

Influência de reservação hidráulica sobre sistemas de geração de energia eólica isolados

Lucas Montado Pasquali
Paulo Kroeff de Souza
Alexandre Beluco

RESUMO. Os aproveitamentos energéticos baseados em fontes renováveis enfrentam várias dificuldades de aceitação, principalmente devido a elevados investimentos iniciais e a baixos rendimentos finais. Um modo de melhorar o desempenho de sistemas baseados em fontes renováveis é o uso de armazenamento de energia, principalmente sob a forma hidráulica. Este trabalho avalia a influência de reservação hidráulica sobre sistemas de geração de energia eólica isolados, apresentando resultados obtidos com simulações computacionais e levantamentos de custos. Observou-se que o ganho no tempo de atendimento da demanda para sistemas eólicos isolados com armazenamento varia entre 1,87 e 2,39 vezes o atendimento para sistemas sem armazenamento, e que o ponto de máximo ganho corresponde a p (que relaciona a potência instalada e a demanda média) igual a 3,4, para os perfis de demanda e de vento considerados neste trabalho, coincidindo com o ponto de menor custo de energia obtido,

PALAVRAS-CHAVE: usinas hidrelétricas reversíveis, energia eólica, simulações computacionais.

ABSTRACT. The power plants based on renewable energy resources face various acceptance difficulties due mainly to high initial costs and low overall efficiencies. A way to improve the performance of these systems is the use of energy storage mainly in hydraulic form. This work evaluates the influence of hydraulic reservoirs on isolated wind power generating plants, with results from computer simulations and survey costs. A gain in the demand satisfaction time of storage equipped isolated wind systems varying from 1,87 to 2,39 times was obtained, as compared to pure wind systems and the point of maximum gain corresponds to p (which relates installed power to average demand) equal to 3,4 for the wind and demand profiles considered. This value coincides with the minimum of the energy cost. The second part of this paper treats the energy costs.

KEY-WORDS: Pump storage plants; wind power; mathematical simulation

INTRODUÇÃO

Os sistemas energéticos baseados em fontes renováveis enfrentam várias dificuldades de aceitação, principalmente devido a elevados investimentos iniciais e a baixos rendimentos finais. Dentre as fontes renováveis disponíveis, a energia eólica apresenta atualmente razoável desempenho técnico e econômico, alcançando em vários empreendimentos custos por potência instalada um pouco superiores aos custos de usinas hidrelétricas. Um modo de melhorar o desempenho desses sistemas, principalmente quanto à adequação dos perfis de geração e de consumo, é a adoção de dispositivos para armazenamento de energia e, particularmente, de reservatórios de água.

As usinas reversíveis são utilizadas para suprir picos de demanda, bombeando água a um reservatório superior em momentos de baixa demanda, usualmente associados a menores tarifas. Quando houver demanda, a água armazenada é turbinada. Os últimos avanços tecnológicos permitem às máquinas elétricas nessas usinas operarem em modo síncrono quando estiverem gerando energia e assíncrono quando estiverem acionando as bombas.

Um conceito interessante é a possível associação de geração eólica a usinas reversíveis com capacidade razoável para armazenamento, que permite compensar as variações da potência eólica disponível. A energia eólica excedente pode ser empregada para bombear

água ao reservatório superior, gerando eletricidade através das turbinas hidrelétricas quando a demanda for maior que a disponibilidade eólica.

O artigo de BELUCO e MAESTRI, 2002, sugere essa possibilidade no Litoral Norte do Rio Grande do Sul, utilizando usina reversível com reservatórios na “base” e no “topo” da Serra Geral e turbinas eólicas distribuídas ao longo do litoral aproveitando o potencial identificado no Atlas Eólico. O estudo conduzido por D’AGOSTINI NETO, 2005, seguiu essa sugestão e avaliou a possibilidade de melhorar o aproveitamento do potencial eólico no Litoral Norte do Rio Grande do Sul através do armazenamento em reservatórios situados na Serra Geral, com opções de volumes de armazenamento entre 18 e 130hm³. Nesse estudo, as potências situaram-se na faixa dos 150MW, tanto das turbinas eólicas quanto das máquinas hidráulicas. Os resultados indicaram que essa associação pode contribuir para elevar o fator de capacidade do sistema dos 30% usuais, indicados pela bibliografia, para mais de 90%. O artigo de D’AGOSTINI NETO et al., 2012, sugere três locais para implantação de usina hidrelétrica reversível no Litoral Norte do RS.

Este artigo pretende contribuir com esse panorama, sendo dedicado ao estudo da influência do armazenamento de energia, com o emprego de uma usina hidrelétrica reversível, sobre o desempenho de sistemas isolados de geração de energia a partir de turbinas eólicas.

METODOLOGIA

O estudo é executado em duas etapas. A primeira estabelece o sistema em estudo e descreve simulações computacionais realizadas com o intuito de avaliar o impacto do armazenamento de energia sobre o desempenho de sistemas baseados em geração eólica, apresentando os resultados obtidos. A segunda parte apresenta os custos do sistema em estudo e alguns apontamentos que contribuem para a elaboração de uma metodologia de dimensionamento. Os resultados obtidos são apresentados em duas partes, uma correspondente às simulações e a outra aos custos e ao dimensionamento.

O SISTEMA EM ESTUDO E AS SIMULAÇÕES COMPUTACIONAIS

O sistema em estudo é constituído por uma usina hidrelétrica reversível, com um reservatório superior e um inferior, por um conjunto de geradores eólicos

e por um conjunto de cargas consumidoras. O sistema hidrelétrico reversível consiste de um conjunto de máquinas hidrelétricas que podem operar tanto como turbinas quanto como bombas.

O gerador eólico consiste de um conjunto de turbinas eólicas com capacidade para suprir o pico de consumo em conjunto com o equipamento hidrelétrico. Esse parque eólico tem sua localização teórica em um local com regime de ventos semelhante ao da região de onde provêm os dados de velocidade de vento utilizados.

A Figura 1 mostra uma representação esquemática da associação entre um aproveitamento eólico e uma usina hidrelétrica reversível.

O estudo realizado consistiu na simulação de um sistema eólico utilizando séries anuais de velocidade de vento e de demanda, com e sem armazenamento de energia em reservatório de água. O sistema foi simulado com valores diferentes de potências instaladas, de desnível entre os reservatórios e de capacidade de armazenamento. O sistema hidrelétrico e o conjunto de turbinas eólicas foram simulados com potências instaladas variando entre 250kW e 16MW. Em cada simulação, as potências eólica e hidrelétrica instaladas (PEI) foram sempre consideradas idênticas, variando entre duas e quatro vezes o valor da demanda média, sendo chamado de p o fator que relaciona a potência instalada e a demanda média. Foram adotadas demandas médias (DEM) entre 125kW e 4MW. Os reservatórios arbitrados possuem desníveis topográficos entre 100m e 850m, com capacidades máximas de armazenamento de água de 25hm³.

Os dados de entrada das simulações foram os perfis de demanda e de velocidade do vento, com duração de um ano e discretização de uma hora, as curvas chave dos reservatórios superior e inferior, as potências eólica e hidráulica instaladas e as curvas de funcionamento das turbinas eólicas. Os sistemas de bombeamento e de turbinamento foram simulados fixando um rendimento médio de 81% para toda a faixa de funcionamento.

O comportamento do vento ao longo de um ano foi descrito com uma série de velocidades de vento obtida por D’AGOSTINI NETO et al., 2005, aplicada ao comportamento esperado de uma turbina eólica de um fabricante (JACOBS, 2005). Essa série, apresentada na Figura 2, foi obtida em uma estação meteorológica no litoral norte gaúcho, discretizada em intervalos de uma hora e adimensionalizada pelo seu valor médio. Essa série é multiplicada pelo valor

de potência eólica instalada adotado nas simulações, a fim de determinar a série de potências eólicas disponíveis em um ano.

O comportamento da demanda foi descrito com uma série fornecida pela CEEE (D'AGOSTINI

NETO et al., 2005) para o consumo dos municípios do Litoral Norte do Rio Grande do Sul. A série original de demanda, apresentada na Figura 3, foi adimensionalizada pelo seu valor médio e a cada nova simulação multiplicada pela nova média de

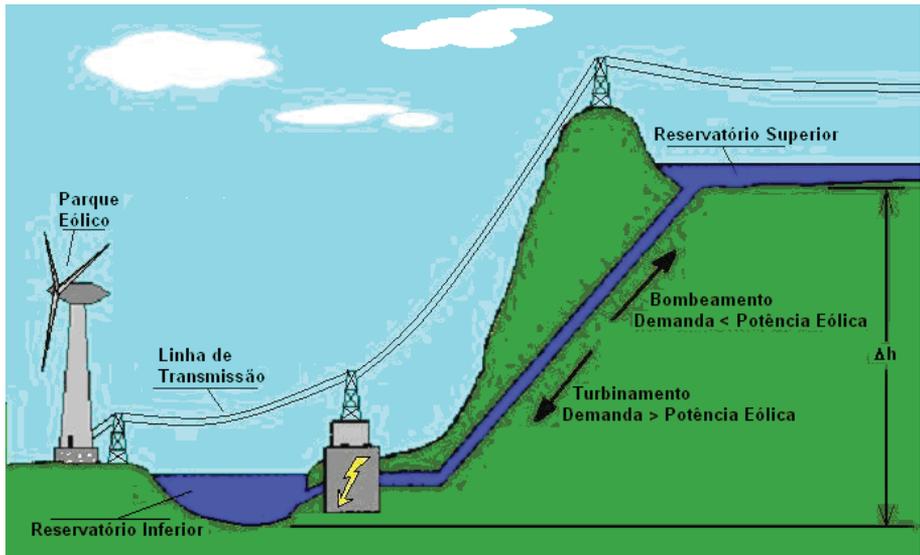


Figura 1. Representação esquemática da associação entre um aproveitamento eólico e uma usina hidrelétrica reversível com capacidade de armazenamento.

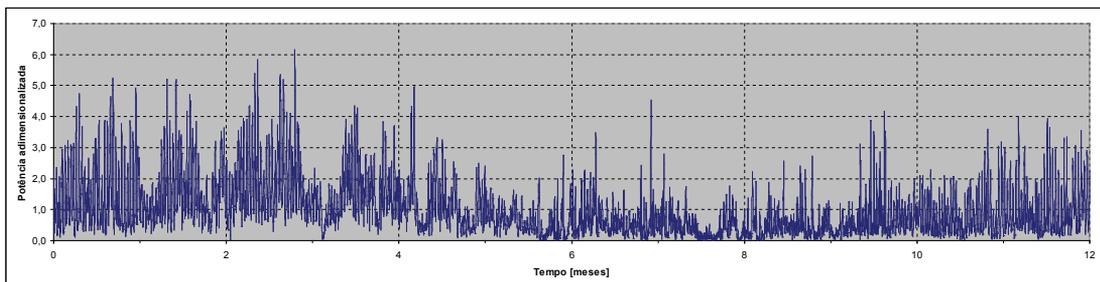


Figura 2. Comportamento da potência eólica adimensionalizada ao longo de um ano. [Fonte: D'Agostini, 2005.]

consumo adotada, mantendo sua distribuição temporal original.

Foram efetuadas então simulações computacionais descrevendo o funcionamento do sistema em estudo com e sem reservação segundo os fluxogramas mostrados na Figura 4, complementado pelos fluxogramas da Figura 5 (a) e da Figura 5 (b), e na Figura 6.

A entrada dos dados de velocidade de vento ocorre no instante i . Esse dado é verificado quanto ao seu enquadramento nos limites de velocidade estabelecidos pelo fabricante da turbina eólica, sendo essa condição denominada C1. Se C1 for negativo, ou seja, se a velocidade do vento estiver fora dos limites estabelecidos, a simulação passa à situação denominada S2, esmiuçada na Figura 5. Caso contrário, os

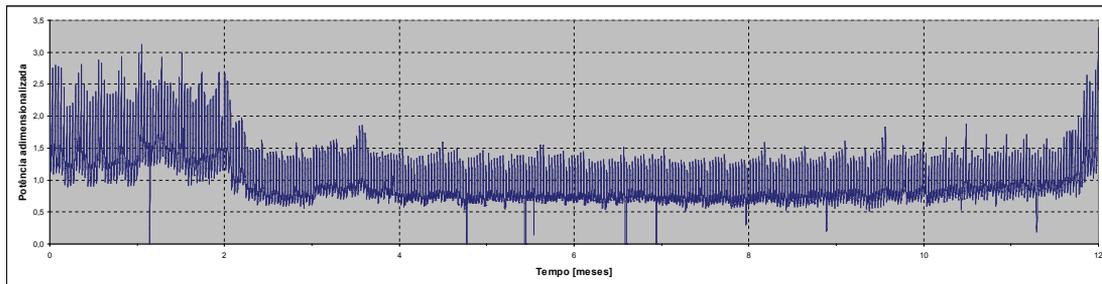


Figura 3. Comportamento da demanda adimensionalizada ao longo de um ano. [Fonte: D'Agostini, 2005.]

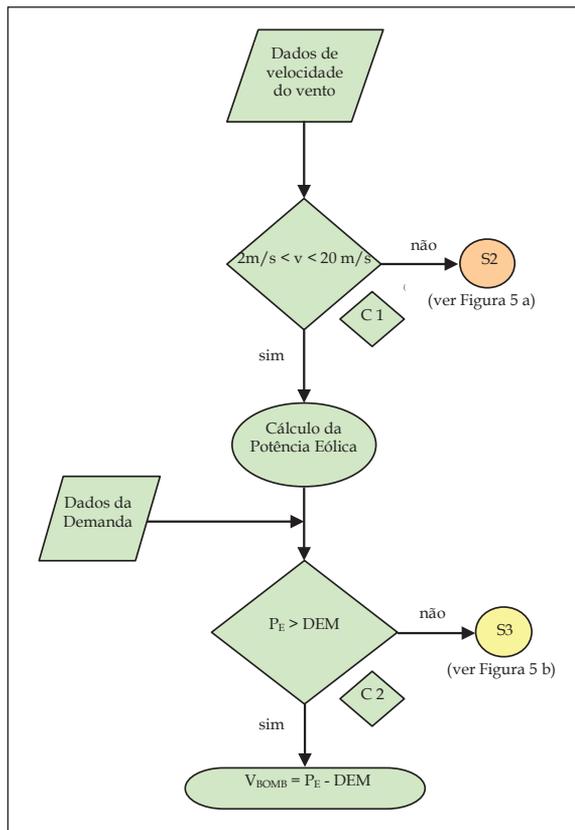


Figura 4. Fluxograma para a simulação computacional do sistema em estudo, com reservação. S2 e S3 são mostradas respectivamente na Figura 5 (a) e (b).

dados são utilizados para calcular a potência eólica correspondente, de acordo com a curva de funcionamento fornecida pelo fabricante.

Em seguida, são inseridos os dados de demanda horária e ambos são comparados em C2, que compara a potência eólica disponível e a demanda no instante i . Se resultar negativa, passa-se a S3 [Figura 5 (b)]. Em caso contrário, é calculado o excesso de energia eólica disponível, utilizada para bombeamento ao reservatório superior.

A situação S2 [Figura 5 (a)] ocorre quando o vento estiver fora dos padrões estabelecidos pelo fabricante e leva a C5, que analisa se há água disponível no reservatório superior. Se resultar negativa, então ocorre uma falha de atendimento equivalente à demanda instantânea. Em caso contrário, ocorre C6, que compara se a potência e a faixa de funcionamento das turbinas hidráulicas são compatíveis com a demanda instantânea. Se C6 resultar negativa, então ocorre uma falha de valor igual à demanda instantânea. Caso contrário, é turbinada a potência equivalente à demanda naquele instante.

A situação S3 [Figura 5 (b)] corresponde ao vento dentro dos padrões estabelecidos pelo fabricante e demanda maior que a potência eólica disponível, levando a C3, que analisa se há água disponível no reservatório superior. Se for negativa, então ocorre uma falha equivalente à demanda instantânea. Se C3 resultar positiva, ocorre C4, que compara se a potência e a faixa de funcionamento das turbinas são compatíveis com a diferença entre a potência eólica disponível e a demanda instantâneas. Se C4 resultar negativa ocorre uma falha, de valor igual à demanda instantânea. Caso contrário, é turbinada a potência equivalente à diferença entre a potência eólica disponível e a demanda instantâneas.

Após 8760 repetições (correspondendo às 24 horas do dia durante um ano de 365 dias), os dados de falhas e de bombeamento ou turbinamento são armazenados e os volumes deslocados são acrescidos ou decrescidos dos reservatórios. Após o término desse ciclo, os dados de volume máximo de água armazenado pelo reservatório superior, a porcentagem de atendimento da demanda e as máximas

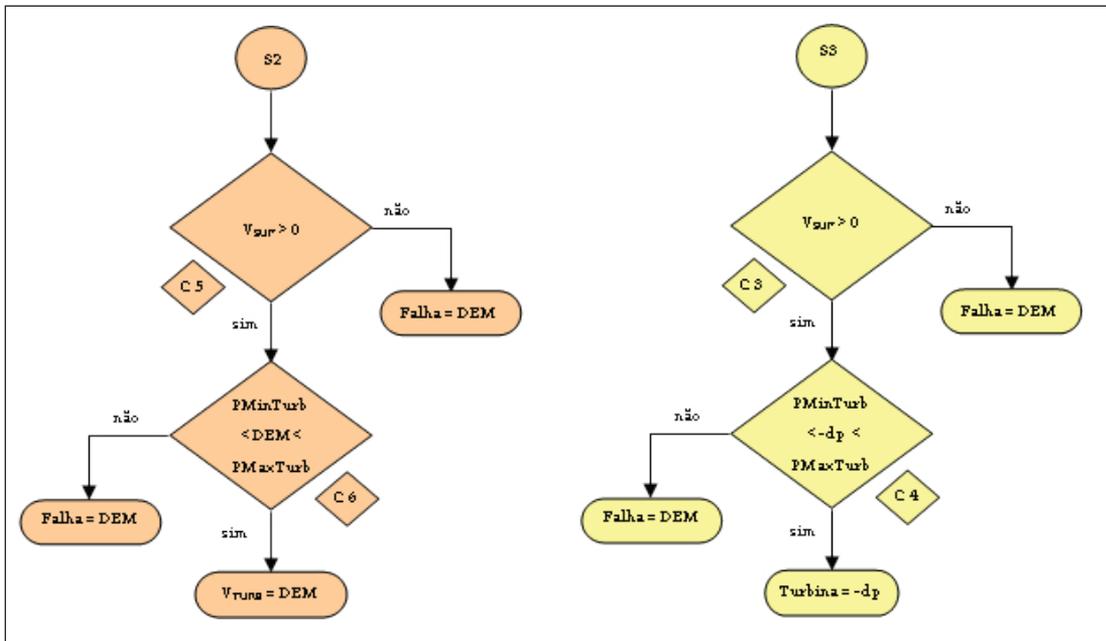


Figura 5. (a) Fluxograma para S2 na Figura 4, quando o vento não é adequado. (b) Fluxograma para S3 na Figura 4, quando o vento não é suficiente.

vazões do sistema são exportados para uma planilha eletrônica.

A eficiência média de um ciclo pode ser determinada pelo quociente entre a potência disponível ao turbinar determinado volume de água e a potência necessária para bombear o mesmo volume. As eficiências médias adotadas foram de 0,96 para o sistema adutor e 0,92 para as turbinas, bombas, motores e geradores. O produto desses rendimentos dá o rendimento médio de um ciclo de bombeamento ou turbinamento, 0,81, e o quadrado do mesmo dá a eficiência média de um ciclo de reservação, 0,66. Esse valor está de acordo com a faixa de eficiências de ciclos de reservação de SORENSEN, 2004, entre 0,65 e 0,80.

Buscando um parâmetro para comparação, o sistema em estudo foi simulado sem armazenamento. A simulação foi criada a partir do fluxograma da Figura 6 e utilizou os mesmos recursos apresentados anteriormente. Seguindo o fluxograma da Figura 6, a entrada dos dados de velocidade do vento ocorre no instante i . Esse dado é verificado quanto ao seu

enquadramento nos limites de velocidade estabelecidos pelo fabricante da turbina eólica, sendo essa a condição C7. Se o resultado for negativo, ocorre uma falha correspondente à demanda instantânea. Caso contrário, é calculada a potência eólica correspondente, de acordo com a curva de funcionamento fornecida pelo fabricante.

Após esse cálculo, são inseridos os dados de demanda instantânea e ambos são comparados em C8, que julga se a potência eólica disponível no instante i é maior que a demanda no mesmo instante. Se o resultado for negativo ocorre outra falha, também correspondente à demanda instantânea. Em caso contrário ocorre atendimento da demanda instantânea pelas turbinas eólicas e esse dado é também submetido aos parâmetros fornecidos pelo fabricante das bombas. Ao final, fica clara a desvantagem de um sistema puramente eólico quando comparado a um sistema com reservação por bombeamento, pois a diferença entre a potência eólica disponível e a demanda no instante i não pode ser reservada para utilização posterior.

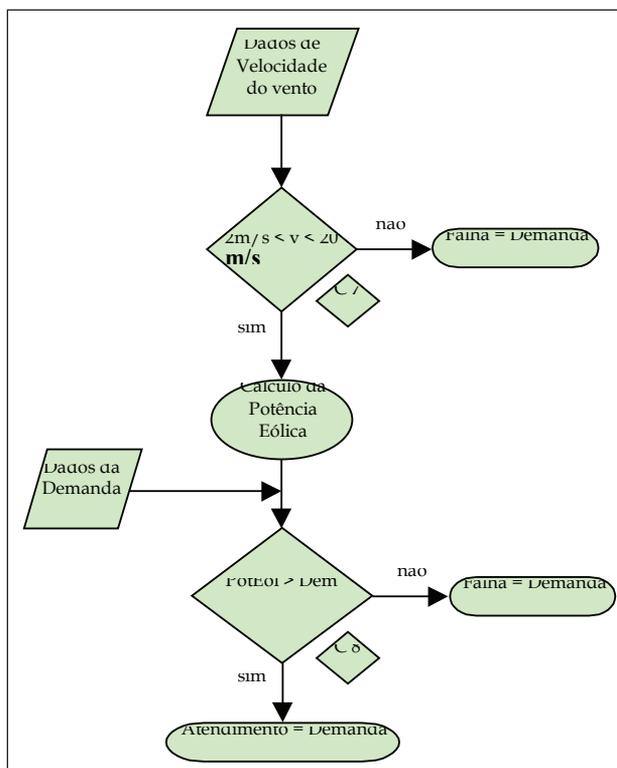


Figura 6. Fluxograma para a simulação computacional do sistema sem reservação.

RESULTADOS DAS SIMULAÇÕES

Quatro dados principais foram gerados a partir das simulações das combinações de potências instaladas, de desníveis entre os reservatórios e de capacidade de armazenamento, sendo eles a percentagem de tempo em que a demanda é atendida, o volume total utilizado, em hm³; o custo de instalação do sistema, em US\$/kW; e o custo de energia, em US\$/MWh.

O objetivo perseguido com as simulações foi conhecer o comportamento do sistema frente às variações de potências instaladas, de desníveis entre os reservatórios e de capacidade de armazenamento, identificando as combinações que viabilizam o melhor atendimento da demanda das cargas consumidoras e o melhor aproveitamento das disponibilidades energéticas. Nesse sentido, o atendimento da demanda ocorre sempre que não for configurada uma falha, ou seja, sempre que a potência demandada pelas cargas for integralmente fornecida.

A Figura 7 mostra o tempo de atendimento da demanda, em percentagem do intervalo de tempo total considerado, em função dos valores do fator p , com e sem reservação.

Os pontos da curva correspondente aos sistemas sem reservação foram obtidos considerando que a demanda ao longo de um ano apresentada na Figura 3 é atendida apenas pela disponibilidade eólica apresentada na Figura 2. Na verdade, atualmente, a demanda é atendida em parte pela energia fornecida pelas turbinas eólicas instaladas na região e em parte pelo sistema interligado. Os pontos da curva mais acima permitem avaliar o quanto o sistema interligado poderia ser desonerado do fornecimento de energia para a região se as turbinas eólicas pudessem operar em conjunto com uma usina reversível, conforme discutido neste artigo.

Os pontos dessas duas curvas foram obtidos com os vários sistemas simulados. Observa-se que para todos os valores de p simulados a curva correspon-

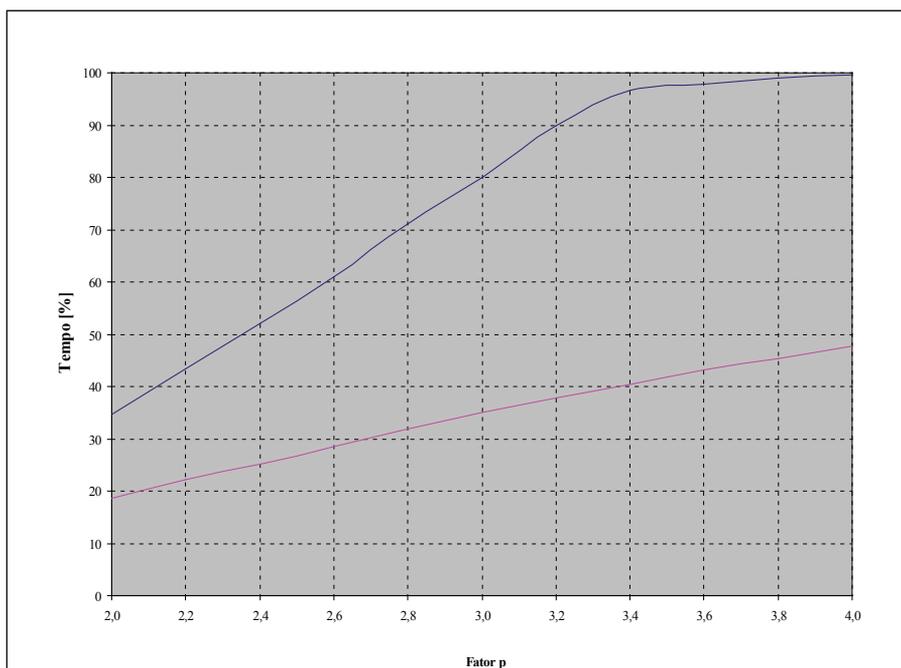


Figura 7. Atendimento da demanda, em percentagem do tempo total considerado, em função do fator p , que relaciona a potência instalada com a demanda média. Em azul, acima, sistema com reservação; em vermelho, abaixo, sem reservação.

dente aos sistemas com reservação situa-se acima da curva correspondente aos sistemas sem reservação. Observa-se também nessa figura que a distância entre essas curvas aumenta a uma taxa maior até que p atinja aproximadamente o valor 3,4 e que quando p , que relaciona a potência instalada com a demanda média, atinge esse valor obtém-se um atendimento da demanda em cerca de 96% do tempo total considerado. Por fim, observa-se que o tempo de atendimento da demanda para sistemas com armazenamento varia entre 1,87 e 2,39 vezes (respectivamente para os valores de p iguais a 2 e a 3,4) o atendimento para sistemas sem armazenamento.

A Figura 8 mostra as percentagens do tempo total considerado em que ocorre atendimento da demanda para todas as simulações, tanto para sistemas com reservação hidráulica quanto para sistemas eólicos puros, sem reservação. Cada curva foi obtida com onze resultados de simulação, correspondendo aos onze valores do fator p entre 2 e 4 a intervalos de 0,2.

Os conjuntos de curvas correspondem, respectivamente, às demandas de 125kW, 250kW, 500kW, 1MW, 2MW e 4MW. Portanto, em cada uma das curvas, cada um dos onze pontos correspondem às potências instaladas de p vezes a demanda correspondente. As curvas mais acima correspondem aos sistemas com reservação hidráulica, enquanto as curvas mais abaixo correspondem aos sistemas puramente eólicos, ou seja, sem reservação. As curvas dos sistemas com reservação aparecem no gráfico seguinte, aonde são mostradas diferenças correspondentes aos desníveis topográficos entre os reservatórios superior e inferior.

Os conjuntos de curvas mostrados na figura correspondem, da esquerda para a direita, respectivamente, às demandas de 125kW, 250kW, 500kW, 1MW, 2MW e 4MW. Cada conjunto de curvas corresponde respectivamente, de cima para baixo, respectivamente, aos desníveis topográficos de 100m, 350m, 600m e 850m.

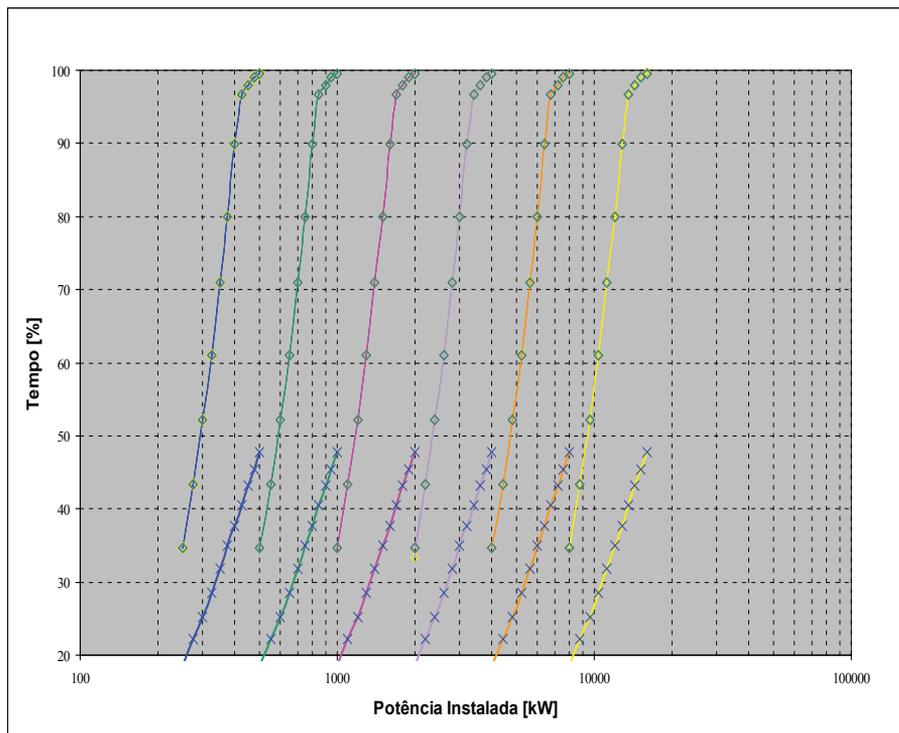


Figura 8. Atendimento da demanda, em percentagem do intervalo de tempo total considerado, em função da potência total instalada.

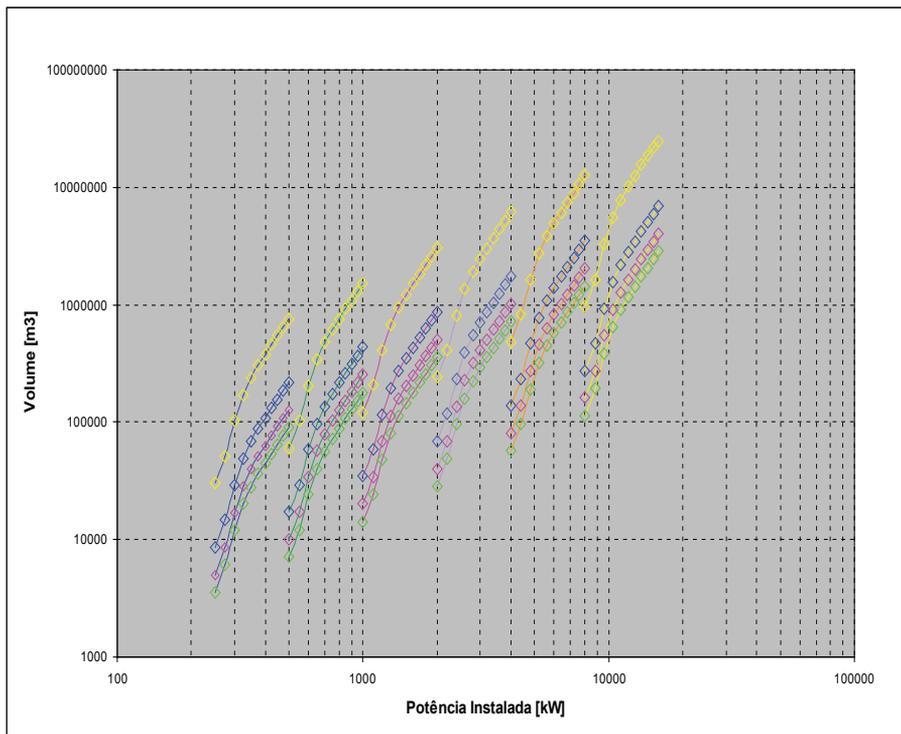


Figura 9. Volume total utilizado dos reservatórios em função da potência instalada.

É interessante observar que as curvas de mesma demanda estão sobrepostas, ou seja, o comportamento do tempo de atendimento da demanda é igual para todos os valores de desníveis topográficos entre reservatórios, e pode ser extrapolada para qualquer outra situação, em função do fator p . A curva mais acima das duas mostradas na Figura 7 mostra o tempo de atendimento da demanda em função do fator p para as seis curvas situadas na parte mais acima da Figura 8, enquanto a curva mais abaixo na Figura 7 vale para as seis curvas situadas na parte mais acima da Figura 8.

É possível determinar equações que relacionem o tempo de atendimento com o fator p . A percentagem de atendimento para sistemas puramente eólicos, dada por ASR, atendimento sem reservação, é dada por (1), que apresenta R^2 igual a 0,9955 para valores de p entre 2 e 4.

$$ASR = 14,6p - 9,8 \quad (1)$$

Para sistemas com reservação hidráulica, a percentagem de atendimento, dada por ACR, com reservação, é dada por (2), que apresenta R^2 igual a 0,9996 para valores de p entre 2 e 4.

$$ACR = 16,1p^5 - 239,1p^4 + 1383,4p^3 - 3918,1p^2 + 5484,7p - 302 \quad (2)$$

Esse resultado sugere a investigação da influência de séries de vento com diferentes fatores de forma k , de forma a determinar como o sistema proposto pode funcionar em outras regiões, com diferentes distribuições temporais de vento.

A Figura 9 mostra os volumes máximos atingidos nos reservatórios ao longo de um ano de simulação. Cada conjunto de curvas de uma dada demanda média corresponde a um valor diferente de desnível topográfico entre reservatórios e assume valores maiores com a diminuição da queda, estando de acordo com a equação para potência hidrelétrica, onde, para

uma dada potência, um aumento na queda resulta numa diminuição da vazão, e conseqüentemente no volume total deslocado.

Observa-se nessa figura um grande crescimento no volume máximo atingido para os conjuntos de curvas com desnível de 100m, a partir da demanda média de 500kW. Esse comportamento tem especial importância na avaliação econômica dos sistemas propostos e destaca a importância de uma correta avaliação das condições topográficas, procurando por opções que minimizem as dimensões das barragens necessárias.

Os resultados obtidos com as simulações do sistema sem reservação confirmaram os resultados já conhecidos para a percentagem de atendimento, de RETSCREEN, 2005, correspondente a 30%. Este valor situa-se dentro da faixa de valores obtidos, entre 20% e 50%, como pode ser observado com os resultados da Figura 7.

RESULTADOS DA ANÁLISE DE CUSTOS

Os custos utilizados neste estudo foram obtidos com uma pesquisa entre os autores que disponibilizam equações de custos para sistemas de geração hidrelétrica e de geração eólica, com fabricantes de equipamentos e com contatos pessoais diretos. Os custos foram estimados utilizando o dólar americano como moeda e as equações de custos são apresentadas na Tabela 1.

Com essas equações de custos, foram determinados os custos de instalação dos sistemas propostos, para as combinações de potências demandadas, de potências instaladas e de desníveis topográficos entre os reservatórios superior e inferior consideradas nas simulações, considerando custos de infra estrutura e de equipamentos. As barragens foram consideradas como construídas em terra, com dimensões obtidas das cartas citadas por D'Agostini Neto et alli (2005). Os comprimentos dos condutos forçados, bem como das linhas de transmissão, também foram obtidos nessas cartas. Foram considerados também comportas e grades de proteção para impedir a entrada nos condutos de objetos que possam danificar as máquinas hidráulicas, válvulas e ponte rolante, quadros de comando, dispositivos de proteção típicos de sistemas de geração de energia, além de subestações e linhas de transmissão necessárias à interligação da usina hidrelétrica reversível ao sistema energético formado pelos geradores eólicos e os consumidores localizados no Litoral Norte do RS. Também foram considerados os custos para desapropriação dos terrenos que incluírem

as áreas dos reservatórios superior e inferior, da casa de máquinas e dos condutos forçados.

Os resultados foram expandidos no tempo, considerando um período de operação de trinta anos, considerando seis meses de carência para o início do pagamento do financiamento, considerando juros iguais a zero durante a fase de construção e juros nominais iguais a doze por cento (12%) ao ano para o resto do período. Os custos totais então foram obtidos pela soma dos custos de instalação, dos custos anuais de operação e manutenção (estimados em 5% do investimento inicial) e dos custos anuais de financiamento. Utilizou-se como base para a amortização o Sistema Price, com prestações constantes. O cálculo foi efetuado com base na experiência anterior dos autores.

O custo específico de instalação é igual ao quociente entre o investimento total e a potência instalada, em US\$/kW. O produto da fração do intervalo de tempo total considerado em que houve atendimento da demanda pela potência média demandada pelos consumidores resulta na energia total que foi gerada ao longo dos trinta anos considerados na análise. O quociente da energia total gerada pelo custo total fornece o custo específico de energia, em US\$/MWh.

A seguir, são apresentados os resultados obtidos com a avaliação de custos de instalação e da energia gerada referentes ao presente estudo.

A Figura 10 apresenta o comportamento dos custos de instalação do sistema, para todas as combinações de demanda das cargas consumidoras, de potência instalada e de desnível entre os reservatórios superior e inferior da usina hidrelétrica reversível. O conjunto de curvas situado mais acima corresponde aos sistemas eólicos operando em conjunto com a usina hidrelétrica reversível, enquanto a curva mais abaixo corresponde ao sistema eólico puro, sem reservação. O conjunto de curvas situado mais acima se divide claramente em quatro curvas, que correspondem, de cima para baixo, respectivamente, aos desníveis topográficos de 850m, 600m, 350m e 100m entre os reservatórios superior e inferior.

Em cada uma das curvas que aparecem, os pontos mais à esquerda correspondem às menores potências demandadas pelas cargas. Com a potência instalada crescente, crescem também os valores de potência demandada. É possível perceber uma tendência, para o sistema de geração eólica com reservação hidrelétrica, para um valor de aproximadamente US\$1500/kW, e para os sistemas de geração eólica puro, portanto sem reservação, de US\$1150/kW.

TABELA 1
Estimativa de custos dos componentes do sistema estudado, sendo $QM = qM.nH$.

Item	Custo [US\$]	Fonte
Barragem de terra	$CBT = (43,88 \times h_B^2 + 82,6) \times L_B$	[1]
Bombas centrífugas	$CBC = 80 \times P_H$	[2]
Turbinas eólicas	$CTE = 995,23 \times P_E + 46273$	[3]
Turbinas hidráulicas	$CTH = (200,3 - 0,003 \times P_H) \times P_H$	[4]
Conduto forçado	$CCF = (5260,2 \times Q_M^2 + 51,8 \times Q_M + 221650) \times L_C$	[5]
Apoios dos condutos	$CAC = (1821,6 \times q_M^2 + 8847,3 \times q_M + 105244,8) \times (1 + V_{INCC}) \times L_C$	[6]
Casa de máquinas	$CCM = 35,13 \times P_H \times (1 + V_{INCC})$	[6]
Comportas e grades	$CCG = 4,2 \times Q_M^2 + 73 \times Q_M + 304,3$	[6]
Válvulas	$CV = 7,62 \times P_H$	[6]
Ponte rolante	$CPR = 4,49 \times P_H$	[6]
Gerador	$CG = 1149,72 \times (P_H)^{0,74} \times (n_H \times 15,5)^{1,35}$	[4]
Quadros de comando	$CQC = 15,95 \times P_H$	[6]
Dispositivos de proteção	$CDP = 5,5 \times P_H$	[6]
Subestação	$CSE = 31,12 \times P_H$	[6]
Linhas de transmissão	$CLT = (3842,9 + 3,3 \times P_H - 0,0001 \times P_H^2) \times L_T$	[6]
Terrenos	$CTR = CUT \times A_D$	[6]

Legenda: CBT: custo da barragem de terra; h_B : altura da barragem de terra; L_B : comprimento da barragem de terra; CBC: custo das bombas centrífugas; P_H : potência hidráulica instalada; CTE: custo das turbinas eólicas; P_E : potência eólica instalada; CTH: custo das turbinas hidráulicas; CCF: custo dos condutos forçados; Q_M : vazão turbinada ou bombeada; L_C : comprimento dos condutos forçados; CAC: custo dos apoios dos condutos forçados; q_M : vazão específica turbinada ou bombeada; V_{INCC} : variação do Índice Nacional de Custo de Construção; CCM: custo da casa de máquinas; CCG: custo de comportas e grades de proteção; CV: custo das válvulas; CPR: custo da ponte rolante; CG: custo dos geradores elétricos; n_H : rotação das máquinas elétricas; CQC: custo do quadro de comando; CDP: custo dos dispositivos de proteção; CSE: custo da subestação; CLT: custo das linhas de transmissão; L_T : comprimento estimado das linhas de transmissão; CTR: custo para aquisição dos terrenos que incluam as áreas dos reservatórios superior e inferior, da casa de máquinas e dos condutos forçados; CUT: custo unitário do terreno; A_D : áreas dos terrenos a serem desapropriados. [Fontes: (1) BALARIM, 2000; (2) BELUCO, 1994; (3) WTIC, 2009; (4) ELETROBRÁS, 2000; (5) SAINT GOBAIN, 2011, e (6) SOUZA, 1992.]

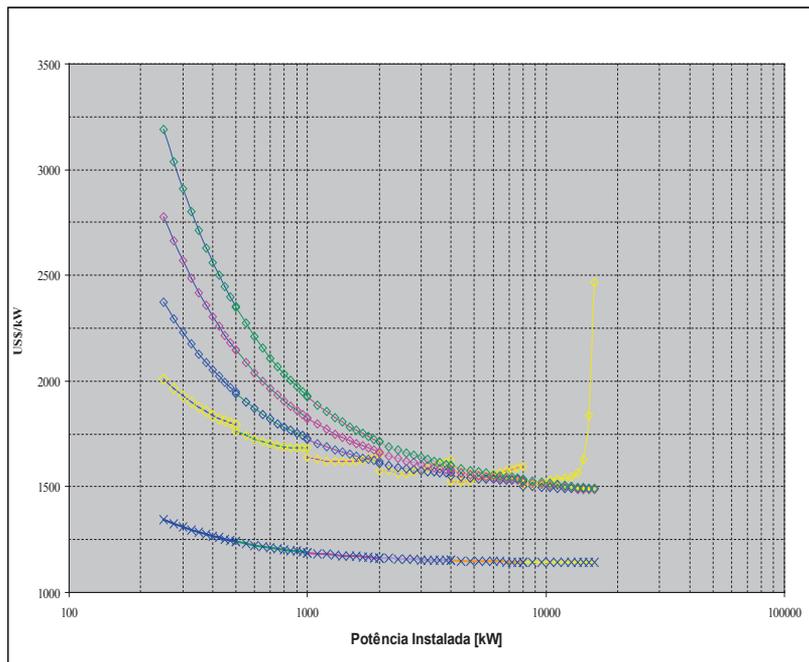


Figura 10. Custos de instalação para sistemas eólicos isolados em operação conjunta com uma usina hidrelétrica reversível e em operação sem reservação, para potências demandadas de 125kW, 250kW, 500kW, 1MW, 2MW e 4MW, para as alturas simuladas. A primeira curva, de baixo para cima, corresponde ao sistema sem reservação. As curvas situadas mais acima correspondem, de cima para baixo, aos desníveis de 100m, 350m, 600m e 850m.

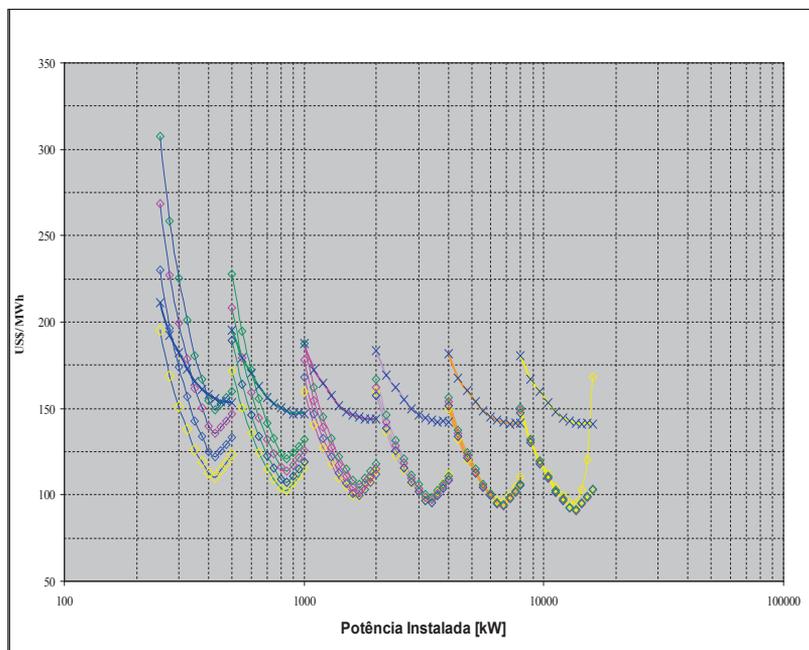


Figura 11. Custos de energia para sistemas eólicos isolados em operação conjunta com um usina hidrelétrica reversível e em operação sem reservação, para potências demandadas de 125kW, 250kW, 500kW, 1MW, 2MW e 4MW, para as alturas simuladas. O conjunto de curvas mais alto, corresponde ao sistema sem reservação. As outras curvas correspondem, de cima para baixo, aos desníveis de 100m, 350m, 600m e 850m.

Observa-se que a parte final da curva mais baixa entre as curvas correspondentes aos sistemas com reservação apresentou um comportamento diferente, com custos bastante mais elevados que a tendência identificada. O último ponto, correspondente à potência demandada de 4MW e desnível topográfico de 100m, com potência instalada de 16MW, situação em que o reservatório se mostrou exagerado, apresentou um custo de cerca de US\$ 2.500/kW.

Os valores correspondentes às maiores demandas médias e quedas de 100m tornam essas opções relativamente mais caras, situando as mesmas fora do “envelope” de custos de instalação esperado. Esse “envelope” é demarcado pela envoltória das curvas de custos de instalação e aparece ilustrado na Figura 12 (a). É visível o comportamento ordenado dos valores assumidos pelos custos de instalação, o que sugere que se pode aprofundar seu estudo, de forma a generalizar seu cálculo a outras combinações de potências instaladas e demandas.

A Figura 11 ilustra os custos de energia obtidos através da aplicação dos resultados da simulação para sistemas com e sem reservação. Aparecem claramente seis conjuntos de curvas, correspondendo cada conjunto, da esquerda para a direita, respectivamente, às potências demandadas de 125kW, 250kW, 500kW, 1MW, 2MW e 4MW. Cada um desses seis conjuntos de curvas é constituído por quatro curvas que correspondem, de cima para baixo, respectivamente, aos desníveis topográficos de 850m, 600m, 350m e 100m entre os reservatórios superior e inferior da usina hidrelétrica reversível. Sobrepostas a essas curvas, aparecem curvas que se mantêm sempre aproximadamente entre os valores de US\$ 175/MWh e de US\$ 150/MWh, que correspondem aos sistemas puramente eólicos.

Observa-se que os custos se situam entre US\$ 94,30/MWh e US\$ 321,40/MWh e para todas combinações de potência demandada, de potência instalada e de desnível topográfico entre os reservatórios há um ponto de mínimo, fortemente relacionado ao atendimento da demanda, ao volume máximo armazenado e ao comprimento da tubulação que, por sua vez, variam com a queda. Para todos os pontos de menor custo de energia, o valor de p , que é a relação entre a potência instalada e a demanda média, é igual a 3,4. Este resultado obviamente corresponde a uma potência instalada 340% maior do que a demanda média.

Nota-se também um deslocamento da posição relativa das curvas de diferentes quedas para uma

mesma demanda média. Para demandas médias baixas, de 125kW e 250kW, o menor custo de energia é obtido com a queda de 100m. Já para uma demanda média de 500kW, o menor custo é obtido para a queda de 350m, e para as maiores demandas médias, de 1000kW, 2000kW e 4000kW, o menor custo é obtido com a queda de 600m. Estes resultados estão fortemente ligados aos resultados mostrados na Figura 12 da primeira parte deste artigo, onde é possível observar o grande crescimento do volume armazenado para a queda de 100m, que é, para todos os casos, oitenta e sete vezes maior que o volume correspondente para a queda de 850m. Como o atendimento da demanda é igual para todas combinações de demandas, potências instaladas e quedas, e o valor de menor custo de energia é atingido sempre para p igual a 3,4, com um atendimento da demanda de 96,6%, para todos os casos.

Na Figura 11 é possível também analisar o comportamento do custo de energia eólica sem reservação, que não atingiu nenhum ponto de mínimo para a faixa de potências estudada. Para a demanda de 125kW, o custo da energia puramente eólica está inserida entre os valores de energia de sistema com reservação. Percebe-se, no entanto, que este sistema se torna imediatamente mais caro para sistemas de maiores proporções, sendo menor apenas no caso da combinação de demanda igual a 4000kW, queda de 850m e potência instalada de 16MW, mas mesmo assim, atendendo a apenas 47,7% da demanda, contra 99,6% com reservação.

Da mesma forma que os volumes máximos utilizados e o custo de instalação, o custo de energia possui um comportamento coerente, que pode ser futuramente estudado, de forma a criar uma metodologia de dimensionamento de sistemas de reservação hidráulica em funcionamento conjunto com geradores eólicos.

Assim como nas análises anteriores, a combinação de desnível topográfico de 100m entre os reservatórios, de demanda média de 4MW e p maior que 3,4 leva a um custo de energia fora da envoltória de custos de energia ilustrada na Figura 12 (b), devido às grandes dimensões atingidas pelo reservatório hidráulico, elevando exageradamente seu custo.

Assim como em outros sistemas energéticos que considerem a utilização de mais de um recursos energético, observa-se nos resultados apresentados o sistema com reservação apresentando um custo de instalação maior mas um custo específico por energia gerada inferior.

A Figura 12 (a) e a Figura 12 (b) apresentam respectivamente as envoltórias dos custos de instalação, apresentados na Figura 10, e de energia, apresentados na Figura 11. Na Figura 12 (a), a linha superior marca os valores máximos, correspondentes aos sistemas com reservação, com 850m de desnível topográfico, enquanto a linha inferior marca os mínimos, dos sistemas sem reservação. Observam-se claramente as tendências já identificadas anteriormente, de US\$1500/kW na linha superior, para os sistemas com reservação, e de US\$1150/kW na linha inferior, para os sistemas sem reservação.

Figura 12. (a) Envoltória dos custos de instalação apresentados na Figura 10. (b) Envoltória dos custos de energia apresentados Figura 11. Em azul aparecem os valores mínimos e em vermelho aparecem os valores máximos.

CONTRIBUIÇÕES PARA UMA METODOLOGIA DE DIMENSIONAMENTO

Os gráficos gerados neste artigo podem contribuir na tomada de decisões visando dimensionamento, indicando os custos de instalação do sistema, os custos de energia e as dimensões do reservatório associado a um determinado desempenho. Este capítulo contribui, à guisa de conclusão, sugerindo etapas de uma metodologia de dimensionamento.

Se o sistema e os comportamentos da demanda e do vento são similares aos considerados neste trabalho, um critério para determinação destas variáveis pode ser a escolha de um nível de atendimento da demanda e a obtenção de determinada proporção entre a demanda média a ser atendida e as potências eólica e hidrelétrica a serem instaladas.

Com esses valores e tendo escolhido um local para a construção do reservatório, determina-se o desnível topográfico entre os reservatórios e obtém-se da Figura 12 da primeira parte deste artigo a capacidade necessária de reservatório. Da mesma forma, obtém-se da Figura 10 e da Figura 11 respectivamente os custos de instalação e de energia.

Essa metodologia é válida para as séries de ventos e demanda aqui estudadas, sendo ainda necessário, como citado na primeira parte deste artigo, estudar a influência de diferentes séries de ventos visando a proposição de uma metodologia de dimensionamento que sirva a qualquer situação. Como alternativa, para estudos de casos práticos em zonas de diferentes regimes de vento e demanda, é necessário realizar novas simulações com um conjunto de dados de vento e de demanda, de modo a recriar a simulação desenvolvida

neste trabalho e a partir dos novos gráficos gerados determinar a configuração mais adequada.

Outra variável a ser levada em consideração é a limitação da capacidade dos reservatórios. Neste estudo, foi determinado o volume máximo utilizado, sem aplicar restrições. No entanto, em situações reais, é usualmente difícil senão impossível dispor de uma topografia sem limitações físicas ou de uma região sem impedimentos de cunho ambiental.

Por fim, na medida em que sejam realizadas novas simulações para outras condições de vento e para outros perfis de demanda, uma metodologia genérica de dimensionamento deve levar em consideração técnica de otimização que permitam determinar a melhor combinação de potências instaladas e de volumes acumulados.

CONCLUSÕES

A metodologia aqui aplicada mostrou-se eficiente no entendimento da influência da reservação hidráulica sobre sistemas de geração eólica isolados, apontando tendências de custos de instalação, pontos de custo mínimo de energia, e ganhos na garantia de atendimento da demanda com a adoção da reservação de energia.

O ganho no tempo de atendimento da demanda para sistemas com armazenamento varia entre 1,87 e 2,39 vezes o atendimento para sistemas sem armazenamento, e o ponto de máximo ganho corresponde a p (que relaciona a potência instalada e a demanda média) igual a 3,4, para os perfis de demanda e de vento considerados neste trabalho, coincidindo com o ponto de menor custo de energia obtido. Deve-se ter em mente que as limitações impostas pela topografia do local em estudo podem levar a situações como a que ocorreu para uma demanda de 4GW, $p=4$ e $\Delta h=100m$, em que o reservatório se tornou demasiadamente grande. As curvas de atendimento da demanda mostraram um comportamento que depende somente do fator p . Outros estudos podem se valer deste comportamento, simulando o sistema proposto para um número menor de situações, e ampliando a curva obtida para outras demandas médias.

Apesar dos custos maiores associados a sistemas de geração eólica com armazenamento de energia, como o que foi estudado neste trabalho, em relação a sistemas sem armazenamento, o custo de energia é menor em praticamente todas situações e a confiabilidade do sistema é aumentada. Esta confiabilidade é aqui entendida como uma maior garantia de atendimento da demanda, reduzindo períodos de falta de energia

elétrica e seus inconvenientes. O custo de instalação para sistemas com armazenamento tende para um valor aproximado de US\$1500/kW, que está de acordo com a faixa superior de custos de instalação citado por NREL, 2005, e um estudo de potências maiores pode apontar para custos menores, como os indicados, de

até US\$500/kW. Apesar do maior custo de instalação para sistema de geração eólica com armazenamento em relação a sistemas sem armazenamento, o custo de energia é menor em praticamente todas as situações e o ganho em atendimento dos consumidores pode ser interpretado como de maior importância.

Referências

- BALARIM, C. R. Uma Contribuição ao Estudo de Custo de Micro Centrais Hidrelétricas Brasileiras, 2000.
- BELUCO, A. Viabilidade de Microcentrais Hidrelétricas Baseadas no Emprego de Equipamentos de Mercado. Porto Alegre, 1994. 170p. Dissertação (Mestrado em Engenharia) – Escola de Engenharia, Pós-graduação em Engenharia Mecânica (PROMEC), UFRGS
- BELUCO, A.; MAESTRI, R. D. Uma sugestão para aproveitamento da energia eólica, no Litoral Norte do RS, por meio de um sistema híbrido eólico hidrelétrico. ABRH Notícias, n. 8, p.16, jun. 2002.
- D'AGOSTINI NETO, J.; PASQUALI, L. M.; BELUCO, A. Estudo de caso para implantação de reservatórios hidráulicos acoplados com aproveitamentos eólicos no Litoral Norte do Estado do Rio Grande do Sul. Porto Alegre, 2005. Relatório interno. IPH, UFRGS
- D'AGOSTINI NETO, J.; PASQUALI, L. M.; MAESTRI, R. D.; BELUCO, A. Três locais para implantação de usina hidrelétrica reversível ao sul dos Aparados da Serra, no Litoral Norte do RS. PCH Notícias, v.52, p.32-37, 2012.
- ELETOBRÁS. Diretrizes para Estudos e Projetos de Pequenas Centrais Hidrelétricas, Brasília: 2000, Disponível em: <www.eletobras.gov.br> Acesso em 02 abr. 2005.
- JACOBS. Fabricante de Turbinas Eólicas.EUA. Disponível em: www.windturbine.net Acesso em 10 abr. 2005.
- NREL. EUA, Laboratório Nacional de Energias Renováveis. Disponível em: www.nrel.gov. Acesso em: 30 mar. 2005.
- RETSscreen. Canadá, Clean Energy Decision Support Centre, 1996-2000. Disponível em: www.retscreen.net. Acesso em: 18 jan. 2005.
- SAINT GOBAIN. Brasil. Fabricante de Tubos, válvulas e conexões de ferro fundido. Disponível em: www.saint-gobain.com.br. Acesso em: 16 abr. 2011.
- SORENSEN, B. Renewable Energy - Its physics, engineering, use, environmental impacts, economy and planning aspects. Rio de Janeiro: Elsevier Science, 2004. 945p.
- SOUZA, Zulcy de. Centrais Hidrelétricas - Dimensionamento de Componentes. São Paulo: Ed. Edgard Blücher, 1992. 197 pg.
- WTIC. USA, Wind Turbine Industries Corporation. Fabricante de turbinas eólicas e acessórios. Disponível em: www.windturbine.net. Acesso em: 16 abr. 2009.

Lucas Montado Pasquali Instituto de Pesquisas Hidráulicas (IPH), UFRGS, Porto Alegre, RS, Brasil. Email: lucasp@bertolini.com.br

Paulo Kroeff de Souza Instituto de Pesquisas Hidráulicas (IPH), UFRGS, Porto Alegre, RS, Brasil.

Alexandre Beluco Instituto de Pesquisas Hidráulicas (IPH), UFRGS, Porto Alegre, RS, Brasil. Email: albeluco@iph.ufrgs.br