5A no lado secundário, e de um transformador de potencial com relação de 125, com 120V no lado

secundário. Em seguida, os sinais passam por um filtro antialiasing de terceira ordem com uma frequência de corte de 240 Hz. Depois, uma reamostragem desses sinais foi feita considerando uma frequência do sistema de 60 Hz com 32 amostras/ciclo. Com isso, os sinais passam por um estimador fasorial, especificamente com o Filtro Cosseno Modificado (Hart et al., 2000). Os fasores de correntes e tensões de fase são utilizados para determinar os respectivos sinais de sequência, para finalmente determinar a impedância de sequência positiva. A partir da estimativa da impedância de sequência positiva, foi feito o cálculo da potência para as curvas de operação do gerador no plano P-Q.

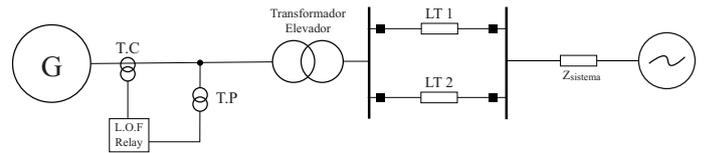


Figura 7. Sistema de Potência

Tabela 1. Parâmetros dos Componentes do Sistema de Potência Simulado

Equipamentos	Parâmetros	
Gerador	Potência Nominal	800 MVA
	Frequência	60 Hz
	Número de Polos	2
	Icampo para $V_T = 1pu$	2000 A
	$R_s$	0.0025 pu
	$X_0$	0.113 pu
	$X_d$	1.428 pu
	$X_q$	0.654 pu
	$X_d'$	0.34 pu
	$X_q'$	0.653 pu
	$X_d''$	0.253 pu
$X_q''$	0.298 pu	
Sistema de Excitação	ST1	
Governor	IEEE G1	
Transformador	Conexão	dY1
	Níveis de Tensão	15/230 kV
	Reatância	0.375 pu
Linha de Transmissão	Impedância Equivalente	0.0807+j1.368 pu
	Comprimento	200 km
Sistema Remoto	Tensão	230 kV
	Z+	0.0002+j0.018 pu

### 4.2 Carregamento do Gerador

Nesta simulação, o sistema foi configurado para que o gerador possa trabalhar com carga leve, média e pesada, em relação à sua potência nominal. A resposta dos esquemas de proteção nos planos P-Q e R-X são visualizados nas Figuras 8 e 9, respectivamente.

No plano P-Q, deve-se entender que antes da perda de campo, o gerador pode-se encontrar sobreexcitado ou inclusive subexcitado. Sendo uma condição normal, o ponto inicial da trajetória encontra-se dentro da curva de capacidade, sendo que quando mais perto dos limites estiver, o gerador estaria entregando mais potência. Diante da perda da excitação, pode ser visto que o ponto de potência inicial se desloca para abaixo e fora da zona operação.

Por outro lado, no plano R-X, a trajetória da impedância começa fora das circunferências que são as zonas de

proteção, sendo que quanto mais afastado a impedância estiver no início, menor a potência entregue pelo gerador. Pode-se deduzir que embora a trajetória para uma carga leve recaia no mesmo ponto final de um cenário de carga pesada, o tempo que ela leva para chegar é maior, uma vez que a trajetória é maior.

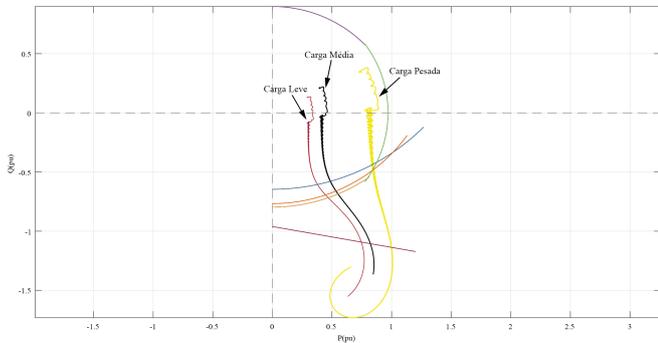


Figura 8. Plano PQ - diferentes carregamentos.

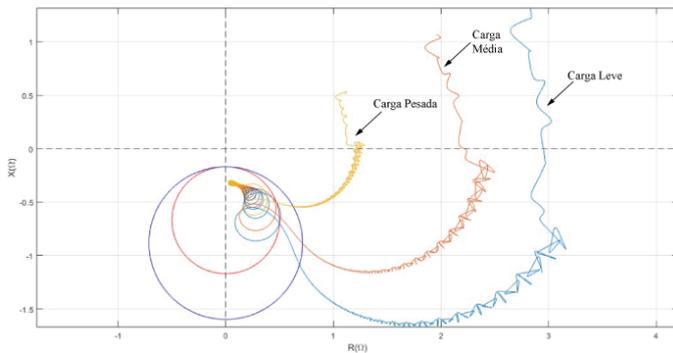


Figura 9. Plano RX - diferentes carregamentos.

#### 4.3 Operação de Geradores em Paralelo durante uma Perda de Campo

Para este caso, um gerador adicional conectado em paralelo com o já existente foi incluído, estando ambos conectados no mesmo barramento. A carga de ambos os geradores pré-falta é de  $S = 552,7 MVA = 0,69 pu$  com fator de potência de 0,9 indutivo. Foi aplicado uma perda de campo total no gerador 2 em  $t=2s$  enquanto o primeiro gerador mantinha sua operação sem defeito. Para manter o padrão de outros casos, o tempo total de simulação foi de 5s.

É possível observar nas Figuras 10 e 11 que as curvas do gerador onde houve o defeito entraram nas zonas de operação como esperado. Em relação ao gerador sem defeito, é possível notar que o mesmo ultrapassa os limites superiores da curva de capacidade, pois tenta suprir a falta de potência reativa do gerador com defeito que opera em paralelo. Isto faz com que, mesmo sem nenhum problema interno, uma perda de campo em um gerador próximo sobrecarrega uma máquina sem defeito.

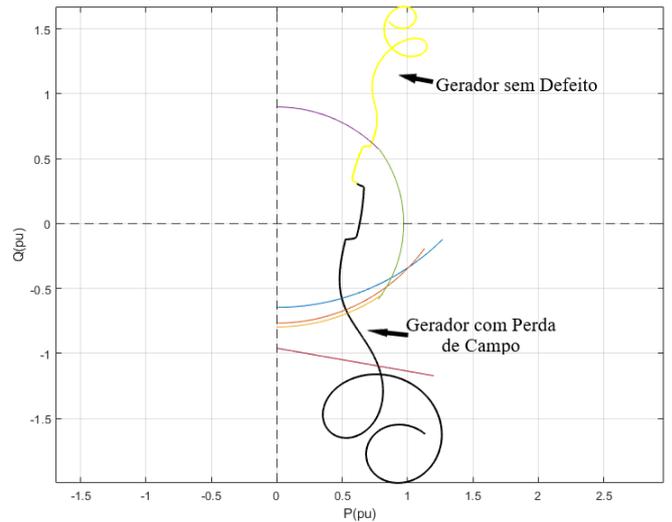


Figura 10. Respostas dos geradores no plano P-Q.

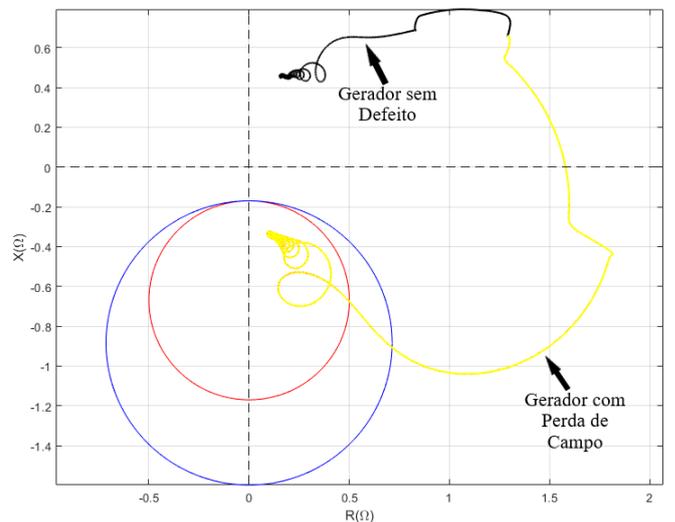


Figura 11. Respostas dos geradores no plano R-X.

As Figuras 12 e 13 mostram as flags de operação, com os instantes de atuação para o gerador com defeito. Por sua vez, a Figura 14 indica que o alarme de zona 4 opera para o gerador sem defeito, uma vez que o mesmo ultrapassa consideravelmente os limites superiores da curva de capacidade.

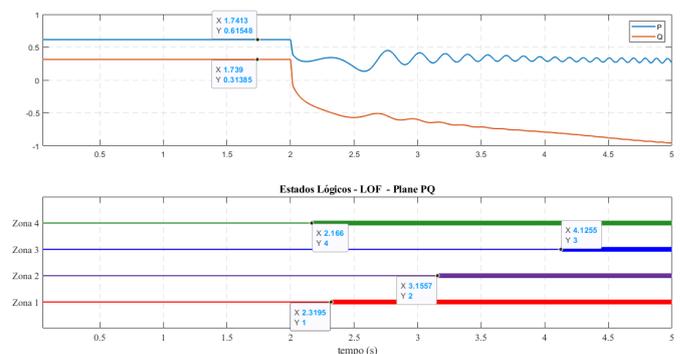


Figura 12. Flags de operação P-Q - Gerador com Defeito.

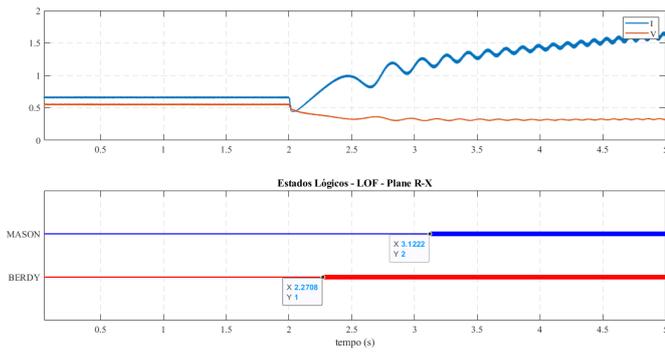


Figura 13. Flags de operação R-X - Gerador com Defeito

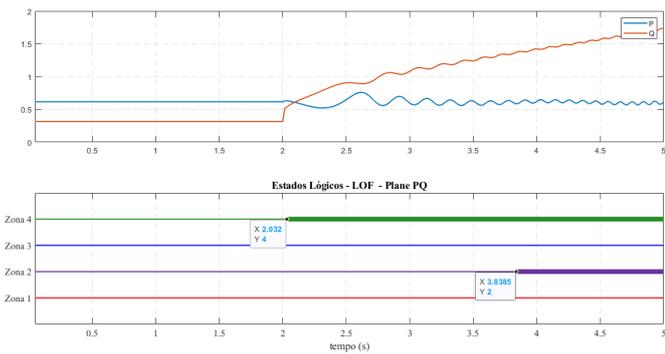


Figura 14. Flags de operação P-Q - Gerador sem Defeito

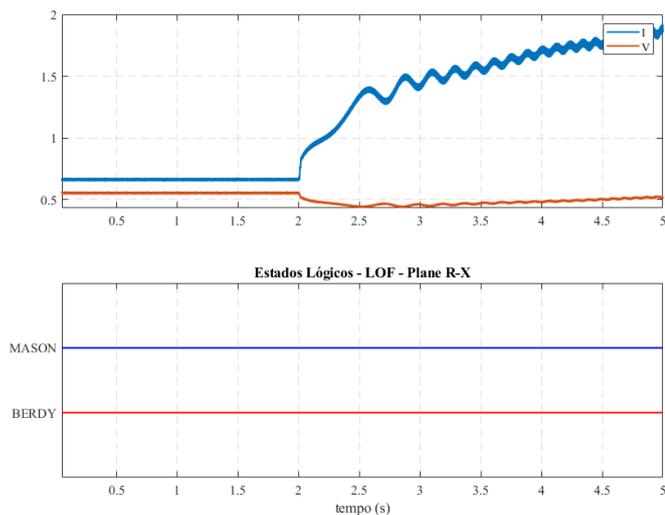


Figura 15. Flags de operação R-X - Gerador sem Defeito

Além disso, é percebido uma atuação indevida para Zona 2, isso pode ser explicado por meio da forma de implementação do algoritmo neste trabalho, que considera as zonas como circunferências completas. Assim, caso o ponto de operação ultrapasse os limites, mesmo que não seja na região de subexcitação, o flag será ativado. Um ponto a ser destacado é que a sobrecarga no gerador sem defeito só é identificada pelo algoritmo no plano P-Q, pois a zona 4 fornece supervisão para a curva de capacidade. Para o plano R-X não há nenhuma atuação. Além disso, observa-se na Figura 15 que a corrente do gerador sem defeito também fica muito elevada, bem acima dos valores nominais.

#### 4.4 Perda de Campo Total com Gerador Operando com Fator de Potência Adiantado

Nesta simulação, foi avaliada uma perda de campo total em um gerador que operava com  $S = 552,7 MVA = 0,69 pu$  e fator de potência adiantado, ou seja, a máquina já estava absorvendo potência do sistema antes do defeito. Assim foi possível avaliar se o fator de potência tem alguma influência na proteção contra perda de campo. A partir dos planos de potência e impedância ilustrados nas Figuras 16 e 17, nota-se que o ponto de operação inicial já é mais próximo das zonas de proteção pois o gerador já estava na região subexcitada. Já, observando as flags de operação, mostrados das Figuras 18 e 19 é possível ver que no plano P-Q, a potência reativa tem um valor negativa e a perda de campo não ocasiona variações tão grandes como quando a máquina foi simulada estando sobreexcitada. Também, pode-se observar que o tempo de envio de trip pela zona 1 no plano R-X (2.2682 segundos) é menor que o fornecido pela proteção baseada no plano P-Q (2.322 segundos), o que indica que, embora seja uma proteção mais tradicional, o plano R-X ainda pode ser utilizado.

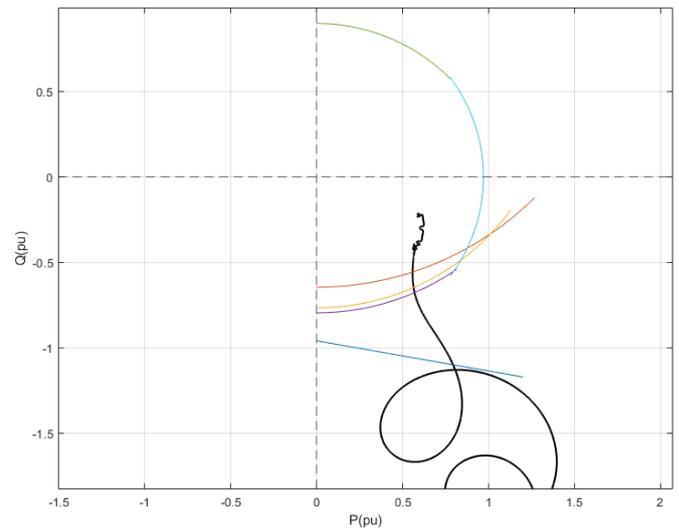


Figura 16. Gerador com fp Adiantado - Plano P-Q

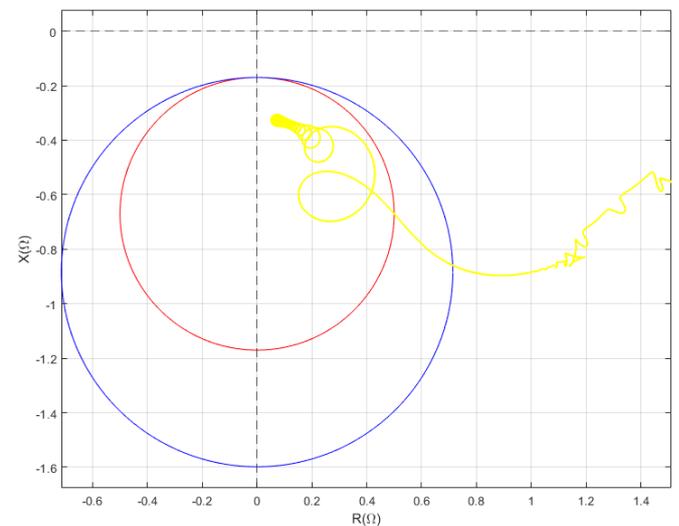


Figura 17. Gerador com fp Adiantado - Plano R-X

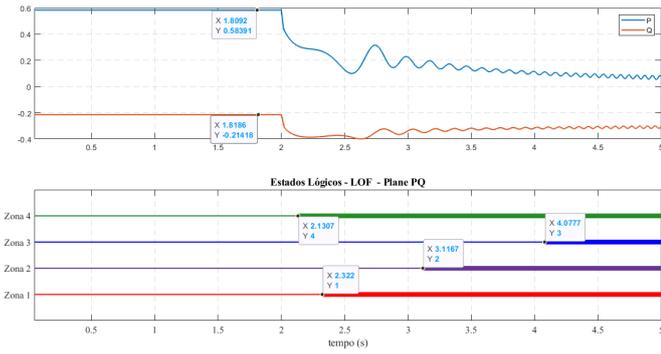


Figura 18. Flags de operação P-Q - Gerador fp Adiantado

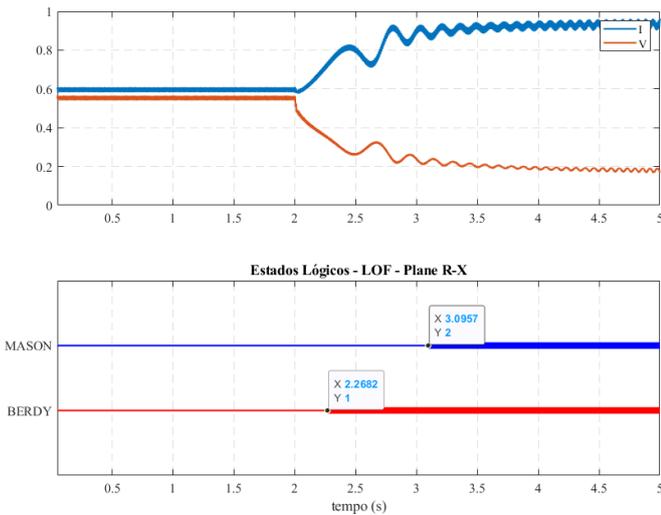


Figura 19. Flags de operação R-X - Gerador fp Adiantado  
4.5 Perda Parcial de Campo

Para esta simulação, foi aplicada uma perda parcial de campo no gerador. A principal característica da perda parcial de campo é que a tensão do sistema de excitação não vai completamente a zero e não é reduzida drasticamente. O tempo de simulação escolhido foi de 10s, a perda de campo ocorre em 2s e a potência do gerador pré-falta é de  $S = 506,5 MVA = 0,63 pu$ , com fator de potência de 0,95 atrasado. Com uma perda parcial, a evolução das curvas de potência e impedância apresentam uma dinâmica mais lenta, de modo que é esperado que as proteções atuem de forma mais lenta.

Como mostra a Figura 20, a curva de potência entra nas regiões de operação mais pelo lado lateral, diferentemente do que acontece com os casos de perda total de campo. Observando a Figura 21, é possível perceber que a perda de potência reativa ocorre de forma lenta enquanto a potência ativa se mantém mais ou menos constante. Em relação aos tempos de atuação, as zonas 1 e 2 do plano de potência atuam em 7,57s e 5,82s respectivamente. A zona 4, que atuou em 4,95s, indica o momento em que a trajetória sai dos limites da curva de capacidade.

No plano de impedância, ilustrado na Figura 22, a curva entra na zona de operação pela parte superior, bem próximo dos seus limites. Também, a atuação ocorre de forma mais demorada, como mostra a Figura 23, com atuações de zona 1 e 2 em 7,95s e 8,09s respectivamente.

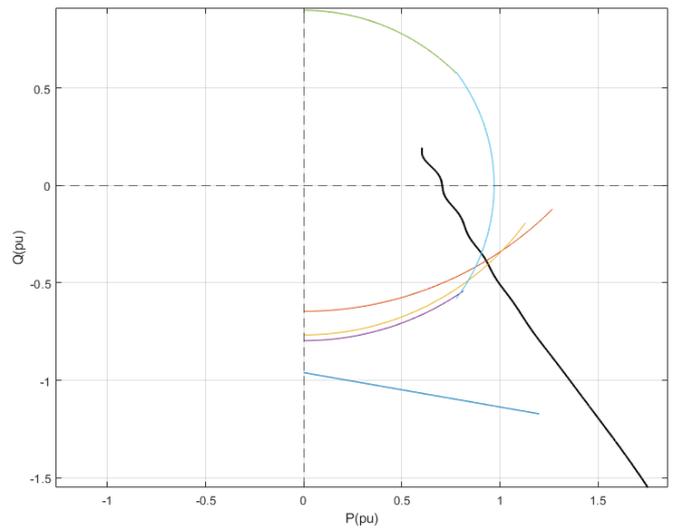


Figura 20. Perda de Campo Parcial - Plano P-Q

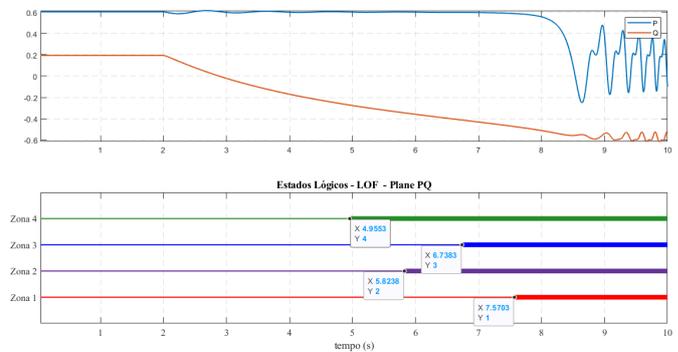


Figura 21. Flags de operação P-Q - Perda Parcial

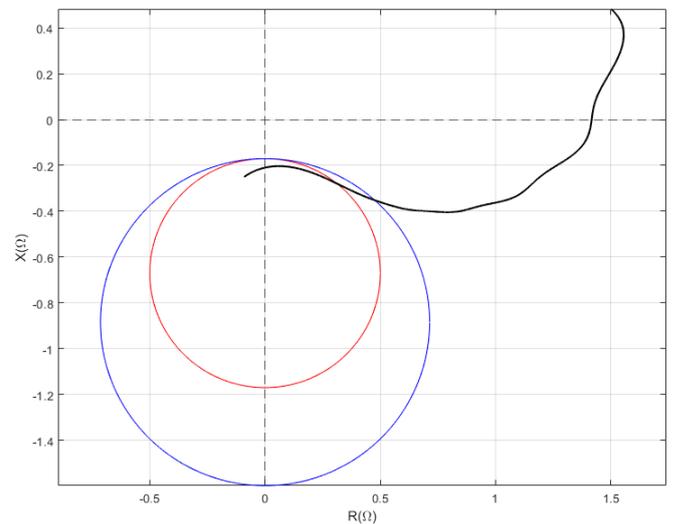


Figura 22. Perda de Campo Parcial - Plano R-X

Também, pode-se perceber que a trajetória se aloca em um ponto muito próximo dos limites das zonas de proteção com 63% de carregamento. Assim, de acordo com o resultado da Figura 9, entende-se que ela poderia ficar fora caso a carga fosse mais leve. Por outro lado, na comparação, nos casos de perda parcial, a proteção no plano de potência tem uma atuação mais rápida. Além disso, é possível notar na diferença de tempo de atuação entre uma perda total

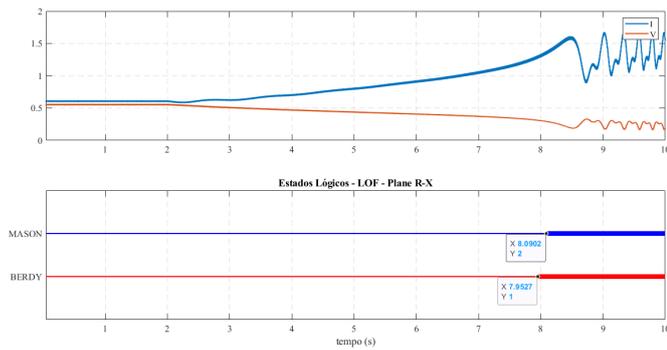


Figura 23. Flags de operação R-X - Perda Parcial

e uma parcial, enquanto no primeiro caso, as proteções em Zona 1 atuavam em menos de 1s, como na Figura 12, no segundo caso, as proteções demoraram quase 6s para serem sensibilizadas. Isso pode ser um risco para a máquina, pois mesmo que a evolução do defeito ocorra de forma lenta, sua corrente terminal chega a valores elevados, podendo danificar seus enrolamentos. Além disso, neste caso, a atuação em zona 2 para o caso do plano P-Q foi bem mais rápida. Outro ponto a ser considerado é que na perda parcial, a queda de tensão nos terminais da máquina ocorre de maneira menos acentuada, o que indica que os sistemas de aceleração de trip por subtensão não seriam tão eficazes.

## 5. CONCLUSÕES

Este trabalho realizou diversas simulações de forma a mostrar a aplicabilidade da proteção de geradores síncronos contra a perda de excitação, considerando a técnica tradicional baseada na impedência e outra mais moderna que utiliza o plano P-Q. Dos resultados obtidos, pode-se perceber que em questão de tempos de atuação, não existe uma superioridade absoluta da técnica P-Q, inclusive em alguns casos, a abordagem no plano R-X resultou ser mais rápida. Foi possível também perceber que o tipo de perda de campo e a carga de pré-falta têm influência direta na resposta da proteção. Para o caso de geradores operando em paralelo, foi constatado que o gerador que apresenta uma perda de campo ocasiona o sobrecarregamento da segunda máquina que não tem falha, pois ela tenta compensar a potência reativa que a máquina em defeito absorve do sistema, e isso faz com que ela opere acima dos seus limites de operação. Nestes casos, a zona 4 do plano P-Q forneceria um importante alerta para a operação, de modo a evitar que a ocorrência em uma máquina evolua e degrade todo o sistema próximo. Diante do exposto, conclui-se que ambas as proteções podem ter bons desempenhos a depender das condições de operação. Entretanto, deve-se salientar que se bem o plano R-X ainda pode ter um desempenho adequado, a grande vantagem da proteção no plano de potência é a melhor visualização e coordenação da mesma com os limites da máquina. Além disso, sua parametrização pode ser mais flexível, o que pode melhorar ainda mais o seu desempenho.

## REFERÊNCIAS

Alla, M., Guzmán, A., Finney, D., and Fischer, N. (2017). Proteção de geradores baseada na curva de capacidade para minimizar estresse e manter estabilidade do sistema

- de potência. *45th Annual Western Protective Relay Conference*. 1, 3, 4
- Berdy, J. (1975). Loss of excitation protection for modern synchronous generators. *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*. 1, 2
- EPE (2020). *Balanco Energético Nacional*. Ministério de Minas e Energia, Rio de Janeiro, Brasil. 1
- Hart, D.G., Novosel, D., and Smith, R.A. (2000). Modified cosine filters. U.S. Patent 6,154,687. 4
- Hasani, A. and et al (2020). A current-based differential technique to detect loss of field in synchronous generators. *IEEE TRANSACTIONS ON POWER DELIVERY*. 1
- IEEE (2006). *IEEE Guide for AC Generator Protection*. 2
- Mason, C.R. (1949). A new loss of excitation relay for synchronous generators. *AIEE TRANSACTIONS*. 1, 2
- ONS (2020). *Plano de Operação Energética*. Ministério de Minas e Energia, Rio de Janeiro, Brasil. 1
- Rasoulpour, M., turaj amraee, and Desigh, A. (2020). A relay logic for total and partial loss of excitation protection in synchronous generators. *IEEE TRANSACTIONS ON POWER DELIVERY*. 2
- Reimert, D. (2006). *Protective Relaying for Power Generation Systems*. Taylor Francis Group, LLC, Boca Raton, Florida. 1
- Sandoval, R., Guzmán, A., and Altuve, H.J. (2006). Dynamic simulations help improve generator protection. *Comisión Federal de Electricidad and Schweitzer Engineering Laboratories*. 1, 2
- Schweitzer, E.L. (2020). *SEL-400G Advanced Generator Protection System - Instruction Manual*. 1 ed. SEL Press, USA. 2, 3, 4
- SELINC (2019). *SEL-400G Generator Protection Relay*. Dez. 1