

## OTIMIZAÇÃO DAS PLANTAS DE COGERAÇÃO CONSIDERANDO OS ASPECTOS DE RISCO FINANCEIRO

Afonso Henriques Moreira Santos  
Luiz Augusto Horta Nogueira - Edson da Costa Bortoni  
Escola Federal de Engenharia de Itajubá - EFEI  
Av. BPS, 1300 - 37500 - Itajubá/MG/Brazil

### SUMMARY

This paper proposes a methodology to include the tools of the Portfolio Theory in the design of the cogeneration facilities. So, the effects of the risk on the return can be taken into account. A computer program was developed to simulate the impacts of the thermal and mechanical (or electrical) loads on energy surplus and the potential risk.

### 1.0 - INTRODUÇÃO

A expansão dos sistemas de produção combinada de potência e calor e sua interligação com as concessionárias públicas são recursos importantes para a racionalização energética de um país. No caso dos países em desenvolvimento verifica-se uma sustentada tendência na implantação desta tecnologia, buscando-se adaptar-se às normas e restrições legais.

O Brasil emprega a cogeração há décadas, sobretudo, em sua indústria de processamento da cana-de-açúcar. Neste setor industrial, cuja disponibilidade de um combustível barato, o bagaço, e a alta demanda de vapor facilitam a cogeração, tem-se atualmente uma capacidade instalada de aproximadamente 900 MW, atendendo cerca de 70% do consumo energético nestas plantas. A tecnologia adotada em grande parte das instalações é tradicional e pode ser aperfeiçoada incorporando desenvolvimentos já dominados inclusive por fabricantes brasileiros de equipamentos de potência. Se considerar-se a prática da cogeração no Brasil em um cenário tecnológico mais evoluído, pode-se prever uma capacidade instalada total de 20000 MW e uma geração anual de 65125 GWh correspondente a 38% do consumo brasileiro.

Na perspectiva de expansão dos sistemas de cogeração são requeridos estudos que auxiliem sua concepção e operação em bases racionais e considerem transações energéticas com as concessionárias públicas. Voltados para os sistemas com turbinas a vapor de contrapressão e considerando as condições típicas da indústria brasileira, alguns trabalhos tem buscado abordar tal problemática, estudando a geração de excedentes e os requisitos de potência. No presente trabalho apresenta-se um modelo de simulação de sistema de cogeração associado a um programa de análise probabilística da economicidade do projeto, permitindo selecionar a melhor configuração conforme a Teoria do Portafólio, que compatibiliza os níveis de rentabilidade e os riscos em uma decisão.

### 2.0 - MODELAGEM E SIMULAÇÃO ENERGÉTICA

O sistema de cogeração considerado neste trabalho está esquematizado na Figura 1. Tra-

ta-se da configuração comumente adotada em agroindústrias brasileiras.

Tanto as exigências de potência como de calor útil a ser atendidas pelo sistema de cogeração são bastante variáveis com o tempo, de modo que é pouco satisfatório uma modelagem em regime permanente. Para enfrentar tais aleatoriedades um método seria trabalhar com os valores instantâneos de demanda. No entanto, tal procedimento impõe um profundo conhe-

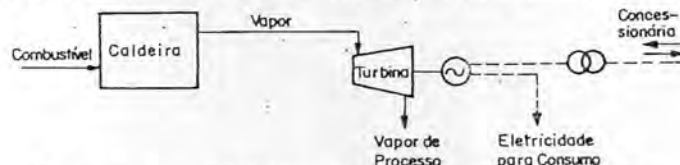


Figura 1 - Sistema de Cogeração Estudado.

cimento das condições operacionais e dos requisitos de energia da planta associados ao sistema de cogeração. Uma alternativa é buscar uma abordagem probabilística. Conforme demonstrado em trabalho anterior (SANTOS et alii, 1989) a convolução da curva de duração da potência requerida pela planta com a curva de duração da potência disponível no sistema de cogeração operando em paridades térmicas, fornece a curva de duração dos excedentes e eventuais déficits de potência em relação à concessionária. Este método implementado computacionalmente, através do programa COGERA, esquematizado na Figura 2, permite estimar para uma dada configuração de demandas e condição de projeto, os blocos de energia transacionados, em ambos os sentidos, com a concessionária.

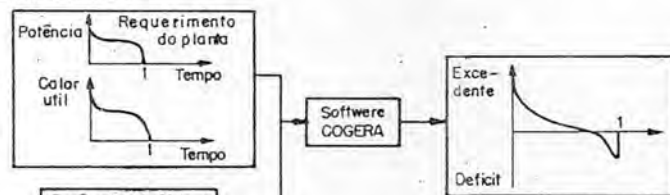


Figura 2 - Esquema do Programa COGERA.

É importante observar que esta abordagem está restrita a sistemas de cogeração com turbinas de contrapressão, operando em paridade térmica. Sua principal vantagem é incorporar

a variação das demandas e permite avaliações expeditas da sensibilidade da autonomia energética face à alterações no projeto do sistema de cogeração.

### 3.0 APLICAÇÃO DA TEORIA DO PORTAFÓLIO À COGERAÇÃO

O planejamento do setor energético nos últimos 20 anos mostra-se incapaz de desenvolver estratégias hábeis para absorver as incertezas inerentes às variáveis envolvidas, incertezas estas que levam a um risco financeiro.

O desenvolvimento de modelos computacionais com métodos de programação matemática criou a imagem de se ter ferramentas poderosas, ainda mais quando se incorporam métodos estocásticos. Entretanto, o objetivo era sempre o mesmo: maximizar a esperança do benefício líquido (least-cost planning).

Dentro deste escopo, apresenta-se aqui uma adaptação da Teoria de gestão de portfólio à otimização das plantas de cogeração. Entretanto, é necessário, primeiramente, ter comentários sobre as incertezas inerentes à cogeração.

#### 3.1 - Incertezas inerentes à cogeração

Quando se está no nível de projeto de uma instalação de cogeração, é necessário estimar-se uma série de variáveis e parâmetros, tais como, o investimento inicial, custo de operação, demandas de energia térmica e eletromecânica, tarifas de compra e venda de energia, dentre outras menos importantes.

Todas essas avaliações correspondem a um valor médio mais provável (admitindo-se 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. Assim, conforme ilustrado na Figura 3, o custo de operação 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 planta ou para plantas 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

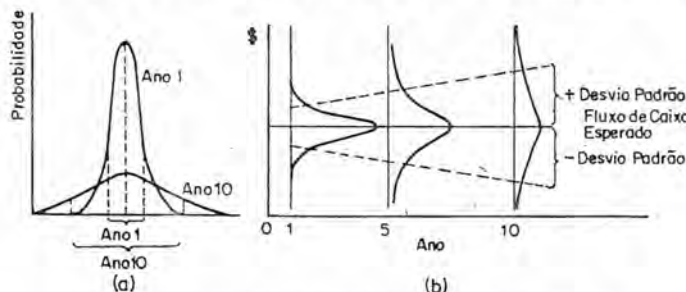


Figura 3 - Risco em função do tempo.

que é muito útil para a avaliação das demandas e das tarifas. Pode-se, ainda, utilizar-se uma média das duas formas básicas. Este é

o caso do custo de operação, o qual pode ser definido como uma distribuição normal, baseando-se em dados de plantas existentes, mas que deve apresentar um aumento de risco (desvio-padrão), a medida que se distancia no tempo.

Calculados todos os custos e benefícios anuais, deve-se calcular os benefícios anuais líquidos. No caso em que se adota somente distribuições normais, a soma de benefícios ou a diferença entre benefícios e custos resultará em uma distribuição normal cuja média é a soma ou subtração dos valores médios, respectivamente, e a variância será a soma das variâncias da distribuições.

Quando existirem variáveis caracterizadas por cenários, ou seja, para as quais não se admitiu distribuições, deve-se combinar os diferentes valores dos cenários com todos os valores discretizados das distribuições normais, numa operação conhecida como convolução. A Figura 4 ilustra uma distribuição normal discretizada em 7 pontos convoluída com uma distribuição discreta, resultante de 3 cenários com as mesmas probabilidades.

A cada combinação, a probabilidade resultante  $P_R$  será a multiplicação das probabilidades associadas aos dois elementos e o valor resultante ( $x_R$ ) será a soma ou subtração dos elementos. No caso ilustrado, tem-se, portanto, 21 elementos resultantes ( $x_R$ ) associados a 21 probabilidades ( $P_R$ ), que somadas será igual a um. A média ( $\mu_R$ ) e a variância ( $\sigma_R^2$ ) da distribuição resultante são dadas por (1) e (2), onde  $n$  é o número de elementos da distribuição.

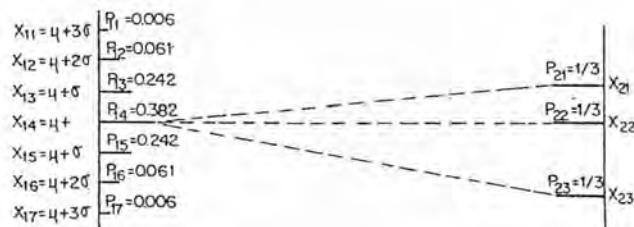


Figura 4 - Convolução de uma distribuição normal discreta e de uma distribuição com 3 cenários equiprováveis.

$$\mu_R = \sum_{j=1}^n (P_{R_j} \cdot x_{R_j}) \quad (1)$$

$$\sigma_R^2 = \sum_{j=1}^n (P_{R_j} \cdot x_{R_j}^2) - \mu_R^2 \quad (2)$$

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 dessas parcelas resulta na distribuição normal do benefício total (BT), cuja média e variância são dadas por (3) e (4), onde  $n$  é a vida útil da instalação e  $i$  é a taxa de rentabilidade antecipada pelo mercado:

$$\mu_{BT} = \sum_{j=1}^n \mu_{BLA_j} / (1 + i)^j \quad (3)$$

$$\sigma_{BT}^2 = \sum_{j=1}^n (\sigma_{BLA_j} / (1 + i)^j)^2 \quad (4)$$

Pode-se, finalmente, calcular a rentabilidade média do investimento ( $E(R)$ ) e o des-

vio-padrão associado ( $\sigma$ ) (risco total). Para isto, assume-se que a rentabilidade ( $R$ ) é a taxa interna de retorno. Novamente é necessário discretizar as distribuições associadas ao benefício total (BT) e investimento inicial ( $I$ ), obedecendo a equação (5), onde  $n$  é vida útil da instalação. Para cada combinação, calcula-se a taxa interna de retorno, associando-a à probabilidade resultante da multiplicação das probabilidades relativas aos valores de benefício e custo. Após realizada a convolução, pode-se utilizar as equações (1) e (2) para definir a distribuição de probabilidade da rentabilidade ( $E(R)$ ) e risco total ( $\sigma$ )).

$$I = BT \frac{(1+i)^n \cdot i}{(1+i)^n - 1} \cdot \frac{(1+R)^n - 1}{(1+R)^n \cdot R} \quad (5)$$

Observa-se que o processo descrito não é automático, dependendo, em muito, da experiência do projetista. Vale também ressaltar que o método de Monté Carlo, empregado também para a definição da distribuição da rentabilidade na área financeira, não se comporta bem para o caso presente, pois exige um enorme esforço computacional.

### 3.2 - O Critério "Média-Variância" aplicado à Cogeração

As metodologias tradicionais (least-cost planning), 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, mesmo sendo a esperança matemática da rentabilidade do investimento a mesma de uma opção sem risco (veja SANTOS & MOREIRA, 1991 e WESTON & BRIGHAM, 1975). Assim, busca-se compor um portfólio com ações e bônus com diferentes rentabilidades média e riscos, visando um resultado que combine boa rentabilidade e baixo risco.

MARKOWITZ (1959) desenvolveu um método de solução geral do problema da estrutura dos portfólios, conhecido como critério "média-variância", que se mostrou, desde então, muito eficiente. Seja a Figura 5-a, onde os pontos marcados correspondem aos diferentes investimentos, posicionados em função das esperanças matemáticas da rentabilidade ( $E(R)$ ) e do desvio-padrão associado ( $\sigma$ ) (risco total).

No caso de investimentos mobiliários, pode-se fazer a combinação entre duas quaisquer opções (pontos do plano). Observando a Figura 5-b, variando a proporção  $x$  que é investido em A, sobrando  $(1-x)$  para B, pode-se obter qualquer ponto da curva  $\overline{AB}$ . Caso não haja correlação (covariância nula) entre

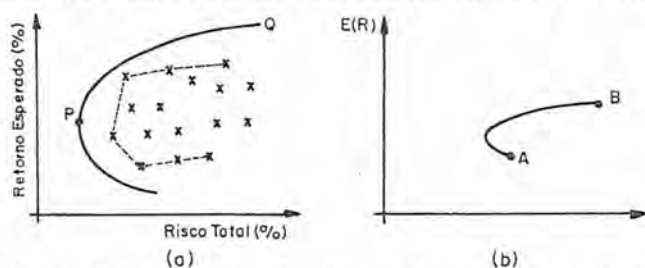


Figura 5 - Espaços "retorno esperado x risco"

os investimentos, ter-se-á uma reta entre A e B. O portfólio resultante da combinação entre A e B terá uma rentabilidade ( $E(R)$ ) e uma variância ( $\sigma_p^2$ ) dadas por (6) e (7), onde

$\sigma_{AB}$  é a covariância entre A e B.

$$E(R_p) = x_A \cdot E(R_A) + x_B \cdot E(R_B) \quad (6)$$

$$\sigma_p^2 = x_A^2 \cdot \sigma_A^2 + x_B^2 \cdot \sigma_B^2 + 2 x_A \cdot x_B \cdot \sigma_{AB} \quad (7)$$

$$x_A + x_B = 1 \quad (8)$$

$$\sigma_{AB} = \frac{1}{n} \sum_{t=1}^n \left\{ \left[ R_{A_t} - E(R_B) \right] \left[ R_{B_t} - E(R_A) \right] \right\} \quad (9)$$

No caso de uma planta de cogeração, não se tem, a princípio, possibilidades de combinação e, tão pouco, há correlação entre as opções estudadas. Isto se justifica, pois não se pode construir, por exemplo, 70% de uma planta de 3,5 MW e 42 bar e 40% de uma outra de 2 MW e 20 bar. Entretanto, para o caso de se querer dividir em duas plantas de cogeração, pode-se pensar na distribuição do investimento entre elas. Este não é o caso aqui enfocado. Com relação à covariância, vale o mesmo raciocínio, pois, quando existem duas plantas podem existir vínculos operativos entre ela, como, por exemplo, a restrição do bagaço total produzido em uma usina de açúcar.

Voltando-se à Figura 5-a, pode-se ver a curva contínua que envolve os pontos, denominada "fronteira de eficiência". Utilizando-se programação quadrática, conforme propõe MARKOWITZ (1959), pode-se chegar a ela, após um considerável esforço. A fronteira de eficiência é onde, para o mesmo nível de rentabilidade, encontra-se o portfólio com menor risco, ou paralelamente para o mesmo nível de risco se maximiza a rentabilidade. Observando esta última afirmação, pode-se dizer que a fronteira de eficiência é, de fato, somente o trecho, indicado na figura 5-a.

Para o caso da cogeração, como enfocado aqui, a fronteira de eficiência seria dada na Figura 5-a, ou, mais precisamente, ela seria composta somente pelos pontos que correspondam a investimentos reais (vértices da linha tracejada).

Resta, todavia, escolher entre os pontos da fronteira de eficiência, aquele que corresponde ao melhor investimento. Para isto, tem-se que considerar um outro ponto no plano "rentabilidade-risco", que é o caso de um ativo sem risco ( $\sigma = 0$ ) e com rentabilidade  $R_0$ . Este pode ser o caso dos bônus do governo de curto prazo. Ora, pode-se fazer a combinação entre os pontos da fronteira de eficiência e a opção sem risco, conforme mostra a Figura 6-a. Vê-se, daí, que a reta que passa por  $R_0$  e M passa a ser a nova fronteira de eficiência, pois para um mesmo nível de risco ( $\sigma$ ) é onde se encontra a máxima rentabilidade. Utilizando-

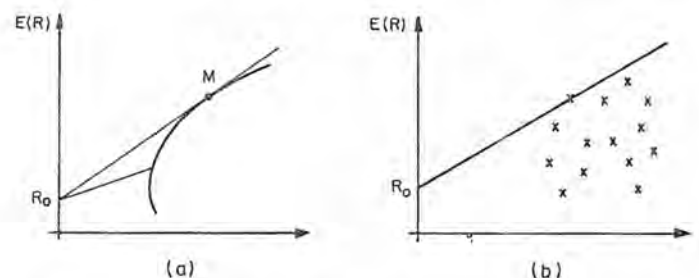


Figura 6 - Combinação dos portfólios com um ativo sem risco.



-se o mesmo raciocínio, pode-se dizer que a opção ótima para a realização de uma planta de cogeração é a alternativa C, indicada na Figura 6-b, onde os pontos marcados são as várias alternativas técnicas para a planta.

Observe-se que o investidor pode optar entre investir na opção C ou aplicar todo o seu dinheiro em bônus do governo. Isto dependerá de sua utilidade: caso queira correr risco, C será a escolhida, do contrário, será Ro.

Finalmente, as evidências econométricas mostram que o mercado de fato se comporta de forma linear, como mostrado. CONTADOR (1981), analisando as rentabilidades das empresas brasileiras de diferentes setores, chegou na seguinte equação para a reta RoM:

$$E(R) = 3,1 + 0,91 \cdot \sigma \quad (10)$$

Dai, pode-se dizer que, para o caso de cogeração no Brasil, pode-se adotar Ro igual a 3,1% ao ano.

#### 4.0 - APLICAÇÃO DO MODELO

Seja o caso do dimensionamento de uma instalação de cogeração em uma usina de açúcar. As demandas de energia térmica e eletromecânica foram estimadas com base na produção prevista e em instalações semelhantes em operação. O cenário base é apresentado na Figura 7, onde 7 (a) mostra a curva de duração para a demanda de vapor e 7 (b) a curva de duração para a demanda de energia elétrica. Essas curvas foram construídas com quatro patamares para bem caracterizar a ponta, a base e dois períodos intermediários.

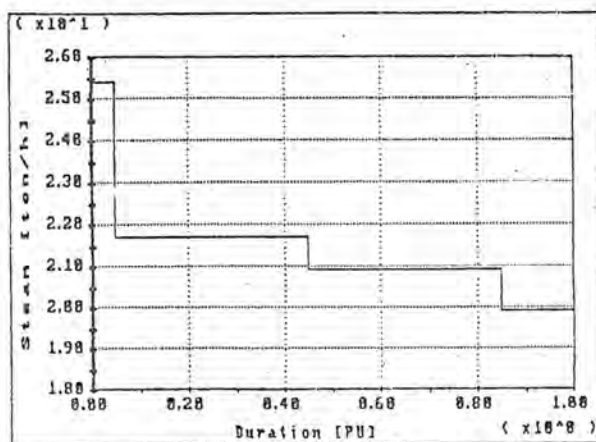
Face às incertezas inerentes às estimativas de demanda, construiu-se outros cenários equiprováveis. Considerou-se variações de  $\pm 10\%$  na demanda de ponta, mantidos os demais patamares, seja para a demanda térmica, seja para a elétrica. Os outros cenários estabelecem variações de  $\pm 10\%$  nos patamares, mantendo-se constante o patamar da ponta.

Como todos os cenários traçados para a demanda térmica podem ser combinados com todos os cenários para a demanda elétrica, chega-se em 25 casos a serem estudados.

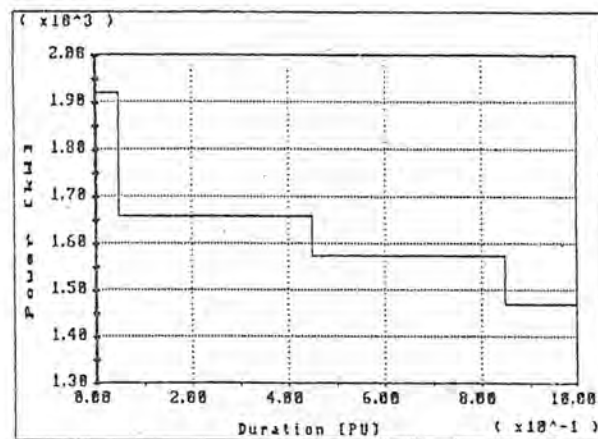
O objetivo é determinar a pressão, temperatura e a capacidade de caldeira, bem como a potência do turbo gerador. As pressões adotadas no estudo, face às restrições do mercado, foram 21 bar/280°C, 30 bar/350°C, 42 bar/450°C e 60 bar/550°C. Para a escolha da capacidade da caldeira (produção de vapor) foram admitidas apenas duas condições: na primeira, a caldeira terá uma capacidade igual à demanda máxima de vapor; na segunda, a caldeira terá uma capacidade igual à demanda mínima (100% de duração) de vapor. Neste caso, uma caldeira de baixa pressão suprirá a demanda excedente.

Com relação ao turbo gerador, a sua potência será compatível com a pressão, temperatura e produção de vapor de caldeira, bem como os custos e desvios padrões associados, conforme mostrado no Quadro 1. Não foram pesquisadas outras capacidades de produção de vapor, tendo em vista as pequenas inclinações das curvas de duração de vapor utilizadas.

Dos custos do Quadro 1, para fins de otimização da planta de cogeração, é necessário reduzir o custo relativo unicamente à produção de vapor a baixa pressão, pois tal custo não pode ser imputado à cogeração.



(a)



(b)

Figura 7 - Curvas de demanda de vapor e de energia elétrica.

Foram considerados os benefícios da instalação apenas aquelas relativas à energia, desprezando-se os benefícios de redução de demanda de ponta.

Assim, o benefício será a soma de energia total consumida pela indústria vezes a tarifa de compra, mais a energia vendida à concessionária vezes a tarifa de venda, subtraindo-se, ainda, a energia comprada da concessionária e vendida são calculadas utilizando-se o software "COGERA".

Faz-se os cálculos para as 25 combinações de cenários descritas, calculando-se para cada uma o benefício associado. De posse desse conjunto, pode-se calcular o benefício médio, bem como o desvio-padrão associado.

Quadro 1 - Opções estudadas com os respectivos custos e desvios-padrões.

PRESSÃO (bar)	TEMP. (°C)	POT. (kW)	CUSTO (US\$)	DESVIO-PADRÃO (US\$)
21	280	2500	4150000	643250
		1400	3005072	465786
30	350	3000	4653000	721215
		1700	3381884	524192
42	400	3500	5075000	786625
		2000	3692754	572377
60	450	4500	6250500	968828
		2600	4606522	714011

Para o exemplo, utilizou-se uma tarifa de compra de 65 \$/MWh e uma tarifa de venda de 45 \$/MWh. Poderia, entretanto, serem considerados diferentes cenários para as tarifas. Assim, se fossem adotados 3 cenários para a tarifa, o conjunto dos benefícios teria 75 combinações.

Finalmente, adotando-se uma vida útil de 20 anos e uma taxa de interesse de 10% ao ano calculou-se as rentabilidades médias e os desvios-padrões associados, conforme mostra o Quadro 2.

Quadro 2 - Rentabilidades médias e desvios-padrões associados.

PRESSÃO (bar)	TEMP. (C°)	POT. (kW)	R (%)	$\sigma_R$
21	280	2500	12.00	3.70
		1400	27.34	4.96
30	350	3000	15.60	4.30
		1700	28.47	5.14
42	400	3500	17.50	4.40
		2000	29.04	5.25
60	450	4500	17.75	4.20
		2600	27.72	5.02

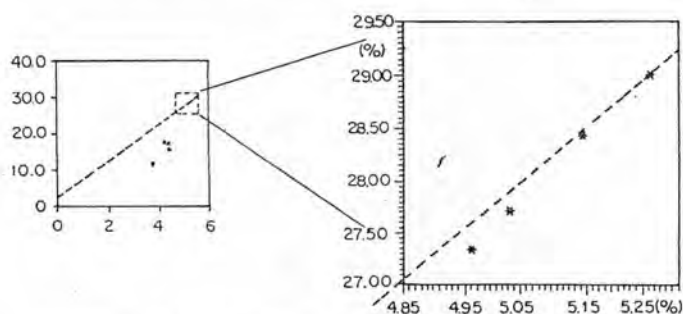


Figura 8 - Gráfico "Rentabilidade média e padrão"

Construindo-se o gráfico "rentabilidade média x risco (desvio-padrão)", como mostrado na Figura 8, pode-se determinar o ponto ótimo, que é aquele que apresenta a melhor combinação rentabilidade-risco. Neste caso, adotando-se a rentabilidade do ativo sem risco como sendo 3,1%, o ponto ótimo corresponde à pressão de 60 bar com uma potência de 3,5 MW.

#### BIBLIOGRAFIA:

- [1] Contador, R.C., 1991, Avaliação Social de Projetos Ed. Atlas, São Paulo, Brazil.
- [2] Markowitz, H.M., 1959, Portfolio Selection Efficient Diversification of Investments - John Wiley, New York, USA.
- [3] Nogueira, L.A.H., 1990, "Potencial for industrial Cogeneration in Brasil" - Proceedings Cogeneration 90- Madrid - 1990.
- [4] Payne, J.H., 1991, Cogeneration in the sugar cane industry - Elsevier, Holland, 1991.
- [5] Quadrante Softwares Especializados 1991, COGERA v1.0 - Manual do usuário - Itajubá, MG, Brazil.
- [6] Santos, A.H.M., Nogueira, L.A.H., and Ballestieri, J.A.P., 1989 - "The use of Gram-Charlier Series to evaluate the energetic surplus in cogeneration systems" - Proceedings, III ASME COGEN-TURBO, Nice - France.
- [7] Santos, A.H.M. and Moreira, A.C.M., 1991, "Une approche statistique pour les études de petite centrales hydroélectriques", Proceedings, Hidroenergia'91, Nice, France.
- [8] Walter, A.C.S.; Bajay, S.V.; Nogueira, L.A.H.; 1990. "Planejamento da Cogeração em Usinas de Açúcar e Alcool" - Anais do I Congresso Brasileiro de Planejamento Energético, Campinas.
- [9] Weston, J.F. and Brigham, E.F., 1975, Mananagerial Finance - The Dryden Press, Hinsdale, USA