

Metodologia para Análise do Desempenho Dinâmico de Pequenas Centrais Hidrelétricas em Operação Isolada

Douglas D. C. Karnikowski* Luis F. B. Carbonera* Alexandre K. D. Costa*
Felix A. Farret* Daniel P. Bernardon*

*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: A power source islanding occurs when a part of the electrical system is supplied only by a unit or group of generators isolated from the main electrical network. To maintain the voltage and frequency levels at appropriate values in the isolated operation of a Small Hydroelectric Plant (SHP), the behavior of the electrical network will depend on the response of the controllers, the dynamics of the hydraulic turbine and generator set. However, due to the low inertia of the isolated generator and the slow hydraulic turbine dynamics, an isolated network is more susceptible to violations of the quality levels of electric energy with respect to the main network. Thus, this paper proposes a methodology to analyze the dynamic performance of an isolated SHP operation to evaluate the behavior of the SHP during its disconnection from the main electrical network and the power supply restorage.

Resumo: O ilhamento de uma fonte de energia ocorre quando uma parte da rede elétrica é suprida exclusivamente por uma unidade ou grupo de geradores isolados da rede elétrica principal. Para manter os níveis de tensão e frequência em valores adequados na operação isolada de uma Pequena Central Hidrelétrica (PCH), o comportamento da rede elétrica dependerá da resposta dos controladores, da dinâmica da turbina hidráulica e do gerador. Entretanto, com a pequena inércia do gerador isolado e a dinâmica lenta da turbina hidráulica, a rede isolada fica mais susceptível a violações dos níveis de qualidade local da energia elétrica em relação a rede principal. Desta forma, este artigo propõe uma metodologia para análise do desempenho dinâmico de uma PCH operando no modo isolado através da avaliação do comportamento de uma PCH em operação isolada durante a desconexão da rede elétrica principal e no restabelecimento do fornecimento de energia elétrica.

Keywords: Small Hydroelectric Plant, Isolated Operation, Speed Governor, Microgrids, Dynamic Performance.

Palavras-chaves: Pequenas Centrais Hidrelétricas, Operação Isolada, Regulador de Velocidade, Microrredes, Desempenho Dinâmico.

1. INTRODUÇÃO

Desde a revolução industrial, a energia elétrica tem exercido um papel fundamental no desenvolvimento da sociedade. Isto se deve ao fato de ser utilizada em grande escala em todo o mundo, especialmente pela facilidade de transporte e do baixo índice de perdas durante a sua conversão em outras formas de energia. Apesar dos investimentos para se aperfeiçoar a confiabilidade das redes elétricas, ela ainda é susceptível a contingências que interrompem o fornecimento da energia elétrica. Embora a baixa ocorrência de grandes interrupções, novos casos ainda são relatados em todo o mundo. Como por exemplo, no ano de 2019 um apagão ocorrido na Argentina e no Uruguai deixou aproximadamente 48 milhões de pessoas sem fornecimento de energia elétrica. No Brasil, em 2009, diversas regiões foram afetadas por um apagão, que deixou cerca de 90 milhões de pessoas sem energia elétrica.

A busca por uma expansão da oferta de energia faz com que novos conceitos de geração sejam analisados. Por um longo

tempo, os estudos e investimentos foram voltados para a implantação de grandes centrais de geração de energia elétrica. No entanto, este panorama tem mudado bastante, 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 disso, a modernização das redes de distribuição usando o conceito das Redes Inteligentes possibilita a formação de redes em escala reduzida e com maior capacidade para operar conectadas ou desconectadas da rede principal (operação isolada). Esta concepção de rede elétrica vem sendo denominada Microrrede (Hatzigiorgiou, 2014).

A operação isolada de uma GD tem a capacidade de aumentar a confiabilidade do sistema elétrico tradicional, suprimindo cargas nos períodos de faltas, proporcionando elevada segurança energética e assim reduzindo ao máximo os impactos provocados por apagões (Hatzigiorgiou, 2014).

Diante desta realidade, a tendência atual é que grande parte das GD sejam projetadas com a capacidade de operar no modo isolado, para tanto surgindo a necessidade de inúmeros estudos para sua implantação em larga escala. Como por exemplo destes estudos pode-se citar proteção, operação, controle, planejamento, estratégias de rejeição de carga, estabilidade, entre outros (Cañizares, Reilly e Behnke, 2018).

Na literatura técnica, diferentes trabalhos investigam o desempenho das centrais hidrelétricas em operação isolada. Nos artigos de Pravin e Abdul (2013) e de Maina et al. (2018) é analisado o desempenho de uma central hidrelétrica considerando um controle de velocidade PID (proporcional-integral-derivativo). No artigo de Syan e Biswal (2016) é avaliado o comportamento de um controlador de velocidade para turbinas hidráulicas para grandes variações de cargas baseado em inteligência artificial. O trabalho de Kurup e Ashok (2015) avalia a partida em modo isolado de uma usina hidrelétrica, desde o conjunto turbina-gerador parado até a velocidade nominal, excitação e tomada de carga.

O objetivo deste artigo é desenvolver uma metodologia para análise do desempenho dinâmico de centrais hidrelétricas operando no modo isolado, avaliando-se a capacidade da mesma em manter os níveis adequados de tensão e frequência. As simulações dinâmicas são realizadas em ambiente MATLAB® & Simulink. O estudo de caso é realizado com uma Pequena Central Hidrelétrica (PCH) suprindo uma rede de distribuição, analisando a sua estabilidade no momento da desconexão da rede principal e durante a operação isolada. Também é avaliado o comportamento da PCH durante a recomposição do fornecimento de energia elétrica. Destaca-se como principal contribuição deste trabalho o estudo do comportamento dinâmico da turbina hidráulica e do gerador síncrono em operação isolada.

2. ESTABILIDADE DE MICRORREDES

Nas situações em que a GD opera conectada à rede principal, a estabilidade depende especialmente da inércia das grandes centrais de produção de energia e, neste caso, assim como no das redes convencionais, os problemas de estabilidade transitória e de tensão ocorrem mais frequentemente do que os problemas de estabilidade de frequência. No entanto, quando a GD opera no modo isolado, a estabilidade depende da resposta dos controladores, da dinâmica da turbina e máquina síncrona de pequeno porte, as quais possuem uma inércia consideravelmente menor, deixando a rede mais susceptível a violações dos níveis de frequência (Mahat, Chen e Bak-Jensen, 2010).

As linhas das microrredes são relativamente curtas e operam em níveis de média tensão, possuindo uma baixa relação entre a reatância indutiva e a resistência das linhas. Devido a esta baixa relação, os fluxos de potência ativa e reativa não podem ser desacoplados, assim como as variáveis de tensão e e frequência. Por esta razão, o desempenho dinâmico e as relações matemáticas intrínsecas entre tensões, ângulos e fluxos de potência ativa e reativa são diferentes daquelas das redes convencionais. Ao contrário de alguns fenômenos de instabilidade em redes convencionais, como o colapso de

tensão, a instabilidade se manifesta por flutuações em todas as variáveis da microrrede (Cañizares, Reilly e Behnke, 2018).

Segundo Cañizares, Reilly e Behnke (2018), a classificação da estabilidade da microrrede pode ser dividida em duas categorias: fenômenos pertencentes ao controle dos equipamentos e fenômenos relacionados ao compartilhamento de energia e o equilíbrio entre a carga e a geração.

A estabilidade do equilíbrio e compartilhamento de energia é relacionada a capacidade da microrrede em manter o equilíbrio de energia entre a carga e a geração e o compartilhamento de energia entre as GDs para atender os requisitos operacionais. Os problemas de estabilidade estão associados à perda de unidade geradora, violação dos limites de energia das GDs, conexão de grandes cargas, desequilíbrio entre a geração e a demanda na transição entre o modo interligado e o modo isolado, compartilhamento de energia deficiente entre as GDs e a seleção incorreta de recursos de folga (Bernstein *et al.*, 2015).

Os problemas de estabilidade de um sistema de controle podem surgir devido ao esquema de controles inadequados ou da má sintonia dos ajustes de um ou mais controladores dos equipamentos (Cañizares, Reilly e Behnke, 2018). Devido à natureza essencialmente resistiva das microrredes, o comportamento das máquinas síncronas durante um curto-circuito é diferente do observado nas redes convencionais. Segundo (Belkacemi *et al.*, 2015) é provável que os ângulos de carga das máquinas síncronas desacelerem, quando então as falhas resultam em grandes quedas nos ângulos e nas magnitudes das tensão das máquinas síncronas. No contexto das microrredes, as instabilidades provocadas pela falta dos torques de amortecimento e de sincronização não foram observadas em geradores equipados com reguladores de tensão bem ajustados. A partir disso, a estabilidade da máquina síncrona em microrredes é predominantemente associada à má sintonia dos reguladores de tensão (Nasr-Azadani *et al.*, 2014).

3. MODELAGEM MATEMÁTICA

O modelo matemático da máquina síncrona utilizado para este artigo é proposto em Kundur (1994) e presente na biblioteca do *software* MATLAB® & Simulink (MathWorks, 2019). 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

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

$$\omega(t) = \Delta\omega(t) + \omega_0 \quad (2)$$

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.

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 (controle de *droop*) 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 . ω_{ref} é a referência de frequência, $d\omega$ é o desvio de frequência, ω é a frequência da máquina e P_m é a potência mecânica da turbina (MathWorks, 2019)(IEEE, 1992).

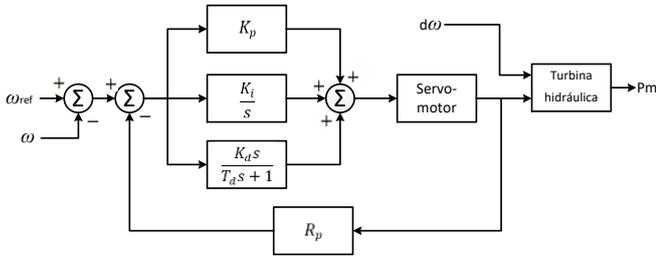


Fig. 1 Diagrama de blocos da turbina hidráulica, servomotor e regulador de velocidade.

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).

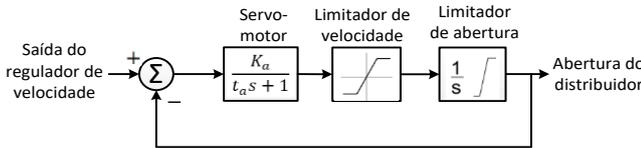


Fig. 2 Servomotor

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 do fluxo de água.

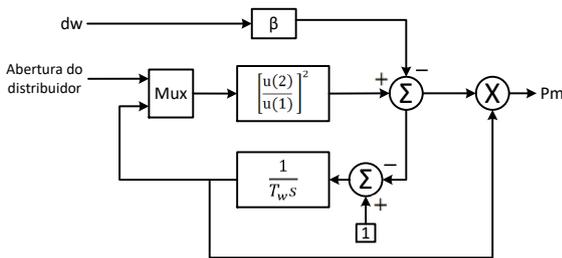


Fig. 3 Turbina hidráulica.

O regulador de tensão da máquina síncrona para o controle de tensão terminal é um compensador avanço-atraso como o mostrado na Fig. 4. A entrada para o regulador de tensão é a referência (V_{ref}). Além disso, realiza-se a realimentação do controlador com a tensão terminal (V_t) do gerador na entrada de um filtro passa-baixa. A excitatriz é representada pela função de transferência entre a tensão de excitação (V_f) e a saída do regulador (E_f). O ganho k_x e a constante de tempo t_x caracterizam o regulador principal. Os limites E_{fmin} e E_{fmax} são

os limites da saída do regulador de tensão (MathWorks, 2019)-(IEEE Standards Board, 1992).

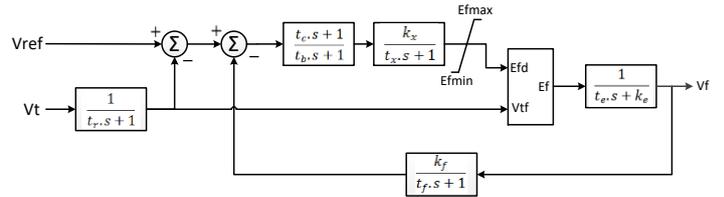


Fig.4 Sistema de excitação.

4. METODOLOGIA PROPOSTA

Para avaliar os reflexos no desempenho dinâmico de uma GD genérica de uma PCH em operação isolada propõem-se a sequência ilustrada na Fig. 5.

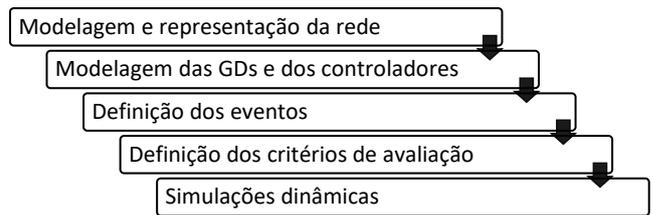


Fig. 5 Fluxograma da metodologia.

Na maioria das vezes, as redes de distribuição possuem inúmeras derivações e cargas distribuídas. Desta forma, para as simulações dinâmicas no domínio do tempo pode ser necessário a utilização de um modelo de rede simplificado que represente de forma adequada a dinâmica da rede original, reduzindo assim o tempo de processamento das simulações. Na modelagem das GDs e dos controladores deve-se utilizar os parâmetros reais ajustados durante o comissionamento.

Para a definição dos eventos durante a simulação dinâmica é imprescindível considerar as peculiaridades da operação da microrrede isolada e as características específicas da GD em análise. No caso da PCH, as análises foram divididas em três condições: transição para o modo isolado, operação isolada e o *black start*, como ilustrado na Fig. 6. Em cada caso avalia-se o desempenho da rede sob diversos aspectos, verificando-se a possibilidade da formação de ilhas estáveis.

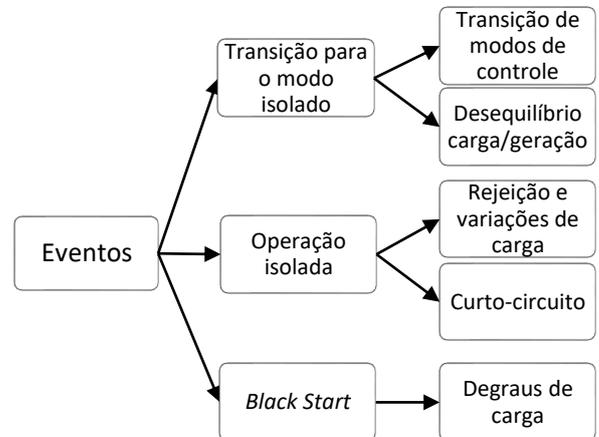


Fig. 6 Etapas para análise do desempenho da PCH em operação isolada.

4.1 Transição para o Modo de Operação Isolado

No instante da transição da operação interligada da PCH para a operação isolada realiza-se os seguintes estudos para avaliar o sucesso da formação da microrrede isolada:

- Transição dos modos de controle do regulador de tensão e do regulador de velocidade;
- Nível de tensão em regime permanente da rede com carga pesada;
- Diferença da carga da rede isolada em relação à geração da PCH no instante da formação da ilha com e sem os dispositivos de alívio de carga.

4.2 Operação Isolada

Na operação isolada é necessário avaliar os possíveis eventos que podem atingir a rede analisando-se os seguintes casos:

- Variações leves de carga:** quando ocorre uma variação de carga na rede isolada acontecem alterações na frequência e na tensão da rede, além de possíveis oscilações em casos de controladores mal ajustados para a operação isolada.
- Rejeição de carga:** neste evento ocorre uma grande perda súbita de carga, acontecendo uma elevação da frequência; dependendo de sua amplitude, a PCH pode ser retirada de operação pelo relé de proteção;
- Curto-circuito:** deve-se avaliar a estabilidade da rede na ocorrência de um curto-circuito, além da resposta do regulador de tensão e do regulador de velocidade durante o distúrbio.

4.3 Black Start

O black start é a restauração da operação de uma usina a partir de um estado operacional completamente não energizado para alguma conexão de carga 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 (Gracia *et al.*, 2019). No black start é inevitável que ocorram afundamentos de frequência e de tensão da rede no momento da adição das novas cargas, onde os reguladores de tensão e de frequência atuam para restabelecer os níveis nominais de frequência e tensão do sistema.

A análise da resposta dinâmica da PCH durante a conexão das cargas é essencial para se definir o valor máximo do degrau de carga que a unidade de geração pode suportar sem ultrapassar os limites operacionais da rede elétrica. Além disso, as simulações dinâmicas permitem determinar se o tempo de estabilização das oscilações de frequência e a tensão após a conexão da carga. Desse modo, pode-se determinar um intervalo de tempo mínimo entre as conexões das cargas, garantindo-se que as oscilações de frequência e tensão dos degraus de carga não se sobreponham durante a restauração.

4.4 Critérios de Avaliação

Os critérios de avaliação das conexões de carga devem ser definidos de acordo com as normas de qualidade de energia elétrica e os limites específicos de cada GD. No Brasil, é o Operador Nacional do Sistema (ONS) que define os requisitos técnicos gerais para as unidades hidrelétricas. Em relação à operação não nominal de frequência, os limites de atuação da proteção são indicados no Tabela 1 (ONS, 2009). A frequência da rede também deve manter-se no regime permanente com valores entre 59,9 Hz e 60,1 Hz. As unidades geradoras conectadas as redes de distribuição após a ocorrência de um distúrbio devem garantir que a frequência volte para a faixa de 59,5 Hz a 60,5 Hz num período de 30 (trinta) segundos após ter saído desta faixa (ANEEL, 2018).

Tabela 1. Limites de frequência

Distúrbio	Frequência (Hz)	Tempo limite (segundos)
Subfrequência	Menor que 58,5	20
	Menor que 56,5	0
Sobrefrequência	Maior que 63,0	10
	Maior que 66,0	0

Para a tensão em regime transitório, a central geradora deve operar entre 0,90 a 1,05 pu da tensão nominal sem atuação dos relés temporizados de subtensão e de sobretensão da usina (ONS, 2009).

O esforço torcional excessivo no eixo do grupo turbina-gerador devido à potência transitória gerada no chaveamento de disjuntores deve utilizar o critério proposto por um *Working Group* do *Institute of Electrical and Electronics Engineers* (IEEE) (IEEE, 1980). O critério 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

$$\Delta Pe = Pe_{(0-)} - Pe_{(0+)} \leq 0,5 pu \quad (3)$$

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

5. ESTUDO DE CASO

Na Fig. 7 é mostrado o diagrama unifilar da rede em estudo composta por um gerador síncrono de 11 MVA e de uma turbina hidráulica de 10 MW. Esta máquina está conectada a uma rede de distribuição de 25 kV com onze disjuntores para automação e proteção da rede (D1 ao D11) e de uma subestação elevadora que faz a conexão com a rede elétrica principal (barra 16). Os parâmetros da turbina hidráulica e da gerador síncrono são fundamentados nas grandezas típicas propostas em Kundur (1994). O regulador de velocidade foi ajustado a partir de IEEE *Working Group on Prime Mover and Energy Supply* (1992). O sistema de excitação é constituído por uma excitatriz estática e o regulador de tensão é parametrizado a partir de IEEE *Standards Board* (1992).

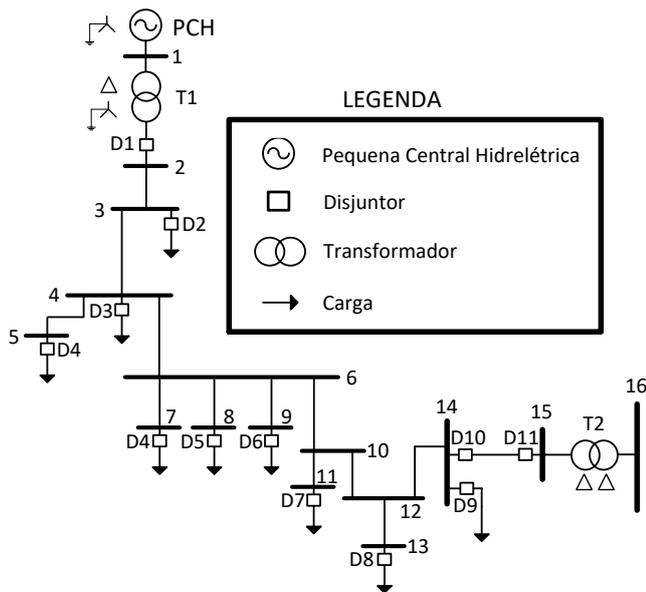


Fig.7 Diagrama unifilar da rede elétrica em estudo.

A Tabela 2 apresenta as grandezas de base utilizadas para as simulações com valores em pu (sistema por unidade).

Tabela 2. Grandezas de base

Simbologia	Grandeza	Base
V_t	Tensão nominal	25 kV
P_e	Potência elétrica (ativa)	10 MW
P_m	Potência mecânica	10 MW
P_a	Potência acelerante ($P_m - P_e$)	10 MW
Q	Potência reativa	10 MVAR
freq	Frequência	60 Hz
Y	Distribuidor da turbina	100 %
V_f	Tensão de campo	150 V

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 e as cargas (MathWorks, 2019). Adota-se para a rede de distribuição o modelo PI para linha curta (menor que 80 km), desconsiderando a capacitância em derivação da linha. As impedâncias da rede são definidas a partir de valores típicos de redes de distribuição. 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 Apêndice A.

5.1 Análise da Transição Para o Modo de Operação Isolado

O caso I realiza a avaliação do comportamento da tensão da rede antes e depois do ilhamento, onde a PCH opera no modo interligado a rede principal e no instante de 20,0 segundos ocorre a abertura do disjuntor D10. Os modos de controle são comutados para o modo isolado no momento da abertura. A análise dos níveis de tensão com carga pesada é efetuada com a PCH gerando uma potência ativa de 0,90 pu e a rede isolada

com uma carga total também de 0,90 pu. Observa-se que a amplitude da tensão nas barras diminui devido à queda de tensão nas linhas de distribuição, como mostra a Fig. 8. A barra 14, que é a barra mais distante da PCH, é a que fica com a maior variação de tensão em regime permanente (redução de 1,22% em relação a tensão antes da abertura de D10).

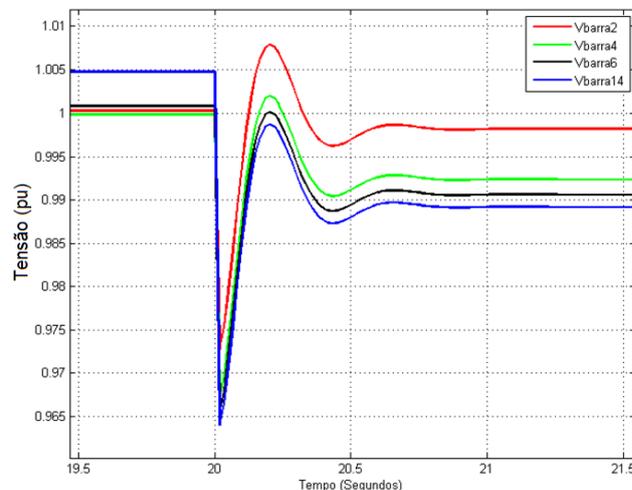


Fig. 8. Tensão nas barras da rede antes e depois do ilhamento.

O caso II avalia o desempenho da microrrede nos desequilíbrios de carga e geração durante a transição do modo interligado para o isolado, sem a utilização de nenhuma estratégia de alívio de carga. Neste caso, a abertura do disjuntor D10 ocorre devido a um curto-circuito trifásico de duração de 50 milissegundos no instante de 20 segundos. A PCH opera com uma geração de potência ativa de 0,60 pu antes da abertura de D10. A Fig. 9 apresenta a simulação do comportamento da frequência, potência elétrica, potência mecânica, potência acelerante e do distribuidor da turbina com a rede isolada com uma carga total de 0,40 pu.

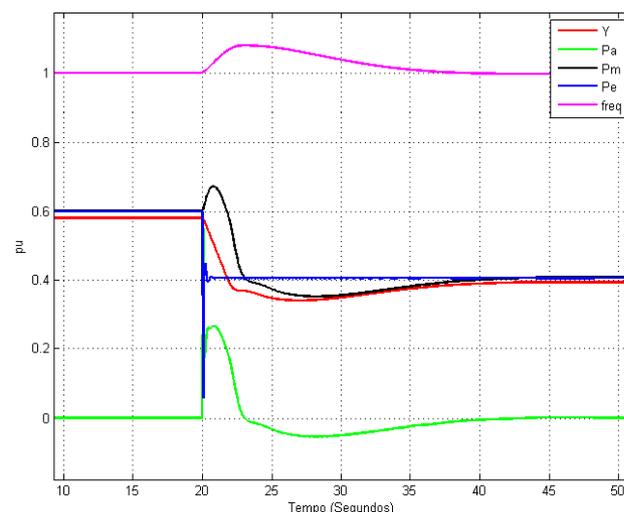


Fig. 9. Geração de 0,60 pu antes do ilhamento e com carga de 0,40 pu com rede isolada.

O caso III realiza a simulação dos mesmos eventos do caso II, mas com a diferença que a rede isolada possui uma carga total de 0,70 pu. A Fig. 10 apresenta as grandezas da análise no caso III.

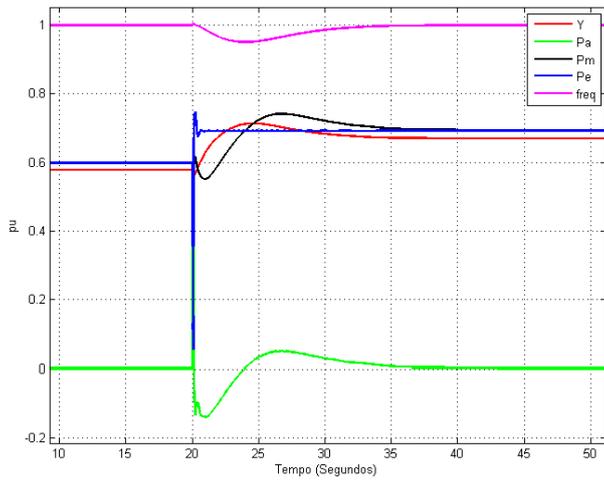


Fig. 10. Geração de 0,60 pu antes do ilhamento e com carga de 0,70 pu com rede isolada.

O caso IV é a avaliação do desempenho da frequência durante a transição do modo interligado para o isolado para cinco diferentes valores da carga total (0,40 pu até 0,80 pu) da rede isolada. A abertura do disjuntor D10 ocorre no instante de 20 segundos com a PCH gerando uma potência ativa de 0,60 pu. A Fig. 11 ilustra o comportamento da frequência para as cinco situações, onde o tempo de estabilização da frequência é de 15 segundos para os cinco casos. Como era de se esperar, quando geração e a carga são iguais, não ocorre oscilações significativas de frequência.

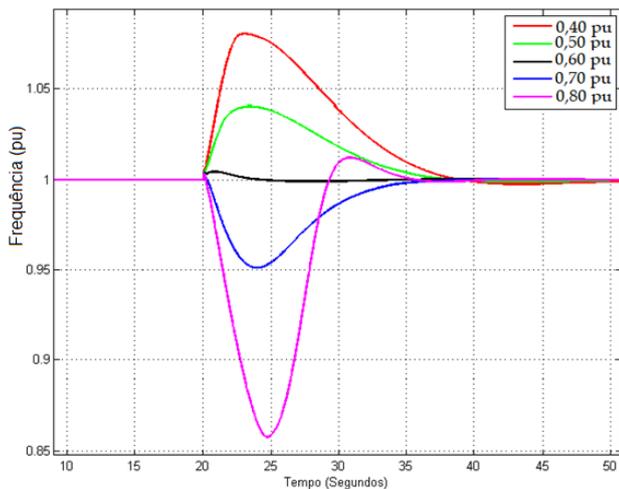


Fig. 11. Frequência da rede para diferentes valores de carga total da rede isolada.

A Tabela 3 apresenta os valores da variação máxima de frequência para o caso IV e se a frequência excede os limites definidos na Tabela 1.

Tabela 3. Frequência da rede do estudo de caso IV

Carga (pu)	Geração (pu)	Excede os limites?	Variação máxima de frequência (pu / Hz)	
0,4	0,6	Não	1,081	64,86
0,5		Não	1,041	62,46
0,6		Não	1,001	60,06
0,7		Não	0,951	57,06
0,8		Sim	0,867	52,02

O caso V avalia o desempenho da rede isolada com a utilização de estratégias de alívio de carga, ocorrendo uma transição da operação interligada (geração de 0,60 pu) para a operação isolada (carga de 0,80 pu) no instante de 20 segundos. O corte de carga é realizado num valor de 0,10 pu para cada estágio. No Estágio 1, o corte de carga é realizado quando a frequência é menor que 0,97 pu (abertura de D5) e no Estágio 2 quando a frequência é menor que 0,95 pu (abertura de D6). A Fig. 12 mostra o comportamento da potência elétrica para as três situações.

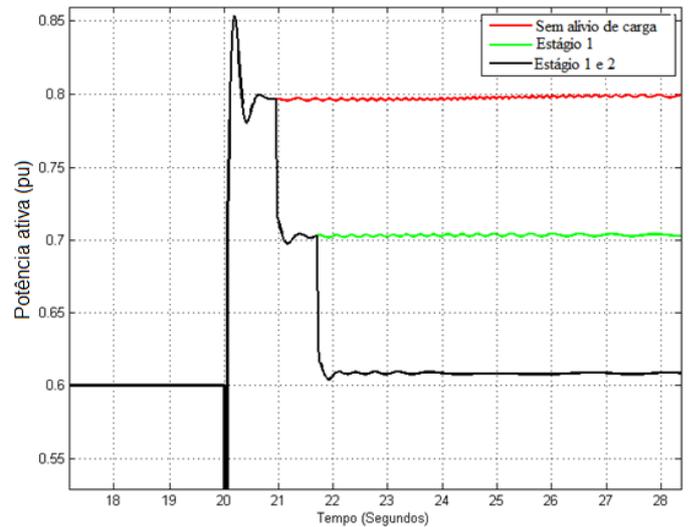


Fig. 12. Potência elétrica sem e com estratégia de alívio de carga.

A Fig. 13 registra a frequência para o estudo de caso V, considerando as estratégias de alívio de carga.

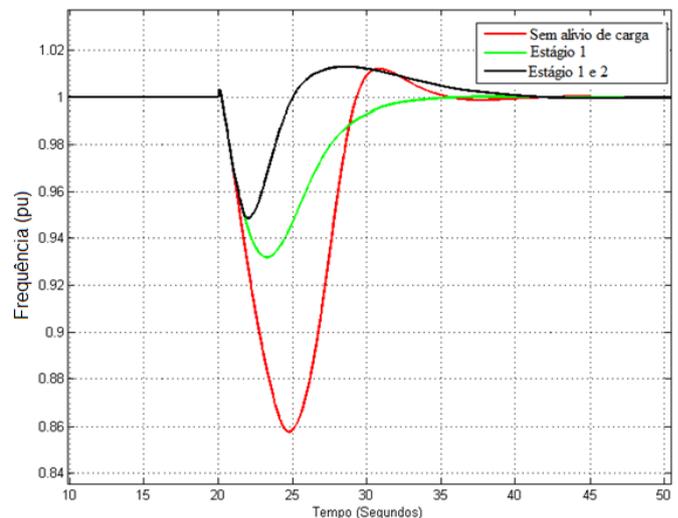


Fig. 13. Frequência sem alívio de carga e com estratégia de alívio de carga.

A Tabela 4 mostra os valores da variação máxima de frequência para o caso V e quando a frequência excede os limites definidos na Tabela 1.

Tabela 4. Frequência da rede isolada com as estratégias de alívio de carga do estudo de caso V

Estratégia de alívio de carga	Dentro dos limites	Variação máxima de frequência (pu / Hz)	
-	Não	0,867	52,02
Estágio 1	Não	0,935	56,10
Estágio 1 e 2	Sim	0,955	57,30

5.2 Análise em Operação Isolada

O caso VI avalia o desempenho da tensão da rede isolada com a ocorrência de um curto-circuito monofásico (linha “Va”) na linha 6-10 com duração de 100 milissegundos. A Fig. 14 apresenta as tensões nas três fases da barra 2, onde a linha que sofre o curto-circuito sofre um afundamento de tensão, enquanto as outras duas linhas sofrem uma elevação na tensão. Após a retirada do curto-circuito, a tensão se estabiliza.

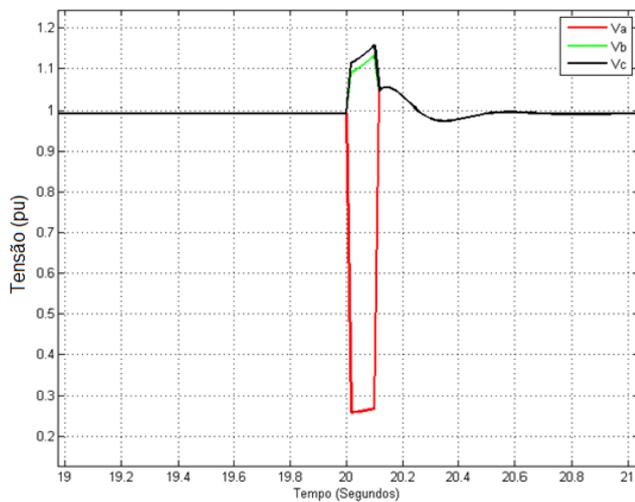


Fig. 14. Tensões nas três fases na barra 2.

A Fig. 15 mostra a tensão de campo durante curto-circuito monofásico do caso VI, onde o regulador de tensão excita o campo do gerador até o valor de teto (5 pu) para tentar manter a tensão no valor de referência.

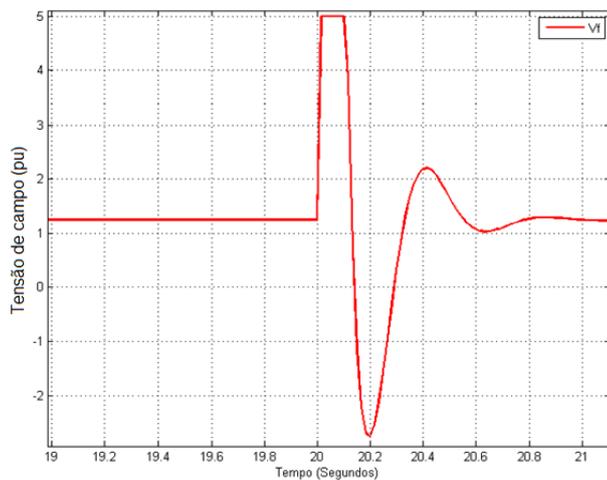


Fig. 15. Tensão de campo no instante do curto-circuito monofásico.

5.3 Análise Durante o Black Start

O caso VII analisa o desempenho da PCH durante o *black start*. De acordo com as simulações da seção 5.1 e os limites definidos na Tabela 1, o valor máximo do degrau de carga não deve exceder 0,10 pu e o intervalo de tempo mínimo entre as conexões das cargas deve ser maior do que 15 segundos. Diante dessas considerações, optou-se por realizar a simulação com um degrau de carga de 0,10 pu e um intervalo de tempo entre a conexão de carga de 60 segundos, garantindo o sucesso da restauração do fornecimento de energia elétrica. A Fig. 16 mostra o desempenho da frequência, potência elétrica, potência mecânica, potência acelerante e do distribuidor da turbina durante a recomposição. Neste caso, a PCH restabeleceu 0,70 pu da carga aos 400 segundos. Em cada entrada de carga ocorre um subfrequência menor que 5%, conservando a rede dentro dos limites transitórios de frequência definidos na Tabela 1.

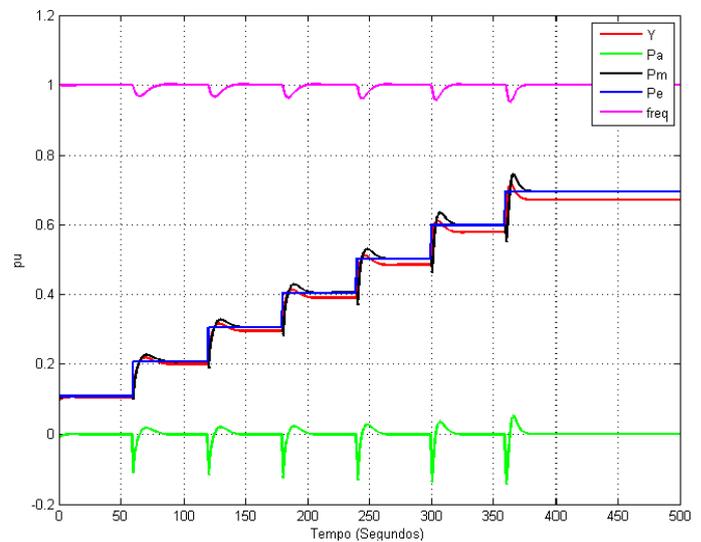


Fig. 16. Partida isolada com degraus de carga de 0,1 pu.

6. CONCLUSÕES

A metodologia proposta neste artigo possibilita a avaliação do desempenho de uma microrrede em operação isolada. A metodologia permite a definição do valor máximo do degrau de carga e do intervalo de tempo mínimo entre as conexões das cargas, assim como dos melhores artifícios para as estratégias de alívio de carga. Também é possível com ela verificar a resposta dos controladores para os principais eventos da microrrede em operação isolada e garantir a correta sintonia dos reguladores de tensão e de velocidade.

O sucesso da transição entre a operação interligada e a operação isolada depende especialmente da diferença entre a geração da PCH e a carga da rede isolada no instante da transição. A dinâmica lenta da água no conduto forçado da turbina hidráulica é um ponto crítico no controle de frequência da rede isolada, assim como a baixa inércia do gerador isolado. A estratégia de alívio de carga se mostrou uma alternativa eficaz na desconexão do excesso de carga na formação da rede isolada, evitando que a frequência ultrapasse os valores limites.

REFERÊNCIAS

- ANEEL (2018) *Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST Módulo 8 – Qualidade da Energia Elétrica*. Available at: http://www.aneel.gov.br/documents/656827/14866914/Módulo_8-Revisão_10/2f7cb862-e9d7-3295-729a-b619ac6baab9.
- Belkacemi, R. *et al.* (2015) ‘Experimental Transient Stability Analysis of MicroGrid systems: Lessons learned’, *IEEE Power and Energy Society General Meeting*, 2015-Septe, pp. 1–5. doi: 10.1109/PESGM.2015.7286637.
- Bernstein, A. *et al.* (2015) ‘Real-time control of microgrids with explicit power setpoints: Unintentional islanding’, *2015 IEEE Eindhoven PowerTech, PowerTech 2015*. doi: 10.1109/PTC.2015.7232750.
- Cañizares, C. A. ., Reilly, J. and Behnke, R. P. (2018) *Microgrid Stability Definitions, Analysis, and Modeling, IEEE Power & Energy Society*.
- Chowdhury, S., Crossley, P. and 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.
- Hatzigiargyriou, N. (2014) *MICROGRIDS ARCHITECTURES AND CONTROL Edited by*. Available at: www.wiley.com.
- IEEE Working Group on Prime Mover and Energy Supply (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.
- 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.
- Mahat, P., Chen, Z. e Bak-Jensen, B. (2010) ‘Underfrequency load shedding for an islanded distribution system with distributed generators’, *IEEE Transactions on Power Delivery*, 25(2), pp. 911–918. doi: 10.1109/TPWRD.2009.2032327.
- 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.
- Nasr-Azadani, E. *et al.* (2014) ‘Stability analysis of unbalanced distribution systems with synchronous machine and DFIG based distributed generators’, *IEEE Transactions on Smart Grid*, 5(5), pp. 2326–2338. doi: 10.1109/TSG.2014.2321709.
- ONS (2009) ‘Submódulo 3.6 - Requisitos Técnicos Mínimos para a conexão à Rede Básica’, 0, pp. 1–36.
- Pravin, P. S. and 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.

Apêndice A. PARÂMETROS DO ESTUDO DE CASO

A Tabela 5 apresenta os parâmetros do estudo de caso da seção 5. Adotou-se um ganho de estatismo permanente (R_p) igual a zero, caracterizando um controle isócrono para a turbina hidráulica. Nos casos em que outros geradores sejam colocados em paralelo, deve-se adotar R_p diferente de zero.

Tabela 5. Parâmetros do estudo de caso

Gerador síncrono		Turbina hidráulica e regulador de velocidade		Regulador de tensão	
T_d'	1,01 segundos	K_a	3,33	t_r	0,02
T_d''	0,05 segundos	t_a	0,07	t_c	0,00
T_{q0}''	0,10 segundos	v_{gmin}	-0,10 pu/s	t_b	0,00
H	3,20 segundos	v_{gmax}	-0,10 pu/s	k_x	300
D	0,00	β	0,00	t_x	0,001
X_d'	0,30 pu	T_w	2,40 segundos	E_{fmin}	- 5,00 pu
X_d''	0,40 pu	R_p	0,00	E_{fmax}	5,00 pu
X_d	1,20 pu	K_p	2,13	t_e	0,00
		K_i	0,27	k_e	1,00
		T_d	0,01 segundos	t_f	0,10
		K_d	1,70	k_f	0,001