

SÉRIE
RECURSOS ENERGÉTICOS

NOTA TÉCNICA DEN 03/08

Considerações sobre

REPOTENCIAÇÃO E MODERNIZAÇÃO

de usinas hidrelétricas

Rio de Janeiro
Junho de 2008



Ministério de
Minas e Energia



(Esta página foi intencionalmente deixada em branco para o adequado alinhamento de páginas na impressão com a opção frente e verso - “*double sided*”)



GOVERNO FEDERAL

Ministério de Minas e Energia

Ministro

Édison Lobão

Secretário Executivo

Márcio Pereira Zimmermann

Secretário de Planejamento e Desenvolvimento
Energético

Altino Ventura Filho

SÉRIE RECURSOS ENERGÉTICOS

NOTA TÉCNICA DEN 03/08

Considerações sobre

REPOTENCIAÇÃO E MODERNIZAÇÃO

de usinas hidrelétricas



Empresa de Pesquisa Energética

Empresa pública, vinculada ao Ministério de Minas e Energia, instituída nos termos da Lei n° 10.847, de 15 de março de 2004, a EPE tem por finalidade prestar serviços na área de estudos e pesquisas destinadas a subsidiar o planejamento do setor energético, tais como energia elétrica, petróleo e gás natural e seus derivados, carvão mineral, fontes energéticas renováveis e eficiência energética, dentre outras.

Presidente

Mauricio Tiomno Tolmasquim

Diretor de Estudos Econômicos e Energéticos

Amilcar Guerreiro

Diretor de Estudos de Energia Elétrica

José Carlos de Miranda Farias

Diretor de Estudos de Petróleo, Gás e Biocombustível

Gelson Baptista Serva (Interino)

Diretor de Gestão Corporativa

Ibanês César Cássel

Coordenação Geral

Mauricio Tiomno Tolmasquim

Amilcar Guerreiro

Coordenação Executiva e Equipe Técnica

Juarez Castrillon Lopes

Sergio Henrique Ferreira da Cunha

URL: <http://www.epe.gov.br>

Sede

SAN - Quadra 1 - Bloco B - Sala 100-A
70041-903 - Brasília - DF

Escritório Central

Av. Rio Branco, n.º 01 - 11º Andar
20090-003 - Rio de Janeiro - RJ

Rio de Janeiro
Junho de 2008

(Esta página foi intencionalmente deixada em branco para o adequado alinhamento de páginas na impressão com a opção frente e verso - “*double sided*”)

RESUMO E CONCLUSÕES

Diversos estudos têm apontado que benefícios como segurança e confiabilidade do abastecimento de energia elétrica podem ser conseguidos por meio da **repotenciação** e **modernização** (R&M) de antigas usinas hidrelétricas. Extensão da vida útil das usinas, aumento da sua confiabilidade, segurança no controle e no fornecimento de ponta, redução dos custos de manutenção, além do aumento de geração de energia estão entre alguns dos principais benefícios resultantes das ações de R&M. A longo prazo, trata-se da preservação do potencial hidrelétrico brasileiro, já aproveitado.

Entretanto, até o momento não se dispõe de um levantamento preciso de quantas e quais seriam as usinas/máquinas passíveis de serem repotenciadas e modernizadas, qual o ganho de potência associado, nem de qual seria o montante dos investimentos e os resultados positivos e negativos advindos dessa repotenciação. Além disso, percebe-se a necessidade de aperfeiçoamentos institucionais, legais e regulatórios, se houver o interesse de incentivar projetos desta natureza.

A presente nota técnica tem por objetivo fazer uma primeira avaliação do benefício potencial da repotenciação e modernização das usinas hidrelétricas (UHEs) do Sistema Interligado Nacional (SIN), com potência instalada maior que 30 MW e que estejam em operação há pelo menos 20 anos. Este benefício foi expresso em termos dos ganhos de potência efetiva e de energia firme do sistema e de cada usina repotenciada, estimados com auxílio de um modelo de simulação a usinas individualizadas (SUI-SHI-O).

Os resultados indicaram que a repotenciação e modernização de UHEs não agrega energia nova ao SIN em volumes significativos, que dispensem a utilização de novas fontes de geração de energia elétrica. Considerando como candidatas a *repotenciação com aumento máximo de rendimento* um subconjunto de usinas hidrelétricas do SIN com mais de 20 anos de idade, totalizando 24.053 MW, demonstrou-se que o potencial de **ganho de energia firme** é de **272 MW médios** (2,33%), correspondente a um **acréscimo na potência efetiva** do SIN de **605 MW** (2,84%).

No caso das pequenas usinas hidrelétricas (PCHs e CGHs), com potência instalada menor ou igual a 30 MW, há um grande número de usinas que podem ser objeto de repotenciação e modernização. Nesses casos, os acréscimos percentuais de potência efetiva e de energia assegurada podem até ser substanciais, em razão principalmente de um sub-dimensionamento inicial ou de defasagem tecnológica. Entretanto, há que se ponderar que trata-se de um

universo de 545 pequenas usinas as quais representam, hoje, uma potência instalada total de 2.661 MW, apenas 3,5% da potência total do parque gerador do SIN, o que limita muito o alcance final destas repotenciações e modernizações como uma alternativa de acréscimo de energia nova ao sistema.

Há que se reconhecer ainda a necessidade de aperfeiçoamentos institucionais, legais e regulatórios se for o caso de se incentivar os investimentos em ações de R&M. Neste caso, uma das questões que recorrentemente têm sido colocadas é o fato de não existir, na legislação atual, um *reconhecimento financeiro e comercial* dos possíveis ganhos energéticos que venham a ser obtidos com um eventual *aumento de potência efetiva sem aumento de rendimento da usina*. Mesmo nos casos de *repotenciação COM aumento de rendimento*, tem-se observado dificuldades a serem superadas na *revisão da energia assegurada da usina*, como é o caso do projeto de R&M da UHE Capivara.

Além do reconhecimento do *aumento de energia assegurada* da usina, para os casos em que se demonstre o aumento do rendimento das unidades geradoras, e da regulamentação de sua comercialização, outro aperfeiçoamento que poderá estimular projetos de R&M é o reconhecimento do *aumento de potência efetiva* da usina e conseqüentemente de sua contribuição para o aumento da reserva de potência do SIN.

Este trabalho contou, com relevantes contribuições obtidas através da Associação Brasileira das Grandes Empresas Geradoras de Energia Elétrica - ABRAGE, junto a empresas geradoras de porte com atuação no país (Duke Energy, Furnas Centrais Elétricas, AES Tietê e CESP), além da importante colaboração de Ricardo Krauskopf Neto, da Itaipu Binacional, a quem registram-se os agradecimento da EPE.

SÉRIE
RECURSOS ENERGÉTICOS

NOTA TÉCNICA DEN 03/08

*Considerações sobre***REPOTENCIAÇÃO E MODERNIZAÇÃO***de usinas hidrelétricas***SUMÁRIO**

1. INTRODUÇÃO	1
2. CONCEITUAÇÃO	3
3. ANÁLISE DAS FONTES DE GANHOS NA REPOTENCIAÇÃO DE USINAS HIDRELÉTRICAS	6
3.1 PRODUÇÃO DE ENERGIA EM UMA USINA HIDRELÉTRICA	6
3.2 GANHOS DE RENDIMENTO	9
3.3 GANHOS NA QUEDA LÍQUIDA	10
3.4 GANHOS NA VAZÃO TURBINADA	10
3.5 GANHOS DE DISPONIBILIDADE	11
4. NÍVEIS DE AVALIAÇÃO DOS GANHOS COM A REPOTENCIAÇÃO	12
4.1 GANHO MÁXIMO TEÓRICO COM A REPOTENCIAÇÃO	12
4.2 GANHO ESTIMADO DE POTÊNCIA EFETIVA E ENERGIA FIRME	13
4.3 GANHO ECONÔMICO REAL OBTIDO COM A REPOTENCIAÇÃO	13
5. USINAS HIDRELÉTRICAS CANDIDATAS À REPOTENCIAÇÃO	14
6. AVALIAÇÃO ENERGÉTICA: O MODELO SUISHI-O	17
6.1 SUBSISTEMAS DE GERAÇÃO HIDROTÉRMICA INTERLIGADOS	17
6.2 DISCRETIZAÇÃO TEMPORAL	18
6.3 SÉRIES HIDROLÓGICAS HISTÓRICAS	19
6.4 SIMULAÇÃO ESTATICA	19
6.5 CÁLCULO DE ENERGIA FIRME	19
7. ASPECTOS INSTITUCIONAIS, LEGAIS E REGULATÓRIOS	23
8. ESTUDOS DE CASO	25
8.1 SISTEMA INTERLIGADO NACIONAL (SIN)	25
8.2 UHE CAPIVARA	34
8.3 OUTROS EXEMPLOS	35
9. CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES	36
10. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	38

ÍNDICE DE TABELAS

<i>Tabela 1: Usinas Hidrelétricas em Operação no Brasil em 31/01/2008</i>	14
<i>Tabela 2: Conjunto de usinas hidrelétricas candidatas a repotenciação</i>	26
<i>Tabela 3: Usinas retiradas do conjunto (APE - Autoprodutores, ND - não despachadas)</i>	28
<i>Tabela 4: Usinas retiradas do conjunto por já apresentarem rendimento máximo.</i>	29
<i>Tabela 5: Conjunto final de usinas hidrelétricas candidatas a repotenciação</i>	30
<i>Tabela 6: Resultados da simulação</i>	32

ÍNDICE DE GRÁFICOS

<i>Gráfico 1: Distribuição das usinas hidrelétricas brasileiras por categoria</i>	15
<i>Gráfico 2: Distribuição da potência hidrelétrica instalada por categoria</i>	15

ÍNDICE DE FIGURAS

<i>Figura 1: Exemplo de Período Crítico</i>	20
---	----

1. Introdução

O Brasil é um país privilegiado em termos de disponibilidade de recursos renováveis para o aproveitamento energético. Dentre eles, podem ser destacados os recursos hídricos, responsáveis pela maior parte da geração de energia elétrica no país, e a biomassa, cuja utilização é crescente, não somente na geração de energia elétrica, mas principalmente na produção de biocombustíveis (álcool e biodiesel). Estas características fazem com que o país tenha atualmente uma matriz energética limpa em comparação a outros países, sobretudo as economias consideradas desenvolvidas. Para se ter uma idéia, enquanto na matriz energética brasileira as fontes renováveis participam com 44,7% da oferta interna, no mundo esta proporção não atinge 14% e nos países integrantes da OCDE está em torno de 6% (EPE, 2005).

O potencial de geração hidrelétrica no Brasil está estimado, em grandes números, em 260 mil MW (Eletrobrás, 1992) dos quais cerca de 30% foram aproveitados até o momento. O desenvolvimento do potencial remanescente está condicionado, entretanto, a seus possíveis impactos socioambientais, em razão da “maior parte do potencial hidrelétrico remanescente estar localizado em áreas de condições socioambientais delicadas, por suas interferências sobre territórios indígenas, sobretudo na Amazônia, nas áreas de preservação e nos recursos florestais, ou em áreas bastante influenciadas por ocupações antrópicas” (ANA, 2005, p.1).

Nos estudos do PNE 2030 (EPE, 2007), as hipóteses estabelecidas sobre a viabilidade do potencial hidrelétrico brasileiro a longo prazo sustentam a perspectiva de se ter instalado, até 2030, uma potência hidrelétrica de 174 mil MW. Apesar de ter procurado balizar as restrições decorrentes dos impactos ambientais provocados pelo aproveitamento desse potencial, o estudo reconhece que, de fato, “são grandes as incertezas que envolvem o aproveitamento do potencial hidrelétrico brasileiro dentro de uma perspectiva de longo prazo, principalmente com relação ao potencial localizado na região amazônica”. E é nesse contexto que têm surgido alguns estudos e publicações que apontam a **repotenciação** de usinas hidrelétricas existentes, ao invés da construção de novas hidrelétricas, como uma alternativa promissora para a expansão da oferta de energia hidrelétrica no Brasil, com vantagens ambientais e de localização, e com atratividade econômica. Por exemplo, Bermann et alii (WWF, 2004) são bastante otimistas e estimam ganhos de até 8.093 MW no parque hidrelétrico brasileiro com a “repotenciação pesada” de usinas com mais de 30 MW e mais de 20 anos de operação, com investimentos situados entre R\$ 200 e R\$ 1.400/kW instalado.

Nos países industrializados, onde o aproveitamento dos respectivos potenciais hidrelétricos se fez há muitos anos, a questão da repotenciação e modernização (R&M) de antigas usinas hidrelétricas vem sendo tratada como uma atividade rotineira de *gerenciamento de ativos*, visando principalmente à recuperação e manutenção da produção das instalações. Em outras palavras, nesses países considera-se que o principal benefício da modernização de uma usina está na extensão de sua vida útil e na recuperação de sua confiabilidade, mesmo que não haja possibilidade de uma repotenciação e mesmo que não se obtenha nenhum ganho energético adicional.

Entretanto, isto não significa que os projetos de R&M de antigas usinas hidrelétricas não devam ser analisados e considerados também no âmbito dos estudos de planejamento energético de longo prazo.

Contudo, cumpre observar, por oportuno, que a hidroeletricidade apresenta, desde há muito, uma *alta eficiência* no processo de conversão da energia potencial gravitacional da água (no reservatório) em energia cinética de rotação (na turbina) e finalmente em energia elétrica (no gerador). Conseqüentemente, os ganhos de energia assegurada obtidos com repotenciação geralmente são marginais, até porque, como assinalado, o rendimento da conversão de energia nas usinas hidrelétricas existentes, salvo raras exceções, já é bastante elevado. Os próximos capítulos conceituam e analisam em detalhes as possíveis formas e fontes de ganhos de potência e energia em uma usina submetida a um programa de obras de R&M.

2. Conceituação

Existe uma grande variedade de interpretações para o significado de repotenciação e modernização (R&M) de usinas hidrelétricas ou de seus equipamentos. Segundo VEIGA (2001), a definição clássica de **repotenciação** é a que a classifica como um projeto que “corresponde a todas aquelas obras que visem gerar um *ganho de potência ou de rendimento* da usina”.

As interpretações do significado de repotenciação podem depender também da questão tecnológica. Segundo SANTOS (2003), existem duas definições para **repotenciação** de usinas hidrelétricas:

- Redefinição da potência nominal originalmente projetada, através da adoção de *avanços tecnológicos* e de *concepções mais modernas* de projeto.
- Elevação da potência máxima de operação, em função de *folgas* devidamente comprovadas no projeto originalmente concebido, *sem incorporar novas tecnologias* à unidade geradora.

A cada definição está associada uma motivação ou conteúdo distinto, a saber:

- Operar a instalação dentro de padrões mais elevados de *produtividade total*, com *redução de custos operacionais*, maior flexibilidade operativa e observando os *aspectos ambientais*;
- Atender situações de *maior rigor de solicitação operacional*, em virtude de insuficiência de investimentos na expansão da geração e/ou no sistema de transmissão energia elétrica. Nesse caso, acredita-se que o investimento em R&M nesta usina, com envolvimento de novas tecnologias, não seria atrativo.

A repotenciação de antigas usinas exige a realização previa de **análises técnicas** a fim de se conhecer, criteriosamente, a *eficiência* da geração de energia e o *estado atual* dos equipamentos. Os principais objetivos destes **diagnósticos** são a estimativa do tempo de vida residual da usina e a introdução oportuna de ações corretivas ou intervenções, visando à otimização da geração elétrica (redução de perdas) e o aumento da confiabilidade.

A título de exemplo, tomando apenas os equipamentos principais da usina, vê-se que a gama de intervenções possíveis de R&M é muito grande, podendo incluir:

- Substituição do estator e reisolamento de bobinas polares de geradores: para estes casos, é inerente o aumento de potência do gerador, devido à utilização de isolantes de menor espessura e melhor condutividade de calor;
- Manutenção geral na turbina e em seus componentes mecânicos, sem ganho de potência;
- Manutenção geral na turbina com estudos para se aumentar a potência total gerada, porém sem alteração de rendimento, aproveitando-se a folga de potência disponível do gerador pela reforma dos seus componentes. Em outras palavras, esta repotenciação possibilitaria uma maior geração nos horários de ponta (aumentando-se o turbinamento nesse horário), porém sem aumento da energia assegurada da usina.
- Reforma geral da turbina com troca do rotor e/ou otimização do desenho das pás, com correspondentes aumentos de potência nominal e rendimento, ou seja, aumento da energia gerada para a mesma quantidade de água turbinada. O *ganho em rendimento* médio nas unidades geradoras pode ser computado diretamente como um ganho de energia assegurada da usina e do sistema;
- Substituição ou reisolamento de transformadores elevadores.

Por outro lado, do ponto de vista estritamente gerencial, pode-se dizer que existem basicamente quatro opções a serem consideradas para decisão após uma avaliação do desempenho global de uma usina hidrelétrica e de suas unidades geradoras individualmente. Estas opções são:

- a) Desativação;
- b) Reparo e prosseguimento operacional;
- c) Reconstrução;
- d) Reabilitação ou restauração.

As duas primeiras opções são auto-explicativas e representam geralmente inconstância na disponibilidade futura das máquinas, isto é, baixa confiabilidade e baixo fator de capacidade, de forma irreversível, não justificando novos investimentos no empreendimento (final de vida útil).

A opção **reconstrução** envolve essencialmente a construção de uma usina nova, com a total substituição de seus principais componentes e de estruturas importantes para a otimização do recurso. Esta opção é mais aplicada em pequenas centrais hidroelétricas (PCH).

A opção **reabilitação** (ou restauração) deve resultar em extensão da vida útil, melhoria do rendimento, incremento da confiabilidade, redução da manutenção e simplificação da operação. Em certos casos inclui também uma **repotenciação**. Esta opção é mais aplicada em grandes centrais hidroelétricas (UHE).

Por outro lado, a **modernização** de uma usina hidrelétrica consiste na utilização de novas tecnologias para *automatização* da operação da usina, tornando-a até mesmo “desassistida”, através da digitalização e informatização de seus controles e comandos. A modernização está presente na reconstrução ou reabilitação de usinas, mas não chega a se constituir numa repotenciação.

Alguns autores (SANTOS, 1999), entretanto, definem **modernização** como uma “estratégia em que antigas usinas hidrelétricas possam se tornar mais *produtivas e eficientes*, através de ações de recondicionamento, *atualizações tecnológicas* e, onde aplicável, elevação da capacidade nominal de componentes com idade avançada, assim como garantir a extensão de vida útil”. Nesse caso, a modernização incluiria também uma repotenciação, quando aplicável.

Neste trabalho, preferiu-se distinguir os objetivos de repotenciação e modernização, tratando separadamente suas respectivas ações, assim como a avaliação de seus custos e benefícios.

Cabe observar ainda que a reavaliação da potência nominal de uma unidade repotenciada é motivo de apreciação para fins de regularização por parte da ANEEL, conforme estabelece a Resolução n° 407, de 19 de outubro de 2000.

3. Análise das fontes de ganhos na repotenciação de usinas hidrelétricas

3.1 Produção de energia em uma usina hidrelétrica

A **potência instantânea** natural disponível em uma usina hidrelétrica é dada pela seguinte expressão:

$$P = K \cdot \rho \cdot h \cdot Q \quad (1)$$

onde,

P = potência natural disponível ou capacidade instantânea de produção de energia elétrica (em MW);

K = constante que depende da aceleração da gravidade e da densidade específica da água;

ρ = rendimento do conjunto turbina-gerador (valor médio sobre todas as unidades);

h = altura de queda líquida, correspondente à diferença entre os níveis de montante e de jusante, menos as perdas medias por atrito na tubulação (em m);

Q = vazão total turbinada pelo conjunto de unidades geradoras (em m³/s)

A **potência instalada** da usina é determinada com base nos *critérios de dimensionamento de usinas hidrelétricas (MME, 2007)*, tendo em conta que os valores de h e Q podem variar significativamente com o tempo e com a operação da usina. Assim, de forma simplificada, o cálculo da potência instalada é dado pela seguinte expressão:

$$PI = K \cdot \rho \cdot h_r \cdot Q_r \quad (2)$$

onde,

PI = potência instalada na usina (em MW);

h_r = altura de queda líquida usada como referência para o projeto da turbina, ou seja, para a qual o rendimento da turbina será máximo (em m);

Q_r = vazão total turbinada de referência, ou seja, vazão nominal utilizada como referência para se determinar a potência nominal dos geradores (em m³/s).

Naturalmente, a capacidade de produção de energia elétrica de uma usina estará sempre limitada pela potência efetiva total dos geradores. Além disso, em um instante qualquer, a potência total disponível para geração pode estar reduzida devido às indisponibilidades forçadas e programadas de unidades geradoras. Assim, em média, tem-se

$$P_d = f_d \cdot P_l \quad (3)$$

onde,

P_d = potência média disponível ou capacidade média de geração da usina (em MW);

f_d = fator de disponibilidade média das unidades geradoras;

Para se determinar a produção de energia de uma usina ao longo de um ano, é necessário conhecer a evolução dos parâmetros h e Q ao longo do ano. Entretanto, utilizando-se valores médios para os parâmetros ρ , h e Q , ou seja, admitindo-se uma potência efetiva média constante ao longo do ano, pode-se estimar a quantidade total de energia produzida pela usina hidrelétrica, através da seguinte expressão:

$$E = 8760 \cdot f_p \cdot f_d \cdot P_l \quad (4)$$

onde,

E = energia total gerada na usina ao longo de um ano, ou 8.760 horas (em MWh/ano);

f_p = fator de permanência, que reflete a disponibilidade média anual de vazão e queda líquida na usina, ou seja, do produto $h \cdot Q$, para a produção de energia elétrica.

A **energia firme**¹ de uma usina corresponde à sua geração média ao longo do **período crítico**² do sistema de referência. Desta forma, utilizando-se a expressão (4), pode-se definir a energia firme (E^*) de uma usina da seguinte forma:

$$E^* = 8.760 \cdot f_p^* \cdot f_d \cdot P_l \quad (5)$$

onde,

¹ Energia Firme - Energia média gerada no período crítico do Sistema Interligado Nacional (por exemplo, para uma dada configuração pode corresponder ao período junho de 1951 a novembro de 1956).

² Período Crítico - maior período de tempo em que os reservatórios, partindo cheios e sem reenchimentos totais, são deplecionados ao máximo, estando o sistema submetido à sua energia firme.

f_p^* = fator de permanência crítico, ou seja, computado ao longo do período crítico do sistema de referência.

A expressão (5) pode ser usada também para se calcular o **fator de capacidade** (FC) da usina hidrelétrica, definido como

$$FC = E^* / (8.760 \cdot PI) = f_p^* \cdot f_d \quad (6)$$

Substituindo a expressão (2) em (5), tem-se então,

$$E^* = 8760 \cdot f_p^* \cdot f_d \cdot K \cdot \rho \cdot h_r \cdot Q_r \quad (7)$$

Analisando-se a expressão (7), pode-se verificar que basicamente são quatro as formas de se aumentar a produção de energia em uma usina hidrelétrica, através de ações de repotenciação/modernização que podem proporcionar:

- a) Ganhos de rendimento (ρ)
- b) Ganhos na queda líquida (h_r)
- c) Ganhos na vazão turbinada (Q_r)
- d) Ganhos na disponibilidade (f_d)

Para explicar a origem destes possíveis ganhos de energia em um projeto de repotenciação é preciso entender de que maneiras o **fator tempo** pode ter alterado a capacidade de produção de energia (“assegurada”) de uma usina hidrelétrica, desde a época do seu projeto e dimensionamento até o presente. E são três os efeitos principais de uma defasagem temporal:

Deterioração dos equipamentos. A ação natural do tempo provoca a deterioração dos equipamentos da usina e a redução de sua capacidade nominal ao longo dos anos. A velocidade e o ritmo desta deterioração dependem evidentemente do tipo de equipamento, dos materiais envolvidos, do regime de operação e das manutenções preventivas e corretivas realizadas ao longo de sua vida útil.

Obsolescência do dimensionamento da usina. Essa situação pode ocorrer em razão da evolução de parâmetros utilizados no dimensionamento original da usina, evolução esta que, eventualmente, poderia ensejar um redimensionamento da *potencia efetiva* e da *energia firme* da usina, para mais ou para menos, dependendo do caso. Por exemplo, novos dados de vazão, acumulados durante mais de 20 anos de vida de uma usina, ao serem incorporados ao histórico de vazões naturais afluentes, podem levar à conclusão de que a usina foi *subdimensionada* à época de seu projeto. A evolução da tecnologia de medição e restituição

de vazões afluentes também é responsável por variações, por vezes significativas, encontradas em algumas usinas. A construção de um novo aproveitamento hidrelétrico a montante de outros na mesma bacia hidrográfica, pode implicar em alteração dos parâmetros potência efetiva e energia firme a serem atribuídos às usinas de jusante da bacia, ensejando uma revisão seqüencial.

Defasagem tecnológica. Em razão da defasagem tecnológica, a *eficiência* dos antigos equipamentos instalados na usina poderá ser, em muitos casos, bastante inferior à de novos equipamentos (turbina, gerador, sistemas de controle, etc.), caso eles não tenham sofrido modernizações ao longo de sua vida útil.

Os itens a seguir apresentam uma breve análise de cada possibilidade de ganho energético com a repotenciação de uma usina hidrelétrica.

3.2 Ganhos de rendimento

Estes ganhos decorrem, em geral, da introdução de tecnologias mais modernas nos equipamentos de conversão eletromecânica da usina hidrelétrica, principalmente turbinas e geradores. O ganho potencial dependerá obviamente do rendimento inicial do conjunto turbina-gerador.

Uma avaliação expedita deste ganho potencial pode ser realizada definindo-se um *rendimento máximo teórico* a ser alcançado por todas as usinas pertencentes ao conjunto de usinas candidatas a um programa de repotenciação. Este ganho máximo teórico deve refletir o estágio atual da tecnologia de geração hidrelétrica assim como as condições encontradas nas usinas do SIN.

Em princípio, a alteração do rendimento de um conjunto turbina-gerador provoca ganhos de potência efetiva e produção de energia apenas na respectiva usina hidrelétrica. Entretanto, podem ocorrer efeitos sinérgicos e cumulativos com relação às demais usinas, principalmente quando se trata de aproveitamentos hidrelétricos “em cascata”, devido à operação integrada do SIN. Por esta razão, idealmente, o ganho total de rendimento do sistema gerador deve ser avaliado através de uma simulação da operação do parque gerador, com e sem as obras de repotenciação.

3.3 Ganhos na queda líquida

Estes ganhos são possíveis por aumento do nível de montante, por diminuição no nível de jusante ou, ainda, por redução das perdas por atrito no circuito hidráulico.

O aumento do nível de montante não é usual, pois envolve em geral muitos problemas econômicos, sociais e ambientais. Entretanto, em alguns casos, trata-se apenas de um remanejamento do volume máximo operativo que se mostra excessivamente baixo ou da tomada d'água, sem afetar a altura da barragem.

A redução do nível médio de jusante pode ser obtida muitas vezes por melhoria de fluxos, ou seja, por melhoria dos escoamentos a jusante, principalmente em situações de vertimento nas quais podem ocorrer elevações indesejadas do nível do canal de fuga.

Pode-se estudar, ainda, os possíveis ganhos com a diminuição das perdas no circuito hidráulico. De forma análoga ao que foi proposto para os ganhos de rendimento, pode-se definir uma *perda hidráulica teórica mínima* (por exemplo, igual a zero ou a um valor pré-fixado pequeno) para efeito de uma avaliação do ganho máximo teórico na queda líquida.

3.4 Ganhos na vazão turbinada

De um modo geral, usinas hidrelétricas são dimensionadas para aproveitar toda a vazão disponível no rio, observados os critérios de dimensionamento em vigor. Desta forma, um ganho por aumento de vazão turbinada, ou seja, por aumento do engolimento máximo da usina, só é possível caso o projeto tenha sido sub-dimensionado originalmente ou caso tenha havido uma alteração hidrológica estrutural responsável por um aumento da vazão natural média no local da usina (alteração no fator f_p^*).

Um aumento no *engolimento máximo* da usina hidrelétrica que não seja consequência de um aumento da vazão natural disponível no rio pode aumentar a potência da usina (se houver folga no gerador), mas não agregará energia nova ao sistema. Isto faz sentido, portanto, se o objetivo pretendido for apenas uma mudança no perfil de operação ou de despacho da usina ao longo do tempo (objetivando maior flexibilidade operativa ou ganhos na *capacidade de ponta* da usina).

Sabe-se que existem locais/usinas onde a vazão natural dos rios não foi completamente aproveitada por ocasião do estudo de dimensionamento ou onde ocorreu variação significativa no histórico de vazões. Tais aproveitamentos hidrelétricos são candidatos naturais a projetos de repotenciação.

Vale lembrar ainda que já se constatou que em alguns rios brasileiros a vazão natural média de longo termo (MLT) aumentou (como no Rio Paraná), mas em outros rios pode ter diminuído, o que ensejaria uma redução da potência efetiva e energia firme das correspondentes usinas.

3.5 Ganhos de disponibilidade

No contexto da operação e gerenciamento de sistemas elétricos, pode-se definir **disponibilidade** de um equipamento como sendo a capacidade deste equipamento estar em condições de executar certa função, em um dado instante ou durante um intervalo de tempo determinado, levando-se em conta os aspectos combinados de sua **confiabilidade**, **manutenibilidade** e suporte à manutenção, supondo que os recursos externos requeridos estejam assegurados.

Nos modelos empregados nos estudos de planejamento da expansão e operação energética do SIN, considera-se que o fator de disponibilidade média das unidades geradoras de uma *usina hidrelétrica* ao longo de um ano (considerando-se somente as indisponibilidades forçadas e programadas das unidades); pode ser calculado pela seguinte expressão:

$$f_d = (1 - \text{TEIF}) \cdot (1 - \text{IP})$$

TEIF = taxa equivalente de indisponibilidade forçada no ano;

IP = índice de indisponibilidade programada no ano.

Os índices TEIF e IP são calculados anualmente com base nos registros históricos de operação da usina, refletindo seu desempenho médio nos últimos anos.

As usinas hidrelétricas brasileiras apresentam valores relativamente baixos tanto para a TEIF (em torno de 2,5%) quanto para IP (na faixa de 5 a 8%). Em alguns casos, devido a características específicas da usina (supermotorização ou alta sazonalidade hidrológica), é possível ainda concentrar a manutenção programada de todas as unidades geradora nos meses secos (quando ocorre “sobra de potência”, pois a geração despachada da usina é menor) e, por conseguinte, o índice IP poderia até mesmo ser admitido igual a zero nesses casos.

Desta forma, para efeito da presente análise pode-se admitir que no parque gerador brasileiro não haveria margem para significativos *ganhos de disponibilidade*, uma vez que os valores de TEIF e IP que vêm sendo utilizados nos estudos de planejamento da operação já são relativamente baixos.

4. Níveis de avaliação dos ganhos com a repotenciação

Uma estimativa rigorosa dos ganhos proporcionados pelas obras de repotenciação das usinas hidrelétricas do Sistema Interligado Nacional (SIN) requereria um levantamento criterioso dos dados básicos de cada usina, uma análise rigorosa de cada projeto de reabilitação/modernização, uma simulação detalhada da operação do sistema para se calcular os ganhos de potência efetiva e energia assegurada, do sistema e de cada usina, e finalmente uma avaliação detalhada do ganho econômico real de cada projeto para determinar se aquele projeto é ou não economicamente viável para investimento privado visando à comercialização da energia gerada.

Não raro, a realização de certos estudos de suporte do planejamento, como é o caso da avaliação do potencial de repotenciação, é prejudicada pela falta de dados confiáveis e abrangentes sobre empreendimentos. Como não se faz o estudo, não se consegue demonstrar com segurança qual seria o benefício potencial do projeto. Sem a demonstração do benefício, não se consegue obter os recursos necessários para se fazer o levantamento dos dados básicos ou para o detalhamento do projeto.

No caso dos estudos para avaliação dos ganhos com a repotenciação de usinas hidrelétricas é possível romper este círculo vicioso com a aplicação de uma abordagem mais simples, de baixo custo, que possibilitem obter, ainda que de forma aproximada **estimativas** conservadoras, porém confiáveis, do seu benefício energético potencial. A idéia consiste em hierarquizar esta análise, aumentando-se gradativamente a precisão (e o custo) das avaliações técnico-econômicas dos ganhos com a repotenciação. Dependendo dos resultados obtidos em um nível, passa-se (ou não) para o nível seguinte. Os itens a seguir apresentam uma proposta para esta hierarquização.

4.1 Ganho máximo teórico com a repotenciação

Neste primeiro nível busca-se determinar apenas uma estimativa do ganho energético total que seria obtido caso todas as antigas usinas hidrelétricas do SIN tivessem o rendimento de seus conjuntos turbina-gerador elevados para o valor *do rendimento máximo teórico*, ou seja, um rendimento equivalente ao de novos e modernos equipamentos.

O ganho energético total deverá ser expresso em termos da variação da potência efetiva do SIN, com e sem as obras de repotenciação do conjunto de usinas selecionado.

4.2 Ganho estimado de potência efetiva e energia firme

Este segundo nível de avaliação incorpora dois novos fatores na análise: a consideração das séries históricas de vazão natural e a interdependência da gestão da água entre usinas hidrelétricas. A avaliação do ganho energético total para o SIN passa a ser feita com auxílio de um modelo de simulação a usinas individualizadas (como, por exemplo, o modelo SUIISHI-O, desenvolvido pelo CEPEL).

A proposta consiste em se fazer duas rodadas do modelo, uma com a configuração atual e outra incorporando-se os rendimentos máximos ao mesmo conjunto de usinas repotenciadas no item anterior, obtendo-se então os valores de potência efetiva e de energia firme, para o sistema interligado e para cada usina, nas duas situações.

O resultado assim obtido fornece uma primeira estimativa do *benefício energético das repotenciações*, expresso em termos dos ganhos de potência efetiva e de energia firme do SIN, os quais por sua vez fornecem uma indicação razoável do ganho que se poderia esperar, na prática, em termos do que interessa ao sistema e às empresas, ou seja, da energia adicional “contratável”.

4.3 Ganho econômico real obtido com a repotenciação

Neste último nível de avaliação são estimados os custos e benefícios econômicos e financeiros obtidos com a repotenciação teórica máxima de cada usina hidrelétrica candidata. Idealmente, para este nível de avaliação imagina-se contar com dados básicos e de custos, fornecidos diretamente pelas empresas proprietárias das usinas.

A metodologia proposta consiste em, partindo-se dos valores de ganhos de energia firme e energia média (inclui a energia secundária) calculados na simulação realizada no nível anterior, avaliar o possível ganho econômico de cada usina, levando-se em conta remunerações diferenciadas para as duas parcelas de energia e obtendo-se um ganho total aproximado. Este ganho seria então comparado com o custo da repotenciação.

Esta avaliação pode revelar que nem toda obra de repotenciação *viável tecnicamente* também o é *economicamente*. Em outras palavras, a viabilidade técnica é uma condição necessária, porém não suficiente para se justificar o investimento.

5. Usinas hidrelétricas candidatas à repotenciação

O parque gerador de energia elétrica brasileiro é constituído hoje por 669 usinas hidrelétricas, além de mais de mil usinas termelétricas, e um pequeno número de outras fontes não-convencionais (eólica, resíduos, etc.) (ANEEL, 2008).

Por simplicidade, tomando-se como critério apenas a potência instalada na usina, adotaram-se aqui as seguintes denominações (para uma definição mais exata, ver Resolução ANEEL nº 653, de 09/12/03):

- *Usina Hidrelétrica (UHE)* - usina com potência superior a 30 MW;
- *Pequena Central Hidrelétrica (PCH)* - usina cuja potência situa-se entre 1 e 30 MW;
- *Central Geradora Hidrelétrica (CGH)* - usina com potência menor ou igual a 1 MW (também denominada *Micro Central Hidrelétrica - MCH*);

As usinas hidrelétricas apresentam uma grande variação quanto ao seu porte, ou potência instalada (MW), conforme mostra a Tabela 1, montada a partir de dados extraídos do *Banco de Informações de Geração - BIG*, da ANEEL.

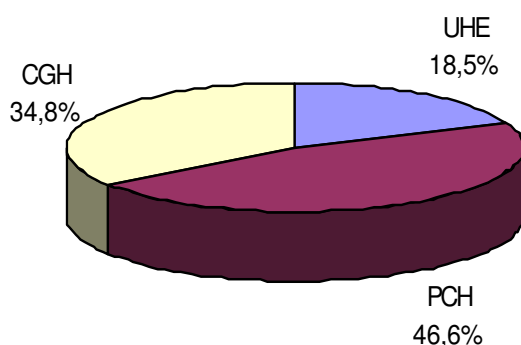
Tabela 1: Usinas Hidrelétricas em Operação no Brasil em 31/01/2008

Classe	Faixa de Potência (MW)	# Usinas da faixa	Potência Total (MW)	Potência Total Acumulada (MW)	Participação (%)
1	1000 < P	24	50.883	50.883	66,2
2	100 < P ≤ 1000	67	21.427	72.310	28,0
3	30 < P ≤ 100	33	1.900	74.210	2,5
4	10 < P ≤ 30	82	1.671	75.881	2,2
5	1 < P ≤ 10	230	863	76.744	1,1
6	0 < P ≤ 1	233	127	76.871	0,2
TOTAL		669	76.871		100,00

Fonte: Cadastro ANEEL - BIG.

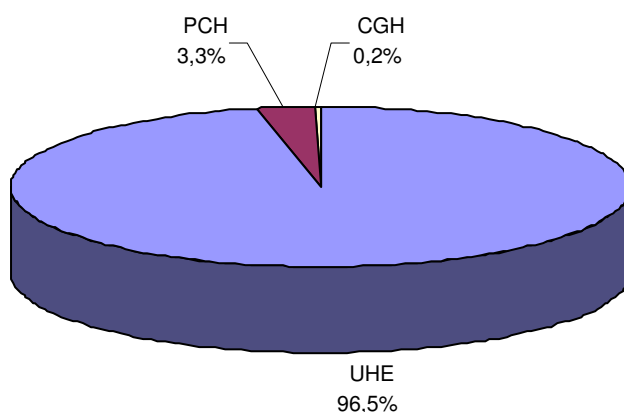
Analisando-se a Tabela 1 pode-se notar que a distribuição das 669 usinas por faixa de potência instalada é bastante assimétrica. Assim, o parque gerador brasileiro compreende 124 UHEs (18,5% do total), 312 PCHs (46,6%) e 233 CGHs (34,8%), conforme ilustra o Gráfico 1. Além disso, vale ressaltar que o Brasil é um dos poucos países do mundo que conta com UHEs de mais de 1.000 MW, consideradas “gigantes” (são 24, até o momento).

Gráfico 1: Distribuição das usinas hidrelétricas brasileiras por categoria



Além disso, a distribuição da potência total por faixa de potência instalada é ainda mais assimétrica. Pode-se observar que dos 76.871 MW instalados no Brasil, 74.210 MW encontram-se nas UHEs (96,5% da potência total), sendo que as gigantes respondem sozinhas por 66,19%. Por outro lado, as 545 PCHs e CGHs totalizam apenas 2.661 MW (3,5% da potência total), conforme mostrado no Gráfico 2.

Gráfico 2: Distribuição da potência hidrelétrica instalada por categoria



Esta grande concentração da potência instalada em algumas poucas grandes usinas hidrelétricas, por si só, já define uma primeira expectativa a respeito do potencial de ganho energético com obras de repotenciação das antigas usinas do SIN. Considerando que, ao se fazer o dimensionamento das grandes hidrelétricas do SIN sempre se buscou aproveitar ao máximo toda a energia potencial hidráulica disponível no local, e que as unidades geradoras dessas usinas recebem manutenções periódicas, as quais evitam sua deterioração, ou

minimizam seus efeitos, não se pode esperar, portanto, encontrar grandes ganhos de repotenciação nestas usinas.

A título de ilustração, transcreve-se abaixo notícia veiculada em 26 de fevereiro de 2008, pelo site Canal Energia:

*“Após passar por processo de modernização, a primeira das seis unidades geradoras de 175 MW da UHE Luiz Carlos Barreto de Carvalho (Estreito) entrou em operação comercial na última sexta-feira, 22 de fevereiro. De acordo com Furnas, **a modernização não tem como principal objetivo o aumento da potência**, mas sim uma maior disponibilidade operacional, que diminui as necessidades de intervenções para manutenção. A usina, localizada no município de Pedregulho, em São Paulo, tem potência instalada de **1.050 MW**. Na modernização da usina, Furnas está investindo R\$ 451,6 milhões e a última unidade modernizada deverá entrar em operação até 2011”. (grifo não é do original)*

Por outro lado, sabe-se que muitas PCHs apresentam bom potencial de ganho energético com obras de modernização e repotenciação. Entretanto, mesmo admitindo que estes ganhos se estendessem a todas as PCHs e CGHs, o ganho total incidiria sobre apenas 3,5% da potência total do parque gerador brasileiro, o que limita muito seu alcance final.

6. Avaliação energética: o modelo SUIHI-O

O modelo SUIHI-O, desenvolvido pelo CEPEL, é um modelo de simulação a usinas individualizadas da operação energética de sistemas hidrotérmicos interligados. Este modelo permite que se calcule a energia firme de uma configuração do sistema brasileiro através de um procedimento denominado “simulação estática com cálculo da energia firme (com busca automática de período crítico)”. Para se ter uma melhor compreensão dos cálculos efetuados pelo modelo SUIHI-O descreve-se brevemente, a seguir, a representação do sistema de geração de energia elétrica utilizada por este modelo [CEPEL,2007].

6.1 Subsistemas de Geração Hidrotérmica Interligados

O sistema elétrico é constituído por um sistema de geração, um sistema de transmissão e um mercado consumidor. O nível de detalhamento da representação de cada um destes componentes depende do modelo adotado o qual, por sua vez, depende do tipo de aplicação desejada e dos resultados que se pretende dele obter.

No modelo SUIHI-O, o sistema de geração é constituído por usinas hidrelétricas e termelétricas. As usinas hidrelétricas podem ser de dois tipos: a fio d’água, quando seu volume armazenado não varia, ou com reservatório, quando apresenta uma significativa capacidade de regularização. Denominam-se usinas termelétricas todas as demais usinas geradoras (nuclear, carvão, gás, óleo, diesel, biomassa, etc.) que possam ser representadas por capacidades mínima e máxima e um custo unitário de geração constantes, sem nenhuma restrição adicional sobre sua disponibilidade. Assim, por enquanto, certos tipos de fontes alternativas de geração (solar fotovoltaica, eólica, co-geradores, etc.) não podem ser representadas adequadamente no modelo. O déficit de energia pode ser representado em patamares. Cada patamar é representado por uma usina termelétrica de alto custo. A usina termelétrica que representa o último patamar de déficit é a de mais alto custo e tem capacidade ilimitada.

O sistema de transmissão é representado de forma muito simplificada tendo em vista a aplicação do modelo primordialmente em estudos específicos de planejamento energético. Desta forma, levam-se em conta apenas as grandes limitações de intercâmbio de energia entre certas regiões ou subsistemas, que passam a constituir os chamados subsistemas interligados. Dentro de um subsistema, considera-se que o sistema de transmissão não limita o atendimento ao mercado de energia, o que possibilita agregar todas as cargas elétricas em

um único mercado de energia do subsistema, bem como, as gerações das diversas usinas em uma única geração total de energia do subsistema. A limitação de intercâmbio de energia entre dois subsistemas pode ser diferente em cada sentido, mas não pode depender nem da disponibilidade de equipamentos nem do valor da geração ou do mercado no período em questão, razão pela qual a sugestão é adotar valores conservadores para estes limites.

O mercado consumidor de energia de um subsistema é representado por uma curva de permanência da carga com até três patamares, que representa de forma simplificada a variação do consumo total do subsistema ao longo de um mês.

No modelo SUIHI-O, considera-se ainda que os subsistemas devem ser hidraulicamente independentes, ou seja, não pode haver transferência de água entre eles, o que restringe naturalmente a definição de subsistemas.

6.2 Discretização Temporal

A operação de um sistema hidrotérmico é um processo contínuo no tempo. Na prática, entretanto, para facilitar os cálculos e reduzir o esforço computacional da simulação, é conveniente discretizar o tempo em intervalos regulares, de duração compatível com a velocidade de variação das grandezas de interesse. No caso do SIN, dotado de grandes reservatórios com capacidade de regularização plurianual, e tendo em vista o objetivo da aplicação, costuma-se discretizar o tempo em intervalos mensais.

Assim, em todos os cálculos e equações físicas utilizados para simular matematicamente a operação do sistema, os valores instantâneos das grandezas são substituídos pelos seus valores médios em cada intervalo. Pode-se demonstrar que este método preserva o valor acumulado de grandezas cumulativas tais como volumes armazenados e gerações totais, garantindo que, no início de cada intervalo, o valor calculado com tempo discretizado seja idêntico ao valor que seria obtido considerando tempo contínuo. O que se perde, no entanto, é a possibilidade de simular as variações dessas grandezas dentro de cada intervalo e, conseqüentemente, de detectar que uma operação viável para um mês pode não ser viável em alguns dias desse mês.

Para as aplicações no sistema brasileiro a que destina o modelo SUIHI-O, considera-se que o grau de precisão obtido com uma simulação a intervalos mensais é satisfatório. Cabe observar ainda que a alteração do intervalo de discretização, de mensal para semanal ou diário, não constitui nenhum problema metodológico, excetuando-se a disponibilidade de dados e o aumento do esforço computacional.

6.3 Séries Hidrológicas Históricas

Uma série histórica de vazões afluentes a uma usina hidroelétrica é uma sequência de valores mensais de vazão natural afluente, expressa em m^3/s , correspondente à média dos valores instantâneos observados durante o mês, em um posto fluviométrico. Em certos casos, a vazão natural afluente a uma usina é definida a partir das medições de vários postos fluviométricos, bem como, das descargas de usinas a montante. Variando-se o mês inicial, pode-se obter diferentes séries históricas cujo comprimento estará limitado ao conjunto de registros históricos disponíveis. Para se preservar a sua forte correlação espacial, as séries de vazões de diferentes usinas devem, necessariamente, estar sempre sincronizadas no tempo.

6.4 Simulação Estática

O modo de simulação mais simples e didático é a simulação estática. Neste modo de simulação considera-se, por hipótese, uma configuração hidrotérmica fixa procurando atender a um mercado de energia constante ao longo de uma série hidrológica. A denominação simulação estática decorre da hipótese de que, com exceção das vazões afluentes aos reservatórios, todos os demais dados do problema permanecem estáticos ao longo do tempo. Isto permite estudar melhor a influência da hidrologia sobre a operação do sistema hidrotérmico, bem como, calcular índices estatísticos de desempenho do sistema tais como a probabilidade anual de déficit de energia, sua média e variância, entre outros.

Para simular a evolução temporal do sistema, os volumes armazenados no início do mês são feitos iguais aos respectivos volumes armazenados no fim do mês anterior. Para o primeiro mês de simulação é necessário fazer uma hipótese adicional sobre o armazenamento inicial do sistema como, por exemplo, os reservatórios estarem totalmente cheios.

Uma sofisticação do modo de simulação estática consiste em se levar em conta a sazonalidade do mercado mensal de energia. Neste caso, apenas o mercado anual de energia é considerado estático no tempo. A razão entre os mercados mensal e anual (expressos em unidades convenientes, MWmês e MWmédio) é chamada de coeficiente de sazonalidade do mês. A consideração deste fator pode ser importante, pois, para algumas bacias brasileiras, o efeito combinado da sazonalidade hidrológica e da sazonalidade do mercado é significativo.

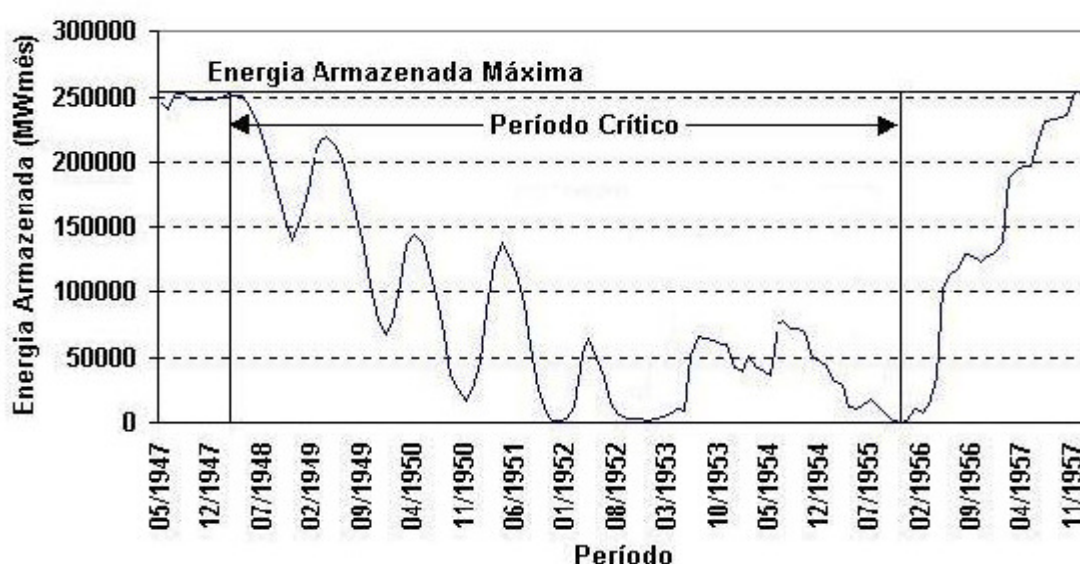
6.5 Cálculo de Energia Firme

A energia firme de um sistema hidráulico é o maior mercado de energia que o sistema pode atender de modo a não ocorrerem déficits de energia, supondo-se a ocorrência da série histórica de afluições.

Para ser calculada, basicamente define-se um valor super estimado para o mercado e decrementa-se este valor iterativamente até que o sistema não apresente déficit algum. Caso o valor inicial seja baixo e o sistema não apresente déficit, o valor é aumentado com a finalidade de se obter um mercado super estimado.

Mais detalhadamente são encontrados todos os períodos críticos do período de simulação. Um período crítico tem início no último estágio que o sistema encontrou-se completamente cheio e tem fim no último estágio em que o sistema encontrava-se em déficit, sem reenchimentos intermediários. A Figura 1 ilustra um período crítico. São realizadas várias iterações com redução do mercado até que desapareçam todos os déficits.

Figura 1: Exemplo de Período Crítico



Fonte: CEPEL - Modelo SUISHI-O - Manual de Referência

Cálculo de Energia Firme com Busca do Período Crítico

Inicialmente, o modelo SUIHI-O calcula uma estimativa superior do mercado de energia (MERC). Esse cálculo é feito considerando-se o fator de capacidade máximo, o rendimento e a potência nominal das usinas hidrelétricas instaladas. Depois deste valor ter sido calculado para todas as usinas, ele é somado e, então, multiplicado por um percentual definido pelo usuário, obtendo-se finalmente um limite superior teórico para a energia firme do sistema.

Com este valor para o mercado global, são calculados os valores dos mercados por subsistema, utilizando-se para isso os fatores de participação do mercado de cada subsistema, que são definidos pelo usuário.

Definidos estes valores, o modelo SUIHI-O faz uma simulação da operação do sistema ao longo de todo o período de simulação. Como a variável MERC foi inicializada com uma estimativa superior da energia firme, são verificados um ou vários períodos críticos. Na busca do início de um período crítico, considera-se que o sistema está completamente cheio quando a sua energia armazenada inicial é maior ou igual à energia armazenável máxima admitida certa tolerância que, por *default*, é igual a 1% (TOL), mas que pode ser alterada pelo usuário.

Com base na ocorrência de déficits, são calculados dois índices: DEF (máximo déficit acumulado dentre os períodos críticos) e DEF_M (déficit médio mensal no período crítico).

A partir destes valores, o valor de MERC é decrementado de DEF_M e uma nova simulação é feita. Desta vez, porém, somente os períodos críticos detectados serão simulados, considerando que os volumes iniciais de cada usina hidrelétrica no início do período crítico são iguais aos da iteração anterior. Novamente, os índices DEF e DEF_M são calculados e um novo decréscimo é feito no valor de MERC, para que uma nova simulação, dos novos períodos críticos, seja realizada. Este processo iterativo (método da bisecção) continua até que todos os déficits sejam eliminados, quando se considera que o processo convergiu.

Se, em alguma iteração, o máximo déficit acumulado dentre os períodos críticos (DEF) for zero, mas a variação no valor do mercado feita na última iteração tiver sido superior a TOL, o modelo SUIHI-O não considera que o processo tenha convergido. A partir desse valor de mercado é feito um processo de refinamento do resultado. Isso é feito para garantir que a energia firme calculada não seja muito inferior ao valor de energia firme real. Finalmente, após a convergência do processo é feita uma simulação para todo o histórico com o valor final de mercado (ou seja, energia firme do sistema) obtido.

O modelo SUIHI-O fornece como resultado o valor do mercado obtido na convergência, a energia firme de cada usina, que corresponde à geração média da usina nos meses do período crítico e a energia média de cada usina, que corresponde à geração média da usina em todo o histórico. A energia firme e a energia média são obtidas na última simulação, realizada com o valor do mercado obtido ao final do processo de convergência.

Observe que a energia firme do sistema (mercado convergido) é sempre menor ou igual à soma das “energias firmes” das usinas, uma vez que nem sempre é possível obter a soma das gerações médias de todas as usinas simultaneamente em todos os meses do período crítico.

7. Aspectos institucionais, legais e regulatórios

Nos últimos anos, diversos agentes do setor elétrico brasileiro têm manifestado sua preocupação com os aspectos institucionais, legais e regulatórios, que muitas vezes podem ser tão ou mais importantes que os aspectos técnico-econômicos quando se trata de viabilizar os investimentos em obras de modernização/repotenciação de usinas hidrelétricas. De fato, há vários entraves institucionais, legais e regulatórios que deprimem ou até mesmo impedem investimentos em algumas atividades. No caso de projetos de R&M, é preciso reconhecer a conveniência de se identificar e remover ou mitigar alguns entraves desta natureza a fim de que se possa viabilizar um maior número de obras.

Nestes casos, uma das questões que recorrentemente tem sido colocada como entrave institucional e legal relevante reside no fato de que não existe, na atual legislação um *reconhecimento financeiro e comercial* dos possíveis ganhos energéticos que venham a ser obtidos com um eventual *aumento de potência efetiva sem aumento de rendimento da usina*. A crítica que se faz é que o modelo de comercialização em vigor contempla, no mercado regulado, apenas contratos de **energia assegurada** (CCEAR). Como uma *repotenciação sem aumento de rendimento* não altera o valor da energia assegurada da usina, não é possível negociar um eventual acréscimo da energia efetivamente gerada em certos períodos (energia secundária), mesmo em se tratando de usina despachada pelo ONS. No caso, a energia adicional produzida na usina fica a disposição do sistema, gratuitamente. A questão é complexa e, por certo, não será uma abordagem simplificada que poderá apontar algum encaminhamento.

Porém, mesmo nos casos de *repotenciação com aumento de rendimento*, há dificuldades a serem superadas na medida em que a revisão da energia assegurada da usina e a homologação desta alteração junto ao MME e ANEEL não são, por assim dizer, imediatas, o que pode prejudicar sua comercialização.

Segundo a *Associação Brasileira das Grandes Empresas Geradoras de Energia Elétrica - ABRAGE*, “para que as empresas efetivem modificações que levem a uma repotenciação é necessário estabelecer uma forma de compensação pelos investimentos realizados”. Uma idéia que surge é aplicar para um aumento da reserva de potência (decorrente, por exemplo, de um projeto de R&M) o mesmo princípio já adotado na compensação por um *serviço ancilar*, quando solicitado pelo ONS. Por este princípio, toda vez que um agente gerador fosse modernizar as máquinas de sua usina, o ONS poderia solicitar um estudo sobre a sua

repotenciação e, se aprovada a sua execução, o agente seria recompensado pela potência adicional disponibilizada para o SIN. Em caso de aumento de rendimento da usina, a energia assegurada seria revisada, e a energia adicional poderia ser então comercializada.

Em síntese, não existe uma regulamentação específica capaz de reconhecer completamente os ganhos energéticos advindos das obras de repotenciação de modo a ressarcir os agentes de geração.

Por outro lado, hoje, o ganho de potência alcançado resulta ainda em um *aumento dos encargos setoriais* do agente, posto que estes incidem sobre a potência instalada da usina. Conseqüentemente, a repotenciação pode ser vista, muitas vezes, como uma *penalização* (em vez de um incentivo) para o empreendedor. Em certos casos, esta penalização chega a ser maior que o benefício advindo do reconhecimento do ganho de energia assegurada, inviabilizando financeiramente a repotenciação.

No entanto, deve-se registrar que já houve um avanço na legislação no que se refere à *indisponibilidade das unidades geradoras* que estão sendo reformadas. Recentemente, a ANEEL emitiu uma resolução que expurga o “tempo de máquina parada” do cálculo do FID (Fator de Indisponibilidade), o qual afeta a contabilização mensal da energia gerada, de acordo com as regras de mercado. Este representava talvez o maior empecilho à realização das obras de R&M, pois impedia, na prática, a paralisação das unidades para a realização das obras.

8. Estudos de Caso

8.1 Sistema Interligado Nacional (SIN)

O estudo de caso aqui apresentado teve por objetivo tentar avaliar o ganho energético potencial do Sistema Interligado Nacional (SIN) com a repotenciação de suas usinas. O ganho energético será expresso em termos da variação observada na *potencia efetiva* e na *energia firme* do SIN, com e sem as obras de repotenciação. Este cálculo será feito com auxílio do *Modelo de Simulação a Usinas Individualizadas (SUISHI-O)*, apresentado na seção 6 desta nota técnica.

O estudo teve como ponto de partida um trabalho comissionado pelo WWF-Brasil³ e conduzido pelos professores José Roberto C. Veiga e Georges S. Rocha, sob a coordenação do Prof. Célio Bermann, do IEE/USP (WWF, 2004), que sintetiza os resultados de um estudo sobre repotenciação de usinas hidrelétricas. Segundo este estudo, existem no Brasil 67 usinas hidrelétricas com potência instalada superior a 30 MW e com mais de 20 anos de operação. Tomadas em conjunto, essas usinas totalizam uma potência instalada de 34.374,7 MW, conforme reproduzido na Tabela 2, e são, todas elas, passíveis de serem repotenciadas. Dependendo do tipo de repotenciação efetuado durante as obras de reabilitação das usinas, o potencial de acréscimo na capacidade instalada do parque gerador se situaria entre 868 MW (para uma repotenciação *mínima*) e 8.093 MW (para uma repotenciação *pesada*). O ganho de energia firme associado a esta repotenciação não chegou a ser calculado ou apresentado.

Como primeiro passo, identificou-se o conjunto de usinas hidrelétricas do SIN que seria considerado passível de sofrer obras de *reabilitação com repotenciação*. Adotando-se o mesmo critério básico proposto em (WWF, 2004), ou seja, considerando apenas as usinas com mais de 20 anos e mais de 30 MW pertencentes ao SIN, o conjunto de usinas candidatas seria o conjunto apresentado na Tabela 2.

³ Criada em 1961, nas últimas décadas, a Rede WWF (antes conhecida como Fundo Mundial para a Natureza - “World Wildlife Fund”) se consolidou como uma das mais respeitadas redes independentes de conservação da natureza.

Tabela 2: Conjunto de usinas hidrelétricas candidatas a repotenciação

NUM WWF	NUM ONS	NOME	CONC.	INICIO OPER.	RIO	UF	POT. INST. [MW]	NUM MAQ
1	ND	Americana	CPFL	1909	Atibaia	SP	33,6	3
2	130	Ilha dos Pombos (Ilha)	LIGHT	1924	Paraíba do Sul	RJ	167,6	5
3	119	Henry Borden - Externa	EPAULO	1926	Pedras	SP	474,0	8
4	124	Fontes Novas	LIGHT	1940	Lages (Ribeirão)	RJ	89,3	3
5	115	Parigot de Souza	COPEL	1940	Capivari	PR	247,0	4
6	193	Sá Carvalho	SCSA	1951	Piracicaba	MG	74,1	4
7	ND	Santa Cecília - Bombeamento	LIGHT	1952	Paraíba do Sul	RJ	35,0	4
8	ND	Vigário - Bombeamento	LIGHT	1952	Pirai	RJ	90,0	4
9	14	Caconde (Graminha)	CGEET	1952	Pardo	SP	80,4	2
10	131	Nilo Peçanha I	LIGHT	1953	Lages (Ribeirão)	RJ	324,7	6
11	176	Paulo Afonso I	CHESF	1955	São Francisco	BA	180,0	3
12	2	Itutinga	CEMIG	1955	Grande	MG	48,6	4
13	ND	Canastra	CEEE	1956	Santa Maria	RS	44,8	2
14	7	Mascarenhas de Moraes	FURNAS	1956	Grande	MG	476,0	10
15	134	Américo R. Cianetti (Stt. Grande)	CEMIG	1956	Santo Antonio	MG	104,0	4
16	119	Henry Borden - Subterrânea	EPAULO	1956	Pedras	SP	427,8	6
17	ND	Guaricana	COPEL	1957	Arraial	PR	39,0	4
18	16	Armando de S.Oliveira (Limoeiro)	CGEET	1958	Pardo	SP	32,2	2
19	50	Lucas Nogueira Garcez	CGEEP	1958	Paranapanema	SP	70,4	4
20	32	Cachoeira Dourada	CELG	1959	Paranaíba	GO	724,0	8
21	1	Camargo	CEMIG	1960	Grande	MG	45,0	2
22	15	Euclides da Cunha	CGEET	1960	Pardo	SP	108,8	4
23	176	Paulo Afonso II	CHESF	1961	São Francisco	BA	480,0	6
24	ND	Funil	CHESF	1962	Contas	BA	30,0	3
25	156	B. Mascarenhas (Tres Marias)	CEMIG	1962	São Francisco	MG	516,8	6
26	133	Pereira Passos	LIGHT	1962	Lages (Ribeirão)	RJ	93,5	2
27	47	Armando A. Laydner (Jurumirim)	CGEEP	1962	Paranapanema	SP	98,0	2
28	112	Jacuí	CEEE	1962	Jacui	RS	150,0	6
29	6	Furnas	FURNAS	1963	Grande	MG	1.216,0	8
30	37	Barra Bonita	CGEET	1963	Tietê	SP	140,8	4
31	APE	Fumaça	CBA	1964	Juquiá Guaçu	SP	36,4	2
32	ND	Suíça	ESCELSA	1965	Sta Maria Vitória	ES	30,1	2
33	123	Funil	FURNAS	1965	Paraíba do Sul	RJ	216,0	3
34	38	Álvaro de Souza Lima (Bariri)	CGEET	1965	Tietê	SP	143,1	3

NUM WWF	NUM ONS	NOME	CONC.	INICIO OPER.	RIO	UF	POT. INST. [MW]	NUM MAQ
35	8	Luiz Carlos B. Carvalho (Estreito)	FURNAS	1969	Grande	SP	1050,0	6
36	39	Ibitinga	CGEET	1969	Tiete	SP	131,5	3
37	45	Souza Dias (Jupiá)	CESP	1969	Parana	SP	1411,2	14
38	190	Pr. Castelo Branco (B. Esperança)	CHESF	1970	Parnaíba	PI	234,0	2
39	49	Xavantes	CGEEP	1970	Paranapanema	SP	414,0	4
40	ND	Julio de Mesquita Filho	COPEL	1970	Chopin	PR	44,1	2
41	113	Itauba	CEEE	1970	Jacui	RS	500,0	4
42	176	Paulo Afonso III	CHESF	1971	São Francisco	BA	864,0	4
43	9	Jaguara	CEMIG	1971	Grande	MG	638,4	4
44	12	Porto Colômbia	FURNAS	1973	Grande	MG	320,0	4
45	144	Mascarenhas	ESCELSA	1973	Doce	ES	123,0	3
46	44	Ilha Solteira	CESP	1973	Paraná	SP	3.230,0	20
47	93	Passo Fundo	ESUL	1973	Erechim	RS	220,0	2
48	111	Passo Real	CEEE	1973	Jacuí	RS	250,0	2
49	APE	Alecrim	CBA	1974	Juquiá Guaçu	SP	72,0	3
50	11	Volta Grande	CEMIG	1974	Grande	MG	380,0	4
51	282	Coaracy Nunes (Paredão)	ENORTE	1975	Araguari	AP	69,1	2
52	17	Marimbondo	FURNAS	1975	Grande	MG	1.440,0	8
53	40	Mario Lopes Leão (Promissão)	CGEET	1975	Tiete	SP	264,0	3
54	78	Salto Osório	ESUL	1975	Iguaçu	PR	1.050,0	6
55	272	Curuá - Una	CELPA	1977	Curuá-Una	PA	40,0	3
56	176	Apolonio Sales (Moxotó)	CHESF	1977	São Francisco	AL	440,0	4
57	61	Capivara	CGEEP	1977	Paranapanema	SP	640,0	4
58	33	São Simão	CEMIG	1978	Paranaíba	MG	2.688,5	6
59	18	J.Ermírio de Moraes (A.Vermelha)	CGEET	1978	Grande	SP	1.380,0	6
60	121	Paraibuna	CESP	1978	Paraibuna	SP	85,0	2
61	176	Paulo Afonso IV	CHESF	1979	São Francisco	BA	2.460,0	6
62	169	Sobradinho	CHESF	1979	São Francisco	BA	1.050,0	6
63	31	Itumbiara	FURNAS	1980	Paranaíba	MG	2.082,0	6
64	77	Salto Santiago	ESUL	1980	Iguaçu	PR	1.992,0	4
65	74	Bento M.R. Neto (Foz do Areia)	COPEL	1980	Iguaçu	PR	251,0	4
66	24	T. Sampaio (Emborcação)	CEMIG	1982	Paranaíba	MG	1.191,7	4
67	42	Nova Avanhandava	CGEET	1982	Tiete	SP	302,4	3
TOTAL							34.374,7	301

ND: não despachadas; APE: autoprodutor de energia; EPAULO: Eletropaulo; ESUL: Eletrosul

Fonte: (WWF, 2004)

Desse total excluíram-se algumas usinas pertencentes a *Autoprodutores de Energia (APE)* e algumas usinas especiais que não estão conectadas à rede básica de transmissão ou cujas regras de operação são muito particulares, devido aos múltiplos usos da água, como ocorre com as usinas do rio Paraíba do Sul e do Pirai. Excluíram-se, ainda, as usinas não despachadas (ND) centralizadamente pelo ONS. É que tais usinas não fazem parte da base de dados técnica da operação e, portanto, não podem ser incluídas na simulação com o modelo SUIISHI-O. Assim, o grupo de dez UHEs listadas na Tabela 3, totalizando 454,9 MW (apenas 1,3% do total), foi retirado do conjunto inicial de usinas repotenciáveis.

Tabela 3: Usinas retiradas do conjunto (APE - Autoprodutores, ND - não despachadas)

NUM WWF	NUM ONS	NOME	CONC,	INICIO OPER.	RIO	UF	CAP. INST. [MW]	NUM. MAQ.
31	APE	Fumaça	CBA	1964	Juquiá Guaçu	SP	36,4	2
49	APE	Alecrim	CBA	1974	Juquiá Guaçu	SP	72,0	3
1	ND	Americana	CPFL	1909	Atibaia	SP	33,6	3
7	ND	Sta Cecília - Bombeamento	LIGHT	1952	Paraíba do Sul	RJ	35,0	4
8	ND	Vigário - Bombeamento	LIGHT	1952	Pirai	RJ	90,0	4
13	ND	Canastra	CEEE	1956	Santa Maria	RS	44,8	2
17	ND	Guaricana	COPEL	1957	Arraial	PR	39,0	4
24	ND	Funil	CHESF	1962	Contas	BA	30,0	3
32	ND	Suíça	ESCELSA	1965	Sta Maria Vitória	ES	30,1	2
40	ND	Julio de Mesquita Filho	COPEL	1970	Chopin	PR	44,1	2
TOTAL							454,9	29

Fonte: EPE, 2007

Para as demais 57 usinas da Tabela 2, pôde-se ter acesso ao conjunto de dados básicos que é utilizado nos modelos de planejamento e programação da operação, incluindo os dados de rendimento do conjunto turbina-gerador e taxas de indisponibilidade forçada e programada.

Tendo em vista uma estimativa preliminar do ganho máximo teórico que seria obtido com a repotenciação deste conjunto de usinas, foram estabelecidas as seguintes premissas para definição do conjunto de dados de entrada do modelo de simulação:

- i) O rendimento máximo teórico da **turbina** será admitido igual a **0,93**, para uma UHE qualquer em condições normais; analogamente, o rendimento máximo teórico do **gerador** será admitido igual a **0,98**; conseqüentemente o rendimento máximo do **conjunto turbina-gerador**, dado pelo produto destes rendimentos, será $0,93 * 0,98 = 0,9114$.

- ii) As taxas de indisponibilidade forçada (TEIF) e programada (IP) já são suficientemente baixas para que se possa admitir que não há ganhos significativos de disponibilidade a serem auferidos nestas usinas.
- iii) A menos de uma ou outra exceção, para a maioria das usinas deste conjunto não se espera encontrar uma grande variação nas series históricas de vazões afluentes, mesmo considerando a idade das usinas. Embora recomendável, como não houve tempo hábil para se fazer uma análise, caso a caso, destas séries hidrológicas, optou-se por desconsiderar possíveis benefícios por aumento de vazão máxima turbinável.

Com base nestas premissas iniciou-se a montagem do arquivo de dados do programa SUSHI-O considerando, por hipótese, que todas as usinas hidrelétricas do conjunto selecionado sofreriam obras de reabilitação com repotenciação de forma a se alcançar o rendimento teórico máximo para o conjunto turbina-gerador, ou seja, 0,9114.

Um conjunto de 13 usinas, totalizando 9.866,8 MW (28,7% do total), já apresentava valores de rendimento superiores ao teto estabelecido. Admitindo que, para fins da presente avaliação, valores tão altos desses rendimentos não produziram resultado prático, essas usinas foram também retiradas do conjunto de usinas cuja repotenciação foi avaliada. Essas usinas são listadas na Tabela 4.

Tabela 4: Usinas retiradas do conjunto por já apresentarem rendimento máximo.

NUM WWF	NUM ONS	NOME	CONC.	INICIO OPER.	RIO	UF	POT. INST. [MW]	NUM. MAQ.	REND ONS
50	11	Volta Grande	CEMIG	1974	Grande	MG	380,0	4	0,91998
58	33	São Simão	CEMIG	1978	Paranaíba	MG	2.688,5	6	0,91998
65	74	Bento M.R. Neto (Foz do Areia)	COPEL	1980	Iguaçu	PR	251,0	4	0,91998
48	111	Passo Real	CEEE	1973	Jacuí	RS	250,0	2	0,93996
41	113	Itaúba	CEEE	1970	Jacui	RS	500,0	4	0,93996
4	124	Fontes Novas	LIGHT	1940	Rib. Lages	RJ	89,3	3	0,00000
62	169	Sobradinho	CHESF	1979	S. Francisco	BA	1.050,0	6	0,91978
11	176	Paulo Afonso I	CHESF	1955	S. Francisco	BA	180,0	3	0,92100
23	176	Paulo Afonso II	CHESF	1961	S. Francisco	BA	480,0	6	0,92100
42	176	Paulo Afonso III	CHESF	1971	S. Francisco	BA	864,0	4	0,92100
56	176	Apolônio Sales (Moxotó)	CHESF	1977	S. Francisco	AL	440,0	4	0,92100
61	176	Paulo Afonso IV	CHESF	1979	S. Francisco	BA	2.460,0	6	0,92100
38	190	Pr. Cast. Branco (B. Esperança)	CHESF	1970	Parnaíba	PI	234,0	2	0,92100
TOTAL							9.866,8	54	

Fonte: EPE, 2007

Desta forma chegou-se a um conjunto final de 44 usinas do SIN **repotenciáveis**, totalizando 24.053,0 MW, conforme listadas na Tabela 5, na qual se apresenta também os respectivos rendimentos do conjunto turbina-gerador utilizados atualmente pelo ONS.

Tabela 5: Conjunto final de usinas hidrelétricas candidatas a repotenciação

NUS	NUM WWF	NUM ONS	NOME	CONC.	INICIO OPER.	RIO	UF	POT. INST. [MW]	NUM. MAQ.	REND ONS
1	2	130	Ilha dos Pombos (Ilha)	LIGHT	1924	Paraíba do Sul	RJ	167,6	5	0,79134
2	3	119	Henry Borden - Externa	EPAULO	1926	Pedras	SP	474,0	8	0,80999
3	5	115	Parigot de Souza	COPEL	1940	Capivari	PR	247,0	4	0,90000
4	6	193	Sá Carvalho	SCSA	1951	Piracicaba	MG	74,1	4	0,88002
5	9	14	Caconde (Graminha)	CGEET	1952	Pardo	SP	80,4	2	0,86004
6	10	131	Nilo Peçanha I	LIGHT	1953	Rib. Lages	RJ	324,7	6	0,87003
7	12	2	Itutinga	CEMIG	1955	Grande	MG	48,6	4	0,89898
8	14	7	Mascarenhas de Moraes	FURNAS	1956	Grande	MG	476,0	10	0,85015
9	15	134	Sto Grande	CEMIG	1956	Santo Antonio	MG	104,0	4	0,84200
10	16	119	Henry Borden - Subter.	EPAULO	1956	Pedras	SP	427,8	6	0,80999
11	18	16	A. S.Oliveira (Limoeiro)	CGEET	1958	Pardo	SP	32,2	2	0,83996
12	19	50	Lucas Nogueira Garcez	CGEEP	1958	Paranapanema	SP	70,4	4	0,84995
13	20	32	Cachoeira Dourada	CELG	1959	Paranaíba	GO	724,0	8	0,88991
14	21	1	Camargo	CEMIG	1960	Grande	MG	45,0	2	0,86901
15	22	15	Euclides da Cunha	CGEET	1960	Pardo	SP	108,8	4	0,85005
16	25	156	B. Masc. (Três Marias)	CEMIG	1962	São Francisco	MG	516,8	6	0,87299
17	26	133	Pereira Passos	LIGHT	1962	Rib. Lages	RJ	93,5	2	0,85117
18	27	47	A. Laydner (Jurumirim)	CGEEP	1962	Paranapanema	SP	98,0	2	0,90999
19	28	112	Jacuí	CEEE	1962	Jacui	RS	150,0	6	0,89001
20	29	6	Furnas	FURNAS	1963	Grande	MG	1.216,0	8	0,88002
21	30	37	Barra Bonita	CGEET	1963	Tietê	SP	140,8	4	0,88002
22	33	123	Funil	FURNAS	1965	Paraíba do Sul	RJ	216,0	3	0,83996
23	34	38	Á. S. Lima (Bariri)	CGEET	1965	Tietê	SP	143,1	3	0,86004
24	35	8	L. C. Barreto (Estreito)	FURNAS	1969	Grande	SP	1.050,0	6	0,90010
25	36	39	Ibitinga	CGEET	1969	Tiete	SP	131,5	3	0,90000
26	37	45	Souza Dias (Jupia)	CESP	1969	Parana	SP	1..411,2	14	0,89001
27	39	49	Xavantes	CGEEP	1970	Paranapanema	SP	414,0	4	0,89001
28	43	9	Jaguara	CEMIG	1971	Grande	MG	638,4	4	0,90999
29	44	12	Porto Colômbia	FURNAS	1973	Grande	MG	320,0	4	0,88991
30	45	144	Mascarenhas	ESCELSA	1973	Doce	ES	123,0	3	0,89450
31	46	44	Ilha Solteira	CESP	1973	Paraná	SP	3.230,0	20	0,90000
32	47	93	Passo Fundo	ESUL	1973	Erechim	RS	220,0	2	0,90999

NUS	NUM WWF	NUM ONS	NOME	CONC.	INICIO OPER.	RIO	UF	POT. INST. [MW]	NUM. MAQ.	REND ONS
33	51	282	Coaracy Nunes (Paredão)	ENORTE	1975	Araguari	AP	69,1	2	0,89001
34	52	17	Marimbondo	FURNAS	1975	Grande	MG	1.440,0	8	0,87003
35	53	40	M. L. Leão (Promissão)	CGEET	1975	Tiete	PR	264,0	6	0,90000
36	54	78	Salto Osório	ESUL	1975	Iguaçu	PR	1.050,0	6	0,90000
37	55	272	Curuá - Una	CELPA	1977	Curuá - Una	PA	40,0	3	0,88002
38	57	61	Capivara	CGEEP	1977	Paranapanema	SP	640,0	4	0,84995
39	59	18	J.E.Moraes (A.Vermelha)	CGEET	1978	Grande	SP	1.380,0	6	0,90000
40	60	121	Paraibuna	CESP	1978	Paraibuna	SP	85,0	2	0,89001
41	63	31	Itumbiara	FURNAS	1980	Paranaíba	MG	2.082,0	6	0,90000
42	64	77	Salto Santiago	ESUL	1980	Iguaçu	PR	1.992,0	4	0,90000
43	66	24	T.Sampaio (Emborcação)	CEMIG	1982	Paranaíba	MG	1.191,7	4	0,89001
44	67	42	Nova Avanhandava	CGEET	1982	Tiete	SP	302,4	3	0,90000
TOTAL								24.053,0	218	

OBS:Coaracy Nunes será integrada ao SIN a partir da entrada em operação da LT Tucuruí-Manaus-Macapá

Fonte: EPE, 2007

Conforme proposto no item 4.2, a avaliação do ganho energético total do SIN foi realizada com base em duas “rodadas” do modelo SUISHI-O, uma com a configuração atual do SIN, sem repotenciações, e outra com a configuração do SIN modificada, alterando-se os rendimentos do conjunto turbina-gerador das 44 usinas selecionadas para o valor-teto, admitido igual a 0,9114.

O modelo SUISHI-O foi então executado, nas duas situações, utilizando-se o modo “Cálculo de Energia Firme com Busca do Período Crítico”, descrito no item 6.5.1, o qual fornece como resultado os valores de potência efetiva e de energia firme, para o sistema interligado e para cada usina da configuração.

A Tabela 6 apresenta os resultados da simulação para o conjunto de usinas repotenciadas.

Tabela 6: Resultados da simulação

NUS	NUM ONS	NUM WWF	NOME	P. INST. [MW]	NUM. MAQ.	REND ONS	PEFET-1 (MW)	EFIRME-1 (MWmed)	REND REPOT	PEFET-2 (MW)	EFIRME-2 (MWmed)	DIF_PE (MW)	DIF (%)	DIF_EF (MWmed)	DIF (%)
1	1	21	Camargos	45,0	2	0,86901	39,1	19,9	0,91140	41,0	20,7	1,9	4,88%	0,8	4,02%
2	2	12	Itutinga	48,6	4	0,89898	43,7	26,2	0,91140	44,3	26,5	0,6	1,38%	0,3	1,15%
3	6	29	Furnas	1.216,0	8	0,88002	1070,1	564,8	0,91140	1108,3	584,2	38,2	3,57%	19,4	3,43%
4	7	14	M. Moraes (Peixoto)	476,0	10	0,85015	404,7	269,8	0,91140	433,8	288,0	29,2	7,20%	18,2	6,75%
5	8	35	Estreito	1.050,0	6	0,90010	945,1	472,8	0,91140	957,0	477,9	11,9	1,26%	5,1	1,08%
6	9	43	Jaguará	638,4	4	0,90999	580,9	335,3	0,91140	581,8	335,3	0,9	0,15%	0,0	0,00%
7	12	44	Porto Colômbia	320,0	4	0,88991	284,8	178,5	0,91140	291,6	182,2	6,9	2,42%	3,7	2,07%
8	14	9	Caconde	80,4	2	0,86004	69,1	28,5	0,91140	73,3	30,1	4,1	5,97%	1,6	5,61%
9	15	22	Euclides da Cunha	108,8	4	0,85005	92,5	43,3	0,91140	99,2	46,3	6,7	7,22%	3,0	6,93%
10	16	18	Limoeiro	32,2	2	0,83996	27,0	13,1	0,91140	29,3	14,1	2,3	8,51%	1,0	7,63%
11	17	52	Marimbondo	1.440,0	8	0,87003	1252,8	608,9	0,91140	1312,4	636,6	59,6	4,75%	27,7	4,55%
12	18	59	Água Vermelha	1380,0	6	0,90000	1242,0	681,8	0,91140	1257,7	689,2	15,7	1,27%	7,4	1,09%
13	24	66	Emborcação	1.191,7	4	0,89001	1060,6	530,3	0,91140	1086,1	542,0	25,5	2,40%	11,7	2,21%
14	31	63	Itumbiara	2.082,0	6	0,90000	1873,8	943,7	0,91140	1897,5	954,7	23,7	1,27%	11,0	1,17%
15	32	20	Cachoeira Dourada	724,0	8	0,88991	644,3	406,5	0,91140	659,9	415,0	15,6	2,42%	8,5	2,09%
16	37	30	Barra Bonita	140,8	4	0,88002	123,9	45,1	0,91140	128,3	46,6	4,4	3,57%	1,5	3,33%
17	38	34	Á.S.Lima (Bariri)	143,1	3	0,86004	123,1	56,5	0,91140	130,4	59,7	7,3	5,97%	3,2	5,66%
18	39	36	Ibitinga	131,5	3	0,90000	118,3	65,0	0,91140	119,8	65,6	1,5	1,27%	0,6	0,92%
19	40	53	Promissão	264,0	3	0,90000	237,6	88,7	0,91140	240,6	89,7	3,0	1,27%	1,0	1,13%
20	42	67	Nova Avanhandava	302,4	3	0,90000	272,2	122,1	0,91140	275,6	123,5	3,4	1,27%	1,4	1,15%
21	44	46	Ilha Solteira	3.230,0	20	0,90000	2907,0	1757,2	0,91140	2943,8	1776,7	36,8	1,27%	19,5	1,11%
22	45	37	Jupia	1.411,2	14	0,89001	1256,0	907,2	0,91140	1286,2	926,7	30,2	2,40%	19,5	2,15%
23	47	27	Jurumirim	98,0	2	0,90999	89,2	46,4	0,91140	89,3	46,5	0,1	0,15%	0,1	0,22%

NUS	NUM ONS	NUM WWF	NOME	P. INST. [MW]	NUM. MAQ.	REND ONS	PEFET-1 (MW)	EFIRME-1 (MWmed)	REND REPOT	PEFET-2 (MW)	EFIRME-2 (MWmed)	DIF_PE (MW)	DIF (%)	DIF_EF (MWmed)	DIF (%)
24	49	39	Xavantes	414,0	4	0,89001	368,5	167,7	0,91140	377,3	171,4	8,9	2,40%	3,7	2,21%
25	50	19	L. N. Garcez	70,4	4	0,84995	59,8	52,5	0,91140	64,1	55,8	4,3	7,23%	3,3	6,29%
26	61	57	Capivara	640,0	4	0,84995	544,0	301,9	0,91140	583,3	321,6	39,3	7,23%	19,7	6,53%
27	77	64	Salto Santiago	1.992,0	4	0,90000	1792,8	760,2	0,91140	1815,5	767,3	22,7	1,27%	7,1	0,93%
28	78	54	Salto Osório	1.050,0	6	0,90000	945,0	555,5	0,91140	957,0	560,3	12,0	1,27%	4,8	0,86%
29	93	47	Passo Fundo	220,0	2	0,90999	200,2	127,8	0,91140	200,5	127,8	0,3	0,15%	0,0	0,00%
30	112	28	Jacuí	150,0	6	0,89001	133,5	122,5	0,91140	136,7	123,8	3,2	2,40%	1,3	1,06%
31	115	5	Parigot de Souza	247,0	4	0,90000	222,3	107,3	0,91140	225,1	108,4	2,8	1,27%	1,1	1,03%
32	119	3	H. Borden - Externa	474,0	8	0,80999	383,9	200,7	0,91140	432,0	225,5	48,1	12,52%	24,8	12,36%
33	119	16	H. Borden - Subter.	427,8	6	0,80999	346,5	0,0	0,91140	389,9	0,0	43,4	12,52%	0,0	
34	121	60	Paraibuna	85,0	2	0,89001	75,7	45,6	0,91140	77,5	45,6	1,8	2,40%	0,0	0,00%
35	123	33	Funil	216,0	3	0,83996	181,4	96,6	0,91140	196,9	104,5	15,4	8,51%	7,9	8,18%
36	130	2	Ilha dos Pombos	167,6	5	0,79134	132,7	72,7	0,91140	152,8	82,9	20,1	15,17%	10,2	14,03%
37	131	10	Nilo Peçanha I	324,7	6	0,87003	282,5	330,1	0,91140	295,9	335,9	13,4	4,75%	5,8	1,76%
38	133	26	Pereira Passos	93,5	2	0,85117	79,6	48,7	0,91140	85,2	51,1	5,6	7,08%	2,4	4,93%
39	134	15	Salto Grande	104,0	4	0,84200	87,6	77,9	0,91140	94,8	80,0	7,2	8,24%	2,1	2,70%
40	144	45	Mascarenhas	123,0	3	0,89450	110,0	103,9	0,91140	112,1	105,6	2,1	1,89%	1,7	1,64%
41	156	25	Três Marias	516,8	6	0,87299	451,2	229,7	0,91140	471,0	238,5	19,9	4,40%	8,8	3,83%
42	193	6	Sá Carvalho	74,1	4	0,88002	65,2	57,6	0,91140	67,5	58,6	2,3	3,57%	1,0	1,74%
43	272	55	Curuá - Una	40,0	3	0,88002	35,2	22,2	0,91140	36,5	22,6	1,3	3,57%	0,4	1,80%
44	282	51	Coaracy Nunes	69,1	2	0,89001	61,5	1,8	0,91140	63,0	1,8	1,5	2,40%	0,0	0,00%
TOTAL				24.053,0	218	0,88624	21.316,8	11.694,5	0,91140	21.921,9	11.966,8	605,1	2,84%	272,3	2,33%

Fonte: EPE, 2007

Analisando a Tabela 6, verifica-se que as repotenciações máximas do conjunto de usinas selecionado conduziram a um aumento na potência efetiva total do SIN de **605,1 MW**. Este aumento de potência efetiva, por sua vez, acarretou um acréscimo na **energia firme** do SIN equivalente a **272,3 MW_{med}**, que representa também uma boa estimativa para o acréscimo da **energia assegurada** do SIN. Desta forma, este valor corresponde aproximadamente ao adicional de **mercado** que poderia ser atendido pelo SIN, mantendo-se o mesmo nível de confiabilidade do suprimento ou, em outras palavras, a quantidade adicional de energia que poderia ser ofertada nos leilões de energia nova (LEN).

A Tabela 6 apresenta também os ganhos energéticos individualizados por usina. Pode-se verificar que os **ganhos de potência efetiva** das usinas variaram na faixa de 1 a 15%, com um ganho médio de **2,84%** ao passo que os **ganhos de energia firme** variaram na faixa de 0 a 14%, com um ganho médio de **2,33%**.

8.2 UHE Capivara

Neste item apresenta-se, a título de exemplo, um caso concreto recente de repotenciação de uma unidade de uma usina hidrelétrica de porte médio, a UHE Capivara (640 MW), situada no Rio Paranapanema, SP, realizado pela própria empresa concessionária, a Duke Energy International Geração Paranapanema.

Em primeiro lugar é necessário esclarecer que, embora conste na base de dados técnica para estudos de planejamento da operação do ONS que a UHE Capivara é constituída por 4 grupos geradores de 160 MW, totalizando 640MW, na prática, cada turbina fornece apenas 152 MW. Trata-se de um caso atípico cuja regularização junto à ANEEL e ONS já foi solicitada pela Duke.

Recentemente, uma unidade geradora desta usina, a UG-03, foi totalmente reformada, executando-se a modernização de todos os seus sistemas de comando e controle, além da **substituição do rotor** da turbina.

A troca da turbina possibilitou um aumento da potência nominal de saída de 152 MW para 163 MW, para a queda nominal de 50m, além de um aumento de 2,7% no *rendimento médio ponderado da turbina* (computado para varias alturas de queda líquida), que passou de 0,86 para 0,887. Vale observar que este valor é ainda bem inferior ao valor máximo teórico de 0,93, adotado no item 8.1.

Este porcentual, aplicado à energia assegurada de cada máquina equivale a um ganho de 3 MW médios por unidade geradora. Em outras palavras, se esta ação fosse estendida a todas as quatro unidades geradoras da usina, o ganho energético alcançado equivaleria a uma PCH “virtual” de 44 MW de potência instalada e 12 MW médios de energia assegurada, mantendo-se as mesmas condições de vazão no local e sem impactos ambientais adicionais.

A Duke tem realizado várias tratativas junto à ANEEL para o reconhecimento deste aumento da energia assegurada. Até o momento não obteve sucesso o que confirma as dificuldades institucionais e regulatórias apontadas anteriormente.

O investimento necessário em cada unidade geradora foi da ordem de R\$ 28 milhões, tomando-se por base a atualização monetária do que foi investido na UG-03, sem considerar ganhos de escala e incluindo-se a modernização dos sistemas de comando, controle e supervisão. Este investimento se mostra viável no caso de a usina ter reconhecido o acréscimo na sua energia assegurada proporcionado pela *repotenciação com aumento de rendimento* de cada unidade geradora.

8.3 Outros exemplos

FURNAS está, atualmente, modernizando três de suas usinas, a saber, Mascarenhas de Moraes - Peixoto (476 MW), Luiz Carlos Barreto Carvalho - Estreito (1.050 MW) e Furnas (1.216 MW). A repotenciação destas usinas também foi considerada nos três casos, chegando-se à conclusão de que tal investimento não se justificava economicamente. Para estas usinas seria necessário alterar o projeto do rotor da turbina, do enrolamento estatórico do gerador, além de se fazer uma repotenciação do transformador elevador. Em termos de custo do investimento, o valor estimado para o caso da usina Luiz Carlos Barreto Carvalho foi de R\$ 6 milhões, somente para a turbina (troca do rotor + modelo reduzido).

A **AES Tietê** também desenvolveu estudos preliminares, os quais indicam a *possibilidade* de aumento de potência instalada e aumento de rendimento nas usinas José Ermírio de Moraes - Água Vermelha (1.396 MW), Mário Lopes Leão - Promissão (264 MW), Caconde - Graminha (80 MW) e Barra Bonita (140 MW). À luz da regulação atual, estes projetos não se mostram economicamente viáveis.

9. Conclusões e Recomendações

As ações de *Recapitação e Modernização (R&M)* das usinas hidrelétricas são fundamentais para se assegurar a longo prazo a preservação do potencial hidrelétrico já aproveitado. Dentre os principais benefícios proporcionados por estas ações pode-se destacar a extensão da vida útil das usinas, o aumento da sua confiabilidade, a segurança no controle e no fornecimento de ponta e a redução dos custos de manutenção, além de um eventual aumento da energia assegurada da usina.

Nos países industrializados, há muitos anos com alto índice de aproveitamento de seus potenciais hidrelétricos, a questão da modernização e repotenciação de suas antigas usinas hidrelétricas é tratada como uma atividade rotineira de gerenciamento de ativos, visando principalmente a recuperação e manutenção da capacidade de produção dessas instalações.

Desta forma, o objetivo das ações de R&M deve ser primeiramente o de preservar a capacidade de geração do sistema existente e, apenas secundariamente, compor a expansão da oferta de energia elétrica no país.

Com efeito, tais projetos não agregam energia nova em volumes significativos, que dispensem a utilização de novas fontes de geração de energia elétrica, conforme ilustra o estudo de caso com o Sistema Interligado Nacional (SIN) apresentado no item 8.1. O resultado deste estudo, que considerou como candidatas a *repotenciação com aumento máximo de rendimento* um subconjunto de UHEs do SIN com mais de 20 anos de idade, totalizando 24.053 MW, revelou que existe um potencial de **ganho de energia firme de 272 MW médios (2,33%)**, correspondente a um **acréscimo na potência efetiva do SIN de 605 MW (2,84%)**.

Para se confirmar a viabilidade econômica deste benefício energético é necessário, contudo, aprofundar a análise dos custos e benefícios econômicos e financeiros obtidos com as obras de repotenciação de cada hidrelétrica considerada. O aprofundamento desta análise não dispensará a contratação de consultoria especializada, de modo a montar uma *base de dados técnica* sobre projetos de modernização/repotenciação de usinas hidrelétricas e, eventualmente, também termelétricas. Os projetos já em curso e aqueles com prazos mais curtos para sua conclusão podem compor a base inicial de um programa desta natureza.

No caso das pequenas usinas hidrelétricas (PCHs e CGHs), com potência instalada menor ou igual a 30 MW, existe um grande número de usinas que podem e devem sofrer obras de R&M (algumas poderiam até ser reconstruídas). Nesses casos, os acréscimos percentuais de potência efetiva e de energia assegurada podem ser substanciais, em razão principalmente de

um sub-dimensionamento inicial ou de defasagem tecnológica. Entretanto, há que se ponderar que este universo de 545 pequenas usinas representa hoje uma potência total instalada de 2.661 MW, apenas 3,5% da potência total do parque gerador do SIN, o que limita muito o alcance final destas obras de R&M em termos do acréscimo de energia nova que poderiam proporcionar ao sistema.

Há que se reconhecer a necessidade de aperfeiçoamentos institucionais, legais e regulatórios se for o caso de se incentivar os investimentos em ações de R&M. Nestes casos, uma das questões que recorrentemente tem sido colocadas como entrave institucional e legal relevante reside no fato de que não existe, na atual legislação um *reconhecimento financeiro e comercial* dos possíveis ganhos energéticos que venham a ser obtidos com um eventual *aumento de potência efetiva sem aumento de rendimento da usina*. Mesmo nos casos de *repotenciação com aumento de rendimento*, tem-se observado dificuldades a serem superadas na revisão da energia assegurada da usina, como é o caso do projeto de R&M da UHE Capivara.

Além do reconhecimento do *aumento de energia assegurada* da usina, para os casos em que se demonstre o aumento do rendimento das unidades geradoras, e da regulamentação de sua comercialização, outro aperfeiçoamento que poderá estimular projetos de R&M é o reconhecimento do *aumento de potência efetiva* e de sua contribuição para o aumento da reserva de potência.

Por fim, cabe ressaltar a importância de se manter adequada manutenção da base de dados das usinas hidrelétricas, de modo a que se possa levar em conta a real condição dos equipamentos dessas usinas nos estudos de planejamento da expansão e da operação do sistema, principalmente no que se refere ao rendimento do conjunto turbina-gerador, perdas nas tubulações e taxas de indisponibilidade forçada e programada.

10. Referências Bibliográficas

- ANA, “Aproveitamento do Potencial Hidráulico para Geração de Energia”, Caderno de Recursos Hídricos, pg. 1, Agência Nacional de Águas (ANA), Brasília, 2005.
- ANEEL, “Banco de Informações de Geração - BIG”, Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), Fevereiro de 2008.
- BERMANN, C. “Impasses e controvérsias da hidroeletricidade”, Estudos Avançados, v. 21, p. 139-153, 2007.
- CEPEL, “Manual de Referência do Modelo SUISEI-O”, Centro de Pesquisas de Energia Elétrica (CEPEL), Outubro 2007.
- EPE, “Balanço Energético Nacional - BEN”, Empresa de Pesquisa Energética (EPE), Rio de Janeiro, 2005.
- EPE, “Plano Nacional de Energia 2030 - PNE 2030”, Empresa de Pesquisa Energética (EPE), Rio de Janeiro, 2007.
- MME, “Manual de Inventário Hidroelétrico de Bacias Hidrográficas”, Ministério das Minas e Energia e Centro de Pesquisas de Energia Elétrica (CEPEL), Rio de Janeiro, 2007
- SANTOS, Cícero Mariano P., - “Reflexões sobre a Modernização do Parque Hidrogerador diante dos Avanços Tecnológicos e dos Instrumentos Regulatórios”, XVII SNPTEE - Grupo I, 19 a 24 Outubro de 2003, Uberlândia - Minas Gerais.
- SANTOS, Cícero Mariano P.; Coelho, Jorge; Dias, Acires, - “Uma Contribuição Metodológica para a Modernização de Unidades Hidrogeradoras”, XV SNPTEE - Grupo I, p. 1-6, 17 a 22 de Outubro de 1999, Foz de Iguaçu - Paraná.
- VEIGA, Jose Roberto C.- “Oportunidades de Negócio com a Repotenciação de Usinas: Aspectos técnicos, econômicos e ambientais”, Dissertação de Mestrado, Programa de Pós-Graduação em Energia - USP. São Paulo, 2001.
- WWF. - “A Repotenciação de Usinas Hidrelétricas como Alternativa para o Aumento da Oferta de Energia no Brasil com Proteção Ambiental”, Série Técnica, Volume X, Agosto de 2004.