

XI-075 - DIAGNÓSTICO DE RECUPERAÇÃO DE ENERGIA EM VÁLVULAS DE CONTROLE DE RESERVATÓRIOS DE DISTRIBUIÇÃO

Viviana Marli Nogueira de Aquino Borges ⁽¹⁾

Engenheira Civil pela Escola de Engenharia Mackenzie. Mestre em Engenharia Hidráulica pela Escola Politécnica da USP. Gerente da Divisão de Planejamento, Gestão e Desenvolvimento da Produção. Sabesp.

Kamel Zahed Filho

Engenheiro Civil e Doutor em Engenharia Hidráulica pela Escola Politécnica da USP. Engenheiro da Divisão de Planejamento, Gestão e Desenvolvimento da Produção. Sabesp.

Marcelo Frugoli

Engenheiro Mecânico pela Universidade Braz Cubas Engenheiro da Divisão de Planejamento, Gestão e Desenvolvimento da Produção. Sabesp.

Renato de Sousa Avila

Tecnólogo Mecânico pela Faculdade de Tecnologia do Estado de São Paulo – FATEC-SP. Tecnólogo da Divisão de Planejamento, Gestão e Desenvolvimento da Produção. Sabesp.

Andréa Andrade de Matos

Engenheira Química pela Escola de Engenharia de Lorena – USP. Gestora de Energia da Superintendência da Produção da Metropolitana. Sabesp.

Endereço⁽¹⁾: Rua Nicolau Gagliardi, 313 - Pinheiros – São Paulo - SP - CEP: 05429-011 - Brasil - Tel: (31) 3388-8735 - e-mail: vmborges@sabesp.com.br

RESUMO

O consumo de energia é um dos principais insumos e uma das maiores despesas dos sistemas de abastecimento público de água. A recuperação de parte da energia pode ser feita em diversas partes do sistema. O trabalho analisa o potencial de aproveitamento energético nas entradas dos reservatórios de distribuição. É proposta a instalação de Bombas Funcionando como Turbinas (BFT) em paralelo às válvulas de controle. Foi efetuada uma pesquisa bibliográfica, demonstrando casos de aplicação em diversas cidades do mundo. Foi desenvolvida uma metodologia para o diagnóstico do potencial do aproveitamento de energia residual junto às entradas dos reservatórios de distribuição. Foi criado um indicador para classificar os melhores locais de aproveitamento. Foi desenvolvido um modelo de simulação para se definir a vazão de projeto da turbina, para maximizar a energia anual produzida. O modelo foi aplicado a 63 locais com potencial de aproveitamento. Foram utilizados dados horários, durante um período de um ano de operação registrados pelo sistema de supervisão e controle (SCADA) da Sabesp (SCOA) nos reservatórios da Região Metropolitana de São Paulo. Os resultados indicaram um potencial de recuperação de energia de 3% da energia consumida nas estações elevatórias existentes nas adutoras de água tratada, o que equivale ao consumo doméstico de cerca de 45.000 pessoas.

PALAVRAS-CHAVE: Recuperação de Energia, Bombas Funcionando como Turbinas, Potencial de Geração de Energia em Sistemas de Abastecimento de Água.

INTRODUÇÃO

O consumo de energia elétrica em um sistema de abastecimento de água representa uma das maiores parcelas do custo final da água. Segundo Copeland (2014) apud Casini (2015), os gastos com energia elétrica são da ordem de 40% a 50% do orçamento de despesas das empresas de abastecimento de água. Na área de tratamento e produção de água da Região Metropolitana de São Paulo (RMSP) a energia elétrica é a maior despesa. Segundo Coelho e Andrade-Campos apud Pérez-Sanchez et al. (2017), o consumo de energia nos sistemas de abastecimento urbanos representa 7% do consumo mundial de energia.

Para se controlar as vazões nas entradas dos reservatórios de distribuição, é necessário dissipar a energia residual em válvulas de controle. Há quase cem anos já se tem registrado o uso de bombas funcionando como turbinas (BFT) para a recuperação da energia, substituindo ou operando em paralelo com as válvulas de

controle. Alattorre-Frenk (1994) cita que o registro mais antigo de uma BFT é de 1926, em Orchard, Mesa (EUA), citado por Shaffer, em 1983, em que afirmava que a BFT ainda estava em operação.

O aproveitamento ou recuperação da energia em sistemas de abastecimento de água pode ser feito em diversas partes de seu processo, como nas adutoras de água bruta, adutoras de água tratada e nas redes de distribuição de água tratada. As instalações podem substituir válvulas de controle e válvulas redutoras de pressão.

A princípio, podem-se utilizar turbinas ou bombas funcionando como turbinas. Em geral, as principais vantagens das BFT são: os conjuntos moto-bombas podem ser adquiridos para funcionar como uma instalação de geração de energia; estão disponíveis para uma ampla faixa de vazões e alturas; são de baixo custo; o tempo de entrega é menor do que as turbinas; as peças de reparo são mais facilmente obtidas; custos de aquisição e instalação menores. As principais desvantagens são: eficiência menor que as turbinas; limitação da faixa de operação de vazões de uma unidade específica (Popescu et al., 2013).

Em função das condições topográficas e arranjo da rede de adução da RMSP existem, em alguns casos, pressões elevadas nas chegadas aos centros de reservação, que exige a instalação de válvulas especiais para a dissipação dessa energia e garantir o controle das vazões de adução.

Foi construída uma unidade piloto, com a participação de uma empresa fornecedora de bombas, para avaliar a viabilidade técnica de se aproveitar a energia residual hidráulica para a geração de energia elétrica. Foi elaborado um projeto conceitual com um arranjo para a instalação dessa bomba no centro de reservação. Foi elaborado um modelo hidráulico com a finalidade de simular os ganhos obtidos de acordo com o funcionamento de turbina, e o efeito proporcionado por este equipamento.

Desenvolveu-se uma metodologia para se avaliar o potencial de recuperação de energia junto às demais válvulas de controle dos reservatórios que compõem o Sistema de Adução Metropolitano (SAM) de São Paulo operado pela Sabesp.

OBJETIVO

Neste trabalho, será apresentada uma metodologia para diagnóstico do potencial de recuperação de energia nas adutoras de água tratada e os resultados para um estudo de caso no Sistema Adutor Metropolitano (SAM) de São Paulo, nas entradas dos reservatórios de distribuição.

REVISÃO DA LITERATURA

O tema já é estudado há muito tempo. Kittredge (1961) apresentou um método para estimar a eficiência de uma bomba funcionando como turbina (BFT). Afirmar também que a vantagem de se utilizar uma BFT onde o potencial de geração é relativamente pequeno. Nestes casos, o custo de aquisição é mais importante do que a eficiência.

Chapallaz et al. (1992) elaboraram um manual geral de BFT, onde apresentam um método de seleção e conversão de curvas características de bombas para turbinas, que é utilizado em vários estudos.

Casini (2015) apresenta uma visão geral da utilização de micro geração de energia com BFT em áreas urbanas e em construções individuais. Classifica as instalações de geração de energia em tubulações de água em sistemas internos, onde o equipamento hidráulico fica inserido na tubulação de água, restando apenas o gerador ao lado externo da tubulação e os sistemas externos, onde os rotores hidráulicos são colocados em uma tubulação bypass à tubulação de condução normal da água. Diversas cidades como Portland (EUA), Los Angeles (EUA) e Hong Kong estão utilizando essas instalações para o atendimento de energia de milhares de residências, em substituição às VRPs. As instalações de geração de energia em tubulações de água apresentam diversas vantagens em relação à geração eólica e fotovoltaica em áreas urbanas, como a quantidade de energia produzida e a continuidade de fornecimento que independe das condições climáticas, além da integração da arquitetura das instalações com a paisagem urbana.

Vários autores citam a aplicação de BFT em sistemas de abastecimento de água. Monteiro et al. (2016) fizeram uma avaliação do potencial de recuperação de energia em um sistema de adução em Portugal. Concluíram pela viabilidade da implantação de BFT em dois locais, onde as potências das instalações superam 50kW e com períodos de operação superiores a 100 dias por ano. Com base nas premissas adotadas, concluíram que o prazo de retorno dos investimentos varia de 5 a 7 anos.

Corcoran et al. (2012) fizeram um levantamento da viabilidade e do potencial de aproveitamento de energia na rede de abastecimento de água de Dublin (Irlanda), utilizando micro turbinas.

Em Melbourne (Austrália) há um conjunto de 14 mini hidro elétricas que produzem um total de 69,5 MWh por ano (Gray, 2017), Silva et al. (2016).

Kucukali (2011) avalia a viabilidade de instalação de 12 micro usinas no sistema de adução de Edremit (Turquia). O potencial levantado foi de 559kW, com uma produção anual de 4080MWh, com um tempo de retorno do investimento de dois anos.

Silva et al. (2016) construíram um piloto de BFT na entrada de um reservatório em Pinhais (PR), como substituição a uma válvula controladora de vazão. O rendimento global obtido foi da ordem de 55%, porque a bomba disponível não operava na melhor condição. Teoricamente, o rendimento poderia atingir 78%. Uma análise simplificada de viabilidade mostrou que o retorno do investimento ocorria em 22 meses.

Diversos autores fizeram testes em laboratório para avaliar o rendimento de uma bomba funcionando como turbina. Rossi et al. (2016) avaliaram em bancada uma bomba funcionando como turbina, para avaliar sua eficiência. O melhor ponto de eficiência (BEP) foi de 76%, para uma rotação específica de 0,57. Fizeram um estudo de caso em Merano (Itália), para avaliar a viabilidade de implantação em um duto principal, onde foi possível estimar uma potência de 19kW e uma produção diária de 338kWh.

Lima (2013) efetuou três estudos comparativos, com ensaios laboratoriais, utilizando BFT com tubo de sucção, controle de vazão a jusante e com by-pass com VRP. Os resultados indicaram rendimentos variando de 20% a 45%, sendo os menores valores obtidos com controle de vazão a jusante. Fez uma avaliação do potencial de aplicação em três locais.

Alves (2010) comparou o rendimento de BFT funcionando com rotação fixa e variável, concluindo que a variação da rotação permitiu um acréscimo de 28,5% na energia anual produzida.

Couzinnet et al. (2013) compararam o comportamento de quatro bombas centrífugas operando como bomba e como turbina. Os resultados em bancada e aqueles obtidos por modelo numérico (cfd) foram aderentes aos obtidos por Derakhshan and Nourbakhsh (2007) onde propuseram várias correlações de parâmetros de turbinas a partir dos pontos de melhor eficiência de bombas.

Agarwal (2012) faz uma revisão bibliográfica dos critérios de seleção de uma BFT, com base em vários locais com potenciais hidrelétricos diferentes. Foram discutidas as limitações dos modelos disponíveis. Conclui que os fatores de conversão de bombas para turbinas para se avaliar sua eficiência não são muito precisos e que a eficiência pode ser aumentada usando modificações sugeridas por vários pesquisadores.

Taparello (2017) discute as aplicações de bomba funcionando como turbina (Pump As Turbine – PAT) e diversos processos, como irrigação, instalações industriais e em sistemas de abastecimento de água, onde o uso de PAT é bastante viável, citando as situações de excesso de pressões nas entradas de reservatórios e nas redes de distribuição. Nas redes, podem substituir as válvulas redutoras de pressão (VRP) e nas entradas dos reservatórios podem operar em conjunto com as válvulas de controle. Discute a importância do controle operacional das BFTs, através da automação. Os principais ganhos são: estender a faixa de operação, maior flexibilidade da operação, maior ganho de energia e menor custo de manutenção.

Taparello (2017) também afirma a dificuldade existente para a escolha da bomba que irá funcionar como turbina. Não existe um método consolidado para converter as curvas características das bombas para a situação

de operação como turbinas. Também, não é comum que os fabricantes de bombas façam os ensaios na condição de operação reversa.

Carravetta et al. (2013) desenvolveram um modelo de otimização de BFTs utilizadas para substituir VRPs em redes de abastecimento de água.

Carravetta et al. (2014) afirmam que, embora as BFT sejam uma solução econômica para dissipar energia em redes de distribuição de água, não possuem um mecanismo de regulação. Como as condições hidráulicas durante sua operação são variáveis, estudaram alguns arranjos de regulação hidráulica (por válvulas de controle em paralelo às BFTs) e de regulação elétrica (pela instalação de inversores para alterar a rotação da BFT). Concluem que o mais simples e efetivo é a regulação hidráulica.

Casini (2015) apresenta uma classificação de centrais de geração de energia (CGH), em função da potência instalada. Classifica as CGH como Grandes, para potências maiores que 10MW. As pequenas CGH são subdivididas em Pico (até 5kW), Micro (até 100kW) e Mini (até 1MW). Salienta que esta classificação não é universal, existindo várias outras classificações para diversos países. Com relação ao posicionamento da turbina nas tubulações, classifica os sistemas de geração como “sistemas internos”, onde o rotor está inserido na tubulação e o gerador está posicionado fora da tubulação e “sistemas externos”, onde a turbina está instalada em um by-pass da tubulação principal. Os “sistemas internos” ocupam menos espaço, mas ficam limitados ao diâmetro da tubulação. Como exemplo de “sistema interno”, cita a aplicação de turbinas em adutoras de 42”, em Portland, com uma potência de 250kW. As instalações de “sistemas externos” também são utilizados nos EUA, como nas cidades de Halifax, Barre, Oneida Valley e no condado de Westmoreland, abrangendo uma faixa de potência de 10 a 50kW. Casini (2015) compara a produção de energia renovável nos centros urbanos, demonstrando que a energia recuperada nas tubulações de água supera em vantagens as energias fotovoltaica e eólica, não só pela quantidade, como pela constância da geração, pois não depende das condições climáticas. Além disso, não causa impacto na paisagem urbana.

Baki e Makropoulos in Frijns (2014) descrevem os aproveitamentos existentes e projetados para o sistema da adutora externa de Atenas (Grécia). O sistema abastecia uma população de 4,3 milhões de pessoas, com um custo anual de energia de 23 milhões de Euros. Havia seis locais de geração, com uma potência instalada de 4,06MW e mais três em avaliação com potência total de 2,08MW. Outra instalação com potência de 8,5MW é operada pela empresa de energia local. O consumo total do sistema de abastecimento é de 90GWh/ano. As seis usinas da companhia de água produzem cerca de 20GWh/ano. A usina operada pela empresa de energia produz cerca de 40GWh/ano. A previsão de produção dos três locais em análise é de produção anual de 10,5GWh/ano. Pelas características da topografia de Atenas, torna-se um caso bastante específico e interessante de renovação de energia nas adutoras.

DADOS UTILIZADOS

Para a elaboração do diagnóstico do estudo de caso do SAM foi escolhido, para as análises, o período de janeiro a dezembro de 2018. Os dados utilizados estão discretizados em intervalos horários.

Foram coletados os dados operacionais do SCOA, um sistema SCADA que opera o SAM e que possui um banco de dados com os registros das variáveis de operação dos reservatórios e elevatórias do sistema. Foram utilizados os dados horários, referentes às variáveis de pressão a montante das válvulas de controle, vazões nas entradas dos reservatórios, consumos setoriais e níveis de água armazenados nos reservatórios.

A partir de um banco de dados de cotas operacionais, foram obtidas as cotas dos medidores de pressão e das lajes de fundo dos reservatórios. Alguns pontos não possuem informações disponíveis, o que prejudica um pouco as análises desses reservatórios.

As telas do SCOA foram utilizadas para se fazer uma pré-análise dos arranjos das turbinas nos centros de reservação. O SIGNOS é um sistema de geodados do sistema de abastecimento que possui as plantas dos centros de reservação com maiores detalhes dos caminhamentos das tubulações nas áreas internas dos centros de reservação. O SIGNOS foi utilizado, para se propor uma localização das turbinas, quando o espaço interno do centro de reservação se mostrou viável.

METODOLOGIA

O diagnóstico do potencial de aproveitamento hidrelétrico dos reservatórios do SAM foi efetuado em quatro etapas.

Na primeira etapa, foram escolhidos os locais possíveis de aproveitamento, aqueles em que há uma pressão residual junto às válvulas de controle suficientes para uma recuperação de energia. Foram descartados os reservatórios que são aduzidos por bombeamento ou que não estejam em áreas de patrimônio da Empresa.

Na segunda etapa, foi elaborada uma planilha em Excel, para se observar o comportamento das vazões nas chegadas aos reservatórios, seus consumos setoriais e o produto das vazões de adução pelas pressões nas válvulas de controle (resultado que é análogo às potências possíveis de geração). Foram utilizados dados de um ano de observações, com dados discretizados a cada hora. Foram construídos dois gráficos: o de consumos médios horários e o de pressão x vazão em função da frequência de excedência. A Figura 1 ilustra um exemplo de um local específico estudado. A partir dos gráficos similares ao da Figura 1, para todos os reservatórios analisados, extraíram-se os valores dos consumos médios dos setores e os valores de pressão x vazão para as frequências de 10%, 50% e 90%. Foi criado um indicador, de variação de potência, segundo a equação 1.

$$VarPot = \frac{Pressão \times Vazão_{10\%} - Pressão \times vazão_{90\%}}{Pressão \times Vazão_{50\%}} \quad \text{equação (1)}$$

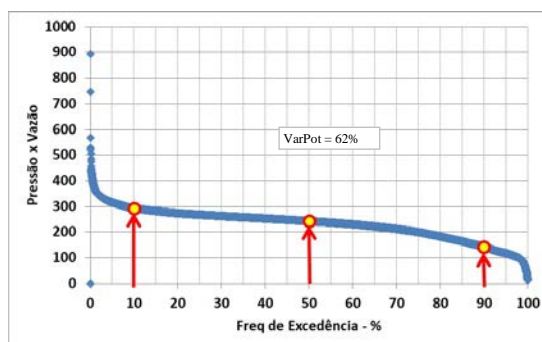


Figura 1: Curva de frequência de excedências do produto Pressão x Vazão

Quando este indicador se aproxima de zero, significa que a curva de frequência pressão x vazão torna-se mais próxima de um valor constante, o que garante melhor eficiência de uma turbina que viesse a ser instalada, pois esta operaria mais próximo do ponto de melhor eficiência.

Analisaram-se os pontos de entrada de cada centro de reservação, que conta com medidores de vazão e pressão, com possibilidade de se aplicar uma turbina, priorizando aqueles que demonstram um tempo maior de funcionamento da turbina, que consequentemente geraria mais energia elétrica em um intervalo de tempo constante.

Na terceira etapa, foi desenvolvido um modelo de simulação simplificado da operação de uma turbina na entrada de um reservatório. A regra básica da operação consiste em admitir uma turbina instalada em um bypass da válvula de controle do reservatório. O arranjo utilizado da instalação das BFT nas entradas dos reservatórios está indicado na Figura 2. A vazão pela turbina é mantida dentro de uma faixa de operação em torno do ponto de rendimento ótimo (BEP). Esta faixa foi adotada, inicialmente, de forma arbitrária com sendo 20%, ou seja, a turbina irá funcionar quando a vazão disponível (vazão de adução ao reservatório) estiver entre 0,8 e 1,2 da vazão de projeto da turbina. Quando a vazão disponível de adução for superior a 20% da vazão de projeto da turbina, a vazão excedente será veiculada através da válvula de controle do reservatório. Quando a vazão disponível de adução for inferior a 80% da vazão de projeto da turbina, a vazão turbinada é zero e a adução ao reservatório é feita apenas pela válvula de controle. Adotou-se um rendimento ótimo de 1,0 (apenas para avaliação do potencial) e rendimentos decrescentes, à medida que a vazão turbinada se afasta do BEP.

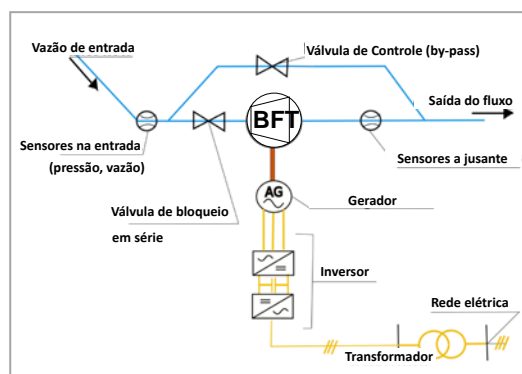


Figura 2: Arranjo das BFT nas entradas dos reservatórios. Linhas azuis representam tubulações e linhas amarelas representam os condutos elétricos (adap. de Taparello, 2017).

Nos extremos da faixa de operação o rendimento adotado foi de 0,9. Embora as duas considerações não sejam reais, o modelo tem por finalidade avaliar o potencial de aproveitamento hidrelétrico de um dado reservatório e permitir uma comparação entre diversos reservatórios, para se priorizar um estudo mais detalhado daqueles que se mostrem mais vantajosos. São simulados dez cenários com vazões de projeto variando entre 15% do consumo médio e 150% do consumo médio. A vazão de projeto a ser adotada para a turbina é aquela que gera a maior energia produzida no período simulado.

A Figura 3 mostra os resultados das simulações dos dez cenários para um caso específico.

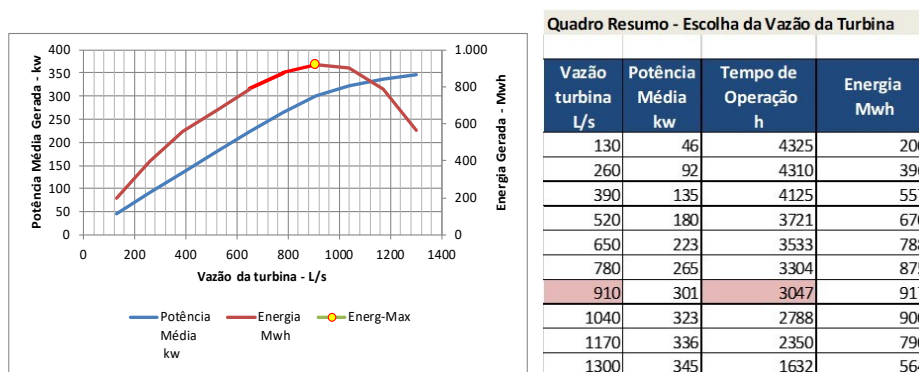


Figura 3: Resultados das simulações para definição da vazão de projeto da turbina.

Para ajudar a priorizar a escolha dos melhores locais para implantação das turbinas e também para pré-avaliar as produções de energia ao longo do dia, a Figura 4 apresenta as potências médias e as energias médias geradas para cada hora do dia ao longo do ano simulado.

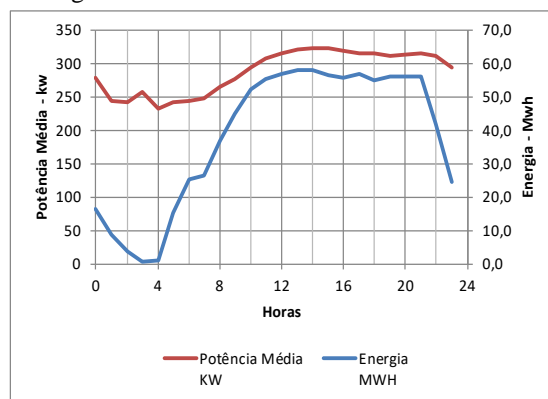


Figura 4: Potências e energias para as horas do dia, ao longo de um ano de simulação.

A Figura 5 ilustra a variação das vazões médias turbinadas para cada hora do dia, ao longo do período simulado. Os valores serão orientadores para projetar a válvula de controle.

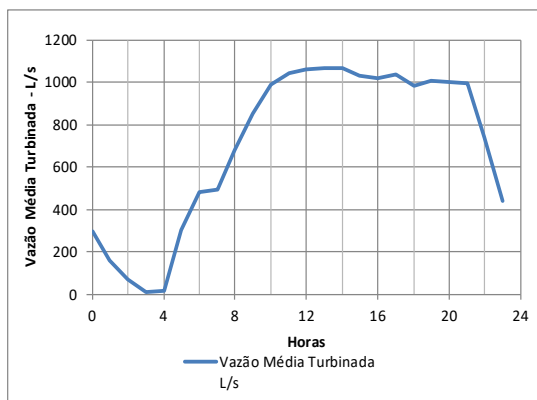


Figura 5: Vazões médias turbinadas para as horas do dia, ao longo de um ano de simulação.

A Figura 6 mostra a curva das frequências de excedência das potências geradas em cada hora do período simulado. A partir desta curva, pode calcular o indicador VarPot para priorizar os melhores locais para geração de energia, a partir dos residuais de pressão.

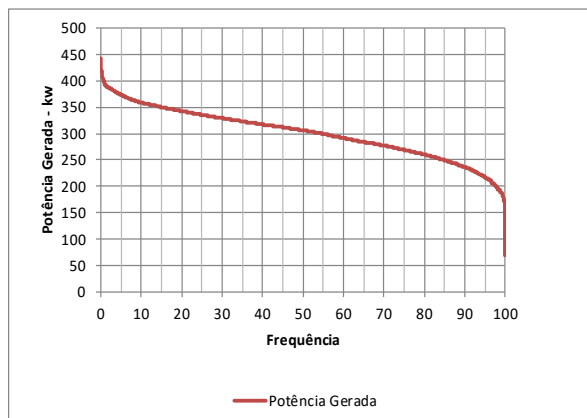


Figura 6: Curva de frequências das potências geradas ao longo do período simulado.

A quarta etapa consiste em classificar os reservatórios de acordo com a melhor expectativa de geração anual de energia e verificar, de forma inicial, uma proposta de localização da turbina ou da bomba funcionando como turbina, na área do reservatório, para avaliar a disponibilidade de espaço para sua implantação.

RESULTADOS

Na primeira etapa selecionou-se 63 locais com potencial de geração de energia. Para cada um desses locais, foi simulado um ano de operação e definidas as vazões de projeto das turbinas.

A Figura 7 ilustra os resultados obtidos, em função da potência de projeto das instalações simuladas.

Em 26 locais resultaram em potências superiores a 100kW, sendo que em um deles a potência de projeto foi superior a 1000kW. Desses, 14 possuem o indicador VarPot menor do que 100%.

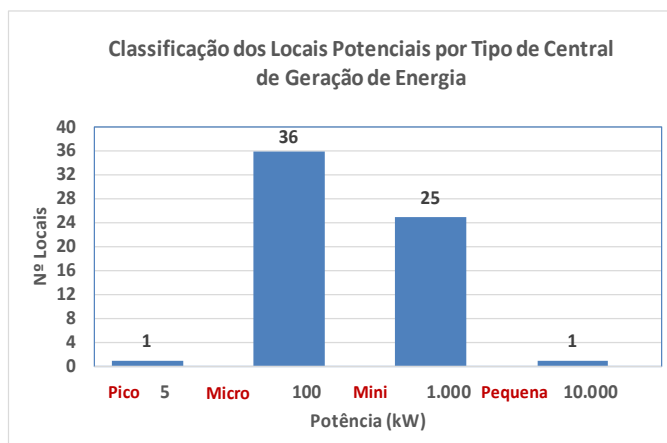


Figura 7: Classificação dos locais estudados, de acordo com a potência de projeto.

A energia gerada nos 13 locais mais promissores representa 50% do potencial de todos os locais, como pode ser visto na Figura 8.

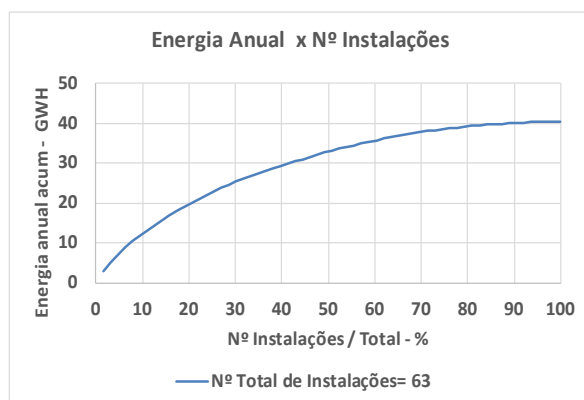


Figura 8: Participação percentual dos locais analisados sobre o potencial total.

Caso não houvesse outras restrições (espaço no local dos reservatórios, viabilidade econômico-financeira...), o potencial teórico de geração total seria da ordem de 40,5 GWh por ano, o que seria equivalente a uma potência de uma usina de geração hidrelétrica de 4,6 MW. Como base de comparação, o total das instalações de adução corresponde a uma potência de 100 MW.

DISCUSSÃO DOS RESULTADOS

Em valores mais práticos, na literatura encontram-se centrais geradoras de energia elétrica, que utilizam BFT, com rendimentos da ordem de 65%. Desta forma, de maneira mais realista, espera-se uma geração anual da ordem de 26 GWh por ano, o que equivale a uma potência instalada de 3 GW.

CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES

A avaliação efetuada demonstra que o potencial de recuperação de energia é da ordem de 3% do total gasto nas estações elevatórias. Embora o valor possa parecer pequeno, em termos absolutos de despesa com energia é um valor bastante significativo. Além disso, a possibilidade de se recuperar parte da energia do sistema de abastecimento contribui com uma maior sustentabilidade do sistema e beneficia de forma indireta toda a sociedade, pois contribui para uma redução de consumo global de energia.

A definição de viabilidade de cada projeto deve ser mais bem avaliada em estudo específico.

A disponibilidade de uma base de dados históricos da operação do sistema de adução foi de fundamental importância para se poder efetuar os diagnósticos de potencialidades de recuperação de energia.

A escolha do tipo de equipamento em cada local deve ser objeto de estudos mais aprofundados, para se levar em consideração não só os aspectos econômicos, mas também aqueles de facilidade de manutenção e principalmente, aqueles que garantam a segurança da operação do sistema.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

1. AGARWAL, T. Review of Pump as Turbine (PAT) for Micro-Hydropower. International Journal of Emerging Technology and Advanced Engineering. Website: www.ijetae.com (ISSN 2250-2459, Volume 2, Issue 11, November 2012).
2. ALATTORRE-FRENK, C. Cost minimization in micro-hydro systems using pumps-as-turbines. Tese de Doutorado. Universidade de Warwick, Fev.1994.
3. ALVES, D.D.S. Contribuições para o estudo e a aplicação de bombas funcionando como turbinas na geração descentralizada. Universidade Federal de Minas Gerais. Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica. Dissertação de Mestrado. Belo Horizonte, 2010, 120 p. <https://www.ppgee.ufmg.br/defesas/43m.pdf>.
4. CASINI, M. Harvesting energy from in-pipe hydro systems at urban and building scale. International Journal of Smart Grid and Clean Energy, vol. 4, no. 4, October 2015. <http://www.ijsgce.com/uploadfile/2015/0929/20150929103416700.pdf>.
5. CHAPALLAZ, J.M., EICHENBERGER, P., FISCHER, G. Manual on pumps used as turbines. MHPG Series. Harnessing Water Power on a Small Scale. Vol. 11. 1992.
6. CARRAVETTA, A.; GIUDICE, G.; FECAROTTA, O. E RAMOS, H.M. Pump as Turbine (PAT) Design in Water Distribution Network by System Effectiveness. Water, 2013, 5, 1211-1225. <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1876610216313728>.
7. CARRAVETTA, A.; FECAROTTA, O.; DEL GIUDICEA, G.; RAMOS, H. Energy recovery in water systems by PATs: a comparisons among the different installation schemes. 12th International Conference on Computing and Control for the Water Industry, CCWI2013Procedia Engineering 70 (2014) 275 – 284. https://ac.els-cdn.com/S1877705814000332/1-s2.0-S1877705814000332-main.pdf?_tid=bb32b2e3-33a0-422f-af86-69227141d114&acdnat=1525109031_e181b8791b12e34d6d8e3510a95d9b38.
8. CASINI, M. Harvesting energy from in-pipe hydro systems at urban and building scale. International Journal of Smart Grid and Clean Energy. vol. 4, no. 4, October 2015. www.ijsgce.com/uploadfile/2015/0929/20150929103416700.pdf.
9. COUGHLAN, P. Energy recovery potential of the Dublin Region water supply network. IWA World Congress on Water, Climate and Energy. Dublin, Irlanda. Maio 2012. https://www.researchgate.net/publication/265939813_Energy_Recovery_Potential_of_the_Dublin_Region_Water_Supply_Network/download
10. COUZINET, A., GROS, L., PIERRAT, D. Characteristics of centrifugal pumps working in direct or reverse mode: focus on the unsteady radial thrust. Hindawi Publishing Corporation. International Journal of Rotating Machinery. 2013. downloads.hindawi.com/journals/ijrm/2013/279049.pdf.
11. DERAKHSHAN, S., NOURBAKHS, A. Experimental study of characteristic curves of centrifugal pumps working as turbines in different specific speeds. Experimental Thermal and Fluid Science. V 32 (2008). http://www.iust.ac.ir/files/mech/derakhshan_5df40/files/ISI-Derakhshan1.pdf.
12. FRIJNS, J. - Intervention concepts for energy saving, recovery and generation from the urban water system . D4.5.1. KWR Watercycle Research Institute. 2014. www.trust-i.net - info@trust-i.net.
13. GRAY, D. Inside Melbourne's secret suburban hydro power system. The Sidney Morning Herald - June, 29, 2017. http://www.smh.com.au/business/inside-melbournes-secret-suburban-hydro-power-system-20170626-gwyv5e.html?login_token=xPvFupgnXVtVa4iQL2WU9W-yACpBVw2z86B8Hv6IbJt6RZxcGmQ0EbG4M5z6kT6xKI_j7qfg8VRWugFWpSo41Q&expiry=1509106640&single_use_token=wL0BR1rDrnSwLboh5DpuOt5SA4gnZaYU1m4UnUuWP7ZVePz5khTNCCiWj6LGnLsRMxTb_4u2nXJV3HJUlyfbCw.
14. KITTREDGE, C.P. Centrifugal pumps used as hydraulic turbines. Transactions of ASME. jan 1961.
15. KUCUKALI, S. Water supply lines as a source of small hydropower in Turkey: a case study in Edremit. World Renewable Energy Congress. Linkoping, Sweden. 2011. http://www.ep.liu.se/ecp/057/vol6/004/ecp57vol6_004.pdf.

16. LIMA, G.M. Microgeração em sistemas de abastecimento de água. XXVII Prêmio Jovem Cientista - Livro de Pesquisa - Água: desafios da Sociedade. 2013. file:///C:/DriveC/Estudos_Hidr%C3%A1ulico_Oper/Turbinas/Bibliografia_Turbinas/GustavoMeirellesLima-MG.pdf.
17. MONTEIRO, L., DELGADO, J., FIGUEIREDO, D., ALVES, R., PÓVOA, P., COVAS, D. Assessment of the potential for energy recovery in water trunk mains. Conference Paper. nov. 2016. <https://www.researchgate.net/publication/316657735>
18. PÉREZ-SÁNCHEZ, M., SÁNCHEZ-ROMERO, F., RAMOS, H.M., LÓPEZ-JIMÉNEZ, P.A. Energy recovery in existing water networks: towards greater sustainability. Water, 9/97, 2017, doi:10.3390/w9020097. <https://pdfs.semanticscholar.org/f50d/f6118535eede67511e818c9671d80c3abba2.pdf>.
19. POPESCU, D., DUINEA, A., RUSINARU, D. - Study of centrifugal pump operating as turbine in small hydropower plants. Recent Researches in Electric Power and Energy Systems. ISBN: 978-960-474-328-5, pp 285-288. 2013. <http://www.wseas.us/e-library/conferences/2013/Chania/POW/POW-46.pdf>.
20. ROSSI, M., RIGHETTI, M., RENZI, M. Pump-as-turbine for energy recovery applications: the case study of an aqueduct. 71st Conference of the Italian Thermal Machines Engineering Association, ATI . Turin, Italy. setembro, 2016. www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1876610216313728.
21. SILVA, L.A., GARCETE, M.E.H.T., ASSIS, M.G. Desenvolvimento e aplicação de um sistema piloto de microgeração hidroelétrica na rede de abastecimento de água de Curitiba. Trabalho de conclusão de curso. Universidade Tecnológica Federal do Paraná. Campus Curitiba. Engenharia Industrial Elétrica / Eletrotécnica. Curitiba, 2016. http://nupet.daelt.ct.utfpr.edu.br/tcc/engenharia/doc-equipe/2014_2_16/2014_2_16_final.pdf.
22. TAPARELLO, M. An insight in basic control possibilities for "Pump As Turbine" systems. Tesi de laurea Magistrale. Politecnico di Torino. Collegio di Ingegneria Elettrica. Março de 2017. <https://webthesis.biblio.polito.it/6678/>