

BENEFÍCIOS ASSOCIADOS À OPERAÇÃO COORDENADA DAS USINAS HIDRELÉTRICAS BRASILEIRAS JUNTO COM AS USINAS BINACIONAIS DE ITAIPU, CORPUS E YACYRETA.

Secundino Soares Filho

Universidade Estadual de Campinas
Campinas, Brasil.

Marcelo Augusto Cicogna

Anastácio Sebastian Arce Encina

Itaipu Binacional
Hernandarias, Paraguai.

Resumo: Neste trabalho é apresentado um estudo que avalia a operação coordenada das usinas hidrelétricas brasileiras junto com as usinas hidrelétricas binacionais de Itaipu, Corpus e Yacyreta. Para esse objetivo, foram analisados dois casos. No primeiro, efetua-se a operação coordenada das principais usinas hidrelétricas das regiões Sudeste e Sul do Brasil. A operação das usinas hidrelétricas binacionais é obtida utilizando-se um modelo de otimização determinístico. No segundo caso, efetua-se a operação coordenada das usinas hidrelétricas brasileiras junto com as usinas hidrelétricas binacionais. Da comparação dos resultados de ambos os casos, obtém-se os benefícios associados à operação coordenada. A otimização da operação energética é obtida através de um modelo de otimização determinística, que aplica algoritmos de fluxo em redes não linear com arcos capacitados. As usinas são representadas de maneira individualizada. Os estudos utilizam a série de vazões naturais médias mensais do período que abarca de 1931 a 1997. A operação coordenada do sistema brasileiro de das usinas binacionais resultaram na redução de vertimentos em um ganho efetivo de 147 MWmédios.

1 - Introdução

O Mercado Comum do Sul - Mercosul foi criado em 1991 pelo Tratado de Assunção com o objetivo, entre outros, de implantar a livre circulação de bens, serviços e fatores produtivos; coordenação de políticas macroeconômicas e setoriais e harmonização das legislações nacionais e para uma maior integração entre Argentina, Brasil, Paraguai, e Uruguai, os países que formam o Mercosul.

Os primeiros passos para a integração entre os países citados foram dados através do setor eletro energético. As primeiras interligações entre países foram verificadas na década de 60. A usina hidrelétrica de Acaray, construída no Rio Acaray (Paraguai) afluente do Rio Paraná, cuja capacidade instalada é de 200 MW esteve interligada ao sistema elétrico argentino através da província Misiones como também ao sistema elétrico brasileiro, através do estado do Paraná. Essa interligação foi possível porque a usina esta equipada com 2 máquinas que geram em 50 Hz, a frequência dos sistemas elétricos da Argentina e Paraguai, e 2 máquinas que podem operar indistintamente em 50 ou em 60 Hz. A frequência do sistema elétrico brasileiro é 60 Hz (ANDE).

Na década de 70, foi construída no Rio Uruguay a usina de Salto Grande, um aproveitamento binacional entre a Argentina e o Uruguay, com capacidade instalada de 1.890 MW. Ela esta conectada aos sistemas elétricos do Uruguai e Argentina através de linhas de 500 kV (UTE).

Na década de 70 e 80 foram construídas outras grandes usinas hidrelétricas no Rio Paraná. A usina hidrelétrica de Itaipu, empreendimento binacional entre o Brasil e o Paraguai tem a capacidade instalada de 12.600 MW. Outro exemplo é a usina de Yacyreta, empreendimento binacional entre o Paraguai e a Argentina com uma capacidade instalada de 3.200 MW.

A usina de Itaipu possui 18 unidades geradoras, das quais 9 unidades operam em 50 Hz e 9 unidades geradoras operam em 60 Hz. A produção destas unidades geradoras é injetada diretamente no sistema elétrico brasileiro através de um sistema de transmissão de 765 kV. Por outro lado, do total da produção das unidades geradoras de 50 Hz uma parte é injetada no sistema elétrico paraguaio e o restante é transferido ao sistema elétrico brasileiro na forma de corrente contínua, que novamente é transformada em corrente alternada em São Paulo, porém já na frequência de 60 Hz. (ITAIPU, ONS, ANEEL).

A usina de Yacyreta opera hoje numa altura de queda reduzida de 15,5 m.s.n.n, quando futuramente deve operar com uma altura de queda de 21,3 m.s.n.m. A diminuição da altura de queda significa uma redução da sua capacidade produção de 170 a 100 MW por máquina. Essa situação deve ser superada logo após da conclusão de obras auxiliares associada à barragem. A maior parte da produção da usina é injetada no sistema elétrico argentino através de linhas de 500 kV. A conexão com o sistema elétrico paraguaio é através de uma linha de 220 kV, com o qual alimenta a região sul do sistema elétrico paraguaio. A interligação elétrica entre o Brasil e Argentina através do sistema elétrico do Paraguai encontra-se ainda em estudo para definir as condições necessárias que permitam a regulação da frequência entre os sistemas elétricos do Brasil, Argentina e Paraguai (UTE, CAMMESA).

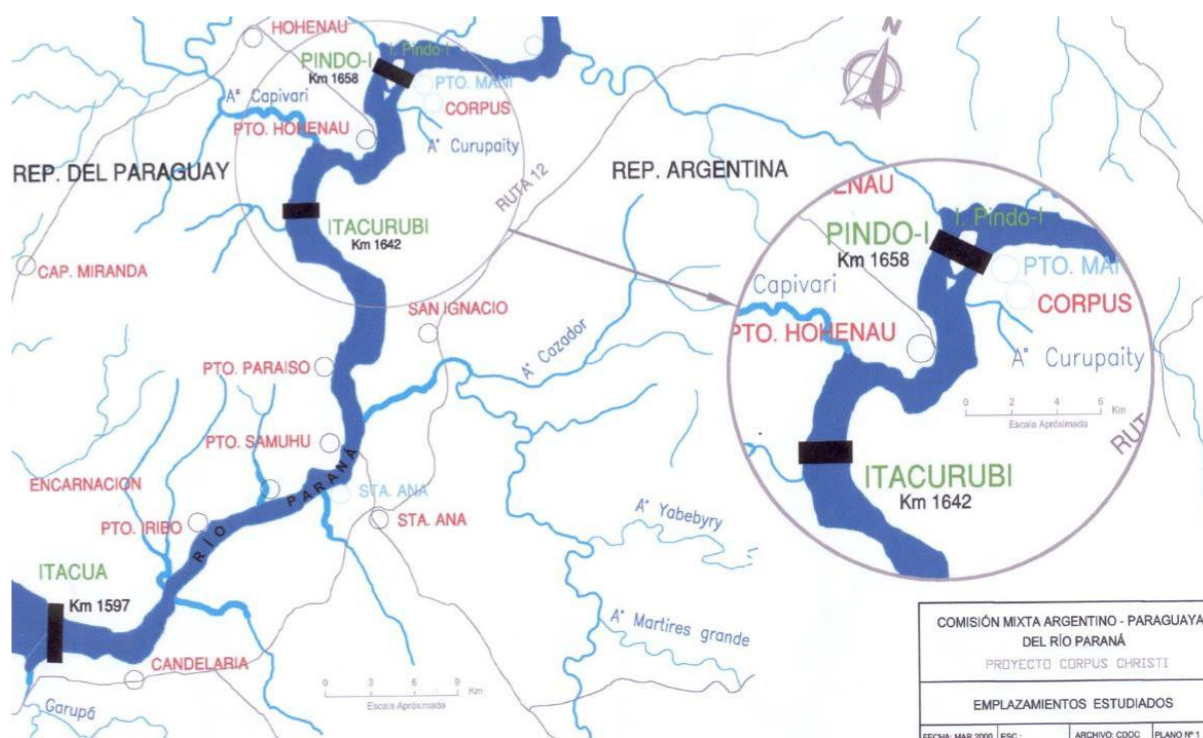


Figura 1 – Locais prováveis para a usina de Corpus.

Corpus é um projeto de usina localizada no Rio Paraná entre as usinas de Itaipu e Yacyreta, com 2.800 MW de capacidade instalada. Ela é o próximo empreendimento binacional entre o Paraguai e a Argentina cujo projeto encontra-se em estado avançado de desenvolvimento. O projeto da usina de Corpus foi avaliado em três lugares prováveis de localização: em Itacua, Itacurubí e em Pindo'i. A localização de Pindo'i é a mais indicada pelo que representa em termos de impacto ambiental e

área inundada (COMIP). Na Figura 1, mostra-se os lugares prováveis de localização da usina de Corpus.

As interligações elétricas entre países, os aproveitamentos hidrelétricos hoje em operação e os futuros empreendimentos binacionais são provas de vocação comunitária dos países do Mercosul para atender os seus requisitos de demanda energética. Embora não exista ainda uma coordenação operativa das usinas brasileiras e as usinas binacionais paraguaio-argentino, neste trabalho será apresentado um estudo mostrando os benefícios associados à operação coordenada das usinas hidrelétricas do sistema elétrico brasileiro junto com as binacionais de Itaipu, Corpus e Yacyreta.

2 - Modelo da Operação Energética Coordenada

Um sistema hidrotérmico de geração pode ser dividido em três partes: geração, transmissão e consumo. A geração engloba a parte do sistema responsável pela produção de energia elétrica, podendo ser hidrelétrica, quando resulta do aproveitamento da energia de quedas hidráulicas, ou termelétrica, quando resulta da queima de combustíveis fósseis como carvão, óleo, gás e fósseis como urânio. A transmissão de energia corresponde aos meios físicos de transporte (linhas de transmissão e distribuição) que conduzem a energia das fontes geradoras até os mercados consumidores. O consumo engloba as demandas de carga (equipamentos e consumidores) que recebem e utilizam esta energia. Um exemplo esquemático da relação entre as três partes pode ser visto na **Figura 2**.

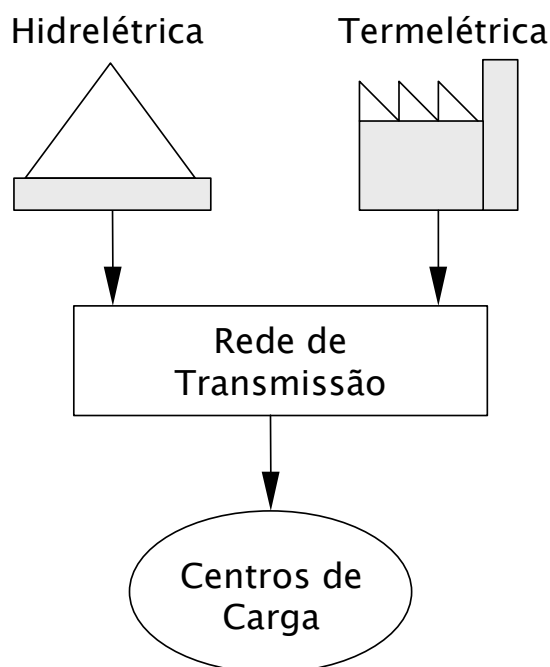


Figura 2. Esquema de um sistema hidrotérmico.

2.1 - Usinas Hidrelétricas

Uma das formas de energia renovável encontrada na natureza é a energia potencial hidráulica, resultante do aproveitamento de quedas d'água. A América do Sul é dotada de grandes bacias hidrográficas, possui uma quantidade muito grande de recursos hídricos com possibilidade de aproveitamento, dos quais uma grande parcela ainda não foi explorada.

O processo de geração de energia hidrelétrica baseia-se na transformação de energia potencial hidráulica em energia elétrica. A energia potencial hidráulica é obtida a partir do armazenamento de água em reservatórios ou lagos. Este armazenamento é conseguido através da construção de uma obra de represamento. Na **Figura 3**, a seguir, apresenta-se um esquema de uma usina hidrelétrica com seu reservatório, conduto forçado de adução, casa de máquinas, vertedor e canal de fuga. Ilustram-se, também, as principais variáveis que compõem seu modelo matemático.

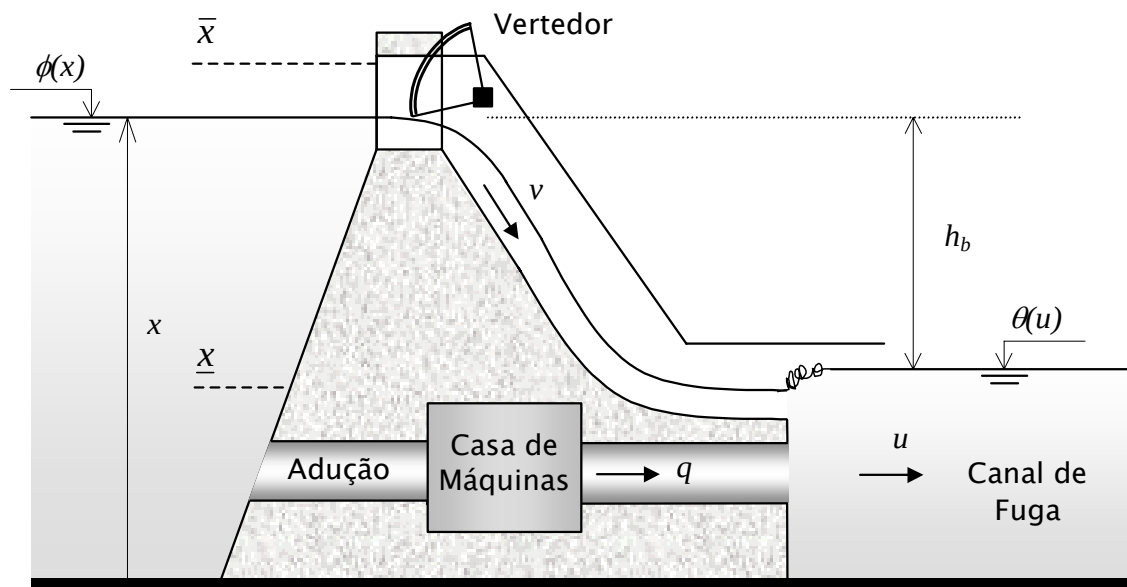


Figura 3. Esquema de uma usina hidrelétrica.

As variáveis envolvidas na descrição do modelo de uma usina hidrelétrica e suas respectivas unidades são:

- x : volume do reservatório [hm^3] (hectômetros cúbicos);
- $\bar{x}$: volume máximo operativo do reservatório [hm^3];

- $\underline{x}$: volume mínimo operativo do reservatório [hm³];
- $x_{\text{útil}} = (\bar{x} - \underline{x})$: volume útil do reservatório [hm³];
- u : vazão descarregada pela usina (defluência) [m³/s];
- q : vazão turbinada pela casa de máquinas (engolimento) [m³/s];
- v : vazão descarregada pelo vertedor (vertimento) [m³/s];
- $\phi(x)$: cota do nível d'água de montante – reservatório (função do volume) [m];
- $\theta(u)$: cota do nível d'água de jusante – canal de fuga (função da defluência) [m];
- $hb = (\phi(x) - \theta(u))$: altura de queda bruta [m].

2.2 - Função de Produção Hidráulica

A função de produção de uma unidade geradora de uma usina hidrelétrica pode ser deduzida a partir da energia potencial armazenada no reservatório e pode ser representada pela seguinte equação matemática:

$$P = \eta_{tg} \cdot g \cdot h_l \cdot q \quad (1)$$

onde:

- p : potência disponível na unidade geradora [MW];
- g : aceleração da gravidade [m/s²];
- η_{tg} : rendimento do conjunto turbina gerador;
- h_l : altura de queda líquida [m];
- q : vazão turbinada [m³/s];

2.3 – A complexidade do problema

O objetivo da operação coordenada de um sistema hidrotérmico é assegurar uma política de operação econômica e confiável. O resultado deve ser uma sequência de decisões que busca minimizar o custo da operação e assegurar o atendimento do mercado. A diminuição do custo da geração implica na substituição da geração térmica pela hidrelétrica. Como os recursos hídricos, armazenados nos reservatórios são limitados deve haver um compromisso entre o presente e o futuro, isto é, uma decisão tomada hoje deve assegurar uma menor complementação térmica no futuro. Esta característica torna o sistema dinâmico. Outro fator que dificulta a otimização da operação é o acoplamento operativo entre as usinas de uma mesma bacia. Ao contrario do parque gerador termelétrico, no qual as usinas são interdependentes entre si. (Soares S, & Ohishi, 1989; Cicogna M. & Soares S. 2001).

2.4 - O Modelo de Otimização

Neste trabalho, a otimização da operação energética será obtida através de um modelo de otimização determinística que aplica algoritmos de fluxo em rede não linear com arcos capacitados. As usinas do sistema são representadas de maneira individualizada.(Carvalho M. & Soares S, 1987)

No modelo de otimização, tem-se como função objetivo principal minimizar o custo de complementação não hidráulica ao longo de um horizonte de estudo. A complementação não hidráulica é calculada pela diferença entre mercado de energia e a geração hidrelétrica, compreendendo a geração do parque termelétrico, a importação de sistemas vizinhos e o déficit de suprimento de energia. A função de custo de complementação não hidráulica pode ser linear por partes, quando conseguida a partir de dados das usinas termelétricas participantes do sistema interligado.

As técnicas de solução mais eficientes utilizadas para resolver o problema de planejamento da operação são baseadas em modelos de fluxo em rede não linear com arcos capacitados (Rosenthal R, 1981). Essa técnica de solução baseada em fluxo em rede garante um bom desempenho da implementação computacional do modelo de otimização. Como resultado final, esta técnica não impõe limitações numéricas e computacionais ao se representar individualmente as usinas e o grande conjunto de restrições operativas do sistema gerador (Oliveira & Soares, 1995).

O modelo de otimização a usinas individualizadas para sistemas hidrotérmicos de geração pode ser representado pela seguinte formulação matemática.

$$\min \sum_{t=1}^T \left[\lambda_t \cdot \sum_{j=1}^J \psi_j(g_{j,t}) \right] + \lambda_T \cdot V(x_T) \quad (2)$$

s. a

$$G_t + P_t = D_t \quad \forall t \quad (3)$$

$$G_t = \sum_{j=1}^J g_{j,t} \quad \forall t \quad (4)$$

$$\underline{g}_j \leq g_{j,t} \leq \bar{g}_j \quad \forall j,t \quad (5)$$

$$P_t = \sum_{i=1}^I p_{i,t} \quad \forall t \quad (6)$$

$$x_{i,t} = x_{i,t-1} + \left(y_{i,t} + \sum_{k \in \Omega_i} u_{k,t} - u_{i,t} \right) \cdot \frac{\Delta t_t}{10^6} \quad \forall i,t \quad (7)$$

$$h_{l i,t} = \phi(x_{i,t}^{med}) - \theta(u_{i,t}) - p c_{i,t} \quad \forall i,t \quad (8)$$

$$x_{i,t}^{med} = \frac{x_{i,t-1} + x_{i,t}}{2} \quad \forall i,t \quad (9)$$

$$p_{i,t} = k_i \cdot \eta_{i,t} \cdot h_{l i,t} \cdot q_{i,t} \quad \forall i,t \quad (10)$$

$$u_{i,t} = q_{i,t} + v_{i,t} \quad \forall i,t \quad (11)$$

$$\underline{x}_{i,t} \leq x_{i,t} \leq \bar{x}_{i,t} \quad \forall i,t \quad (12)$$

$$\underline{u}_{i,t} \leq u_{i,t} \leq \bar{u}_{i,t} \quad \forall i,t \quad (13)$$

$$\underline{q}_{i,t} \leq q_{i,t} \leq \bar{q}_{i,t}(h_{l i,t}) \quad \forall i,t \quad (14)$$

$$v_{i,t} \geq 0 \quad \text{e} \quad x_{i,0} \text{ dados} \quad \forall i,t \quad (15)$$

onde:

T : número de intervalos de tempo;

I : número de usinas hidrelétricas do sistema;

- J : número de usinas termelétricas do sistema (inclui importação e déficit);
- λ_t : coeficiente de valor presente para o intervalo t ;
- $\psi_j(.)$: função de custo da usina termelétrica j [\$];
- $V(.)$: função de custo associado a estado final (xT) dos reservatórios [\$];
- $g_{j,t}$: geração da usina termelétrica j durante o intervalo t [$\overline{MW}$];
- $p_{i,t}$: geração da usina hidrelétrica i durante o intervalo t [$\overline{MW}$];
- G_t : geração termelétrica total durante o intervalo t [$\overline{MW}$];
- P_t : geração hidrelétrica total durante o intervalo t [$\overline{MW}$];
- D_t : mercado a ser atendido durante o período t [$\overline{MW}$].
- $\underline{g}_j$: geração mínima da usina termelétrica j [$\overline{MW}$];
- $\overline{g}_j$: geração máxima da usina termelétrica j [$\overline{MW}$];
- $x_{i,t}$: volume do reservatório da usina i no final do intervalo t [hm^3];
- $x_{i,t}^{med}$: volume médio do reservatório da usina i durante o intervalo t [hm^3];
- $\eta_{i,t}$: rendimento médio dos conjuntos turbina/gerador da usina i durante o intervalo t [m];
- $h_{l,i,t}$: altura de queda líquida da usina i durante o intervalo t [m];
- $pc_{i,t}$: perda de carga hidráulica da usina i durante o intervalo t [m];
- $\overline{x}_{i,t}$: volume máximo do reservatório da usina i no final do intervalo t [hm^3];
- $\underline{x}_{i,t}$: volume mínimo do reservatório da usina i no final do intervalo t [hm^3];

$u_{i,t}$: vazão defluente da usina i durante o intervalo t [m^3/s];

$q_{i,t}$: vazão turbinada pela usina i durante o intervalo t [m^3/s];

$v_{i,t}$: vazão vertida pela usina i durante o intervalo t [m^3/s];

$y_{i,t}$: vazão incremental afluyente à usina i durante o intervalo t [m^3/s];

$\phi_i(x)$: polinômio da cota de montante do reservatório da usina i [m];

$\theta_i(u)$: polinômio da cota de jusante do canal de fuga da usina i [m];

Δt_t : tamanho do intervalo t [s];

Ω_i : conjunto das usinas imediatamente a montante da usina i .

Os limites operativos de volume mínimo e máximo do reservatório foram indexados no tempo devido ao atendimento das restrições de *usos múltiplos da água*. Por exemplo, o uso do reservatório pode atender restrições de navegação, abastecimento de água, irrigação de plantações e recreação. O limite máximo de operação de um reservatório pode variar no tempo em função de restrições de controle e segurança contra cheias. Essas restrições estabelecem que, em determinados períodos do ano, o volume operativo máximo do reservatório não seja atingido. A fração do volume operativo que fica vazia é chamada de *volume de espera*. O volume de espera é, portanto, um volume vazio que se adiciona ao volume de segurança do reservatório.

O limite mínimo para a defluência de uma usina está relacionado com restrições impostas às vazões descarregadas a jusante. Podem ser citados, como exemplos, as restrições de navegação, vazões retiradas do rio para irrigação, inundação de áreas habitadas ou agricultáveis, salvaguarda de estruturas e aspectos ambientais como a desova de peixes. Ambas exigem que a vazão descarregada seja maior do que um mínimo, ou que o nível d'água não ultrapasse uma determinada cota. Vazões baixas podem impedir a irrigação de plantações, níveis d'água elevados podem danificar pontes ou inundar áreas agricultáveis.

Existem outros tipos de restrições de defluência como aquela a que a usina de Itaipu é submetida pelo Tratado Tripartite assinado entre o Brasil, Paraguai e Argentina que limita as variações do nível do Rio Paraná, na fronteira entre os países citados, a dois metros diários e a 50 cm horários. Esta restrição visa resguardar a navegabilidade e danos ambientais à jusante da usina de Itaipu. Esse tipo de restrição tem influência na operação da usina no curto prazo (ITAIPU).

2.5 - A Técnica de Otimização

A técnica de solução do problema descrito no item anterior baseia-se na representação do problema de otimização como um problema de fluxo em rede não-linear com arcos capacitados.

O primeiro passo, nessa representação, é considerar que cada nó da rede representa o comportamento de uma usina hidrelétrica durante um intervalo de tempo. Os arcos da rede representam o volume armazenado nos reservatórios e a defluência das usinas nos vários intervalos. A vazão incremental que chega a uma determinada usina em um intervalo de tempo é tratada como uma injeção no nó. A equação de equilíbrio de fluxos de cada nó identifica-se com a equação de balanço de água apresentada na formulação do problema, Equação (7). As restrições de limites para as variáveis de volume e defluência são representadas pelas canalizações impostas aos arcos da rede (**Figura 4**).

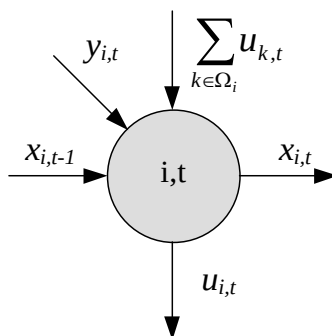


Figura 4. Representação da equação de Balanço de Água a partir da definição de nó.

Uma cascata de usinas pode ser representada por uma rede que será denominada rede básica (**Figura 5**). Nessa rede, os arcos representam a defluência descarregada de uma usina para a usina diretamente à jusante. A rede básica pode ser entendida como a representação da cascata para um determinado intervalo do horizonte de estudo. A repetição dessa rede, nos vários intervalos do horizonte de planejamento, constitui a rede hidráulica, também chamada de *arborescência expandida no tempo* (Rosenthal, 1981). Uma vez feita a repetição, os arcos de volume das usinas com reservatórios de acumulação são responsáveis pela informação do estado dos reservatórios de um intervalo para o outro. Para as usinas a fio d'água (aquelas que não possuem reservatórios de compensação) não há arcos de volume ligando as redes básicas de cada intervalo. Nessas usinas, toda a água que chega é turbinada ou vertida, mantendo-se o volume constante.

A estrutura da rede hidráulica, para um sistema composto por quatro usinas em um horizonte de T intervalos de tempo, pode ser visualizada na **Figura 6**. Nessa figura, o nó sumidouro representa o fim do aproveitamento dos recursos hídricos (oceano ou outras bacias hidrográficas).

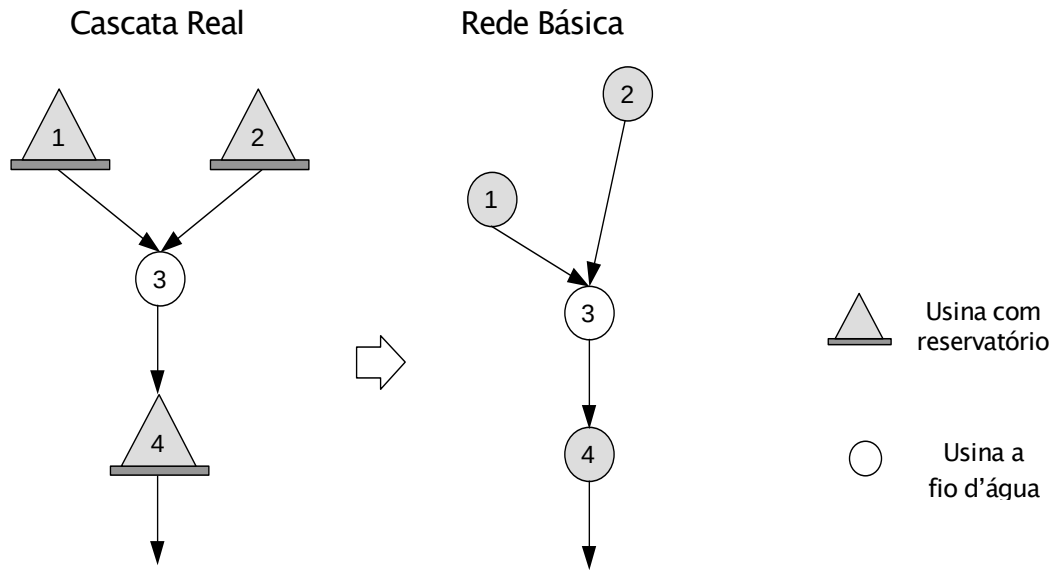


Figura 5. Representação da rede básica associada a uma cascata com quatro usinas.

Na **Figura 6**, vê-se que um nó (i, t) representa o comportamento da usina i durante o intervalo de tempo t . Um arco de defluência (i, t) representa o valor de vazão descarregada pela usina i , durante o intervalo t , para a usina diretamente à jusante. Um arco de volume, que parte do nó (i, t) e chega ao nó $(i, t+1)$, representa o estado final do reservatório da usina i durante a operação no intervalo t . Além disso, esse valor de volume representa o estado inicial do reservatório para a operação da usina durante o intervalo $t+1$. Deve-se notar, ainda, que os nós da usina a fio d'água, numerada com o índice 3, não possuem arcos de volume ligando-os entre os períodos do horizonte.

Na **Figura 7** é apresentada uma rede hidráulica englobando a topologia da rede e a nomenclatura das variáveis envolvidas.

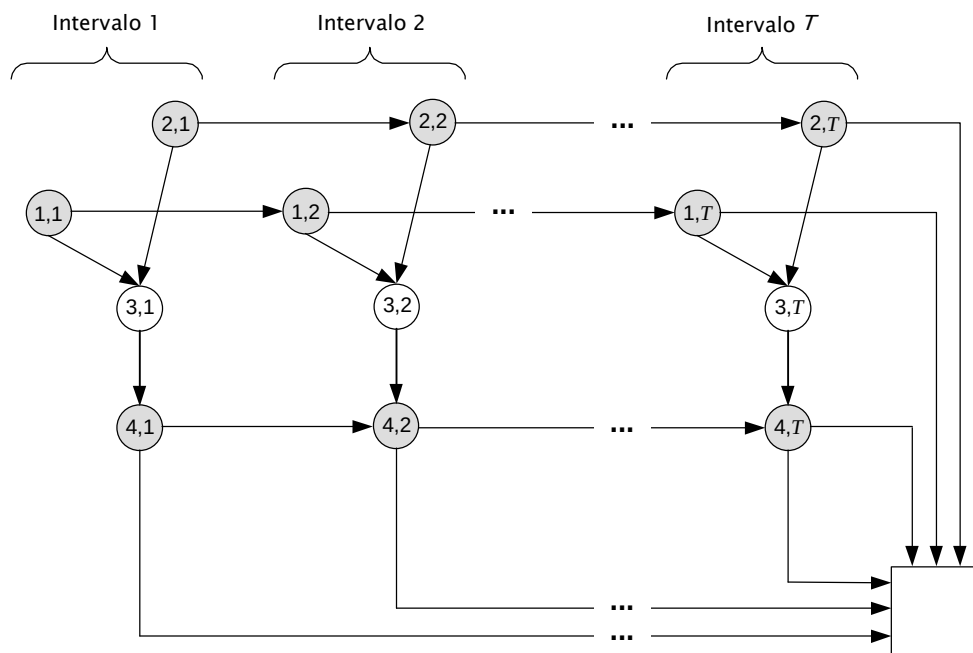


Figura 6. Representação da rede hidráulica para um sistema com quatro usinas e um horizonte de T intervalos de tempo.

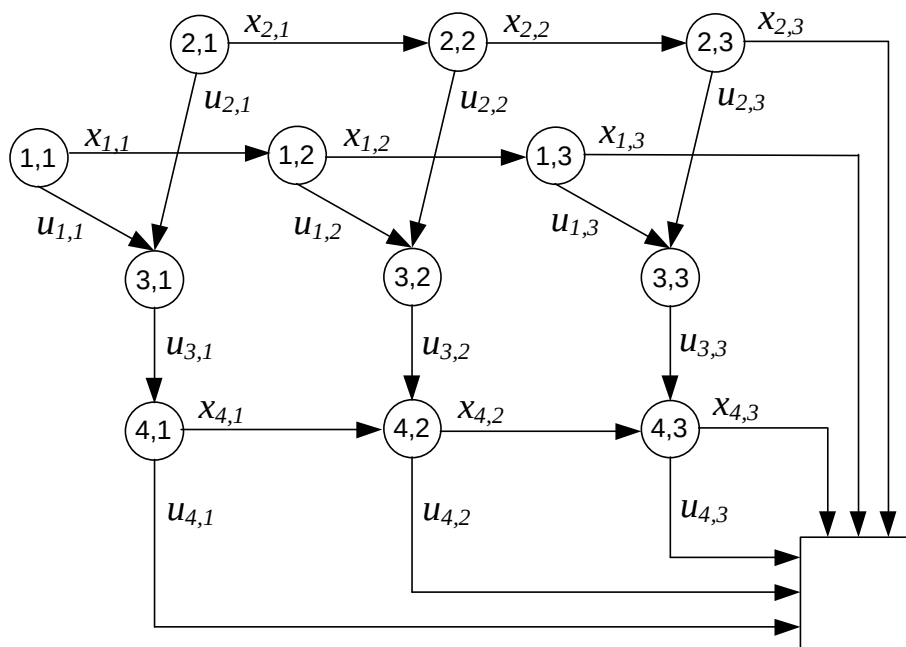


Figura 7. Representação da rede hidráulica e a nomenclatura das variáveis de um sistema com quatro usinas e um horizonte de três intervalos de tempo.

Para uma determinada usina, os arcos de volume que partem dos nós que representam tal usina formam a trajetória de volume durante o horizonte de estudo, e os arcos de defluência são sua trajetória de defluência.

A rede hidráulica possui importantes particularidades a serem exploradas pelo modelo de otimização. A mais importante é que de cada nó saem apenas dois arcos: um de volume e um de defluência. Isso permite armazenar a topologia da rede hidráulica em uma matriz de I linhas e T colunas. Essa particularidade dispensa a estrutura de nós pais e filhos das técnicas clássicas de otimização de fluxo em redes (Luenberger, 1984).

A partir da rede hidráulica descrita anteriormente, pode-se aplicar técnicas de otimização de fluxo em redes para a obtenção da solução ótima. A técnica utilizada no modelo é o gradiente reduzido. Um dos procedimentos dessa metodologia é a utilização de algumas particularidades da estrutura da rede hidráulica para acelerar o processo de otimização, o que permite obter-se um excelente desempenho computacional na implementação do modelo (Soares & Carneiro, 1990; Lyra C. & Soares S, 1984).

3 – Estudos do benefício da operação coordenada

Nestes estudos buscam-se avaliar os benefícios associados à operação coordenada. Com este objetivo foram estudados dois casos. No primeiro caso foram consideradas a operação das principais usinas hidrelétricas dos sistemas Sudeste e Sul do Brasil. A operação das usinas hidrelétricas binacionais foi obtida via otimização. No segundo caso, participaram também as usinas hidrelétricas binacionais. Da comparação dos resultados de ambos os casos, foram obtidos os benefícios associados à operação coordenada. Na tabela 1 estão enumeradas as usinas hidrelétricas brasileiras consideradas no estudo.

Tabela 1 – Usinas hidrelétricas brasileiras consideradas no estudo.

Nº	Usina	Nº	Usina	Nº	Usina
1	Emborcação	14	Porto Colômbia	27	Chavantes
2	Nova Ponte	15	Marimbondo	28	Salto Grande
3	Miranda	16	Água Vermelha	29	Canoas II
4	Corumbá I	17	Ilha Solteira	30	Canoas I
5	Itumbiara	18	Barra Bonita	31	Capivara
6	Cachoeira Dourada	19	Bariri	32	Taquaruçu
7	S. Simão	20	Ibitinga	33	Rosana
8	Furnas	21	Promissão	34	Foz de Areia

9	Peixoto	22	Nova Avanhandava	35	Segredo
10	Estreito	23	Três Irmãos	36	Salto Santiago
11	Jaguara	24	Jupia	37	Salto Osório
12	Igarapava	25	Porto Primavera	38	Salto Caxias
13	Volta Grande	26	Jurumirim		

As características das usinas hidrelétricas binacionais são apresentadas na Tabela 2. É importante destacar que a usina hidrelétrica de Corpus foi modelada conforme os dados apontados para o local denominado Pindo'i. Na figura 8 se pode ver um esquema simplificado do sistema objeto do estudo.

Tabela 2 – Características das usinas hidrelétricas binacionais.

Usina	Cota do Reservatório (m.s.n.m)	Capacidade Instalada (MW)	Turbinas
Itaipu	220,00	12.600	18 x 700 (Francis)
Corpus	105,00	2.800	20 x 140 (Kaplan)
Yacyreta	82,00	3.100	20 x 155 (Kaplan)

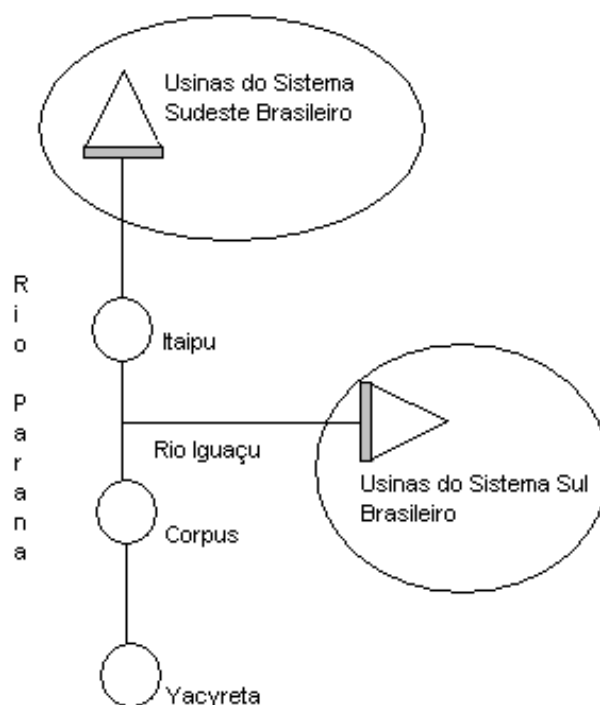


Figura 8 – Sistema objeto do estudo.

3.1 – Operação coordenada das usinas hidrelétricas brasileiras

Neste caso, primeiramente foram consideradas as usinas hidrelétricas dos sistemas Sudeste e Sul do Brasil. Foram utilizadas as Séries de Vazões Naturais Mensais, que abarca o período de 1931 a 1998. As vazões resultantes da operação otimizada das usinas hidrelétricas brasileiras foram utilizadas para simular a operação das usinas binacionais de Itaipu, Corpus e Yacyreta. A simulação foi realizada adotando como regra de operação de usina a fio d'água. A tabela 3 resume os resultados obtidos:

Tabela 3 – Resultados da operação otimizada das usinas brasileiras.

Usina	Geração Média (MWmed)	Vertimento Médio (m3/s)
Brasileiras	18.854	
Itaipu	9.406	907
Corpus	2.414	1635
Yacyreta	2326	1244
Total	33.000	

Além dos resultados numéricos resumidos na tabela 3, é importante destacar, um a diferença em quanto ao regime de operação das usinas localizadas próximo às cabeceiras dos rios e aquelas localizadas mais à jusante. Por exemplo, as usinas de Furnas e Ilha Solteira. A primeira localizada na cabeceira do Rio Grande e a segunda, a última usina com capacidade de regularização, localizada no Rio Paraná. Enquanto a usina de Furnas mostra freqüentes incursões até os níveis mais baixos do seu reservatório, a usina de Ilha Solteira mostra o nível do seu reservatório mais estável. A Figura 9 mostra este comportamento.

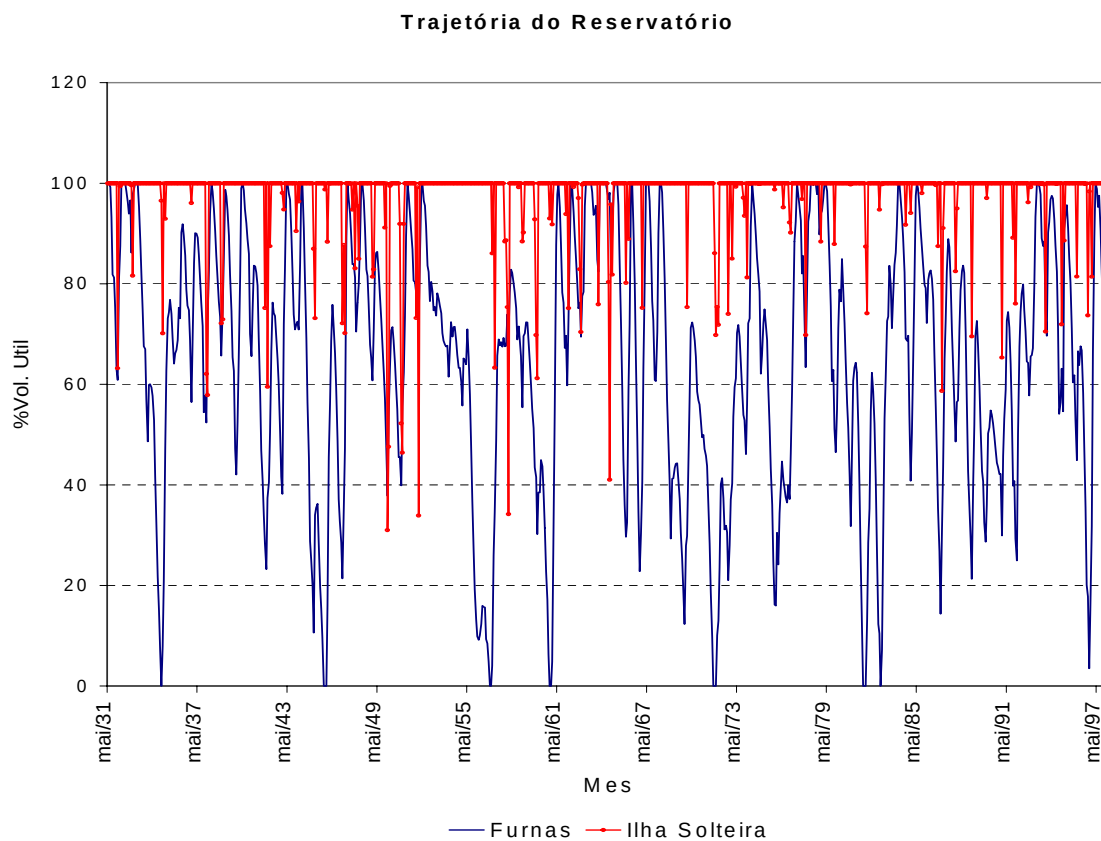


Figura 9 – Regime de Operação de Furnas e Ilha Solteira.

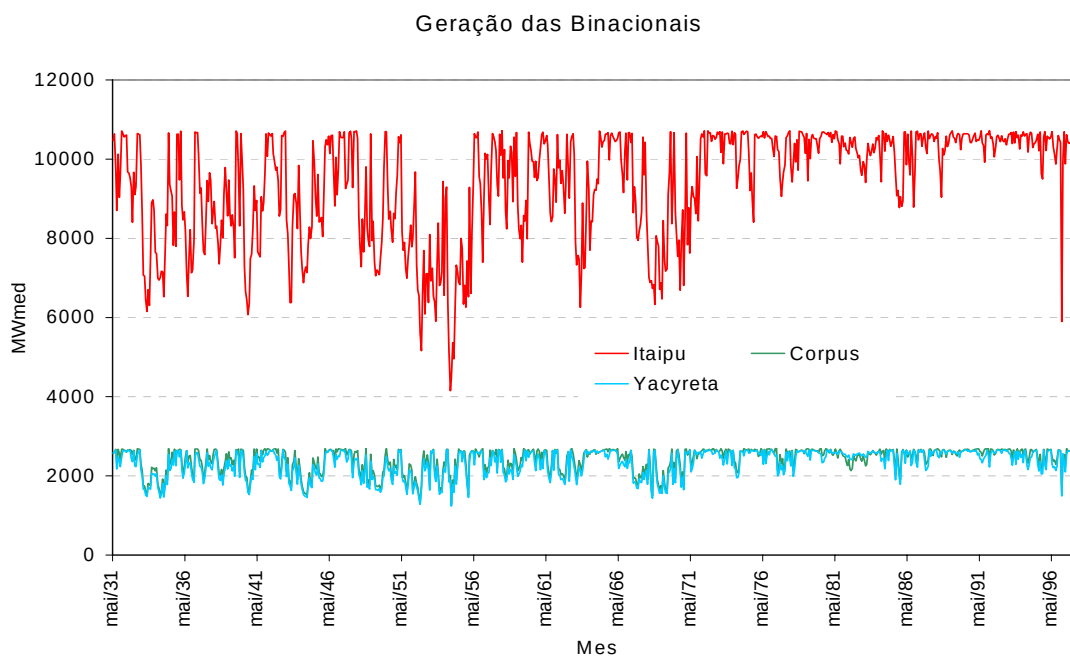


Figura 10 – Geração de Itaipu, Corpus e Yacyreta.

Na figura 10, se pode verificar a geração das usinas binacionais. A média da geração foi 9.405, 2.414 e 2.326 MW médios para as usinas de Itaipu, Corpus e Yacyreta, respectivamente.

A tabela 4 mostra os valores máximo e mínimo de geração das usinas binacionais. Destaca-se a diferença significativa dos valores máximo e mínimo de geração na usina de Itaipu. Esta diferença se deve à levada produtividade associada à usina de Itaipu, a qual, para uma diminuição da vazão afluente faz com que a produção caia significativamente. Nas usinas de Corpus e Yacyreta, esta diferença não se verifica devido a que a produtividade associada a estas usinas é baixa, comparada com Itaipu. Isto faz com as variações das vazões afluentes influencie muito pouco a produção.

Tabela 4 – Valores máximo e mínimo de geração.

Usina	Valor Máximo	Valor Mínimo
Itaipu	10.719	4.152
Corpus	2.688	1.278
Yacyreta	2.659	1.239

3.2 – Operação coordenada das usinas hidrelétricas brasileiras junto com as usinas binacionais de Itaipu, Corpus e Yacyreta.

Neste caso, representa-se a operação coordenada de todas as usinas hidrelétricas brasileiras e as binacionais de Itaipu, Corpus e Yacyreta. Os resultados são resumidos na seguinte tabela:

Tabela 5 – Resultados da operação coordenada.

Usinas	Geração Média (MWmed)	Vertimento Médio (m3/s)
Brasileiras	18.745	
Itaipu	9.582	741
Corpus	2.457	1433
Yacyreta	2.361	1060
Total	33.145	

Comparando os valores contidos nas tabelas 3 e tabela 5, pode-se verificar que a operação coordenada das usinas brasileiras junto com as binacionais resulta em um aumento da geração em 146 MWmed, como também uma diminuição dos valores de vertimentos em 386 m3/s.

Tabela 6 – Valores máximo y mínimo de generación.

Usina	Valor Máximo	Valor Mínimo
Itaipu	10.720	4.458
Corpus	2.688	1.479
Yacyreta	2.660	1.419

A tabela 6 mostra os valores máximo e mínimo da geração das usinas binacionais. Comparando estes valores com aqueles obtidos no primeiro caso, pode-se notar que os valores máximos nas três usinas praticamente foram as mesmas, porém, os valores mínimos nas três usinas aumentou, resultando num regime de operação mais estável. Este resultado era esperado debido a que al incluir las centrales binacionales, en el proceso de optimización, las centrales de aguas arriba buscan maximizar la producción de todo el sistema, lo que se traduce en operar toda la cascada de forma coordinada, regulando los caudales afluentes y evitando vertimientos en estas usinas.

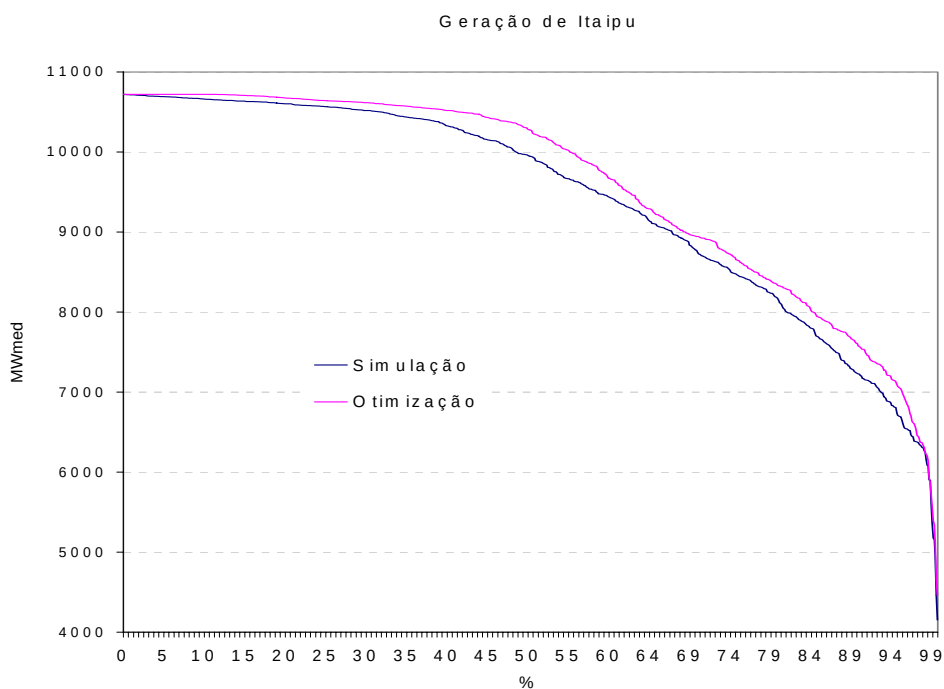


Figura 11 – Curva de permanência da geração de Itaipu.

As figuras 11, 12 e 13 mostram as curvas de permanência da geração das usinas de Itaipu, Corpus e Yacyreta, respectivamente. Pode-se notar que as três usinas verificam um aumento da geração no caso da operação coordenada.

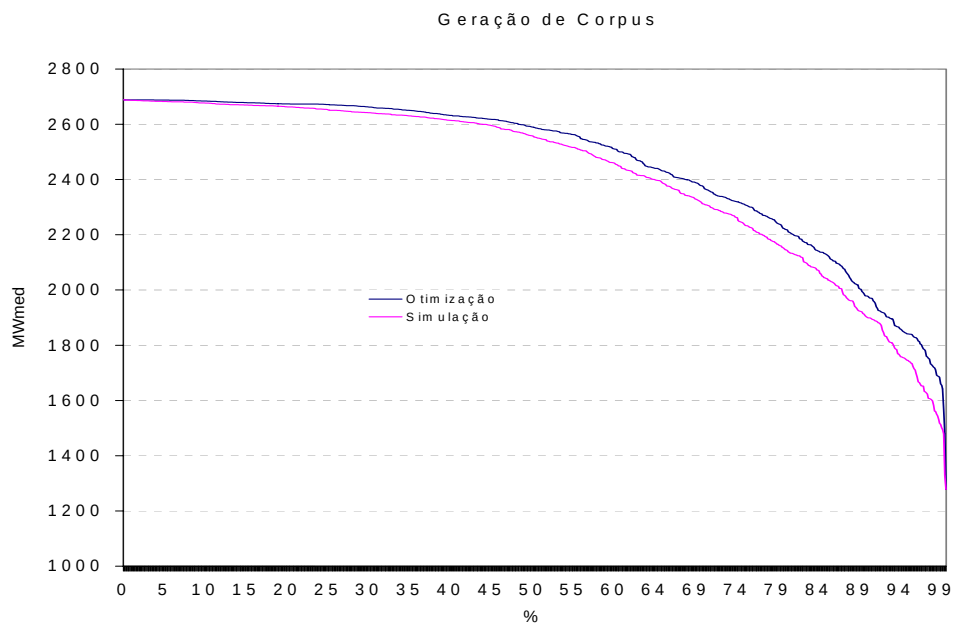


Figura 12 – Curva de permanência da geração de Corpus.

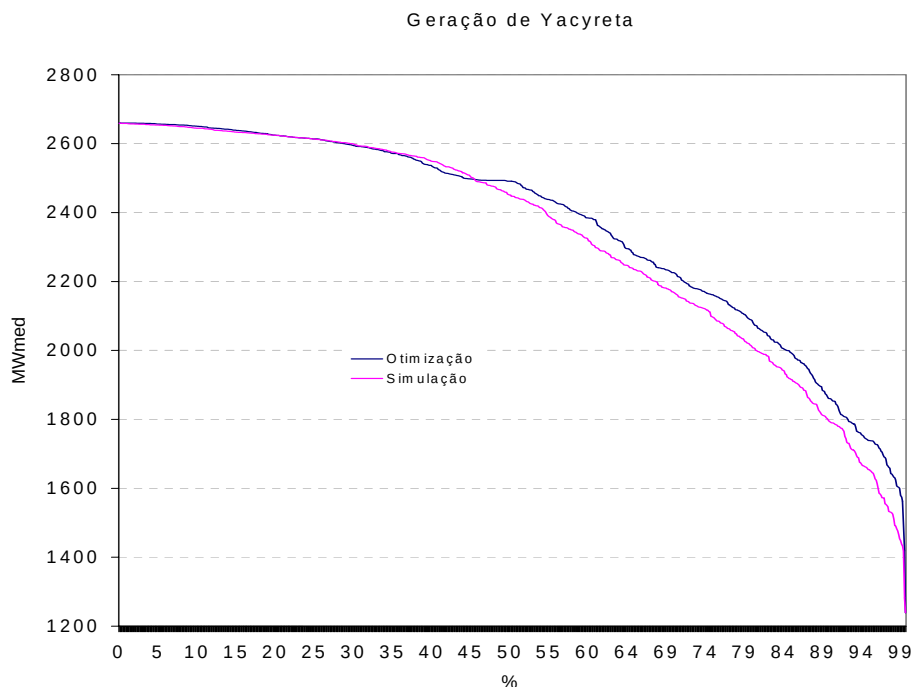


Figura 13 – Curva de permanência da geração de Yacyreta.

4 – Conclusões

Dos resultados obtidos podem-se concluir:

- A operação coordenada das usinas hidrelétricas brasileiras junto com as usinas hidrelétricas binacionais, utilizando a série de vazões naturais correspondente ao período de 1931 a 1998, resultam em um aumento da geração hidráulica na ordem de 146 MWmed, quando comparado com a operação separada das usinas brasileiras e as binacionais.
- O regime de operação das usinas hidrelétricas localizadas nas cabeceiras dos rios, com capacidade de regulação caracterizam-se por maiores variações no volume dos seus reservatórios. Este comportamento se deve ao fato de ser estas usinas as que efetuam a regulação das vazões das usinas de jusante, propiciando desta maneira o uso eficiente dos recursos hídricos e a capacidade instalada para a geração energética.

5 – Referências Bibliográficas

1. Aprovechamiento Hidroeléctrico de Acaray, ANDE – Administración Nacional e Electricidad, ELC Electroconsult, Milan, Italia, Set. 1964.
2. ANEEL: Agência Nacional de Energia Elétrica: Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br>>. Acesso em: 10 dez. 2005.
3. ITAIPU Binacional. Disponível em: <<http://www.itaipu.gov.py>>. Acesso em: 10 nov. 2004.
4. ONS: Operador Nacional do Sistema Elétrico: Disponível em: <<http://www.ons.org.br>>. Acesso em: 10 nov. 2004.
5. ANDE: Administración Nacional de la Electricidad: Disponível em: <<http://www.ande.gov.py>>. Acesso em: 10 nov. 2004.
6. UTE: Administración Nacional de Usinas y Transmisiones Eléctricas: Disponível em: <<http://www.ute.com.uy>>. Acesso em: 10 nov. 2004.
7. COMIP: Comisión Mixta Argentino-Paraguaya del Río Paraná: Disponível em: <<http://www.comip.org.ar>>. Acesso em: 10 nov. 2004.
8. YACYRETA: Entidad Binacional de Yacyreta: Disponível em: <<http://www.ceby.gov.py>>. Acesso em: 10 nov. 2004.
9. CARVALHO M. F. H. & SOARES S. *An Efficient Hydrothermal Scheduling Algorithm*. IEEE Transactions on Power Systems, USA, vol. PWRS-2, pp. 537-542, 1987.
10. CICOONA, M. A. e SOARES, S. *Um Sistema de Suporte à Decisão para o Planejamento e a Programação da Operação de Sistemas Hidrotérmicos de Potência*. Anais del XVII SNPTEE - Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica, Uberlândia, 2003.
11. LUENBERGER D. G. *Linear and Nonlinear Programming*. Addison-Wesley Publishing Co., 1984.

12. LYRA C., SOARES S., e TAVARES H. M. F. *Modelling and Optimization of Hydrothermal Generation Scheduling*. IEEE Transactions on Power Systems, USA, vol. PAS103, pp. 2126-2133, 1984.
13. OLIVEIRA G.G. & SOARES S. *A Second-Order Network Flow Algorithm for Hydrothermal Scheduling*. IEEE Transactions on Power Systems, USA, vol. 10, n. 3, pp.1635-1641, 1995.
14. ROSENTHAL R. *An non linear Network Flow Algorithm for Maximization of Benefits in a Hydroelectric Power System*. Operation Research. vol. 29, n° 4, jul. - aug. 1981.
15. SOARES S., CARNEIRO A. A. F. M. e BOND P. S. *A Large Scale Application of An Optimal Deterministic Hydrothermal Scheduling Algorithm*. IEEE Transactions on Power Systems, vol. 5, n. 1, pp. 204-211, feb. 1990.

Biografias

Secundino Soares Filho: Nascido na cidade de Santos, Brasil, em 1949. Formado em Engenharia Mecânica pelo ITA em 1972. Em 1974 e 1978 recebeu o título de mestre e doutor, respectivamente, outorgado pela Universidade de Campinas, Brasil. Desde 1976 faz parte do quadro de professores da Faculdade de Engenharia Elétrica e de Computação da Unicamp. No período de 1989 a 1990 fez parte do Department of Electrical Engineering da McGill University, Canadá, como professor visitante. É membro Senior da IEEE. A produção acadêmica inclui publicações em revistas especializadas, congressos nacionais, internacionais e trabalhos de orientação de mestrado e doutorado. A sua área de pesquisa inclui o planejamento e operação de sistemas elétricos de potência.

Marcelo Augusto Cicogna: Nascido na cidade de Araraquara, Brasil, em 1974. Formado em Engenharia Civil pela Universidade de São Carlos, Brasil, em 1996. Em 1999 e 2003, recebeu o título de mestre e doutor, respectivamente, outorgado pela Universidade de Campinas, Brasil. A sua área de pesquisa inclui planejamento e operação de sistemas hidrelétricos de potência, pesquisa operacional, desenvolvimento de softwares e tecnologias de suporte à tomada de decisão.

Anastacio Sebastián Arce Encina: Nascido na cidade de Puerto Casado, Paraguai em 1961. Formado em Engenharia Elétrica, pela Universidade de Campinas, Brasil em 1986. Em 1999 recebeu o título de mestre, outorgado pela Universidade de Campinas, Brasil, e atualmente está concluindo o doutorado na mesma instituição. Desde 1987, faz parte do quadro do Departamento de Operação do Sistema na Itaipu Binacional. A sua área de interesse inclui o planejamento e operação de sistemas elétricos de potência.