



**GRUPO I  
GRUPO DE ESTUDO DE GERAÇÃO HIDRÁULICA - GGH**

**DETERMINAÇÃO DO RENDIMENTO PONDERADO MÉDIO OPERACIONAL  
DE TURBINAS DE USINAS HIDRELÉTRICAS**

**Edwin I. B. Ang  
CESP**

**Jayme R. Teixeira F<sup>o</sup>  
CESP**

**Jean C. Negri\*  
CESP**

**Paschoal G. C. Maimone  
CESP**

**Sergio N. Barillari  
CESP**

**RESUMO**

Propõe-se um método alternativo para avaliação do rendimento médio ponderado de turbinas hidráulicas, utilizando-se a série histórica de vazões naturais para um período de tempo (1931-1998) e empregando o Modelo de Simulações a Usinas Individualizadas (MSUI) da Eletrobrás.

**PALAVRAS-CHAVE**

Turbina hidráulica. Ensaio de turbinas hidráulicas. Rendimento médio ponderado.

**1.0 - INTRODUÇÃO**

Os modelos computacionais para simular o despacho de sistemas hidrotérmicos, sejam os que utilizam o conceito de "reservatório equivalente" sejam os que consideram as usinas de forma individualizadas, exigem bases de dados com informações detalhadas das usinas hidrelétricas. Entre os principais parâmetros utilizados destacam-se: tipo de turbina, rendimento global médio (conjunto turbina-gerador), perda hidráulica, produtividade, engolimento máximo, queda de referência, polinômios característicos dos reservatórios e do canal de fuga (cota x vazão).

O rendimento tem importância singular, pois afeta diretamente a capacidade de geração de energia do conjunto turbina-gerador. Considerando que o rendimento das turbinas é avaliado com precisão nos ensaios de modelo reduzido e a seguir transposto matematicamente para o protótipo, foi desenvolvida uma metodologia que determina o rendimento médio das turbinas em condições operacionais

representativas daquelas que deverão ocorrer na operação durante a vida esperada do aproveitamento

**2.0 - PROCESSO DE AVALIAÇÃO USUAL**

**2.1 – Turbina**

A avaliação do rendimento de turbinas hidráulicas é abordada nas seguintes normas:

- IEC 60193 – 1999 Hydraulic turbines, storage pumps and pumps-turbines – Model acceptance tests.
- IEC 60041 – 1991 Field acceptance tests to determine the hydraulic performance of hydraulic turbines, storage pumps and pumps-turbines
- NBR 11374 – 1990 Ensaio de recepção de turbinas hidráulicas

A norma IEC 60193 estabelece que os ensaios em modelo reduzido podem substituir ou complementar os ensaios de campo.

O rendimento médio ponderado é especificado pelo comprador da turbina, com base no regime hidrológico da bacia, onde será construída a usina, sendo os fatores de ponderação apresentados nas especificações técnicas contratuais.

Deve-se ressaltar que os contratos para aquisição de equipamentos de geração indicam faixas de rendimento esperado para as turbinas e geradores, bem como muitas vezes os rendimentos não sejam alcançados.

No ensaio de modelo reduzido da turbina, são levantados os rendimentos para as quedas e vazões indicadas na tabela de fatores de ponderação e calculado o rendimento médio ponderado para o modelo. A seguir é calculado o rendimento médio ponderado esperado para o protótipo através de fórmula de transposição indicada nas normas.

Após o término da montagem e comissionamento das unidades geradoras, é escolhida uma ou mais unidades para execução dos chamados ensaios de comprovação de potências, que entre outros medirá o rendimento da turbina.

Como não é possível obter todas as quedas indicadas na tabela de fatores de ponderação num curto período de tempo, os ensaios são realizados com a queda disponível e utilizadas fórmulas de transposição para as quedas desejadas.

Devido à dificuldade de medir com precisão as vazões de água turbinadas, é executado o ensaio de rendimento relativo (index test) no qual a vazão é calculada em função de diferenças de pressão na caixa espiral e de um coeficiente obtido no ensaio de modelo reduzido (método Winter-Kennedy). Este método tem uma imprecisão de  $\pm 3\%$  em contraposição ao método de medição direta que tem uma imprecisão estimada entre 1% e 1,2%. Considerando as imprecisões na medição da queda e da potência elétrica, a imprecisão na avaliação do rendimento é da ordem de 1% a 2%.

## 2.2 Hidrogerador

A determinação das características de um hidrogerador, bem como os métodos para ensaios são abordados nas seguintes normas:

- IEC 60034-1 – 1999 - Rotating electrical machines, Part 1: Rating and performance.
- IEC 60034-2 – 1972 - Rotating electrical machines Part 2: Methods for determining losses and efficiency of rotating electrical machinery from tests
- NBR 5117 – 1984 - Máquinas síncronas - Especificação.
- NBR 5052 - 1984 - Máquinas síncronas - Método de ensaio.

A medição do rendimento de um gerador tem sido feita pela determinação das perdas totais sob carga ou pela determinação das perdas segregadas através de medições no sistema de refrigeração. No entanto, existem restrições de ordem prática para estes ensaios quando referidos a hidrogeradores, devido às dimensões dos mesmos, o que conduz à máquina pronta "on site", ou seja, não é possível montá-los e ensaiá-los na fábrica.

Do ponto de vista de projeto, o aumento da eficiência tem sido baseado na diminuição das perdas internas e das fontes de aquecimento, além do aumento da eficiência dos sistemas de refrigeração. Isto implica em desenvolvimento de novas tecnologias de isolantes,

configurações de barramentos e novos sistemas de refrigeração; utilização de chapas de menor espessura no núcleo estatórico; etc.. Entretanto, deve-se levar em consideração que elevados níveis de rendimento implicam em elevado custo de projeto e construção da máquina, sendo necessário um estudo dos benefícios econômicos de uma unidade de altíssimo rendimento ao longo do seu tempo de vida útil. Neste caso, deve-se tomar o cuidado para que este rendimento máximo coincida com o ponto de operação mais freqüente da máquina. Desta forma, pode-se pensar em rendimento ponderado ao invés de rendimento medido num ponto de operação, buscando no projeto maximizar a eficiência média neste ponto de ponderação.

## 3.0 - METODOLOGIA PROPOSTA

Visando contornar as incertezas das condições de operação e dos fatores de ponderação expostas no item 2.0, foi desenvolvida a metodologia objeto deste trabalho.

Inicialmente simula-se a operação da usina integrada ao sistema interligado nacional, utilizando-se toda a série histórica de vazões naturais disponível, atualmente para o período 1931-1998. Emprega-se o Modelo de Simulações a Usinas Individualizadas - MSUI (Eletrobrás) que fornece mensalmente para todo o período simulado a queda líquida e a vazão turbinada total para as condições de operação na ponta e fora da ponta. A vazão turbinada é rateada entre as unidades em operação, procurando mantê-las sempre que possível no ponto de melhor eficiência. Assim, o número de unidades em operação vai depender da geração total da usina no mês. De posse da vazão turbinada média e da queda líquida, obtém-se o rendimento da turbina, utilizando-se a curva de colina do protótipo da turbina obtida no ensaio com modelo reduzido, como por exemplo, as curvas das unidades da UHE Jupia (ver Gráfico 1). Em seguida, obtém-se o rendimento médio ponderado para cada período, considerando-se o número de horas de operação na ponta e fora da ponta, por exemplo 3h e 21h, respectivamente. O rendimento médio global é obtido pela média dos rendimentos considerando todo o período histórico da simulação (1931-1998). O fluxograma da Figura 1 (página 6) sumariza esta metodologia.

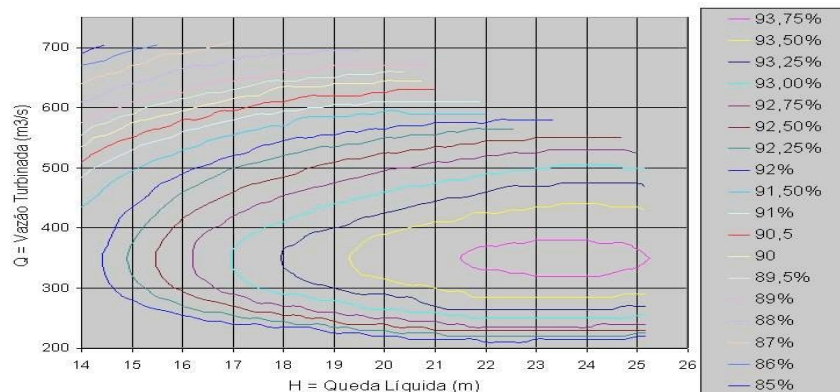


GRÁFICO 1 - UHE Jupia - Curva de Rendimento da Turbina

#### 4.0 - EXEMPLOS DE APLICAÇÃO

A metodologia foi aplicada a dois casos envolvendo as UHE's Jupiá e Porto Primavera. Para tanto, as curvas de rendimento das turbinas foram digitalizadas e um modelo computacional desenvolvido para que acoplado ao MSUI permitisse a automatização dos cálculos. No primeiro caso, o objetivo foi determinar a influência do remanso do reservatório da UHE Porto Primavera sobre as condições operacionais da UHE de Jupiá e, por consequência, sobre seu rendimento médio. E, no segundo caso, o objetivo foi a determinação dos parâmetros operacionais das unidades geradoras da UHE Porto Primavera, tendo em vista a necessidade de revisão do cálculo da energia e potência asseguradas da usina, decorrente da ampliação da capacidade instalada das unidades no ano de 2001, bem como da decisão da empresa de concluir a montagem de 14 unidades geradoras.

No primeiro caso a operação de Jupiá foi estudada para duas configurações. A primeira, considerando a operação da usina sem a influência do remanso do reservatório de Porto Primavera, que é condição original e que serviu para especificar as turbinas de Jupiá quando da implantação do aproveitamento. E a segunda, com o reservatório de Porto Primavera operando entre as cota 257 e 259 m, que é a condição final de projeto, e que altera a curva chave de jusante de Jupiá. Os resultados da simulação, queda líquida e vazão turbinada para a configuração sem o reservatório de Porto Primavera são apresentados nos Gráficos 2 e 3. Os resultados do cálculo do rendimento médio ponderado para as duas configurações estão sumarizados nos Gráficos 4 e 5.

Assumindo o rendimento dos geradores de 98%, o rendimento dos grupos fica como indicado na Tabela 1. Pode-se constatar que embora as condições de jusante, devido ao reservatório de Porto Primavera, influenciem de forma significativa o posicionamento das unidades no diagrama de colina, as alterações do rendimento médio ponderado de Jupiá são mínimas.

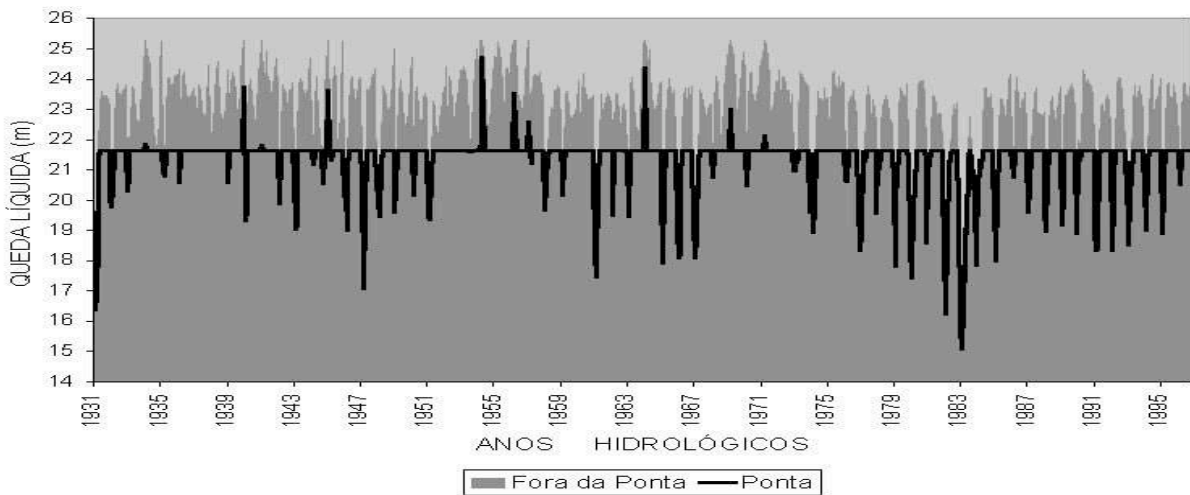


GRÁFICO 2 - UHE Jupiá – Simulação sem o Reservatório de Porto Primavera – Queda Líquida

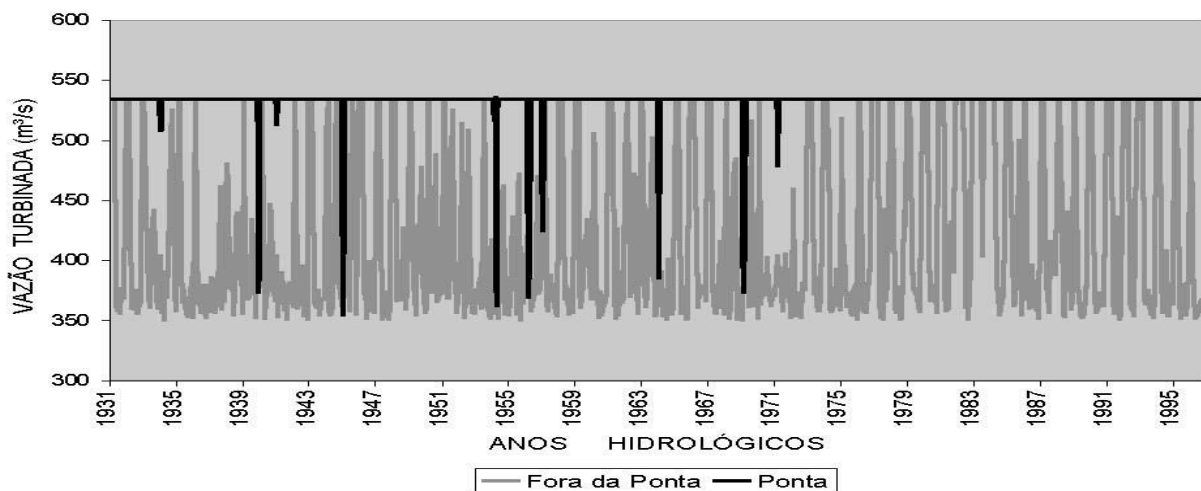


GRÁFICO 3 - UHE Jupiá – Simulação sem o Reservatório de Porto Primavera – Vazão Turbinada

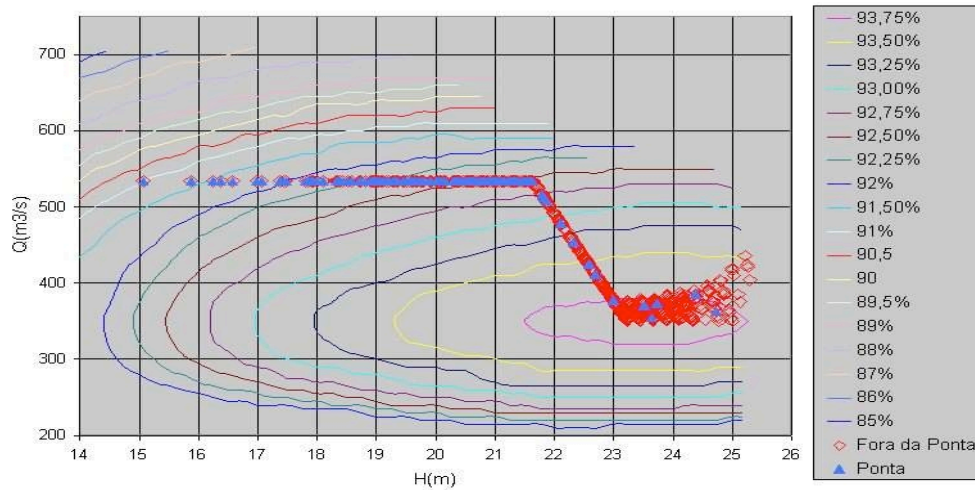


GRÁFICO 4 - UHE Jupuí – Eficiência das Turbinas - Operação Sem o Reservatório de Porto Primavera

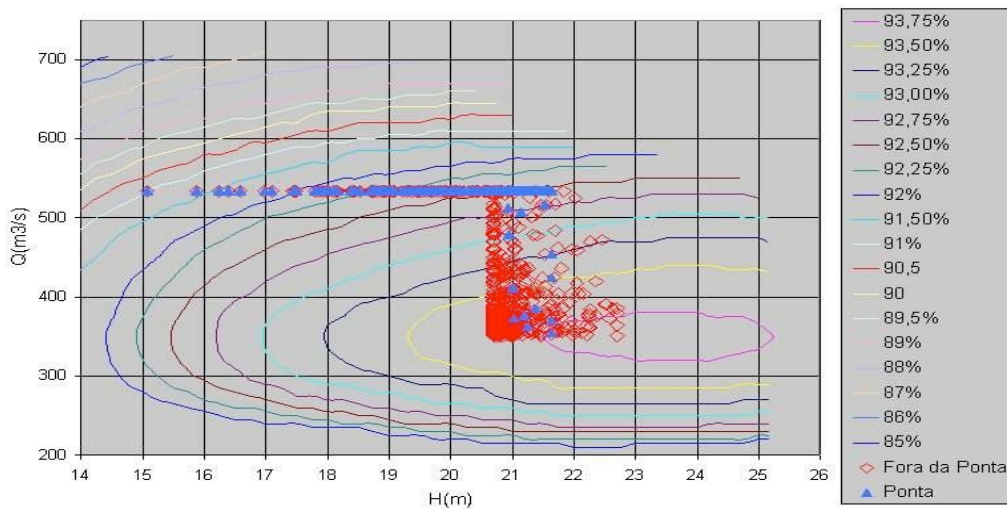


GRÁFICO 5 - UHE Jupuí - Eficiência das Turbinas - Porto Primavera Operando entre as cotas 257 e 259m

TABELA 1 - UHE Jupuí - Rendimento Médio Ponderado das Turbinas

Situação do Reservatório de Porto Primavera	Rendimento médio das Turbinas de Jupuí (%)
Antes da implantação	93,29
Entre as cotas 257 e 259	93,18

No segundo caso, o aproveitamento de Porto Primavera foi estudado considerando duas configurações, a original com 18 unidades geradoras com potência nominal de 100,8MW e a situação atual, após a revisão da potência nominal dos grupos, que passou para 110MW e com o número de unidades geradoras reduzido para 14. Os resultados das simulações e do cálculo do rendimento médio ponderado estão sumarizados nos Gráficos 7 e 8 e na Tabela 2, na qual as duas configurações são comparadas.

TABELA 2 - UHE Porto Primavera – Rendimento Médio Ponderado das Turbinas

UHE Porto Primavera - Resultados das Simulações e do Cálculo do Rendimento Médio Ponderado		
	Situação Inicial	Situação Atual
Número de Máquinas	18	14
Potência Nominal do Gerador (MW)	100,8	110,0
Potência Média da Turbina (MW)	81,07	89,17
Rendimento Médio da Turbina (%)	94,9	94,7
Potência Média do Gerador (MW)	79,64	87,65
Rendimento Médio do Gerador (%)	98,24	98,3
Queda Líquida Média (m)	20,49	20,40
Vazão Média (m <sup>3</sup> /s)	427,83	473,65
Perda de Carga Média (m)	0,29	0,36



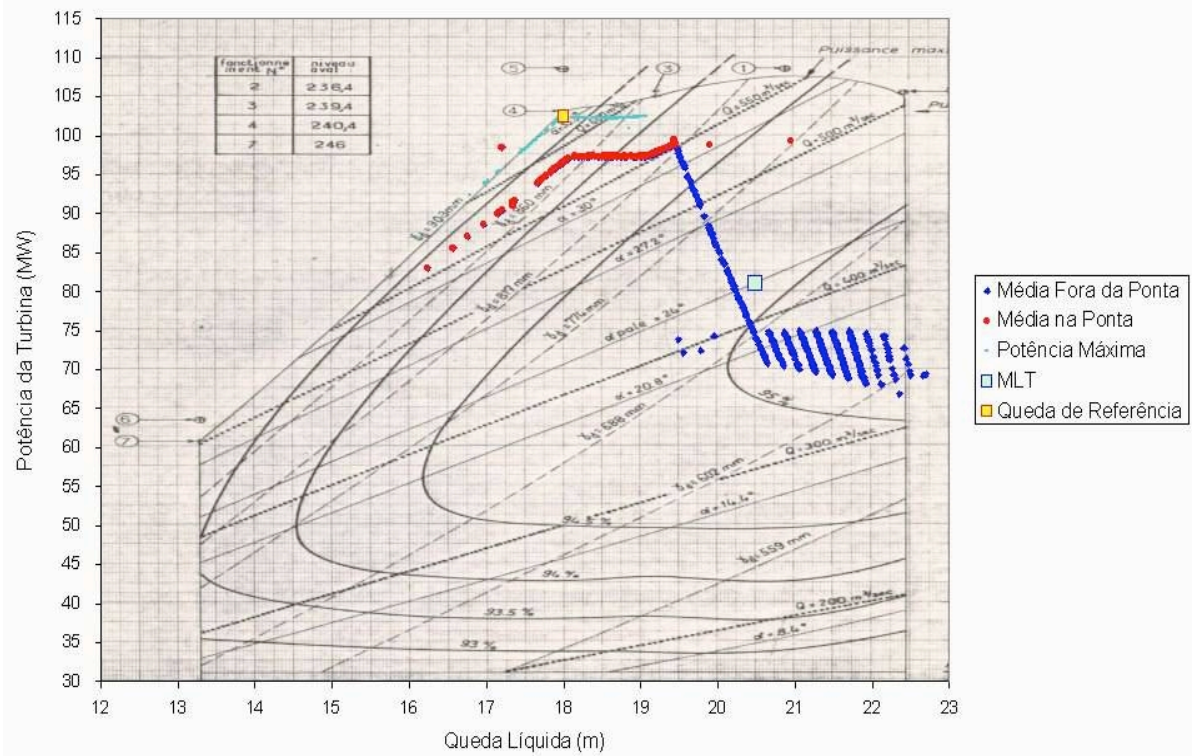


GRÁFICO 7 - UHE - Porto Primavera  
 Determinação do Rendimento Médio Ponderado das Turbinas  
 18 Máquinas - Potência Nominal = 100,8 MW

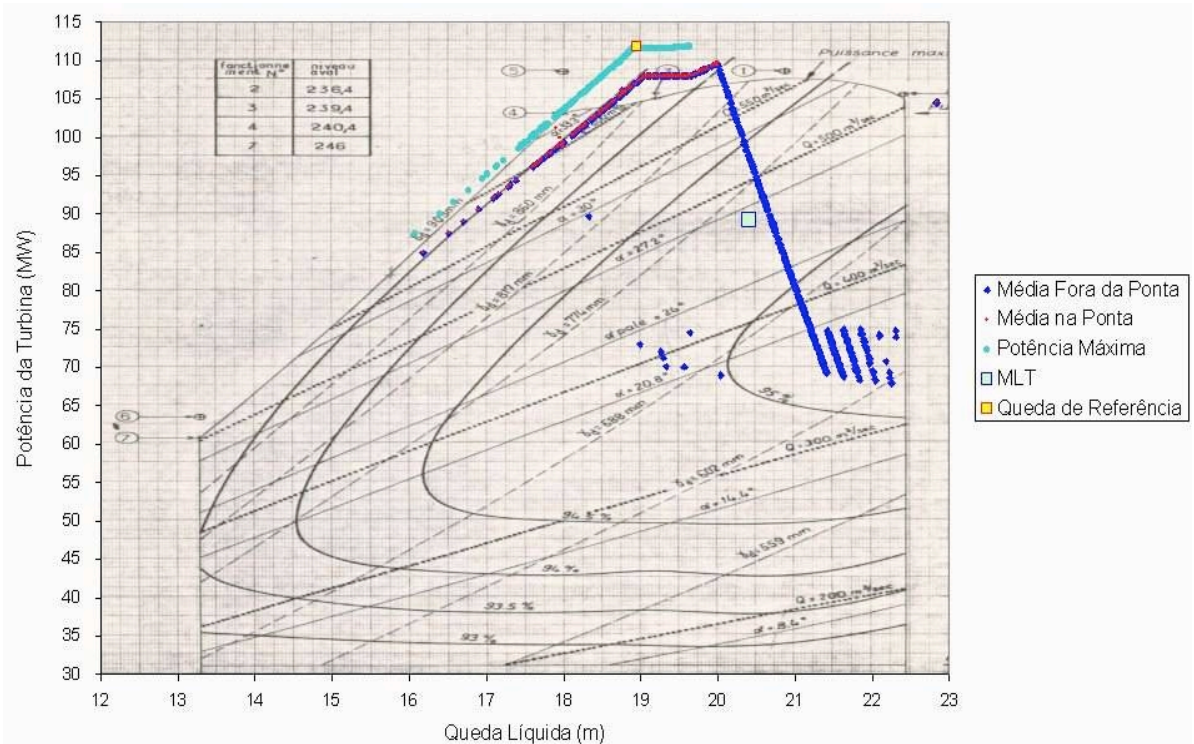


GRÁFICO 8 - UHE - Porto Primavera  
 Determinação do Rendimento Médio Ponderado das Turbinas  
 14 Máquinas - Potência Nominal = 110,0 MW

Com a redução do número de unidades e o aumento da potência nominal dos geradores, a potência média ponderada e a vazão média ponderada aumentaram de forma significativa, conduzindo a uma maior perda de carga na adução. A queda líquida média teve uma redução pouco significativa e como pode ser observado o rendimento médio ponderado das turbinas também teve uma pequena redução. Este é um resultado normal dadas as características das turbinas Kaplan, que apresentam reduzida declividade da curva de colina na região de máxima eficiência.

#### 5.0 - APLICABILIDADE E OPORTUNIDADES

Recentemente no setor elétrico tem ganho espaço a discussão sobre a modernização e repotenciação de unidades geradoras existentes, como forma de melhorar o desempenho técnico e econômico da usina, além da automática reparação e atualização do ativo. O enfoque maior tem sido dado a unidades geradoras com mais de 120.000 horas ou cerca de 30 anos de operação. Este é o caso, por exemplo, das UHE's Jupia e Ilha Solteira.

Algumas aplicações no exterior demonstram a viabilidade da modernização de UHE's. Utilizando técnicas modernas baseadas em análise computacional de escoamento (CFD) e de esforços e vibrações (CAE), são definidos novos pontos de projeto, vinculados a uma melhoria de desempenho de potência, eficiência e comportamento da cavitação, além de uma segurança operacional dos componentes. Naturalmente para as condições brasileira, a implementação de atualização e modernização de unidades geradora deve ser precedida de uma análise de custo-benefício baseada na legislação vigente (resoluções ANEEL), procedimentos de rede (ONS), e regras de mercado (MAE). O benefício é avaliado pelo incremento resultante da energia assegurada, que é diretamente dependente da eficiência da unidade geradora, enquanto que a elevação da potência tem efeito amortecido vinculada à respectiva energia associada.

A evolução tecnológica no processo de análise, no projeto e na fabricação tem refletido em ganho de desempenho nas turbinas tipo Francis e Kaplan, ao longo dos últimos anos. Para unidades com 30 anos de operação é estimado um ganho de 0,5 a 5% na eficiência e de 5 a 20% na potência, dependendo do tipo de máquina.

Os métodos simplificados para avaliação do ganho, como o "index test" ou a medição direta das variáveis na unidade geradora, antes e após as modificações, utilizando as técnicas atuais, apresentam um erro da ordem do ganho previsto.

Nestas condições, o método ideal é através do modelo reduzido e protótipo da unidade original e modificada, ponderada nas condições de metodologia proposta e discutida no item 3.0.

Além disso, o próprio critério de determinação da energia assegurada está sendo revisto, sobre dois aspectos, a saber: modelo de representação-simulação e parâmetros operacionais.

Esta metodologia de determinação de eficiência pode ser sugerida no estabelecimento da eficiência média ponderada.

#### 6.0 - CONCLUSÃO

Os resultados obtidos com a aplicação desta metodologia têm mostrado que o mesmo é bastante sensível e adequado para avaliar as repercussões energéticas de alterações significativas quer seja nas unidades geradoras, como nos casos de repotenciação, quer seja na forma operacional devido a alterações nas políticas de utilização dos reservatórios. O método pode ser aplicado indiscriminadamente ao conjunto de aproveitamentos hidroelétricos do sistema interligado nacional e permite que o rendimento médio dos mesmos seja estimado de forma mais representativa e isento de distorções causadas pelo emprego de critérios não uniformes. Este fato adquire grande importância no momento em que se encontram em curso alterações significativas nos critérios para o cálculo das energias asseguradas dos aproveitamentos que são influenciadas diretamente pelos valores dos rendimentos médios.

#### 7.0 - REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- (1) Muller, Hans P. – Measurement of the pressure in the spiral casing according to the Winter-Kennedy method – Voith Research and Construction Vol. 19e, paper 4, 08/1969.
- (2) Echeverria, J. J. Rocha – O impacto da especificação de hidrogenadores no seu custo – XVI SNPTEE – GGH/009.
- (3) Pena, E; Paunescu, N; Bleier, I – Portile de Fier I : Modernizing Europe's Largest Hydro Plant – MRW, Vol. 10, number 5 – 2002
- (4) Montagnana Jr., N; Almeida, K. R. V. – Repotenciação de turbinas hidráulicas – Workshop Repotenciação de turbinas e geradores em usinas hidrelétricas. – Bracier - Recife - 2000

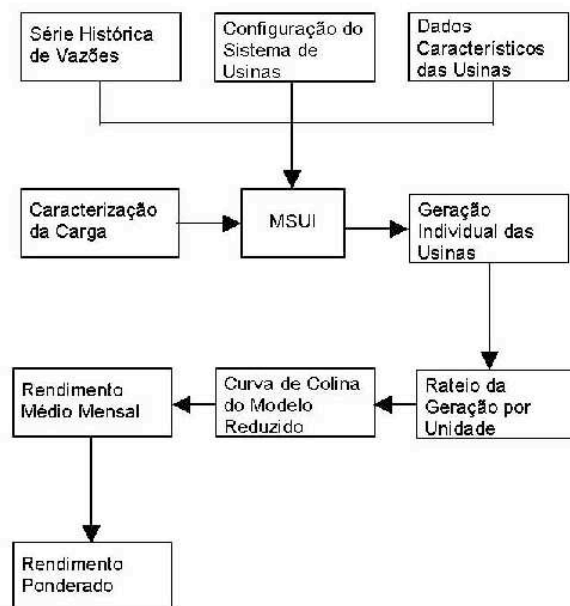


FIGURA 1 – Fluxograma de Cálculo do Rendimento Médio Ponderado