

XXIII SIMPÓSIO BRASILEIRO DE RECURSOS HÍDRICOS

ACERCA DO PERÍODO CRÍTICO DAS USINAS HIDRELÉTRICAS BRASILEIRAS

*Daniel Henrique Marco Detzel¹; Luiz Renato Martini Filho²; Leandro Mario Ávila Rangel³;
Marcelo Rodrigues Bessa⁴; Klaus de Geus⁵*

RESUMO – O período crítico das usinas hidrelétricas brasileiras corresponde à mais severa estiagem observada no histórico de vazões. Associado a ele está a vazão firme, que se refere à vazão média regularizada por um reservatório durante o período crítico. O Setor Elétrico Brasileiro trabalha com um período único para todas as usinas em operação, o qual varia entre jun/49 e nov/56. Entretanto, considerando a grande diversidade hidrológica do país e as recentes estiagens observadas em boa parte do parque hidrelétrico, há de se esperar que eventuais alterações nos períodos críticos das usinas tenham ocorrido. Portanto, o objetivo deste artigo é avaliar essa questão para todas as 73 usinas com capacidade de regularização em operação atualmente. As vazões firmes associadas são analisadas por meio de índices de regularização. Os resultados indicam que somente cinco usinas têm seu período crítico coincidente com os valores praticados. A maioria das usinas estudadas (56%) tem período crítico ocorrendo na década atual. O caso mais drástico é o da usina de Sobradinho, cujo índice de regularização reduziu de 80%, na época de sua construção, para 47% na atual década.

ABSTRACT – The critical period of the Brazilian hydropower plants corresponds to the most severe drought observed in the flow history. Associated with it is the firm flow, which refers to the average flow regulated by a reservoir during the critical period. The Brazilian Electricity Sector considers a single period for all the hydro plants in operation, which spans from June 1949 to November 1956. However, considering the significant hydrological diversity of the country and the recent droughts observed in a large part of its hydropower plants, changes in the critical periods of the plants might have occurred. Therefore, the objective of this paper is to evaluate this issue for all the 73 plants with flow-regulation capacity currently in operation. The associated firm flows are analyzed by regulation indices. Results indicate that only five plants have their critical period coinciding with the values practiced. Most of the plants studied (56%) have a critical period occurring in the current decade. The most drastic case is that of the Sobradinho plant, whose regulation index reduced from 80% at the time of its inception to 47% in the current decade.

Palavras-Chave – Período crítico, Usinas hidrelétricas, Setor Elétrico Brasileiro.

1) D. Eng., Pesquisador no Lactec e Professor Adjunto da UFPR – daniel@lactec.org.br

2) M. Eng., PPGERHA/UFPR – luizrenato.martini@gmail.com

3) Doutorando do PPGERHA/UFPR – leandroavilarangel@gmail.com

4) PhD, Professor Adjunto da UFPR – marcelo.r.bessa@gmail.com

5) PhD, Engenheiro da Copel GeT S.A. e Professor Colaborador da UFPR – klaus@degeus.com.br

INTRODUÇÃO

Historicamente, o parque gerador de energia elétrica do Brasil foi concebido para funcionar em uma base hidrotérmica, com forte participação de usinas hidrelétricas. Atualmente, dos quase 164 GW de potência instalada do Sistema Elétrico Brasileiro (SEB), 64% provém de hidrelétricas, 25% de térmicas e o restante de outras fontes (ANEEL, 2019). Contudo, em termos de energia gerada, a contribuição das hidrelétricas pode superar a faixa de 80% de participação nos períodos úmidos (ONS, 2019).

Os números expostos mostram que o SEB depende muito da energia gerada por hidrelétricas. No entanto, para assegurar o suprimento do fornecimento de energia sem a ocorrência de déficits, as incertezas quanto às vazões afluentes aos reservatórios do sistema devem ser consideradas. Por força de regulação (MME, 2004a), esse aspecto é contabilizado adotando um risco máximo de 5% de déficit de energia.

Em essência, a energia assegurada das usinas é calculada utilizando um processo sequencial (MME, 2004b): (i) determinação da energia assegurada para o sistema todo e (ii) rateio do resultado por usina. Em (i), utiliza-se o método de Monte Carlo para simular a operação do sistema considerando 2000 cenários sintéticos de Energias Naturais Afluentes (ENAs) por subsistema agregado (CEPEL, 2013). Nesta primeira etapa, os 5% de risco de déficit são utilizados como critério de convergência do modelo. Em (ii), o rateio é feito de maneira proporcional à energia firme de cada empreendimento, esta última se referindo à geração média que uma usina pode oferecer durante o período mais seco registrado no histórico de aflúências (ONS, 2008). Este momento do histórico é conhecido por período crítico (PC), sendo ele o objeto de investigação do presente trabalho.

Atualmente, a legislação vigente fixa um mesmo PC para todo o sistema, que corresponde à janela temporal entre jun./49 e nov./56 (ONS, 2008). A origem dessa definição remete aos estudos pioneiros encomendados pelos Comitês Coordenadores dos Estudos Energéticos das Regiões Centro-Sul (estados de São Paulo, Minas Gerais, Rio de Janeiro e norte do Paraná) (CANAMBRA, 1967) e Sul (centro-sul do Paraná, Santa Catarina e Rio Grande do Sul) (CANAMBRA, 1969). Esses trabalhos relatam os “ciclos secos” como sendo os anos de 1952 a 1956 para a região Centro-Sul e de 1944 a 1945 para a região Sul. Vale ressaltar que na época da realização dos trabalhos, as séries hidrológicas disponíveis datavam de 1930 ao início da década de 1960. Do conhecimento dos autores, não houve estudos específicos que buscaram analisar o PC utilizando séries hidrológicas mais recentes.

Naturalmente, o questionamento imediato à abordagem atual é a utilização de um PC único para o Brasil, tendo em vista a grande diversidade hidrológica existente nas bacias hidrográficas nacionais. Outro ponto relevante se refere às severas estiagens observadas recentemente em algumas

bacias, o que tem mantido os níveis dos reservatórios nelas contidos persistentemente baixos. Avila *et al.* (2013) e Pinto (2007) fazem breve menção à primeira questão, apontando-a como uma limitação do método de rateio da energia assegurada do sistema.

O presente trabalho tem por objetivo investigar as questões supramencionadas, dando foco à determinação do PC de todas as usinas hidrelétricas com capacidade de regularização em operação atualmente. Para tanto, aplica-se uma adaptação do chamado Método da Energia Natural (FILL, 1980), técnica utilizada pelo principal modelo do planejamento de médio prazo do SEB para obtenção de reservatórios equivalentes de energia nos subsistemas brasileiros (CEPEL, 2013). Neste artigo, o método é adaptado no sentido de considerar vazões naturais afluentes e volumes dos reservatórios de usinas individuais. Os detalhes do método e do sistema considerado são fornecidos nos próximos itens. Na sequência, são discutidos os resultados e apresentadas as conclusões do trabalho.

DETERMINAÇÃO DO PERÍODO CRÍTICO E VAZÃO FIRME DAS USINAS

Em sua abordagem clássica, o Método da Energia Natural considera a representação das diversas usinas que compõem um subsistema por meio de uma só usina equivalente. Nesse processo, as vazões naturais afluentes aos reservatórios individuais são convertidas em uma só série de energia natural afluente a um reservatório único, cujo armazenamento em unidades de volume é também convertido para unidades de energia. Esse método se mostra bastante útil para a simulação de sistemas energéticos de grande porte, como o caso do SEB.

O interesse deste artigo, entretanto, não é a simulação do sistema como um todo, mas sim a determinação do período crítico de afluições individualmente por usina. Tal resultado pode ser obtido usando conceitos derivados do Método da Energia Natural, por meio do procedimento iterativo descrito em Neira (2005), o qual é adaptado para este artigo conforme exposto a seguir.

Seja uma usina hidrelétrica U qualquer, com armazenamento máximo $V_{máx}$ e vazão firme Q_f . Aqui, considera-se a vazão firme com definição análoga à fornecida na introdução para energia firme, ou seja, é a vazão média que uma usina consegue regularizar no período crítico de afluições. O processo inicia atribuindo-se um valor para Q_f . Na primeira iteração, recomenda-se adotar $Q_f = \hat{\mu}_Q$, onde $\hat{\mu}_Q$ representa a vazão média de longo termo calculada a partir da série histórica de tamanho n . Os volumes armazenados no tempo t , convertidos em unidades de vazão, são calculados de acordo com a equação (1):

$$V_t = \min \left\{ \begin{matrix} V_{máx} \\ V_{t-1} + Q_t - Q_f \end{matrix} \right. \quad (1)$$

onde Q_t ($t = 1, \dots, n$) representa a vazão afluyente histórica no tempo t . Depois de feito o cálculo para os n valores da série, determina-se $V_{\min} = \min(V_1, V_2, \dots, V_n)$. Caso $V_{\min} \neq 0$, deduz-se o valor de Q_f utilizando a equação (2):

$$Q_f^* = Q_f - \frac{V_{\min}}{m} \quad (2)$$

onde Q_f^* é o valor atualizado da vazão firme e m é o intervalo de tempo entre o último momento no qual o reservatório esteve cheio antes de atingir $V_{\min}$ e o momento no qual ele se igualou a $V_{\min}$. A nova vazão firme Q_f^* substitui Q_f na equação (1) e o processo iterativo continua até que $V_{\min} = 0$. Quando isso acontecer, os valores finais de Q_f e a duração do PC estão definidos. No caso, o PC será equivalente ao valor de m calculado na última iteração. A Figura 1 ilustra essas definições.

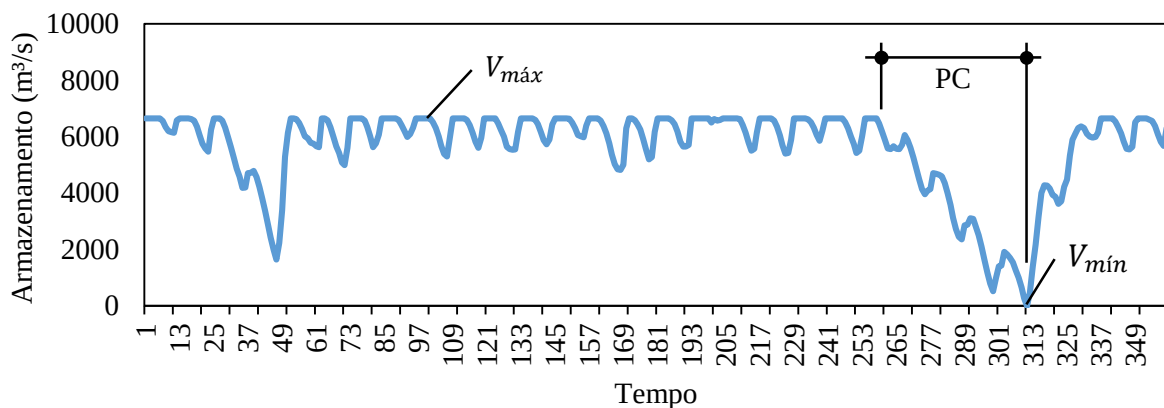


Figura 1 – Representação gráfica da definição do PC. Nas iterações intermediárias (e.g. $V_{\min} \neq 0$), o PC é equivalente ao valor do parâmetro m que aparece na equação (2).

Com relação à vazão firme Q_f , sua interpretação depende diretamente do conhecimento prévio do regime do rio, caso contrário seu valor pode se tornar subjetivo. Além disso, como nesse trabalho está se considerando uma análise comparativa entre usinas que operam em diversas bacias, é desejável adotar uma métrica que permita o confronto dos valores de Q_f associados a elas. Portanto, adota-se o índice de regularização como métrica de comparação, o qual é definido pela equação (3) como sendo:

$$\delta = \frac{Q_f}{\hat{\mu}_Q} \quad (3)$$

O índice de regularização é um parâmetro importante em análises relacionadas à capacidade de regularização de reservatórios. Seu limite superior é a unidade (ou 100%), que representa a condição de regularização total. Sabe-se, todavia, que esse limite não é atingido em casos práticos por exigir

reservatórios de dimensões excessivamente grandes. Trabalha-se, portanto, com limites inferiores, para os quais definem-se as condições de regularização parcial.

O uso do índice de regularização neste artigo se dá considerando duas situações distintas: (i) δ_0 , original, para o qual os reservatórios foram dimensionados e (ii) δ_{PC} , calculado usando especificamente o valor da Q_f resultante do processo de determinação do PC. Em (i), as séries hidrológicas consideradas foram truncadas na data de construção dos aproveitamentos. Caso os valores de δ das duas situações sejam semelhantes em um mesmo aproveitamento, há indícios de que ou o PC não se alterou desde a concepção da usina, ou ele mudou, porém teve impactos hidrológicos semelhantes ao original. Do contrário, pode-se inferir que alterações no PC ocorreram desde a entrada em operação do empreendimento.

USINAS CONSIDERADAS NO ESTUDO

Nas análises elaboradas para este artigo, considerou-se o parque hidrelétrico definido com data-base de jan/2019. Todos os dados necessários foram coletados do *deck* de arquivos utilizados nos modelos de planejamento oficial do SEB. Esses arquivos são disponibilizados pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) em seu site oficial (www.ccee.org.br).

Como mostrado na seção anterior, o processo para obtenção do PC e da vazão firme envolve um exercício de deplecionamento dos reservatórios. Por esse motivo, as análises desse artigo consideram somente as usinas hidrelétricas com capacidade de regularização constantes da base de dados coletada. Totalizam 73 empreendimentos espalhados pelos quatro subsistemas brasileiros (1 – Sudeste/Centro-Oeste, SE/CO; 2 – Sul, S; 3 – Nordeste, NE; 4 Norte, N).

As séries de vazão utilizadas datam de jan/1931 a dez/2017, totalizando 87 anos de dados em escala mensal, consistidos e sem falhas. Há de se lembrar que as vazões advindas dos *decks* da CCEE são fornecidas pelo Operador Nacional do Setor Elétrico (ONS) e se referem a vazões naturalizadas, nas quais retiram-se os efeitos dos barramentos, evaporação líquida nos reservatórios e eventuais usos consuntivos. Por sua vez, os armazenamento máximos utilizados nos cálculos foram considerados como sendo os volumes úteis dos reservatórios de cada usina, obtidos por meio da subtração entre os volumes máximos e mínimos operacionais. Dessa maneira, os resultados obtidos refletem o armazenamento efetivamente utilizado para a geração de energia nos empreendimentos.

RESULTADOS E DISCUSSÕES

O resultado da determinação do PC para as 73 usinas consideradas no estudo está resumido no mapa da Figura 2. Optou-se por separar o histórico em décadas, representadas por círculos

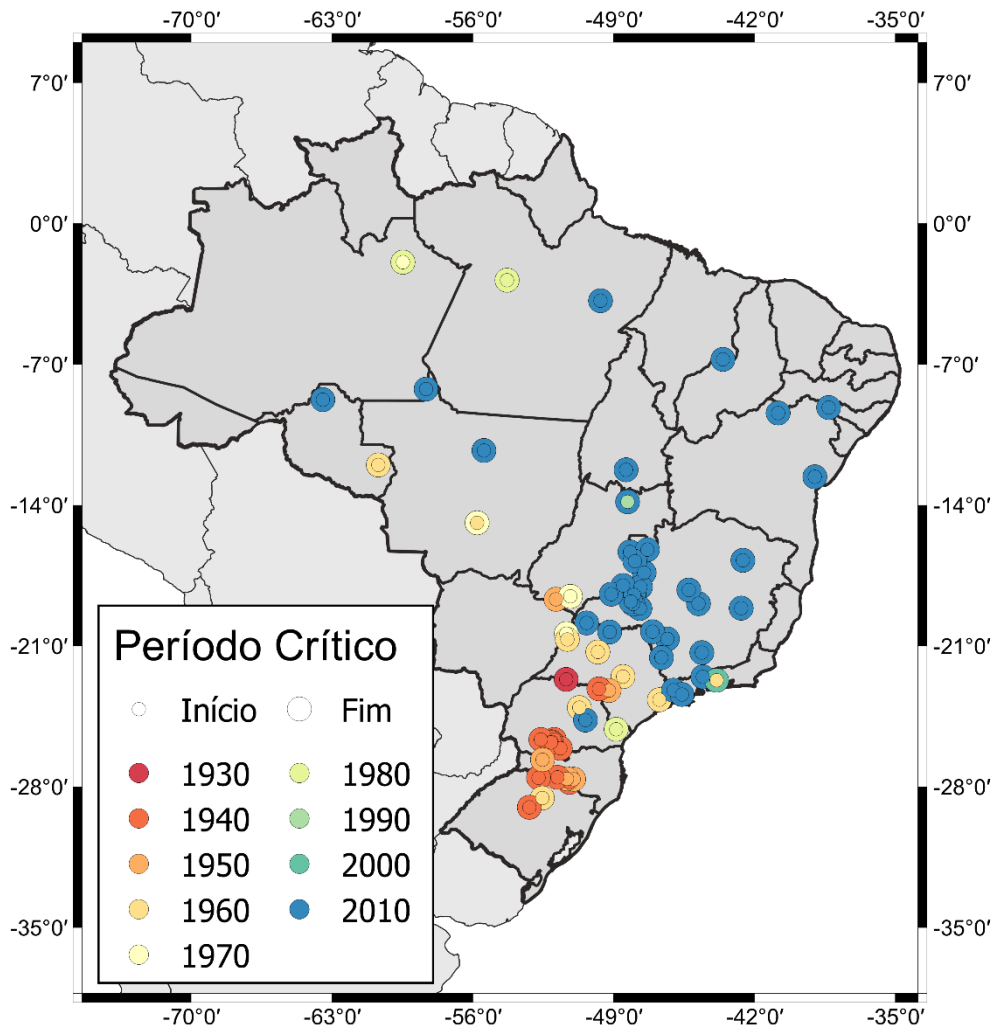


Figura 2 – Período crítico das vazões afluentes às 73 usinas com capacidade de regularização consideradas. Cada empreendimento está representado por dois círculos concêntricos que, quando apresentam cores distintas, revelam PCs que iniciam em uma determinada década e terminam em outra.

concêntricos. Portanto, em usinas cujas afluições tenham PCs que se iniciam em uma década e terminam na mesma, os círculos possuem as mesmas cores; para PCs interdecadais, utilizam-se cores distintas.

O que se percebe é que a região Sul do Brasil mantém um padrão muito semelhante à data do PC relatada nos estudos de CANAMBRA (1967, 1969). Para a maioria das usinas dessa região, o PC ainda ocorre nas décadas de 1940 e 1950, com exceção do reservatório de Ernestina no Rio Grande do Sul, cujo PC resultou na década de 1960. Esse resultado pode parecer equivocado, pois Ernestina fica logo a montante da usina de Passo Real (o círculo mais ao sul no mapa), para a qual o PC se dá na década de 1940. Contudo, o reservatório de Passo Real recebe contribuições de outros rios da região, o que pode explicar a diferença.

Nota-se também que muito poucas usinas têm o seu PC coincidente com o atualmente praticado no SEB. São apenas cinco e se situam basicamente na região centro-sul do estado de São Paulo (usina

de Jurumirim), sul de Goiás (usina de Espora) e na porção centro-oeste de Santa Catarina (usinas de Garibaldi, Campos Novos e Quebra Queixo). Na região leste, central e noroeste de São Paulo, bem como nas usinas da região centro-oeste brasileiras, o PC ocorre predominantemente nas décadas de 1960 e 1970. Nas duas usinas que operam no extremo norte do país (Balbina e Curuá-Una), os PCs ocorrem nas décadas de 1970 e 1980.

Porém, o grande destaque é a forte predominância de usinas cujo PC ocorre na década atual. Esses aproveitamentos representam 56% das usinas em operação e se situam na parte central e norte do subsistema SE/CO, em todo o subsistema NE e em grande parte do subsistema N. Trata-se de um claro reflexo da recente crise hídrica observada, cuja severidade superou o período seco histórico de 1949 a 1956 dessas usinas.

A quantificação do impacto do PC se faz neste trabalho utilizando os índices de regularização original δ_0 e os obtidos para os PCs recalculados δ_{PC} , conforme explicado anteriormente. A Tabela 1 traz os resultados para seis usinas importantes do sistema.

Tabela 1 – Índices de regularização originais (δ_0) e dos PCs (δ_{PC}) recalculados, para seis usinas do sistema.

Usina (Estado)	Bacia	Entrada em operação	δ_0^*	δ_{PC}
Furnas (MG)	Grande	1963	81%	65%
Ilha Solteira (SP)	Paraná	1973	65%	52%
Foz do Areia (PR)	Iguaçu	1980	61%	50%
Sobradinho (BA)	São Francisco	1979	80%	47%
Serra da Mesa (GO)	Alto Tocantins	1998	89%	88%

* Os índices de regularização originais foram calculados truncando-se as séries históricas cinco anos antes das datas de entrada em operação das respectivas usinas. Como não se obteve a informação sobre o real período histórico utilizado para dimensionar os reservatórios desses empreendimentos, são esperadas pequenas imprecisões nesse resultado.

Das usinas mostradas na Tabela 1, somente Foz do Areia não teve mudança na data do PC. Entretanto, ainda assim, o abatimento no δ foi notório. Uma explicação para essa ocorrência pode estar relacionada à não estacionariedade das vazões do rio Iguaçu, as quais observam um aumento progressivo a partir de meados da década de 1970. Detzel *et al.* (2018) mostraram que essa usina teve um acréscimo nas vazões médias da ordem de 24% depois dessa data. Assim, como no cálculo do δ [equação (3)] o denominador é a própria vazão média de longo termo, a tendência de aumento desse valor repercutiu em uma redução no δ .

Outro resultado interessante se observou em Serra da Mesa. Os índices δ calculados nas duas situações praticamente não apresentaram diferenças. Todavia, o PC resultante para esse reservatório se deu entre as décadas de 1990 e 2010, bem diferente do PC atualmente adotado. O que se conclui, portanto, é que o PC calculado possui severidade semelhante em termos de vazão firme, quando

comparado ao PC praticado. De fato, a Q_f para Serra da Mesa no PC original (abr/1949 a out/1956) foi de 691 m³/s, enquanto que no PC calculado (mai/1997 a nov/2017) foi de 662 m³/s. Ainda assim, em termos de duração, o PC atual é significativamente maior do que o originalmente considerado no SEB.

Furnas, Ilha Solteira e Sobradinho mostraram abatimentos relevantes em seus δ , todos em consequência da alteração no PC. O caso mais notório é, sem dúvida, o de Sobradinho. Nessa usina, a redução no δ foi de 33%, sendo esse o caso mais severo observado neste trabalho. Para ilustrar o impacto da recente seca no comportamento do reservatório, a Figura 3 mostra a comparação da evolução dos armazenamentos para a série possivelmente utilizada quando de seu dimensionamento (de jan/1931 até dez/1975) e a série atual.

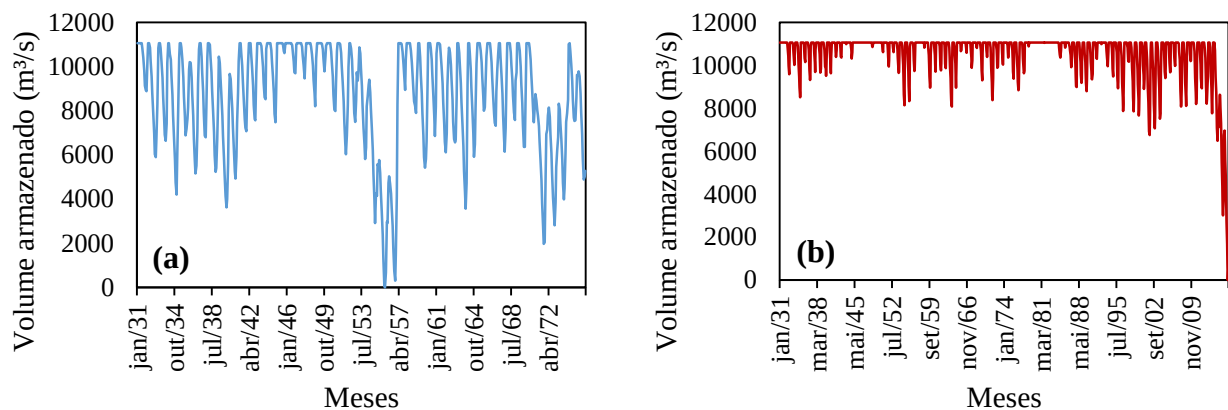


Figura 3 – Comparação entre as evoluções dos armazenamentos do reservatório de Sobradinho para (a) série histórica possivelmente disponível quando do seu dimensionamento (até dez/1975) e (b) série atualmente disponível.

Na Figura 3a o PC identificado (mai/1952 a nov/1955) condiz com o atualmente praticado no SEB. Contudo, seu valor mínimo não está muito distante em relação a outros valores baixos observados no período. Por outro lado, na Figura 3b o PC identificado (abr/2014 a nov/2017) possui um valor mínimo de armazenamento muito distante em relação aos valores baixos observados em outros momentos do histórico. Isso revela que o período recente dessa série representa, de fato, uma seca de grande intensidade. Ademais, a exemplo de Serra da Mesa e de outras 26 usinas do sistema, o PC termina no trimestre final de 2017, janela temporal coincidente com o término da própria série histórica disponível. Entende-se, portanto, que essas usinas possam ainda estar passando por um período mais severo de seca desde o início do registro das vazões a elas afluentes.

CONCLUSÕES

Os resultados obtidos revelaram que o PC atualmente praticado no SEB não corresponde ao verificado na grande maioria dos aproveitamentos hidrelétricos com capacidade de regularização. Além disso, em 38% das usinas estudadas, há indícios de alteração do PC para a atual década de 2010.

Vale ressaltar que essas usinas estão localizadas predominantemente na região norte do subsistema SE/CO e no subsistema NE, somando grande capacidade de geração elétrica.

Há de se lembrar que a vazão firme utilizada neste trabalho para as análises é também a variável utilizada como base no rateio da energia assegurada do sistema. Em havendo sido detectado um PC mais severo em boa parte do parque gerador hidrelétrico brasileiro, entende-se que esse processo de rateio possa estar resultando em energias firmes não condizentes com os regimes hidrológicos observados.

Por fim, ressalta-se que o método determinístico aqui empregado para a determinação de PCs e vazões firmes, apesar de simples, está em concordância com a prática atual do SEB nesse quesito. Entretanto, questões importantes como o intercâmbio de energia entre usinas e subsistemas, otimização da operação de usinas em cascata, variações na demanda, etc. devem ser consideradas. Ao migrar as análises em termos de vazões firmes para energias firmes, a utilização de um modelo que releve essas questões em um contexto sistêmico se torna essencial. Recomenda-se, portanto, que esses aspectos sejam mais profundamente investigados em estudos futuros. Ademais, é desejável que as incertezas inerentes às vazões afluentes das usinas sejam também equacionadas no processo de rateio da energia assegurada.

AGRADECIMENTOS

Este trabalho foi desenvolvido pelo Lynx Energy Research Group no âmbito do projeto de P&D PD-06491-0307/2013, proposto pela Copel Geração e Transmissão S.A., sob os auspícios do Programa de P&D da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL).

REFERÊNCIAS

ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica (2019). *BIG – Banco de Informação de Geração*. Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/capacidadebrasil/capacidadebrasil.cfm>>. Acesso em: 08/04/2019.

AVILA, P.; GRANVILLE, S.; BARROSO, L. A.; BEZERRA, B.; PEREIRA, M. V.; DOMINGUES, D.; ARAÚJO, V. V. de. (2013). “*Alocação de garantia física de usinas geradoras através do método do benefício marginal: valorização econômica do benefício de regularização a montante*” in Anais do XXII Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia, Brasília, Out. 2013, 1, pp. 1-8.

CANAMBRA ENGINEERING CONSULTANTS LIMITES (1969). *Estudos Energéticos da Região Sul do Brasil – Sumário do Relatório Final*. 57 p, nov./69.

CANAMBRA ENGINEERING CONSULTANTS LIMITES (1967). *Estudos Energéticos da Região Centro-Sul do Brasil – Sumário do Relatório Final*. 44 p, fev./67.

CEPEL – Centro de Pesquisas de Energia Elétrica (2013). *Projeto Newave: Modelo Estratégico de Geração Hidrotérmica a Subsistemas Equivalentes – Manual do Usuário*. Versão 17.5.3, jul/2013.

DETZEL, D. H. M.; MEDEIROS, L. de.; KOWALCZUK, B. C.; KARLY, M. V.; BESSA, M. R.; DE GEUS, K. (2018). “*O comportamento (não) estacionário das vazões afluentes às UHEs do SIN*” in Anais do XI Congresso Brasileiro de Planejamento Energético, Cuiabá, set. 2018, pp. 1-12.

FILL, H. D. O. (1980). “*O método da energia natural como técnica de simulação em estudos energéticos*”. Revista Técnica do Instituto de Engenharia do Paraná, v. 20, p. 38-44.

MME – Ministério de Minas e Energia (2004a). *Garantia Física de Energia e Potência: metodologia, diretrizes e processo de implantação*, Nota Técnica MME/SPD/05, Brasília, out/2004.

MME – Ministério de Minas e Energia (2004b). Resolução nº 1, de 17 de novembro de 2004.

NEIRA, K. L. (2005). *Determinação de curvas de regularização para reservatórios parcialmente cheios e confiabilidade condicionada constante*. Dissertação de Mestrado. Universidade Federal do Paraná, Curitiba, 173 f.

ONS – Operador Nacional de Energia Elétrica (2019). *Energia agora: carga e geração*. Disponível em: < <http://ons.org.br/paginas/energia-agora/carga-e-geracao>>. Acesso em: 08/04/2019.

ONS – Operador Nacional de Energia Elétrica (2008). *Procedimentos de Rede, submódulo 7.7: Metodologia de cálculo da energia e da potência asseguradas de usinas despachadas centralizadamente*. Revisão 0.3.

PINTO, A. D. (2007). *Aplicação de um mercado atacadista de água para repartição dos certificados de energia assegurada entre usinas hidrelétricas*. Dissertação de Mestrado. Universidade Federal do Rio de Janeiro, COPPE, Rio de Janeiro, 112 f.