

Planejamento de Pequenas Centrais Hidrelétricas Considerando Aspectos de Risco e Incertezas

Afonso Henriques Moreira Santos^{*}
Edson da Costa Bortani^{**}
Sérgio Valdir Bajay^{**}

Resumo

Nas últimas décadas os planejadores do setor energético têm procurado desenvolver modelos cada vez mais realistas, sejam para a previsão da demanda ou para a oferta. Embora as técnicas utilizadas sejam poderosas ferramentas matemáticas em si, muitas são as incertezas, e os resultados obtidos são no máximo tão bons quanto forem os dados fornecidos. Assim sendo, este trabalho procura apresentar uma adaptação da teoria de portfólio ao planejamento de pequenas centrais hidrelétricas. Considerando as principais incertezas inerentes às PCHs, o resultado obtido será um plano que melhor combine rentabilidade e risco.

1 Introdução

O setor elétrico brasileiro já há vários anos vem se beneficiando das poderosas técnicas de programação matemática, com o objetivo de elaborar e analisar alternativas de expansão mais baratas, garantindo, dentro de certos limites, o suprimento de energia elétrica.

Buscando uma maior fidelidade, emprega-se avançadas técnicas econométricas e, por vezes, combinadas com métodos de uso final, para a projeção da demanda.

Já para os modelos de oferta, utiliza-se principalmente técnicas de programação matemática que, embora sejam uma poderosa ferramenta em si, fornecem resultados no máximo tão bons quanto forem os dados de entrada e nada mais fazem que otimizar sobre os conjuntos de dados que lhe são fornecidos, embora o desenvolvimento de modelos computacionais tenham criado a imagem de se ter ferramentas poderosas, ainda mais quando se incorporam métodos estocásticos.

No planejamento de PCHs, dentre as metodologias normalmente utilizadas para a motorização da central, pode-se destacar as seguintes:

Vazão com 95% de permanência; Maximização do benefício líquido; Maximização da capacidade instalada; Maximização da rentabilidade.

Porém, atualmente, há uma forte tendência de critérios de planejamento, principalmente no que tange a aspectos ambientais, riscos e incertezas envolvidos neste processo.

Dentro deste escopo, este trabalho procura apresentar uma adaptação da teoria de portfólio-técnica desenvolvida inicialmente para aplicação na decisão de investimento em bolsas de valores - ao planejamento de pequenas centrais hidrelétricas. O resultado esperado não é um plano de menor custo ou de máxima rentabilidade, mas sim, um plano que, melhor combine rentabilidade e risco.

2 Principais incertezas inerentes às PCHs

Dentro do planejamento dos sistemas a longo e médio prazos, algumas incertezas devem ser consideradas, tais como as das aflúncias das vazões, das tarifas de energia elétrica, no caso de uma central interligada, e do mercado, caso seja uma geração descentralizada isolada do restante do sistema elétrico, dentre outras menos importantes.

Todas estas avaliações correspondem a um valor médio mais provável (admitindo uma distribuição normal) e um desvio padrão associado. Na linguagem financeira o desvio padrão é normalmente chamado de "risco", o que será aqui adotado.

Em geral, pode-se diminuir o risco de uma estimativa refinando-se os estudos, sendo entretanto, impossível reduzi-lo a zero. As variáveis citadas, com exceção do investimento inicial, apresentam um risco crescente com o tempo.

^{*} EFEI-Itajubá/MG

^{**} AIPSE/FEMNNICAMP-Campinas/SP

Assim, conforme ilustrado na figura 1, o benefício no décimo ano terá o mesmo valor médio, mas apresentará um desvio padrão bem superior, se comparado ao primeiro ano.

Duas são as formas básicas para se definir as distribuições associadas às variáveis. A primeira se fundamenta em dados históricos levantados para a própria central, ou para centrais semelhantes. Nestes casos, pode-se calcular a média e o desvio padrão, considerando ainda, uma distribuição normal. A outra maneira se baseia na construção de cenários, o que é muito útil para a avaliação das demandas e das tarifas. Ambas as técnicas serão utilizadas neste trabalho.

Algumas considerações também são pertinentes aos custos de investimento pois, não raramente, há uma sensível diferença entre os custos levantados quando aberta a concorrência entre fabricantes, e aqueles realmente executados na implementação da central.

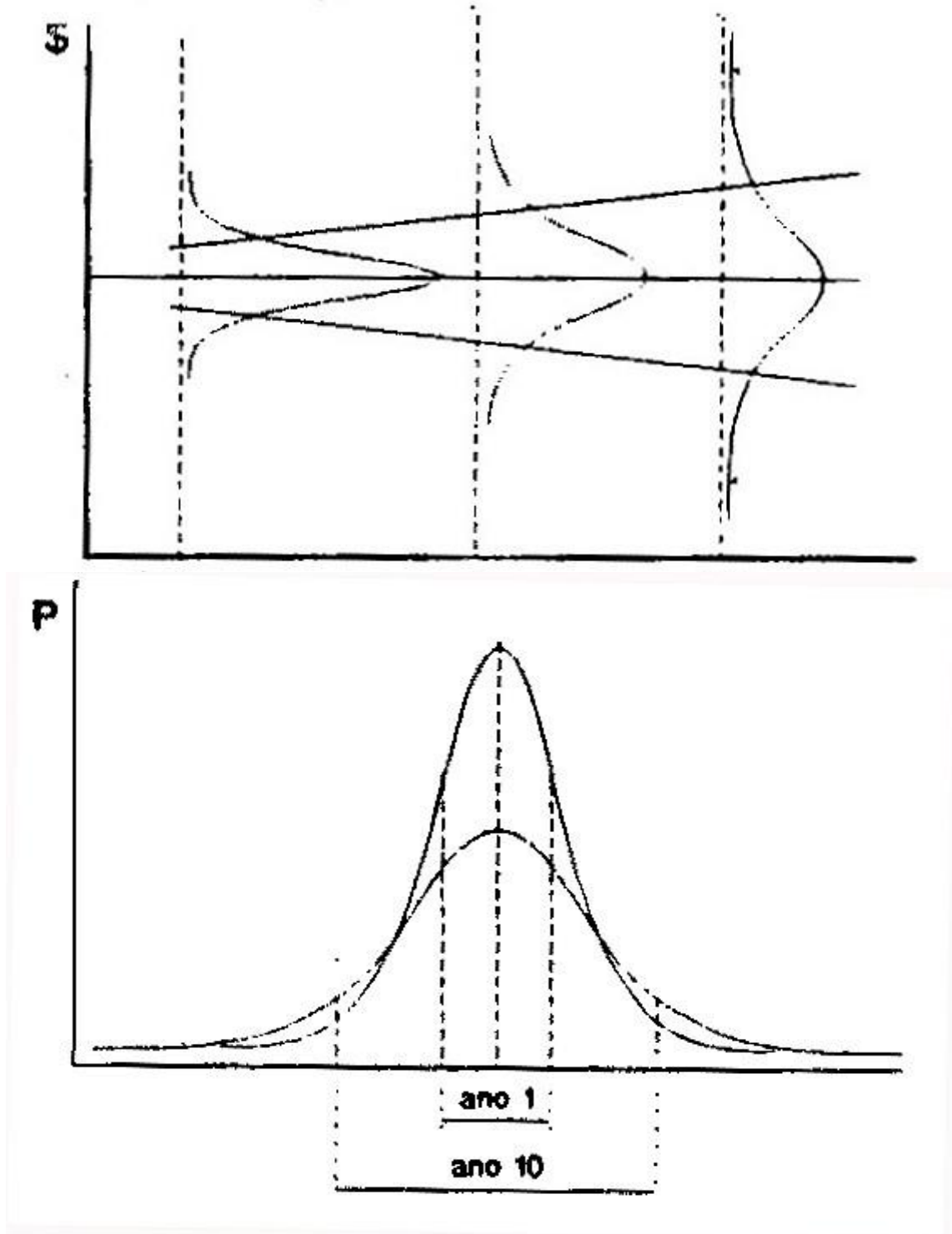


Figura 1 - Risco em função do tempo

As incertezas para cada uma destas variáveis serão tratadas separadamente a seguir.

2.1 Incertezas nos custos

Os custos das pequenas centrais hidrelétricas podem ser estimados através de regressões lineares para os diversos equipamentos que a compõem (Bajay et alü, 1989). Neste caso, as variáveis explanatórias são as grandezas que mais influenciam nos seus custos, como por exemplo, pode-se dizer que o custo da tubulação forçada depende fundamentalmente da vazão que flui por ela e do seu comprimento.

Assumindo que os custos de cada componente variam conforme uma distribuição triangular, pode-se calcular a sua média e o seu desvio padrão, utilizando as seguintes equações. admitindo um intervalo de confiança de 80%.

Seja a seguinte distribuição triangular:

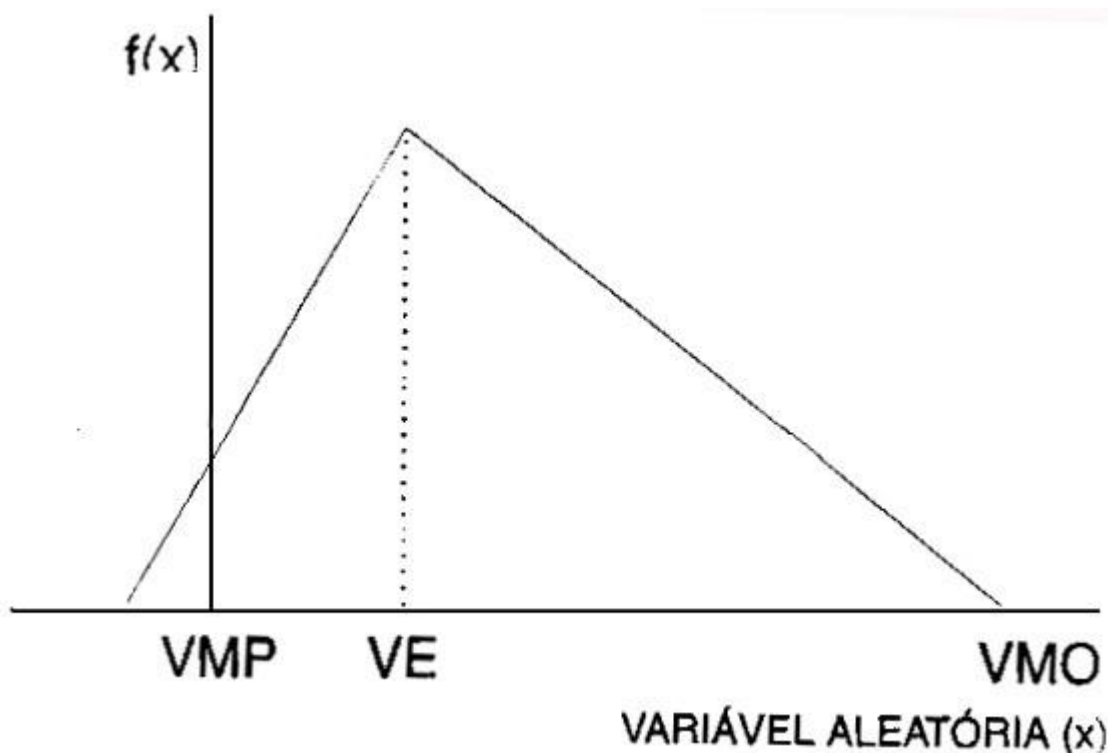


Figura 2 - Distribuição uimylar

A sua média, μ e o seu desvio padrão, σ serão dados por:

$$\mu = \frac{VMP + 2 VE + VMO}{4} \quad (1)$$

$$\sigma = \frac{VMO - VMP}{2,65} \quad (2)$$

onde

VMP = valor mais pessimista;

VMO = valor mais otimista;

VE = valor esperado.

O teorema central do limite mostra que a soma de n distribuições quaisquer, com n tendendo para infinito, resulta em uma distribuição normal.

Utilizando-se deste teorema, pode-se calcular a média e o desvio padrão do custo da central inteira. Observe-se que este "n tendendo para infinito", na prática pode ser considerado como sendo o número de equipamentos componentes da central. Sendo assim tem-se a média do custo da central, μ_c , e o desvio padrão do custo da central, σ_c .

$$\mu_c = \sum_i \mu_i \quad (3)$$

$$\sigma_c^2 = \sum_i \sigma_i^2 \quad (4)$$

2.2 Incertezas das afluições e energia gerada

As incertezas das vazões afluentes serão levantadas através de dados históricos. Vale observar que a modelagem proposta procura determinar qual a potência a ser instalada na pequena central de modo que resulte na melhor combinação rentabilidade risco, o que equivale a dizer que deseja-se determinar qual a vazão a ser turbinada.

Para tanto, serão avaliados os aspectos econômico-financeiros para cada opção de vazão. Isto será feito fixando-se várias vazões de referência - vazões de projeto - e serão calculadas médias anuais.

Observe-se que se o valor de vazão do histórico for maior que a vazão de referência, assume-se para efeito de cálculos, o valor da vazão igual à vazão de referência. Isto se faz porque a vazão de projeto é a máxima vazão turbinável, o que significa que o restante seria vertido.

Tomando-se as médias anuais, calcula-se a média total do histórico e o seu respectivo desvio padrão, como é ilustrado na figura 3.

Pode-se linearizar a equação da energia gerada se o rendimento do conjunto grupo gerador/sistema de adução e a queda de projeto forem consideradas constantes. Sendo assim, tem-se:

$$K = 9,81 H_p \eta_T 8,76 \quad (5)$$

e

$$E = K Q \quad (6)$$

onde

E = energia anual[MW médio];

k = coeficiente linear;

HP = queda de projeto;

T = rendimento total da PCH;

9,81 = aceleração da gravidade;

8,76 = número de horas por ano / 1000.

Assim, a energia gerada média, E, e o seu desvio padrão associado, E, podem ser calculados por:

$$\mu_E = k \mu_Q \quad (7)$$

$$\sigma_E = k \sigma_Q \quad (8)$$

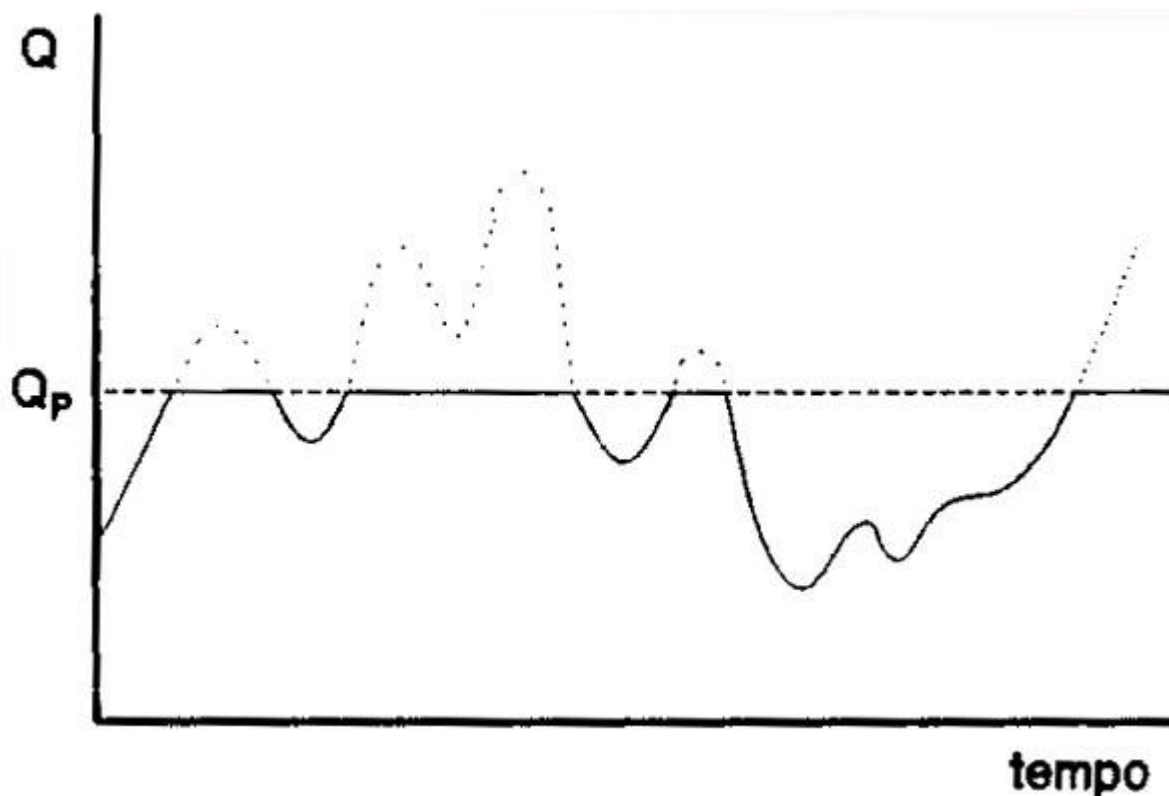


Figura 3 Histórico de vazões com destaque para a vazão de referência.

2.3 Incertezas com relação à tarifal mercado

Se o planejamento da pequena central hidrelétrica em questão considerar a sua operação interligada a um sistema maior, deve ser considerado as incertezas com relação à tarifa com a qual a energia gerada será vendida. Caso o sistema seja isolado, deve-se preocupar fundamentalmente com o mercado que será suprido.

Neste aspecto, a técnica de construção de cenários é bastante útil. Isto pode ser feito, simplesmente, adotando uma distribuição discreta para os possíveis valores de tarifa e associando as probabilidades para que elas ocorram. Neste trabalho, adotou-se três cenários equiprováveis para tarifas de 45, 50 e 55 US\$/MW, como mostra a figura a seguir.

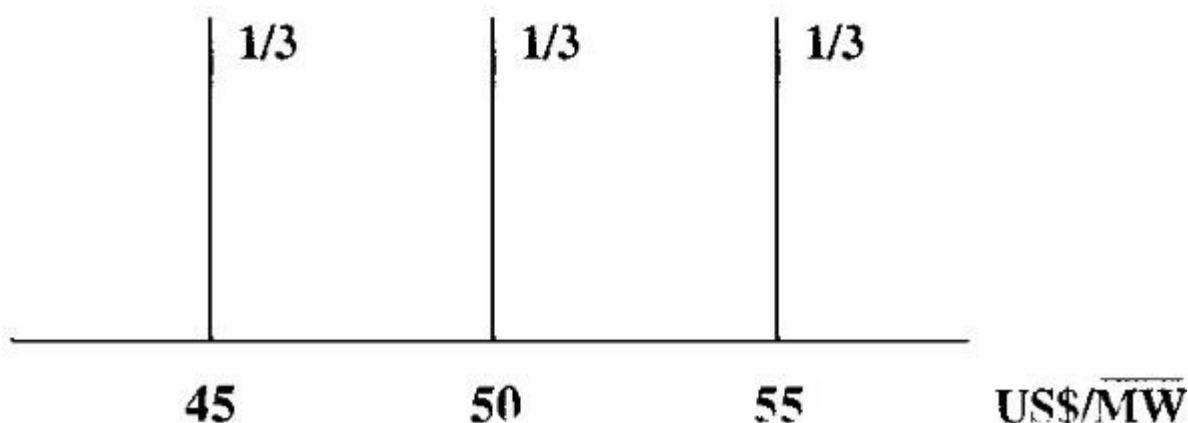


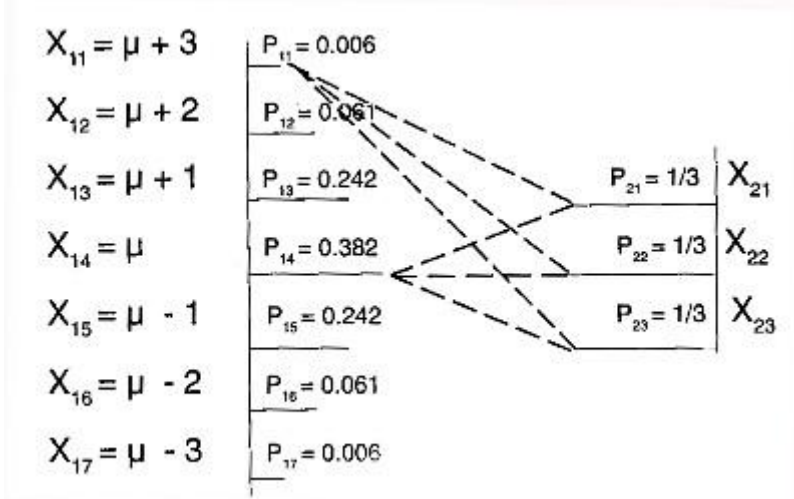
Figura 4 Discretização dos cenários para as tarifas e suas respectivas probabilidades

3 Análise econômica das alternativas

Quando existirem variáveis caracterizadas por cenários ou por distribuições, deve-se combinar os diferentes valores dos cenários com todos os valores discretizados das distribuições, numa operação de convolução. A figura 5 ilustra uma distribuição normal, discretizada em 7 pontos, convolvida com uma distribuição discreta, resultante de 3 cenários com as mesmas probabilidades.

Figura 5 Convolução entre uma distribuição normal discretizada e uma distribuição com três cenários equiprováveis

Isto é o que acontece ao se calcular os benefícios anuais, quando deve-se multiplicar a energia



média gerada com a tarifa de energia. Não se deve esquecer, que tratam-se de distribuições e, a cada combinação entre energia e tarifa, calcula-se o benefício, x_j , e a probabilidade resultante, p_j , que será dada pela multiplicação das probabilidades associadas aos dois elementos.

A média dos benefícios, μ_B , e a sua variância, σ_B^2 , serão obtidas a partir da distribuição resultante, através das seguintes equações.

$$\mu_B = \sum_{j=1}^n (P_j X_j) \quad (9)$$

$$\sigma_B^2 = \sum_{j=1}^n (P_j X_j^2) - \mu_B^2 \quad (10)$$

Após aplicada esta técnica para todos os anos, deve-se descontar todos os benefícios líquidos anuais, BLA, trazendo-os para o instante zero, em que está o investimento inicial. A soma destas parcelas resulta na distribuição normal do benefício total, BT, cuja média μ_{BT} e variância σ_{BT}^2 , serão dadas por (11) e (12); onde n é a vida útil da instalação e i é a taxa de rentabilidade antecipada pelo mercado.

$$\mu_{BT} = \sum_{j=1}^n \frac{\mu_{Bj}}{(1+i)^j} \quad (11)$$

$$\sigma_{BT}^2 = \sum_{j=1}^n \frac{[\sigma_{Bj}]^2}{(1+i)^j} \quad (12)$$

Pode-se, finalmente, calcular a rentabilidade média do investimento μ_R e o desvio padrão associado σ_R , que é o risco total. Para tanto, assume-se que a rentabilidade R é a taxa interna de

retorno, calculada pela equação (13), onde n é a vida útil da instalação. Novamente é necessário discretizar as distribuições associadas ao benefício total BT e ao investimento inicial I.

$$I = \frac{BT (1+i)^n i}{(1+i)^n - 1} - \frac{(1+R)^n - 1}{(1+R)^n R} \quad (13)$$

Para cada combinação calcula-se a taxa interna de retorno R , observe-se que trata-se de uma equação transcendental, cuja solução deve ser obtida através de métodos numéricos.

A probabilidade associada será resultante do produto das probabilidades relativas aos valores do benefício e custo. Após realizada a convolução, pode-se utilizar as equações (9) e (10) para definir a rentabilidade média R e o risco total R .

4 O critério média-variância

As metodologias tradicionais, conforme já comentado, não consideram a aversão ao risco inerente ao indivíduo racional. Isto é, o indivíduo exige um "prêmio" como uma forma de compensação pelo risco que corre. Assim, busca-se uma solução de compromisso entre rentabilidade e risco.

Markowitz (1959) desenvolveu um método de solução geral do problema de estrutura dos portfólios, conhecido como critério "média variância", que se mostrou, desde então, muito eficiente. Seja a figura 6a, onde os pontos marcados correspondem aos diferentes investimentos, posicionados em função das esperanças matemáticas da rentabilidade σ_R e o desvio padrão associado $6a$ - risco total.

Este método foi inicialmente proposto para determinar opções de investimento em ações em uma bolsa de valores. Neste caso, pode-se fazer a combinação entre duas quaisquer opções - pontos do plano $\mu \times \sigma$. Observe na figura 6b que, variando a proporção de x que é investido em A, sobra $(1-x)$ para investir em B, de onde pode-se obter qualquer ponto da curva AB.

Na figura 6a, pode-se ver a curva contínua que envolve os pontos, denominada fronteira de eficiência. Esta é o lugar geométrico onde, para um mesmo nível de rentabilidade, encontra-se a opção de menor risco, ou vice-versa. Para o caso da PCH, a fronteira de eficiência seria composta por pontos somente, correspondentes a investimentos reais, para cada potência instalada.

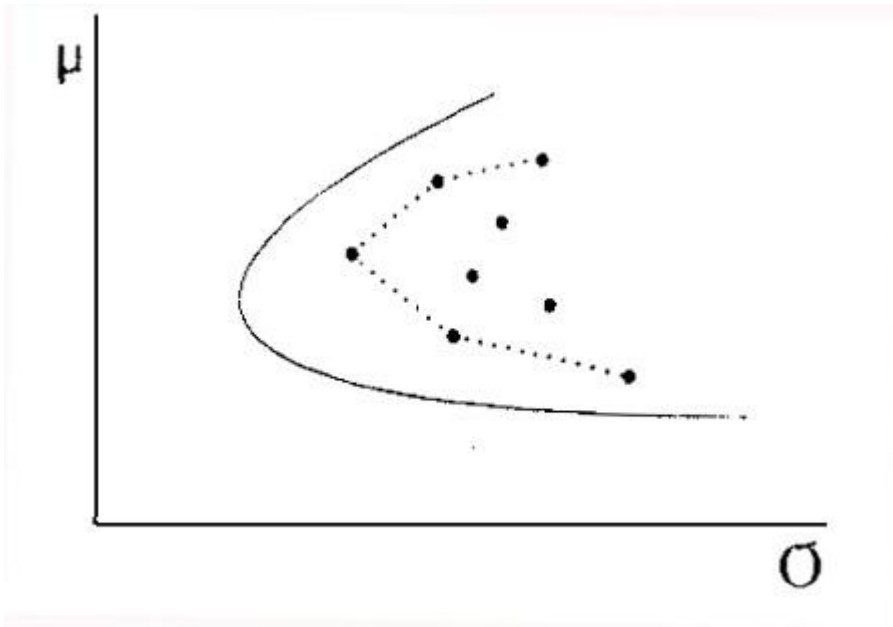
Resta, afinal, escolher entre os pontos da fronteira de eficiência, aquele que corresponde ao melhor investimento. Para tanto, tem-se que considerar um outro ponto do plano $\mu \times \sigma$ com rentabilidade R_0 , que represente um risco nulo. É o caso, por exemplo, dos bônus do governo de curto prazo ou da poupança.

Ao se combinar a fronteira de eficiência com um ponto de risco nulo, a nova fronteira de eficiência passa a ser uma reta que passa por R_0 e M, como mostra a figura 7. Sendo assim, qualquer ponto situado sobre esta reta torna-se um investimento desejável.

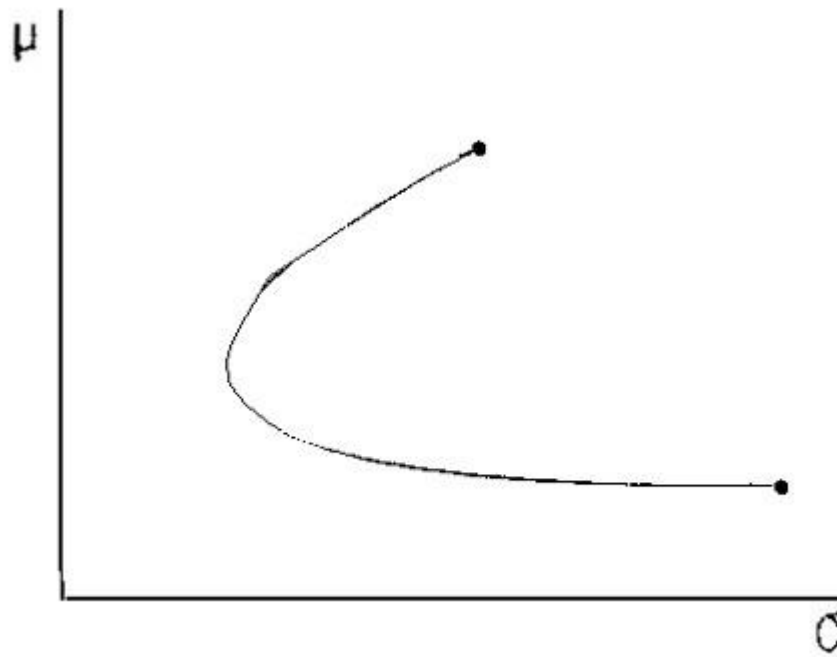
Por outro lado, pode-se concluir que o melhor ponto é também aquele que, com base na rentabilidade mínima desejada, apresentar a maior relação rentabilidade risco.

Contador (1981) apresenta um estudo no qual determinou-se a rentabilidade de risco zero desejada pelas empresas brasileiras nos diferentes setores, chegando à seguinte equação.

$$\mu_R = 3,101 + 0,190 \sigma_R$$



(a)



(b)

Figura 6 Espaço Rentabilidade x Risco

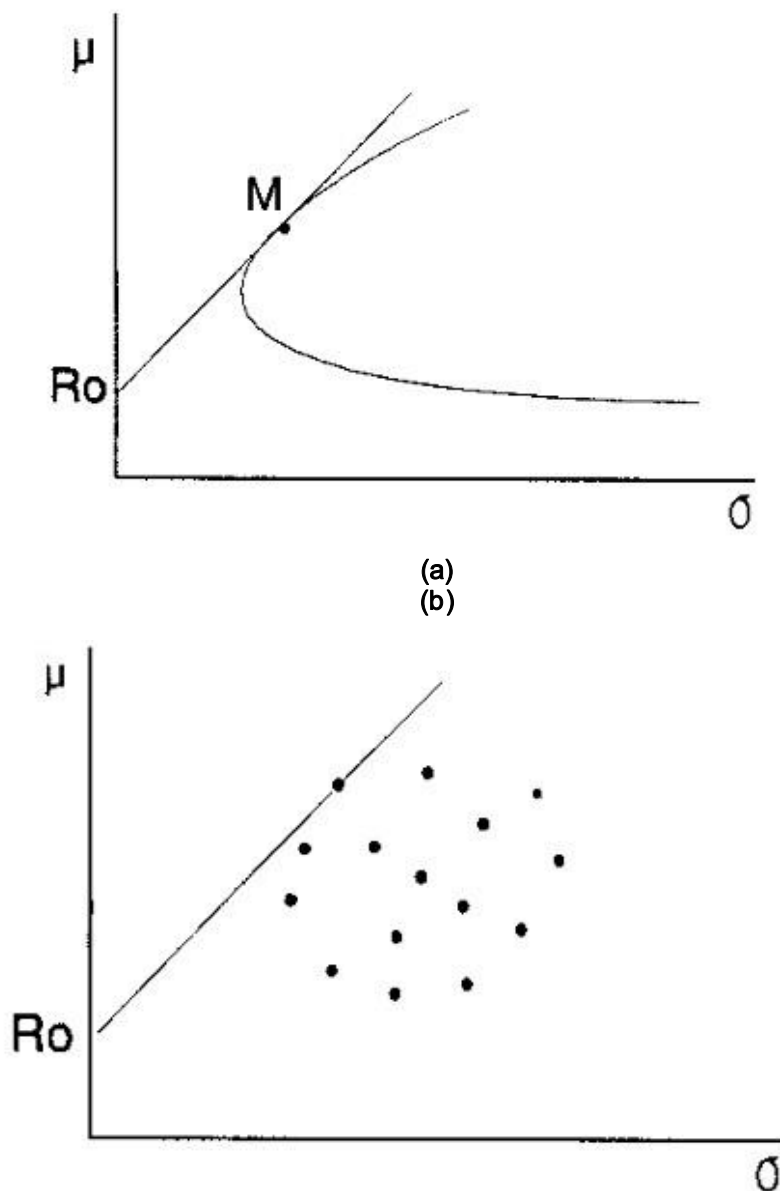


Figura 7 Nova fronteira de eficiência

5 Aplicação do modelo

Será apresentado um exemplo de aplicação da metodologia proposta utilizando dados reais de uma pequena central a ser construída.

As principais características do aproveitamento serão apresentadas a seguir.

Altura da barragem de desvio [m]	.	:	7,0
Comprimento do desvio [m]	.	:	70,0
Altura da barragem da central [m]	.	:	17,0
Comprimento da barragem [m]	.	:	150,0
Comprimento do canal de adução [m]	.	:	50,0
Comprimento da tubulação de alta [m]	.	:	60,0
Comprimento do canal de fuga [m]	.	:	0,0
Queda de projeto [m]	.	:	17,0

Rendimento global da central (estimado) [%] : 80,0

A figura 8 apresentada a seguir mostra o histórico de vazões e a figura 9 traz a curva de permanência correspondente.

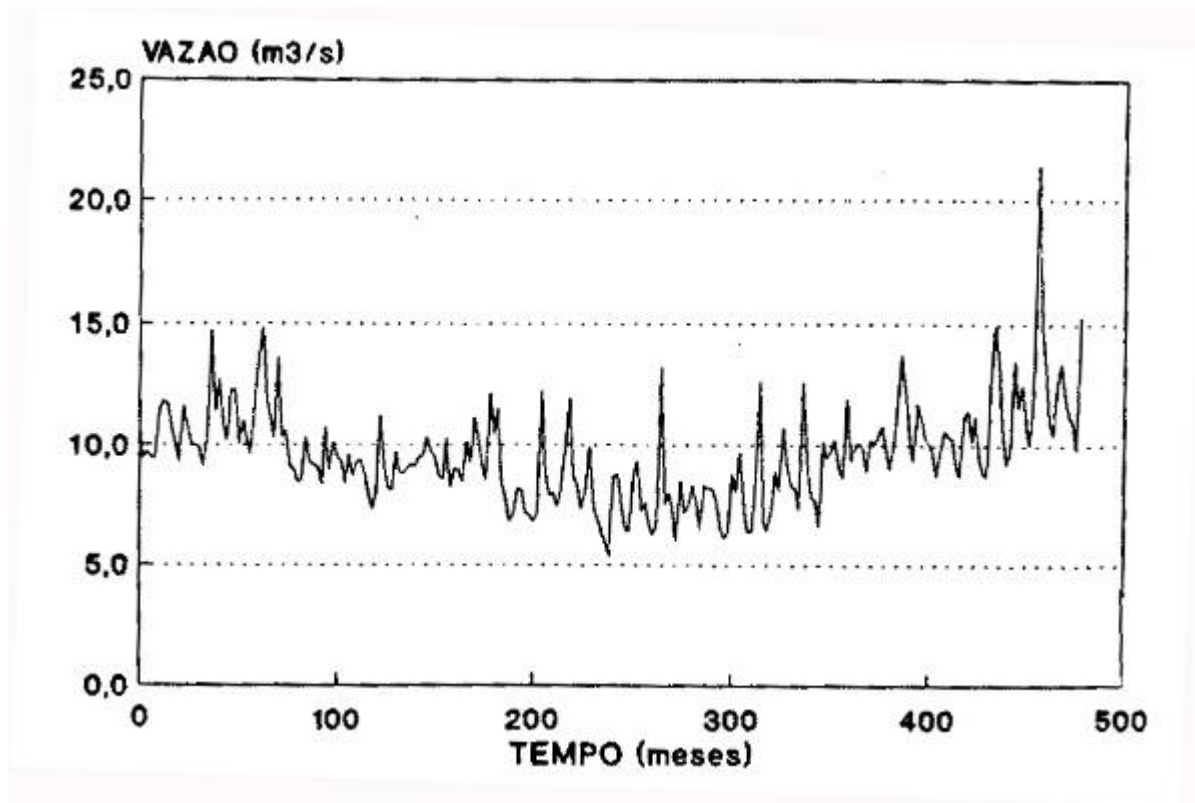


Figura 8 Histórico de vazões

Utilizando-se de um software especialmente desenvolvido para a aplicação da metodologia proposta, pôde-se obter os seguintes resultados apresentados no plano p x a da figura 10.

Através do critério média-variância, a vazão de projeto escolhida é 8,0 m³/s, comum a rentabilidade média de 21.957% e um rico associado de 1,365%.

A tabela 1 apresenta um quadro comparativo entre as metodologias de planejamento de pequenas centrais hidrelétricas, mostrando a vazão do projeto escolhida Q, a rentabilidade μ e o risco associado σ .

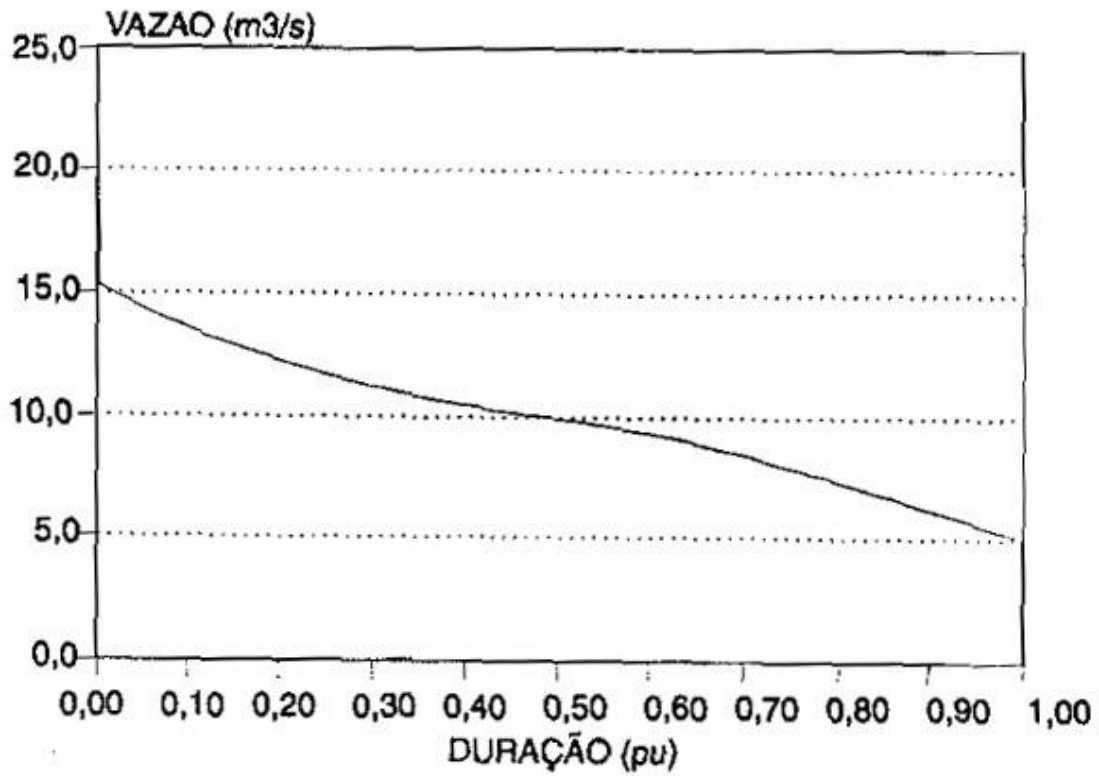


Figura 9 Curva de permanência

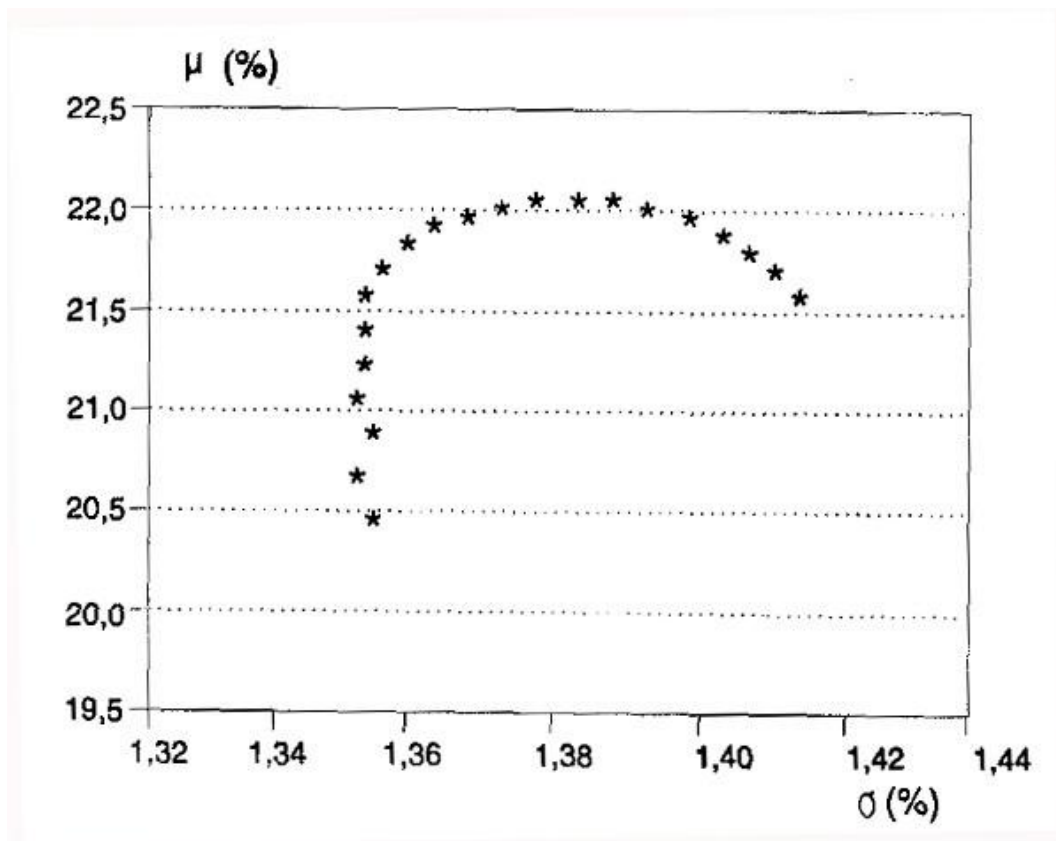


Figura 10 Plano $\mu \times \sigma$ com as alternativas possíveis

Tabela 1 - Comparação entre as metodologias de planejamento de pequenas centrais hidrelétricas

Critério	Q[m³/s]	μ[%]	σ[%]
Vazão 95%	6,50	20,95	1,352
Máximo benefício líquido	10,06	21,62	1,420
Máxima rentabilidade	8,80	22,06	1,387
Máxima capacidade instalada	21,40	12,47	0,943
Método proposto	8,00	21,96	1,365

6 Conclusões

Como foi visto neste trabalho, uma metodologia utilizada em bolsas de valores na definição da carteira ótima de investimentos - teoria do portfólio - pode ser adaptada com certa facilidade à determinação da motorização de uma pequena central.

O ponto chave para tanto é a determinação da rentabilidade e do risco para cada nível de potência a ser instalada.

A comparação entre os resultados obtidos pelos diversos critérios de otimização mostra o espalhamento bastante significativo entre os resultados. O critério a ser adotado irá depender, fundamentalmente, das características do investidor (governo, iniciativa privada, cooperativas etc).

7 Referências bibliográficas

- BAJAY, S.V.; MARTINEZ, C.B.; AGRA, D.A. (1989). "Uma contribuição ao estudo de custos em centrais hidrelétricas de médio porte". In: I Congresso Brasileiro de Planejamento Energético
- BORTONI, E.C. (1993). Planejamento de sistemas elétricos regionais considerando a geração descentralizada. UNICAMP: AIPSE (Dissertação de mestrado em defesa).
- CONTADOR, R.C. (1981). Avaliação social de projetos. São Paulo: Editora Atlas.
- ELETROBRÁS/DNAEE (1982). Manual de pequenas centrais hidrelétricas.
- MARKOWITZ, H.M. (1.959). Portfolio selection: efficient diversification of investments. NY, USA: John Wiley (ed.).
- MARTINEZ,C.B.; BAJAY, S. V.; SANTOS, A.H.M. (1989). "Pré-dimensionamento de pequenas centrais hidrelétricas". In: I Congresso Brasileiro de Planejamento Energético. Campinas, São Paulo.
- SANTOS, A.H.M. (1991). Tendências do planejamento da geração de energia elétrica.(prelo).
- SANTOS, A.H.M.; NOGUEIRA, L.A.H.; BORTONI, E.C. (1992). "Otimização das plantas de cogeração considerando aspectos de risco financeiro". In: ENCIT'92. Rio de Janeiro.
- SANTOS, A.H.M; MOREIRA, A.C.M (1991). "Une approche statistique pour les etudes des petites centrales hydroelectriques" In: Hidroenergia'97. Nice, France.
- VÖRÖS, J. (1986). "Portfolio analysis: an analytic derivation of the efficient portfolio frontier". In: European Journal of Operational Research. n. 23, pp. 294-300.