



Economia e Energia – <http://ecen.com>

No 49: Abril-Maio 2005

ISSN 1518-2932

Versão em Inglês e Português também disponível

bimensalmente em: <http://ecen.com>

Editorial:

O Futuro do Sistema Elétrico Brasileiro.....pag. 02

Economia e Energia – ONG finalizou estudo sobre o futuro do sistema elétrico brasileiro justamente quando se discute (mais uma vez) o destino de Angra 3. Na hipótese adotada no estudo – privilegiar a energia hidráulica – as térmicas surgem da necessidade de regulação e a inclusão das nucleares aparece como solução natural no horizonte considerado.

Artigo:

Um “Porto de Destino” para o Sistema Elétrico Brasileiro *Carlos Feu Alvim, José Israel Vargas, Othon Luiz Pinheiro da Silva, Omar Campos Ferreira, Frida Eidelman.....pag. 05*

Para fixar uma política para o Setor Elétrico no Brasil é preciso procurar antever seu futuro. Em um sistema predominantemente hídrico onde está sendo introduzida a complementação térmica um horizonte de trinta anos parece o adequado para antever seu porto de destino e fixar a rota para atingi-lo. O trabalho descreve o modelo existente, estuda sua regulação, projeta o cenário macroeconômico e a demanda de eletricidade e o parque de geração necessário.

Anexos Disponíveis na Internet os:

http://ecen.com/eee49/eee49p/ecen_49p.htm

Anexo 1: Nota Metodológica sobre Modelo Simples de Simulação de Sistemas Hidrelétricos

Anexo 2: Cenário Macroeconômico de Referência

Anexo 3: Projeção da Demanda de Energia Elétrica com base na Energia Equivalente

Anexo 4: Nota Metodológica sobre a Introdução de Térmicas em Sistema Predominante Hidrelétrico com Auxílio de um Modelo

Editorial:

O Futuro do Sistema Elétrico Brasileiro

A necessidade de centrais térmicas para a geração de eletricidade no Brasil não é motivada pelo esgotamento do potencial hídrico; ela advém da necessidade de regulação do sistema que não vem conseguindo mais aprovação para construir os grandes reservatórios plurianuais que serviam para regulá-lo. Esta é a conclusão da organização não governamental Economia e Energia – e&e que acaba de lançar estudo prospectivo sobre a produção de eletricidade no Brasil no horizonte 2035 denominado “Um Porto de Destino para o Sistema Elétrico Brasileiro” (disponível no portal <http://ecen.com>).

O estudo salienta que, embora o papel complementar das térmicas já seja reconhecido pelo planejamento oficial, as conseqüências de seu caráter regulador não foram inteiramente assimiladas. Como reguladoras, as centrais térmicas têm que estar prontas para suprir as faltas e reduzir seu ritmo de produção ou simplesmente interrompê-la para aproveitar os excedentes de água que periodicamente ocorrem por variações sazonais ou oscilações anuais do regime de chuvas. As necessidades de interrupção podem ser de meses, o que exige que o combustível utilizado seja estocável. Não é obviamente o caso das centrais baseadas em gás natural associado, cujo ritmo segue o da produção do petróleo ou das movidas a gás “take or pay” importado.

A capacidade de estocar energia nas barragens, que já foi de dois anos, estava reduzida a 5,8 meses em 2003. Para a regulação sazonal são necessários um pouco menos de três meses e para enfrentar um ano seco como o de 2001 são necessários um pouco mais de dois meses adicionais. Isto perfaz uma necessidade de cinco meses de energia hídrica armazenada para que um sistema hídrico se autoregule. As usinas que estavam programadas para entrar em operação entre 2004 e 2008 tinham razão acumulação/ produção de dois meses sendo a perspectiva de que essa razão continue a cair para o conjunto de centrais.

Para agravar o problema, os aproveitamentos das regiões Norte e Centro Oeste que representam 83% do potencial a explorar apresentam período seco mais longo e afluência mínima menor que os da Região Sudeste onde atualmente se concentra maior capacidade de armazenamento e geração. O trabalho também mostra que a imaginada complementaridade dos regimes de chuva não é corroborada pelos dados históricos de vazões que mostram que as regiões brasileiras, com exceção da Região Sul, apresentam meses de seca mais ou menos coincidentes

Para evitar cenários de crescimento que expressem mais um desejo governamental do que uma realidade provável a e&e trabalha com sua própria projeção econômica que leva em conta as limitações macroeconômicas existentes. Os cenários de crescimento são, de modo

geral, inferiores aos oficiais. O crescimento econômico médio, para o período 2005-2010, é estimado em 3,7% ao ano e, para o período 2003 a 2035, em 4,7% ao ano.

O estudo usa o conceito de energia equivalente para ligar o PIB ao consumo energético. Esse tratamento considera a eficiência intrínseca de cada energético por setor de uso e torna a dependência entre o consumo de energia e o produto econômico muito mais sólida. Por exemplo, muitos dos propalados ganhos de eficiência energética na Europa Ocidental nas últimas décadas se devem à substituição do carvão mineral pelo gás natural (intrinsecamente mais eficiente).

Também foi considerado que o Brasil já apresenta uma participação da eletricidade no consumo global energético, medido em energia equivalente, quase de país desenvolvido. Esta participação que já é de 33% deverá subir para 35%. A avaliação não comete o engano comum de considerar um crescimento da eletricidade muito superior ao do PIB no longo prazo (elasticidades muito superiores a 1).

Essa participação da eletricidade, superior à esperada, decorre da alta participação dos eletrointensivos (alumínio, por exemplo) no parque industrial brasileiro. Por outro lado, existe o subconsumo em outros setores industriais que ainda não se modernizaram, no transporte coletivo das cidades e no grande número de residências com baixo ou nenhum consumo de eletricidade. Isto tende a garantir taxas de crescimento de eletricidade ligeiramente superiores às do crescimento do PIB por muito tempo.

Finalmente, a projeção da capacidade térmica necessária é feita considerando a necessidade de regulação térmica em função da capacidade do estoque de energia hídrica disponível e prevendo, além disso, só um consumo de 5% de energia térmica na base. Quanto ao potencial hidroelétrico, supõe-se que todo o potencial estimado até 2003 será confirmado e ainda acrescido de cerca 100 GW, chegando a cerca de 370 GW, e que será atingido um índice de exploração de 80% do total que é altíssimo em termos mundiais.

A natureza desta complementação é também bastante conservadora pressupondo que 70% do total seria de energia térmica convencional e a proporção atual da participação nuclear na energia térmica (30%) seria mantida. Esta proporção é inferior a atualmente praticada nos países europeus (35%) e próxima a dos países da OCDE (28%).

Todas estas suposições conservadoras resultam em uma participação da energia hídrica ainda de 85% em 2030, caindo para 74% em 2035. A participação da energia nuclear seria de 5% e 9% respectivamente e o restante de térmicas convencionais. Em termos de potência instalada em 2035 haveriam 270 GW instalados de usinas hidrelétricas, 90 GW de térmicas convencionais e 36 de GW de nuclear o que equivale a cerca de 28 centrais de 1,3 GW das quais 20 estariam

comprometidas com a regulação e 8 corresponderiam à necessidade resultante do esgotamento do potencial hidroelétrico.

Dentro das térmicas convencionais existe um considerável espaço para as usinas de biomassa (bagaço de cana e outros resíduos vegetais) que poderiam contribuir significativamente para a regulação pelo fato de que sua produção se concentraria no período seco.

Também foi estudada a hipótese de que os custos da geração e transporte da geração hídrica cresceriam dentro de hipóteses formuladas em estudo anterior do setor elétrico. O potencial hidrelétrico explorável seria, nesta hipótese, limitado a 140 GW. A potência térmica requerida seria de 214 GW instalados dos quais 62 GW seriam nucleares.

Não parece a luz do estudo da e&e e de outros existentes, haver dúvida quanto à necessidade da energia térmica para permitir que se expanda o parque de geração hidráulico.

Dentro do debate que está em pauta sobre o futuro da energia nuclear no Brasil os autores consideram que não existe para os países desenvolvidos, no horizonte visível, nenhuma energia que além da nuclear que possa dar contribuição significativa nos próximos 20 anos. Isto significa que para o Brasil – fora a biomassa e o maior aproveitamento do potencial hidráulico – não se deve contar com outras fontes primárias de energia, além das que foram consideradas no estudo, nos próximos trinta anos. Ou seja, o Brasil não deve prescindir da contribuição nuclear.

Para os outros países em desenvolvimento, a opção nuclear pode estar sendo fechada sob alegações de não proliferação. O Brasil – que já domina comercialmente o ciclo de combustível dos reatores PWR, inclusive na etapa mais sensível do enriquecimento – tem a oportunidade de manter o acesso a esta fonte de energia. A conclusão da usina de Angra 3, que se insere perfeitamente nas necessidades energéticas do futuro próximo, é um passo importante na consolidação do acesso a esta fonte energética.

Certamente a introdução da energia nuclear no Brasil foi ditada, no passado, por um exagero na projeção da demanda energética e por outros motivos não relacionados a ela. A decisão de não prosseguir Angra 3 só faz sentido quando se olha o futuro energético brasileiro com um horizonte de tempo muito limitado. Sua necessidade para regulação do sistema já existe para 2011.

A introdução da energia nuclear na matriz energética brasileira pode ter tido o “pecado original” de ter sido precoce, erro muito maior será protelar a decisão de construir Angra 3 e deixar de contar com a contribuição nuclear quando ela será realmente necessária.

UM “PORTO DE DESTINO” PARA O SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO

Características dos Sistemas Elétricos Integrados do Brasil e sua
Projeção até o Horizonte de 2035

Carlos Feu Alvim (coordenador)

José Israel Vargas

Othon Luiz Pinheiro da Silva

Omar Campos Ferreira

Frida Eidelman

Introdução

O sistema brasileiro de geração de eletricidade caracteriza-se por sua dimensão continental e pela forte predominância da geração hídrica. Isto o torna único no mundo.

Praticamente, todos os sistemas elétricos têm que atender às variações das demandas diária e sazonal. Um sistema predominantemente hidrelétrico tem, além disso, que se adaptar às oscilações na oferta devidas a sazonalidade do regime de chuvas e às variações desse regime ao longo dos anos.

Por estas razões, o sistema brasileiro contemplou, em sua origem, reservatórios plurianuais capazes de compensar todos os tipos de variações previsíveis na oferta e na demanda.

A instalação de grandes reservatórios, com a inundação de extensas áreas, só foi possível em uma época em que as restrições ambientais e ao uso da terra eram menores e quando a contestação social ou econômica dos investimentos era menos intensa. Obras que fizeram desaparecer o salto de Sete Quedas, o Canal de São Simão não seriam aceitáveis nas atuais circunstâncias. Igualmente, a inundação de grandes áreas florestais, como as realizadas no passado, não pode ser mais considerada, devendo o planejamento energético se adaptar a tal realidade.

Reflexo disto é a mudança sofrida pelo atual projeto de Belo Monte cuja área inundada foi reduzida a 1/3 (1200 para 400 km²) sem redução da potência a ser instalada (cerca de 11.000 MW).¹

O objetivo geral deste trabalho é delinear um cenário para o sistema elétrico brasileiro que seja compatível com o aproveitamento das diversas fontes primárias disponíveis no país. Para tanto, será dada prioridade às fontes renováveis, com vistas a garantir a necessária autonomia, a sustentabilidade do sistema a custos ambientais e esforço

de investimento aceitáveis pela sociedade brasileira. Este cenário que será denominado “porto de destino do planejamento elétrico brasileiro” tem como “ponto de partida” o atual sistema baseado fundamentalmente na geração hídrica.

O estudo, primeiramente, apresenta uma rápida descrição do caráter sazonal da geração hidroelétrica no Brasil e, com ajuda de modelo computacional simples (descrito no Anexo 1), descreve o efeito de introdução de potência adicional com menor acumulação relativa à afluência. Na etapa seguinte, aborda-se o quadro do crescimento previsto para a demanda de eletricidade no Brasil e a transição entre a base de geração existente e a nova configuração.

Na primeira etapa apresenta-se:

- Descrição da sazonalidade do sistema existente;
- Descrição dos resultados obtidos através da simulação com modelo capaz de descrever o comportamento da geração e do armazenamento associado;
- Teste de “aderência” do modelo a situações reais e exame do comportamento das variáveis do modelo para o caso mais geral dos quatro sistemas integrados (SE, NE, Sul e Norte);
- Descrição, no Anexo 1, de Modelo Simples de Simulação de Sistemas Hidrelétricos e sua aplicação em casos típicos.

Na segunda etapa, expõe-se a transição em curso no Brasil entre um sistema quase essencialmente hídrico e de grande capacidade de armazenamento para um sistema ainda predominantemente hídrico, mas onde as usinas térmicas passariam a exercer um papel importante.

Para descrever esta transição é necessário:

- Introduzir no modelo de simulação a geração térmica (Anexo 2)
- Avaliar o crescimento econômico no horizonte considerado, para um cenário de referência, com auxílio do programa projetar_e baseado em modelo macroeconômico semi-empírico para o Brasil (Anexo 3)
- Avaliar as demandas de energia total e de energia elétrica correspondentes ao cenário considerado com auxílio de módulo integrado ao modelo projetar_e, usando o conceito de energia equivalente (Anexo 4)
- Avaliar, tendo em vista o potencial hídrico existente e as tendências esperadas para o armazenamento e a capacidade de armazenamento futura
- Descrever a produção de energia elétrica no cenário econômico de referência, especificando a fração a ser atendida pela energia hídrica, térmica convencional e nuclear e as respectivas capacidades instaladas.

¹ Obviamente isto resulta – a menos de erro grosseiro no projeto original - ou em expressivo aumento no custo ou numa maior sazonalidade sendo introduzida no sistema.

A Sazonalidade do Sistema Elétrico Brasileiro

Na Figura 1 é mostrada a variação anual da Energia Natural Afluente (ENA)ⁱⁱ que representa a energia que pode ser gerada a partir da água que afluí às barragens. As curvas para cada região foram construídas a partir de informações da ONS (Operadora Nacional do Sistema Elétrico) e estão referidas ao mês de afluência máxima.

Note-se que como a Região Norte (de forte sazonalidade) é de onde deve vir grande parte da futura geração e considerando que não parece ser politicamente possível a construção de grandes reservatórios na região, é de se esperar que o problema da variação da energia mensal disponível (ao longo do ano) venha a se agravar se não houver mudança no perfil do parque gerador.

Energia Natural Afluente em Relação à Máxima Anual

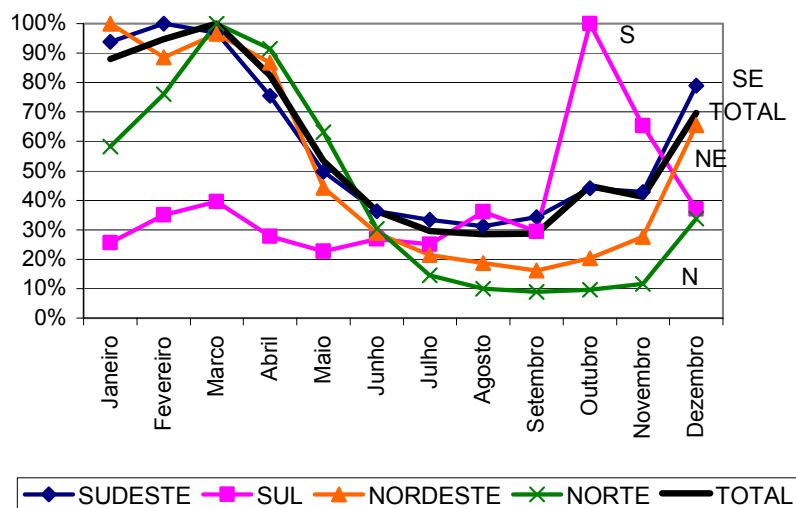


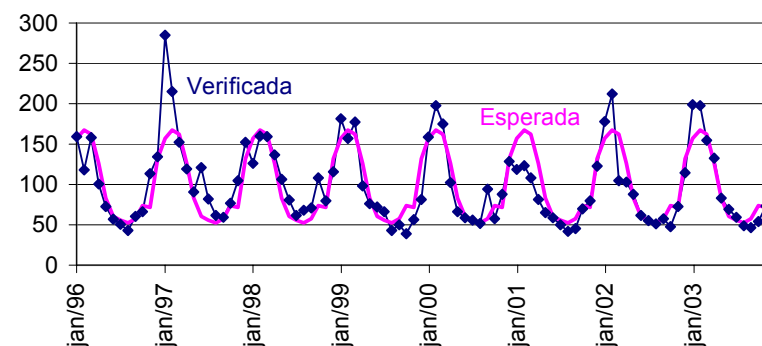
Figura 1: Energia Natural Afluente relativa ao valor máximo mensal (baseado nos mesmos valores da Erro! A origem da referência não foi encontrada.). Note-se que a sazonalidade da região Norte (nas usinas integradas) é bastante pronunciada sendo que a afluência de Agosto a Novembro é apenas cerca de 10% da máxima esperada (mês de Março).

Na Figura 2, compara-se o regime de chuvas da Região Sudeste com o da Região Sul usando-se as curvas representativas da projeção de energia natural afluente da ONS (baseadas no

ⁱⁱ ENA – Energia Natural Afluente é, segundo a ONS, a soma das energias naturais afluentes a todas as usinas desta região. Energia natural afluente a uma usina é o produto da vazão natural afluente a esta usina pela sua produtividade, considerando que o volume do reservatório esteja a 65% de seu valor máximo.

comportamento históricoⁱⁱⁱ). No caso da Região Sul, o comportamento histórico da energia afluente não apresenta a regularidade sazonal mostrada nas outras regiões. Nela, a curva “esperada” (usada nas projeções da ONS) não descreve bem o sistema de chuvas já que os meses de maior precipitação não se repetem. Em todo caso, a função usada pela ONS ainda parece a opção disponível para simular o comportamento daquela Região. Para as outras regiões (ver Anexo 1), a simulação por uma função regular^{iv} permite uma boa descrição da afluência.

SE: Energia Afluente Relativa à Média



SUL: Energia Afluente Relativa à Média

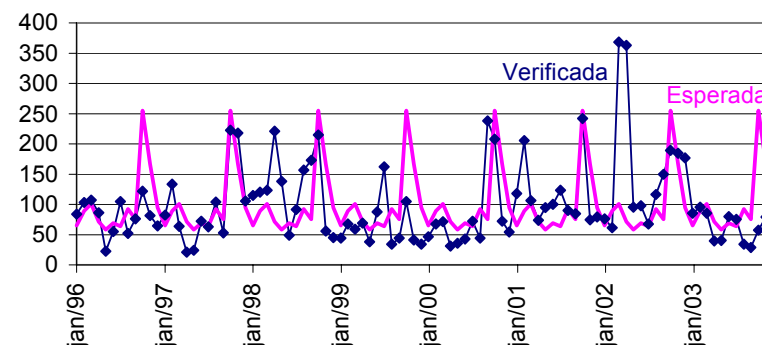


Figura 2: Comparação entre a sazonalidade do Sudeste e do Sul. No Sudeste existe uma certa regularidade; no Sul a afluência, ao longo do ano, oscila em

ⁱⁱⁱ A ONS fornece estatísticas de vazões, entre 1931 e 2001 de 318 pontos nos Sistemas Integrados. Conjugados com os dados da potência instalada, pode-se obter curvas históricas a serem usadas nas projeções anuais.

^{iv} Função co-seno com período anual + constante.

torno de 70% da média apresentando picos de chuva, bastante distintos do esperado.

Já no que concerne à geração (que em geral reflete a demandav), as oscilações sazonais são menos importantes que as observadas em outros países.

Comparação da Geração Sazonal nos EUA e Brasil

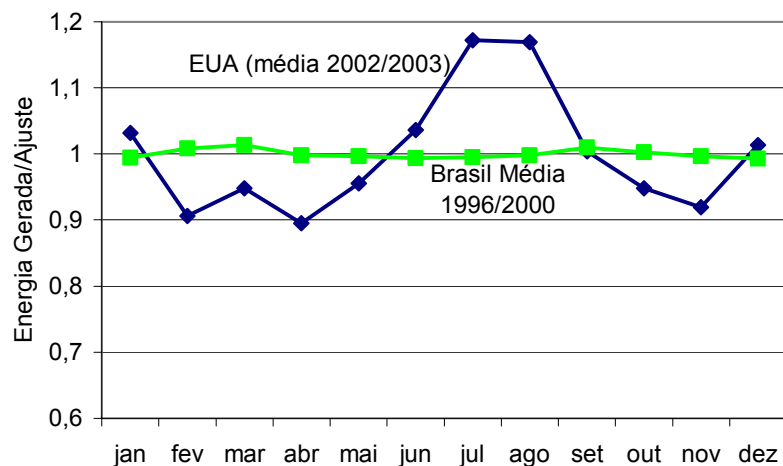


Figura 3: A variação sazonal na geração é muito maior nos EUA que no Brasil. Para o Brasil não foram usados dados após 2001 em virtude da alteração que o racionamento introduziu nos últimos anos. Fontes: EIA/DOE/USA e ONS (Brasil).

A oscilação anual média da demanda no Brasil é comparada (Figura 3) com a observada nos EUA^{vi}. Enquanto a amplitude da oscilação sazonal de geração no Brasil (diferença entre máximo e mínimo) é de cerca de 2,0%^{vii}, a dos EUA atinge 28%. Em compensação, do lado da oferta, a variação sazonal na energia afluenta (oferta de energia hídrica) no sistema integrado brasileiro atinge 120% em relação ao valor médio. Como nos EUA a participação da geração

^v A demanda bruta (que inclui perdas) é atendida em quase sua totalidade pela geração já que a importação de energia elétrica – fora a de Itaipu já computada – não tem sido relevante e a estocagem direta de eletricidade é desprezível em relação ao consumo.

^{vi} Fonte: Energy Information Administration (EIA)/ Department of Energy USA

<http://www.eia.gov>.

^{vii} A amplitude aqui considerada é inferior ao chamado índice de sazonalidade (amplitude de 4,8%) usado no planejamento elétrico brasileiro que contém um componente associado ao crescimento da demanda.

hídrica é de apenas 8,5% (1991 a 2001), este problema não é importante naquele país e seu sistema pode utilizar o potencial disponível mesmo em defasagem com o pico de demandaviii. De qualquer forma, a experiência existente na regulação da demanda em outros países pode ser útil na concepção de uma nova configuração para o sistema brasileiro.

A oscilação diária da demanda é importante no Brasil, como o ilustra o comportamento da demanda do Estado de São Paulo (Figura 4)^{ix}. A questão é relevante já que reduzir a oscilação diária poderia permitir um melhor uso da capacidade instalada ao longo do ano.

Todavia, esse problema da oscilação diurna no uso da energia elétrica guarda relação apenas indireta com o problema ora focalizado. Em primeira aproximação, ele poderia ser tratado separadamente, desde que se considere a disponibilidade de uma capacidade de geração superior à média da demanda (em geral de cerca de 20%).

Curva de Carga Dia Típico no Estado de São Paulo (Valor relativo à média no dia)

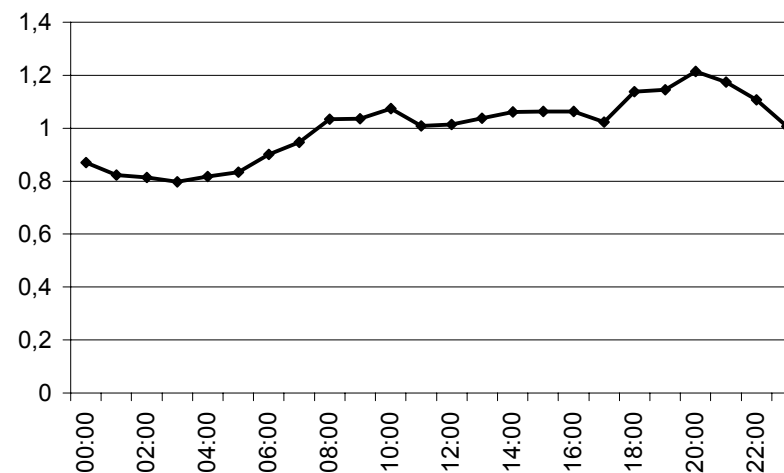


Figura 4: Variação da carga em relação à média diária. A amplitude de variação ao longo do dia chega a 40%.

^{viii} Nos EUA a geração hídrica corresponde a apenas 8,5% da geração e, conforme dados da EIA de 1990 a 2001, é usada segundo a oferta disponível (máximo em maio) mesmo quando em defasagem com a curva de demanda (máximo em agosto).

^{ix} José Paulo Vieira et al. Sistema de Caracterização da Carga e Dimensionamento da Ponta do Sistema Elétrico do Estado de São Paulo. XVI Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica. Campinas - São Paulo 21 a 26 de Outubro de 2001

A Simulação do Sistema

No Anexo 1 (Modelo Simples de Simulação de Sistemas Hidrelétricos), procurou-se simular o funcionamento dos sistemas elétricos interligados brasileiros com um modelo simples e transparente que permite melhor compreender o problema.

A opção adotada foi representar a energia anual afluyente por uma simples função co-seno (representando a oscilação periódica anual) à qual adicionou-se um valor constante (igual à média da afluência natural mensal mínima). Os valores usados na simulação da Região Sudeste são comparados à média histórica mensal da região (Figura 5). Para os demais sistemas (ver Anexo 1), com exceção do Sul, a representação dos sistemas obedece bastante bem à função acima mencionada.

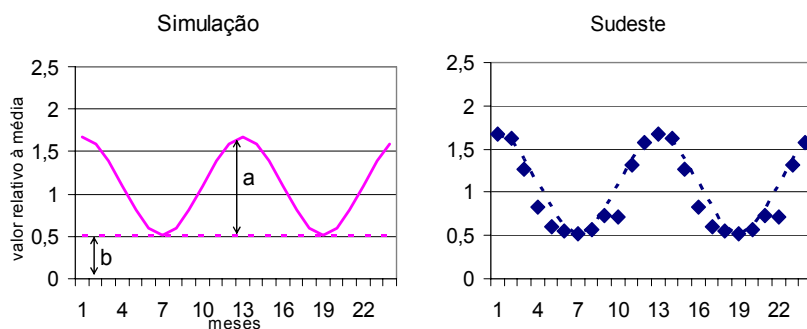


Figura 5: Simulação da energia natural afluyente por uma função tipo co-seno mais um valor constante. A representação é particularmente bem sucedida para a região Sudeste sendo também adequada para o Sudeste e Norte, não sendo, porém aplicável à Região Sul.

Como o objetivo é fornecer uma descrição semi-quantitativa do problema, os resultados mostrados na Figura 5 são bastante satisfatórios.

Na simulação, como na representação de dados da observação, todos os parâmetros (estoque, produção, energia vertida e afluyente) foram expressos em GW mês.

Nesta primeira abordagem, foi suposta uma situação estática (demanda, oferta e capacidade de armazenamento constantes) que permite, assim, separar conceitualmente o problema de armazenamento de energia do referente à dinâmica de crescimento. A mesma metodologia pode ser aplicada em um quadro em que essas variáveis acompanhem uma demanda crescente, já que os valores usados são relativos, bastando alterar o valor básico de referência para cada ano.

No Anexo 1 estão descritos quatro tipos de sistema em relação à capacidade de armazenamento:

- Sistemas com regulação plurianual.
- Sistemas com regulação para um ano normal ou típico (afluências mensais que seguem as médias históricas)
- Sistemas sem armazenamento (fio d'água)
- Sistemas com regulação parcial (inferior a um ano).

A situação para 2003 está mostrada na Tabela 1 para os quatro sistemas existentes no Brasil. Os sistemas com armazenamento plurianual devem ser capazes de absorver as oscilações de um ano ou mais, bastando que o sistema armazene a máxima variação esperada para o período no qual se quer garantir a geração. Assim, a razão armazenamento/ produção pode ser inferior a um ano e ainda garantir as variações prováveis no regime de afluência de vários anos. Em todo caso, mesmo no critério do sistema elétrico, os sistemas atuais Norte e Sul não têm essa capacidade de regulação e já dependem do intercâmbio entre regiões e / ou da geração térmica.

Tabela 1 Capacidade de Armazenamento dos Sistemas Integrados

Sistema	Capacidade de Armazenamento (GW mês)	Produção Mensal (GW mês) / mês	Armazenamento / produção (meses)	Armazenamento/ Produção (anos)
SE	176,6(*)	25,8(*)	6,8	0,57
S	15,3	4,9	3,1	0,26
SE + S	191,9	30,7	6,3	0,52
N	11,8	3,1	3,8	0,31
NE	49,6	4,7	10,6	0,89
N + NE	61,4	7,8	7,9	0,66
Sistemas	253,3	38,5	6,6	0,55

(*) inclui toda Itaipu

Chama-se atenção para o fato de que o caráter plurianual do sistema vem sendo reduzido paulatinamente, como é mostrado na Figura 6 para a região SE.

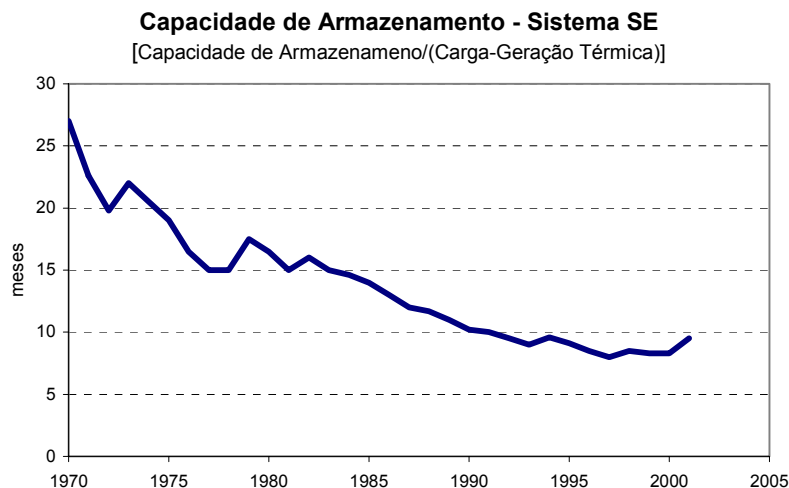


Figura 6: Relação armazenamento / (carga - geração térmica), expressa em meses, ao longo do tempo, que mostra a redução do armazenamento plurianual do sistema Sudeste.

Fonte: ABRAGET: Palestra de Antônio Gama Rocha da UTE Norte Fluminense no 1º Fórum Continuado de Energia – Agenda Energética Brasileira – Rio de Janeiro 9-10/12/2003 – FGV e COOPEFURNAS

Na descrição que se segue, foram incluídos os sistemas com “regulação exata para um ano normal de afluência” e o “a fio d’água”; embora não correspondam a nenhuma região, são importantes do ponto de vista conceitual.

A seguir, apresentam-se os principais resultados para os tipos de sistema estudados que são descritos no Anexo 1.

Sistema com Regulação Plurianual

Como exemplo, mostra-se aqui a representação da Região Sudeste no ano de 2003 como base. Os valores usados na simulação são expressos em relação à energia afluenta média (=100) e estão

³ De acordo com a ONS, em Dezembro de 2003 a capacidade total de armazenamento era de 176,6 GW mês. A capacidade instalada no Sudeste era de 38,9 GW (ABINEE) que, para os fins desse trabalho, deve ser acrescida da parte paraguaia de Itaipu, atingindo 45,2 GW, coerentemente com o armazenamento considerado que é o volume total. A energia natural afluenta/ mês (média) é de 27,4 GW e a geração de eletricidade mensal no Sistema SE/CO é de 16,3 GW mais 9,5 de Itaipu (dados ONS), totalizando uma produção de eletricidade/mês de 25,8 GW.

indicados na Tabela 2, que também mostra os dados para a região SE que serviram de base para a montagem do caso exemplo. O valor inicial do estoque foi tomado para simular o “apagão” de 2001.

Tabela 2: Características do Sistema SE e da Simulação (Caso 1)

	Região SE	Simulação
ENA Média	27,4 GW mês	100(*)
ENA Máxima	42,2 GW mês	154
Produção	25,5 GW mês	93
Capacidade instalada	45,2 GW mês	336
Armazenamento	176,6 GW mês	640
Mínimo vertido		7

(*) Valor de referência; os demais valores são relativos à Energia Natural Afluenta (ENA) média no sistema Sudeste (27,4 GW)

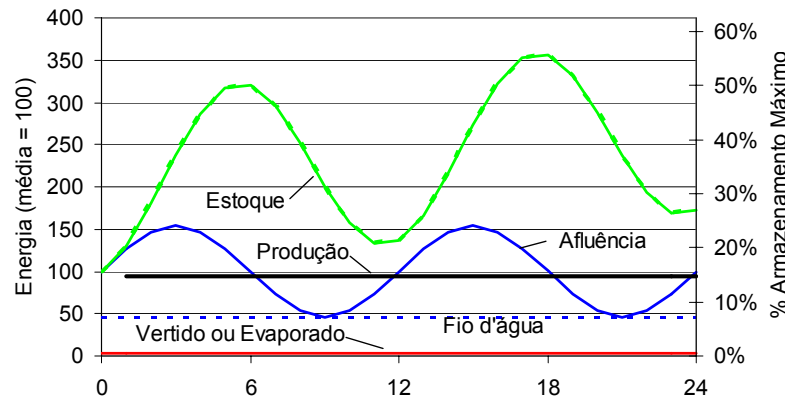
No gráfico da Figura 7, estão representados, mês a mês, a afluência (energia natural afluenta), o estoque acumulado, o volume vertido e a produção. No programa, existe a opção de observar-se a representação bianual e plurianual mostradas na figura. No gráfico plurianual é indicada ainda a afluência média anual (=100 em ano normal), assinalando o “ano seco”. Mostra-se a evolução esperada para uma situação parecida com a verificada na Região Sudeste onde um baixo estoque e uma queda na afluência anual geraram o déficit de produção de 2001.

Na simulação (Figura 7), tomou-se a demanda a ser atendida mais a vazão mínima (94 + 3) inferior à energia natural afluenta média (100). Neste caso, a energia armazenada tenderia a crescer e, decorrido o tempo suficiente, a ser vertida. No entanto, na presença (como mostrado) de uma baixa precipitação atmosférica (20% inferior à habitual) não haveria estoque de energia suficiente para manter a produção necessária.

Caso Exemplo baseado na Região Sudeste

Afluência Média	100	Capacidade Acumulação	640	Estoque Mínimo	10%
Afluência Mensal Mínima	46		Estoque Máximo	100%	
Produção Mensal	94	Estoque Inicial	60		
Afluência Mensal Máxima	154	Vazão Mínima	3	Perda no ano seco	20%

Sistema com Regulação Plurianual



Ciclos Plurianuais com Ano de Afluência Menor (-20%)

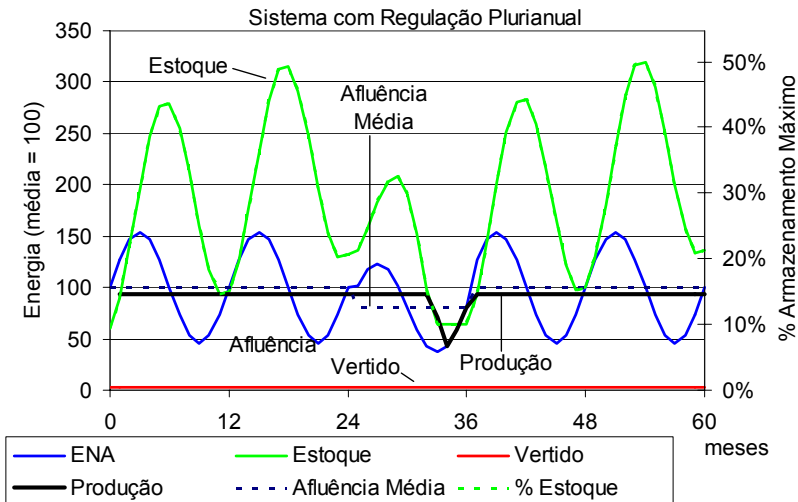


Figura 7: Evolução esperada para o sistema em condições análogas às vigentes, na Região Sudeste, em 2003. A apresentação nesta figura é semelhante à tela do programa onde é possível modificar (células brancas) os dados de entrada. Além disso, é possível escolher o tipo de gráfico (bianual ou plurianual a ser representado). Os estoque inicial e a queda de afluência no 3º ano foram tomados de maneira a simular o “apagão” ocorrido em 2001. Nota: as curvas de % estoque (escala à direita) praticamente coincidem com as do estoque em virtude da escala adotada.

Sistema com Regulação para Ano Típico

O sistema representado seria concebido para o aproveitamento pleno da energia afluyente em ano de precipitação normal (dentro da média) . Ele poderia comportar um armazenamento consideravelmente menor que num sistema com regulação plurianual.

Para um sistema similar ao caso exemplificado (mesmos fluxos mínimo e máximo em relação ao valor médio), o estoque poderia ser de duas vezes o fluxo médio mensal e apenas 30% superior ao mês de maior afluência.

Nesse sistema, o estoque de água armazenado seria “zerado” anualmente, uma vez que o armazenamento coincidiria com o necessário para atender um ano normal. Toda a energia afluyente pode ser aproveitada e ele seria “o ótimo”, não fora a previsível existência de anos de precipitação inferior à média, quando o abastecimento sofre uma severa redução. Para uma redução na afluência de 20% durante um ano, a produção de eletricidade estaria afetada por cinco meses, sendo que no mês mais crítico cairia para cerca de 40% da demanda.

Sistema a Fio d'Água

Também foi simulado um sistema sem acumulação em que toda a geração seria feita com a afluência natural. Dependendo do regime de chuvas esperado para a região, uma fração importante da energia disponível não seria utilizada. Esta fração cresce na medida que fica maior a razão vazão natural máxima/ vazão mínima. Em compensação, a intervenção no sistema fluvial seria mínima. Deve-se ressaltar que não se trata, no caso exemplo, de usinas a fio d'água utilizando regulação por barragem a montante, mas de um sistema que fosse concebido para operar inteiramente com a vazão mínima anual, a fio d'água. Obviamente, o sistema poderia ter sido dimensionado para melhor aproveitamento da energia afluyente bastando que dispusesse de capacidade instalada superior à mínima. Neste caso, sua contribuição para a geração seria maior e sua contribuição para a estabilidade do sistema menor ou negativa.

Como o sistema está dimensionado para operar na condição de mínima afluência em ano normal, sua produção é bastante estável. No caso, ele foi dimensionado para operar utilizando a afluência mensal mínima típica, 46% da energia afluyente anual seria aproveitada.

O aproveitamento possível (da energia anual afluyente total), para uma usina deste tipo, foi avaliado para as diversas regiões usando as curvas médias da ONS. Ele seria de 52% na Região Sudeste, 58% para a Região Sul, 32% para a Nordeste e de 21% para a Região Norte. Como é nessa região onde se espera a maior expansão para a geração para suprimento dos sistemas integrados, a instalação deste tipo de usina poderia limitar o potencial aproveitável da região. Deve-se lembrar, no entanto, que em um sistema como este o potencial realmente

aproveitável deveria ser reavaliado já que as condições de captação de energia poderiam variar tendo em vista menores problemas ambientais decorrentes do padrão de inundação adotado, podendo, por exemplo, serem incluídos aproveitamentos que hoje seriam improváveis.

Ainda com respeito à Região Norte, é bom lembrar que os atuais valores de afluência ao longo do ano são baseados na vazão do Tocantins. No entanto, para os dois maiores projetos em estudo (usina de Belo Monte e os aproveitamentos do Rio Madeira) as vazões apresentam meses secos, com baixas afluências em relação à média, muito semelhantes às das atuais usinas da região, como é mostrado em nota no final deste trabalho¹.

Sistemas com Regulação Parcial

O Sistema com Regulação Parcial é um tipo intermediário entre o de regulação para um ano e o a fio d'água. Esse tipo de sistema não tem capacidade de compensar as variações sazonais ao longo do ano, mas também não opera a fio d'água. Nele, verter água faz parte do procedimento normal e somente uma fração da energia é aproveitada. Um exemplo deste tipo de sistema é o atualmente em operação na Região Norte cujos dados, inclusive aqueles referente à estação seca mais marcada, serviram de base para a simulação de um caso estudado no Anexo 1.

Além da perda na produção em virtude da queda uniforme na afluência mensal durante o ano, foi detectado um novo tipo de instabilidade neste tipo de sistema provocado por uma variação da precipitação mensal ao longo do ano (sem redução da produção anual), causando uma queda importante na produção. Esse tipo de sistema apresenta assim grande instabilidade face ao regime de chuvas, o que indica que a introdução de usinas com forte sazonalidade e baixo armazenamento torna imperiosa a complementação por via de outras usinas capazes de sustentar a estabilidade do sistema.

Comportamento dos Sistemas Regionais e Teste de Aderência

Como foi ressaltado anteriormente, a representação pelo modelo deve ser a mais simples compatível com a descrição correta do sistema. Um bom teste de aderência das equações utilizadas é o de obter, por diferença, o valor de [volume vertido + volume evaporado]. A obtenção de resultados coerentes revela que não foi esquecida nenhuma variável importante. Além disso, o conhecimento do comportamento das variáveis do modelo na situação real é um importante passo para elaboração de cenários para o futuro. Foram feitas ainda, como no item anterior, simulações que procuraram reproduzir os sistemas e situações neles observadas. A comparação dos resultados obtidos constitui também um bom teste de coerência intrínseca do modelo. Constatou-se

assim que, a despeito da simplicidade do modelo, a reprodução do sistema real fornecida é bastante boa.

1. Sistema Sudeste

A simulação do sistema com regulação plurianual já mostrada (Figura 7) foi montada com dados característicos do Sistema Sudeste. A situação anteriormente simulada, como indicado na Figura 8 é bastante semelhante à que resultou no “apagão” de 2001.

Operação do Sistema - SUDESTE

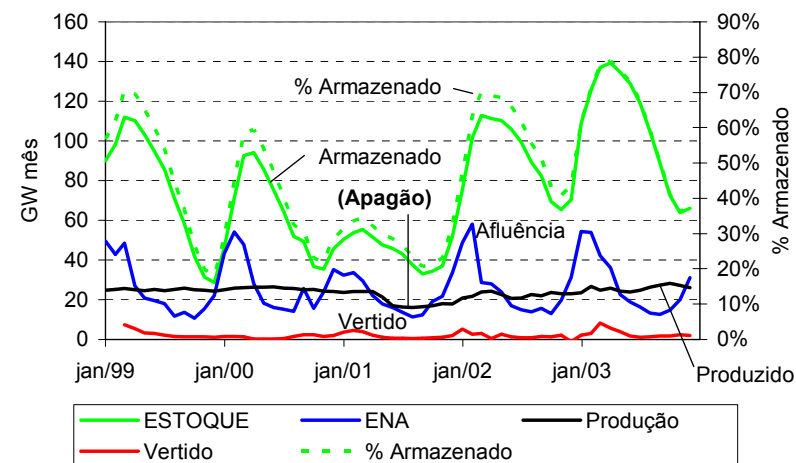


Figura 8: Valores para o Sudeste do estoque armazenado, da energia natural afluente e da produção de energia que conduziram ao “apagão” de 2001. Observe-se que o nível mínimo dos reservatórios chegou a 18% em dezembro de 1999, mas foi com um estoque inicial superior (22% ao final de 2000) que se chegou ao racionamento em 2001.

Os valores da energia vertida são calculados por diferença e são bastante fidedignos, mostrando que a aproximação adotada, tomando-se os complexos sistemas do Sudeste como se fora uma única usina, fornece resultados satisfatórios. O baixo valor da energia vertida em relação à produção revela, por outro lado, que o sistema está bem administrado. Deve-se considerar principalmente que, tendo em vista a aleatoriedade do sistema de chuvas e exigências impostas às vazões, nem sempre é possível evitar, como seria desejável, que se verta água, desperdiçando concomitantemente a geração por outras fontes (em térmicas), ou quando ainda se possa acumular água em outros reservatórios da região. A perfeita administração do sistema torna-se mais difícil quando, como em 2003, os estoques se aproximam do nível máximo. Deve-se ressaltar, ainda, a crescente complexidade institucional do sistema atual em relação ao anterior, que era quase exclusivamente

estatal. Pelo menos até que o sistema se adapte às novas circunstâncias, pode-se prever que a rigidez dos contratos impeça a utilização ótima da energia hídrica disponível.

Como na simulação (Figura 7) anteriormente mostrada, o ano de 2001 iniciou com baixos estoques de água nos reservatórios e era sabido que uma queda adicional na afluência anual média poderia provocar o racionamento. Aliás, no ano anterior essa possibilidade já existia.^{xi} Para 2001 optou-se, pois, de início, pela mesma tática, adotada no ano anterior, não revelando o risco aos consumidores. Como as chuvas revelaram-se abaixo do normal, o governo foi forçado a adotar o racionamento, que já então poderia ser antecipado e, talvez em parte, remediado.

No Anexo 1 mostra-se que, se os estoques estivessem no máximo, seria possível enfrentar sem problemas a queda de 20% da energia afluente e até mesmo uma queda de 35%. Naturalmente não é o objetivo do sistema atingir, todo o ano, a estocagem máxima, uma vez que seria anti-econômico usar o aporte térmico para acumular estoque de água a ser possivelmente desperdiçado mais tarde, vertendo-se a água armazenada. O procedimento que vem sendo adotado consiste em fixar uma curva de “aversão a risco” e acionar as térmicas na medida em que o armazenamento fuja do desejado.^{xii}

Para a abordagem da fase seguinte deste trabalho, que tratará do papel da complementação térmica (atual e futura), é interessante observar como foi atendida a demanda de cada sistema incluindo o intercâmbio de energia inter-regional e a geração térmica.

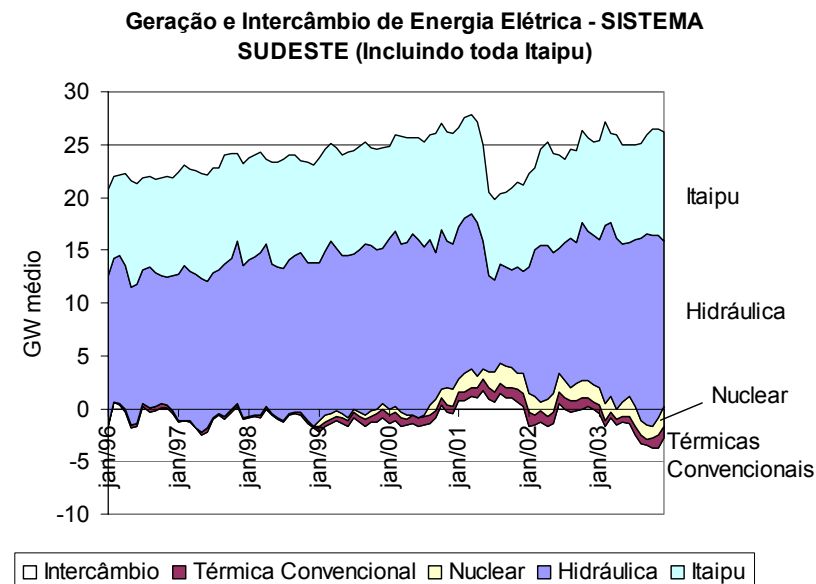


Figura 9: Geração e intercâmbio de energia elétrica no Sistema Sudeste. O intercâmbio foi representado como negativo para exportação e positivo para importação, o que permite obter a oferta de energia elétrica no sistema. Para Itaipu, foi representado o total da energia gerada.

Na Figura 9 mostra-se a oferta de energia elétrica (geração + intercâmbio) no Sudeste onde foi incluída (coerentemente com o que se fez com o estoque) toda a produção de Itaipu.

2. Sistema NE

Do ponto de vista de armazenamento, o Sistema NE apresenta uma situação semelhante à do SE, mas, em decorrência de ser sua demanda superior à oferta, ele opera normalmente, afora certas circunstâncias especiais, importando energia de outras regiões. O comportamento do sistema NE é mostrado na Figura 10.

^{xi} O nível mínimo atingido ao final de 2000 era superior ao do final de 1999 (quando especialistas alertaram sobre o risco de falta de energia). Na ocasião, apostou-se em não tomar nenhuma medida de restrição ao consumo nem prevenir os usuários. As chuvas do ano 2000 (ano de eleições) permitiram que o ano transcorresse normalmente embora houvesse sobressalto nos administradores do sistema.

^{xii} Em um sistema regulado pelo mercado, onde existem vendas antecipadas de energia, esta lógica só será obedecida na medida que a regulação e os mecanismos de compra e venda sejam suficientemente ágeis para aproximar-se da configuração de produção ótima.

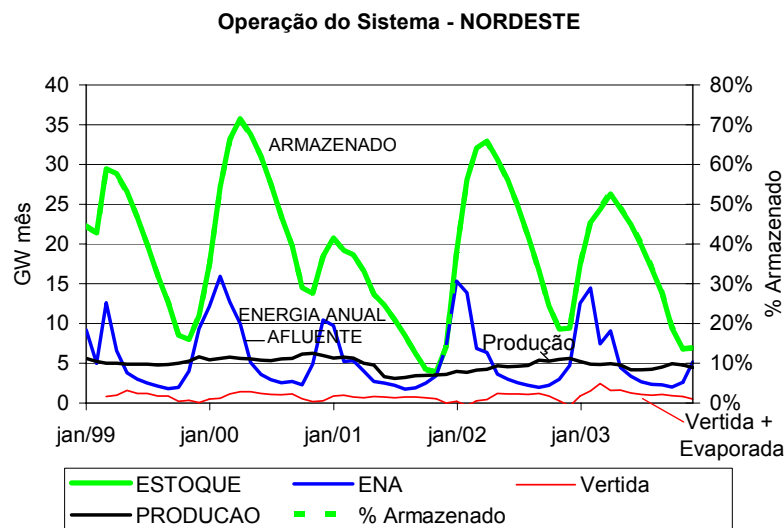


Figura 10: O Sistema NE tem características de armazenamento semelhantes ao do SE. Entretanto, sua maior dependência de energia gerada em outras regiões faz com que ele não tenha estabilidade própria. Chama a atenção, ainda, a grande participação da energia vertida indicando a importância do uso da água para outros fins. Como se pode ver, a energia vertida apresenta comportamento sazonal com maior uso na estação seca.

No que se refere à transferência da energia e à complementação térmica, o histórico dos últimos anos é apresentado na Figura 11. Note-se a dependência das importações de outras regiões e a quase ausência da geração térmica.

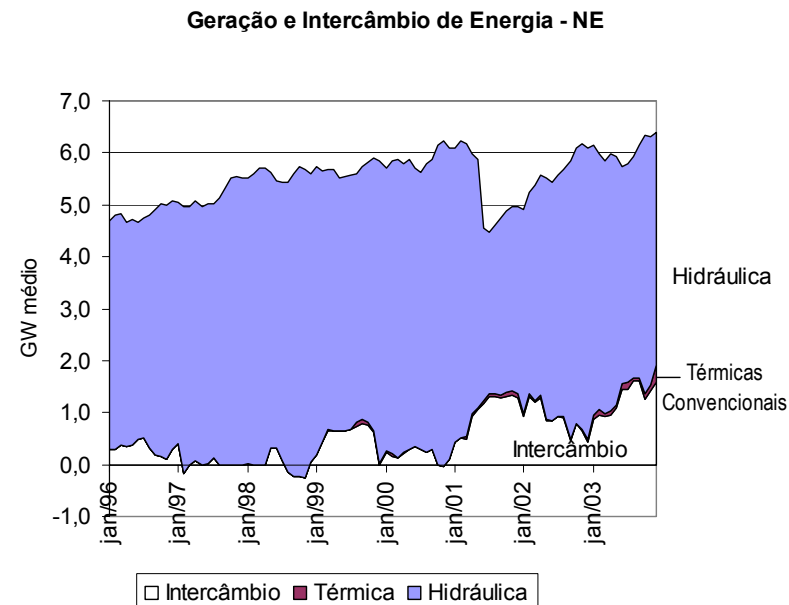


Figura 11: O Sistema NE caracteriza-se por ser importador (a partir de 1999), dependendo da interligação dos sistemas. A participação da geração térmica é ainda muito pequena.

3. Sistema Norte

Como foi assinalado, o Sistema Norte caracteriza-se por ser de regulação parcial. Suas características serviram de base para a montagem de um dos casos estudados no Anexo 1 (Caso 4). No período representado (1996 a 2003), houve considerável exportação para atendimento da demanda de outras regiões, notadamente do NE. O comportamento apresentado pelo sistema (Figura 12) é bastante semelhante ao simulado, apresentando os dois tipos de déficit de produção ali mostrados causados, em 2001, por uma queda da afluência ao longo de quase todo o ano e, em 2002, pelo deslocamento de afluência dos meses secos para os de maior pluviosidade.

Operação do Sistema - NORTE

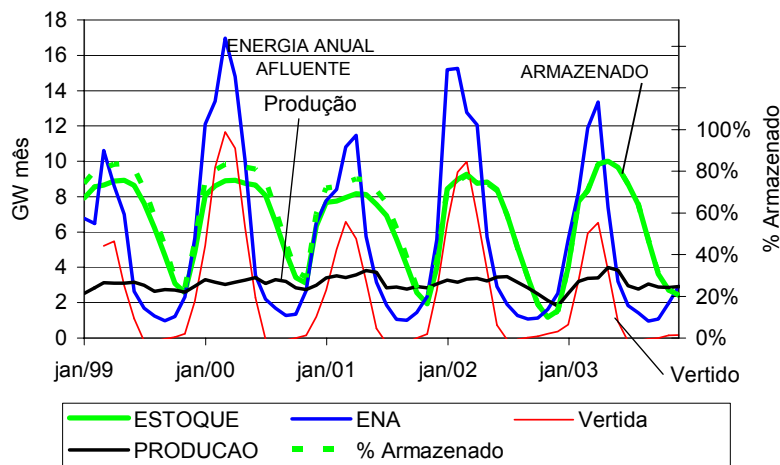


Figura 12: O Sistema Norte tem uma pequena capacidade de armazenamento, fator que o torna bastante instável. Note-se que mesmo um adiantamento da estação chuvosa (como o ocorrido em 2002) pode provocar um colapso no abastecimento que teria ocorrido não fora a interligação existente, pois que a geração térmica (na parte interligada da região) é inexistente.

Na Figura 13 pode-se constatar o caráter exportador do Sistema com alguns episódios de importação, como o ocorrido ao final de 2002.

Geração e Intercâmbio de Eletricidade - NORTE

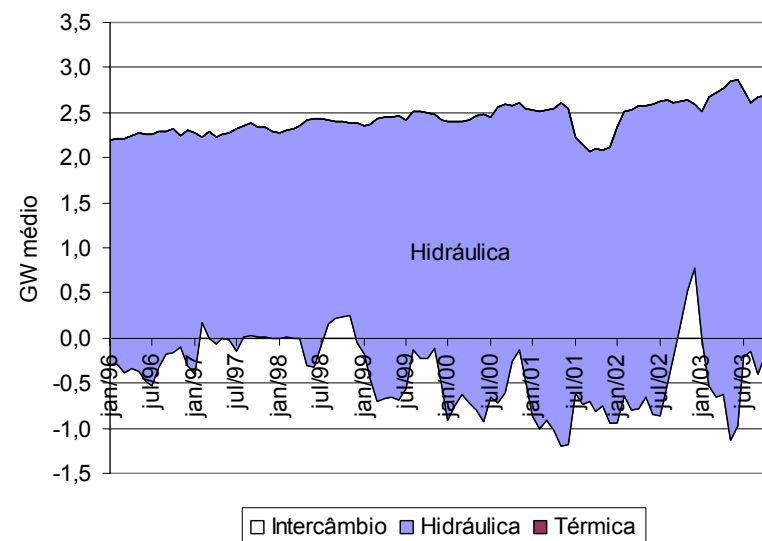


Figura 13: A geração de energia da Região Norte tem sido parcialmente utilizada para a exportação. Notem-se os déficits de produção correspondentes ao “apagão” (2001) e ao deslocamento das chuvas (2002). A importação permitiu ao sistema enfrentar o déficit de 2002; não há produção térmica porque, as usinas que integram o Sistema Integrado são todas hídricas.

4 . Sistema Sul

O Sistema Sul é também de baixa capacidade de armazenamento. Sua particularidade é localizar-se em uma região sujeita a regime de chuva que difere das outras. Além disto, o ciclo de chuvas não apresenta a regularidade observada nas demais regiões.

A irregularidade do regime de chuvas torna pouco atraente a aplicação do tipo de simulação usado para as demais regiões. É interessante assinalar que a ocorrência esperada do mês de pico (outubro) se verificaria em um mês seco no Sudeste (estação chuvosa apenas no início) e propiciaria (quando ocorresse) uma certa complementaridade em relação às outras regiões. Também parece existir alguma coincidência de anos secos no NE com chuvas intensas no Sul e vice-versa². Essa complementaridade realça o papel da interligação dos sistemas

Examinando o histórico dos últimos anos para a Região Sul (Figura 14), pode-se notar que a política adotada na exploração da energia elétrica adaptou-se à realidade climática. Deve-se assinalar ainda uma presença mais significativa das usinas térmicas (carvão operando na base) que ajuda a estabilizar o sistema (Figura 17). Também se verifica um intenso intercâmbio de energia (entre Sul e Sudeste) que tem permitido aproveitar os regimes de chuva diferenciados.

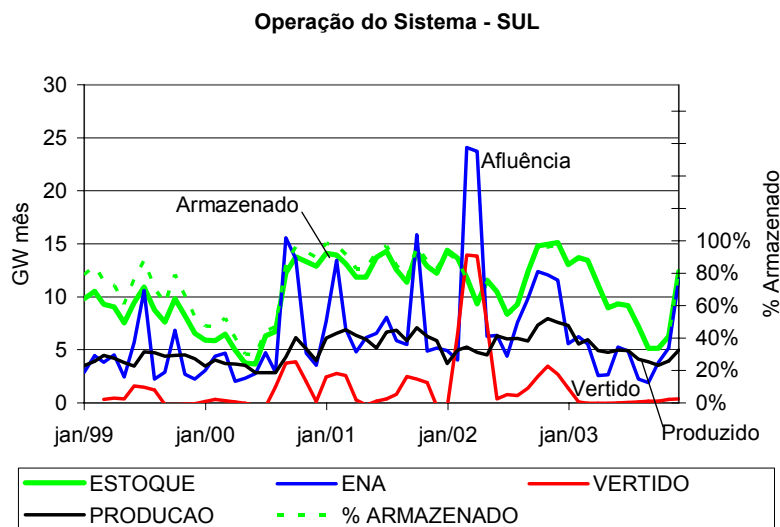


Figura 14: A produção de energia elétrica no Sistema Sul tem acompanhado a disponibilidade de água. O sistema foi capaz de passar anos (inclusive a época do “apagão”) com armazenamento próximo a 100%. Existem limitações na transmissão que impediram tirar todo proveito da complementaridade apontada entre as regiões.

Geração e Intercâmbio de Energia Elétrica - SUL

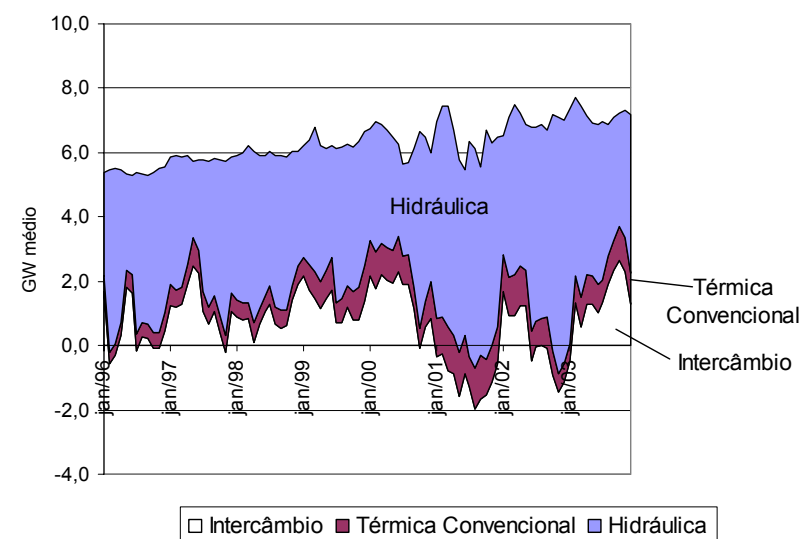


Figura 15: Oferta de Energia na Região Sul que mostra, além de uma variação importante na energia hidráulica gerada, uma participação da térmica (principalmente carvão) gerando na base e um intercâmbio significativo com outras regiões. Nesse “intercâmbio” está incluída a energia de Itaipu que, não obstante ser gerada na Região Sul, tem sua produção computada na Sudeste e chega ao Sul para consumo pela interligação entre as duas regiões.

5. Os Sistemas Integrados

Os Sistemas Integrados, se fossem perfeitamente interligados, poderiam ser tratados como um único. Quando se observa o funcionamento das variáveis do conjunto dos sistemas (Figura 16) vê-se que ele não obedece à lógica de só verter, quando é atingida a capacidade máxima de armazenamento. As limitações a um perfeito aproveitamento da capacidade do conjunto vêm, por um lado, do limite na capacidade de geração que é projetada para atender a uma demanda média assegurada e, por outro, das limitações de transmissão. Em 2000 e 2001, por exemplo, mesmo com estoques baixos, as centrais dos Sistemas Norte e Sul vertiam uma significativa quantidade de água. Além desta limitação física, podem existir erros na operação do sistema que também podem ser capazes de levar a situações de desabastecimento.

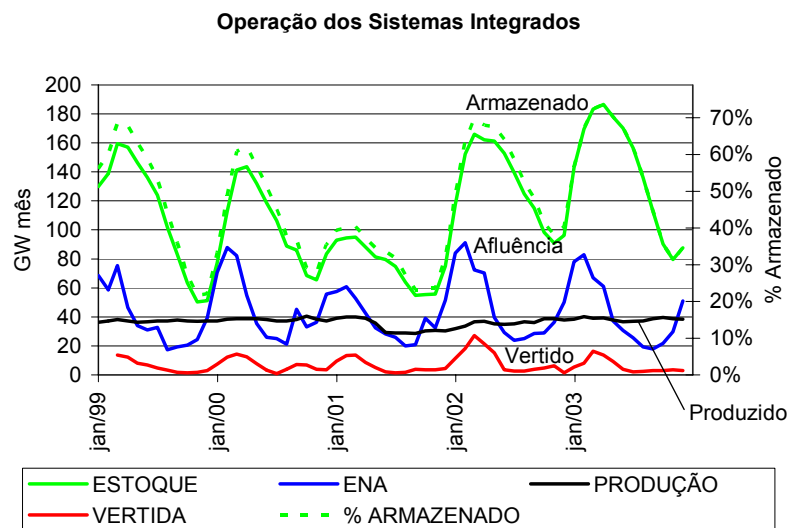


Figura 16: Funcionamento conjunto dos sistemas integrados, mostrando que a lógica de verter, quando o armazenamento chega ao máximo (ou para o atendimento de outras necessidades), não é obedecida no conjunto, como o observado para cada um dos sistemas mostrados anteriormente. Isto se deve, fundamentalmente, à limitada capacidade, seja de geração dos sistemas, seja de transmissão entre os mesmos.

Na Figura 17 mostra-se a geração nos sistemas integrados, incluindo a participação da geração nuclear e de térmicas convencionais. Observe-se, pois, a enorme predominância da hídrica e a pequena presença de importações. Passada a crise, a geração térmica tende a ser reduzida, enquanto houver energia hidráulica disponível (mantidos os estoques para minimizar o risco).

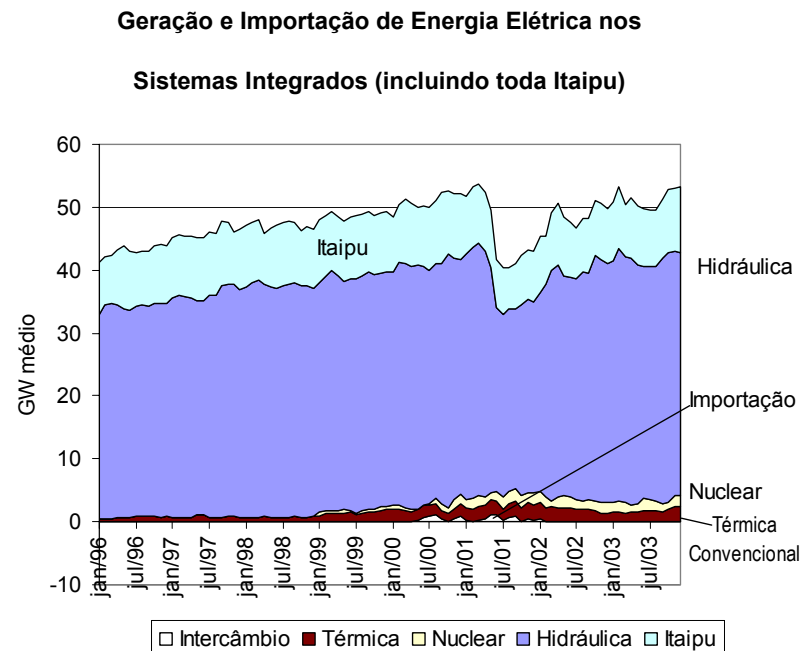


Figura 17: Atendimento dos sistemas integrados mostrando a magnitude do problema de abastecimento em 2001, apenas parcialmente suprido pela geração térmica. Note-se a importante participação, nessa crise, da energia de origem nuclear que também foi utilizada para auxiliar a reposição do estoque de água.

A plena integração dos sistemas existentes e o incremento de máquinas em alguns aproveitamentos em operação – dentro dos limites econômicos desses investimentos – podem propiciar a melhor utilização da capacidade de regulação dos sistemas. É bom lembrar, no entanto, que se a capacidade de geração adicional passar simplesmente a integrar o esquema normal de operação, teremos uma menor razão energia gerada/ capacidade de armazenamento e, conseqüentemente, menor estabilidade no sistema.

Inclusão das Térmicas na Simulação.

No Anexo 1 apresenta-se a simulação em computador de um sistema hídrico e seu comportamento diante de diferentes afluências e capacidades de armazenamento. Ali, a regulação era feita com a capacidade de acumulação nos reservatórios, seja para fazer frente a oscilações sazonais previstas seja para absorver variações anuais do regime de chuvas.

A inclusão de centrais térmicas na simulação dos sistemas está descrita no Anexo 2 e visa estudar o papel dessas centrais na regulação do sistema tendo em vista a esperada redução na razão capacidade de armazenamento/ energia afluyente média.

Na simulação, foi adotada a premissa de que os sistemas elétricos seriam administrados de maneira a minimizar o consumo de combustível. Isto significa aproveitar ao máximo a energia hídrica disponível. Significa também que o estoque de energia armazenada nos reservatórios estaria próximo ao máximo no final da estação de chuvas, definido aqui como o início do mês no qual – em um ano típico - a energia natural afluyente (ENA)^{xiii} passa a ter um valor abaixo da média anual. Para um sistema onde a produção de eletricidade é igual ao valor médio da afluência, isto significa o início do mês em que o nível dos reservatórios para de subir porque o volume d'água usado na produção normalmente supera o que afluente naturalmente ao reservatório. A geração de eletricidade, entre hídrica ou térmica, é manejada visando, no início da estação seca, que o estoque de passagem possibilite uma segurança adequada para a geração futura, mas que evite o freqüente desperdício da energia armazenada. Para isto é escolhida uma meta para este estoque, que é uma fração fixa da capacidade, um pouco inferior a 100%.^{xiv}

Como os estoques seriam repostos substituindo a geração das hídricas pela das térmicas, a fixação deste máximo visaria também otimizar o uso do combustível destas últimas, evitando queimá-lo para verter água.

O procedimento adotado no programa, para cada mês, considera que a afluência dos meses seguintes seria a normal e determina a geração térmica necessária para atingir o estoque de passagem perseguido. Na prática, o sistema usado no programa é similar ao adotado atualmente na administração dos sistemas elétricos onde é estabelecida uma curva de "aversão ao risco" que ajuda a programação da produção das usinas.

A regulação, com o uso das usinas térmicas, foi estudada para vários casos típicos no Anexo 2. Os principais sistemas estudados (em relação à capacidade de armazenamento) foram:

- sistemas com regulação plurianual,
- sistemas com regulação para um ano normal ou típico (afluências mensais dentro da média histórica),
- sistemas com regulação parcial (inferior a um ano) e

^{xiii} Neste trabalho usa-se o termo afluência para referir-se à energia natural afluyente (ENA)

^{xiv} Se o limite fosse fixado em 100% da capacidade para o fim da estação de chuvas de um ano com afluência normal em muitos anos (cerca da metade), haveria água em excesso para ser vertida.

- sistemas sem armazenamento (fio d'água)

Em todos os casos foi suposto que o objetivo do sistema seria o aproveitamento da energia natural afluyente média anual nas usinas.

Do ponto de vista conceitual, os sistemas elétricos devem estar aptos a enfrentar, como foi dito, as variações sazonais de um ano típico e as variações de anos de precipitação atípica. Também eles devem estar preparados para absorver variações inesperadas da demanda provocadas, por exemplo, por um crescimento econômico acima do previsto.

Na Figura 18 procura-se ilustrar a regulação de um sistema onde existisse uma situação de déficit por falta de regulação térmica e / ou de estoque de água. No caso, o problema poderia ser solucionado tanto pelo incremento do estoque como pelo incremento da capacidade térmica. Mostram-se, na figura, os dois tipos de solução. Nesse caso específico, ainda seria possível resolver o déficit por um incremento ainda maior do armazenamento. Mesmo assim, alguma capacidade térmica seria necessária para os anos secos onde a energia afluyente fosse inferior à normal.

O objetivo da regulação é sempre preencher o período de menor afluência. Em um sistema integrado como o brasileiro, mesmo a regulação hídrica pode ser feita utilizando a capacidade de armazenamento de outras usinas. Já existem e serão provavelmente mais freqüentes no futuro usinas que funcionem a fio d'água com acumulação útil praticamente nula.

O Anexo 2 descreve os resultados e condicionantes para o Cenário de Referência. Como em ocasiões anteriores, as projeções do PIB são inferiores às oficiais. As taxas de crescimento do PIB encontradas foram:

Anos	Períodos								Taxa Média
	2005	2006	2007	2008	2007	2010	2015	2020	2005
					2010	2015	2020	2025	2025
3,1%	3,8%	4,0%	3,3%	3,7%	4,2%	4,9%	5,2%	4,5%	

Os resultados foram extrapolados para 2035 considerando-se uma taxa média de 5,1% de crescimento do PIB como a projetada entre 2015 e 2025.

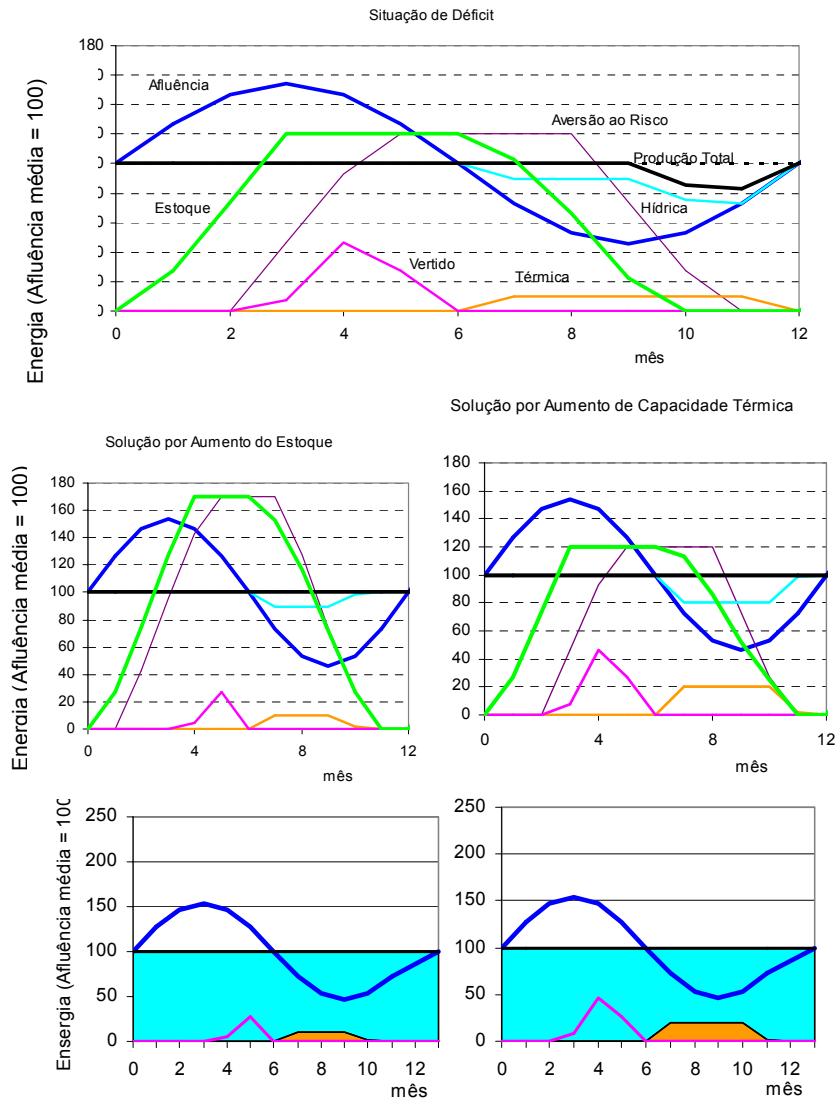


Figura 18: No topo está representada uma situação de déficit que se manifesta pela queda na produção total. O estoque (limitado a 120) não é suficiente para suprir a queda de afluência; por outro lado, durante os meses 4 a 6 a água excedente é vertida. A regulação do sistema pode ser feita: aumentando o estoque (centro à esquerda) ou aumentando a capacidade térmica (centro à direita). A curva de aversão ao risco serve para sinalizar para o sistema (quando a curva verde estiver abaixo dela) a necessidade da produção térmica. O objetivo da regulação (térmica ou hídrica) é preencher a queda de afluência dos últimos seis meses, como é mostrado abaixo para os dois casos.

Crescimento Econômico em Cenário de Referência

Uma das maiores dificuldades no planejamento energético é lidar, na área governamental, com projeções que freqüentemente refletem muito mais um desejo de crescimento que uma possibilidade real. Para desvincular o trabalho atual desse vício de planejamento, foi desenvolvido um modelo que leva em conta as limitações ao crescimento e que já foi aplicado com êxito em vários estudos^{xv}.

As projeções do PIB são mostradas na Figura 18. Os principais parâmetros são mostrados, para anos escolhidos, na Tabela 3

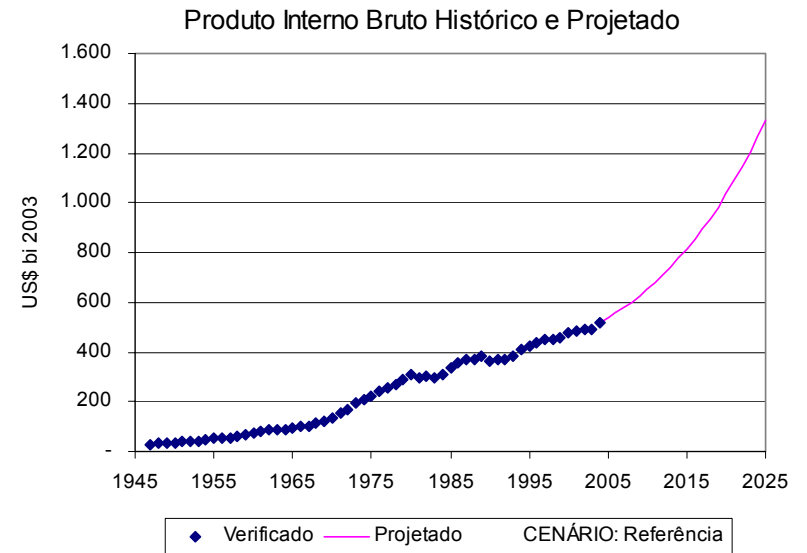


Figura 19: Valores projetados para o PIB, expressos em dólares constantes de 2003.

^{xv} “Brasil 2020” da Secretaria de Assuntos Estratégicos da Presidência da República, planos elétricos a cargo da Eletrobrás, estudo de cenários energéticos para o CETEPETRO, matriz de energia e emissões para o MCT.

Tabela 3: Cenário de Referência: Principais Valores da Projeção

Variável	Unidade	2004	2005	2006	2007	2010	2015	2020	2025
PIB	US\$bi 2003	519	535	555	577	641	788	1002	1293
Varição	% aa		3,1%	3,8%	4,0%	3,7%	4,2%	4,9%	5,2%
Razão Capital/Produto		2,64	2,62	2,59	2,56	2,58	2,62	2,62	2,62
Investimentos	US\$bi 2003	99	106	116	128	151	191	248	326
Varição	% aa		7,4%	9,7%	9,7%	5,8%	4,8%	5,3%	5,6%
Comércio Externo [(X + M)/2]	US\$bi 2003	70	72	73	74	73	88	115	153
Exportações	US\$bi 2003	85	85	85	83	79	96	125	166
Varição	%aa		0,4%	-0,9%	-2,3%	-1,4%	3,9%	5,5%	5,8%
Importações	US\$bi 2003	55	59	62	65	66	80	105	140
Varição	%aa		6,1%	6,4%	4,7%	0,5%	3,8%	5,6%	5,9%
Balança Comercial Bens e Serviços Não Fatores	US\$bi 2003	30	27	22	17	13	16	20	26
Exportações BSNF	US\$bi 2003	97	99	98	96	92	111	145	192
Importações BSNF	US\$bi 2003	73	78	82	85	79	95	125	166
Transferências ao Exterior	US\$bi 2003	24	21	16	11	6	7	9	11
Consumo Aparente	US\$bi 2003	396	408	423	439	484	590	745	955
População	Milhões hab	181,6	184,2	186,8	189,3	196,8	208,5	219,1	228,9
Consumo per capita	US\$2003/hab	2184	2215	2263	2317	2457	2832	3402	4174
Varição Consumo percapita	% ano		1,5%	2,1%	2,4%	2,0%	2,9%	3,7%	4,2%
PIB per capita	US\$2003/hab	2858	2905	2972	3049	3254	3782	4574	5648
Varição PIB percapita	% ano		1,6%	2,3%	2,6%	2,2%	3,1%	3,9%	4,3%

Parece interessante mencionar algumas das premissas e pré-condições consideradas:

Um dado positivo da evolução dos últimos anos – com reflexos esperados no crescimento nos próximos – foi a recuperação da poupança interna. Com efeito, este parâmetro, que corresponde à fração do PIB não consumida, recuperou-se significativamente a partir do ano 2000, como é indicado na Figura 18, podendo retomar o ritmo observado anteriormente à década de noventa.

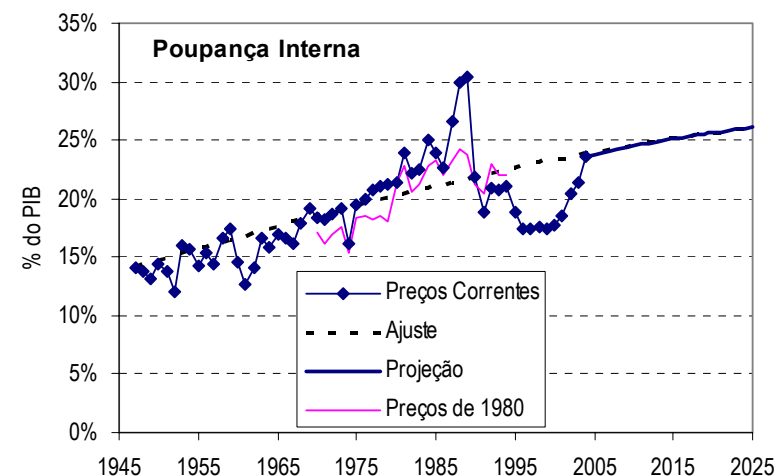


Figura 20: A poupança interna experimentou sensível recuperação nos últimos quatro anos e é fundamental para manter o processo de crescimento

A recuperação da poupança interna ainda não se refletiu de forma significativa no investimento já que ela foi acompanhada, até agora, por um incremento nas transferências para o exterior que correspondem a uma poupança externa negativa. Para que o incremento na poupança interna se transforme em investimento é necessário, como mostrado na Figura 21, que esta transferência seja paulatinamente reduzida nos próximos anos. Foi ainda considerado que a poupança seria ligeiramente incrementada, tendendo para 27% do PIB. Cabe ainda observar, nessa figura, que a queda de sete pontos (em percentual do PIB) na poupança interna não foi compensada, na década de noventa, pelo afluxo de poupança externa que ficou limitada a cerca de 2% do PIB após o Plano Real.

Poupança Interna, Externa e Investimentos

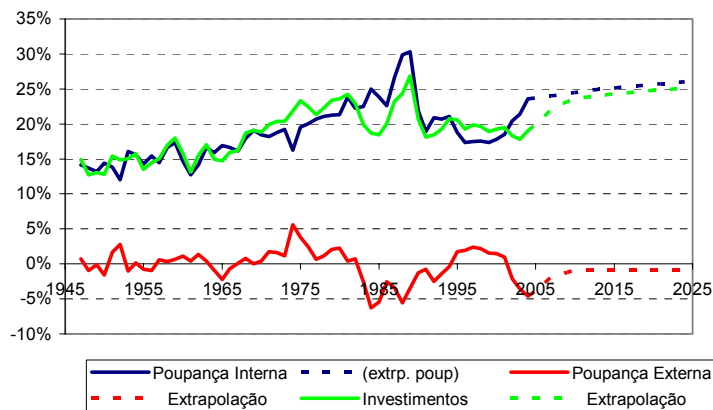


Figura 21: Para sustentar o crescimento é necessário manter a poupança interna e reduzir o nível de transferências para o exterior (saldo de serviços não fatores da dívida e bens) .

A suposição ora apresentada sobre a evolução da poupança interna significa que a queda de transferências de recursos para o exterior seria acompanhada, para sustentar o crescimento, do correspondente incremento no investimento.

Outro ponto interessante da análise efetuada é a contenção da queda na produtividade de capital que freou o crescimento na década de oitenta. Considerada a presente fase de desenvolvimento do Brasil, a produtividade de capital é bastante baixa e poderia ser incrementada.

Boa parte do crescimento de 2004 se deu pela maior utilização da capacidade instalada, que foi 3% superior à média histórica dos últimos anos embora ainda esteja onze pontos percentuais abaixo da observada no ano de máxima utilização (1973). De um lado, isto indicara necessidade de repor os investimentos, de outro, pode significar uma tendência a maior utilização da capacidade instalada que, se sustentada, poderia resultar em ganhos definitivos na produtividade de capital.

Nota: este programa é fruto de um modelo exposto no livro "Brasil: o Crescimento Possível" publicado em 1996 com base nos dados até 1993 então disponíveis. Na época, contrariando o otimismo vigente, foi apontada uma limitação a 3,5% na taxa de crescimento entre 1993 a 2003. Na ocasião, esse crescimento como limite era considerado um cenário terrivelmente pessimista, pois se acreditava que o Brasil estava

entrando em um círculo virtuoso de crescimento com a liberalização econômica.^{xvi}

O resultado da política dos anos noventa, acentuado pelo Plano Real foi (em termos da economia real) um hiato de poupança interna. Mesmo com a entrada de recursos externos, não foi possível reconstituir as taxas de investimentos anteriores, que sofreram uma queda entre 4 a 5% do PIB. É a primeira vez que o cenário de referência do programa (inercial) assinala possibilidades de crescimento superiores a 4%. Nos próximos anos, ainda se prevê falta de investimentos em virtude da inédita remessa de riquezas para o exterior. A partir de 2007, a poupança interna, recuperada nos últimos anos, permitiria um crescimento sustentado superior a 4%.

Crescimento das Demandas de Energia Total, em Energia Equivalente, e da Energia Elétrica

A demanda de energia é uma função do crescimento econômico em seus aspectos quantitativo e qualitativo^{xvii}. As diferentes formas de energia têm eficiência de uso diversas que devem ser levadas em conta na demanda global. Para isto levou-se em conta, basicamente, a eficiência do uso da energia para diversos fins, com o uso do conceito de energia equivalente. A expressão da demanda na forma de energia equivalente foi desenvolvida pela equipe da e&e, e descrita em artigo na revista de mesmo nome^{xviii}.

A evolução da demanda de energia equivalente por produto é apurada para o Brasil entre 1970 e 2003 e estimada para 1996 para outros países. A tendência observada para o Brasil é extrapolada, tendo em vista o valor deste parâmetro estrutural em diversos países de economia mais desenvolvida.

Diferentemente do parâmetro energia primária/ PIB, que chega a decrescer com o desenvolvimento (por substituição de energias por outras mais eficientes), o parâmetro energia equivalente/ PIB depende pouco do grau de desenvolvimento dos países como é mostrado no Anexo 4. Um programa, acoplado ao modelo macroeconômico projetar_e, permite fazer a projeção da demanda em energia equivalente e de energia elétrica coerentes com as hipóteses de crescimento econômico adotadas.

^{xvi} O crescimento real médio foi de 2,5% ao ano e as causas apontadas como limitadoras do crescimento se revelaram realistas.

^{xvii} A demanda de energia também cresce em virtude de outros fatores como a urbanização, mas isto pode ser incluído nos aspectos qualitativos do crescimento.

^{xviii} O conceito de energia equivalente baseia-se na equivalência, para cada setor e pelos diversos usos, de cada forma de energia em relação q uma "de referência". Abordagem similar havia sido desenvolvida para as matrizes energéticas elaboradas na Comissão Nacional de Energia e no Ministério de Minas e Energia nos governos Sarney e Collor.

A projeção do parâmetro energia equivalente/ PIB é mostrada na Figura 22

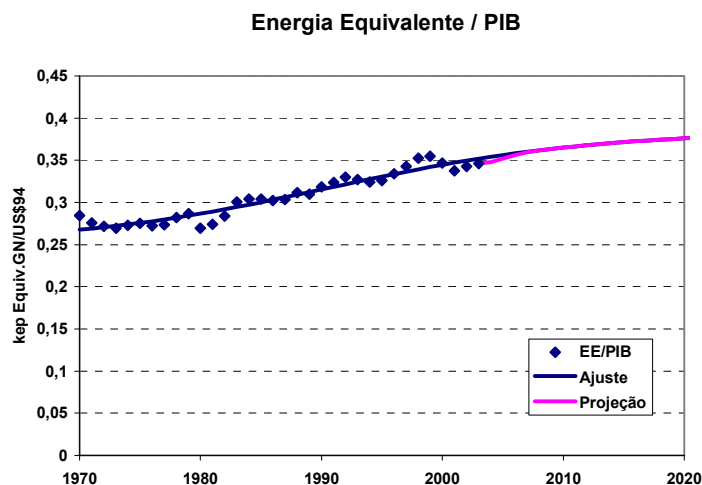


Figura 22: Evolução do parâmetro energia equivalente por dólar de PIB (preços de 1994) e sua extrapolação.

A demanda de energia elétrica é deduzida a partir de uma projeção de sua participação na demanda em energia equivalente no Brasil e em diversos países. A participação da energia elétrica na energia consumida aumenta com o desenvolvimento do país. Note-se que esta participação já é relativamente elevada para seu nível de desenvolvimento sendo, inclusive, superior às de Espanha, Alemanha e Reino Unido (dados de 1996), Mesmo assim, projeta-se para o fim do período um acréscimo de 14% da participação de energia elétrica no total consumido (valores expressos em energia equivalente). A evolução da participação da energia elétrica no total é mostrada na Figura 23.

Na Figura 24 mostra-se a evolução esperada para o PIB, energia equivalente total e energia elétrica em valores relativos à 1998,

As taxas de crescimento para 1995 a 2000 e as projetadas por período são:

	1995-2000	2000-05	2005-10	2010-15	2015-20	2020-25	2025-35	2003-35
PIB	2,2%	2,4%	3,7%	4,2%	4,9%	5,2%	5,1%	4,7%
Energia Equivalente	3,5%	2,7%	4,4%	4,6%	5,2%	5,4%	5,2%	5,0%
Energia Elétrica	4,7%	2,8%	5,0%	4,9%	5,3%	5,5%	5,2%	5,2%

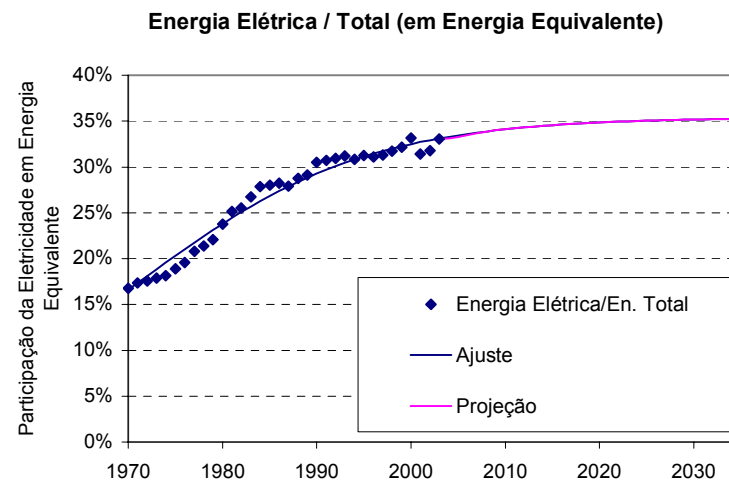


Figura 23: Projeção da participação da Energia Elétrica.

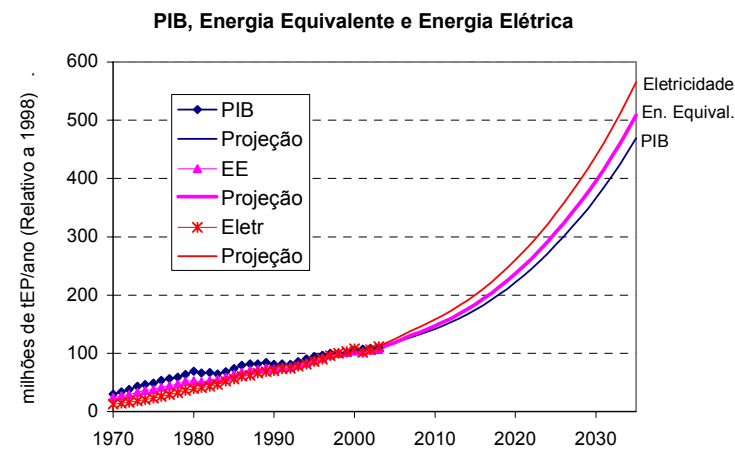


Figura 24: Projeções do PIB, energia equivalente total e energia elétrica até 2035.

Para esta avaliação importa principalmente a demanda de eletricidade atendida por centrais de serviço público^{xix}. É, pois,

^{xix} Mais especificamente interessaria a parte dessas centrais no sistema interligado; como a tendência é de aumentar a interligação e já hoje os sistemas integrados já são responsáveis

necessário descontar da demanda global as perdas na transmissão e distribuição e a demanda atendida por autoprodutores e importação.

Os valores históricos e extrapolados da participação desses três itens na demanda são mostrados na Figura 25.

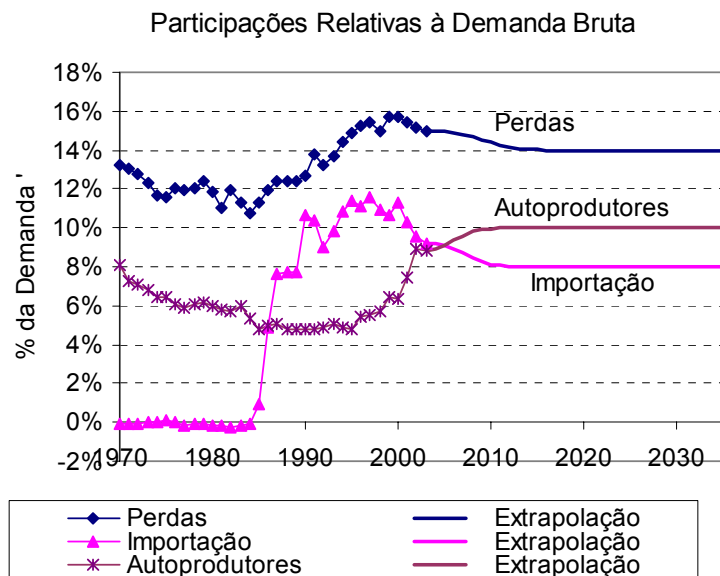


Figura 25: Valores da participação das perdas e da demanda atendida por autoprodutores e pela exportação utilizados para apurar a demanda de centrais de serviço público.

Tabela 4: Valores Estimados para Centrais de Serviço Público em TWh/ano

	2000	2005	2010	2015	2020	2025	2035
Perdas	62	67	81	100	130	169	282
Importação	44	41	46	57	74	97	161
Autoprodutores	25	40	50	64	83	109	181
Consumo	332	379	483	613	796	1040	1731
Transformação	349	405	519	656	851	1113	1852
Centrais Elétricas Serv. Público	324	366	468	592	768	1005	1671

pela grande maioria da demanda atendida, tomou-se a demanda atendida pelas centrais de serviço público como “proxy” do sistema integrado.

Capacidade de Armazenamento

O sistema elétrico brasileiro foi construído com base em grandes reservatórios capazes de propiciar uma regulação anual e plurianual da energia produzida.

Como foi visto anteriormente, esta capacidade de regulação vem se reduzindo paulatinamente. A questão que se coloca atualmente não é se o Brasil efetuará o aproveitamento hídrico do potencial existente, mas em que medida este aproveitamento seria regulável por meio de reservatórios.

A admissão no discurso oficial de que o sistema energético brasileiro não é mais um sistema essencialmente hídrico, mas um sistema misto, predominantemente hídrico que contempla uma participação térmica essencial, considera de uma forma implícita que as usinas térmicas assumirão, parcialmente, essa função de regulação.

A não explicitação da característica complementar da energia térmica no sistema tem levado, na opinião dos autores, a enganos na estratégia de sua implantação.

Evolução da Capacidade de Armazenamento

A Figura 6 mostrou como evoluiu a capacidade de armazenamento (em energia) relativa à produção hídrica.

Pode-se também avaliar a queda na capacidade de armazenamento, examinando-se o comportamento do incremento da capacidade dos reservatórios em função do acréscimo de potência. De acordo com a ONS, (Planejamento Anual da Operação Energética Ano 2004), o valor médio para as usinas que fazem parte dos sistemas integrados era de 2,99 hm³ por MW de potência instalada (potência efetiva) em 2003. Na potência adicional programada até 2006, o acréscimo previsto era de 1,24 hm³ por MW (41% do existente).

Na Figura 26 mostra-se a evolução da capacidade de acumulação em volume de água armazenável (em hm³) para usinas que representam 75% do total da acumulação existente para as quais foram apuradas as datas em que os reservatórios foram colocados em utilização.

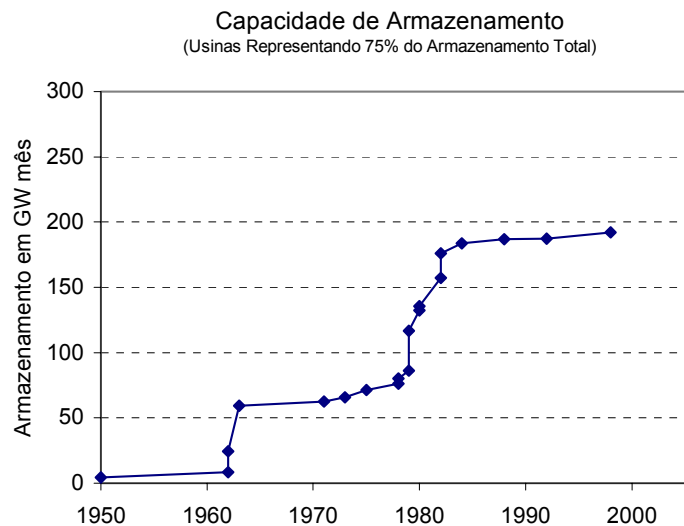


Figura 26: Evolução da capacidade de Acumulação para usinas que representam 75% da total. (Lista da ONS de principais reservatórios)

Os dados mostrados na Figura 26 baseiam-se na lista da ONS dos principais reservatórios. Embora não abranja os 100% da capacidade de armazenamento, chama atenção o fato de que neste conjunto o crescimento da capacidade de armazenamento tenha sido, em 20 anos, de apenas 3%. Por outro lado, a potência instalada (total país) cresceu quase linearmente entre 1970 e 2003 (quintuplicou no período) e, como pode-se observar na Figura 27, duplicou nos últimos vinte anos.

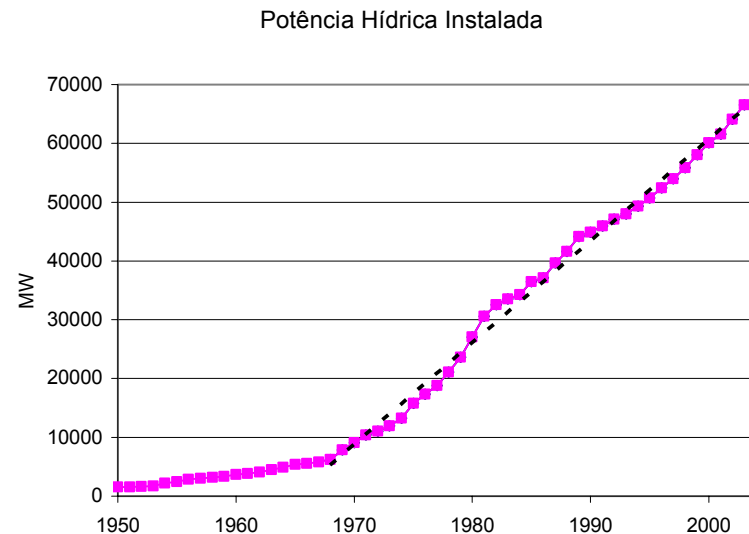


Figura 27: Crescimento da potência instalada; as trajetórias entre 1950 e 1968 e entre este ano e 2003 são quase lineares.

A construção de grandes reservatórios, com as atuais restrições ambientais e sociais, é um desafio para a expansão do sistema de geração, que a nova estrutura institucional procura resolver. De qualquer forma, não se pode antever no médio prazo, incremento significativo de reservatórios com capacidade de regulação plurianual.^{xx}

A Preferência pela Hidráulica.

Em qualquer sistema é natural que, estando as energias térmica e hidráulica disponíveis, seja usada a de menor custo operacional que, no caso das térmicas, está muito ligado ao preço do combustível utilizado. Em um sistema administrado pelo Estado, fica fácil estabelecer a preferência e determinar a remuneração das empresas geradoras de termoelectricidade pela disponibilidade, como foi feito, durante décadas, com as principais térmicas brasileiras a óleo combustível. É interessante conhecer o que acontece em um sistema de mercado mais livre onde a existência de contratos poderia inibir a escolha lógica.

^{xx} A ANEEL não tornou públicos os dados sobre o armazenamento previsto (ainda que estimados) para os projetos licitados que poderiam dar uma boa indicação para o futuro mais próximo. Mesmo de posse dessa informação, ter-se-ia de considerar que as limitações ambientais para estes projetos ainda não foram todas vencidas.

Nos EUA a questão da variação da oferta por ocorrência de chuvas praticamente inexistente. Por outro lado, verifica-se uma forte oscilação sazonal da demanda com picos bem marcados de verão e inverno.

A geração de energia elétrica nos EUA é predominantemente feita na base de carvão mineral, responsável por 51% da produção nos anos 2002 e 2003. A segunda fonte é a nuclear (20%), seguida do gás natural (17%). A energia hidráulica representa 7% do total^{xxi} (

A regulação das variações sazonais é feita usando o conjunto de energéticos que contribuem para a geração de eletricidade. Como pode-se observar na Figura 28, a maior contribuição vem do carvão e do gás natural (pico de verão). Este último, fortemente usado no aquecimento doméstico, encontra na geração elétrica um uso alternativo no verão. A energia nuclear e “Outros” também contribuem para esta regulação.

Varição da Geração de Energia Elétrica por Fonte nos EUA

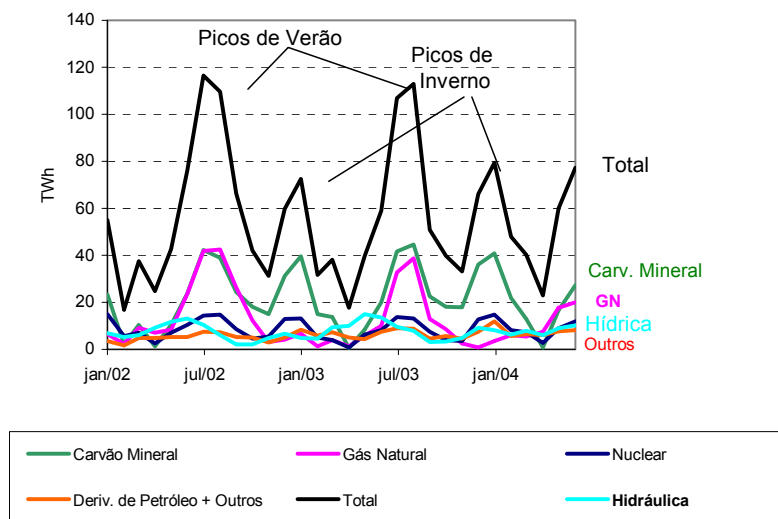


Figura 28: Variação da produção de energia elétrica nos EUA (valores acima do mínimo mensal) mostrando que a regulação é principalmente feita pelo carvão mineral e gás natural (pico de verão); a produção de energia hidráulica segue ritmo próprio ao contrário das demais.

Já a geração hidráulica praticamente não contribui para a regulação. Ao contrário, as outras fontes se adaptam ao seu

^{xxi} Janeiro de 2002 a Julho de 2004

comportamento sazonal. Embora sua curva de geração anual mostre que existe uma regulação para o sistema (amplitude de oscilação 50% da média), a prioridade de gerar com a água leva a deslocar outras fontes, quando necessário. Ou seja, no sistema americano, onde a economia de mercado é dominante, a prioridade de geração hídrica se estabeleceu, obedecendo a lógica econômica.

A Complementação Térmica

A menor capacidade de armazenamento nos novos empreendimentos implica que a complementação térmica tem, no novo sistema hidro-térmico brasileiro, um papel de regulação. Isto implica no uso das térmicas, de maneira a complementar a hídrica, em ocasiões em que se verifique uma baixa precipitação ou que a demanda tenha crescimento maior do que o esperado.

As conseqüências desse caráter complementar da térmica não foram bem assimiladas pelo sistema e existem projetos de térmica que contam (ou contaram) para sua viabilidade com fatores de capacidade da ordem de 85%.

Parte-se aqui do princípio de que nenhum sistema racional vai verter água enquanto queima combustível para gerar nas usinas térmicas. Em um sistema livre, a venda de energia entre as companhias resolveria este problema e, em um sistema controlado pelo Estado, espera-se que o administrador evite a irracionalidade.

A conseqüência é que a utilização de térmicas em um sistema predominantemente hídrico será obrigatoriamente baixa. No Anexo 4 foram estudadas várias situações de regulação mista térmica e hídrica e a utilização esperada das térmicas revelou-se baixa em quase todas elas.

A Figura 29 mostra um exemplo onde a demanda é 20% superior a energia natural afluente média e o estoque em relação a esse parâmetro é de 3 meses. Nesta situação, as térmicas têm que atender, em média, 20% da demanda. Para uma afluência de 100 a capacidade instalada de termelétricas deveria ser 66.^{xxii} Existem situações onde as térmicas permaneceriam até um ano paradas, como a do segundo ano no exemplo da Figura 29.

^{xxii} As unidades são relativas à afluência. Para materializar o exemplo, se a afluência média mensal fosse de 100 Gw, a capacidade de armazenamento seria 300 GW mês e a capacidade térmica instalada 66 GW.

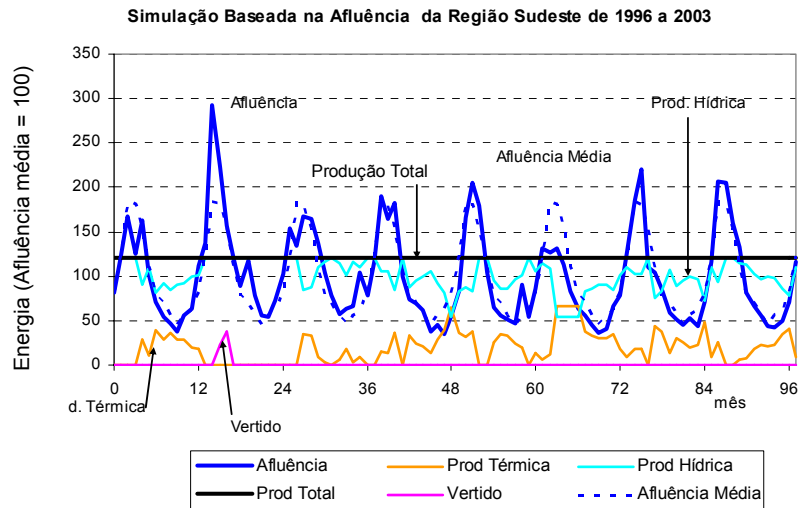


Figura 29: Exemplo de um sistema hidro-termelétrico com uma demanda 20% superior à energia natural afluente média e armazenamento/ afluência de 3 meses.

A situação apresentada ilustra o problema operacional e financeiro que pode ocorrer (e já está ocorrendo) para as empresas térmicas de geração se não existir um mecanismo compensatório de remuneração adequado na ausência de demanda. Note-se que o problema mostrado pode ocorrer tanto pelo excesso de chuvas como por frustração da expectativa de crescimento da demanda. Na hipótese da geração térmica ser a única alternativa de consumo para um combustível (como o gás natural associado), corre-se o risco verter mais água para queimar gás. A inadequação do uso do gás natural associado ou do sob contrato “take or pay” para a geração térmica é inerente ao sistema predominantemente hídrico e não uma circunstância motivada por erro de previsão de demanda, muito embora isto também seja um dos fatores que têm reduzido o uso médio das térmicas.

Participação da Térmicas na Geração de Eletricidade

A evolução da capacidade instalada de produção de eletricidade é mostrada na Figura 30. Nos últimos anos, como consequência da crise de abastecimento de 2001 e pela projetada disponibilidade de gás natural importado, houve um forte incremento de térmicas.

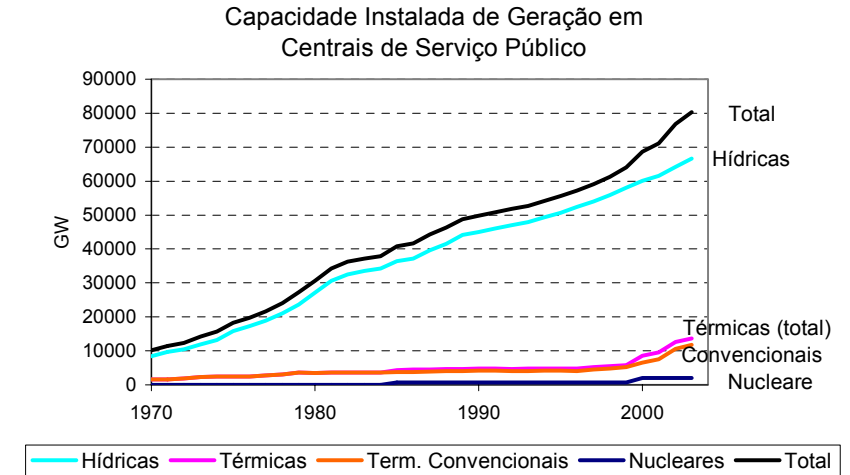


Figura 30: A capacidade instalada no Brasil é predominantemente hídrica, tendo havido a partir da crise de abastecimento de 2001 uma retomada da participação das térmicas.

A participação das térmicas no parque gerador brasileiro é mostrada na Figura 31. Na capacidade de geração, foi ligeiramente superada a participação de cerca de 16% da capacidade instalada, existente no início da década de setenta, .

Participação das Térmicas na Capacidade Instalada

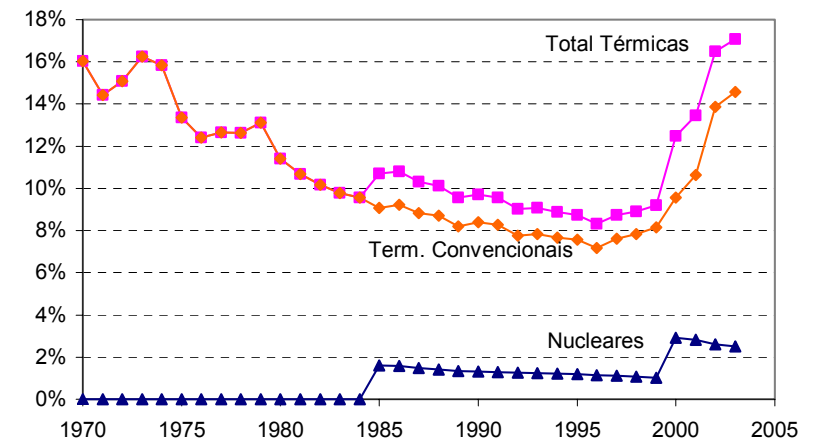


Figura 31: A recuperação da participação das térmicas na capacidade de geração é um fato marcante pós crise de 2001.

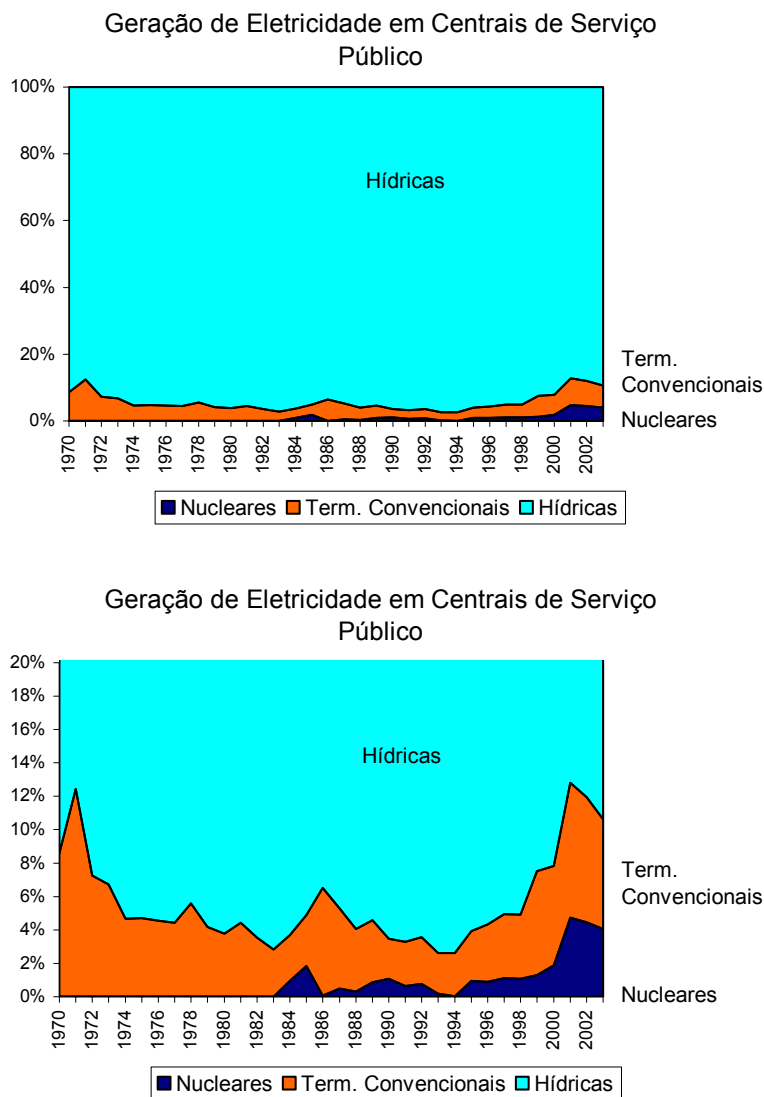


Figura 32: Participação na geração de eletricidade por tipo de central. No detalhe abaixo pode-se observar que a maior participação da eletricidade térmica na geração esteve associada a aumentos no crescimento econômico (início da década de setenta e Plano Cruzado em 1986) ou a dificuldades de abastecimento hídrico (2001).

Em termos de participação na energia gerada, o Brasil é um país essencialmente hídrico, como mostra a Figura 32. Como para a capacidade já instalada as térmicas concorrem com uma fonte primária de custo praticamente zero, as oscilações de oferta e demanda agem diretamente sobre a utilização dessas centrais.^{xxiii}

Pelas razões já expostas, o fator de capacidade das usinas térmicas é historicamente baixo no Brasil, como é mostrado na Figura 33.

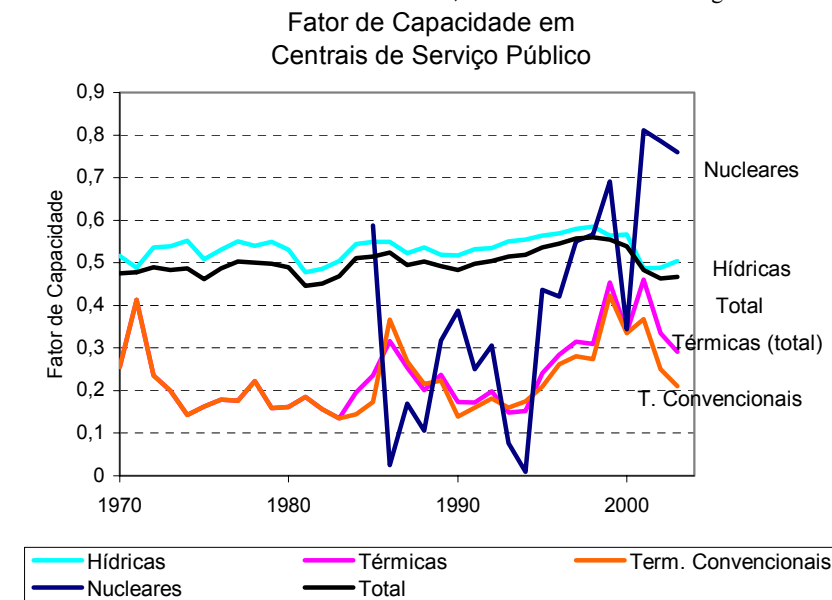


Figura 33: Fatores de Capacidade para diferentes tipos de usinas

Projeção de Participação de Térmicas para Atender a Regulação

Considerou-se por muito tempo no Brasil que seu sistema continuaria sendo essencialmente hídrico e que a energia térmica viria a cumprir seu papel quando esgotado o aproveitamento do potencial hídrico. Esta idéia continua a subsistir, já que a função de regulação só recentemente tem sido realçada. A baixa utilização inerente a esse papel das térmicas praticamente não tem sido mencionada.

Feita a projeção da demanda e da fração correspondente a centrais de serviço público em item anterior, o próximo passo é determinar o parque de geração necessário e sua composição em termos de tipo de central. Foram acrescentados ao programa de determinação da demanda de energia módulos para a projeção da

^{xxiii} O custo de capital, tanto das hídricas como das térmicas, existe independentemente de seu uso; no caso das hídricas o custo é predominantemente de capital, no caso das térmicas convencionais o que predomina é o custo do combustível.

capacidade térmica necessária. Estes módulos se acoplam ao módulo macroeconômico, permitindo refletir na parte energética e no planejamento das centrais elétricas outras hipóteses de crescimento ou de política energética.

Nas simulações sobre a necessidade da energia térmica, foi usado um valor mínimo para sua participação média na geração; isto foi feito supondo a demanda acima da afluência média. No exemplo da Figura 29 esse mínimo é de 20%.

No passado aqui estudado (1970 a 2003), essa participação variou entre 2,6% e 12,8% com uma média de 5,6%. A manutenção de um percentual médio de utilização das térmicas tem razões operacionais (a principal é dar rápida resposta ao crescimento da demanda acima do previsto) e políticas (manutenção da demanda de carvão mineral e da tecnologia nos diversos tipos de centrais). O valor de 10% (na geração) foi o adotado neste trabalho para indicar inicialmente a necessidade de geração térmica para novas usinas. Este percentual pode ser considerado como uma base térmica independente das necessidades de regulação.

O aumento da participação das térmicas no futuro estaria condicionado a essa necessidade de regulação e ao eventual esgotamento do potencial hídrico por motivos físicos e por questões de custo.

A razão energia armazenada / energia afluyente média das usinas existentes é, como mostrado na Tabela 5, de 5,8. Para a usinas em construção, este dado não parece disponível. Sabe-se, no entanto que a razão volume de água armazenado das usinas/ potência instalada tem um valor de 59% menor que a das atuais. Suposta a proporcionalidade entre as duas razões^{xxiv}, a razão energia armazenada/ energia afluyente média seria 2,4 meses.

A Figura 34 mostra a distribuição do potencial elétrico remanescente apurado até 2003 (inventariado + estimado). Os aproveitamentos da Região Norte representam 56% do potencial não aproveitado. A razão armazenamento / afluência média nas usinas desta região que fazem parte dos sistemas integrados é de 2,1 meses. Deve-se lembrar que os aproveitamentos da Região Norte (fundamentalmente Tucuruí e Serra da Mesa) foram bastante contestados por razões ambientais. Ou seja, não obstante a resistência encontrada, esses aproveitamentos já previam um armazenamento insuficiente e foram concebidos para usar a capacidade de regulação já existente nos sistemas integrados. Mesmo Itaipu, que pode ser considerado um projeto símbolo da época de grandes empreendimentos, tem uma razão armazenamento/ afluência de apenas 0,7 mês.^{xxv}

Potencial Remanescente
(Dados BEN/MME 2004)

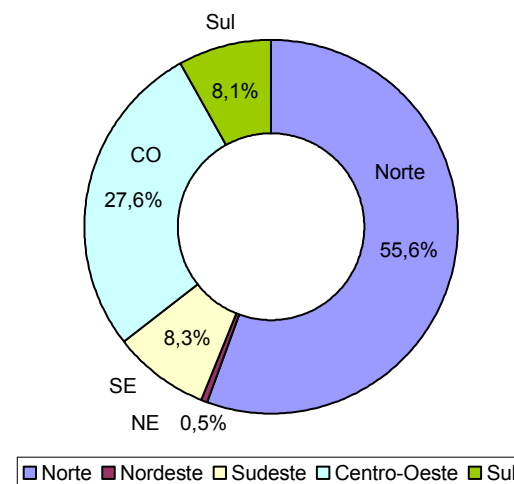


Figura 34: Distribuição do potencial remanescente por região para o ano 2003 (potencial estimado + inventariado)

Tabela 5: Valores da capacidade de armazenamento relativos à energia natural afluyente

Sistema	Capacidade de armazenamento (Gw mês)	Produção mensal (Gw mês) / mês	Armazenamento / produção (meses)	ENA mensal média (Gw)	Armazenamento / ENA (meses)
SE	176,6	25,8	6,8	28,1	6,3
S	15,3	4,9	3,1	4,8	3,2
SE + S	191,9	30,7	6,3	32,9	5,8
N	11,8	3,1	3,8	5,7	2,1
NE	49,6	4,7	10,6	5,0	9,9
N + NE	61,4	7,8	7,9	10,7	5,7
Sistemas Integrados	253,3	38,5	6,6	43,5	5,8

Para as novas hidrelétricas foram consideradas quatro hipóteses para a razão energia armazenada por energia afluyente: 2,5, 2,0, 1,5 e 1,0. Disto resulta a participação de térmicas no futuro e o fator de utilização condizentes com seu papel de reguladoras.

^{xxiv} A relação depende ainda do valor das produtividades à jusante.

^{xxv} É natural que uma usina no “fim da linha” (não tem capacidade instalada à jusante no Brasil) tenha uma menor ENA. Mesmo assim, o valor é baixo.

Como ponto de partida, toma-se a demanda em energia elétrica e a fração correspondente às centrais de serviço público já estimadas. A projeção do fator de capacidade foi feita para as térmicas já existentes e para as hídricas (existentes e futuras) com base no comportamento histórico. Para as novas térmicas, levou-se em conta suas limitações de uso quando funcionam como reguladoras do sistema.

Fator de Capacidade das Centrais de Serv. Público

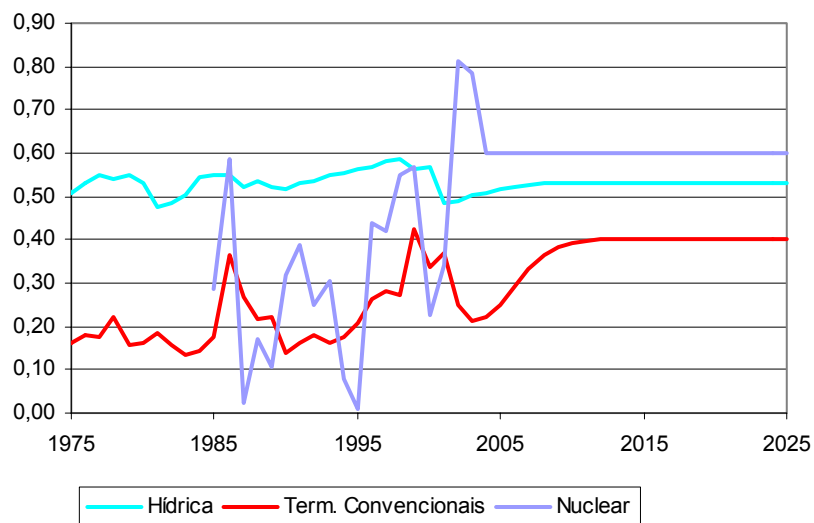


Figura 35: Projeção dos fatores de capacidade a serem usados para as hidrelétricas e para as térmicas existentes. Para as novas térmicas, será levado em conta seu fator de capacidade como reguladoras do sistema.

A partir da capacidade de armazenamento existente no último ano conhecido e dos fatores de capacidade calculados, pode-se projetar a demanda adicional a ser atendida pelas novas centrais.^{xxvi}

Para determinar os fatores de capacidade e a necessidade de regulação térmica no sistema, foram usados os resultados expostos no Anexo 2, que consideram um histórico de 8 anos para a Região Sudeste. As oscilações da afluência em torno da média observada para a região Sudeste serviram de base para simulações adaptadas a parâmetros sazonais de outras regiões.

Na Figura 36 estão sintetizados estes resultados e representadas as funções usadas para as interpolações do programa desenvolvido para o cálculo. Espera-se que a razão energia armazenada/ afluência continue se reduzindo ao longo dos próximos

^{xxvi} O uso de parâmetros do ano anterior na determinação de grandezas ajustadas ao comportamento histórico visa evitar cálculos circulares.

anos. Por esta razão, a capacidade de armazenamento é representada em valores decrescentes na figura. Deve-se assinalar que, no caso brasileiro, o valor mínimo já está fixado pela capacidade de armazenamento existente. Se todo o potencial estimado e inventariado atualmente (cerca de 140 GW firmes) fosse utilizado, sem nenhum incremento de reservatórios de regulação, a razão energia armazenada/ afluência ainda estaria em 1,8 mês quando terminado o aproveitamento do potencial.

O que está indicado no gráfico da capacidade térmica em função da energia acumulada é que a capacidade térmica relativa à demanda (ou à energia afluente) cresce na medida que se reduz a capacidade de armazenamento.

A capacidade térmica de regulação é planejada como a mínima que garante a produção estipulada. Nessas condições, quando a participação das térmicas na regulação cresce, prevê-se um aumento da água vertida, sobretudo nos anos mais chuvosos.

Capacidade Térmica Necessária e Fatores de Capacidade

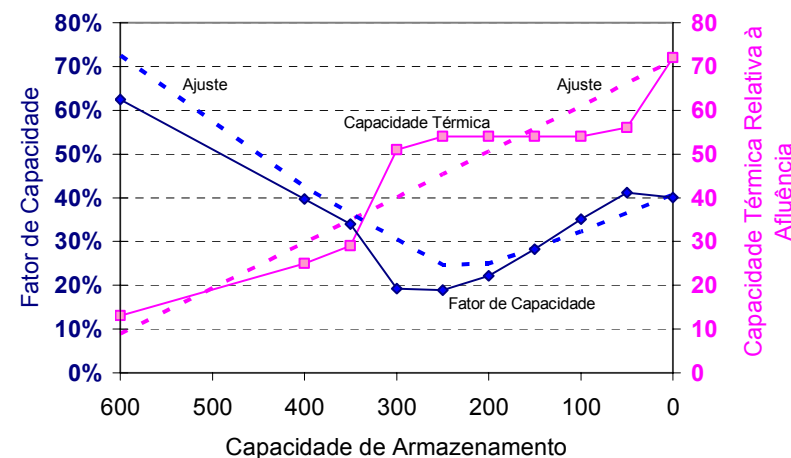


Figura 36: Ajustes de valores de participação das térmicas e da capacidade térmica instalada para complementar a regulação por reservatórios, na medida que for reduzida a capacidade de armazenamento (valores relativos a uma afluência mensal = 100).

Para obter o valor da capacidade hídrica e térmica a serem instaladas para atender a demanda, adotou-se o procedimento descrito no quadro seguinte:

Procedimento de Cálculo

- Tomou-se a demanda prevista para os anos futuros;
- Estimou-se a demanda atendida pelas usinas existentes ao final de 2003 usando fatores de capacidade extrapolados a partir do histórico;
- Considerou-se que a demanda não atendida acarretaria um incremento na potência instalada correspondente (térmica e hídrica);
- Tomou-se o valor do armazenamento do ano anterior para deduzir, usando as curvas mostradas na Figura 39, a capacidade térmica necessária para a regulação e o fator de capacidade esperado;
- Uma fração (exógena) dessa capacidade é considerada como nuclear lançada em módulos de 1,3 GW,
- A partir da capacidade térmica de regulação necessária e do fator de capacidade esperado, determinou-se a geração esperada;
- Determina-se a demanda não atendida pela capacidade anterior e pelas novas térmicas que deve ser atendida por novas usinas hídricas
- Usando-se o fator de capacidade projetado para as usinas hídricas, determina-se a capacidade hídrica necessária(*);
- Um valor exógeno da razão energia máxima armazenada/ energia afluente (*az*) foi atribuído a esta nova capacidade;
- O novo valor global de energia máxima armazenada / energia afluente é determinado a partir da média proporcional dos dados relativos às usinas existentes e da capacidade adicional;
- Repete-se o procedimento para o ano seguinte.

(*) A utilização do fator de capacidade das hídricas, derivado do comportamento histórico para as futuras centrais, pode ser contestada já que a presença de usinas operando com pequeno ou nenhum reservatório de regulação de água pode ser incrementada. Isto exigiria maior capacidade hídrica instalada e baixaria o fator de capacidade, mas não modificaria a necessidade de regulação térmica já que a redução da razão armazenamento/ afluência já foi considerada. Deve-se lembrar, no entanto que a presente quantidade de máquinas no sistema sobrepassa, segundo o planejamento de operação da ONS, as necessidades de geração para os próximos anos.

A Figura 37 mostra os valores esperados para a capacidade instalada no horizonte 2035 para $az = 2,0$ para novas usinas. Em uma primeira aproximação, não se considera os limites para hídricas, o que será feito mais adiante.

Capacidade Instalada Centrais Elétricas de Serviço Público
(Histórico e Projeção)

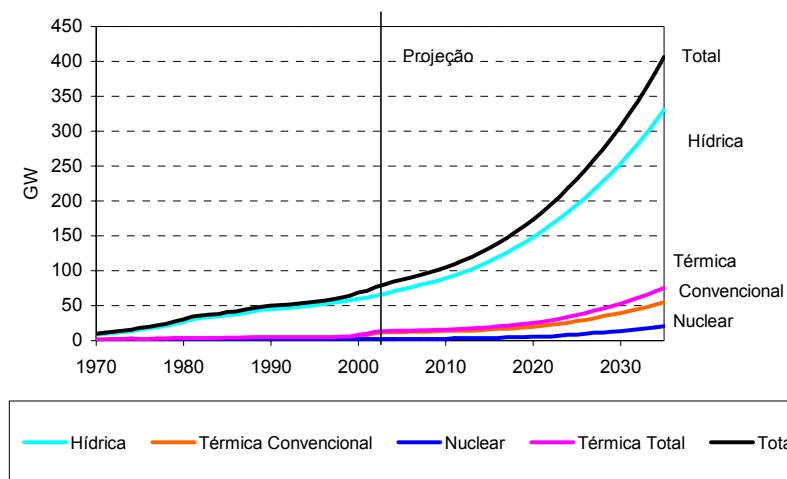


Figura 37: Projeção da capacidade instalada com térmicas dimensionadas para atender 10% da demanda e as necessidades de regulação. Não foi considerado limite físico ou econômico para as hidrelétricas.

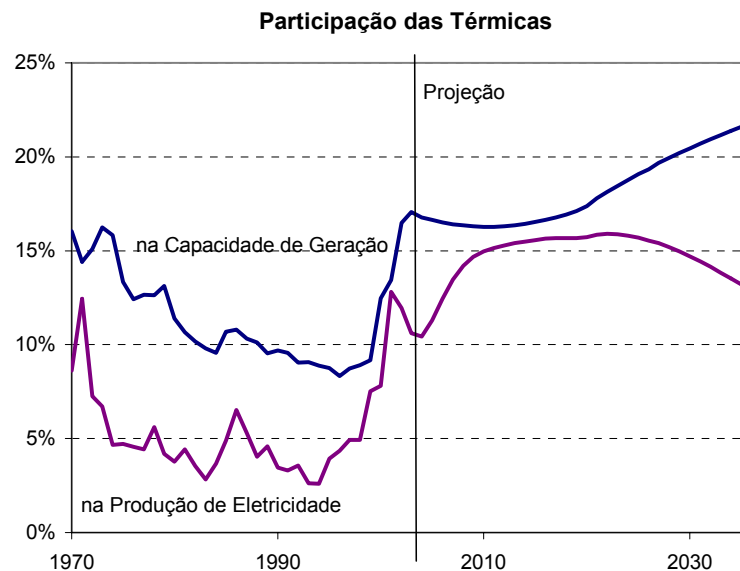


Figura 38: Participação das térmicas na produção de eletricidade e na capacidade de geração para $az=2$ e para o cenário de referência aqui adotado.

A Figura 39 mostra os resultados da demanda térmica para vários valores da razão **az**

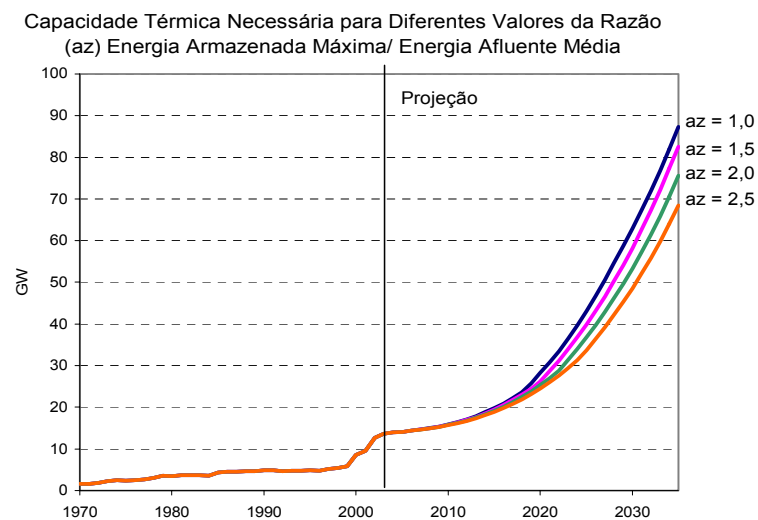


Figura 39: Capacidade térmica necessária para regulação do sistema (sem limitações para hídrica) em diferentes hipóteses de capacidade de armazenamento das novas usinas.

Pode-se observar que até 2010 a necessidade de novas térmicas é pouco afetada pela razão **az** nas novas usinas. Isto se deve não só à existência de capacidade de armazenamento no sistema, mas à capacidade térmica que a reação à crise de abastecimento de 2001 (e à oferta adicional de gás natural) acumulou. Em qualquer dos casos, no entanto, a necessidade de regulação deverá provocar um considerável incremento de capacidade térmica adicional.

Participação das Térmicas na Capacidade de Geração

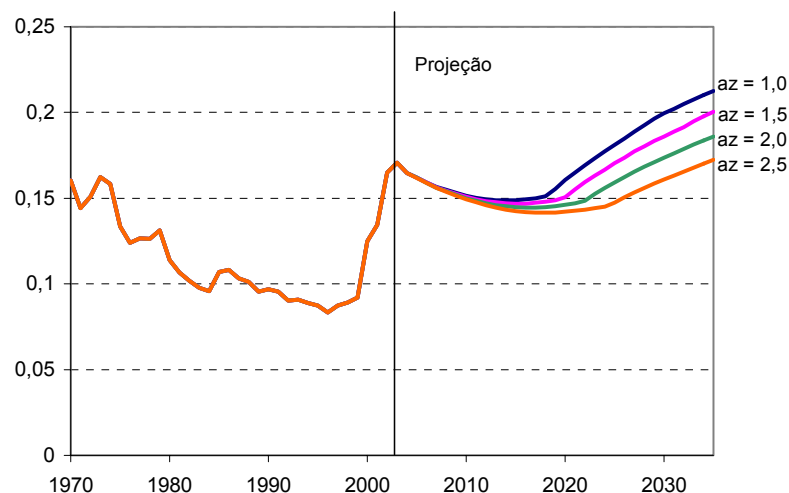


Figura 40: Participação das térmicas na capacidade de geração para regular o sistema.

Outros Limites para as Hídricas

Além dos problemas de regulação já abordados, outras limitações, como a do potencial físico e a do custo econômico crescente das hídricas, devem ser consideradas.^{xxvii}

No que concerne ao potencial físico, o Ministério de Minas e Energia publica avaliações periódicas do potencial inventariado e do estimado, cuja evolução é mostrada na Figura 30. Os dados passados foram utilizados para a projeção do potencial para incluir prováveis acréscimos.

^{xxvii} A evolução dos custos previstos para as novas centrais hídricas precisa ser reavaliada quando se considera a presença de barragens de menor ou nenhuma regulação, já que seria incrementado o custo com máquinas e reduzido o custo das barragens. Por esta razão, no cenário de referência aqui adotado, não se considerou o limite econômico.

Potencial Hídrico

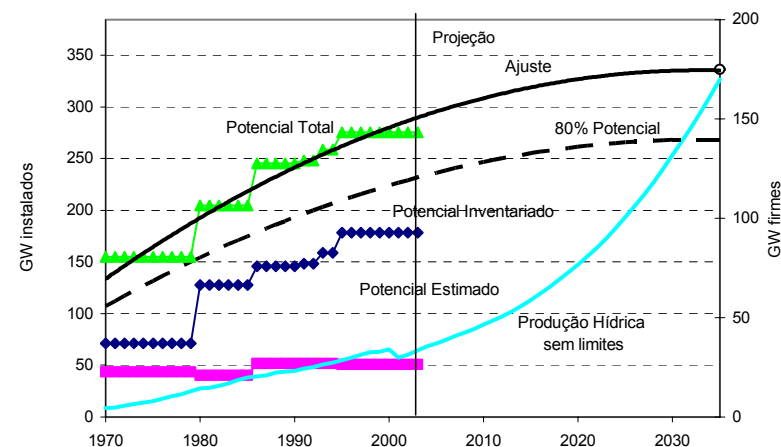


Figura 41: A evolução do potencial hidrelétrico inventariado ou estimado e sua extrapolação mostra o limite de esgotamento (para 80% do potencial total) entre 2030 e 2035.

O potencial total (inventariado + estimado) publicado no BEN 2004 era (para 2003) avaliado em 143 GW de energia firme. A Eletrobrás divulga em seu portal um valor de 260 GW para o potencial total de geração. Os valores são coerentes entre si se admitirmos um fator de capacidade (fc) de 0,55. Se for considerado um aproveitamento de 80% do potencial tem-se um limite de 114 GW de energia firme ou (considerando-se o valor de fc=0,52 usado aqui para o final do período) de 219 GW instalados.

Da extrapolação da Figura 41 chega-se a um potencial de 175 GW firmes ou 337 GW instalados. Em uma hipótese otimista, pode-se chegar a 80% de realização deste potencial, o que corresponderia a uma capacidade instalada limite de 270 GW fornecendo 140 GW firmes.

Do lado das térmicas existe forte dependência do preço dos combustíveis, com exceção da nuclear. Com efeito, estudo da e&e, baseado em preços de combustíveis e investimentos da segunda metade da década de noventa, indica que o custo do gás natural representa 2/3 do custo da geração em ciclo simples e mais da metade em uma central de ciclo combinado. O custo do carvão nacional representa pouco mais de 1/3 do custo da geração. Já nas centrais nucleares, o combustível representa pouco mais de 10% do custo da eletricidade. Isto as transforma em uma boa referência para se visualizar

os limites da geração hídrica. O valor superior daquele estudo (65 US\$/MWh) seria um limiar aceitável. Isto conduz a um limite de cerca de 140 GW instalados.

Ou seja, segundo um critério ou outro, o limite para a capacidade hídrica estaria entre 140 GW a 270 GW instalados. Como hipótese limite, considera-se aqui a capacidade de 270 GW^{xxviii}.

Uma consideração importante sobre o combustível dessas térmicas é que deverá admitir uso descontínuo ao longo do tempo, alternando meses de intenso funcionamento com de baixo funcionamento. Uma das condições que deve apresentar este combustível é a facilidade de estocagem. O caráter complementar das térmicas fará com que em boa parte do tempo elas devam ser remuneradas pela disponibilidade. Para favorecer a concorrência na geração normal (fora do papel de regulação), um dos modelos é a do Estado (através das estatais ou pela contratação de particulares) assumir a regulação, que seria cobrada do “pool” de produção.

Projeção da Capacidade de Geração a ser Instalada

Para que se tenha uma projeção da capacidade instalada, necessária para atender uma demanda identificada, é preciso adotar algumas premissas que são explicitadas a seguir, com base nas várias simulações realizadas e no exame da experiência existente no Brasil e no exterior:

- Razão energia máxima armazenada / afluência **az** = 2,0 para as próximas usinas,
- Capacidade térmica mínima de 10% relativa à demanda média (aproximadamente 5% da capacidade total instalada),
- Limite de Capacidade Hídrica 270 GW,
- Participação nuclear na nova capacidade térmica de 30%.

O primeiro parâmetro baseia-se nas usinas atuais da Região Norte. O segundo pode ser considerado bastante conservador, já que a capacidade de geração térmica atual relativa à demanda média é de 36%. O limite de aproveitamento da capacidade hídrica corresponde praticamente ao pleno aproveitamento do potencial hídrico. A participação da energia nuclear na geração térmica está próxima da praticada nos países da OCDE (28%) e inferior a da União Européia (35%). Neste particular, deve-se considerar que todos estes países já possuíam uma base térmica instalada anteriormente às crises do petróleo e às restrições ao aumento das emissões de carbono. O Brasil,

^{xxviii} O que corresponde a ignorar as limitações de custo crescente das hídricas

que está constituindo um parque térmico, deve tender a instalá-lo minimizando combustíveis que apresentem riscos de abastecimento ou de variações bruscas de preço. Conservadoramente, optou-se por manter uma participação próxima da atual.

Essas premissas e as projeções de crescimento econômico e de consumo energético permitem construir um quadro de demanda e de evolução da capacidade de geração.

Para se ter em conta o esgotamento do potencial hídrico, foi construído em primeiro lugar um cenário sem limites para a geração a ele associado, como mostrado anteriormente (Figura 37). Em seguida, foi introduzida a limitação de capacidade hídrica ao final do período, sendo transferida para as térmicas o crescimento da capacidade instalada para atender a limitação imposta (usa-se uma constante de tempo exógena para que a mudança não seja brusca entre os tipos de centrais).

A Figura 42 mostra a evolução esperada da produção de energia em centrais de serviço público e a Figura 43, a participação da energia elétrica gerada por tipo de central. A ampliação na escala, na parte inferior da figura, mostra que a hipótese sobre a participação das centrais é bastante conservativa até 2030 e se destinaria, até aquele ano, a ajudar a regulação do sistema.

Produção de Energia Elétrica em Centrais de Serviço Público (Histórico e Projeção)

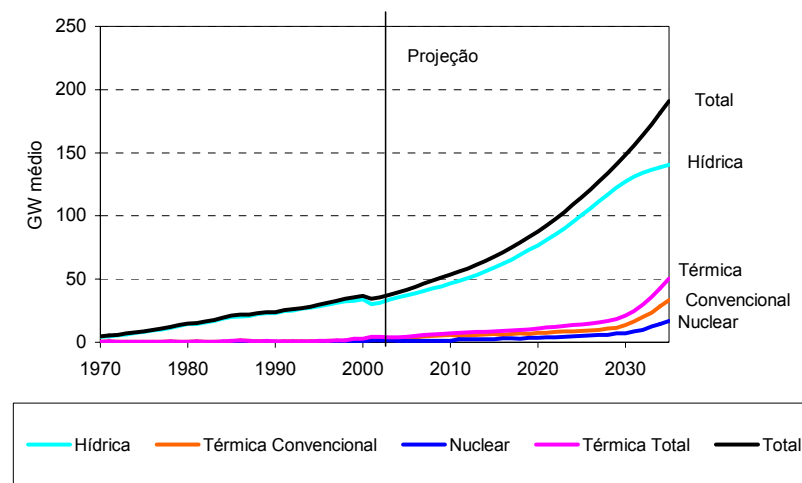
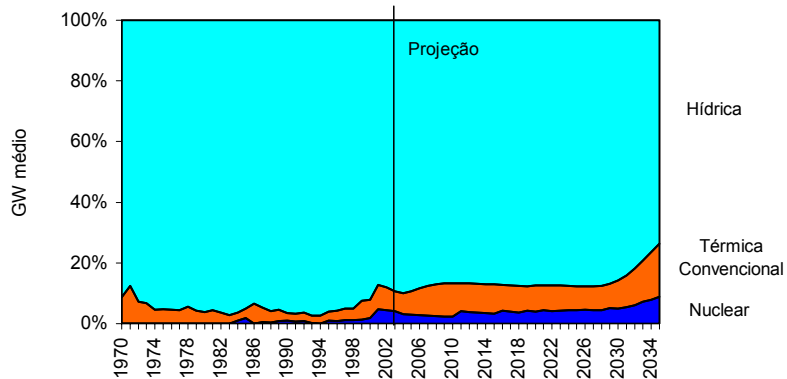


Figura 42: Projeção da produção de energia por centrais de serviço público com a indicação do tipo de geração previsto.

Produção de Energia Elétrica em Centrais de Serviço Público (Histórico e Projeção)



Detalhe das Térmicas

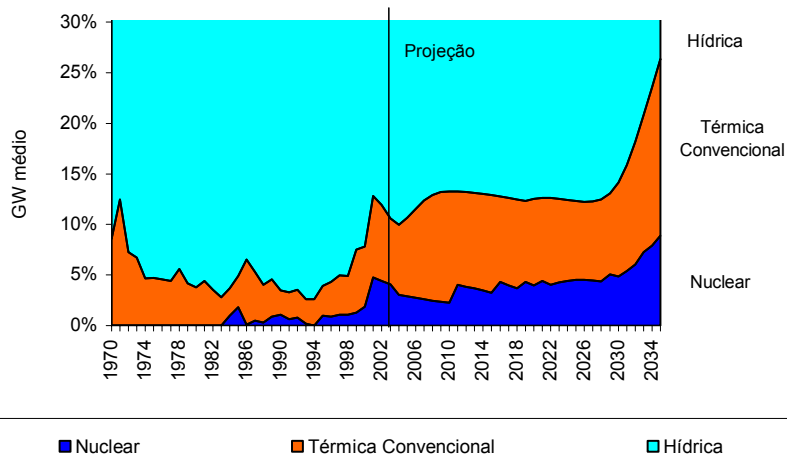


Figura 43: Participação das centrais na geração de energia projetada mostrando que a distribuição entre as diferentes centrais, até 2025, permanece muito próxima, em termos de participação, da verificada nos anos de 2001 e 2002. O sistema ainda continuaria predominantemente hídrico (abaixo o detalhe da participação das térmicas)

O histórico da capacidade instalada e sua projeção por tipo de central estão representados na Figura 44.

Capacidade Instalada Centrais Elétricas de Serviço Público (Histórico e Projeção)

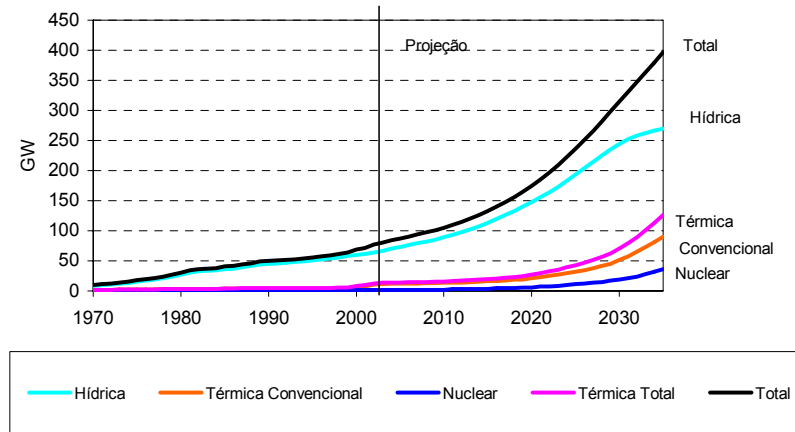


Figura 44: Evolução e projeção da capacidade por tipo de central.

A Figura 45 mostra o incremento anual da capacidade instalada projetada para atender a demanda.

Acréscimo Potência Anual Serviço Público

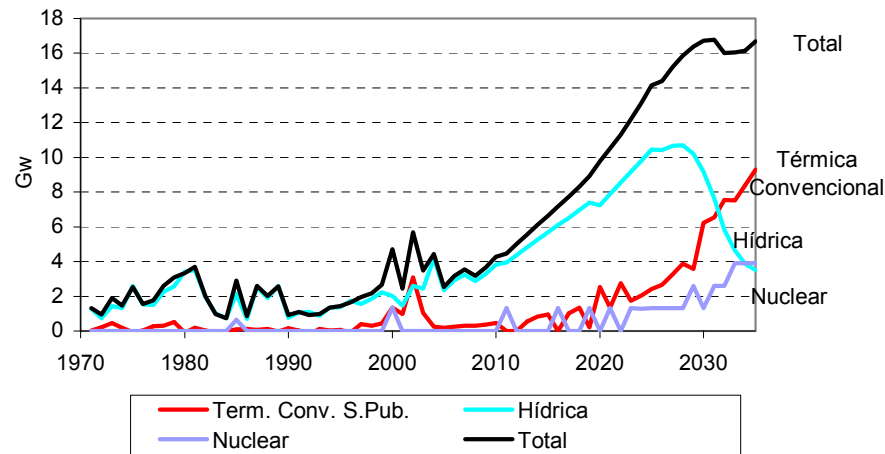


Figura 45: Capacidade adicional necessária para a geração; note-se que o acréscimo de potência nuclear foi considerado em unidades de 1,3 GW

Na Tabela 6 mostra-se, para anos escolhidos, a evolução prevista da capacidade instalada e da produção de eletricidade por tipo de central.

Tabela 6: Capacidade Instalada e Produção de Eletricidade por Tipo de Central

	2000	2003	2010	2015	2020	2025	2030	2035
Capacidade instalada GW (Centrais de Serviço Público)								
Hídrica	60,1	66,6	89,3	113,4	147,6	193,4	244,5	270,0
Térmica Convencional	6,6	11,7	13,8	16,2	21,3	31,6	51,2	90,5
Nuclear	2,0	2,0	2,0	3,3	5,9	11,1	18,9	35,8
Reatores Nucleares*	2	2	2	3	5	9	15	28
Total	68,7	80,3	105,1	132,9	174,8	236,1	314,7	396,4
Produção Eletricidade TWh (Centrais de Serviço Público)								
Hídrica	299	294	407	517	673	882	1156	1490
Térmica Convencional	19	22	52	57	66	79	121	293
Nuclear	6	13	11	19	30	45	63	149
Total	324	329	469	593	769	1006	1339	1931

* de 1,3 GW

Na Figura 21 pode-se observar que a entrada de centrais nucleares foi considerada em unidades de 1,3 GW. A projeção da necessidade de novas térmicas foi feita em conjunto, sendo consideradas, para as nucleares, a entrada de cada usina. A época de sua inserção corresponde à situação em que 30% da demanda térmica superar 50% da capacidade da próxima central. A entrada da primeira central adicional (correspondente a Angra III) foi localizada para 2011 e a seguinte para 2016 e 2019. Para a década seguinte, foi estimada a entrada em operação de dez centrais e para a primeira metade da década dos trinta mais treze centrais (acréscimo total de 26).

A projeção do fator de capacidade para os diversos tipos de centrais é mostrada na Figura 46. Como era esperado, o fator de capacidade é baixo para as térmicas convencionais em virtude de seu caráter complementar à geração hídrica. Somente a partir de 2030 o maior uso das centrais térmicas na base do sistema melhora sua taxa de utilização.

Foi ainda considerada a hipótese de limitar-se o potencial hidrelétrico a 140 GW instalados considerando que esse seria o limite econômico para a exploração do potencial.^{xxix} Neste caso, a capacidade de térmicas instaladas atingiria 214 Gw dos quais 62 Gw nucleares.

^{xxix} Esse limite baseia-se em extrapolação do crescimento de custos da energia hidráulica e considerando não econômico custos acima de 65 US\$/ MWh

Fator de Capacidade por Tipo de Central

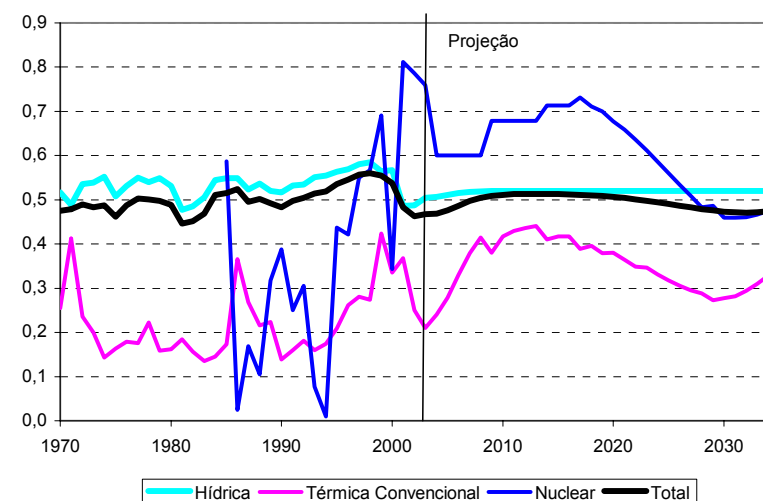


Figura 46: Fator de capacidade por tipo de central, mostrando que o caráter complementar da geração térmica implica em um baixo índice de utilização da capacidade térmica instalada. No caso das nucleares, seu menor custo de combustível favorece sua utilização.

Conclusões

O estudo mostrou que a necessidade de regulação do sistema hídrico é o fator predominante que levaria à necessidade de implementação de um parque térmico no Brasil até o final da segunda década. A necessidade desta regulação térmica decorre da dificuldade de construir grandes reservatórios, como foi feito no passado. A presença de térmicas passou a ser condição necessária para a expansão do sistema hídrico.

Com efeito, a capacidade de regulação dos sistemas já foi reduzida a um terço da que existia em 1970 e os novos aproveitamentos hídricos, com menor capacidade de armazenamento relativa à produção, podem incrementar a instabilidade.

Outro aspecto importante que surge da simulação dos sistemas é que, com exceção da região Sul, não existe complementaridade entre os regimes de chuva entre as regiões e a introdução nos sistemas interligados da geração dos rios da Região Norte deve agravar o problema da sazonalidade, pelo menos até que possam ser incorporados ao conjunto gerador (se o forem) os afluentes da margem esquerda do Amazonas. Com efeito, pelo menos os afluentes da margem direita têm

meses secos coincidentes com os da região SE, NE e CO. Ou seja, embora a diversidade de bacias possa minorar, por questões estatísticas, os efeitos de ocorrência de períodos secos anormais, não se deve supor que sua incorporação ao sistema contribua para reduzir a sazonalidade de um ano típico.

No cenário de referência montado, foram consideradas hipóteses bastante otimistas relativas ao aproveitamento do potencial hídrico, inclusive quanto à evolução da capacidade de armazenamento. Mesmo assim, a necessidade de regulação adicional será sentida a partir de 2010. Até lá, a capacidade de estoque hídrico existente e as térmicas já instaladas seriam usados na regulação.

As térmicas usadas nesta função deverão operar em um sistema descontínuo, seja em virtude do comportamento sazonal da oferta hídrica, seja pela necessidade de usar térmicas para cobrir variações negativas da precipitação e de desativá-las em caso de excesso de chuva em um ou mais anos. O equacionamento dos investimentos envolvidos em todos os tipos de centrais é um desafio a ser enfrentado.

A maior interligação e o aumento, pela instalação de novas máquinas, da capacidade de geração dos sistemas (se não usada para a produção regular) podem propiciar também melhoras na estabilidade do conjunto.

Como centrais térmicas preferenciais, do ponto de vista de regulação do sistema, surgem as centrais que operassem em fase inversa à das chuvas. São desse tipo as centrais a biomassa operando com resíduos agrícolas.

As centrais a gás natural associado ou no processo “take or pay” não apresentam facilidades para variações prolongadas na demanda. Algumas centrais de baixa taxa de utilização poderiam ainda operar com derivados de petróleo.

A opção mais provável é que o parque de geração térmica abrigaria um conjunto de centrais, com diferentes combustíveis, onde as nucleares cumpririam um papel central, já que, uma vez instaladas, apresentam o mais baixo custo de combustível.

A partir de 2025 o esgotamento do potencial hídrico estará mais próximo; isto exigirá a instalação de térmicas operando na base e que deverão continuar expandindo após 2035.

No horizonte considerado, não se espera nenhuma mudança significativa na geração de energia elétrica a nível mundial. Com efeito, a experiência centenária do setor mostra que as mudanças no perfil de geração são lentas e defasadas nos países do terceiro mundo. Em termos práticos, a inexistência de soluções tecnológicas esperadas para os próximos quinze anos nos países desenvolvidos implica que elas não ocorrerão no Brasil no horizonte de 30 anos aqui estudado.

As perspectivas de médio prazo indicam um papel importante para a geração nuclear. Para os outros países em desenvolvimento, a opção nuclear pode estar sendo fechada sob alegações de não proliferação. O Brasil – que já domina comercialmente o ciclo de combustível dos reatores PWR, inclusive na etapa mais sensível do enriquecimento – tem a oportunidade de manter o acesso a esta fonte de energia. A conclusão da usina de Angra 3, que se insere perfeitamente nas necessidades energéticas do futuro próximo, é um passo importante na consolidação do acesso a esta fonte energética.

Lista de Anexos

(Disponíveis em http://ecen.com/eee49/eee49p/ecen_49p.htm)

Anexo 1: Nota Metodológica sobre Modelo Simples de Simulação de Sistemas Hidrelétricos

Anexo 2: Cenário Macroeconômico de Referência

Anexo 3: Projeção da Demanda de Energia Elétrica com base na Energia Equivalente

Anexo 4: Nota Metodológica sobre a Introdução de Térmicas em Sistema Predominante Hidrelétrico com Auxílio de um Modelo.

¹ Sazonalidade na Região Norte com novas usinas

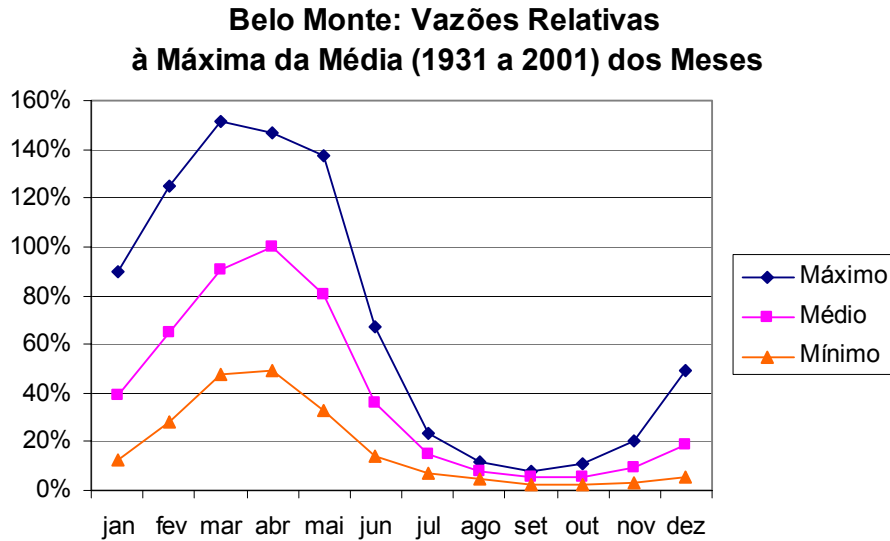


Figura NF1.1: Valores máximo e médio das vazões em Belo Monte. O valor da razão entre as vazões mínima/máxima (curva de valores médios) é de 5%. O “mínimo dos mínimos” é de 2% do máximo da curva média. Chama-se a atenção que a curva de mínimos (ou máximos) não representa um ano de vazão mínima (ou máxima), mas os valores extremos observados para cada mês.

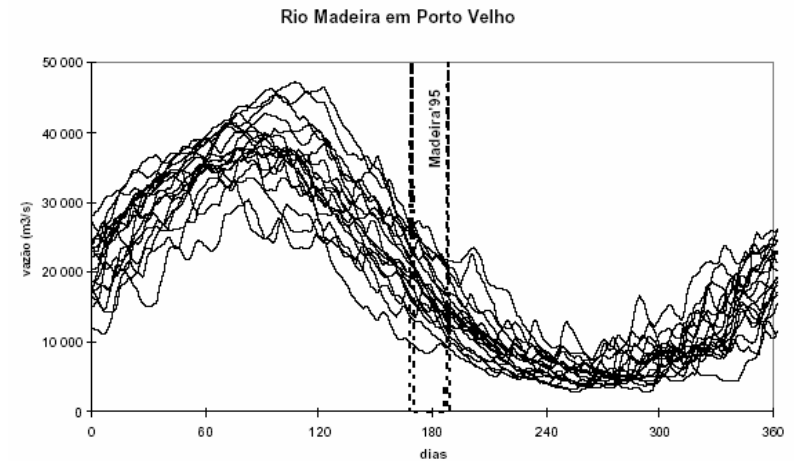


Figura NF1-2: Vazão do Rio Madeira em Porto Velho. A razão entre as vazões mínima e máxima (média) tirada do gráfico é cerca de 13%. Note-se que os meses de máximo e mínimo não diferem muito dos usados para a região Norte, baseados em dados do Rio Tocantins.

² Complementaridade de Anos Secos e de chuvas abundantes entre NE e Sul. O gráfico da média móvel de 12 meses da energia natural afluyente para as Regiões Sul e NE (Figura NF2.1) mostra uma aparente complementaridade entre anos secos e de maior precipitação nas regiões NE e Sul. O período mostrado não é suficiente para conclusões definitivas.

Aparente Complementariedade entre Afluências na Região NE e Sul (média móvel 12 meses)

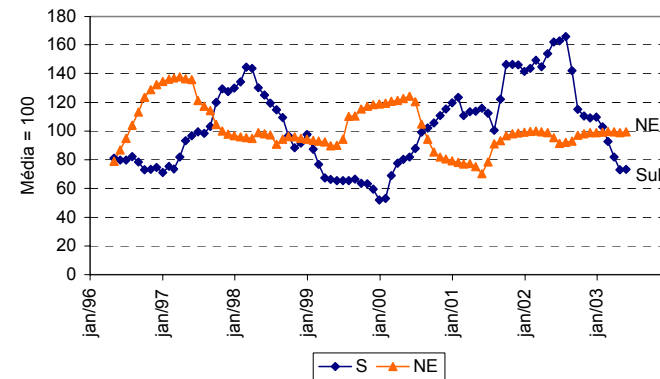


Figura NF2.1: Os dados de energia natural afluyente mostram uma correlação (negativa) entre os regimes de chuva do NE e Sul.