

# Avaliação das Funções de Proteção de Unidades Geradoras Frente ao Fenômeno de Oscilação de Potência Através de Teste No Simulador Digital em Tempo Real – RTDS

Tatiana Maria Tavares de Souza Alves, Antônio Carlos da Rocha Duarte, Denise Borges de Oliveira, Igor de Siqueira Cardoso, e Alex de Castro, *Operador Nacional do Sistema Elétrico*  
Andrei Fernandes Coelho, *Schweitzer Engineering Laboratories, Inc.*

**Resumo**—Este trabalho apresenta a análise de desempenho de funções de proteção de unidades geradoras frente a fenômenos de oscilação de potência. Para isso, foi utilizado um relé de proteção de geradores, SEL-700G, com funções básicas ajustadas com filosofias usuais, e também foram testados dois algoritmos da função de perda de sincronismo – PPS, uma com Blinder Simples e outra com Blinder duplo. Essas funções foram testadas utilizando o sistema Acre-Rondônia, modelado de forma adequada, no simulador digital em tempo real – RTDS. Foram simulados casos de oscilações estáveis e instáveis, com intuito de se avaliar o comportamento das proteções do gerador.

## I. INTRODUÇÃO

Com a complexidade atual do Sistema Elétrico Brasileiro, grandes perturbações podem provocar oscilações de potência e perda de sincronismo entre uma usina e o resto do sistema, ou entre grupos de geradores de subsistemas diferentes. Estas grandes perturbações causam, dinamicamente, oscilações severas nos ângulos dos rotores das máquinas e nos fluxos de potência das linhas de transmissão.

Logo, após uma perturbação que culmine em oscilações estáveis no sistema, o ideal é que não ocorram desligamentos adicionais de equipamentos, de forma que o mesmo retorne a um novo ponto de operação estável, sem maiores consequências para a rede. Da mesma forma, durante oscilações instáveis, que culminem em perda de sincronismo, o esperado é que o sistema seja separado com a abertura apenas em pontos específicos, previamente determinados, de modo que sejam formados subsistemas estáveis, minimizando assim a área de abrangência de perturbações bem como os cortes de carga.

Sendo assim, para se evitar desligamentos indesejados e garantir a seletividade das proteções das unidades geradoras durante fenômenos sistêmicos, como oscilação de potência, os ajustes das suas funções de proteção devem seguir critérios considerando tanto as especificações e suportabilidade das máquinas quanto as variações elétricas de suas grandezas, esperadas quando da ocorrência desses fenômenos. As principais funções de proteção de unidades geradoras que podem ter desempenho incorreto, durante a ocorrência de oscilação de potência, e que foram analisadas nesse trabalho são as seguintes: proteção de potência reversa (32), proteção de distância (21), proteção de sobrecorrente com restrição de

tensão (51V), proteção de perda de excitação (40), proteção de sobretensão (59) e proteções de frequência (81).

Todavia, quando identificada a possibilidade de perda de sincronismo da usina, com formação de centro elétrico dentro da mesma, deve ser habilitada nas proteções das suas unidades geradoras a função de proteção de perda de sincronismo (78), para desconectar a usina rapidamente evitando assim danos nas máquinas.

## II. PROTEÇÃO DE UNIDADES GERADORAS

Uma unidade geradora é um sistema complexo sujeito a falhas de diversas naturezas, requerendo a sua imediata retirada do sistema ou até mesmo a sua parada parcial ou completa. Para isso, a arquitetura e os ajustes do seu sistema de proteção devem seguir critérios seguros de proteção da máquina, evitando danos para mesma. Entretanto, o seu sistema de proteção deve ter um comportamento adequado frente a fenômenos sistêmicos como oscilações de potência, impedindo o seu desligamento desnecessário, quando a máquina não corre risco físico e a perturbação pode ser agravada. Desta forma, para a avaliação do desempenho das principais funções de proteção de unidades geradoras, foi utilizado o relé SEL-700G, que possui também funções de proteção de perda de sincronismo. A seguir será feito uma breve descrição das funções habilitadas e respectivos ajustes.

### A. Proteção de Distância (21)

Foram parametrizadas duas zonas de atuação: a zona 1, ajustada para atuar de forma instantânea para falhas até 70% da impedância do transformador elevador da usina e a zona 2, temporizada em 0,7 s para atuar para falhas que ocorram além do barramento da usina, com alcance de 120% da impedância do transformador elevador. Ambas as unidades foram ajustadas com *Off-Set* igual a reatância  $X'd$  do gerador, para cobrir os enrolamentos do mesmo.

### B. Proteção de Sobrecorrente com Restrição de Tensão (51V)

O valor de *pick-up* das unidades de sobrecorrente com restrição de tensão diminui à medida que a tensão terminal do gerador reduz. Essa redução ocorre até 12,5% da tensão

nominal, de acordo com a característica da função, sendo esta adequada para detectar faltas entre fases em unidades geradoras onde a reatância de eixo direto é maior que 1,0 pu na base do gerador. Esta unidade foi ajustada com *pick-up* igual a 140% da corrente nominal do gerador, sendo utilizada uma característica do tipo C2 (*Very Inverse*) da IEC. A unidade foi ajustada para atuar em cerca de 0,8 s para falhas trifásicas no lado de AT do transformador elevador.

### C. Proteção de Potência Reversa (32)

Foi utilizada uma unidade de detecção de motorização da máquina, baseada na medição da potência ativa consumida pela máquina durante o processo de motorização. Esta unidade foi ajustada para uma potência ativa consumida pela máquina de 2% do valor da potência nominal, ajustada inicialmente em 10 s. Posteriormente durante os testes essa temporização foi reduzida para 100 ms, com o objetivo de avaliar o desempenho dessa função quando da utilização de temporizações muito pequenas para essa unidade.

### D. Proteções de Frequência (81)

Foram utilizadas duas unidades de sobrefrequência: uma instantânea ajustada em 66 Hz e uma temporizada ajustada em 63 Hz, com temporização de 10 s.

### E. Proteções de Sobretensão (59)

Foram utilizados elementos de sobretensão medindo as tensões fase-fase do terminal do gerador. Essas unidades foram ajustadas para disparo instantâneo, com ajuste de *pick-up* de 1,3 pu da tensão nominal fase-fase, no caso de sobretensões trifásicas.

### F. Proteção de Perda de Excitação (40)

O relé SEL-700G utiliza duas características tipo *Mho Off-Set* para detectar as condições de perda de excitação. O *Off-Set* das características de atuação é igual à metade da reatância transitória do gerador ( $X'd/2$ ), onde a zona 1 possui um diâmetro igual a 1 pu na base do gerador, temporizada em 800 ms, e a zona 2 tem um diâmetro igual à reatância síncrona de eixo direto ( $X_d$ ), temporizada em 300 ms.

## III. PERDA DE SINCRONISMO DE UNIDADES GERADORAS

A operação da máquina síncrona frente a grandes perturbações no sistema ou em condições inadequadas de subexcitação pode culminar em perda de estabilidade e consequente perda de sincronismo entre a unidade geradora e o sistema. Essas oscilações impactam significativamente no torque do eixo do conjunto gerador-turbina, induzem correntes no enrolamento amortecedor e outras partes, causando danos na máquina.

Quando grupos de máquinas de subsistemas diferentes perdem o sincronismo é observado a formação de centro-elétrico no sistema de transmissão, onde ações são tomadas para a separação dos subsistemas através de proteções específicas. Entretanto, quando a instabilidade ocorre entre uma usina e o resto do sistema, o centro elétrico da oscilação pode ser formado dentro da usina, nesse caso, é necessário que a ação seja tomada nas unidades geradoras, ou na conexão das

mesmas, de forma que a usina seja desconectada do sistema em tempo hábil, evitando avaria das unidades geradoras.

Contudo, nem todas as usinas do sistema estão sujeitas a essa condição, pois a localização do centro elétrico da oscilação está fortemente relacionada com as impedâncias da rede. Logo, a ocorrência de um centro elétrico na usina, depende da relação da impedância equivalente da mesma com a impedância equivalente do sistema. Isso pode ser obtido a partir de um estudo simples utilizando o equivalente da rede, apresentado na Fig. 1.

Assumindo um sistema simplificado de duas fontes com tensões de igual amplitude, a trajetória da impedância irá atravessar a impedância total do sistema em um ângulo reto na metade de sua amplitude. Na Fig. 1a encontra-se um sistema equivalente de duas barras. Após determinados  $Z_S$  (Equivalente da Usina),  $Z_L$  (Linha de Conexão) e  $Z_R$  (Equivalente do Sistema), somando-se as impedâncias obtém-se a impedância total  $Z_T$ . Calcula-se, então,  $|Z_T|/2$ , para encontrar a metade do módulo dessa impedância equivalente total. Esse valor, indicará geometricamente onde poderá ocorrer centro elétrico na rede estudada. A Fig. 1b, mostra um exemplo com possibilidade de ocorrência de centro elétrico dentro da usina, quando de uma instabilidade sistêmica, quando  $Z_T/2 < Z_S$ . Nota-se que a tendência do centro elétrico ocorrer na usina é maior quando sua impedância é grande quando comparada com a do sistema, ou seja quando for caracterizada uma fonte fraca em um sistema forte.

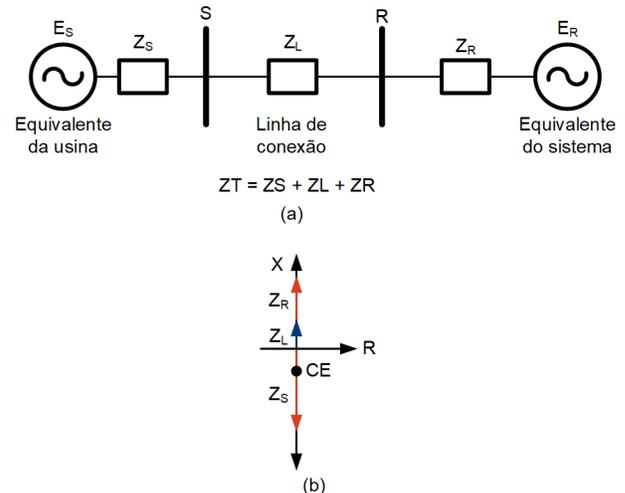


Fig. 1. Sistema equivalente de duas barras.

Ressalta-se que esse método não substitui os estudos dinâmicos, pois o objetivo do mesmo é apenas apresentar uma análise geométrica do fenômeno expresso no diagrama RX. De fato, também não aponta quais serão as contingências que irão ocasionar a instabilidade eletromecânica e a formação do centro elétrico. Essas informações deverão ser obtidas de estudos adicionais, cujos resultados dependerão, além dos fatores supracitados, de diversos outros como o nível de carregamento das linhas, características da carga, tensões nas barras, inércia do sistema, ações de controle das unidades geradoras, etc.

Sendo assim, quando os estudos indicarem a possibilidade de formação de centro elétrico numa determinada usina do

sistema, é recomendado que a mesma possua habilitado nas proteções de suas unidades geradoras, ou linha de conexão, a função de Perda de Sincronismo (78).

#### A. Proteção de Perda de Sincronismo (78)

O relé SEL-700G [1] possui dois algoritmos de detecção de perda de sincronismo, um deles utiliza um único *Blinder* e o outro utiliza dois *Blinders*. Além dos *Blinders*, ambos os esquemas utilizam ainda um círculo no plano de impedância, que define o alcance da função. Este círculo é denominado 78Z1 e é o responsável por não permitir atuações dos algoritmos em oscilações de potência com centro elétrico fora da usina, provendo seletividade à função. O círculo possui um alcance à frente (78FWD), que foi ajustado 2,5 vezes a reatância transitória de eixo direto da máquina ( $2,5.X'd$ ) e um alcance reverso (78REV), que foi ajustado em 1,5 vezes o valor da reatância do transformador elevador ( $1,5.XT$ ).

##### 1) Característica de “Blinder” Simples

Este esquema utiliza um *Blinder* à direita no plano de impedâncias, conhecido como 78R1, e um outro *Blinder* na região esquerda do plano de impedâncias, nomeado de 78R2. A Fig. 2a mostra a função no plano de impedâncias.

As posições dos *Blinders* 78R1 e 78R2 foram escolhidas de forma que o ângulo das tensões entre a unidade geradora e a fonte equivalente fosse aproximadamente igual a  $120^\circ$ . Foi também observado se o círculo Z1 e os *Blinders* 78R1 e 78R2 não invadiram a região de carga.

##### 2) Característica de “Blinder” Duplo

Esta característica também conta com o círculo 78Z1 e os *Blinders* 78R1 e 78R2, porém ambos os *Blinders* estão agora em ambos os semiplanos de forma simétrica. A Fig. 2b exemplifica o diagrama utilizado por esta função no plano de impedâncias.

Para discriminar oscilação de curto-circuito, este algoritmo monitora o tempo em que a impedância de sequência positiva fica entre os *Blinders* 78R1 e 78R2, comparando esse tempo ao ajuste do temporizador 78D. Desta forma é possível ajustar o temporizador de forma que eventos mais rápidos sejam tratados como curto-circuito, não ativando a função. Este temporizador foi ajustado em 20 ms, pois considerando os ajustes dos *Blinders* 78R1 e 78R2, apenas serão caracterizados como oscilação de potência eventos cuja velocidade da impedância medida seja menor que  $25 \Omega/s$ . Este valor foi obtido a partir da análise de eventos, tanto de perda de sincronismo de unidades geradoras do SIN como de simulações, onde foram observadas velocidades de impedância, na referência de tensão da máquina, na faixa de 8 a  $20 \Omega/s$ . A posição do *Blinder* 78R2 foi escolhida de forma que o ângulo entre a unidade geradora e a fonte equivalente do sistema fosse aproximadamente igual a  $120^\circ$ , e a posição do *Blinder* 78R1 foi escolhida considerando a região de carga.

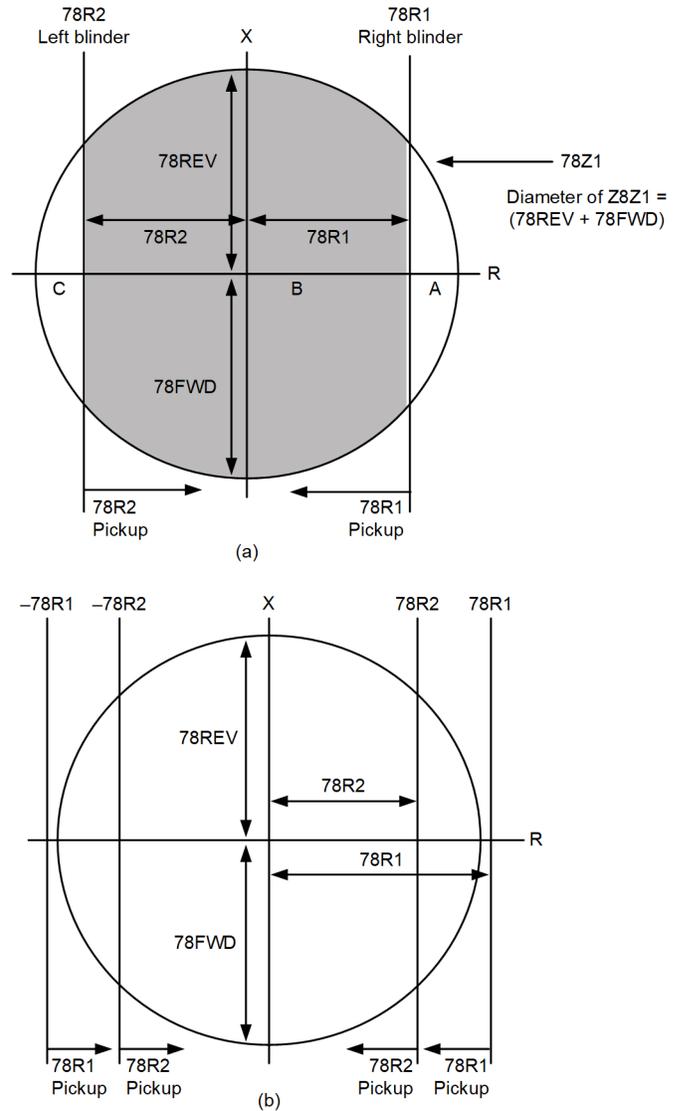


Fig. 2. Proteção de perda de sincronismo (a); Algoritmo de um *Blinder* (b); Algoritmo de dois *Blinders*.

#### IV. MODELAGEM DO SISTEMA NO RTDS

Para a realização do estudo, o subsistema escolhido foi o tronco de 230 kV da região Acre/Rondônia, composta de uma interligação com o SIN em 230 kV. Esta interligação é potencialmente exportadora, escoando o excedente da energia gerada nas Usinas Hidráulicas (UHE Samuel e UHE Santo Antônio 230 kV) e injetada pelo Sistema Madeira através das estações conversoras *back-to-back* de Porto Velho, onde contingências no sistema de 230 kV e até perdas de carga na região Acre/Rondônia, provocam oscilações de potência colocando em prova as funções de proteção das unidades geradoras da região. Portanto, esse tronco foi modelado de forma adequada para a realização de estudos de estabilidade, utilizando um Simulador RTDS em testes em malha fechada com o relé SEL-700G.

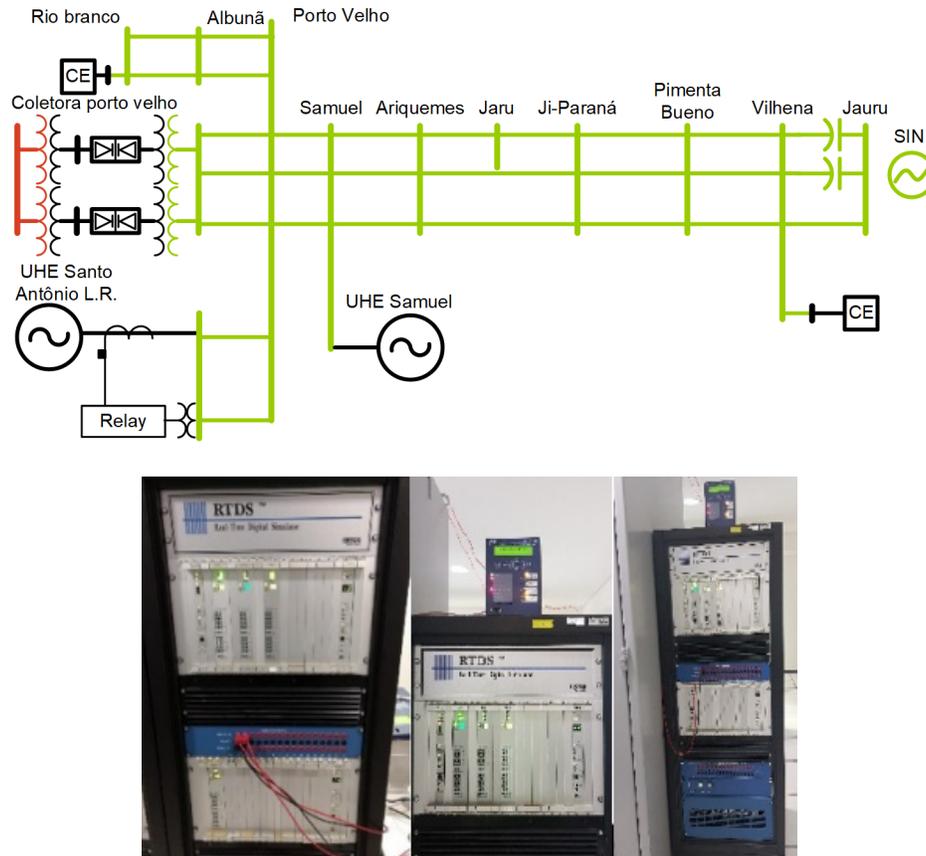


Fig. 3. Diagrama do sistema Acre-Rondônia modelado no RTDS e plataforma de testes.

A usina escolhida para teste foi a UHE Santo Antônio 230 kV em função da configuração da rede, já que, através de alterações da topologia do sistema, foi possível provocar oscilações estáveis e instáveis com formação de centro elétrico dentro e fora da referida usina, permitindo dessa forma testar o desempenho das funções habilitadas no relé de proteção.

A representação da rede elétrica no simulador RTDS contemplou a modelagem dos Sistemas de transmissão do Acre/Rondônia e Mato Grosso/Rondônia em 230 kV, contendo a SE Porto Velho, SE Albuñã, SE Rio Branco, SE Ariquemes, SE Ji-paraná, SE Pimenta Bueno, SE Vilhena e SE Jauru; Compensadores Estáticos em Rio Branco e Vilhena; equivalentes de geração em Porto Velho e Samuel; unidades geradoras individualizadas em Santo Antônio 230 kV; equivalentes de curto-circuito em Jauru 230 kV e Coletora Porto Velho 500 kV. Ressalta-se que nos testes realizados não foi utilizado o *back-to-back* 500 kV – 230 kV na SE Coletora Porto Velho, para que a dinâmica do sistema não fosse influenciada pelos controles do *back-to-back*, simplificando dessa forma a análise dos fenômenos sistêmicos. Para a rede de transmissão foram individualizados todos os componentes, tais como Linhas de transmissão com a respectiva compensação reativa; transformações conectadas ao 230 kV e respectivas cargas com representação dinâmica do tipo ZIP, e banco de capacitores. O modelo dos geradores ou equivalentes de geração contemplaram a representação dos reguladores. O modelo dos Compensadores Estáticos de Reativos (CER) empregou a representação de controlador típico. A Fig. 3 a seguir apresenta o sistema modelado e a plataforma de testes.

#### A. Definição dos Casos Simulados

Para realização dos testes, foram definidos 7 casos de simulação, sendo 3 casos instáveis, 2 estáveis, 1 caso de curto-circuito trifásico no terminal da unidade geradora da UHE Santo Antônio, cuja proteção está em teste, e 1 caso de perda de excitação da referida UG. Nos estudos de estabilidade do sistema Acre-Rondônia, quando utilizados os critérios de estudos do ONS, considerando contingências simples ou duplas quando de circuitos duplos, é observado tendência de formação de centro elétrico na LT 230 kV Ji-Paraná – Pimenta Bueno ou Ariquemes Ji-Paraná. Desta forma, com o objetivo de provocar uma instabilidade no sistema com tendência de formação de centro elétrico na UHE Santo Antônio, para a definição do Caso 1, foram realizadas simulações com o desligamento de pelo menos 2 circuitos de conexão da referida usina com as SEs Samuel e Ariquemes. Assim, foi aumentada a impedância desse trecho tendo como consequência a migração do centro elétrico para o mesmo. Porém, para se obter centro elétrico dentro da usina ainda foi necessário desligamento de unidades geradoras, a fim de se aumentar a impedância equivalente da usina, conseguindo-se enfim o objetivo – o centro elétrico dentro da usina. Observa-se que quando considerado a rede completa ou contingências dentro dos critérios de estudo não é esperada a formação de centro elétrico na UHE Santo Antônio, sendo necessário para a realização desse trabalho premissas de estudo fora dos critérios habituais.

TABELA I  
CASOS SIMULADOS

| Caso | Descrição  |
|------|--|
| 1    | <b>Instável–CE na usina</b><br>1 + 2 UG em Santo Antônio (70 MW) / Carga Coletora Porto Velho (CPV) = <b>10 MW</b><br>CC3φ Barra 230 kV Coletora Porta Velho– <b>Duração (td) = 150 ms</b><br>Abre LTs 230 kV: C. Porto Velho–Ariquemes C1 e C2 / C. Porto Velho–Samuel C1 e C2<br>após 150 ms do CC3φ → trip 2 Ugs em Santo Antônio e 1 UG em Samuel  |
| 2    | <b>Estável–Tendência de CE na usina</b><br>1 (56 MW) + 2 UG em Santo Antônio (70 MW) / Carga Coletora Porto Velho (CPV) = <b>10 MW</b><br>CC3φ Barra 230 kV Coletora Porta Velho– <b>Duração (td) = 100 ms</b><br>Abre LTs 230 kV: C. Porto Velho–Ariquemes C1 e C2 / C. Porto Velho–Samuel C1 e C2<br>após 150 ms do CC3φ → trip 2 Ugs em Santo Antônio e 1 UG em Samuel  |
| 3    | <b>Instável–CE fora da usina</b><br>1 (70 MW) + 3 UG em Santo Antônio (70 MW) / Carga Coletora Porto Velho = <b>55 MW</b><br>CC3φ Barra 230 kV Coletora Porta Velho– <b>Duração (td) = 100 ms</b><br>Abre LTs 230 kV: C. Porto Velho–Ariquemes C1 e C2 / C. Porto Velho–Samuel C1 e C2<br>após 200 ms do CC3φ → trip 2 Ugs em Santo Antônio e 1 UG em Samuel   |
| 4    | <b>Instável–CE fora da usina<br/>A partir do Caso 3 com mais carga e maior tempo de falta →<br/>Menor escorregamento de frequência</b><br>1 (70 MW) + 3 UG em Santo Antônio (70 MW) / Carga Coletora Porto Velho = <b>200 MW</b><br>C3φ Barra 230 kV Coletora Porta Velho– <b>Duração (td) = 150 ms</b><br>Abre LTs 230 kV: C. Porto Velho–Ariquemes C1 e C2 / C. Porto Velho–Samuel C1 e C2<br>após 200 ms do CC3φ → trip 2 Ugs em Santo Antônio e 1 UG em Samuel / $f_{max} = 64,3 \text{ Hz}$ / $V_{max} = 1,08 \text{ pu}$ |
| 5    | <b>Estável–Tendência de CE for a da usina<br/>A partir do Caso 4 com tempo de falta menor (100 ms)</b><br>1 (56 MW) + 3 UG em Santo Antônio (56 MW) / Carga Coletora Porto Velho = <b>211 MW</b><br>CC3φ Barra 230 kV Coletora Porta Velho– <b>Duração (td) = 100 ms</b><br>Abre LTs 230 kV: C. Porto Velho–Ariquemes C1 e C2 / C. Porto Velho–Samuel C1 e C2<br>após 200 ms do CC3φ → trip 2 Ugs em Santo Antônio e 1 UG em Samuel  |
| 6    | <b>Perda de Excitação</b><br>1 (70 MW) + 3 UG em Santo Antônio (70 MW) / Carga Coletora Porto Velho =<br>211 MW / Abre circuito de campo   |
| 7    | <b>Falta Interna</b><br>1 (70 MW) + 3 UG em S. Antônio (70 MW) / Carga C.P. Velho = 211 MW / CC3φ Barra 13,8 kV C.P.<br>Velho–Durção (td) = 100 ms   |

CASO 1  
CASO INSTÁVEL COM CE NA USINA

| Caso 1         | 21 Z1 | 21 Z2 | 51V | 32 | 811     | 591     | 40 | 78 (GR1) | 78 (GR2) |
|----------------|-------|-------|-----|----|---------|---------|----|----------|----------|
| <b>TRIP</b>    | 28 ms |       |     |    | 1,059 s | 1,779 s |    | 325 ms   | 346 ms   |
| <b>PARTIDA</b> |       | x     | x   | x  |         |         |    |          |          |

CASO 2  
CASO ESTÁVEL COM TENDÊNCIA DE CE NA USINA

| Caso 2         | 21 Z1  | 21 Z2 | 51V | 32/10s | 32/100 ms | 811 | 591 | 40 | 78 (GR1) | 78 (GR2) |
|----------------|--------|-------|-----|--------|-----------|-----|-----|----|----------|----------|
| <b>TRIP</b>    | 139 ms |       |     |        | 373 ms    |     |     |    |          |          |
| <b>PARTIDA</b> |        | x     | x   | x      |           |     |     |    |          |          |

Para a obtenção de casos estáveis, com tendência de formação de centro elétrico dentro da usina, apenas foi reduzido o tempo de curto-circuito, de modo que o ângulo crítico do sistema não fosse atingido e o sistema retomasse a um novo ponto de operação estável – este é o Caso 2. A obtenção dos casos instáveis com formação de centro elétrico fora da usina foi mais simples, sendo realizado a partir do Caso 1, aumentando-se o número de unidades geradoras na UHE Santo Antônio, a fim de reduzir a impedância da usina, e “levar” o centro elétrico para o sistema. Foram realizados dois casos instáveis com centro elétrico fora da usina, sendo um deles com mais carga no sistema para se obter uma oscilação instável com menor frequência de escorregamento.

Para a análise de desempenho das funções de perda de sincronismo, foram criados ainda um caso de curto-circuito e um de perda de excitação. A Tabela I, resume os casos simulados

#### V. SIMULAÇÕES E ANÁLISE DOS RESULTADOS

Para todos os casos simulados foram criados pelo menos 2 grupos de ajustes no relé, para verificar o comportamento dos dois algoritmos disponíveis no relé SEL 700-G: 78 (GR1) – PPS *Blinder* Simples e 78 (GR2) – PPS *Blinder* Duplo. A seguir, serão apresentados os resultados para os casos simulados, em forma de tabela, mostrando as funções que emitiram sinal de *trip*, com os seus respectivos tempos de

atuação, e as funções que partiram nos eventos, porém não permaneceram tempo suficiente ativadas para emitir disparo. A referência de tempo utilizada para estabelecer o tempo de atuação das funções foi o início da oscilação, que ocorre logo após o desligamento das unidades geradoras em Santo Antônio.

Foi observado que a zona 1 da proteção de distância atua antes das funções de perda de sincronismo, que são as funções apropriadas para atuar no referido evento, isso evidenciou a necessidade de inserir uma temporização nessa unidade, já que a mesma tem função de retaguarda, pois a função principal para falhas entre fases, no conjunto unidade geradora e transformador, são as funções diferenciais. Desta forma, nas simulações seguintes foi habilitada uma temporização de 100 ms na zona 1 da proteção de distância.

Fazendo a análise considerando como premissa que o sistema de proteção da unidade geradora não possui proteção de perda de sincronismo e que a função de distância está com ajuste adequado, observa-se que as funções de proteção que poderiam atuar nesse caso de perda de sincronismo com CE na usina, seriam as funções de sobrefrequência instantânea e a função de sobretensão instantânea, porém em tempos elevados, submetendo a máquina a períodos maiores de estresse. Ressalta-se também que o ajuste utilizado na proteção de sobrefrequência, embora seja usual, não é essencial para a máquina hidráulica já que a mesma possui outras proteções, que inclusive promovem a parada em emergência da unidade, para atuarem quando da ocorrência de sobrevelocidade da mesma por falha do seu regulador de velocidade ou mecânica. Da mesma forma, para a função de sobretensão instantânea também foi utilizado um ajuste usual, mas que poderia ser mais elevado, pois trata-se de uma proteção sistêmica cujos ajustes são recomendados pelo ONS de forma a coordenar com as demais proteções de sobretensão do sistema. Sendo assim, pode-se constatar que, quando ocorre um oscilação de potência instável com formação de centro elétrico na usina, e não há proteção de perda de sincronismo habilitada nas unidades geradoras, não haverá garantia de atuação de nenhuma função de proteção elétrica antes de ocorrer algum dano da máquina. Em contrapartida, foi observado que na utilização das funções de perda de sincronismo habilitadas a unidade geradora seria desconectada do sistema rapidamente, cessando a oscilação. Todavia, embora o tempo de atuação dos dois algoritmos testados tenham sido próximos, foram observadas as seguintes particularidades no desempenho dos mesmos:

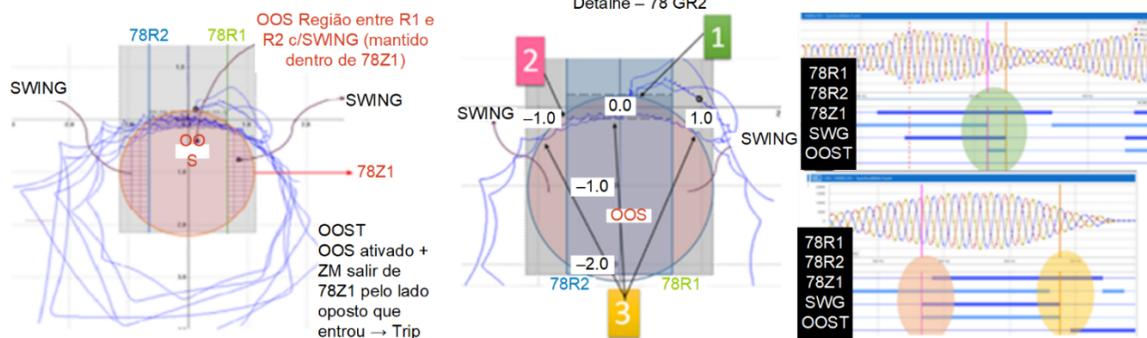


Fig. 4. Diagrama RX e oscilografias Caso 1 – 78 GR1.

#### A. 78 (GR1) – PPS Blinder Simples

Foi observado que no primeiro *swing* da oscilação não houve o disparo da função de perda de sincronismo, isso ocorreu por que a trajetória da impedância entrou na região OOS ajustada (entre os *Blinders* R1 e R2), sem ter passado na região de *swing* (segmento circular delimitado pelo *Blinder*), esse instante está destacado em verde (1) na Fig. 4. Em seguida, já no terceiro quadrante, é observado que a impedância passa pela região de *swing*, ativando o mesmo, porém sai do círculo (78Z1) pelo mesmo segmento circular que ativou a referida variável, não completando desta forma a lógica. Esse instante está apresentado na figura a seguir em rosa (2). Finalmente, no segundo ciclo da oscilação, é verificado através da trajetória da impedância a ativação da variável *Swing* no quarto quadrante, passando em seguida pela região de OOS, e saindo do círculo 78Z1 pelo lado oposto que entrou, dessa forma é completada a lógica e emitido o sinal de disparo (OOST). Essa sequência de atuação da lógica está apresentada em laranja na Fig. 4.

#### B. 78 (GR2) – PPS Blinder Duplo

Para esse método também foi observado que no primeiro *swing* da oscilação não houve o disparo da função de perda de sincronismo, porém a causa foi diferente do grupo anterior, conforme relatado a seguir. Nesse método a variável *swing* é ativada logo após a impedância medida permanecer entre os *Blinders* R1 e R2 por um tempo maior que o ajustado, quando é identificado que se trata de uma oscilação e não de um curto-circuito, e isso ocorreu ainda no primeiro *swing* da oscilação. Também foi verificado que a impedância atravessou a região de OOS, condição também necessária para a ativação da lógica. Entretanto, conforme indicado na Fig. 5 em verde (1), a impedância sai de 78Z1, instante de decisão da lógica, e em menos de  $\frac{1}{2}$  ciclo (8 ms – tempo de processamento da função 78 no relé) sai de 78R1, condição esta que desativa as variáveis *Swing* e OOS. Desta forma, como para atuação da lógica é necessário a desativação de 78Z1 (saída do círculo) com as variáveis *Swing* e OOS ativadas, não houve disparo. Contudo, no segundo ciclo da oscilação, é verificado que a mesma ocorre mais próxima do eixo R do diagrama RX, em rosa (2) na figura, aumentando o tempo entre a saída da impedância da característica 78Z1 e saída do *Blinder* 78R1, permitindo agora a desativação de 78Z1 ainda com as variáveis *Swing* e OOS ativadas. Com isso a lógica do relé foi completada, sendo emitido disparo pela função OOST.

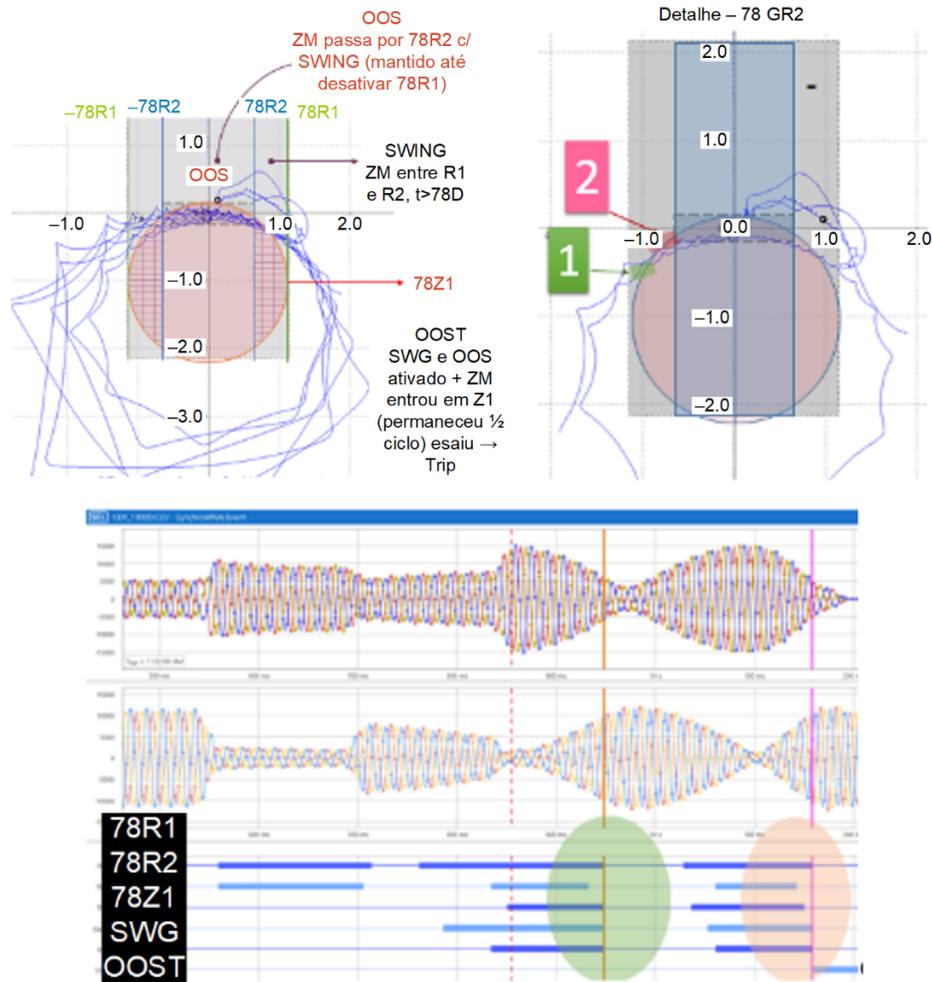


Fig. 5 Diagrama RX e oscilografias Caso 1 – 78 GR2.

Nesse caso, também foi observado a atuação da zona 1 da proteção de distância, mesmo com a introdução de uma temporização de 100 ms. Através das oscilografias foi verificado, em uma simulação com a função bloqueada, que a mesma permaneceu ativada durante a oscilação estável por pelo menos 115 ms, logo, em função desse evento a temporização da unidade de distância em zona 1 foi elevada para 150 ms. Nesse caso também foi feito uma alteração do ajuste da função de potência reversa (32), de 10 s para 100 ms, porém desta vez com o objetivo apenas de observação do seu comportamento quando aplicada com ajustes de temporizações muito baixas, conforme já foi observado em casos reais. Com esta alteração foi comprovado que a mesma, quando utilizada com temporizações pequenas, pode atuar durante oscilações estáveis. Na oscilografia, foi observado que esta função permaneceu ativada nesse caso por pelo menos 170 ms.

Como no Caso 1, houve a partida das funções de distância zona 2 (21Z2), proteção de sobretensão com restrição de tensão (51V) e potência reversa (32), com ajuste padrão. Foi também verificado o comportamento das funções de perda de sincronismo (78 GR1 e 78 GR2) durante a oscilação estável com tendência de formação de centro elétrico na usina, tendo as mesmas apresentado um comportamento adequado perante o evento, conforme apresentado a seguir:

### C. 78 (GR1) – PPS Blinder Simples

Foi observado, que no primeiro swing da oscilação estável a impedância medida alcançou o *Blinder* 78R1, porém não ocorreu a atuação da função, já que a mesma apenas atingiu a região de Swing em sua trajetória de retorno ao novo ponto de operação estável, saindo da característica 78Z1 pelo mesmo lado do segmento circular que entrou. A Fig. 6 ilustra este desempenho, destacado na região verde.

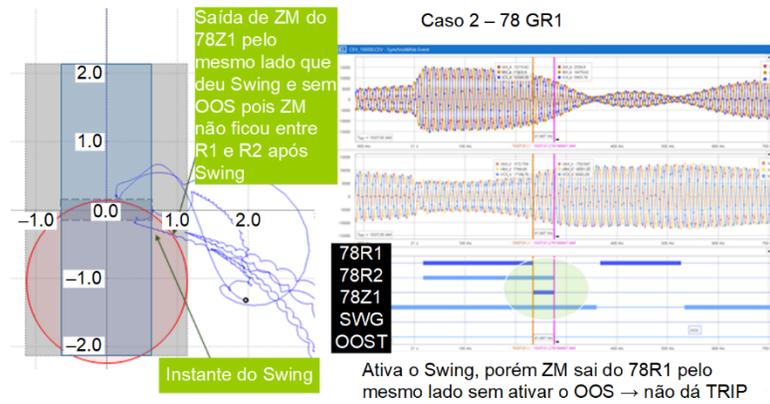


Fig. 6. Diagrama RX e oscilografias Caso 2 – 78 GR1.

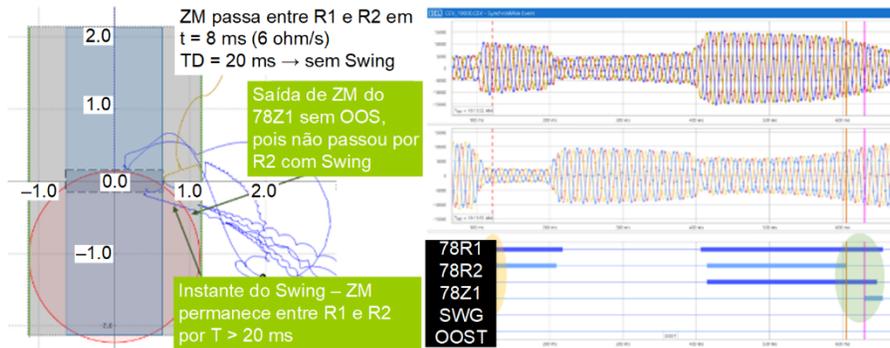


Fig. 7. Diagrama RX e oscilografias Caso 2 – 78 GR2.

#### D. 78 (GR2) – PPS Blinder Duplo

Inicialmente, foi observado que a impedância passa rapidamente pelos *Blinders* 78R1 e 78R2, permanecendo entre os dois *Blinders* apenas 8 ms, tempo este inferior ao ajuste do 78TD (20 ms). Sendo assim, nesse momento, não foi ativada a variável *Swing*, corretamente, já que nessa ocasião o deslocamento da impedância no plano RX não estava associada à um fenômeno de oscilação e sim à uma alteração da topologia da rede (desligamento de UG em Santo Antônio). Este instante está destacado na Fig. 7 em laranja. Posteriormente, na trajetória de retorno da impedância, a mesma atravessa os *Blinders* 78R1 e 78R2 mais lentamente, permanecendo entre os dois em um tempo superior ao ajuste 78TD (20 ms), o que leva a identificação do algoritmo, de forma correta, que se tratava de uma oscilação de potência, ativando assim a variável *Swing*. Entretanto, não ocorre disparo pois a impedância medida, logo em seguida, sai da característica 78Z1 sem a variável OOS ativa, já que a impedância medida não passou pelo *Blinder* 78R2 com *Swing* ativo. Essa etapa está destacada na Fig. 7 em verde.

No caso de oscilações instáveis, com centro elétrico fora da usina, é esperado que ações de controle sejam tomadas, em tempo adequado, no sistema de transmissão. Desta forma, não é desejado que ocorra desligamento de unidades geradoras durante esse período, já que a perda de geração pode agravar a perturbação e até mesmo tirar a eficácia das ações programadas no sistema, através de sistemas especiais de proteção ou proteções de perda de sincronismo, para mitigar o problema. Nesse caso foi observado apenas a atuação da proteção de

sobrefrequência instantânea, em 1,143 s. Conforme já foi relatado no Caso 1, trata-se de uma função com um valor de ajuste usual, mas não necessário em máquinas hidráulicas, logo não faz parte do sistema de proteção de todas as usinas hidráulicas. Por outro lado, também vale destacar que durante o fenômeno de oscilação de potência ocorre um escorregamento de frequência entre os subsistemas que estão “desacoplando”, porém este escorregamento está atrelado à diversos fatores característicos da rede e das condições sistêmicas praticadas. Desta forma, constata-se que a atuação desta função durante uma oscilação de potência é casuística.

Como nos demais casos, houve a partida das funções de proteção de sobretensão com restrição de tensão (51V) e potência reversa (32), com ajuste padrão.

Esse caso é similar ao Caso 3, porém foi gerado um caso instável com menor escorregamento de frequência, e dessa vez não houve a atuação da proteção de sobrefrequência ajustada, confirmando que esta função nem sempre atua durante uma oscilação instável, conforme já foi relatado no caso anterior. Contudo, nesse caso, ocorreu a atuação da função de sobrecorrente com restrição de tensão (51V). Vale ressaltar que o ajuste considerou *reset* eletromecânico nesta função, o que propiciou integração do tempo em diversos *swings*.

Com relação as funções de perda de sincronismo (78 GR1 e 78 GR2), mesmo se tratando de oscilações instáveis, as mesmas não atuaram tendo um comportamento dentro do esperado. A Fig. 8 mostra o diagrama RX dos Caso 3 e Caso 4, com as características das funções de perda de sincronismo (78 GR1 e 78 GR2) ajustadas. Nessas figuras, observa-se que a

impedância não atinge a característica 78Z1, cujo ajuste é o mesmo nos dois métodos testados. Como é necessário, em ambos os métodos, que a impedância medida atinja essa característica para atuação das lógicas, não houve disparo das mesmas.

Nesse caso ocorreu apenas a partida da função de sobrecorrente com restrição de tensão (51V), não ocorrendo disparo de qualquer função de proteção. No caso das proteções as funções de perda de sincronismo (78 GR1 e 78 GR2), as mesmas não atuaram tendo um comportamento dentro do esperado. A Fig. 8 apresenta o diagrama RX dos Caso 3, Caso 4, e Caso 5.

A perda de excitação de um gerador pode ocorrer com diversos graus de severidade e diferentes causas. O caso simulado representa a abertura acidental do disjuntor de campo da máquina síncrona, o que acarreta a perda total de excitação. A perda de excitação da unidade geradora tem como consequência a diminuição da potência ativa entregue nos terminais do gerador, levando a máquina a acelerar, já que a potência mecânica se mantém constante [2]. Logo, ao perder o campo, o gerador passa a operar como gerador de indução absorvendo correntes reativas do sistema. Essa condição mantida por tempo excessivo pode trazer dano à unidade geradora. Como consequência da subexcitação, a máquina pode perder o sincronismo com o sistema elétrico, e isso vai

depende se a rede terá capacidade de suprir o reativo necessário para que a máquina continue operando como gerador de indução. Nesse caso a máquina não perdeu o sincronismo, foi observado uma oscilação que amorteceu e o gerador permaneceu operando como um gerador de indução. Nessa situação foi verificado a atuação correta da proteção de perda de excitação (40), em zona 1, após 4,218 s do início do evento.

Também foi verificado a atuação da proteção de sobrecorrente com restrição de tensão após 9,417 s da perda de excitação. Houve também a partida da proteção de potência reversa (32), durante a oscilação verificada.

Quanto as funções de perda de sincronismo testadas não houve a atuação das mesmas já que não ocorreu a perda de sincronismo. Esse resultado mostra a importância da função de perda de excitação, mesmo quando a máquina possui a função de perda de sincronismo habilitada, já que sem a desconexão da máquina do sistema, a mesma pode permanecer em uma condição operativa anormal que pode danificar a unidade geradora (Fig. 9).

Nesse caso, como esperado, houve a atuação apenas da zona 1 da proteção de distância (21) em 125 ms.

As funções de perda de sincronismo não atuaram, sendo discriminado corretamente que se tratava de um curto-circuito e não de uma oscilação de potência.

CASO 3  
CASO INSTÁVEL COM CE FORA DA USINA

| Caso 3  | 21 Z1 | 21 Z2 | 51V | 32/10s | 811     | 59I | 40 | 78 (GR1) | 78 (GR2) |
|---------|-------|-------|-----|--------|---------|-----|----|----------|----------|
| TRIP    |       |       |     |        | 1,143 s |     |    |          |          |
| PARTIDA |       |       | x   | x      |         |     |    |          |          |

CASO 4  
CASO INSTÁVEL COM CE FORA DA USINA – MENOR ESCORREGAMENTO DE FREQUÊNCIA

| Caso 4  | 21 Z1 | 21 Z2 | 51V   | 32/10s | 811 | 59I | 40 | 78 (GR1) | 78 (GR2) |
|---------|-------|-------|-------|--------|-----|-----|----|----------|----------|
| TRIP    |       |       | 6,4 s |        |     |     |    |          |          |
| PARTIDA |       |       |       | x      |     |     |    |          |          |

CASO 5  
CASO ESTÁVEL COM TENDÊNCIA DE CE FORA DA USINA

| Caso 5  | 21 Z1 | 21 Z2 | 51V | 32/10s | 811 | 59I | 40 | 78 (GR1) | 78 (GR2) |
|---------|-------|-------|-----|--------|-----|-----|----|----------|----------|
| TRIP    |       |       |     |        |     |     |    |          |          |
| PARTIDA |       |       | x   |        |     |     |    |          |          |

CASO 6  
CASO ESTÁVEL COM TENDÊNCIA DE CE FORA DA USINA

| Caso 6  | 21 Z1 | 21 Z2 | 51V     | 32/10s | 811 | 59I | 40 Z1   | 78 (GR1) | 78 (GR2) |
|---------|-------|-------|---------|--------|-----|-----|---------|----------|----------|
| TRIP    |       |       | 9,632 s |        |     |     | 4,218 s |          |          |
| PARTIDA |       |       |         | x      |     |     |         |          |          |

CASO 7  
CURTO-CIRCUITO TRIFÁSICO NO TERMINAL DA UG

| Caso 7  | 21 Z1  | 21 Z2 | 51V | 32/10s | 811 | 59I | 40 | 78 (GR1) | 78 (GR2) |
|---------|--------|-------|-----|--------|-----|-----|----|----------|----------|
| TRIP    | 125 ms |       |     |        |     |     |    |          |          |
| PARTIDA |        |       | x   |        |     |     |    |          |          |

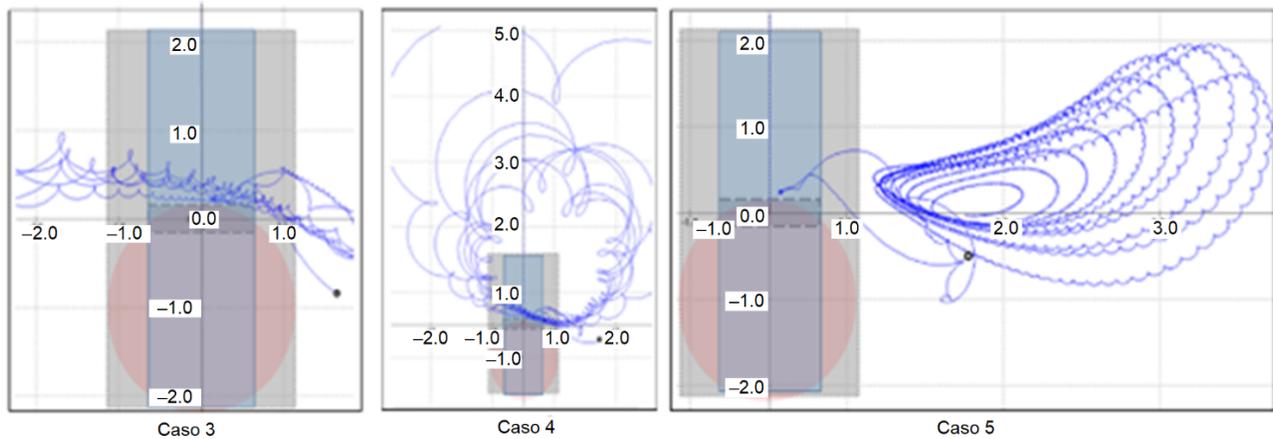


Fig. 8. Diagrama RX Casos 3, 4 e 5.

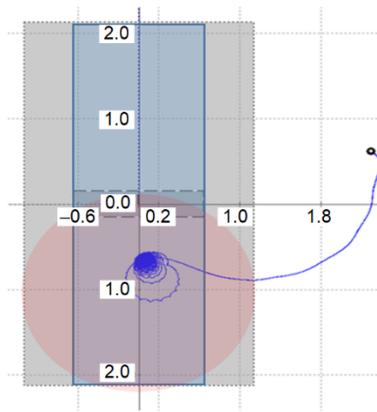


Fig. 9. Diagrama RX Caso 6.

## VI. CONCLUSÃO

Primeiramente conclui-se que a utilização da ferramenta RTDS se mostrou bastante eficaz e útil, tanto para a validação dos ajustes das funções de proteção da unidade geradora quanto para o entendimento dos algoritmos e fenômenos estudados. Ressalta-se que a modelagem do sistema deve ser compatível com o objetivo do estudo, necessitando de uma boa representatividade da rede e dos controles das máquinas. Quanto as funções de proteção e métodos de detecção de oscilação de potência avaliados nesse trabalho, destacam-se as seguintes conclusões:

### A. Proteção de Distância (21)

Foi verificado que a função de distância em zona 1, caso não seja ajustada uma temporização adequada, pode atuar incorretamente tanto para oscilações instáveis quanto estáveis com tendência de formação de centro elétrico na usina. Como o objetivo desta função é prover retaguarda contra falhas entre fases no conjunto unidade geradora e transformador, sendo as proteções diferenciais as funções principais para eliminação desse tipo de defeito, a utilização de temporização não implica em perda de segurança e aumenta a seletividade da função. Desta forma é recomendável que a mesma possua uma temporização de no mínimo 200 ms. Com relação à zona 2, embora o alcance seja mais abrangente a temporização é elevada não impondo risco de atuação durante oscilação de

potência. Os aspectos de carregamento que podem afetar a operação da zona 2 não foram considerados.

### B. Proteção de Sobrecorrente com Restrição de Tensão (51v)

Foi observado que esta função partiu em todos os casos simulados, tendo comandado o desligamento da unidade geradora, no caso de uma oscilação instável e no caso de perda de excitação. Mesmo considerando, que nesses casos de atuação da função 51V, o tempo foi elevado, trata-se de uma função que pode vir a atuar para eventos sistêmicos, principalmente quando é utilizada a funcionalidade de reset eletromecânico, que pode promover a integração do tempo de swings sucessivos. Logo, como esta função tem o mesmo objetivo das funções de distância, entende-se que é mais seguro utilizar a função de distância com temporizações adequadas do que a utilização da mesma.

### C. Proteção de Potência Reversa (32)

Durante o fenômeno de oscilação de potência, pode-se observar curtos períodos de motorização de unidades geradoras da região. Dessa forma, em quase todos os testes de oscilação de potência realizados, ocorreu pelo menos a partida da função de proteção de potência reversa. O que incentivou a simulação de um grupo de ajuste adicional, onde foi reduzido o ajuste do temporizador da função para 100 ms, no Caso 2, estável com tendência de CE na Usina. Nesse caso foi observada a atuação da função 32, o que ratifica a necessidade da aplicação da mesma com tempos elevados. Em caso de unidades geradoras hidráulicas pode-se utilizar esta função apenas para alarme, deixando a desconexão da unidade geradora por conta da operação da usina.

### D. Proteções de Frequência (81)

Sabe-se que durante oscilações instáveis, podem ocorrer grandes escorregamentos de frequência entre os subsistemas e/ou unidades geradoras envolvidas, a referência [3] cita como valores típicos para máximos escorregamentos a faixa de 4 a 7 Hz. Nas simulações instáveis realizadas nesse trabalho foi observado a atuação da função de sobrefrequência instantânea (81I), ajustada em 66 Hz, nos Caso 1 e Caso 3, onde foram simuladas oscilações instáveis com grande escorregamento de

frequência, na faixa de 7 Hz. Todavia, com o objetivo de se observar o desempenho dessa função em oscilações instáveis com menor escorregamento de frequência, foi gerado um caso adicional instável, com CE fora da usina, e frequência de escorregamento na faixa de 4 Hz. Nesse último caso, não houve atuação da função 8II. Esses resultados comprovam que a função 8I não garante a proteção da unidade geradora contra os danos causados pelo fenômeno de perda de sincronismo. Ressalta-se ainda que, embora seja comum no SIN a utilização dessa função com os ajustes testados, a aplicação da mesma nessa faixa de ajuste e com ação de abertura do disjuntor da unidade, não é necessária para proteção de unidades geradoras hidráulicas. Com relação à função temporizada, embora o ajuste de *pick-up* seja menor, a temporização é bastante elevada (10 s), não sendo o seu desempenho afetado pelos fenômenos estudados.

#### E. Proteções de Sobretensão (59)

Houve atuação dessa função apenas no caso instável com centro elétrico na usina, e mesmo assim com um tempo de atuação bem elevado. Nos demais casos, essa função não foi afetada. Trata-se de uma proteção sistêmica cujos ajustes são recomendados pelo ONS de forma a coordenar com as demais proteções de sobretensão do sistema.

#### F. Proteção de Perda De Excitação (40)

Essa função atuou apenas no caso de perda de excitação, tendo um comportamento adequado durante os fenômenos de oscilação de potência simulados. Entretanto, vale ressaltar que embora possa ocorrer a perda de sincronismo da unidade geradora após um evento de perda de excitação, isso não é uma regra e vai depender das condições prévias de operação da unidade e da rede elétrica a qual ela está conectada. Desta forma, mesmo que a unidade geradora possua função de perda de sincronismo habilitada, é essencial que a mesma possua a função de perda de excitação para prover o seu desligamento em tempo hábil quando desta condição.

#### G. Proteção de Perda de Sincronismo (78)

Nos testes realizados foi observado um comportamento adequados dos dois algoritmos de proteção de perda de sincronismo (78) testados. Os mesmos atuaram apenas para o caso de perda de sincronismo com centro elétrico dentro da usina. Para isso ambos possuem uma característica circular (78Z1) para delimitar as suas áreas de atuação. Porém, foram observadas algumas particularidades dos métodos que estão destacadas a seguir:

#### H. Blinder Simples

Trata-se de um métodos com ajustes mais simples quando comparado ao outro método testado, já que não é necessário o conhecimento das velocidades das impedâncias características dos fenômenos para ajuste de temporizador. Também se mostrou um método seguro, já que a sua atuação depende que a impedância atravesse o eixo das reatâncias (X), no diagrama RX, para que haja a atuação do mesmo. Isso garante a sua atuação apenas para oscilações instáveis, já que nas oscilações estáveis a impedância retorna ao novo ponto de operação pelo

mesmo lado do referido diagrama. Entretanto, foi verificado no Caso 1 um pequeno atraso de atuação desta função, devido a trajetória da impedância no primeiro *swing*, que entrou na região de OOS sem passar pela região de *swing*. Essa trajetória atípica foi consequência dos desligamentos de unidades geradoras na usina, durante a oscilação. Porém, o atraso imputado pela trajetória da impedância no primeiro *swing* não afetou a eficácia da função, que proveu o desligamento da unidade geradora no próximo *swing*, cuja trajetória segue um padrão típico do fenômeno.

#### I. Blinder Duplo

Conforme já foi mencionado, esse método foi considerado mais complexo porque exige informações de estudos dinâmicos para a determinação do ajuste do temporizador que discrimina oscilação de curto-circuito. Também foi concluído que para esse algoritmo, os critérios de posicionamento dos *Blinders* é mais relevante do que no método de *Blinder* simples, já que o mais externo deve estar afastado da região de carga e o mais interno deve estar posicionado de forma que a impedância medida ao atingir o mesmo, o ângulo entre a unidade geradora e a fonte equivalente do sistema seja aproximadamente  $120^\circ$  (condição crítica de improvável retorno à estabilidade). Essa premissa tem como objetivo evitar disparos indevidos durante fenômenos de oscilação estável, já que o mesmo permite a atuação da função se a impedância atravessar os dois *Blinders*, atingir a região de OOS, e retornar pelo mesmo lado no diagrama RX. Contudo, com relação ao Caso 1, também foi verificado um pequeno atraso na atuação dessa função, que da mesma forma que o método de *Blinder* simples, não atuou no primeiro *swing*, porém por um motivo diferente. Desta vez, foi observado que a impedância sai de 78Z1, instante de decisão da lógica, e em menos de  $\frac{1}{2}$  ciclo (8 ms – tempo de processamento do relé para esta função) sai de 78R1, condição esta que desativa as variáveis *Swing* e OOS, e com isso não há a atuação da função, que necessita da desativação de 78Z1 ainda com as variáveis *Swing* e OOS ativadas. Dessa forma conclui-se que dependendo da trajetória da impedância, essa função, com os ajustes implementados, pode vir a não atuar, mesmo considerando trajetórias típicas para o fenômeno. Sendo assim, para se evitar esse problema deve-se ter um cuidado adicional no ajuste da mesma, afastando o *Blinder* 78R1 da característica 78Z1.

## VII. CONCLUSÃO GERAL

Os resultados obtidos nesse trabalho ratifica a importância da realização de estudos, a partir das impedâncias equivalentes da usina e sistema, a fim de se determinar a possibilidade de formação de centro elétrico da oscilação dentro da usina. Conclui-se que, nos casos onde haja essa possibilidade, a aplicação da função de perda de sincronismo na unidade geradora ou linha de conexão torna-se imprescindível para a proteção da máquina quando da ocorrência do referido fenômeno, já que foi observado nesses testes que nenhuma proteção elétrica, além das funções específicas de perda de sincronismo, provocaram a desconexão da unidade geradora de forma confiável.

## VIII. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] SEL-700G Generator and Intertie Protection Relays. USA: REL INC, 2012. Disponível em: <  
[https://www.eiseverywhere.com/file\\_uploads/7ac52b8c956b3784f14869725e50fb1f\\_1\\_SEL\\_700G\\_IM\\_20120903.pdf](https://www.eiseverywhere.com/file_uploads/7ac52b8c956b3784f14869725e50fb1f_1_SEL_700G_IM_20120903.pdf)> Acesso em: 10 mar. 2019.
- [2] B. F. Pinheiro, L. D. Silva, P.M. Silveira e A. L. Magalhães Coelho; Simulação em Tempo Real para Avaliação da Proteção de Perda de Excitação e de Sincronismo de Geradores Síncronos, CLAGTEE de 2017.
- [3] IEEE Power System Relaying Committee WG D6, “Power Swing and Out-of-Step Considerations on Transmission Lines,” July 2005.

## IX. DADOS BIOGRÁFICOS

**Tatiana Maria T. de S. Alves**, Engenheira Eletricista formada pelo Centro Federal de Educação Tecnológica – CEFET-RJ em 2003. Em 2005, especializou-se em Proteção de Sistemas Elétricos pela Escola Politécnica da Universidade Federal do Rio de Janeiro – Poli/UFRJ. Obteve grau de Mestre em Ciências em Engenharia Elétrica pela COPPE/UFRJ, no ano de 2011. Trabalha no ONS desde 2004 onde é Engenheira da Gerência de Proteção e Controle, com atuação na área de análise de perturbações.

**Antônio Carlos da Rocha Duarte**, Engenheiro Eletricista, formado pela UERJ em 1973. Possui Pós-Graduação em Engenharia de Sistemas Elétricos (CESE) na EFEI – MG, especialização em Proteção de Sistemas Elétricos na Universidade Autônoma de Nuevo Leon – México, Instrutor do Curso de Especialização em Proteção da UFRJ, desde 2002. No ONS desde 1999, atuando na área de análise de perturbações. No período de 1982-1998, trabalhou na Itaipu Binacional, como engenheiro e como gerente das Divisões Eletroeletrônica do Departamento de Engenharia de Manutenção e Divisão de estudos e Normas da Operação. No período de 1973-1982 trabalhou em Furnas, no Departamento de Engenharia.

**Denise Borges de Oliveira**, natural da cidade do Rio de Janeiro – RJ. Diplomou-se em Engenharia Elétrica pela Universidade do Estado do Rio de Janeiro em 1981, e efetuou Pós-Graduação/Especialização em Proteção de Sistemas Elétricos pela Universidade Federal do Rio de Janeiro em 2003. Trabalhou em Furnas Centrais Elétricas S.A. de 1981 à 2013 na área de análises e estudos de proteção. Em 2014 passou a trabalhar na Gerência de Proteção e Controle do Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS, atuando em análise de perturbações e ajustes de proteção. Participa do Grupo de Estudos de Proteção (GE03) da Comissão Mista de Operação ANDE/ITAIPU/ELETRORBRAS – CMO, e do Comitê Técnico do STPC-Seminário Técnico de Proteção e Controle.

**Igor de Siqueira Cardoso**, Formado em Engenharia Elétrica com Ênfase em Eletrotécnica no Centro Federal de Educação Tecnológica Celso Suckow da Fonseca. Atua como engenheiro de sistemas de potência júnior no Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) na área de Proteção e Controle, onde desenvolveu conhecimentos nas áreas de proteção, análise de perturbações e oscilação de potência.

**Alex de Castro**, graduado em Engenharia Elétrica com ênfase em Eletrônica pela Universidade Federal do Rio de Janeiro (1994). Atuou como engenheiro eletrônico do Centro de Pesquisas de Energia Elétrica nos seguintes temas: model reduction, modal analysis, small-signal stability, graphical user interface. Atualmente atua no simulador de sistemas de corrente contínua (HVDC) do Operador Nacional do Sistema (ONS) utilizando as ferramentas do RTDS (RSCAD), simulação off-line PSCAD e operando as réplicas dos seguintes fabricantes: ABB, ALSTOM, SIEMENS e NARI.

**Andrei Coelho**, formado em Engenharia Elétrica com ênfase em Sistemas Elétricos de Potência na Universidade Federal de Itajubá em 2014 e, desde então, engenheiro de aplicação da SEL. Lida com aplicações voltadas a transmissão e distribuição de energia, além de diversos ramos industriais, nas áreas de proteção, controle e automação. Contribui com o desenvolvimento de artigos e apresentações técnicas em eventos, além de ser instrutor de cursos da Universidade SEL. Adicionalmente, faz parte do Suporte Técnico da SEL.