

Para facilitar os estudos de simulação da operação, dependendo do porte da usina em estudo, evitando-se também não só a dependência de uma grande quantidade de dados bem como da variação de regras operativas específicas de cada modelo de simulação, o Sistema de Referência pode ser simplificado, retirando-se as usinas que não afetam a avaliação dos benefícios energéticos do projeto em questão, ou seja, que não participam da mesma cascata hidráulica.

Recomenda-se, portanto, simular apenas as bacias hidrográficas onde o projeto em estudo tenha influência hidráulica, para o cálculo dos seus benefícios energéticos.

Alternativamente, também a título de simplificação, pode-se considerar apenas como Sistema de Referência o conjunto de usinas previsto no horizonte de 15 anos (estudos de médio prazo do setor), acrescido das usinas e reservatórios previstos e já inventariados na bacia hidrográfica do Aproveitamento em estudo.

Entretanto, mesmo no caso de se adotar uma configuração simplificada nas simulações, o período crítico deve ser aquele correspondente à configuração completa.

## • PARÂMETROS ECONÔMICOS

A partir da avaliação dos benefícios energéticos, é necessário convertê-los em valores econômicos, para que se possa aplicar a metodologia de análise do custo/ benefício incremental.

Assim sendo, os parâmetros econômicos necessários no decorrer das análises são:

- Custo de Referência da Energia – CRE (US\$/MWh);
- Custo de Referência da Ponta – CRP (US\$/kW/ano);
- Custo de Referência da Energia Secundária - CRES (US\$/MWh);
- Vida Útil do Aproveitamento (anos);
- Taxa de Desconto (%).

No enfoque atual de dimensionamento, os custos de referência representam os custos marginais de substituição dos benefícios advindos com a implementação de uma nova fonte de geração, ou seja, representam os parâmetros de valorização econômica dos benefícios energéticos avaliados ao longo da vida útil do projeto em análise e dependem, essencialmente, da configuração de usinas (sistema de referência) à qual ele deverá ser incorporado e da evolução desta configuração ao longo do tempo, na medida em que os benefícios poderão sofrer alterações, assim como os parâmetros de valorização.

Desta forma, os custos de referência, ou custos marginais de referência para dimensionamento, são os parâmetros que permitem valorizar economicamente cada um dos benefícios energéticos ao longo do tempo, ou seja, o Custo Marginal de Referência para Dimensionamento de Energia - CRE (US\$/MWh) valoriza o ganho de energia, o Custo Marginal de Referência para Dimensionamento de Ponta - CRP (US\$/kW/ano) valoriza o ganho de potência garantida e o Custo Marginal de Energia Secundária - CRES (US\$/ MWh) valoriza a substituição da geração térmica.

Como o Custo Marginal de Expansão representa, pela própria definição, o custo incorrido no sistema para atender um incremento marginal de mercado em um determinado período (custos marginais do período), os custos de referência como definidos anteriormente, deverão representar, na data de entrada em operação do Aproveitamento em análise, o valor equivalente de uma série crescente de custos marginais do sistema ao longo da vida útil do Aproveitamento. Ressalta-se que a característica predominantemente hidrelétrica do parque gerador em expansão, indica que as usinas mais econômicas sejam prioritariamente construídas, o que se reflete em custos marginais de expansão crescentes ao longo do tempo e, conseqüentemente, custos de referência também crescentes no tempo.

- CUSTOS MARGINAIS DE EXPANSÃO

No item anterior procurou-se mostrar que os custos de referência para dimensionamento estão intimamente ligados aos custos marginais de expansão do sistema.

Estes custos de referência, calculados para cada quinquênio, são, na verdade, parâmetros econômicos característicos dos estudos de longo prazo, que envolvem, em geral, cenários econômicos e energéticos definidos entre o 10º e o 30º ano do horizonte de estudos de planejamento da expansão da geração.

Deve-se destacar que atualmente o setor elétrico determina também os custos marginais de expansão do horizonte de planejamento do 6º ao 10º ano no âmbito do Plano Decenal de Expansão com o objetivo de subsidiar estudos tarifários.

- CUSTOS MARGINAIS DE REFERÊNCIA PARA DIMENSIONAMENTO

Uma vez determinados os custos marginais de expansão de cada quinquênio (CMEX (Ti)), é possível compor o custo marginal de referência para dimensionamento, que nada mais é do que o valor de uma série anual de desembolsos, equivalente a uma seqüência de séries anuais crescentes a cada quinquênio ao longo da útil do projeto (custos marginais de expansão vistos naquele quinquênio). A Figura 3, exemplifica melhor.

Para os estudos de dimensionamento aproveitamentos hidrelétricos, deverão ser utilizados os custos de referência para o dimensionamento, calculados pelo GCPS e compatíveis com os estudos de longo prazo.

Deve-se destacar que, ao se considerar vários sistemas de referência ao longo da vida útil do projeto, pode-se valorizar os seus benefícios energéticos através dos custos marginais do período (cada quinquênio), compatíveis com o respectivo benefício auferido em cada quinquênio ao longo da vida útil do projeto, encontrando-se, posteriormente, o valor anual equivalente aos benefícios econômicos crescentes no tempo, a partir da data prevista de entrada em operação do projeto.

Finalmente, o ganho de energia secundária pode ser valorizado através do custo médio de geração térmica (US\$/MWh) ou através do custo de geração de cada fonte térmica, cuja variação de geração esperada possa ser identificada nos resultados das simulações com e sem o projeto em pauta.

Onde:

**CMEX(Ti)** = custo marginal de expansão do quinquênio Ti (energia ou ponta).

**CR(Ti)** = custo marginal de referência para dimensionamento do quinquênio Ti (energia ou ponta)

É possível deduzir a expressão final para o CR (to) da seguinte forma:

- VIDA ÚTIL DO APROVEITAMENTO

Na análise econômica dos aproveitamentos, no Âmbito do planejamento da expansão do setor elétrico e nos estudos de dimensionamento sob o ponto de vista do ótimo, utiliza-se o conceito de vida útil econômica (50 anos para as usinas hidrelétricas), que é superior ao período mínimo de concessão proposto pela Lei 9074/ 95 para as concessões outorgadas por licitação pública.

- TAXA DE DESCONTO

Pode-se demonstrar que a taxa de desconto devesse coincidir com o custo de oportunidade do capital na estrutura de um mercado de capitais em equilíbrio. Em situações reais, no entanto, as condições de concorrência perfeita não

existem e a determinação da taxa de desconto a ser utilizada no setor tem se constituído em matéria bastante controvertida.

A influência da taxa de desconto é tão importante que pode condicionar totalmente o processo decisório, direcionando a política de expansão do sistema de um extremo ao outro, em função do valor adotado, ou seja, projetos de longa maturação, como as hidrelétricas, tendem a ser penalizados com taxas altas que, ao contrário, acabam por beneficiar projetos termelétricos, cuja maturação é mais rápida.

No caso do setor elétrico brasileiro, o valor de referência tradicionalmente adotado é de 10% ao ano. No que tange ao dimensionamento ótimo, o mais adequado ao se comparar custos e benefícios decorrentes de variações incrementais em determinados parâmetros, é a realização de análises de sensibilidade das alternativas para variações no valor da taxa de desconto, aferindo-se as soluções, face às possíveis alterações conjunturais que podem pressionar bastante o custo de oportunidade para captação de recursos. A faixa adotada pode ser entre 10 e 12% a.a..

### 3.5.3 ESCOLHA DAS ALTERNATIVAS DE EIXO DE BARRAMENTO

Conforme previsto nos Estudos Preliminares (item 1.7), inicialmente é feita uma análise das alternativas de Aproveitamento, que confirmará ou poderá alterar a proposta contida nos Estudos de Inventário. Com base em vários aspectos físicos e sócio-ambientais, são selecionados possíveis eixos de barramento, cuja decisão de escolha final, no entanto, levará em conta, de forma ponderada, os aspectos energéticos, econômicos, sociais, ambientais e de outros usos da água, conforme descrito no item 4.1.

### 3.5.4 DIMENSIONAMENTO DOS PARÂMETROS FÍSICO-OPERATIVOS PARA CADA ALTERNATIVA DE EIXO DE BARRAMENTO

O critério de otimização de alguns dos parâmetros físico-operativos de uma usina hidrelétrica é baseado no critério de custo/benefício incremental ou de análise incremental. Cada parâmetro que se quer dimensionar (N.A.Máx, N.A.Min e P.I.) é variado, separadamente, até que o custo incremental correspondente a variação incremental supere os conseqüentes benefícios incrementais, ou seja, enquanto a relação benefício incremental/custo incremental for superior à unidade, significa que o parâmetro deverá ser incrementado.

### 3.5.5 DETERMINAÇÃO DO NÍVEL MÍNIMO OPERATIVO (N.A.MÍN.) PARA CADA ALTERNATIVA FISICAMENTE VIÁVEL DE N.A.MÁX.

A máxima depleção operativa de um reservatório deverá corresponder ao limite econômico de depleção, ou seja, a um limite de utilização do seu volume útil quando operado dentro de um sistema interligado. Mesmo quando, do ponto de vista construtivo (localização da tomada d'água) ou hidráulico (capacidade de esvaziamento e enchimento), o uso de todo o volume de água armazenado for possível, deverá ser determinado se isto é economicamente vantajoso.

Dependendo de sua localização, quanto maior for a depleção de qualquer reservatório, mantidos iguais os demais fatores, maior será a energia firme do sistema. Esse aumento da energia firme pode resultar de dois efeitos: (1) o aumento da vazão média no período crítico pelo acréscimo do volume útil ao volume escoado pelo rio e (2) a redução dos verrimentos pela capacidade maior de reter picos de cheias que possam ocorrer no período crítico. Entretanto, o uso do maior volume de um reservatório reduz seu nível médio de armazenamento e, por conseguinte, se houver no próprio local uma usina hidrelétrica, a sua queda líquida. A redução de queda diminui os ganhos de energia proporcionados pelo aumento de vazão regularizada e ainda conduz a uma perda na potência máxima da usina. A perda de potência, condicionada pela redução de queda, prejudica o atendimento da demanda de ponta, se não for compensada por um acréscimo de motorização de outra usina qualquer do sistema.

Pode-se dizer que o aumento da depleção conduz a uma variação na energia firme às vezes positiva e às vezes negativa, e a uma variação, eventualmente negativa na ponta disponível do sistema. Será analisado, em seguida, apenas o caso em que a variação da energia é positiva, pois em caso contrário, a depleção, obviamente, não é conveniente.

Na determinação do N.A.Mín. (para um dado N.A.Máx. fisicamente viável), caso a redução do nível de armazenamento mínimo implique em elevação dos custos devido à necessidade de reforço das estruturas de adução ou aumento no volume de escavações e de concreto, deve-se prosseguir o deplecionamento do reservatório enquanto, em termos incrementais, se verificar a seguinte expressão:

Onde:

▲*EG* - Variação incremental da energia garantida, ou energia firme, devido a redução do N.A.Mín. (MWano);

▲*PG* - Variação incremental da potência garantida devido a redução do N.A.Mín (MW);

▲*ES* - Variação incremental da energia secundária devido a redução do N.A.Mín. (MWmédio);

CRE - Custo de Referência de Energia, ou Custo Marginal de Dimensionamento de Energia (US\$/MWh);

CRP - Custo de Referência de Ponta, ou Custo Marginal de Dimensionamento de Ponta (US\$/kW/ano);

CRES - Custo de Referência de Energia, Secundária, que corresponde ao custo de combustível deslocado (US\$/MWh);

▲*C* - Variação incremental da energia dos custos do aproveitamento devido a redução do N.A.Mín. (US\$/ano);

8760 - Número de horas no ano.

Os Custos de Referência (CRE e CRP) são aqueles previstos à época de entrada em operação da usina.

### 3.5.6 DETERMINAÇÃO DO NÍVEL MÁXIMO OPERATIVO (N.A.MÁX)

A variação do N.A.Máx. normal de um aproveitamento acarreta variações em seus benefícios energéticos, bem como no custo da obra.

Esta determinação também resulta de uma análise econômica incremental, confrontando os benefícios obtidos com os custos envolvidos.

Inicialmente é determinada a depleção máxima operativa associada a cada alternativa do N.A.Máx., conforme procedimentos descritos no Item anterior.

Para cada alternativa de N.A.Máx fisicamente viável, ficam associadas variações de energia firme, de potência garantida, de energia secundária e também de custo total da obra.

O N.A.Máx de um aproveitamento hidrelétrico deverá crescer até que, os benefícios energéticos incrementais, devidamente convertidos em valores econômicos, sejam superados pelos custos correspondentes ou se verifique algum impedimento de ordem técnica, social, ambiental, ou o tempo de enchimento do volume útil se torne muito grande.

Nesses estudos, não se deve deixar de analisar o efeito de remanso a montante do reservatório e suas implicações.

Analogamente ao dimensionamento do N.A.Mín, deve-se prosseguir no alteamento da barragem enquanto for satisfeita a expressão:

Onde todos os parâmetros já foram definidos anteriormente e os benefícios energéticos são devidos à elevação do N.A.Máx.

Para o dimensionamento do N.A.Mín. e N.A.Máx., deverá ser adotada, nas simulações da operação da usina, uma potência instalada que não seja restritiva para a operação do Aproveitamento.

Como regra geral, adota-se, nesta fase dos estudos de dimensionamento, uma potência de referência para cada alternativa de N.A.Máx definida pela seguinte formula:

$Pr = Ef / FC$ , onde :

Pr = potência de referência da alternativa de N.A.Máx;

Ef = maior valor de energia firme local da alternativa de N.A.Máx dentre todas as alternativas possíveis de N.A.Mín;

FC = fator de capacidade de referência utilizado nos Estudos de Inventário (da ordem de 55%).

O ideal é que as potências consideradas nestas simulações não sejam restritivas, isto é, que não exista vertimento turbinável durante o período crítico simulado. Entretanto, dependendo da usina em estudo e do regime hidrológico do local, a potência de referência, necessária para evitar todos os vertimentos durante o período crítico, pode assumir valores muito elevados. Nesses casos, recomenda-se um processo iterativo para a sua determinação. Simula-se a usina com uma potência superados pelos custos correspondentes, ou se verifique algum impedimento de ordem técnica, social ou ambiental.

Nesse processo, os valores de potência de referência calculados devem ser arredondados considerando um mesmo número preliminar de unidades geradoras para todas as alternativas em estudo.

O cálculo da queda de referência deverá ser objeto de maior detalhamento durante a fase do estudo de motorização da usina.

### 3.5.7 DIMENSIONAMENTO DO VOLUME ÚTIL DO RESERVATÓRIO - ESCOLHA DO MELHOR PAR (N.A.MÁX. / N.A. MIN.)

- ANÁLISE ENERGÉTICO-ECONÔMICA

A experiência no dimensionamento de usinas hidrelétricas tem demonstrado que, do ponto de vista puramente energético-econômico, o reservatório de uma usina pode ser superdimensionado, dependendo de sua posição na cascata. Numa usina de cabeceira, por exemplo, com várias usinas localizadas a jusante, um pequeno aumento de volume útil gera grandes benefícios, indicando que o N.A.Máx. deve crescer sempre, ou seja, corre-se o risco de escolher um par N.A.Máx./N.A.Mín.(volume útil) que torne o reservatório muito grande, face à disponibilidade hídrica do local, e de difícil operação.

Na realidade, esse problema pode ocorrer principalmente porque os reservatórios são sempre considerados cheios no início das simulações, cabendo, portanto, uma análise criteriosa das características próprias do Aproveitamento, devendo-se definir que aspectos são relevantes para a realização dos estudos de enchimento e reenchimento, ou mesmo concluir se tais estudos se fariam necessários.

Portanto, sob o ponto de vista puramente econômico, o dimensionamento do volume útil se daria pela escolha de melhor relação custo/benefício incremental para diferentes alternativas ótimas de N.A.Máx/ N.A.Mín. ou quando os custos incrementais de elevação do N.A.Máx superam os benefícios energéticos advindos.

- ANÁLISE DO ENCHIMENTO INICIAL DO RESERVATÓRIO

Basicamente a análise do enchimento e reenchimento de um reservatório tem por objetivo avaliar se as condições de enchimento ou reenchimento, podem ser restritivas para a fixação do seu volume útil.

Conforme visto nos itens anteriores, a metodologia vigente no setor estabelece que, tanto a máxima depleção operativa quanto o N.A.Máx. de um reservatório, devem crescer até que os benefícios energéticos incrementais, devidamente convertidos em valores econômicos, sejam superados pelos custos correspondentes, ou se verifique algum impedimento de ordem técnica, social ou ambiental.

O enchimento inicial do reservatório de uma usina deverá ser dividido em duas fases:

1ª Fase - ocorre do início do fechamento até a entrada em operação da primeira unidade geradora. Durante esta fase, a usina pode ser obrigada a liberar uma descarga fixa (descarga de fundo) estipulada em função das restrições ambientais ou outros usos da água a jusante. Recomenda-se, para a simulação, o valor de 80% da vazão mínima média mensal como descarga de fundo, quando não existirem estudos de impacto ambiental para a usina em questão.

2ª Fase - vai do mês de entrada em operação da primeira unidade geradora até o mês em que ocorre o enchimento total do reservatório pela primeira vez. Durante esta fase a usina deverá liberar uma vazão suficiente para gerar a sua capacidade instalada, considerando a sua queda nominal, durante as três horas de ponta, e atender o critério de vazão mínima a jusante, durante as vinte e uma horas restantes.

A capacidade instalada nessa fase pode ser a mesma considerada nos estudos de determinação dos pares N.A.Máx./N.A.Mín.

Respeitando-se os critérios expostos acima, simulam-se todas as séries hidrológicas disponíveis e obtém-se os tempos de enchimento do volume morto e do volume útil para cada série.

Cada simulação tem início no mês em que se inicia o enchimento do reservatório e só é concluída no mês em que esse enchimento é completado pela primeira vez. Calculados todos os tempos de enchimento do volume morto e volume total, resta saber se os tempos obtidos são valores razoáveis ou não.

Para tanto, seria necessário a fixação de um limite máximo para o tempo esperado de enchimento do volume total. No caso do volume morto, é necessário que ele esteja cheio na data de entrada em operação da usina, como forma de se garantir a operação da primeira máquina na data prevista.

Recomenda-se, portanto, que se estude o comportamento dos grandes reservatórios existentes submetidos às mesmas condições de enchimento, e se use os resultados obtidos como balizadores.

Isto pode ser feito ordenando-se e plotando-se os tempos de enchimento do volume total, obtidos para cada um dos reservatórios existentes e levantando-se a curva envoltória superior. Esta curva seria usada como limite máximo. Deve-se utilizar apenas a parte central da curva, já que os extremos retratam situações com baixa probabilidade de ocorrência.

Na prática, as curvas citadas acima podem ser substituídas pelo valor esperado correspondente. No caso de se obter uma curva de tempos de enchimento do volume total superior à curva limite correspondente para os reservatórios existentes, existem quatro procedimentos possíveis:

- antecipar a data de início de enchimento;
- postergar a data de entrada em operação da primeira unidade geradora;
- assumir o risco associado ao não enchimento naquele período;

- escolher outro valor de N.A.Máx ou N.A.Mín que leve a uma diminuição do volume total ou útil do reservatório da usina.

#### • ANÁLISE DO REENCHIMENTO DO VOLUME ÚTIL

A análise do enchimento inicial do reservatório de uma usina serve, basicamente, para dar indicativos da operação nos primeiros tempos de sua incorporação ao sistema.

Resta saber, então, como se comportará o reservatório durante a vida útil da usina. Isto é importante, posto que pode-se obter boas condições iniciais de enchimento em resposta à antecipação do fechamento e condições insatisfatórias de reenchimento, quando, após um deplecionamento total ou parcial, o reservatório levar um tempo significativo para reencher.

É claro que essas condições de reenchimento dependerão, fundamentalmente, do volume útil do reservatório e, conseqüentemente, podem ser restritivas quando da escolha do seu N.A.Máx. ou mesmo do seu N.A.Mín.

Com o objetivo de se conhecer o comportamento do reservatório, em condições de reenchimento, deverão ser efetuadas simulações da usina integrada ao sistema de referência para todas as séries hidrológicas disponíveis. Nessas simulações, supõe-se que após um deplecionamento total dos reservatórios, o sistema é obrigado a atender a um mercado igual à sua energia firme ou energia garantida, até que todos os reservatório reencham completamente.

O tempo de reenchimento para cada série e para cada reservatório, é tomado como o número de meses entre o início da simulação (reservatório vazios) e o mês em que o reservatório ficou totalmente cheio pela primeira vez.

Os tempos esperados de reenchimento obtidos para os grandes reservatórios existentes (Emborcação, Furnas, Itumbiara, Sobradinho e Três Marias), e utilizando o registro de vazões históricas (1949-1982) se situaram entre 24 e 36 meses, fato que permite sugerir, como limite máximo, o valor de 36 meses (três ciclos hidrológicos). A fixação deste limite é importante porque a inclusão de um novo reservatório na mesma cascata de uma usina existente, pode piorar as condições de reenchimento deste último, pois ambos utilizam as vazões provenientes de uma mesma área de drenagem para reencher.

Pode acontecer que a usina em estudo, mesmo apresentando um tempo esperado de reenchimento abaixo do limite máximo, leve a um aumento inadmissível no tempo esperado de reenchimento de outro reservatório localizado na mesma cascata. Nesse caso, deve-se limitar o tamanho do volume útil da usina em estudo.

De posse dos tempos de reenchimento do reservatório em estudo e dos principais reservatórios do sistema, adota-se o mesmo procedimento da análise dos tempos de enchimento inicial do reservatório.

Se a curva dos tempos de reenchimento do reservatório for superior à curva limite, existem três procedimentos possíveis :

- diminuir o valor do N.A.Máx;
- elevar o valor do N.A.Mín;
- assumir o risco da usina não conseguir reencher o volume útil na mesma época dos outros reservatórios.

### 3.5.8 ESTUDO DE MOTORIZAÇÃO

- DETERMINAÇÃO DA POTÊNCIA INSTALADA MÍNIMA PARA PRODUÇÃO DE ENERGIA FIRME

Antes dos estudos econômicos para a definição da potência ótima a ser instalada, é conveniente determinar a curva de potência instalada versus energia firme local do Aproveitamento, de tal forma que se possa avaliar, a partir de que nível de motorização não existirão mais benefícios energéticos, ou seja, qual a potência mínima para o pleno aproveitamento do potencial hidrelétrico teórico do local.

A determinação desse valor serve apenas como uma referência para os estudos de otimização da potência a ser instalada, visto que valores superiores poderão se justificar em função de benefícios de motorização para ponta ou para atender o despacho mínimo de usina; valores inferiores, no entanto, poderão se justificar por aspectos econômicos, conforme será visto no próximo item.

- **DETERMINAÇÃO DA POTÊNCIA INSTALADA MÁXIMA PARA ATENDIMENTO DO DESPACHO MÍNIMO**

Ao se determinar a motorização ótima de um aproveitamento hidrelétrico, deve-se levar em conta aspectos ligados às condições limites de operação da usina. Assim é que, de uma forma geral, uma usina hidrelétrica deve atender uma certa carga mínima diária, na qual durante o horário de ponta ela possa gerar a sua capacidade instalada e, fora da ponta, sem que haja perda de geração, ela deve manter a defluência mínima exigida no local, mesmo com apenas uma unidade em operação e abaixo da sua potência nominal.

A Figura 4, a seguir, ilustra esse situação de despacho mínimo de uma usina hidrelétrica, onde “tp” representa o tempo de permanência na ponta, “PI” a potência instalada, “n” o número estimado de unidades e “k” um fator que representa o nível mínimo de operação do conjunto turbina-gerador.

Para se estimar “tp”, admite-se uma base semanal, sendo que, no sistema elétrico brasileiro, numa semana típica, esse tempo é de aproximadamente três horas nos dias úteis e de duas horas e meia nos sábados; nos domingos e feriados considera-se que a usina pode não gerar a sua potência máxima, o que leva a estimar tp como um valor em torno de 10% do tempo do ciclo de geração diário em termos médios semanais. É evidente que, dependendo da localização elétrica da usina e da sua importância para o atendimento da ponta do sistema no qual ela irá se integrar, pode-se usar valores mais conservadores para “tp”.

Com relação ao fator “k”, deve-se levar em conta que, quando o grupo turbina-gerador está operando em faixa de potência inferior à nominal, pode ocorrer perda de rendimento, já que o rendimento da turbina varia com o nível da potência gerada. Na prática, há casos de níveis de geração de até 50% da potência nominal. Contudo, em nível de dimensionamento da potência ótima, não se deve trabalhar com valores inferiores a 60% para turbina Francis e 35% para turbina Kaplan.

Com relação a defluência mínima, quando não existirem restrições legais, pode-se trabalhar com o valor mínimo observado no histórico de vazões, fazendo-se análises de sensibilidade ao valor de 95% de permanência.

O equacionamento do problema para a análise do despacho mínimo tem as seguintes expressões analíticas:

$$E_{min} = PI \cdot \{ tp + k/n \cdot (1 - tp) \}$$

Onde Emin é a energia mínima a ser despachada pela usina. As outras variáveis já foram definidas anteriormente.

Por outro lado, Emin pode ser escrita como :

$$E_{min} = 0,0981 \cdot Rtg \cdot Q_{min} \cdot HI$$

Onde Rtg é o rendimento médio do conjunto turbina-gerador; Qmin é a vazão mínima e HI é a queda líquida média.

Combinando-se as duas fórmulas, chega-se à expressão final da potência máxima a ser instalada para se atender ao despacho mínimo:



$$P/\text{máx} = \{0,0981 \text{ Rtg.Qmin.HI} \} / \{tp + k/n.(1 - tp)\}$$

Observa-se que esta potência máxima será influenciada também pelo número de máquinas a serem instaladas na usina, ou seja, esse valor deverá ser reavaliado no momento da escolha do número de unidades a serem instaladas, podendo, inclusive, ser um fator de decisão.

- DETERMINAÇÃO DAS POTÊNCIAS INSTALADAS INICIAL E FINAL

Ao se elevar o valor da potência instalada de um aproveitamento hidrelétrico, aumentam-se os benefícios de energia firme, ponta garantida e energia secundária, através do turbinamento de vazões que, para potências menores, seriam vertidas. Por outro lado, incorre-se em um aumento de custos, relacionados com a casa de força, adução, turbinas, geradores, equipamentos auxiliares, transformação e transmissão.

Conceitualmente o dimensionamento da potência instalada é similar ao dos outros parâmetros já apresentados, como o N.A.Máx. e o N.A.Mín. Há, entretanto, a diferença que, de um modo geral, pode-se deixar provisão para a instalação futura de unidades adicionais, flexibilidade não existente nos outros parâmetros a dimensionar. Desta forma, dada a opção de se fazer provisão para acréscimos futuros de motorização na usina, a expressão da comparação dos benefícios econômicos incrementais é escrita como:

Onde:

▲EG, ▲PG, ▲ES, como anteriormente definidos, correspondem, agora, a incrementos de potência instalada, e

Onde:

to - ano para o qual se prevê a entrada em operação da usina.

t - ano futuro após o início de instalação da usina, no qual podem ser instaladas máquinas adicionais para as quais foi feita provisão em to.

▲CI- parcela do custo anual incremental de motorização dispendida em t.

▲C2 - parcela do custo anual incremental de motorização dispendida em to (provisão).

i - taxa de desconto (%).

A realização de provisão para motorização futura implica em uma antecipação de investimentos, que faz com que o custo anual incremental do acréscimo de potência instalada, seja função do intervalo de tempo entre a data prevista para entrada em operação da usina e a época em que se analisa a inclusão de máquinas adicionais.

O problema pode ser então resolvido para cada tempo t, t>to, dentro de um horizonte de análise de longo prazo, obtendo-se uma potência econômica para cada época t.

Note-se que o valor econômico dos benefícios marginais é crescente com t, uma vez que os custos marginais de dimensionamento dos sistemas são crescentes. Por outro lado, o custo da ociosidade do investimento em provisão também cresce com t, exponencialmente.

Se para um determinado t, dentro do horizonte de análise, houver justificativa para uma potência instalada máxima P\*, então esta potência é econômica e deve ser feita provisão para a mesma na época de construção da usina.

A potência econômica encontrada para to,  $P(to)$ , define a potência instalada inicial da usina e a diferença  $P^* - P(to)$ , a provisão para motorização futura, como mostra a Figura 5, a seguir:

Os valores de potência a serem simulados com o objetivo de otimização deverão estar entre os limites da potência mínima para produção de energia e da potência máxima para atender o despacho mínimo, o que não significa que valores fora destes limites não possam ser avaliados sob o enfoque da análise custo/benefício incremental.

### 3.5.9 DIMENSIONAMENTO DAS QUEDAS DE PROJETO E DE REFERÊNCIA

Uma vez determinado o volume útil ótimo do reservatório, fase na qual a queda de referência é definida de forma que a usina possa gerar a sua capacidade nominal pelo menos durante 95% do tempo, passa-se aos estudos de definição de potência instalada ótima, fase na qual também são calculados, de forma iterativa, os valores da queda de referência para cada potência simulada. Estes valores serão utilizados no dimensionamento das turbinas.

Uma turbina deverá ser projetada de modo a garantir boa eficiência nos momentos em que é exigida. Durante os períodos de vazões altas, quando existe água em abundância no sistema, a alta eficiência da turbina não é fundamental. Entretanto, em períodos hidrológicamente desfavoráveis, a eficiência se torna importante, pois nesta situação a água deverá ser valorizada ao máximo. Deve-se considerar, no entanto, que as diferenças no rendimento para as quedas médias de longo período e de período crítico são pouco relevantes.

Para a Queda de Referência, que se entende como sendo aquela para a qual a turbina, com abertura total do distribuidor fornece a potência nominal do gerador, sugere-se que se adote a queda líquida com 95% de permanência em uma simulação da usina para todo o período histórico de vazões. Pode-se, no entanto, fazer uma análise econômica do tipo custo/benefício incremental, descrita nos itens anteriores.

Vale lembrar que a definição da queda de referência é iterativa, ou seja, para cada simulação realizada com o objetivo de se avaliar algum ganho energético do aproveitamento, deve-se verificar qual o valor de queda líquida com permanência de 95%, de forma que se garanta que durante esse tempo a usina produza a sua disponibilidade máxima de ponta.

Outro parâmetro a ser avaliado para o dimensionamento da turbina é a Queda de Projeto, que representa a queda para a qual o rendimento da turbina é máximo. A sua determinação, normalmente, não está afeta às análises econômicas. Ao se desejar maximizar a eficiência da instalação, é necessário que a potência entregue pela turbina no ponto de maior eficiência, sob a queda média ponderada, em período crítico, seja aproximadamente igual à capacidade do gerador. Outra consideração pode ser feita, qual seja, a de definir a queda de projeto próxima da queda mais freqüente no período crítico (a moda no período crítico).

A correta determinação dessas quedas assegura a boa performance de operação do equipamento e deverão ser determinadas considerando o sistema de referência de longo prazo.

### 3.5.10 DETERMINAÇÃO DO NÚMERO DE UNIDADES INSTALADAS

É difícil estabelecer um procedimento geral que permita determinar a potência unitária dos grupos geradores e, conseqüentemente, o número de unidades. No entanto, com o objetivo de determinar uma potência unitária que atenda aos interesses das áreas envolvidas, recomenda-se que seja reunida uma equipe multidisciplinar de planejamento, engenharia e operação, ligada às áreas energética, eletromecânica e civil, para debater pontos relativos a:

- reserva de geração;
- flexibilidade operativa;

- proporção entre a capacidade unitária e as dimensões do sistema elétrico;
- custos de construção (função das dimensões das unidades e da casa de força);
- limites físicos do arranjo;
- despacho mínimo para a curva de carga;
- outros.

### 3.6 CUSTOS

#### 3.6.1 ATUALIZAÇÃO DE DADOS DE CUSTOS COLETADOS

Em princípio, os procedimentos de atualização de custos, utilizando índices setoriais deverão, tanto quanto possível, serem restringidos a curtos períodos de tempo.

Todos os custos coletados deverão ser atualizados para a Data Referência de custo do estudo de viabilidade, para tomar homogêneos os níveis de preços dos vários serviços. Para tanto, a atualização deverá ser feita aplicando-se a fórmula a seguir apresentada, com utilização de índices adequados para cada tipo de serviço ou item de custo:

Onde:

$C$  = custo unitário ou global, atualizado;

$C_o$  = custo unitário ou global, na data base;

$I$  = índice da data (mês e ano) da atualização;

$I^o$  = índice da data base (mês e ano).

No caso da obtenção de custos unitários utilizando-se do SISO RH , torna-se dispensável a atualização deste custos através de índices, pois o SISO RH tem por base um banco de preços de insumos atualizado com frequência pré-estabelecida pela ELETROBRÁS.

Os Índices Econômicos para Atualização de Custos são publicados pelas revistas Conjuntura Econômica da Fundação Getúlio Vargas, Instituto Brasileiro de Economia (IBRE) e U.S. Bureau of Reclamation. Os itens de interesse são:

- Obras Hidrelétricas (índices específicos por tipo de obra)

#### **Escavações**

- 1 - Comum
- 2 - Em rocha a céu aberto
- 3 - Em rocha subterrânea

#### **Concreto**

- 17 - Cimento
- 7 - Concreto, sem fornecimento de cimento
- 8 - Armação
- 19 - Material de construção - Produtos siderúrgicos

#### **Barragem de Terra e/ou Enrocamento**

- 10 - Enrocamento
- 11 - Aterro compactado

### **Equipamentos**

- 15 - Nacional
- 16 - Estrangeiro

### **Mão-de-Obra**

- 12 - Administração
- 39 - Serviços de consultoria

- Obras Ferroviárias
- 33 - Superestrutura da via permanente
- 34 - Túneis

- Obras Rodoviárias
- 36 - Obras de arte especiais (Pontes)
- 37 - Pavimentação
- 38 - Terraplenagem

- Obras Portuárias
- 40 a 46 - Serviços diversos

- Outros Custos
- IGP-DI - Coluna 2 (inflação)

- Conversão da Moeda
- Taxas de Câmbio (média mensal de venda)

- Turbinas e Geradores

### **3.6.2 ANÁLISE E ESCOLHA DE CUSTOS UNITÁRIOS**

Após a atualização de custos, deverá ser verificado:

- se as unidades adotadas para medição ( $m^3$  no corte, na seção da barragem, no veículo) são homogêneas;
- se a listagem de custos unitários contém dados irreais ou inconvenientes para serem utilizados no estudo de viabilidade

Se as unidades não forem homogêneas, deverão ser efetuados os trabalhos de homogeneização com adoção de coeficientes adequados para redução do corte, empolamento e outros.

Os preços de serviços que foram executados com especificações muito diferentes (excessivamente rigoroso, executados em condições extremamente difíceis, etc.) e, portanto, inconvenientes para aplicação nas estimativas de custos do aproveitamento em estudo, deverão ser excluídos da listagem.

Realizados os trabalhos já citados, deverá ser elaborada uma lista base de custos unitários a serem adotados no estudo de viabilidade, levando em conta:

- dados coletados e características das respectivas obras (potência, volumes totais de barragem de concreto, etc.);
- características da obra a ser estudada em nível de viabilidade.

Essa Lista Base de Custos Unitários deverá conter claramente a Data Referência de Custos, Taxa Média de Câmbio (venda em 1 US\$ = R\$ ) e a listagem propriamente dita.

### 3.6.3 COMPOSIÇÃO DE CUSTOS UNITÁRIOS DE OBRAS CIVIS

Os preços unitários deverão ser compostos levando em conta os custos levantados para a região e já consolidados na forma de Lista Base de Custos Unitários, distâncias de transporte, possível reaproveitamento de materiais, coeficientes de empolamento e outros.

Como as composições estão sendo preparadas ainda na fase em que não é conhecido o balanço de materiais de construção (solo, areia, enrocamento, etc.), o trabalho deverá ser realizado:

- deixando a distância de transporte em aberto;
- calculando os custos unitários totais para várias distâncias de transporte.

Para a formação de preços através de composições de custos, como alternativa, poderá ser utilizado o SISORH - Sistema Para Elaboração de Orçamentos de Obras Cíveis de Usinas Hidrelétricas. O usuário poderá usufruir das composições de serviços básicos constantes do banco de dados para orçamento, sempre que estes se adequem às características inerentes de seu projeto, ou contando com a flexibilidade do SISORH, elaborar novas composições quando julgar mais conveniente.

A metodologia constante do SISORH exige do técnico de custos conhecimento do Aproveitamento e das circunstâncias que cercam a realização das obras a serem orçadas, fornecendo, inclusive, um orçamento com nível de desagregação segundo as contas do Orçamento Padrão ELETROBRÁS.

### 3.6.4 CUSTOS SÓCIO-AMBIENTAIS

Este item tem por objetivo instruir quanto aos procedimentos para a estimativa dos custos sócio-ambientais do Aproveitamento na elaboração dos Estudos de Viabilidade.

O procedimento de orçamentação dos custos sócio-ambientais está voltado para aqueles custos que serão efetivamente internalizados no custo total do empreendimento, ou seja:

- os custos de controle (incorridos para evitar a ocorrência, total ou parcial, dos impactos sócio-ambientais de um empreendimento),
- de mitigação (das ações para redução das conseqüências dos impactos sócio-ambientais provocados),
- de compensação (das ações que compensam os impactos sócio-ambientais provocados por um empreendimento nas situações em que a reparação é impossível),
- de monitoramento (das ações de acompanhamento, e avaliação dos impactos e programas sócio-ambientais) e
- os institucionais (da elaboração dos estudos sócio-ambientais para as diferentes etapas do empreendimento; da elaboração dos estudos requeridos pelos órgãos ambientais; da obtenção das licenças ambientais e da realização de audiências públicas).

Pelas dificuldades intrínsecas da natureza dos custos de degradação, que se referem muitas vezes a impactos não quantificáveis ou não mensuráveis, estes não podem ter o mesmo tratamento de valoração que os demais, não sendo portanto aqui considerados.

A identificação dos custos sócio-ambientais, a sua apropriação em rubricas orçamentárias próprias e a adoção de critérios uniformes entre as empresas do setor visam reduzir a incerteza na avaliação do custo global dos empreendimentos e verificar a sua viabilidade econômica.

A estimativa de custos sócio-ambientais deverá considerar os seguintes aspectos:

- na etapa de Viabilidade o grau de precisão das estimativas de custos sócio-ambientais deverá acompanhar a mesma precisão requerida para os demais componentes do Aproveitamento.
- os instrumentos disponíveis no setor referentes a orçamentação, tais como o SISOH, o SANORC, o Roteiro para Orçamentação dos Programas Ambientais e o Orçamento Padrão ELETROBRÁS (OPE) se constituem nas referências básicas para elaboração das estimativas de custos relativas à etapa de Viabilidade.
- a estimativa de custos dos programas sócio-ambientais deverá ser realizada considerando os estudos, levantamentos e a implantação das ações necessárias para evitar, minimizar ou compensar os impactos sócio-ambientais advindos da implantação do Aproveitamento. Para tanto, na etapa de Viabilidade, deverão ser considerados os estudos e ações a serem desenvolvidos na etapa de Projeto Básico, Projeto Executivo, Construção e Operação. Portanto, todos os itens de custos sócio-ambientais estimados nesta etapa devem ser considerados como investimento.

Assim, o produto da estimativa de custos sócio-ambientais da etapa de Viabilidade compreende: o individualizado de cada programa sócio-ambiental identificado, em seus principais itens de custo e a apresentação destas estimativas apropriados de acordo com as rubricas estabelecidas no OPE.

A elaboração de estimativa de custos sócio-ambientais deverá ser feita tendo como referência o "Referencial para Orçamentação dos Programas Ambientais" elaborado pelo GT Custos Ambientais do COMASE e aprovado pela Diretoria Executiva da ELETROBRÁS (Resolução nº 201/95). Neste documento são apresentados: a tabela de identificação de impactos e programas sócio-ambientais; a estrutura básica das contas do OPE/94; a descrição das contas e instruções para sua aplicação; e o roteiro de orçamentação dos programas sócio-ambientais, que inclui a listagem dos programas sócio-ambientais característicos de empreendimentos hidrelétricos, seus principais itens de custo a serem orçados e sua correlação com as rubricas do OPE.

Após a etapa de Levantamentos (cap. 2), a relação das unidades e preços unitários deverá ser revista, incorporando-se as novas informações oriundas dos Estudos Básicos - Diagnóstico e Análise Integrada (cap. 3). Neste momento, além dos preços unitários, as quantidades correspondentes a cada item de custo deverão estar estimadas visando o cálculo do custo global de cada programa ou das principais ações destes.

A fim de subsidiar a comparação de alternativas, objeto do capítulo 4, é necessário que as principais ações sócio-ambientais estejam com seus custos estimados e organizados por alternativa.

Na etapa de Estudos Finais (cap. 5), a orçamentação dos programas deverá ser finalizada a partir da conclusão da Avaliação de Impacto Ambiental e da proposição das Medidas Mitigadoras para a alternativa selecionada.

Após a conclusão desta etapa, os valores calculados para cada item de custo de cada programa deverão ser alocados nas contas do OPE. Para facilitar tal atividade, vide listagem de programas sócio-ambientais onde é apresentada a correspondência entre cada item de custo e a respectiva rubrica onde este deverá ser alocado. Ressalta-se que os itens de custo, referentes as atividades de custeio dos programas, deverão ser alocados em sua rubrica principal (correspondente ao nome do programa).

Adotados estes procedimentos, poderão ser uniformizados os critérios utilizados pelas empresas do Setor na avaliação e comparação dos custos sócio-ambientais de seus empreendimentos.

Para a estimativa dos custos sócio-ambientais, poderão ser utilizados outros parâmetros - desde que justificados e apresentados na memória de cálculo - a partir de dados recentes, tomando-se como referência empreendimentos

similares implantados na mesma região. Estes parâmetros servirão para aferir os custos alocados na composição atual ou, na falta destes, para fornecer um referencial.

A definição da moeda a ser utilizada, dos índices de reajuste e demais critérios de orçamentação deverão ser estabelecidos em acordo com o orçamento relativo as obras civis e equipamentos.

A seguir, a título de exemplo, apresenta-se um quadro de referência (Quadro 2) que relaciona os principais itens de custo de um dos programas sócio-ambientais com as unidades os preços unitários, as quantidades, e as rubricas correspondentes do OPE. Neste quadro são também indicadas algumas unidades já identificadas.