



GRUPO DE ESTUDO DE ANÁLISE E TÉCNICAS DE SISTEMAS DE POTÊNCIA - GAT

MÉTODO INOVADOR NA AVALIAÇÃO DO CONTROLE PRIMÁRIO DE FREQUÊNCIA APLICANDO REDE ISOLADA SIMULADA EM DUAS MÁQUINAS SIMULTANEAMENTE: ESTUDO DE CASO NA UHE SANTO ANTONIO

CRISTIANO BÜHLER(1); RAFAEL BERTOLINI DE PAIVA(2); ANDRÉ FLÁVIO SCHIANTE DOS SANTOS(3)
SEBASTIÃO SANTOS ALVES JUNIOR(3);
REIVAX(1); OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO ONS(2); SANTO ANTÔNIO ENERGIA(3)

RESUMO

O controle primário de frequência é a principal tarefa dos reguladores de velocidade das usinas hidroelétricas e termoeletrônicas. Tal controle deve apresentar resposta rápida e estável durante qualquer condição operativa. As normas IEC (1) e IEEE (2) resumem algumas técnicas que podem ser usadas para avaliar o desempenho do controle de velocidade, dentre elas, a metodologia de simulação de rede isolada. Essa metodologia foi aplicada de forma inovadora na UHE Santo Antônio, através de um ensaio simultâneo em duas unidades geradoras com controladores de velocidade de diferentes fabricantes, permitindo uma correta avaliação da regulação de velocidade e os reajustes dos controladores desta usina.

PALAVRAS-CHAVE

Regulador de Velocidade; Regulação Primária; Simulação de Rede Isolada.

1.0 INTRODUÇÃO

A UHE Santo Antonio (UHESA) possui um total de 50 unidades geradoras acionadas por turbinas do tipo bulbo. Do total, 26 turbinas possuem 5 pás e potência nominal de 71,05 MW cada, e 24 turbinas possuem 4 pás e potência nominal de 74,25MW cada. Dessas 50 unidades, 44 estão interligadas ao Sistema Interligado Nacional (SIN), em conjunto com a UHE Jirau, de forma assíncrona, através do sistema de transmissão em corrente contínua (HVDC) de ± 600 kV do Madeira e pelas estações conversoras *back-to-back*. As demais 6 unidades estão interligadas ao SIN de forma síncrona através do sistema de transmissão em 230 kV da Interligação Acre-Rondônia.

Alguns fatores construtivos tornam a regulação de velocidade da UHESA bastante complexa:

- As turbinas tipo bulbo utilizadas nas unidades geradoras possuem uma baixa constante de inércia (**H**) e uma elevada constante de tempo da água (**T_w**). É uma relação (**H/T_w**) bastante baixa que exige atenção especial na sintonia da regulação primária; e
- A usina opera ao longo do ano com uma variação muito grande na queda bruta. Isso reflete em uma relação abertura / torque mecânico que é equivalente a um ganho variável no processo controlado, afetando o desempenho da regulação primária.

As características peculiares citadas acima, levaram à necessidade da implementação de um controle de velocidade com um controlador proporcional-integral-derivativo (PID) adaptativo, tornando a solução mais complexa do ponto de vista de regulação primária nessa usina (veja também os trabalhos de MENARIN (3) e PAIVA (4)).

Adicionalmente, existe mais uma outra variável que é a existência de dois fabricantes de reguladores de velocidade (RV) instalados na UHESA. A operação conjunta destes controladores impõe grandes dificuldades para a equipe de engenharia, visto que necessitam responder de maneira harmônica, mesmo contando com diferentes estratégias de controle.

Problemas no controle de frequência no complexo Madeira foram observados desde o início da sua operação de forma assíncrona. Esse problema foi resolvido através de um controle proporcional-integral (PI) de frequência, coordenado pelo Controle Mestre do sistema HVDC e incorporados nos controles dos bipolos e estações conversoras *back-to-back*. Esse controle de frequência é denominado STAB500 e, em linhas gerais, modula o fluxo de potência ativa do sistema HVDC quando há variações de frequência no Complexo Madeira e, consequentemente, ajudando no controle de frequência das UHE Santo Antônio e Jirau. Todavia, em certas condições operativas, é possível observar os problemas no controle de frequência pelos reguladores de velocidade das unidades geradoras, que deveriam ser capazes de regular a frequência na ausência do STAB500.

No ano de 2017 a UHESA iniciou um plano buscando solucionar os desafios na regulação de frequência. Uma parte do resultado desse trabalho, ainda em andamento, é apresentado no presente artigo, com ênfase nas estratégias de controle adotadas nos RVs e no teste inovador realizado em 2019 em campo para a avaliação da Regulação Primária (RP) de duas Unidades Geradoras (UG) operando em paralelo, consolidando a estratégia adotada.

2.0 CRITÉRIO PARA AJUSTE DO REGULADOR DE VELOCIDADE, MODOS DE CONTROLE E A ESTRATÉGIA ADOTADA NA UHE SANTO ANTÔNIO

Em um artigo clássico sobre a RP, HOVEY (5) mostrou que um ajuste otimizado do regulador mecânico de uma usina hidroelétrica para uma condição isolada também proporcionava um bom desempenho na condição interligada. Na década de 80, SOARES (6) demonstrou que o ajuste ótimo do RV de uma turbina hidráulica para a operação isolada, conduzia à operação ótima em um sistema interligado, caso as dinâmicas das turbinas fossem similares. SOARES (6) demonstrou também que a dinâmica da regulação de frequência da rede interligada permaneceria próxima ao ótimo caso as dinâmicas das turbinas fossem diferentes. Nesse caso, o pior autovalor da rede interligada, associado ao modo comum de frequência, estaria à esquerda do pior autovalor de cada sistema considerado isoladamente.

Essa constatação de SOARES (6) formula a premissa básica para a sintonia do RV: o ajuste do PID deve ser realizado visando uma atuação rápida e estável em rede isolada.

Entretanto, ajustes visando o critério da estabilidade de rede isolada do RV de uma UG operando em um sistema forte, resultam em tomadas de carga bastante lentas, prejudicando o Controle Automático de Geração (CAG). Esse problema foi resolvido com o advento da incorporação da curva de pré-abertura na malha de controle dos RV, também conhecida como rampeador ou *feedforward*, que tem como finalidade “pular” a ação do PID do RV. A grande maioria dos RVs digitais de mercado possui implantada essa estratégia de controle, e é fundamental que ela esteja habilitada. A FIGURA 1 ilustra de forma genérica essa estratégia de controle.

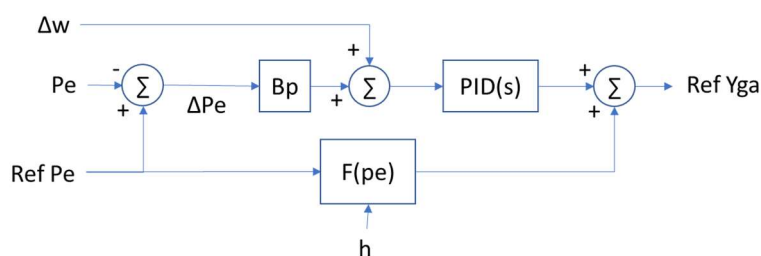


FIGURA 1 – Regulação de Velocidade com Estatismo de Potência e com a Curva de Pré-Abertura.

onde:

- Δw : desvio de velocidade;
- ΔPe : desvio de potência ativa;
- Pe : potência ativa;
- $Ref Pe$: referência de potência ativa;
- h : queda;
- $Ref Yga$: referência de abertura do atuador;
- Bp : estatismo permanente;
- $PID(s)$: controle proporcional-integral-derivativo; e
- $F(Pe)$: curva de pré-abertura.

Reguladores mais modernos possuem a curva de pré-abertura conjugada com a queda. Nos reguladores mais simples, ou antigos, é possível encontrar apenas um ganho na representação da ação do rampeador.

Vale ressaltar que é um equívoco visar a sintonia do PID mediante a aplicação de um degrau de potência, pois cabe ao rampeador a ação da tomada de carga. O PID é importante na correção do erro de potência causado pela curva de pré-abertura, mas não se deve focar o ajuste do PID para acelerar a correção desse erro, pois o foco do PID deve ser regulação primária e o tempo da correção do erro de potência será uma consequência.

Com o advento dos RVs digitais, novas funcionalidades foram criadas. Dentre esses recursos, novos modos de controle foram introduzidos pelos fabricantes. Alguns são fundamentais para o controle adequado da UG, como é o caso do modo de marcha em vazio (*speed no-load*), visando o sincronismo da unidade, e o modo abertura, utilizado também para testes. Do ponto de vista da RP, para atendimento aos requisitos do Submódulo 2.10 dos Procedimentos de Rede (7), o modo de interesse é o que opera com a unidade interligada ao SIN, sendo esse modo o controle de velocidade com estatismo de potência, tal qual o apresentado previamente na FIGURA 1. Esse modo também é conhecido pelas terminologias: controle de potência, modo interligado ou modo rede. São alguns termos

utilizados que, por vezes, induzem ao erro no entendimento do objetivo do controle de velocidade, pois conforme exposto anteriormente, o modo de controle de velocidade com estatismo de potência funciona em qualquer condição operativa, seja com a unidade isolada, interligada bem como na recomposição do sistema (*blackstart*).

Alguns fabricantes possuem um modo de controle dedicado para operação isolada, que assume de forma automática o controle de velocidade da unidade quando um desvio de velocidade for maior que um valor ajustado. Sobre a necessidade dessa comutação automática para o modo isolado, é importante salientar os seguintes pontos para reflexão:

- 1) Uma vez que o modo interligado está parametrizado de forma a responder de forma satisfatória uma condição isolada, pois parte-se do pressuposto que o ajuste do PID foi realizado conforme a premissa básica de ajuste, visando a operação em rede isolada, existe a necessidade de comutação para o modo isolado?
- 2) Qual seria o critério para parametrizar o modo isolado que justificasse tal comutação, uma vez que o modo interligado foi parametrizado para operar na condição isolada?
- 3) O SIN está sujeito a grandes excursões de frequência em eventos extremos, como falhas nos elos HVDC, que levam a um corte significativo de geração, podendo gerar desvios de frequência da ordem de até 2 Hz. Esses desvios, maiores que 3% da frequência fundamental, não caracterizam uma operação isolada da UG. É um evento sistêmico, e as unidades deveriam responder conforme seus ajustes transitórios e estáticos sem que haja qualquer comutação de malha no controle. Sendo assim, qual seria o ajuste do desvio de frequência que caracterizaria uma operação isolada, uma vez que o SIN está sujeito a tais variações de frequência?

Destaca-se que o modo isolado pode ser usado em alguma estratégia específica de regulação. Mas é um caso particular, não deveria ser adotado como regra geral nos ajustes dos RVs do SIN, e sim como uma exceção, e como tal, tratada caso a caso.

Originalmente, os RVs da UHESA foram parametrizados para comutarem automaticamente para o modo de controle isolado quando o desvio absoluto de frequência fosse maior do que 5% em relação à frequência nominal. Entretanto, um problema associado à comutação é que o modo de controle isolado de um dos fabricantes assume o estatismo de posição. O desempenho de unidades que operam em paralelo com estruturas de estatismos diferentes (posição versus potência) dificulta significativamente a equalização de potência entre as unidades, ainda mais no caso da UHESA devido à grande variação de queda. Para ilustrar o porquê desse problema, a FIGURA 2 apresenta a curva de estatismo do RV com a característica de potência (**Bp**) e outro de Posição (**Ep**).

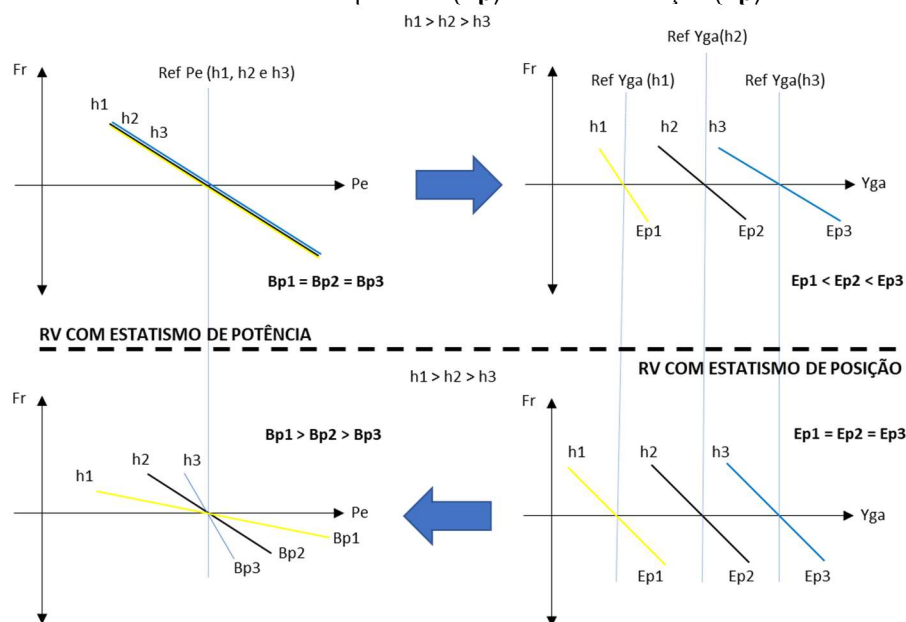


FIGURA 2. Comparação do RV com Estatismo de Potência (**Bp**) vs. Estatismo de Posição (**Ep**) para diferentes valores de queda (h_1, h_2 e h_3).

Além do desempenho transitório distinto entre os RVs, a característica estática, ilustrada na FIGURA 2, que é imposta pela diferença do tipo de estatismo entre as unidades, é um fator adicional que prejudicava a regulação de velocidade da UHESA.

A FIGURA 3 demonstra o comportamento anômalo dos RVs da UHESA após distúrbio elétrico ocorrido no elo HVDC do Madeira em abril de 2017. Note que o grupo de UGs com RV do fabricante 1 (Modelo 1) eleva a geração de potência após o distúrbio, enquanto o grupo de UGs com o RV do fabricante 2 (Modelo 2) reduz a geração. Adicionalmente é observada uma oscilação de frequência e de potência com um baixo amortecimento.

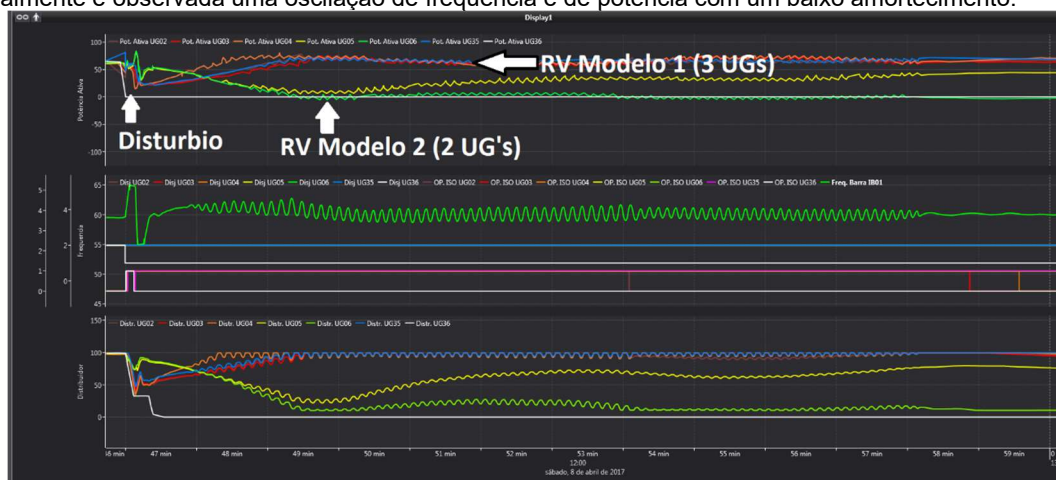


FIGURA 3: Comportamento transitório distinto observado na UHESA após um distúrbio no elo HVDC do Madeira

A solução proposta para resolver o problema de regulação foi bloquear a comutação do modo isolado das UGs, que passam a operar sempre no modo interligado com estatismo de potência. Definida essa estratégia, o próximo passo foi ajustar o PID do modo interligado visando o atendimento da rede isolada para a equalização das respostas transitórias. A dificuldade é: como sintonizar um RV visando uma operação isolada, que é uma condição operativa complexa e, na maioria das vezes, impraticável de ser executada em campo?

3.0 ENSAIO DE SIMULAÇÃO DE REDE ISOLADA

Conforme já mencionado, as normas IEC (1) e IEEE (2) apresentam algumas técnicas que podem ser usadas para avaliar o desempenho da regulação de velocidade. Dentre elas, a metodologia conhecida como Simulação de Rede Isolada (SRI) se destaca por ser um ensaio de campo capaz de avaliar, com bom grau de precisão, o desempenho de como seria o comportamento da RP de uma UG caso ela operasse de forma isolada, trazendo os subsídios necessários para a correta avaliação e ajustes do RV. Essa metodologia, publicada originalmente em 1968 por SCHLEIF (8), é apresentada na FIGURA 4. Ressalta-se que essa técnica é mais robusta do que aquelas baseadas em cálculos matemáticos que dependem de modelos devidamente validados.

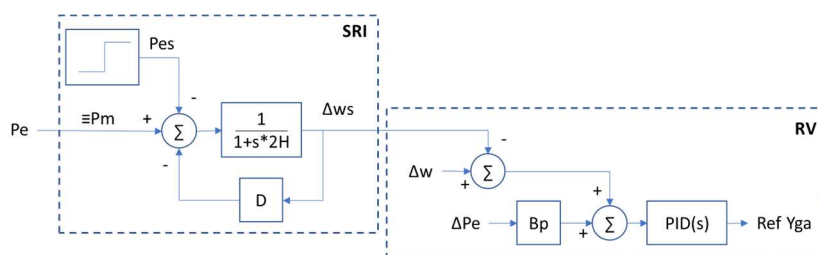


FIGURA 4. Ensaio de Simulação de Rede Isolada.

Onde

- Δw : desvio de velocidade;
- Δws : desvio de velocidade simulado;
- ΔPe : desvio de potência ativa;
- Pe : potência ativa;
- Pes : potência ativa simulada, equivalente ao degrau de carga do teste;
- Pm : potência mecânica equivalente;
- $Ref Yga$: referência de abertura;
- Bp : estatismo permanente;
- $PID(s)$: controle proporcional-integral-derivativo;
- H : inércia do conjunto gerador turbina; e
- D : coeficiente de amortecimento natural.

O ensaio de SRI consiste na injeção de um desvio de velocidade simulado oriundo da equação de swing do gerador. Essa emulação pode ser realizada no próprio Controlador Lógico Programável (CLP) do RV, ou via um CLP externo. A equação de swing é emulada a partir das características do conjunto gerador-turbina (**H** e **D**). As variáveis de entrada da equação de swing são a potência mecânica (**Pm**) e a potência ativa simulada (**Pes**). A **Pm** é aproximada pela própria **Pe** lida nos terminais do gerador. Já a **Pes** da equação de swing é um degrau de carga, cujo valor inicial é a própria **Pm** congelada no t_0 da aplicação do degrau.

O método citado foi utilizado na UHESA para sintonização dos RVs em todas as UGs de forma individual.

4.0 ENSAIO DE SIMULAÇÃO DE REDE ISOLADA DUPLA

No caso do ensaio de simulação de rede isolada dupla, foi realizada uma adaptação da metodologia originalmente proposta pela IEC (1) e IEEE (2). Vide FIGURA 5.

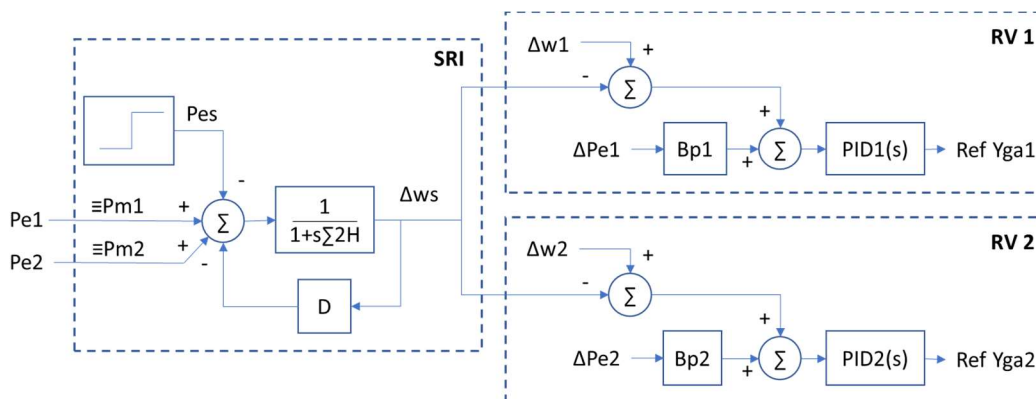


FIGURA 5. Ensaio de Simulação de Rede Isolada Dupla.

Onde:

- $\Delta w_{1,2}$: desvio de velocidade lido no RV1 e RV2;
- Δw_s : desvio de velocidade simulado;
- $\Delta Pe_{1,2}$: desvio de potência ativa lido no RV1 e RV2;
- $Pe_{1,2}$: potência ativa da unidade 1 e 2;
- Pes : potência ativa simulada, equivalente ao degrau de carga do teste;
- $Pm_{1,2}$: potência mecânica equivalente das unidades 1 e 2;
- $Ref Yga_{1,2}$: referência de abertura do RV1 e RV2;
- $Bp_{1,2}$: estatismo permanente do RV1 e RV2;
- $PID1(s)$, $PID2(2)$: controle proporcional-integral-derivativo do RV1 e RV2;
- $\Sigma 2H$: somatório das inércias das unidades 1 e 2; e
- D : coeficiente de amortecimento natural.

Percebe-se que a diferença em relação ao sistema original é que o desvio de velocidade é somado na leitura do erro de frequência dos dois controladores (RV1 e RV2).

Como os reguladores de velocidade instalados na planta não dispunham dessa funcionalidade incorporada, foi necessária a instalação de sistema externo aos controladores para permitir a realização dos ensaios em campo. Tal sistema possui implementação do ensaio de isolamento simulada em duas unidades simultaneamente, sendo necessária a aquisição das grandezas elétricas dos dois geradores. O desvio de frequência simulado foi inserido nas entradas de frequência dos dois reguladores de velocidade (para maiores detalhes sobre o sistema utilizado para ensaios em campo, vide BUHLER (9)).

Esse ensaio foi utilizado para consolidar a necessidade do bloqueio da comutação de modo de regulação devido a diferença da característica do estatismo utilizada por cada fabricante, e para avaliação da devida equalização da resposta transitória das unidades.

5.0 RESULTADOS DOS ENSAIOS DE SIMULAÇÃO DE REDE ISOLADA DUPLA

A FIGURA 6 e a FIGURA 7 ilustram o desempenho da regulação com os ajustes originais mediante um degrau de carga de 12%.

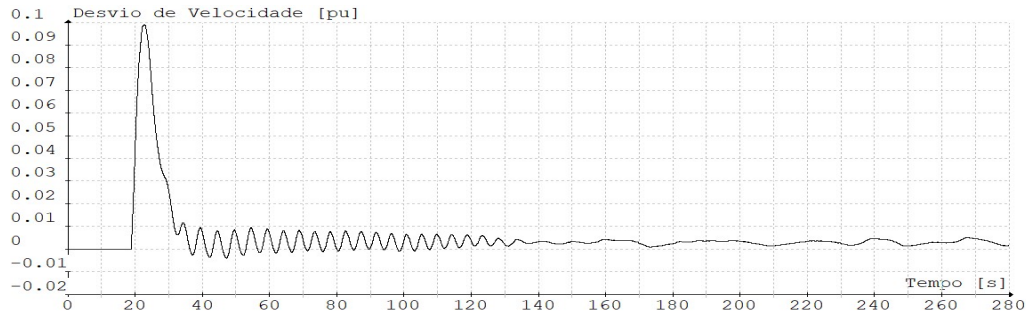


FIGURA 6: Ensaio de simulação de rede isolada dupla. Desvio de Velocidade com os ajustes originais.

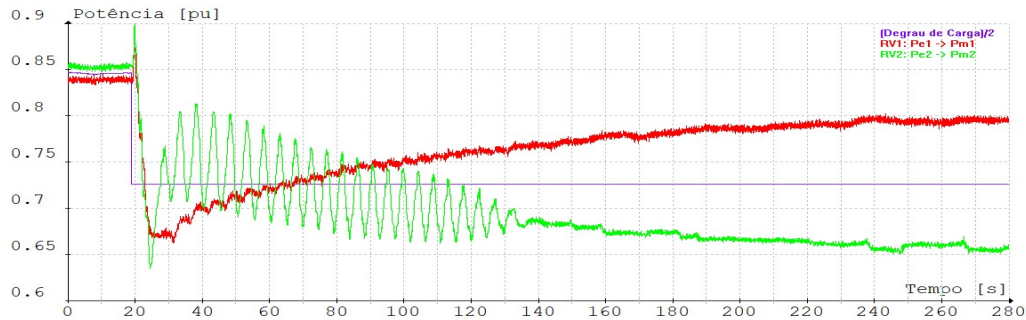


FIGURA 7: Ensaio de simulação de rede isolada dupla. Potência das unidades com os ajustes originais.

É possível observar que:

- O ajuste do RV1 está causando a instabilidade da regulação devido ao ganho transitório bastante elevado adotado nesse controlador;
- Não há equalização da potência em RP devido a diferença dos estatismos de potência de uma unidade e o de abertura da outra; e
- Esse comportamento observado na SRI é bem similar ao do evento observado em abril de 2017 e mostrado na FIGURA 3.

A FIGURA 8 e a FIGURA 9 ilustram o desempenho da regulação após os reajustes nos controladores. O ensaio é similar ao anterior, aplicação de um degrau de carga de 12%.

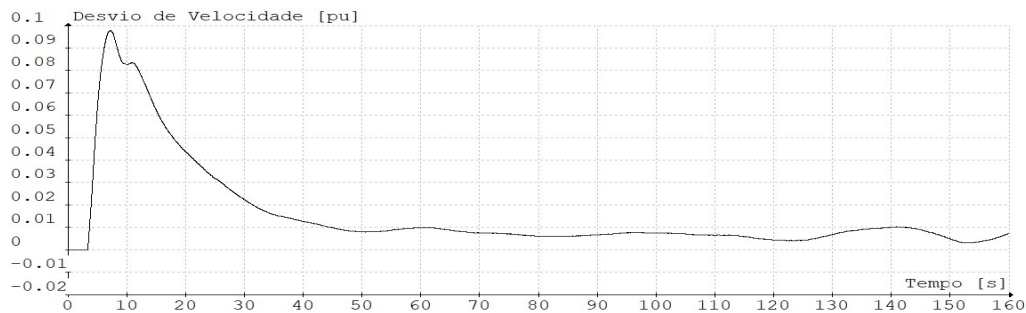


FIGURA 8: Ensaio de simulação de rede isolada dupla. Desvio de Velocidade com os ajustes propostos.

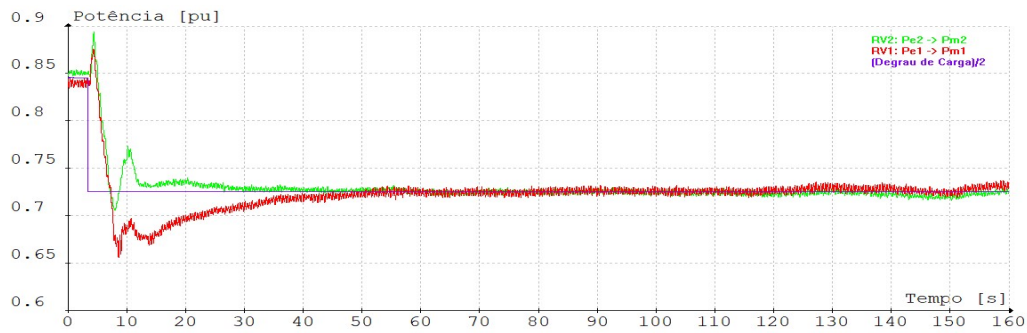


FIGURA 9: Ensaio de simulação de rede isolada dupla. Potência das unidades com os ajustes propostos.

Nota-se que:

- A resposta foi estável;
- Ainda existe uma pequena diferença no ganho transitório, mas que não compromete a regulação de velocidade; e
- Há uma equalização da potência em RP entre as UGs, pois foi bloqueada a comutação do modo de controle, mantendo ambas as unidades no modo de controle de velocidade com estatismo de potência.

6.0 CONCLUSÃO

O teste de simulação de rede isolada foi aplicado na UHE Santo Antônio com sucesso para a devida parametrização individualizada dos dois tipos de controladores de velocidade presentes nessa usina. Essa metodologia ainda tem sido utilizada para a sintonia do PID adaptativo para outras quedas.

A adaptação desse teste para aplicação em conjunto em duas unidades geradoras foi capaz de demonstrar que a estratégia de bloqueio da comutação do modo de controle é a solução para a correta regulação da UHESA. Foi possível evidenciar com esse método os problemas oriundos da comutação do modo de controle devido as características distintas de estatismo e a correta avaliação para a equalização das respostas das unidades geradoras.

O teste, como executado, provou ainda que, com a nova parametrização e estratégia de não comutar o modo de regulação, as respostas dinâmicas dos dois modelos de reguladores de velocidade passaram a ter comportamentos equivalentes e substancialmente mais adequados às necessidades de regulação primária. As oscilações observadas no distúrbio registrado em abril de 2017 mostrado na FIGURA 3 que foram fielmente reproduzidos durante os testes como demonstram as FIGURAS 6 e 7 não mais ocorreram quando a mesma simulação foi feita com os novos parâmetros.

7.0 REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- (1) IEC 60308-2005 – Hydraulic Turbines – Testing of control systems. CEI/IEC 60308:2005. Suíça.
- (2) IEEE Std 1207-2011, IEEE Guide for the Application of Turbine Governing Systems for Hydroelectric Generating Units. EUA.
- (3) MENARIN, H. A. et al. Aplicações de Funções Avançadas ao Controle de Velocidade na UHE Jirau. SNPTEE 2017. Curitiba. Brasil.
- (4) PAIVA, R. B. et al. Validação do Modelo Matemático da Turbina Bulbo de Cinco Pás da UHE Santo Antonio para Estudos Transitórios Eletromecânicos. CBA 2018. Brasil.
- (5) HOVEY, I. M. Optimum adjustment of hydro governors on manitoba hydro system. 1962, aiee pag. 581
- (6) SOARES, J. M. Identificação experimental, Simulação e Ajuste de Reguladores de Velocidade de Usinas Hidrelétricas com Verificação e Testes de Campo, Dissertação Mestrado, UFSM, 1982
- (7) ONS – Operador Nacional do Sistema. Procedimentos de Rede - Submódulo 2.10 - Requisitos técnicos mínimos para a conexão às instalações de transmissão. Brasil, 2021.
- (8) SCHLEIF, R., Angell, r. R. Governor tests by simulated isolation of hydraulic turbine units. IEEE transactions on power apparatus and systems, vol. Pas-87, nº. 5. May 1968.
- (9) BUHLER, C., PAIVA, R.B.D. Dedicated Digital System Testing and Modeling in Power Systems. I Latin American Hydro Power and Systems, 2015. Argentina.

DADOS BIOGRÁFICOS



- (1) CRISTIANO BÜHLER: Cursou Eng. Elétrica (UFSC,2006), disciplinas do Mestrado em Eng. Elétrica – Sistemas de Potência (UFSC,2015), MBA em Gestão Empresarial (FGV,2019). Atua desde 2006 na REIVAX como engenheiro, tendo atuado como engenheiro de campo (testes e comissionamento), estudos especiais (modelagem de unidades geradoras e controladores), supervisão da equipe de testes e comissionamento, engenheiro de projetos, instrutor e conferencista de sistemas de controle em diversos países. Atualmente faz parte do time de Marketing, Produtos e Novos Negócios, atuando na Gestão de Produtos além de colaborar com a Área de Energia Solar. É membro do IEEE e do CIGRÉ.

(2) RAFAEL BERTOLINI DE PAIVA

Graduado em Engenharia Elétrica pela UFSC, pós-graduado em Proteção de Sistemas Elétricos pela UNIFEI e mestre em Engenharia Elétrica pela UNIFEI. Atualmente, trabalha no Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS como Engenheiro de Estudos Elétricos. Suas áreas de atuação são: Análise de Transitórios Eletromecânicos, Análise da Estabilidade a Pequenos Sinais, Modelagem Matemática, Validação e Otimização de Controladores com ênfase nos sistemas de controle de tensão e de velocidade de usinas hidroelétricas, termoeletrônicas e de compensadores síncronos.

(3) ANDRÉ FLÁVIO SCHIANTE DOS SANTOS

Engenheiro eletricitista, formado em 2004 pela Universidade São Judas Tadeu. Atua na área de geração desde 2003 em comissionamentos de unidades geradoras de usinas hidrelétricas, com foco em regulação de velocidade e monitoramento mecânico de turbinas. Destacam-se: avaliação dinâmica da turbina da usina de Três Gargantas, comissionamento dos reguladores de velocidade das usinas de Guri (Venezuela), Baguari e Santo Antonio. Desde 2017, como coordenador de engenharia elétrica da Santo Antonio Energia, tem atuação direta na avaliação e adequação do comportamento de todas as 50 unidades geradoras com vistas ao comportamento sistêmico e eletromecânico de cada unidade geradora e da usina.

(4) SEBASTIÃO SANTOS ALVES JUNIOR

Engenheiro eletricitista, formado em 2020 pela faculdade Metropolitana de Porto Velho. Iniciou no setor elétrico como técnico em eletrônica, SENAI 2009. Atuou por 10 anos na usina hidrelétrica Santo Antônio com 50 geradores, desde as fases de montagem e comissionamento até a plena operação da planta. Desenvolvendo atividades de O&M no departamento de proteção e controle da UHE Santo Antônio com ênfase na regulação de tensão e de velocidade. Atualmente trabalha na General Electric Energias Renováveis tendo a atribuição de conduzir o comissionamento dos reguladores de tensão e de velocidade da UHE Ituango, Antioquia Colômbia.