

# Validação de Simulações Dinâmicas Sistêmicas Utilizando Registros Sincrofasoriais

RAFAEL ZYMLER<sup>1,2</sup> ARMANDO M. LEITE DA SILVA<sup>2</sup> JORGE L. A. JARDIM<sup>3</sup>

<sup>1</sup> Operador Nacional do Sistema Elétrico, Rio de Janeiro, RJ - Brasil

<sup>2</sup> Departamento de Engenharia Elétrica, PUC-Rio, Rio de Janeiro, RJ - Brasil

<sup>3</sup> HPPA Consultoria, Rio de Janeiro, RJ - Brasil

(e-mails: rafael.zymler@ons.org.br, armando@ele.puc-rio.br, jorge.jardim@hppa.com.br)

---

**Abstract:** This work presents an analysis and validation of dynamic systemic simulations of the Brazilian interconnected system (BIS) using synchrophasor data records. The models of hydraulic and thermo-electric plants and parameters that significantly influence the responses of the simulations are evaluated, with emphasis on frequency performance. Examples of application in case studies and reproduction of real events in the BIS are presented. Disturbances using real-time cases, built via state estimator assessments, for validation with the records and parameters such as hydropower head, response of speed regulators and dynamic and static modeling of loads are analyzed.

**Resumo:** Este trabalho apresenta uma análise e validação de simulações dinâmicas sistêmicas do Sistema Interligado Nacional (SIN) utilizando registros sincrofasoriais. Os modelos de usinas hidráulicas e termoeletricas e os parâmetros que influenciam significativamente as respostas das simulações são avaliados, com ênfase no desempenho da frequência. Exemplos de sua aplicação em casos de estudos e reprodução de eventos reais no SIN são apresentados. Distúrbios utilizando casos de tempo real, construídos pelo estimador de estados, para validação com os registros e parâmetros como altura de queda, resposta dos reguladores de velocidade e modelagem dinâmica e estática das cargas são investigados.

**Keywords:** Frequency control; inertia; reserve; hydropower head; PMU; speed regulator; dynamic analysis.

**Palavras-chaves:** Controle de frequência; inércia; reserva; altura de queda; PMU; regulador de velocidade; análise dinâmica.

---

## 1. INTRODUÇÃO

Os Sistemas de Energia Elétrica (SEE) são compostos por milhares de equipamentos e componentes, conectados por redes extremamente complexas cobrindo extensas áreas geográficas, e devem responder ao consumo de eletricidade da sociedade com alto nível de confiabilidade e segurança, pelo menor custo possível.

Os estudos de planejamento têm como objetivo definir limites de fluxos entre interligações, avaliar os impactos na conexão de novos geradores, estabelecer a necessidade de novas linhas de transmissão e transformadores para atender o aumento da demanda e atualização de Sistemas Especiais de Proteção (SEP). Esses estudos são realizados com base em simulações de transitórios eletromecânicos. Assim, é necessário que os resultados obtidos pelas simulações retratem adequadamente o comportamento real da rede, de forma a garantir a segurança operativa.

Para que as simulações reproduzam adequadamente o comportamento dinâmico do sistema, é necessário validar periodicamente os modelos utilizados nas simulações, como

por exemplo, modelos para máquinas síncronas e os reguladores associados, conversoras HVDC (*High Voltage Direct Current*) e a resposta da carga com a tensão e frequência. Modelos otimistas podem subestimar investimentos e, conseqüentemente, a capacidade do sistema de manter a estabilidade. Por outro lado, modelos e hipóteses pessimistas podem aumentar desnecessariamente os investimentos, deixando a rede subutilizada, incrementado desnecessariamente os custos operativos (NERC, 2010).

Com o objetivo de aferir os resultados das simulações em relação ao desempenho dinâmico do sistema, distúrbios no Sistema Interligado Nacional (SIN) são reproduzidos a partir de casos gerados pelo estimador de estados. Nesse processo, foram identificadas simulações onde a magnitude da frequência apresentou desvios de frequência menos severos em relação aos registros reais obtidos através dos dados *Phasor Measurement Unit* (PMU), mesmo com utilização de premissas conservativas na ferramenta.

Diversos parâmetros e incertezas podem afetar os resultados das simulações de transitórios eletromecânicos, tais como: (i) a modelagem dos reguladores de velocidade e reguladores de

tensão das unidades geradoras; (ii) a altura de queda considerada para usinas hidráulicas; (iii) a capacidade de resposta dinâmica das usinas térmicas; (iv) o comportamento da carga frente a grandes distúrbios de tensão e frequência e; (v) a atuação das proteções utilizadas nas gerações distribuídas.

Este trabalho apresenta uma avaliação sistêmica dos modelos dinâmicos utilizados no SIN, investigando os parâmetros mais influentes na resposta das simulações eletromecânicas, com enfoque principal no desvio de frequência, e finalmente propondo modificações para melhorar a aderência aos registros.

## 2. DINÂMICA E MODELAGEM DE SISTEMAS ELÉTRICOS

Modelos são representações simplificadas de um sistema físico que devem reproduzir suas características mais relevantes. Para a resposta da frequência em sistemas elétricos de potência, os principais elementos são o comportamento das unidades geradoras e a variação da carga, que serão abordados a seguir.

### 2.1 Máquina Síncrona

As máquinas síncronas conectadas ao sistema elétrico são massas girantes que armazenam energia cinética de rotação. A velocidade de rotação síncrona dos geradores é mantida constante através do equilíbrio entre o torque mecânico, fornecido pela turbina, e o torque eletromagnético, função da potência gerada. A frequência do gerador e consequentemente do sistema varia de acordo com o desbalanço entre o torque mecânico e o torque elétrico, segundo a equação de oscilação (1).

$$\frac{2H}{\omega_0} \frac{d^2 \delta}{dt^2} = \bar{T}_m - \bar{T}_e - K_D \Delta\omega \quad (1)$$

onde  $H$  é a constante de inércia do grupo gerador-turbina,  $K_D$  é a constante de amortecimento que representa a relação entre a potência de amortecimento devido à carga e a variação de velocidade do rotor,  $T_e$  é o conjugado elétrico associado à potência ativa gerada,  $T_m$  é o conjugado mecânico no eixo,  $\Delta\omega$  é o desvio da velocidade angular,  $\omega_0$  é a velocidade síncrona e  $\delta$  é o ângulo absoluto do eixo q da máquina. No SIN, o parâmetro  $K_D$  em geral é considerado nulo, pois este efeito é inserido nos reguladores de velocidade das máquinas.

A modelagem de uma máquina síncrona é feita através de equações que representam suas características construtivas e o tipo de fenômeno que se deseja estudar. As turbinas hidroelétricas operam em baixa velocidade e utilizam muitos polos, de forma que a estrutura de polos salientes é mecanicamente mais adequada, mas também é utilizado em pequenas turbinas a vapor ou a óleo diesel. Já as usinas a gás ou a vapor operam em velocidades altas, com uma estrutura de polos lisos com normalmente 2 ou 4 pares de polos. Com base nas equações de Park, em geral são utilizados modelos para as usinas hidráulicas e térmicas considerando os efeitos subtransitórios.

### 2.2 Reguladores de Velocidade Usinas Hidráulicas

O comportamento dinâmico da velocidade de rotação dos geradores das usinas hidráulicas é determinado pelo regulador de velocidade e pela dinâmica da turbina e do conduto forçado. As usinas hidroelétricas apresentam uma resposta inicial de potência no sentido inverso da variação do sinal de abertura da válvula ou distribuidor, chamada de fase não mínima. É necessária a implementação de um *droop* temporário no regulador de velocidade, de forma a obter uma operação estável (Cenaqui, 2018).

Inicialmente, em função das limitações computacionais, utilizavam-se modelos lineares de turbina hidráulica, que são considerados inadequados para simulações com variações consideráveis de potência e frequência. Um modelo não linear mais preciso e utilizado atualmente na modelagem das turbinas é apresentado na Figura 1.

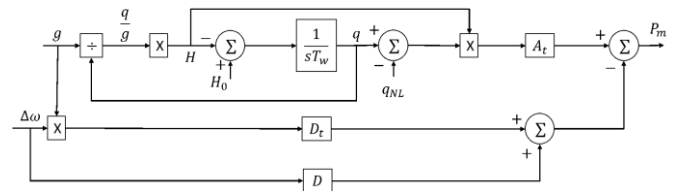


Fig. 1. Modelo não linear de uma turbina hidráulica (Jardim, 2016).

onde  $g$  é a posição da válvula ou distribuidor,  $T_w$  é a constante de tempo da água,  $q$  é o fluxo de água através da turbina,  $q_{NL}$  é a vazão sem carga a,  $H$  é a queda de operação na admissão da turbina,  $H_0$  é a queda inicial da turbina,  $A_t$  é o ganho da turbina,  $D_t$  é o fator de amortecimento da turbina,  $D$  é o fator de variação da carga com a frequência e  $\Delta\omega$  é a variação da velocidade da turbina.

Diferentemente de outros modelos mais detalhados, neste caso a constante de tempo da água  $T_w$  não varia com a potência mecânica de saída da turbina (Guimarães, 2003), sendo utilizado um valor de  $T_w$  ajustado para a condição operativa mais provável. No entanto, é possível utilizar valores de altura de queda inicial  $H_0$  diferentes, o que pode impactar os resultados das simulações por limitar a potência mecânica do gerador.

A variação da carga com a frequência para o SIN é incorporado ao modelo das turbinas através do parâmetro  $D$ , por meio da soma de um sinal de potência inversamente proporcional à variação de frequência na saída do regulador. Dessa forma, é incorporado de forma indireta o efeito de variação da carga com a frequência.

### 2.3 Reguladores de Velocidade Usinas Térmicas

No sistema elétrico brasileiro estão presentes usinas termoelétricas com diferentes tipos de fontes como nucleares, carvão, óleo combustível, gás natural e ciclo combinado para reaproveitar o calor da geração utilizando turbinas a vapor.

Turbinas a vapor convertem a energia térmica do vapor em energia mecânica. Existem diversos modos de controle de

carga para as usinas termelétricas desse tipo, sendo que alguns deles não permitem ou pioram a participação da usina no controle de frequência, como o modo “turbina segue” e o modo com parâmetros deslizantes (Cenaqui, 2018).

As turbinas a gás, que produzem energia por combustão, possuem limitações de temperatura do exaustor que devem ser representadas no regulador de velocidade e afetam a resposta em situações de subfrequência, limitando o torque mecânico do rotor mesmo com a válvula não totalmente aberta.

### 2.3 Modelagem de Carga

Um sistema elétrico de potência atende diferentes tipos de carga, como cargas residenciais, rurais e industriais. Essas cargas possuem diversos comportamentos frente à variação de tensão e frequência do sistema, que deve ser retratada por meio da modelagem de carga. Os modelos de carga podem ser divididos em dois grupos: estáticos e dinâmicos.

Nos modelos estáticos de carga as potências ativas e reativas variam de acordo com funções algébricas da magnitude da tensão e frequência do instante presente. São utilizados dois principais tipos de modelagem estática: polinomial e exponencial (Souza, 2010). No SIN é utilizado o modelo polinomial ZIP.

No modelo polinomial, representa-se a potência ativa e reativa das cargas através de combinações de parcelas do tipo potência constante, corrente constante e impedância constante, por meio de uma função do tipo polinômio de segundo grau. Em geral, é utilizado o modelo ZIP, conforme as equações (2) e (3).

$$P = P_0 \left[ p_1 + p_2 \frac{V}{V_0} + p_3 \left( \frac{V}{V_0} \right)^2 \right] [1 + D_p \Delta f] \quad (2)$$

$$Q = Q_0 \left[ q_1 + q_2 \frac{V}{V_0} + q_3 \left( \frac{V}{V_0} \right)^2 \right] [1 + D_q \Delta f] \quad (3)$$

Os coeficientes  $p_n$  e  $q_n$  definem no modelo de carga para  $n = 1, 2$  e  $3$  o montante das parcelas de potência ( $P$ ), corrente ( $I$ ) e impedância ( $Z$ ) constante, respectivamente.  $P_0$  e  $Q_0$  são os valores iniciais de potência ativa e reativa para a tensão inicial  $V_0$  do fluxo de potência. Os fatores  $D_p$  e  $D_q$  representam a variação da carga com a frequência. Os motores de indução têm o valor de  $D_p$  positivo e  $D_q$  negativo, ou seja, para uma redução na frequência a tendência é a potência ativa reduzir e a potência reativa aumentar (Souza, 2010).

Nos modelos dinâmicos de carga, as potências ativas e reativas são representadas para qualquer instante de tempo através de equações diferenciais. Em geral, a resposta das cargas para variações de tensão e frequência é rápida, sendo o estado de regime permanente alcançado imediatamente, de forma que para pequenas variações a modelagem estática é suficiente. No entanto, estudos de oscilações interárea, estabilidade de tensão ou estudos de sistemas com uma grande quantidade de motores de indução podem exigir a necessidade de modelar cargas dinâmicas. Adicionalmente, fenômenos como FIDVR (*Fault Induced Delayed Voltage Recovery*), que ocorre quando a do sistema tensão cai

significativamente e os motores de indução, em geral de equipamentos de ar-condicionado, passam a consumir mais potência ativa e reativa, só podem ser representados com a utilização de modelos de carga dinâmicos adequados (Kosterev, 2008). No SIN, ainda não são utilizados modelos dinâmicos de carga.

### 3. PARÂMETROS INFLUENTES NO DESEMPENHO DA FREQUÊNCIA

O desempenho da frequência do sistema está diretamente ligado à regulação primária de frequência realizada que pela ação dos reguladores de velocidade dos geradores conectados ao SIN. A função básica da regulação primária é controlar a potência mecânica da turbina de modo a manter o equilíbrio entre a carga e a geração e, conseqüentemente, manter a frequência dentro de valores próximos aos nominais. Eventos que promovem déficits elevados de geração podem provocar afundamentos de frequência que levam à atuação de esquemas de corte e carga, como o Esquema Regional de Alívio de Carga (ERAC). A Figura 2 apresenta o comportamento típico da excursão de frequência após um evento de perda de geração.

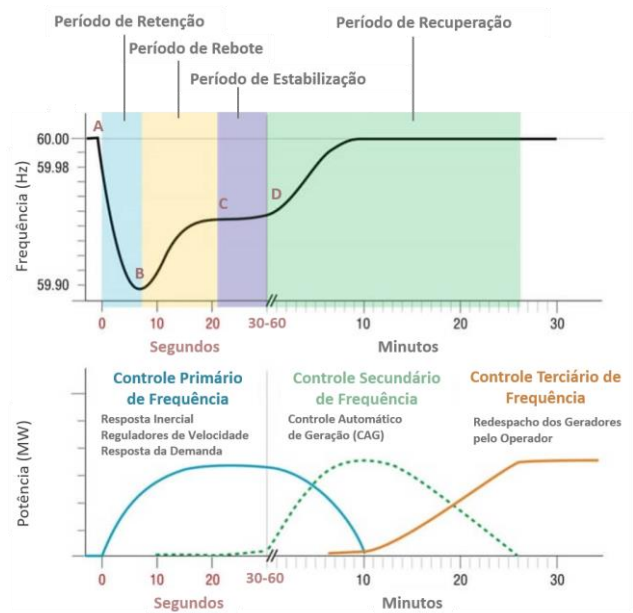


Fig. 2. Comportamento da excursão de frequência após déficit de geração (NERC, 2019).

O déficit é inicialmente atendido pela resposta inercial das máquinas síncronas, que convertem a energia cinética dos rotores em potência elétrica, resultando em uma desaceleração dos geradores e, conseqüentemente, uma redução da frequência do sistema. Em seguida, ocorre a ação dos reguladores de velocidade que alteram a potência mecânica das usinas com o intuito de reduzir o desequilíbrio entre geração e carga e trazer a frequência para valores próximos aos nominais. Quando o déficit de potência é menor que a resposta primária, a frequência passa a subir novamente, passando por um valor mínimo denominado “Frequência Nadir”, oscilando até chegar a um novo ponto de equilíbrio, que será corrigido posteriormente pela regulação secundária.

É importante ressaltar a parcela de variação da carga em relação à variação da tensão e da frequência.

Dessa forma, para que as simulações reproduzam o comportamento dinâmico do sistema de forma adequada, é necessário que se tenha uma modelagem apropriada das máquinas síncronas e de seus reguladores associados, da resposta da carga com a tensão e a frequência e a representação correta da rede elétrica.

### 3.1 Altura de Queda

A sazonalidade das chuvas no Brasil faz com que os níveis dos reservatórios das usinas hidroelétricas variem durante o ano, mudando a altura de queda da coluna d'água das turbinas. As usinas hidráulicas são otimizadas para um ponto de operação com a melhor eficiência e variações da altura de queda podem levar a redução da eficiência e aumentar vibrações e problemas de cavitação. As estruturas e alturas de uma usina hidroelétrica podem ser observadas na Figura 3.

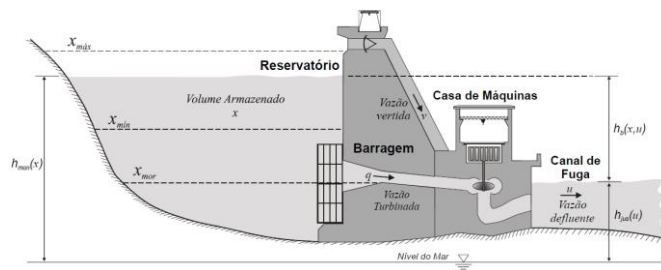


Fig. 3. Estruturas e alturas de uma usina hidroelétrica (Filho, 2003).

A queda bruta  $h_b$  da usina pode ser calculada como a diferença entre o nível de montante  $h_{jus}$  e nível de jusante  $h_{mon}$ , conforme a equação (4). Os níveis de jusante e montante podem ser obtidos por medições ou através de modelos computacionais hidrodinâmicos que utilizam polinômios na sua representação.

$$h_b(x, u) = h_{mon}(x) - h_{jus}(u) \quad (4)$$

A água fluindo por uma usina hidroelétrica perde parte de sua energia em função das perdas hidráulicas decorrentes do atrito com estruturas. As perdas referentes à estrutura de adução, entrada do canal de adução e o próprio canal de adução são consideradas no cálculo das perdas hidráulicas  $h_p$ , que podem ser calculadas ou estimadas por diferentes métodos (Filho, 2003).

A altura de queda líquida  $h_l$  é a altura que a água efetivamente cai ao gerar energia (Filho, 2003). Ela pode ser calculada pela diferença entre a altura de queda bruta  $h_b$  e a altura de perdas hidráulicas  $h_p$  conforme a equação (5).

$$h_l(x, u) = h_b(x, u) - h_p(x, u) \quad (5)$$

A altura de queda líquida é especificada em termos percentuais relativos à queda de projeto  $h_{proj}$ . A queda de projeto é a altura líquida onde a turbina apresenta o seu rendimento máximo. O seu valor por ser obtido pela documentação de projeto da usina ou calculado pela média ponderada da queda líquida pela energia gerada conforme a

equação (6), utilizando uma base histórica de dados suficiente.

$$h_{proj} = \frac{\sum(h_l \times \text{Energia gerada})}{\sum \text{Energia gerada}} \quad (6)$$

Foram estimadas as alturas de projeto das usinas utilizando dados obtidos entre 01/01/2014 até 25/09/2019 pela equação (6). Adicionalmente, para obter um parâmetro mais conservativo, também foram calculados valores máximos de queda de projeto  $h_{projMax}^k$  obtidos pela diferença entre a cota máxima da usina e o nível médio do canal de fuga. Com isso, foi calculada a altura de queda líquida inicial  $H_0^k$  para uma usina  $k$  pela queda de projeto estimada (7) e uma queda líquida inicial  $H_{0Max}^k$  pela queda de projeto máxima (8).

$$H_0^k = \frac{h_l^k}{h_{proj}^k} \quad (7)$$

$$H_{0Max}^k = \frac{h_l^k}{h_{projMax}^k} \quad (8)$$

O seu valor pode ser inserido nos modelos dos reguladores de velocidade das usinas hidráulicas que utilizam uma representação não linear da turbina, o que influencia diretamente a resposta dinâmica por limitar a potência mecânica.

### 3.2 Resposta Primária das Usinas Térmicas

O sistema elétrico brasileiro utiliza usinas termoeletricas a carvão, óleo combustível, gás natural, ciclo combinado para reaproveitar o calor da geração utilizado nas turbinas a vapor, e usinas nucleares entre outras. A resposta a desvios de frequência varia para cada tipo de usina, sendo que em alguns casos depende do tipo de modo de operação definido.

As usinas nucleares operam na carga base, respondendo apenas com a parcela inercial. Usinas térmicas a vapor operadas no modo turbina-segure ou parâmetros deslizantes, usinas despachadas nos seus valores máximos, geradores com malha de controle de potência e bandas mortas intencionais ou não intencionais não respondem durante desvios de frequência.

Para uma usina térmica a gás em uma situação de subfrequência sustentada, o conjunto turbina/gerador opera em velocidade menor e menos ar circula pelo processo de combustão. A queima da mesma quantidade ou maior de combustível com menos ar resulta em maiores temperaturas de exaustão do gás, de forma que, se ele ultrapassar o limite admissível, o conjunto turbina/gerador reduzirá automaticamente a potência de saída para evitar danos.

No SIN, não há um requisito de alocação de reserva nas usinas térmicas, porém muitas usinas operam na inflexibilidade, ou seja, por motivos técnicos a usina não pode ser desligada e necessita de um montante de geração mínimo. Nesses casos, a usinas térmica aparenta ter uma grande quantidade de reserva disponível, enquanto na prática sua resposta poderá ser limitada.

### 3.3 Modelagem de Carga

A modelagem de carga utilizada pelo ONS considera o modelo ZIP. Para a carga ativa, utilizam-se parcelas de impedância constante ( $Z$ ) que variam com o quadrado da tensão, corrente constante ( $I$ ) que variam linearmente com a tensão e potência constante ( $P$ ) que não variam com a tensão. Os montantes de cada parcela são definidos para cada área elétrica. Para a carga reativa se utiliza 100% impedância constante ( $Z$ ). O gráfico da Figura 4 apresenta uma visão da modelagem de carga atual separada por subsistema e por área elétrica.

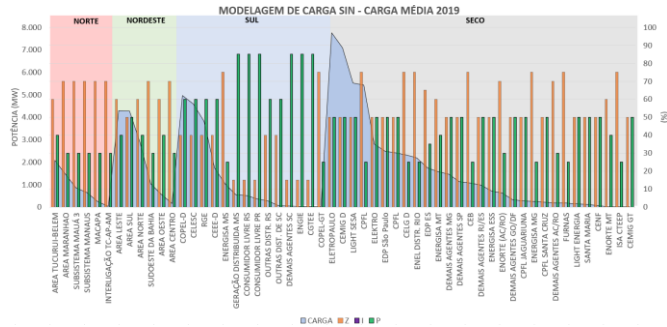


Fig. 4. Modelagem de carga do SIN por área e por subsistema.

A modelagem de carga tem uma influência significativa no desempenho dinâmico do sistema, já que durante as contingências podem ocorrer variações severas de tensão e, conseqüentemente, variações de carga. A carga também pode apresentar uma variação diretamente proporcional à frequência do sistema (Souza, 2010). Atualmente, esse efeito pode ser representado nos modelos de gerador ou nos modelos de regulador de velocidade. Na base de dados de modelos dinâmicos se adotou como padrão representar essa contribuição nos modelos de regulador de velocidade, como o parâmetro  $D$  da Figura 1. Idealmente, este efeito deveria ser incluído em cada barra de carga, porém, dada a impossibilidade de introduzi-lo desta forma, sua representação pode ser feita de forma indireta nas equações do rotor dos geradores.

### 3.4 Geração Distribuída

Dentro do contexto da geração distribuída (GD), um dos cuidados que se deve ter ao inseri-la no sistema elétrico é relacionado à operação ilhada. De um modo geral, os ajustes das proteções anti-ilhamento buscam evitar a operação ilhada, utilizando ajustes bastante sensíveis para a função de subfrequência da GD, que podem variar de 59,8 Hz até 57 Hz de acordo com o IEEE Standard 1547 (NERC, 2013). Em contrapartida, perturbações no SIN com conseqüente subfrequência ou oscilações de tensão podem resultar no desligamento em cascata de GD via atuação de esquemas especiais de proteção ou por atuação própria, o que prejudica a capacidade de regulação do sistema (Mourinho & Motter, 2018).

Neste contexto, a saída incorreta da GD na ocorrência de contingências relevantes no SIN pode ser uma incerteza durante tentativas de reprodução da ocorrência em ambientes

de simulação. Isto porque o distúrbio simulado não contempla esta saída incorreta, pela dificuldade de previsão do montante que será desconectado.

## 4. SIMULAÇÕES E RESULTADOS

Nessa seção, são apresentados e analisados os resultados das simulações realizadas nos casos de planejamento e na reprodução de distúrbios reais no SIN.

### 4.1 Caso de Estudo: Perda do Bipolo Xingu – Estreito

Foi montado um caso de estudo a partir do caso de referência do ONS do terceiro quadrimestral de 2019, mês de dezembro e patamar leve com carga SIN de 56.000 MW, considerando um despacho de 8.000 MW nos Bipolos Xingu – Estreito / Terminal Rio.

Foi simulada a perda do Bipolo Xingu – Terminal Rio e atuação da lógica de proteção pelo “Master Control”, com conseqüente corte de 7 máquinas na UHE Belo Monte e *run-up* de 1.500 MW no Bipolo Xingu – Estreito para evitar a abertura da interligação Norte - Sudeste. Em seguida, foram consideradas as alterações dos parâmetros influentes no desvio de frequência, como pode ser visto na Figura 5 e na Tabela 1.

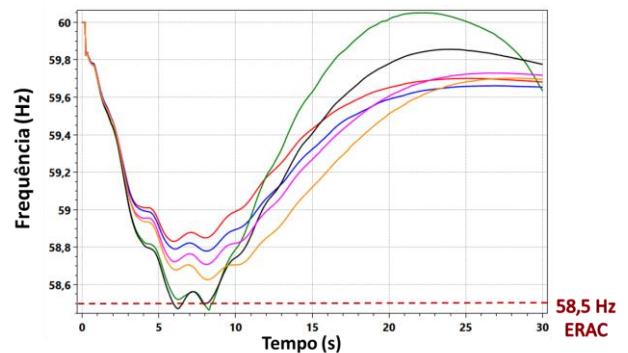


Fig. 5. Comparação dos parâmetros influentes no caso de planejamento para a frequência na barra da SE 500 kV Grajaú.

TABELA 1. RESULTADOS OBTIDOS COM OS PARÂMETROS INFLUENTES NO CASO DE PLANEJAMENTO

Cor	Legenda	Freq. Min (Hz)	$\Delta$ Freq. (Hz)
	Original	58,83	0
	$H_0$ 0,95	58,78	0,05
	Limita UTE	58,71	0,12
	$H_0$ 0,95 + Limita UTE	58,62	0,21
	BLOCK GOV UTEs	<b>58,46</b>	0,37
	$H_0$ 0,95 + BLOCK GOV UTEs	<b>58,46</b>	0,37

Percebe-se que a utilização dos parâmetros influentes leva a uma redução de até 0,37 Hz na resposta da frequência, o que alteraria o caso com frequência mínima de 58,83 Hz para 58,46 Hz, ou seja, um caso aparentemente seguro pode na realidade apresentar risco de atuação do Esquema Regional de Alívio de Carga (ERAC), que ocorre a partir de uma frequência de 58,5 Hz ou por taxa de frequência, dependendo

do ajuste de cada região. Ressalta-se que nesta simulação não foi levado em conta a possível saída incorreta de geração distribuída.

O caso original foi simulado alterando os parâmetros da modelagem de carga ZIP do SIN e o parâmetro  $D$  de variação da carga com a frequência para avaliar o impacto, conforme a Figura 6 e a Tabela 2.

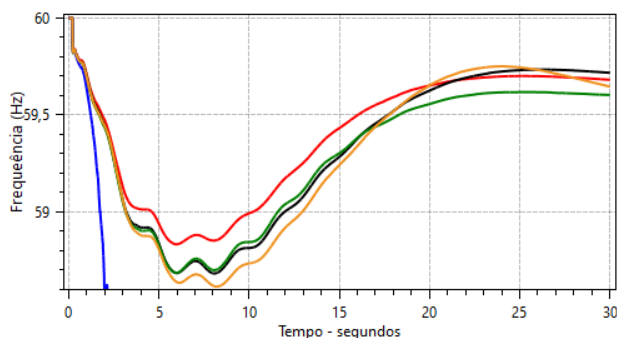


Fig. 6. Variação da modelagem de carga ZIP do SIN.

TABELA 2. RESULTADOS OBTIDOS PARA DIFERENTES MODELGENS DE CARGA DO SIN

Cor	Legenda	Freq. Min (Hz)	$\Delta$ Freq. (Hz)
	Original	58,837	-
	$D=0,5$	58,613	0,224
	100% I	58,684	0,153
	50% P 50% Z	58,684	0,153
	70% P 30% Z	Instável	-

Conforme se depreende da Figura 6, a variação da frequência para as modelagens 50% P e 50% Z ou 100% I resultou em uma diferença de 0,153 Hz, enquanto que o parâmetro  $D=0,5$  resultou em uma diferença de 0,224 Hz. Como pode ser observado, a modelagem de carga ZIP e a variação da carga com a frequência altera significativamente o desempenho da frequência. O caso com uma parcela de 70% P e 30% Z foi instável, levando à abertura da interligação Norte – Sudeste, indicando que a modelagem ZIP afeta também o desempenho dos fluxos. Dessa forma, esses parâmetros têm uma grande importância e devem ser obtidos por meio de estudos conjuntos do ONS com os agentes avaliando o comportamento da carga.

#### 4.2 Distúrbio Real: Perda do Bipolo Xingu – Estreito

No dia 03/02/2019, domingo, às 05h21min, ocorreu o desligamento do polo 2 do Bipolo Xingu – Estreito pela atuação do sistema de proteção contra incêndio na SE Xingu devido a um *flashover* ocorrido em um dos sistemas de monitoramento de disparo de tiristor. O polo 1 manteve a transmissão em modo retorno por terra e através de uma ação de *run-up* assumiu parte da potência do polo 2. Às 05h25min ocorreu o desligamento automático das conversoras da SE Estreito e da SE Xingu do polo 1 pela atuação da proteção de sobretemperatura do enrolamento de um dos transformadores, devido a um problema no sensor de medição de temperatura.

Nessa ocasião, o SEP realizou o corte de 5 unidades geradoras das 11 em operação da UHE Belo Monte, totalizando aproximadamente 3.000 MW de rejeição de potência, conforme registro PMU da Figura 7.

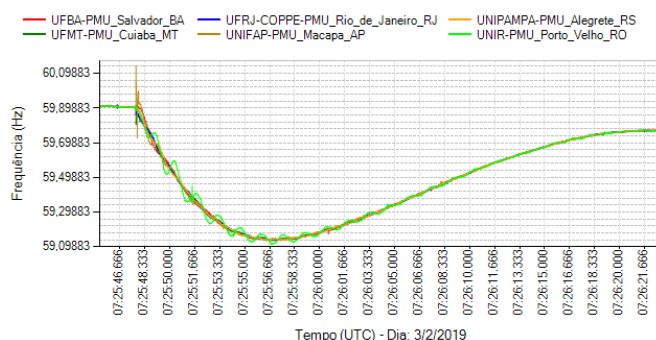


Fig. 7. Registro PMU do evento no dia 03/02/2019.

Através dos registros do PI Datalink, observa-se a rejeição de aproximadamente 3.000 MW de geração do SIN, conforme a Figura 8.

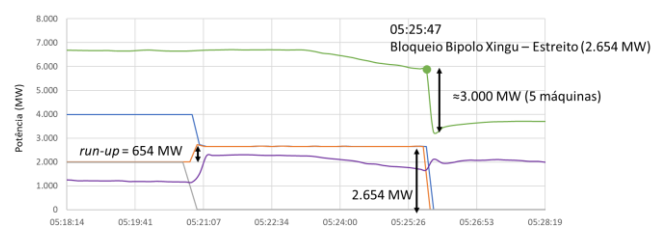


Fig. 8. Resposta do ELO CC no sistema PI Datalink.

As usinas hidráulicas responderam com aproximadamente 2.076 MW 1 minuto após o evento, conforme a Figura 9.

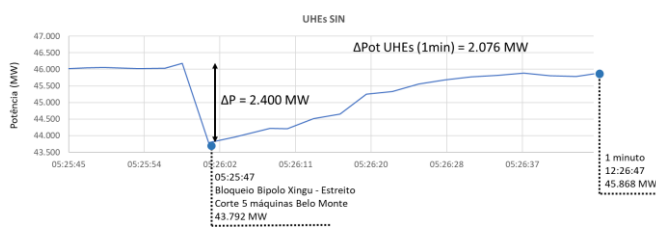


Fig. 9. Resposta das UHEs no sistema PI Datalink.

Já as usinas térmicas responderam com aproximadamente 101 MW após o evento, porém com uma redução em seguida de 162 MW, conforme a Figura 10.

Conforme a comparação entre a simulação do caso de tempo real com o registro PMU na Figura 11, há uma diferença de 0,1832 Hz entre as frequências mínimas, sendo a simulação menos severa.

Para reduzir a diferença observada, foram utilizadas alterações incluindo modificação da altura de queda das usinas e bloqueio do regulador de velocidade de usinas térmicas, com os resultados apresentados na Figura 12 e Tabela 3.

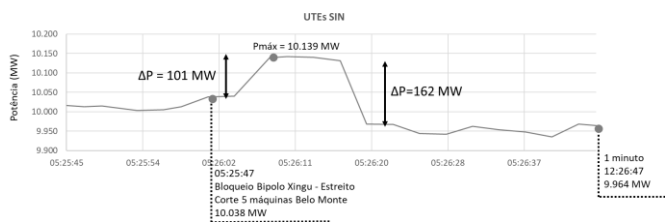


Fig. 10. Resposta das UHEs no sistema PI Datalink.

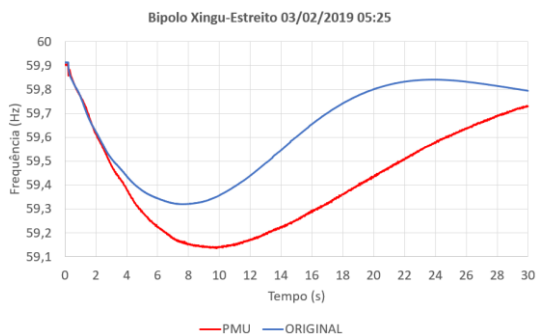


Fig. 11. PMU versus Organon; evento do dia 03/02/2019.

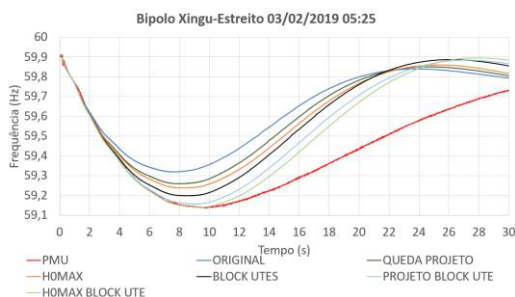


Fig. 12. PMU versus Organon com parâmetros influentes.

TABELA 3. FREQUÊNCIA MÍNIMA E ERRO MÉDIO

Alteração	F.mín. (Hz)	ΔF.mín. (Hz)	Erro Médio (Hz)	Redução Erro
PMU	59,1363	-	-	-
Original	59,3195	0,1832	0,2132	-
Queda de Projeto	59,2597	0,1234	0,1855	-13%
Queda $H_{0MAX}$	59,2386	0,1023	0,1734	-19%
Block UTES	59,1988	0,0625	0,1638	-23%
Queda de Projeto + Block UTES	59,1570	0,0207	0,1319	-38%
Queda $H_{0MAX}$ + Block UTES	59,1397	0,0034	0,1162	-45%

Percebe-se uma aderência no valor de frequência mínima entre a simulação com altura de queda com  $H_{0MAX}$  e bloqueio das térmicas, o que poderia garantir, por exemplo, a detecção preventiva de uma atuação de ERAC. A utilização das alterações consideradas levou a uma redução de até 45% do erro médio no desvio de frequência, passando de 0,1832 Hz para 0,0034 Hz de diferença entre as frequências mínimas. Nota-se que a recuperação da frequência apresenta uma diferença, que pode ter ocorrido por diversos motivos, como a resposta real das usinas hidráulicas mais lenta ou limitada em relação aos modelos utilizados, representação inadequada do amorte-

cimento da carga com a frequência, eventos consecutivos não considerados, entre outros.

#### 4.2 Síntese dos Resultados e Indicadores

Foram simuladas seis ocorrências reais, além do evento já apresentado, com desvios de frequência em função da perda de blocos de geração, conforme a Tabela 4, com os resultados obtidos resumidos na Tabela 5.

TABELA 4. EVENTOS DE SUBFREQUÊNCIA NO SIN SIMULADOS

Nº	Data	Perda	Carga SIN (GW)	Rejeição (MW)
1	23/01/19	UTN Angra 2	83	1.350
2	31/01/19	Geração Eólica	72	1.300
3	03/02/19	Bipolo Xingu–Estreito	61,5	3.000
4	19/02/19	Polo 4 do Madeira	81.	850
5	27/03/19	UG na UHE B.Monte	75,6	500
6	04/04/19	UG na UHE B.Monte	81,4	600
7	13/10/19	Elo HVDC Madeira	54,9	1.918

TABELA 5. COMPARAÇÃO DA FREQUÊNCIA PMU VERSUS ORGANON

Nº	Fmin PMU(Hz)	Fmin Organon (Hz)	Fmin Organon Modificado (Hz)	ΔErro Médio <sup>1</sup>
1	59,73	59,87	59,80	-57%
2	59,67	59,77	59,73	-24%
3	59,14	59,32	59,14	-45%
4	59,72	59,85	59,80	-42%
5	59,86	59,90	59,87	-46%
6	59,88	59,93	59,88	-67%
7	59,16	59,49	59,24	-33%

<sup>1</sup>Variação (redução) do erro considerando as modificações dos parâmetros influentes.

A comparação das frequências mínimas dos registros e as obtidas pelas simulações do Organon podem ser observadas nas Figura 13 e Figura 14. Percebe-se que os casos 3 e 6 ficaram com a frequência mínima do registro praticamente igual à da simulação do Organon com os parâmetros modificados. A diferença média final foi de 0,04 Hz, 70% menor em comparação com a diferença média de 0,14 Hz para a simulação do Organon original.

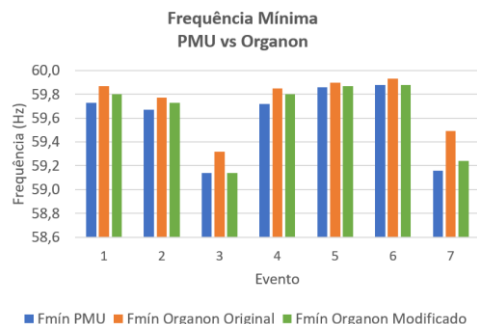


Fig. 13. Comparação frequência mínima.

A Figura 15 apresenta a participação em percentual de cada tipo de geração pela frequência mínima do registro PMU em cada evento, além da rejeição normalizada pelo valor máximo entre os eventos. Foram considerados também os elos

assíncronos, compostos pelos Bipolos do Madeira e os Bipolos de Ibiúna, além dos intercâmbios internacionais. Percebe-se que, em geral, foram registradas frequências menores quanto maior a participação de geração não hidráulica no SIN. Porém, o evento 3 teve o maior afundamento da frequência com uma participação de aproximadamente 70% da geração hidráulica, pois ocorreu uma rejeição de 3.000 MW, consideravelmente maior se comparada aos outros eventos avaliados.

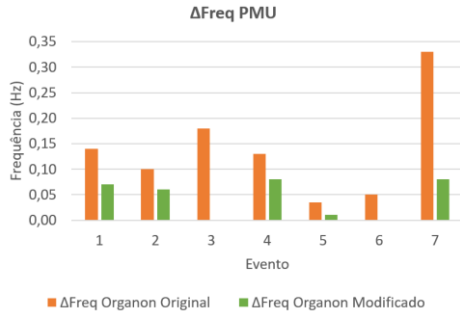


Fig. 14. Comparação “ΔFrequência” mínima.

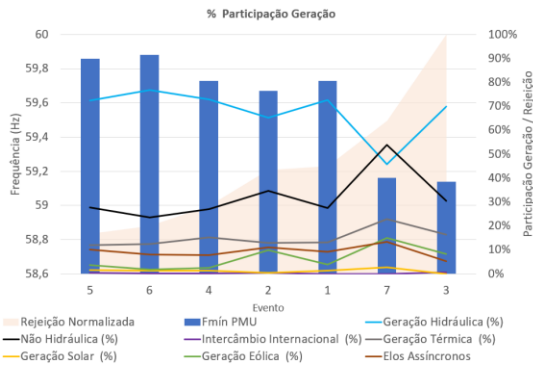


Fig. 15. Frequência e rejeição pelo tipo de geração.

Sabe-se que, quanto maior a reserva hidráulica das usinas síncronas para uma mesma rejeição e supondo a mesma inércia das usinas síncronas, maior será a frequência mínima. Assim, são propostos indicadores de robustez do sistema frente a distúrbios de frequência, combinando esses fatores, conforme apresentado nas equações (9), (10) e (11) e visualizado na Figura 16.

$$I_1 = \frac{\text{Reserva Hidráulica (MW)}}{\text{Rejeição (MW)}} \quad (9)$$

$$I_2 = \frac{\text{Reserva Hidráulica (MW)}}{\left(\frac{\text{Rejeição (MW)}}{\text{Carga Sin (MW)}}\right)} \quad (10)$$

$$I_3 = \frac{\text{Reserva Hidráulica (MW)}}{\left(\frac{\text{Rejeição (MW)}}{\text{Energia Cinética (MW} \times \text{s)}}\right)} \quad (11)$$

Percebe-se que o  $I_1$  nos casos 6 e 2 apresentou resultados piores em relação aos índices  $I_2$  e  $I_3$ , que levam em conta a Carga SIN e a inércia do SIN, respectivamente.

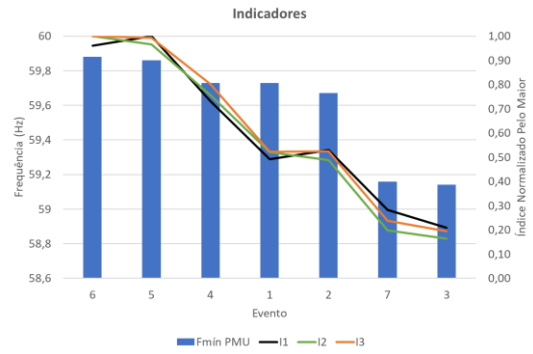


Fig. 16. Índices da reserva hidráulica normalizados pelo máximo dos eventos.

## 5. CONCLUSÕES

A aferição do desempenho das ferramentas de simulação em relação aos registros reais no SIN para verificar a aderência dos modelos dinâmicos de componentes ao seu desempenho real frente a perturbações é de extrema importância. As análises e modificações propostas permitiram uma melhora na aderência da resposta da frequência das simulações com os modelos atuais em relação aos registros PMU e o acompanhamento direto dos parâmetros ou dos indicadores pode auxiliar o planejamento e a operação do SIN a garantir a segurança e monitorar riscos de atuação do ERAC.

## REFERÊNCIAS

- Cenaqui, T. C. (2018). *Modelagem de turbinas e reguladores de velocidade e seus impactos na simulação da regulação primária de frequência*, Rio de Janeiro, RJ, Brasil: Dissertação de Mestrado, COPPE.
- Decker, I. C. et al. (2012). *Sistema Piloto Para Avaliação Automática de Segurança Dinâmica Baseado em Regiões de Segurança e Medição Fasorial Sincronizada*, s.l.: Projeto de Pesquisa e Desenvolvimento, UFSC, CTEEP e HPPA.
- Filho, D. S. (2003). *Dimensionamento de Usinas Hidroelétricas Através de Técnicas de Otimização Evolutiva*, s.l.: Dissertação de Mestrado, USP.
- Guimarães, C. H. C. (2003). *Simulação dinâmica de sistemas elétricos de potência considerando os fenômenos de longa duração*, Rio de Janeiro, RJ, Brasil: Tese de Doutorado, COPPE.
- Jardim, J. L. (2016). *Análise de Sistemas de Energia Elétrica II – Análise Dinâmica de Sistemas de Potência*, Rio de Janeiro: Apostila, PUC-RIO.
- Kosterev, D. (2008). *Load modeling in power system studies: WECC progress update*, 2008 IEEE Power and Energy Society General Meeting - Conversion and Delivery of Electrical Energy in the 21st Century, Pittsburgh. pp. pp. 1-8.
- Mourinho, F. A., Motter, D., Júnior, J. C. M. V. & Assis, T. M. L. (2019). *Análise da atuação das proteções anti-ilhamento de recursos energéticos distribuídos considerando eventos*, Belo Horizonte, MG, Brasil: XXV SNPTEE.
- NERC (2010). *Power System Model Validation - A White Paper by the NERC. A White Paper by the NERC Model Validation Task Force of the Transmission Issues Subcommittee*, s.l.: s.n.
- NERC (2013). *Performance of Distributed Energy Resources During and After System Disturbance: Voltage and Frequency Ride-Through Requirements*, s.l.: A Report by the IVG Task Force.
- NERC (2019). *Reliability Guideline: Primary Frequency Control*, s.l.: s.n.
- Souza, M. M. P. (2010). *Modelagem de cargas para estudos dinâmicos*, Itajubá, MG, Brasil: Dissertação de Mestrado, UNIFEI.