
IMPLANTAÇÃO DE PEQUENAS CENTRAIS HIDRÁULICAS COM A POTÊNCIA INSTALADA CALCULADA PELA VAZÃO CRÍTICA

Antonio G. de Mello Júnior

Agostinho C. Pascalicchio

Universidade Presbiteriana Mackenzie (UPM)

Resumo

Nas micro, mini e pequenas centrais hidrelétricas, normalmente a fio d'água, a potência instantânea depende da vazão disponível no momento e da potência instalada. Nesse conceito, são consideradas as seguintes condições: 1. se a vazão requerida é maior que a vazão disponível, haverá uma deficiência de potência determinada pelo regime hidrológico; 2. ao contrário, se a potência requerida é maior que a instalada, mesmo com vazão suficiente, a deficiência será determinada pelo valor da potência instalada. O trabalho apresenta a aplicação do aproveitamento hidrológico de curto prazo e a vazão crítica na potência firme instalada. São comparados dois tipos de turbinas propícias para essa instalação.

Palavras-chave: Pequenas centrais hidroelétricas. Potência firme. Vazão crítica.

1 INTRODUÇÃO

As centrais hidroelétricas de pequeno porte, incluindo, nesse contexto, as micro, mini e pequenas centrais hidrelétricas, não apresentam no Brasil uma porcentagem significativa na geração de energia elétrica como em outros países, principalmente China, Canadá e Estados Unidos, em comparação com a capacidade total instalada. Mesmo com a resolução da Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel) nº 394, de 4 de dezembro de 1998, aumentando o limite das pequenas centrais hidrelétricas (PCH) de 10,0 MW para 30,0 MW, a sua participação ainda continua pequena em relação à capacidade total, como mostra o Gráfico 1 atualizado.

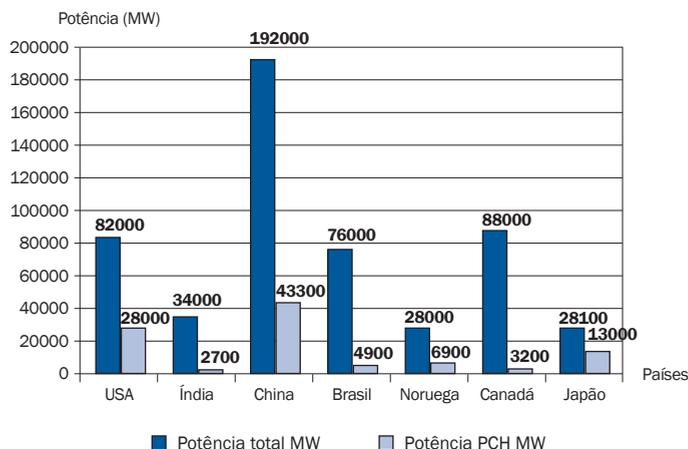


Gráfico 1 Capacidade instalada em pequenas centrais x capacidade total

Fonte: Mello Junior (2000).

2 OBJETIVO

O objetivo do presente trabalho é apresentar a implantação de uma pequena central hidrelétrica tendo como base a potência firme calculada e implantada com a vazão crítica levantada em um período hidrológico acompanhado por um ano.

3 CONCEITUAÇÃO TÉCNICA

3.1 Potência firme

Define-se como potência firme, nos casos das usinas hidrelétricas de pequeno porte, aquela disponível 100% do tempo para fornecer energia na medida das necessidades do mercado consumidor. Isso significa que a potência firme caracteriza a energia produzida em 100% do ano mais seco.

Tanto o Manual de Pequenas Centrais Hidrelétricas da Eletrobrás (2000) quanto Harvey et al. (1998) e a Organización Latinoamericana de Energia (Olade) (1985) propõem para uma primeira estimativa do cálculo da potência firme a seguinte fórmula:

$$P_f = 7,16 \times H_u \times Q_{95\%} \quad (1)$$

em que:

P_f = Potência firme (kW).

H_u = Altura de queda útil (m).

$Q_{95\%}$ = Vazão média verificada com frequência de 95% no ano crítico (m³/s).

O valor 7,16 é o resultado do produto 9,81 pelo rendimento do conjunto turbina/gerador, η , aqui estimado em 73% ($\eta = \eta_T \times \eta_G$). Torna-se preferível, quando se sabe de antemão a gama de rendimento da máquina a ser instalada, utilizar a fórmula geral:

$$P_f = 9,81 \times H_u \times Q_{95\%} \times \eta \quad (2)$$

3.2 Potência instalada

Diferente da potência firme, a determinação da potência instalada em uma usina de pequeno porte requer a utilização de critérios diversos daqueles aplicados no dimensionamento das usinas convencionais.

A metodologia existente no caso das usinas convencionais nos fornece critérios para a determinação da potência instalada em usinas implantadas para operarem interligadas a um conjunto de centrais elétricas já existentes. Em geral, como aparece na proposição de Jiandong et al. (1997), a potência a ser instalada pode ser dada por:

$$P_i = P_f + P_{ad} \tag{3}$$

em que:

P_i = Potência instalada.

P_f = Potência firme.

P_{ad} = Potência adicional.

O estudo da potência adicional depende de vários fatores a serem considerados:

- A possibilidade de nas épocas de energia excedente a mesma poder ser interligada ao sistema
- A possibilidade de um aproveitamento secundário, seja como geração de energia, seja como força motriz em alguma atividade local.

Essa decisão dependerá apenas da viabilidade econômica de se incrementar e qual o valor mais rentável da potência adicional para se estabelecer a potência instalada. O presente trabalho leva em conta a potência instalada sendo igual à potência firme, desconsiderando a potência adicional e tendo como premissa os cálculos utilizados pela Companhia Energética de São Paulo (Cesp) (SILVEIRA, 1966), que estudou a metodologia de cálculo nos dois casos. Obteve-se o levantamento hidrológico do período crítico fornecido pela Cesp por meio da Universidade Estadual de Campinas (Unicamp) (1998), para a Pequena Central Hidráulica de Tatuí, em Ribeirão do Pinhal, próximo ao município de Limeira, no estado de São Paulo.

TABELA 1

Levantamento hidrológico do período crítico de 1 ano

Variação de vazão m³/s	Vazão média m³/s	Frequência anual f	f*Q médio	% da vazão	% acumulada
>12,0	16,5	1	16,500	0,86%	0,86%
>11,5 até 12,0	11,75	2	23,500	1,22%	2,08%
>11,0 até 11,5	11,25	4	45,000	2,34%	4,42%
>10,5 até 11,0	10,75	5	53,750	2,79%	7,21%
>10,0 até 10,5	10,25	7	71,750	3,73%	10,93%
>9,5 até 10,0	9,75	9	87,750	4,56%	15,49%
>9,0 até 9,5	9,25	10	92,500	4,80%	20,29%
>8,5 até 9,0	8,75	12	105,000	5,45%	25,74%
>8,0 até 8,5	8,25	14	115,500	6,00%	31,74%
>7,5 até 8,0	7,75	15	116,250	6,04%	37,78%
>7,0 até 7,5	7,25	16	116,000	6,02%	43,80%
>6,5 até 7,0	6,75	19	128,250	6,66%	50,46%

(continua)

TABELA 1 (continuação)

Levantamento hidrológico do período crítico de 1 ano

Variação de vazão m ³ /s	Vazão média m ³ /s	Frequência anual f	f*Q médio	% da vazão	% acumulada
>6,0 até 6,5	6,25	23	143,750	7,46%	57,92%
>5,5 até 6,0	5,75	24	138,000	7,17%	65,09%
>5,0 até 5,5	5,25	26	136,500	7,09%	72,17%
>4,5 até 5,0	4,75	26	123,500	6,41%	78,59%
>4,0 até 4,5	4,25	26	110,500	5,74%	84,32%
>3,5 até 4,0	3,75	24	90,000	4,67%	89,00%
>3,0 até 3,5	3,25	22	71,500	3,71%	92,71%
>2,5 até 3,0	2,75	19	52,250	2,71%	95,42%
>2,0 até 2,5	2,25	17	38,250	1,99%	97,41%
>1,5 até 2,0	1,75	14	24,500	1,27%	98,68%
>1,0 até 1,5	1,25	13	16,250	0,84%	99,52%
>0,5 até 1,0	0,75	10	7,500	0,39%	99,91%
0,0 até 0,5	0,25	7	1,750	0,09%	100,00%
		365	1926,000	100,00%	

Fonte: Elaborada pelos autores.

Com os dados obtidos da Tabela 1, pode-se levantar o gráfico do comportamento hidrológico do período crítico de um ano para o regime em estudo.

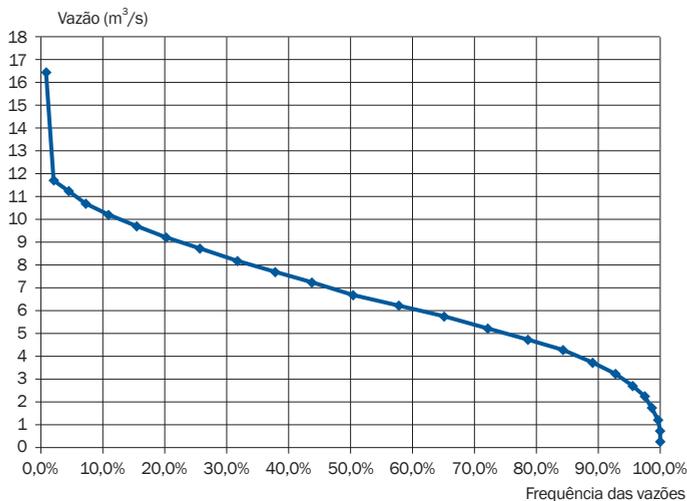


Gráfico 2 Frequências acumuladas de vazões em um ano

Fonte: Elaborado pelos autores.

Jiandong et al. (1997) propõem a seguinte taxa para vazão firme, dependendo do comprometimento da central com o sistema interligado:

Porcentagem da hidrelétrica, na capacidade da rede ..	< 15%	15–30%	> 30%
Dependência da Vazão	75–80%	80–85%	85–90%

Para sistemas isolados, a dependência deve ser maior que 90%.

Para esse estudo, não se levará em conta a otimização da vazão, trabalhando assim com a $Q_{95\%}$, que seria a vazão crítica ou firme do sistema conforme recomendado. Isso significa a frequência acumulada no determinado período, conforme o manual da Eletrobrás (2000).

A altura útil da queda considerada é $H_u = 20$ m.

O rendimento do gerador $\eta_G = 94\%$.

$Q_{95\%} = 2,75 \text{ m}^3/\text{s}$, conforme verificado pela tabela dos estudos hidrológicos do considerado período crítico.

Com essa vazão e com a altura útil definida em 20 metros, pode-se calcular a potência instalada que, nesse caso, também é a *potência firme*. Tal aplicação presume pontos de consumo preestabelecidos para atendimento da demanda necessária. Assim, a potência instalada será:

$$P_{ef} = 7,16 \times 20 \times 2,75 = 393,8 \text{ kW} \quad (4)$$

Nota-se que, embora a potência instalada esteja classificada para minicentrais hidrelétricas (100,0 a 1.000,0 kW), o tratamento de cálculo é o mesmo feito para PCH. A energia gerada seria consumida nas 24 horas do dia, com o devido fator de utilização, assim dividido: no período das 6h às 18h, poderá suprir agroindústrias da região e, no período das 18 às 6 horas, poderá suprir parte da iluminação pública de alguns bairros e parte da iluminação e do aquecimento em granjas.

O fabricante nacional *A* fornece uma turbina Francis simples de eixo horizontal com gerador, regulador e válvula de controle, desenvolvendo uma potência de 420,0 kW com um preço de R\$ 960.400,00. Já o fabricante estrangeiro *B* oferece a turbina de fluxo cruzado de sua fabricação completa, com gerador, redutor, regulador e válvula, com potência de 400 kW no porto de Santos (CIF-Santos) pelo preço de R\$ 820.600,00 (US\$ 373.000,00). Acrescido do imposto de importação, fica em R\$ 872.960,00¹. No caso da turbina Francis, há um rendimento garantido para a vazão $Q_{95\%}$ de 82,8% e, para a turbina de fluxo cruzado, 78,8%.

¹ Existe o fabricante nacional que oferece a turbina de fluxo cruzado até a potência de 250 kW.

4 ANÁLISE ECONÔMICA PARA ESCOLHA DA TURBINA

Conforme nossos estudos, temos os seguintes dados de análise econômica para a escolha da turbina:

- Potência instalada conforme apresentada nas propostas dos fabricantes:
 - Turbina Francis – 420 kW.
 - Turbina de fluxo cruzado – 400 kW.
- Vida útil de 30 anos.
- Taxa de desconto de 8, 10 e 12%.
- Valor residual após 30 anos, com depreciação exponencial de 2% a.a. para a parte civil com FDC igual a 0,5520 e 10% a.a. para a parte eletromecânica com FDC igual a 0,0573 %, (FLEISCHER, 1973)².
- Turbina Francis – R\$ 205.584,00.
- Turbina de fluxo cruzado – R\$ 193.950,32.
- Preço do conjunto: turbina Francis, gerador, regulador, válvula e redutor – R\$ 896.400,00.
- Preço da turbina de fluxo cruzado incluindo gerador, redutor regulador de velocidade, válvula (CIF-Santos + Impostos) – R\$ 872.960,00.
- Valor da obra civil, incluindo: canal de adução, vertedouro, tanque e conduto forçado (estimativa)³ – R\$ 260.000,00.
- C_e = custo da energia produzida – R\$/kWh.
- E_g = energia gerada anualmente – kWh/ano.
- M_a = custo anual de manutenção – R\$ 12.000,00/ano.
- O_p = custo de operação anual – R\$ 26.000,00/ano.

Com os valores acima, elabora-se o diagrama do fluxo de caixa para o período de 30 anos com as respectivas entradas (receitas) e saídas (despesas), conforme representado na Figura 1.

² Lei nº 4.506, parágrafo 3º, do Imposto de Renda de 1965.

³ Conforme Holland (1986), para microcentrais, a tubulação forçada corresponde a 30%; obras civis, 20%; equipamentos eletromecânicos, 40%; e supervisão e engenharia, 10%.

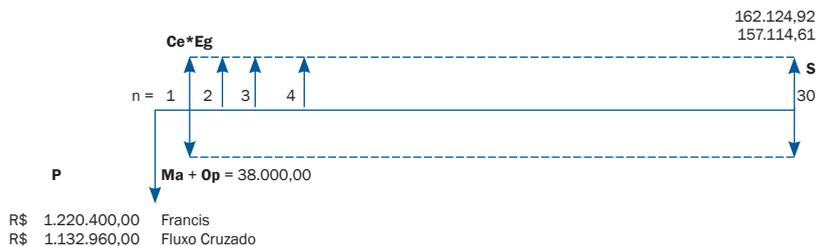


Figura 1 Diagrama do fluxo de caixa para o estudo do caso 1

Fonte: Elaborada pelos autores.

4.1 Dados para a turbina Francis

Energia gerada anualmente $E_g = 8760 \times fu \times 420$

Com fu = fator de utilização (considerado: 0,55; 0,60 e 0,65%)

Custo da energia gerada que pode ser representado pela seguinte fórmula:

$$C_p = [(P * FRC + Ma + Op) - S * FFC] / E_g$$

em que:

FRC = fator de recuperação do capital;

FFC = fator de formação do capital.

TABELA 2

Levantamento de valores para análise econômica da turbina Francis

Taxa de desconto	FRC(n=30) FFC(n=30)	fu = fator de utilização	Eg (kWh/ano)	Ce = $\frac{[(P * FRC + Ma + Op) - S * FFC]}{E_g}$ (R\$/kWh)
8%	0,0888274	0,55	2.023.560	0,072
	0,00880	0,60	2.207.520	0,066
		0,65	2.391.480	0,061
10%	0,1060792	0,55	2.023.560	0,082
	0,00600	0,60	2.207.520	0,075
		0,65	2.391.480	0,070
12%	0,1241437	0,55	2.023.560	0,093
	0,00410	0,60	2.207.520	0,086
		0,65	2.391.480	0,079

Fonte: Elaborada pelos autores.

4.2 Dados para a turbina de fluxo cruzado

Energia gerada anualmente $E_g = 8760 \cdot fu \cdot 400$ (kWh/ano)

Custo da energia gerada: $C_p = [(P \cdot FRC + Ma + Op) - S \cdot FFC] / E_g$

TABELA 3

Levantamento de dados para análise econômica da turbina de fluxo cruzado

Taxa de desconto	FRC(n=30) FFC(n=30)	fu = fator de utilização	Eg (kWh/ano)	Ce= [(P*FRC+Ma+Op) -S*FFC] / Eg (R\$/kWh)
8%	0,0888274 0,0088	0,55	1.927.200	0,0712
		0,60	2.102.400	0,0653
		0,65	2.277.600	0,0603
10%	0,1060792 0,00600	0,55	1.927.200	0,0816
		0,60	2.102.400	0,0748
		0,65	2.277.600	0,0690
12%	0,1241437 0,00410	0,55	1.927.200	0,0924
		0,60	2.102.400	0,0847
		0,65	2.277.600	0,0782

Fonte: Elaborada pelos autores.

Os valores das tabelas 2 e 3 estão comparados no gráfico de barras do Gráfico 3.

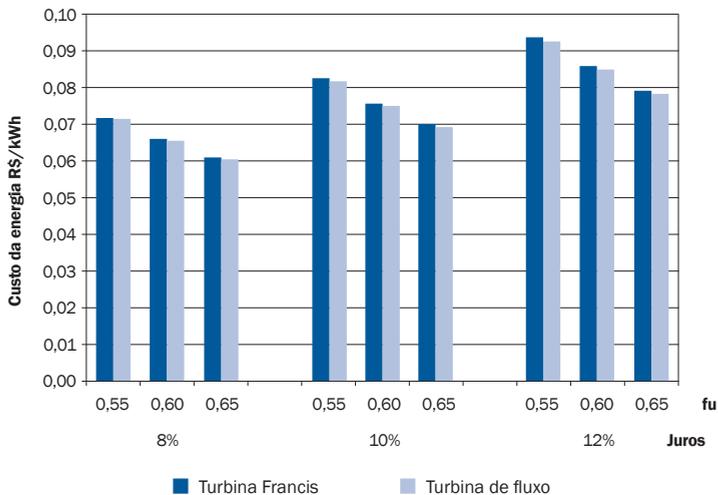


Gráfico 3 Comparação do custo da energia (R\$/kWh) com o fator de utilização e a taxa de retorno entre a turbina Francis e a turbina de fluxo cruzado

Fonte: Elaborado pelos autores.

Pelo estudo descrito, pode-se verificar que a turbina de fluxo cruzado, quando se trata de um ponto específico de funcionamento, no caso $Q_{95\%}$, leva desvantagem com relação ao montante de energia gerada durante certo período. Isso porque, nesse único ponto de funcionamento, seu rendimento é menor que o rendimento da turbina Francis. Por conseguinte, mesmo o preço sendo bem menor que o da Francis, pode acontecer de sua instalação não ser viável. A viabilidade só acontecerá se a diferença de preço for bastante acentuada, como no caso estudado.

4.3 Estudo do tempo de retorno para o capital investido

Outro estudo que pode ser verificado para esse caso e que apresenta um aspecto de grande interesse é o tempo de retorno para o capital aplicado, no caso da turbina de fluxo cruzado. Para isso, devem-se levar em conta os seguintes dados:

- As taxas de desconto serão as mesmas utilizadas no estudo já descrito: 8%, 10% e 12%.
- Os fatores de utilização (fu) serão 55, 60 e 65%.
- Os preços estipulados para a venda da energia elétrica foram admitidos dentro da média de mercado, sendo tomados os valores de 0,08 e 0,09 R\$/kWh⁴.

Com o auxílio da planilha Excel, elabora-se a Tabela 4.

TABELA 4

Estudo do tempo de retorno para a turbina de fluxo cruzado

Taxa de juros	Preço de venda R\$/kWh	Tempo de retorno do capital (anos)		
		fu = fator de utilização	Faturamento anual $p \cdot Eg - (Ma + Op)$ R\$/ano	Tempo de retorno (anos)
8%	0,08	0,55	116.176,00	18,2
		0,60	130.192,00	14,2
		0,65	144.208,00	11,7
	0,09	0,55	135.448,00	13,1
		0,60	151.216,00	10,8
		0,65	166.984,00	9,2

(continua)

⁴ Em 29 de agosto de 2002, a Aneel editou a Resolução N° 488, que estabelece os valores normativos que limitam o repasse para as tarifas de fornecimento dos preços livremente negociados na aquisição de energia elétrica por parte dos concessionários e permissionários de distribuição.

Fonte	Hidráulica	Gás Natural	Carvão	Biomassa	Eólica	Solar	PCH	Outras
R\$/MWh	72,35	91,50	74,86	89,86	112,21	264,12	79,30	72,35

TABELA 4 (continuação)

Estudo do tempo de retorno para a turbina de fluxo cruzado

Taxa de juros	Preço de venda R\$/kWh	Tempo de retorno do capital (anos)		Tempo de retorno (anos)
		fu = fator de utilização	Faturamento anual $p^*Eg-(Ma+Op)$ R\$/ano	
10%	0,08	0,55	116.176,00	37,3
		0,60	130.192,00	20,1
		0,65	144.208,00	14,9
	0,09	0,55	135.448,00	17,7
		0,60	151.216,00	13,4
		0,65	166.984,00	10,9
12%	0,08	0,55	116.176,00	33,0
		0,60	130.192,00	27,0
		0,65	144.208,00	22,0
	0,09	0,55	135.448,00	25,0
		0,60	151.216,00	19,1
		0,65	166.984,00	14,0

Fonte: Elaborada pelos autores.

A Tabela 4 apresenta o tempo de retorno para taxas de juro preestabelecidas no caso da turbina de fluxo cruzado. Pela tabela, pode-se visualizar que o tempo de retorno varia entre 9,2 a 37,3 anos, conforme a taxa de juros disponíveis no mercado e o fator de utilização da central.

Com os valores da Tabela 4, pode-se construir o Gráfico 4, que dá uma visão mais detalhada das variáveis envolvidas.

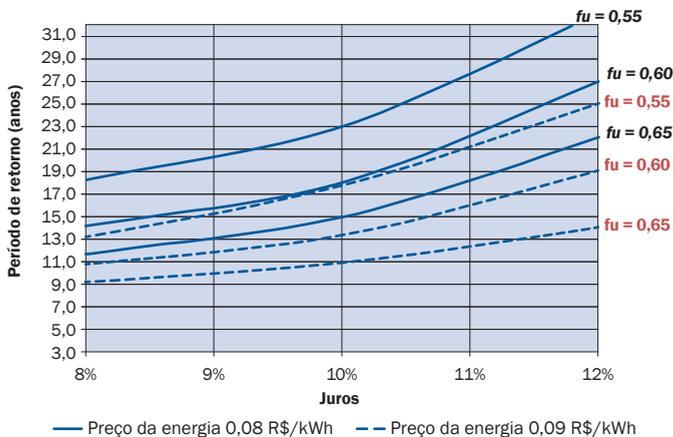


Gráfico 4 Tempo de retorno para turbina de fluxo cruzado em função da taxa de juros e do fator de utilização

Fonte: Elaborado pelos autores.

5 CONCLUSÕES

Para as condições apresentadas do aproveitamento hidrológico da referida central, tanto a turbina Francis quanto a turbina de fluxo cruzado (Michel-Banki) apresentam boas condições técnicas e econômicas de aproveitamento. A turbina de fluxo cruzado tem rendimento menor para o ponto específico de funcionamento, porém, no cálculo geral, apresenta menor valor no investimento, aliado à energia produzida.

A turbina de fluxo cruzado apresenta maior simplicidade em operação e manutenção, podendo, no decorrer do tempo, apresentar-se ainda mais favorável, pois os equipamentos são de fácil construção em pequenas oficinas mecânicas.

Os valores comerciais da energia gerada para venda estão dentro dos estipulados pela Aneel para centrais de pequeno porte e, dependendo do fator utilização (capacidade), o tempo retorno poderá ser um aspecto vantajoso para instalação.

IMPLEMENTATION OF SMALL HYDROPOWER PLANTS WITH INSTALLED POWER BASED ON THE CRITICAL FLOW

Abstract

In micro, mini and small hydro, usually trickle, the instantaneous power depends on the flow rate available at the time and the installed power. Within this concept are considered the following conditions: 1. if the required flow is greater than the available flow, there will be a deficiency of power established by the hydrological; 2. to the contrary, if the required power is greater than the installed even with flow enough, the deficiency would be determined by the installed power. The paper presents the application of a short hydrological term and critical flow in the power installed. It compares two types of turbines indicated for this installation.

Keywords: Small hydropower plant. Firm power. Critical flow.

REFERÊNCIAS

- FLEISCHER, G. A. *Teoria da aplicação do capital: um estudo da decisão de investimentos*. 2. ed. São Paulo: Edgard Blucher, 1973.
- HARVEY, A. et al. *Micro-hydro design manual: a guide to small scale power schemes*. London: Intermediate Technology Publications, 1998.

HOLLAND, R. Machinery and equipment for micro hydro plants. *Water power and dams construction*, Kent, v. 38, n. 11, Nov. 1986.

JIANDONG, T. et al. *Mini hydropower*. West Sussex: John Wiley, 1997.

MELLO JUNIOR, A. *A turbina de fluxo cruzado como opção para pequenas centrais hidráulicas*. 2000. Dissertação (Mestrado em Energia)–Universidade de São Paulo, São Paulo, 2000.

MINISTÉRIO DAS MINAS E ENERGIA. *Diretrizes para estudos e projetos de pequenas centrais hidrelétricas*. Rio de Janeiro: Eletrobrás, 2000.

ORGANIZACIÓN LATINOAMERICANA DE ENERGIA – OLADE. Desarrollo tecnológico para el equipamiento de PCH. Lima: Itintec, 1985.

SILVEIRA, R. Critério para determinação da potência instalada em usinas hidrelétricas. *Revista Águas e Energia Elétrica*, n. 4, 1966. Artigo publicado como separata.

UNIVERSIDADE ESTADUAL DE CAMPINAS – UNICAMP. Índices pluviométricos da bacia do reservatório da Usina Hidrelétrica de Tatuí, com dados de 1986, elaborados pelos professores Abel Maia Genovez et al. Campinas: Cesp/Unicamp, 1998.

Contato

Antonio G. de Mello Júnior
mellojr@mackenzie.br