

Avaliação do Comportamento Dinâmico de Usinas Hidrelétricas Durante um Black Start

Douglas D. C. Karnikowski* Luis F. B. Carbonera* Felix A. Farret* Daniel P. Bernardon* Mauro F. Rodrigues*

*Universidade Federal de Santa Maria, Av. Roraima nº 1000, Cidade Universitária, Bairro Camobi, CEP: 97105-900 Santa Maria/RS Brasil. (Tel: +55 55 99969-9895; e-mail: douglasdecastrok@gmail.com).

Abstract: The restoration of the electrical networks after a blackout is carried out from the isolated operation of the power generation plants. To maintain voltage and frequency levels at appropriate values for the isolated operation of hydroelectric plants, the behavior of the electrical network depends on the response of the controllers, the dynamics of the hydraulic turbine and the generator. Due to the low inertia of an isolated generator and the slow dynamics of the hydraulic turbine, the isolated network is more susceptible to violations of the electricity quality levels in relation to the main network. Therefore, this paper analyzes the behavior of hydroelectric power stations in isolated operation considering the connection of the loads during the restoration for different dynamic characteristics of the synchronous generator and the hydraulic turbine.

Resumo: O restabelecimento das redes elétricas após um apagão é realizado a partir da operação isolada das centrais de geração de energia. Para conservar os níveis de tensão e frequência em valores adequados da operação isolada das usinas hidrelétricas, o comportamento da rede elétrica depende da resposta dos controladores, da dinâmica da turbina hidráulica e do gerador. Devido à baixa inércia de um gerador isolado e da dinâmica lenta da turbina hidráulica, a rede isolada fica mais susceptível a violações dos níveis de qualidade da energia elétrica em relação a rede principal. Diante destas constatações, este artigo analisa o comportamento de centrais hidrelétricas em operação isolada considerando a conexão das cargas durante o restabelecimento para diferentes características dinâmicas do gerador síncrono e da turbina hidráulica.

Keywords: Black Start, Isolated Operation, Hydroelectric Power Plant, Speed Governor, Dynamic Simulation.

Palavras-chaves: Black Start, Operação Isolada, Usina Hidrelétrica, Regulador de Velocidade, Simulação Dinâmica.

1. INTRODUÇÃO

Desde o desenvolvimento tecnológico proporcionado pela revolução industrial, no final do século XIX, a energia elétrica desempenha uma função crucial para o progresso da humanidade. Embora os investimentos para aprimorar a confiabilidade das redes elétricas, ela ainda é vulnerável a contingências que interrompem o suprimento da energia elétrica. Apesar de poucos episódios com contingências de grandes proporções, esses eventos ainda são observados em todo o mundo.

Nos casos em que o distúrbio que provocou o apagão na rede elétrica também ocasione o desligamento das centrais de geração energia é essencial que existam centrais de geração com capacidade de black start para a restauração do fornecimento de energia. O black start é o processo de restaurar a operação de uma usina a partir de um estado operacional completamente não energizado sem depender da energia da rede elétrica principal. Em resumo, o black start é realizado em três estágios: a restauração da unidade de

geração, a reconfiguração da rede e a restauração de carga (Zhao, Lin e Wen, 2018)(Wang *et al.*, 2018)(Gracia *et al.*, 2019).

Em geral, apenas as grandes centrais de geração de energia elétrica são projetadas com a capacidade de black start, devido a sua importância estratégica para o sistema elétrico. Contudo, este panorama está mudando, pois nos últimos anos, devido ao esgotamento gradual dos combustíveis fósseis e ao aumento da pressão ambiental, as tecnologias de geração distribuída (GD) a partir de fontes de energia renováveis vem se desenvolvendo rapidamente (Chowdhury, Crossley e Chowdhury, 2009). Além disto, a modernização das redes elétricas com a concepção das Redes Elétricas Inteligentes e a evolução das tecnologias de armazenamento de energia permitem a implantação de redes em escala reduzida e com maior potencial de operar conectadas ou desconectadas da rede principal. Este conceito de rede de distribuição é intitulado de microrrede elétrica (Hatzargyriou, 2014).

A operação isolada das microrredes tem o potencial de aperfeiçoar a confiabilidade do sistema elétrico tradicional,

suprindo cargas nos períodos de faltas, propiciando elevada segurança energética e deste modo diminuindo ao máximo os impactos ocasionados pelos apagões (Chowdhury, Crossley e Chowdhury, 2009)(Hatziargyriou, 2014). Diante de tal situação, a tendência é que grande parte das GD sejam projetadas com a aptidão de executar o black start, surgindo diversos estudos para sua utilização em larga escala.

Na literatura, diversos trabalhos examinam o comportamento das centrais hidrelétricas em operação isolada. Nos artigos de Pravin e Abdul (2013), Carvajal Quintero, Marín Jiménez e Arango Aramburo (2012) e de Choo, Muttaqi e Negnevitsky, (2007) é avaliado o desempenho de uma central hidrelétrica considerando um controle de velocidade convencional PID (proporcional-integral-derivativo). Em Maina, Sanjari e Nair (2018) é investigado a resposta da frequência e da tensão para uma única central hidrelétrica em operação isolada incluindo em sua análise os limitadores de sobreexcitação e de volt/hertz no sistema de excitação, além de avaliar diferentes cenários de carregamento, considerando apenas cargas resistivas e indutivas. No artigo de Syan e Biswal (2016) é avaliado o comportamento de um controlador de velocidade para a turbina hidráulica baseado em inteligência artificial para grandes variações de cargas. O trabalho de Kurup e Ashok, (2015) analisa a duração do black start de uma usina hidrelétrica desde o conjunto turbina-gerador parado até a velocidade nominal, excitação e tomada de carga.

Este artigo tem o objetivo de analisar o comportamento dinâmico de diferentes usinas hidrelétricas durante o processo de black start considerando as características do gerador síncrono, da turbina hidráulica e do controlador de velocidade operando em modo isolado. O comportamento da frequência da rede elétrica durante a conexão das cargas é avaliado para diferentes valores da constante de inércia do gerador e da constante de tempo de inércia da água da turbina hidráulica. Para isto, os autores comparam a capacidade de diferentes centrais de geração hidrelétrica atuando dentro dos limites operacionais durante o black start. Desta forma, pode-se definir o valor máximo do degrau de carga aplicado em cada uma das centrais hidrelétricas com capacidade de black start levando em conta os limites de frequência da rede elétrica.

2. FORMULAÇÃO DO PROBLEMA

Inicialmente, o restabelecimento de uma rede de energia elétrica envolve a iniciação de uma unidade geradora em uma usina com black start, energizar as linhas de transmissão e de distribuição conectadas e em seguida alimentar cargas mais próximas até que a unidade geradora e a carga estabilizem. Assim que possível, uma segunda unidade geradora com capacidade de black start é adicionada à ilha elétrica para aumentar a capacidade de geração e as reservas de energia da rede em operação isolada. Se a segunda unidade não tiver capacidade de black start, ela será restaurada com a energia fornecida pelas linhas de transmissão e distribuição energizadas pela primeira unidade geradora. Esse processo continua até que toda a rede esteja de volta ao estado normal de operação. Com base nos tamanhos, características e localizações das unidades geradoras bem como na topologia

da rede, as concessionárias de energia elétrica planejam a sequência adequada para o black start (Gracia *et al.*, 2019).

De acordo com a Tabela 1 (Kurup e Ashok, 2015), as centrais de geração do tipo hidrelétrica são as que menos demandam energia para o black start e, a partir desta característica, são as mais indicadas para iniciar um processo de restauração da rede.

Tabela 1. Valores típicos de potência para inicialização

Tipo de geração	Potência de inicialização
Nuclear	7-8 %
Térmica	7-8 %
Turbina a gás	1,5-2 %
Hidráulica	0,5-1 %

Durante a restauração do fornecimento de energia é imprescindível que os limites operacionais não sejam excedidos (níveis de tensão, corrente, frequência, sobrecarga dos equipamentos, entre outros), sendo essencial que a rede se mantenha estável em todo o restabelecimento e em regime de operação isolada. Porém, a conexão das cargas ocasionam um desequilíbrio temporário entre a geração e a demanda da rede, e assim causam alterações significativas nos níveis de frequência e de tensão (Cañizares, Reilly and Behnke, 2018). Portanto, a potência do degrau de carga no decorrer do black start deve ser limitada para manter o sistema dentro dos limites operacionais. Além disso, deve-se evitar o esforço torcional excessivo no eixo do grupo turbina-gerador provocado pela potência transitória gerada no chaveamento dos disjuntores com carga. O critério proposto por um *Working Group* do *Institute of Electrical and Electronics Engineers* (IEEE) (IEEE, 1980) estabelece que a diferença de potência elétrica antes e logo após o chaveamento (ΔPe) precisa ser menor que 0,5 pu da potência nominal aparente do gerador, como indicado em

$$\Delta Pe = Pe_{(0-)} - Pe_{(0+)} \leq 0,5 pu \quad (1)$$

onde, $Pe_{(0+)}$ é a potência ativa gerada antes do chaveamento e $Pe_{(0-)}$ é a potência ativa gerada imediatamente após o chaveamento.

No momento em que a GD opera no modo interligado na rede elétrica principal, a estabilidade depende principalmente da inércia das grandes centrais de produção de energia. No entanto, quando a GD opera de modo isolado, a estabilidade depende da resposta dos controladores, da dinâmica da turbina e do gerador para manter os níveis de tensão e frequência em valores adequados. Devido à baixa inércia do sistema isolado, a rede fica mais susceptível a afundamentos e/ou elevações de tensão e violações nos níveis de frequência (Kurup and Ashok, 2015)-(Kundur *et al.*, 2004).

3. MODELAGEM MATEMÁTICA

O modelo matemático da máquina síncrona utilizado para este artigo é proposto em Kundur (1994). O modelo elétrico é representado em espaço de estados de 6ª ordem considerando

a dinâmica dos enrolamentos amortecedores, da armadura e do campo. O modelo mecânico é descrito em

$$\Delta\omega(t) = \frac{1}{2H} \int_0^t (T_m - T_e) dt - D \Delta\omega(t) \quad (2)$$

$$\omega(t) = \Delta\omega(t) + \omega_0$$

onde, $\Delta\omega(t)$ é a variação de velocidade em relação a velocidade de operação, $\omega(t)$ é a velocidade mecânica do rotor, ω_0 é a velocidade de operação (1 pu), H é a constante de inércia, T_m é o torque mecânico, T_e é o torque eletromagnético e D é o fator de amortecimento que representa o efeito dos enrolamentos amortecedores.

Na Tabela 2 são mostrados os valores típicos da constante de inércia de usinas térmicas e hidráulicas (Kundur, 1994).

Tabela 2. Valores típicos de constante de inércia

Tipo de geração	Constante de inércia
Térmica (2 polos)	2,5 a 6,0
Térmica (4 polos)	4,0 a 10,0
Hidráulica	2,0 a 4,0

A Fig. 1 é o diagrama de blocos representando a turbina hidráulica, servomotor e o regulador de velocidade usando um controlador PID com estatismo permanente de ganho R_p . O controle PID possui um ganho proporcional K_p , um ganho integral K_i e um ganho derivativo K_d com filtro passa-baixa de primeira ordem de constante de tempo T_d . F_{ref} é a referência de frequência, dw é o desvio de frequência, F é a frequência da máquina e P_m é a potência mecânica da turbina hidráulica (MathWorks, 2019)(IEEE, 1992).

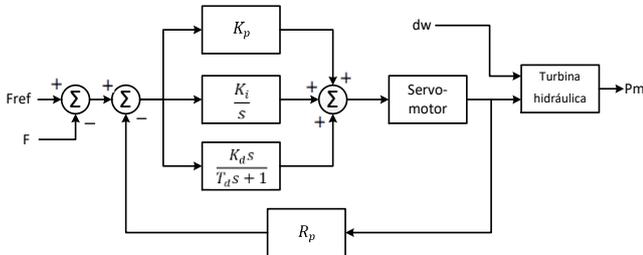


Fig. 1 Diagrama de blocos da turbina hidráulica, servomotor e regulador de velocidade.

O servomotor mostrado na Fig. 1 é modelado por um sistema de segunda ordem (Fig. 2). O ganho K_a e a constante de tempo t_a referem-se ao sistema de primeira ordem que representa o servomotor. Este modelo também inclui um limitador de abertura do servomotor (g_{min} e g_{max}) e um limitador da velocidade de abertura (vg_{min} e vg_{max}) (MathWorks, 2019).

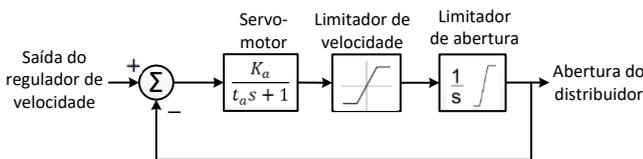


Fig. 2 Servomotor.

O modelo não linear da turbina hidráulica (MathWorks, 2019)(IEEE, 1992) é mostrado na Fig. 3, onde β é o coeficiente de amortecimento e T_w é a constante de tempo de inércia da água.

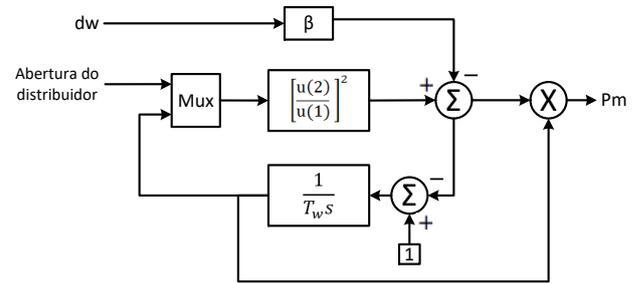


Fig. 3 Turbina hidráulica.

Em geral, o valor de T_w para uma turbina hidráulica operando em carga nominal varia entre 0,5 e 4,0 segundos (Kundur, 1994). A constante de tempo de inércia da água é calculada a partir da equação (IEEE, 1992)

$$T_w = \left(\frac{L}{gA_c} \right) \frac{q_0}{h_0} \text{ (segundos)} \quad (3)$$

onde, L é o comprimento do conduto forçado (metros), A_c é área do conduto forçado (metros²), q_0 é a vazão base da turbina (metros³/segundo), g é a aceleração da gravidade (metros/segundo²) e h_0 é a queda (metros).

Com base nas estratégias de controle propostas em (IEEE, 1992), os ganhos do controle PID do regulador de velocidade da Fig.1 são calculados por

$$\begin{aligned} \frac{1}{K_p} &= 0,625 \frac{T_w}{H} \\ \frac{K_p}{K_i} &= 3,333 T_w \\ \frac{K_p}{K_d} &> \frac{3}{T_w} \end{aligned} \quad (4)$$

O regulador de tensão da máquina síncrona para o controle de tensão terminal é um compensador avanço-atraso, como o mostrado na Fig. 4 (MathWorks, 2019)-(IEEE Standards Board, 1992).

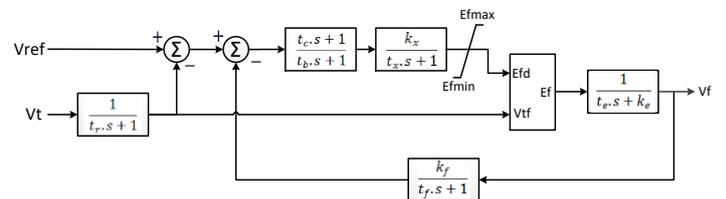


Fig. 4 Sistema de excitação.

onde, V_t é a tensão terminal do gerador, V_{ref} é a tensão terminal de referência, V_f é a tensão de campo, E_{fmax} e E_{fmin} os limite máximo e mínimos, t_r é a constante de tempo filtro passa-baixa, t_c e t_b as constantes de tempo do compensador avanço-atraso, k_x é o ganho do regulador principal, t_x é a constante de tempo do regulador principal, k_e é o ganho da excitatriz, t_e é a constante de tempo da excitatriz, k_f é o ganho da realimentação e t_f é a constante de tempo da realimentação.

4. ESTUDO DE CASO

A Fig. 5 apresenta a rede elétrica em estudo é composta por uma GD do tipo hidrelétrica com uma turbina hidráulica de 10 MW, um gerador síncrono de 4,16kV/11 MVA e frequência nominal de 60 Hz, um transformador elevador de 11 MVA, três disjuntores (D1, D2 e D3) para automação e proteção da rede e duas cargas (L1 e L2) de 1 MW cada.

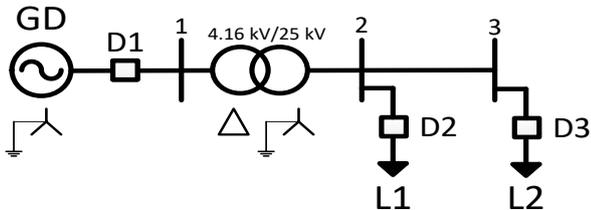


Fig. 5 Estudo de caso.

As simulações são realizadas através do software MATLAB® Simulink® para representar de forma detalhada a dinâmica dos elementos com modelos matemáticos. Nas simulações foram utilizados os componentes da biblioteca *SimPowerSystems* para representar a rede elétrica, as cargas e o gerador síncrono. Os modelos matemáticos da turbina hidráulica, do regulador de velocidade e do sistema de excitação empregados no estudo de caso são apresentados na seção III. Os parâmetros de cada componente do estudo de caso são apresentados no Anexo A (Tabela 5).

A análise do desempenho das centrais hidrelétricas em operação isolada foi efetuada através da conexão de cargas durante o black start, verificando o comportamento da frequência do conjunto turbina-gerador após ocasionado o degrau de carga. Nos quatro casos avaliados nesse artigo, a GD opera em modo isolado com uma carga (L1) de 0,10 pu (D1 e D2 fechados) e no instante de 5,0 segundos é realizada a conexão de uma carga (L2) também de 0,10 pu através do fechamento de D3. A potência de base considerada nas simulações é o valor da potência nominal da turbina hidráulica (10 MW).

A Fig. 6 mostra os comportamentos da potência elétrica, potência mecânica, potência acelerante (diferença entre a potência mecânica e elétrica) e o desvio de frequência (diferença entre a referência de frequência e a frequência medida) na conexão da carga L2 no instante de 5,0 segundos. Devido a dinâmica lenta da turbina hidráulica ocorreu uma diminuição na frequência após o degrau de carga. Neste caso, o valor de T_w é igual a 1,5 segundos e o valor de H é igual a 2,0 segundos.

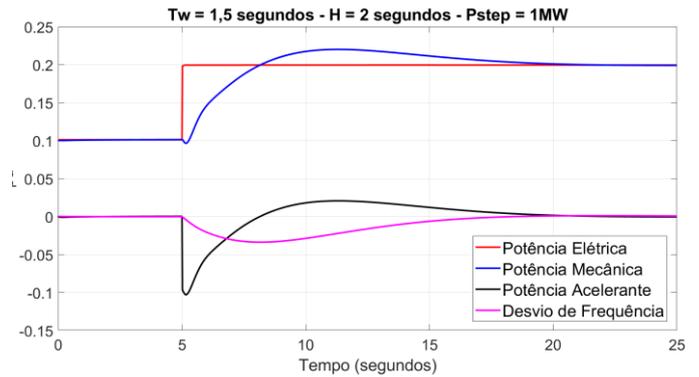


Fig. 6 Desvio de frequência, potência elétrica, mecânica e acelerante.

4.1 Caso I e Caso II: Variação da Constante de Tempo de Inércia da Água (T_w)

O caso I realiza uma análise do comportamento da frequência da rede (Fig. 7) na conexão da carga L2 no instante de 5,0 segundos para diferentes valores de T_w (0,50 até 5,5 segundos). O valor de H é mantido em 2,0 segundos. Para cada valor de T_w são alterados os ganhos do controlador PID de acordo com (4). Neste caso observa-se que o aumento de T_w torna a dinâmica do conjunto turbina mais lenta, aumentando a valor da subfrequência e também ampliando o tempo de estabilização da frequência (tempo que a frequência leva para retornar ao seu valor de referência).

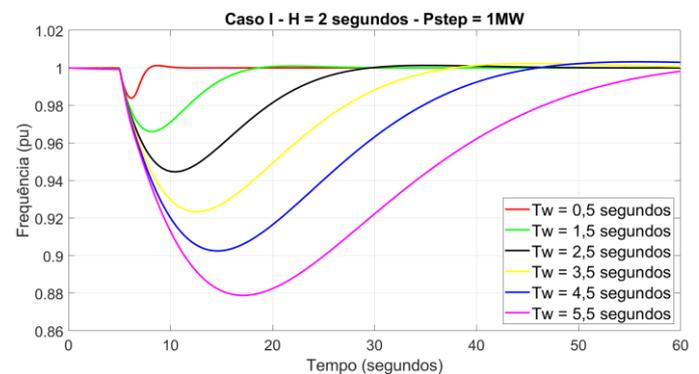


Fig. 7 Comportamento da frequência no caso I.

Semelhante ao caso I, no caso II também é efetuada uma análise do comportamento da frequência da rede (Fig. 8) no momento da conexão da carga L2 no instante de 5,0 segundos para diferentes valores de T_w . O valor de H é alterado para 4,0 segundos. Neste caso observa-se que o aumentando de H em 200% diminui a subfrequência em 50% em relação ao caso I. Além disso, verifica-se que o tempo de estabilização da frequência após a conexão da carga se mantém igual ao caso I.

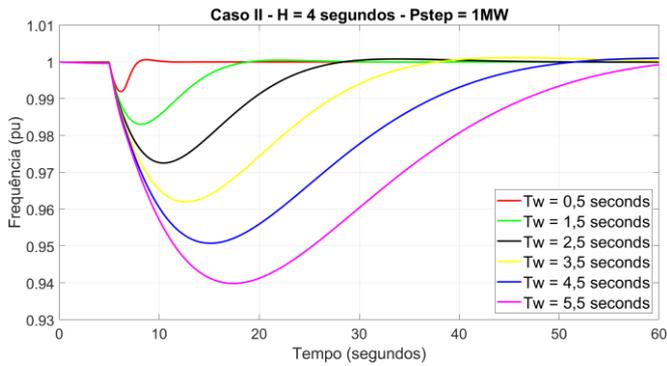


Fig. 8 Comportamento da frequência no caso II.

A Tabela 3 apresenta os resultados da comparação entre os casos I e II contrapondo o desvio máximo de frequência para diferentes valores de T_w e apresentando os tempos de estabilização das frequências equivalentes para os dois casos.

Tabela 3. Caso 1 e Caso 2

T_w (segundos)	Desvio máximo de frequência (pu)		Tempo de estabilização (segundos)	
	Caso 1	Caso 2	Caso 1	Caso 2
0,5	0,0162	0,0081	3,050	
1,5	0,0339	0,0169	12,750	
2,5	0,0553	0,0275	24,150	
3,5	0,0766	0,0380	33,200	
4,5	0,0975	0,0492	41,600	
5,5	0,1212	0,0601	55,000	

A Fig. 9 é uma comparação do desvio máximo de frequência (dw_{max}) em relação a T_w para os casos I e II, verificando-se que a variação do desvio de frequência é linear com a variação de T_w .

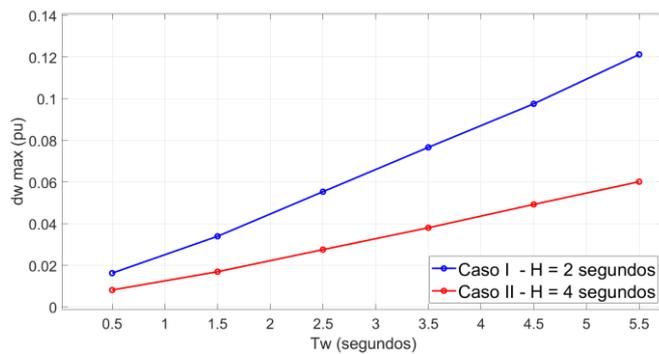


Fig. 9 Comportamento do desvio máximo de frequência versus T_w .

A Fig. 10 mostra a relação linear entre o tempo de estabilização (T_{stab}) da frequência (casos I e II iguais) e os valores de T_w .

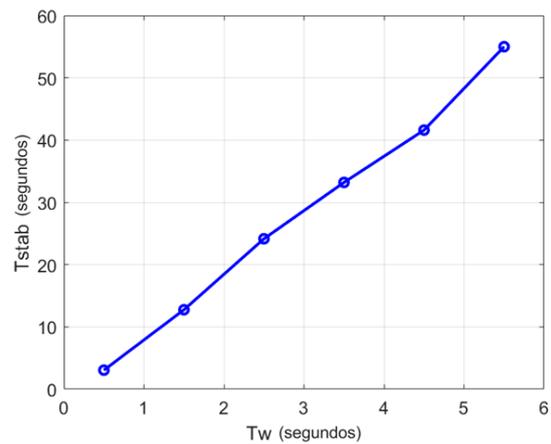


Fig. 10 Tempo de estabilização da frequência versus T_w .

4.2 Caso III e Caso IV: Variação da Constante de Inércia do Gerador (H)

No caso III é analisado o comportamento da frequência da rede (Fig. 11) numa conexão da carga L2 no instante de 5,0 segundos para diferentes valores de H (0,50 até 5,5 segundos) e o valor de T_w é mantido em 1,0 segundo. Para cada valor de H são alterados os ganhos do controlador PID de acordo com (4). Neste caso observa-se que aumentando H o desvio de frequência diminui e o tempo de estabilização se mantém constante (em torno de 8,80 segundos).

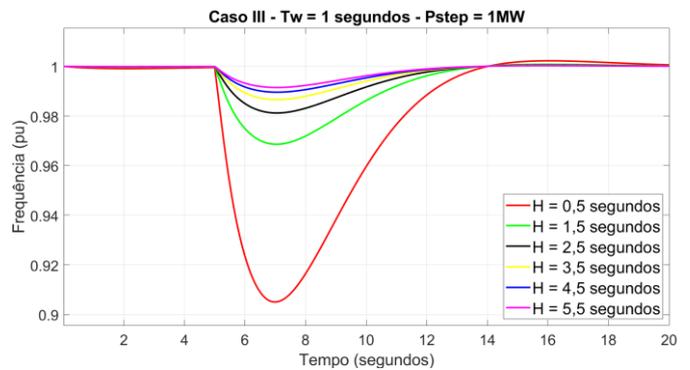


Fig. 11 Comportamento da frequência no caso III.

Semelhante ao caso III, no caso IV também é analisado o comportamento da frequência da rede (Fig. 12) na conexão da carga L2 no instante de 5,0 segundos para diferentes valores de H . O valor de T_w é alterado para 3,0 segundos. Da mesma forma que o caso III, o aumento de H diminui o desvio de frequência, mas o tempo de estabilização se mantém constante (25,45 segundos).

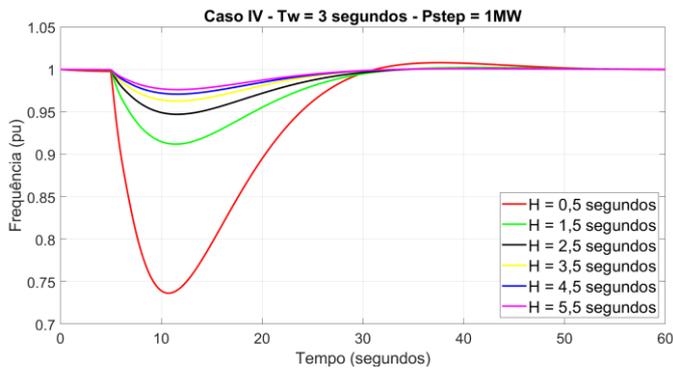


Fig. 12 Comportamento da frequência no caso IV.

A Tabela 4 é a comparação entre os casos III e IV, contrapondo-se o desvio máximo de frequência para diferentes valores de H . A alteração de T_w de 1,0 segundo do caso III para 3,0 segundos do caso IV aumentou o tempo de estabilização de forma proporcional (aproximadamente três vezes maior do caso IV para o caso III).

Tabela 4. Caso 3 e Caso 4

H (segundos)	Desvio máximo de frequência (pu)	
	Caso 3	Caso 4
0,5	0,0950	0,2636
1,5	0,0310	0,0881
2,5	0,0188	0,0529
3,5	0,0134	0,0374
4,5	0,0104	0,0291
5,5	0,0085	0,0239

A Fig. 13 compara o desvio máximo de frequência com relação aos valores de H para os casos III e IV. Nos dois casos verifica-se que para o valor de H de 0,5 segundos ocorre um grande desvio de frequência em relação aos valores de H entre 1,5 e 5,5 segundos.

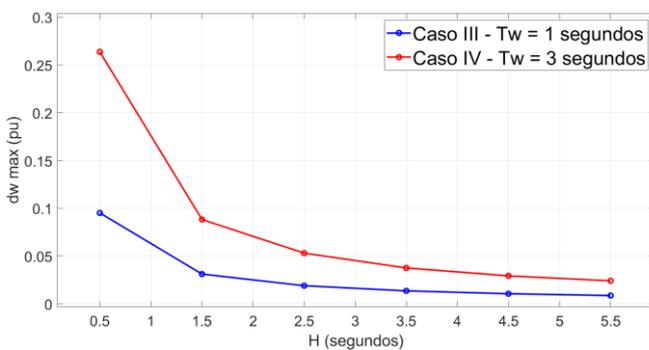


Fig. 13 Comportamento do desvio de frequência versus H .

4.3 Caso V: Variação da Constante de Tempo de Inércia da Água (T_w) com PID fixo

No caso V é analisado o comportamento da frequência da rede (Fig. 14) numa conexão da carga L2 no instante de 5,0 segundos em situações que ocorram alterações nos valores de T_w e os ganhos do controlador PID sejam mantidos constantes. As curvas tracejadas em azul e vermelho mostram o

comportamento da frequência com os ganhos do PID calculados para um valor de T_w de 3,5 segundos. As curvas contínuas em azul e vermelho mostram a frequência com os ganhos do PID ajustado de acordo com os respectivos valores de T_w .

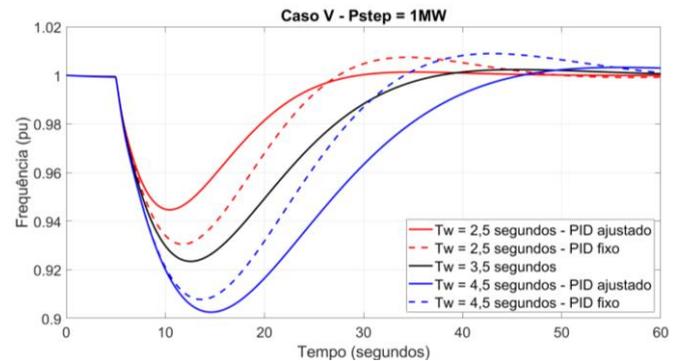


Fig. 14 Comportamento da frequência no caso V.

6. CONCLUSÕES

Este artigo avalia o comportamento dinâmico de centrais de geração hidrelétrica durante o processo de black start. A proposta era definir o valor máximo do degrau de carga que uma usina hidrelétrica suporta em operação isolada sem ultrapassar os limites operacionais da rede elétrica.

De acordo com as características do gerador síncrono, constata-se que quanto maior for a constante de inércia, menor será a variação de frequência da rede na conexão da carga. A partir das características da turbina hidráulica, verifica-se que quanto menor for o valor da constante de tempo da inércia da água, menor é o tempo de estabilização da frequência da rede.

A operação isolada de uma GD surge como uma alternativa em caso de perda da rede elétrica principal. Desta forma, conhecer o comportamento da GD em operação isolada contribui para o ajuste dos relés de proteção durante o processo da restauração. Além disso, serve também para verificar se a frequência da rede permanecerá de acordo com as normas de qualidade de energia elétrica, viabilizando ou não o emprego da GD para o black start do sistema elétrico.

REFERÊNCIAS

- Cañizares, C. A. , Reilly, J. e Behnke, R. P. (2018) *Microgrid Stability Definitions, Analysis, and Modeling*, IEEE Power & Energy Society.
- Carvajal Quintero, S. X., Marín Jiménez, J. D. e Arango Aramburo, S. (2012) 'Feasibility of intentional islanding operation with small hydropower plants', *Proceedings of the 2012 6th IEEE/PES Transmission and Distribution: Latin America Conference and Exposition, T and D-LA 2012*, 879300(568), pp. 5–10. doi: 10.1109/TDC-LA.2012.6319066.
- Choo, Y. C., Muttaqi, K. M. e Negnevitsky, M. (2007) 'Stability of a hydraulic governor turbine system for isolated operation', *2007 Australasian Universities Power Engineering Conference, AUPEC*, pp. 1–6. doi:

10.1109/AUPEC.2007.4548095.

Chowdhury, S., Crossley, P. e Chowdhury, S. P. (2009) *Microgrids and Active Distribution Networks*. 6th edn, *Iet Renewable Energy*. 6th edn. London: The Institution of Engineering and Technology. doi: 10.1049/PBRN006E.

Gracia, J. R. *et al.* (2019) ‘Hydropower Plants as Black Start Resources’, (May). Available at: https://www.energy.gov/sites/prod/files/2019/05/f62/Hydro-Black-Start_May2019.pdf.

Hatziaargyriou, N. (2014) *MICROGRIDS ARCHITECTURES AND CONTROL* Edited by. Available at: www.wiley.com.

IEEE (1992) ‘Hydraulic Turbine and Turbine Control Models for System Dynamic Studies’, 7(1), pp. 167–179.

IEEE Standards Board (1992) *IEEE Recommended Practice for Excitation System Models for Power System Stability Studies*, IEEE Std 421.5-1992. doi: 10.1109/IEEESTD.2016.7553421.

IEEE, W. G. R. (1980) ‘IEEE SCREENING GUIDE FOR PLANNED STEADY-STATE SWITCHING OPERATIONS TO MINIMIZE HARMFUL EFFECTS ON STEAM TURBINE-GENERATORS’, *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, PAS-99(4), pp. 1519–1521. doi: 10.1109/TPAS.1980.319576.

Kundur, P. (1994) *Power system stability and control*. Edited by McGraw-Hill. New York.

Kundur, P. *et al.* (2004) ‘Definition and Classification of Power System Stability’, *IEEE Transactions on Power Systems*, 19(3), pp. 1387–1401. doi: 10.1109/TPWRS.2004.825981.

Kurup, S. R. e Ashok, S. (2015) ‘Performance of a hydro power plant during black start and islanded operation’, *2015 IEEE International Conference on Signal Processing, Informatics, Communication and Energy Systems*, SPICES 2015. doi: 10.1109/SPICES.2015.7091569.

Maina, D. K., Sanjari, M. J. e Nair, N. K. C. (2018) ‘Voltage and frequency response of small hydro power plant in grid connected and islanded mode’, *Australasian Universities Power Engineering Conference, AUPEC 2018*. IEEE, pp. 1–7. doi: 10.1109/AUPEC.2018.8757944.

MathWorks (2019) *Simscape™ Electrical™ (Specialized Power Systems)*. Matlab® & Simulink®. Apple Hill Drive, Natick, MA 01760-2098. Available at: https://www.mathworks.com/help/pdf_doc/phymod/sps/powersys_ref.pdf.

Pravin, P. S. e Abdul, J. J. (2013) ‘Performance evaluation of an isolated small hydro power plant using conventional controllers’, *Proceedings of IEEE International Conference on Circuit, Power and Computing Technologies, ICCPCT 2013*, pp. 58–62. doi:

10.1109/ICCPCT.2013.6528907.

Syan, S. e Biswal, G. R. (2016) ‘Frequency control of an isolated hydro power plant using artificial intelligence’, *2015 IEEE Workshop on Computational Intelligence: Theories, Applications and Future Directions, WCI 2015*. doi: 10.1109/WCI.2015.7495537.

Wang, J. *et al.* (2018) ‘A parallel restoration for black start of microgrids considering characteristics of distributed generations’, *Energies*, 11(1), pp. 1–18. doi: 10.3390/en11010001.

Zhao, Y., Lin, Z. e Wen, F. (2018) ‘Power Network Reconfiguration Strategy with Microgrids as Black-start Power Sources’, *Automation of Electric Power Systems*, 42. doi: 10.7500/AEPS20170824001.

Apêndice A. PRIMEIRO APÊNDICE

A Tabela 5 mostra os parâmetros de cada componente utilizado no estudo de caso da seção IV. Os parâmetros T_w da turbina hidráulica e H do gerador síncrono foram fundamentados nas grandezas típicas propostas em Kundur, (1994). O regulador de velocidade foi ajustado a partir da equação (4) e o regulador de tensão foi parametrizado a partir de IEEE Standards Board (1992).

Tabela 5. Parâmetros da rede elétrica em estudo

Gerador síncrono		Turbina hidráulica e regulador de velocidade		Regulador de tensão	
Potência aparente	11 MVA	Potência ativa	10 MW	t_r	0,02
Tensão terminal	4,16 kV	R_p	0	t_e	0
T_d'	1,01 segundos	T_d	0,01	t_b	0
T_d''	0,05 segundos	β	0	k_x	300
T_{qo}''	0,10 segundos	K_a	3,333	t_x	0,001
X_d	1,30 pu	t_a	0,07	t_e	0
X_d'	0,30 pu	g_{min}	0,00	k_e	1
X_d''	0,25 pu	g_{max}	1,00	k_f	0,001
X_q	0,47 pu	v_{gmin}	-0,1 pu/s	t_r	0,1
X_q''	0,24 pu	v_{gmax}	0,1 pu/s	E_{fmax}	5 pu
				E_{fmin}	-5 pu