

Um “Porto de Destino” para o Sistema Elétrico Brasileiro

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

**Versão completa: Relatório Técnico +
Anexos 1, 2, 3 e 4**

Equipe Técnica:

Carlos Feu Alvim (coordenador)

José Israel Vargas

Othon Luiz Pinheiro da Silva

Omar Campos Ferreira

Frida Eidelman

Versão de 08 de Abril de 2005

Conteúdo deste volume:

Relatório Técnico: Características dos Sistemas Elétricos Integrados do Brasil e sua Projeção até o Horizonte de 2035	64 páginas
Anexo 1: Simulação do Sistema Hidroelétrico	19 páginas
Anexo 2: Usinas Térmicas	22 páginas
Anexo 3: Cenário Macroeconômico de Referência (Resultados)	22 páginas
Anexo 4: Projeção de Demanda de Energia e de Geração em Unidades de Serviço Público	07 páginas
Total do documento:	134 páginas

SUMÁRIO

Introdução	2
A Sazonalidade do Sistema Elétrico Brasileiro	4
A Simulação do Sistema	8
Sistema com Regulação Plurianual.....	11
Sistema com Regulação para Ano Típico.....	13
Sistema a Fio d'Água.....	13
Sistemas com Regulação Parcial	14
Comportamento dos Sistemas Regionais e Teste de Aderência	14
1. Sistema Sudeste	15
2. Sistema NE.....	17
3 . Sistema Norte.....	19
4 . Sistema Sul.....	21
5. Os Sistemas Integrados	23
Inclusão das Térmicas na Simulação.....	24
Crescimento Econômico em Cenário de Referência	28
Crescimento das Demandas de Energia Total, em Energia Equivalente, e da Energia Elétrica	31
Capacidade de Armazenamento.....	34
Evolução da Capacidade de Armazenamento.....	35
A Preferência pela Hidráulica.....	36
A Complementação Térmica	38
Participação da Térmicas na Geração de eletricidade.....	39
Projeção de Participação de Térmicas para Atender a Regulação.....	42
Outros Limites para as Hídricas.....	50
Projeção da Capacidade de Geração a ser Instalada	52
Conclusões	57
Listas	59
Lista de Anexos:	59
Lista de Tabelas	59
Lista de Figuras.....	60

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 do 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;

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.

- 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.

A Sazonalidade do Sistema Elétrico Brasileiro

Na Figura 1 é mostrada a variação anual da Energia Natural Afluente (ENA)² 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).

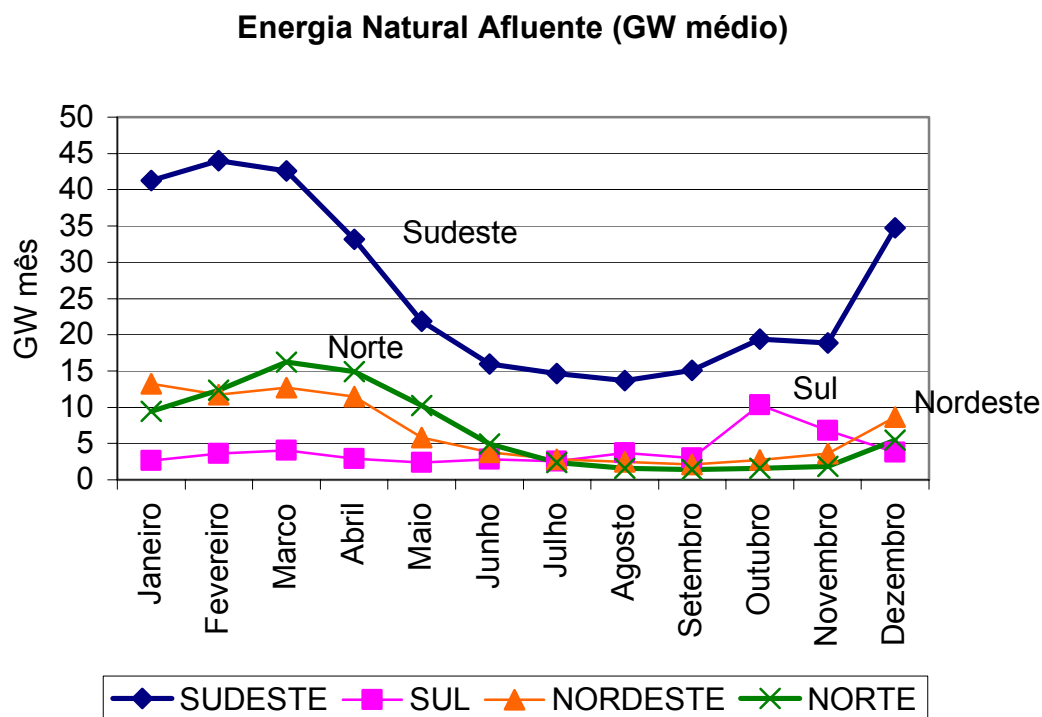


Figura 1: Energia Natural Afluente ao longo do ano de 2002 (Projeções ONS)

Na Figura 2, os mesmos dados da Figura 1 são representados em relação à energia natural afluente mensal máxima. 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.

² 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.

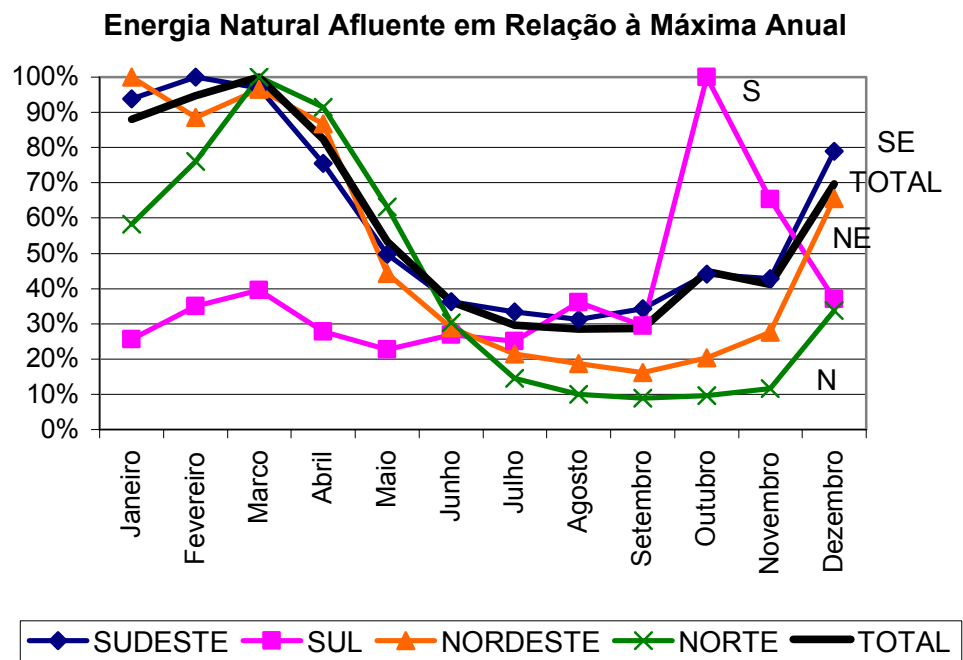


Figura 2: Energia Natural Afluyente relativa ao valor máximo mensal (baseado nos mesmos valores da Figura 1). Note-se que a sazonalidade da região Norte (nas usinas integradas) é bastante pronunciada sendo que a aflüência de Agosto a Novembro é apenas cerca de 10% da máxima esperada (mês de Março).

Vazão Natural Afluyente Tucuruí (m³/s)

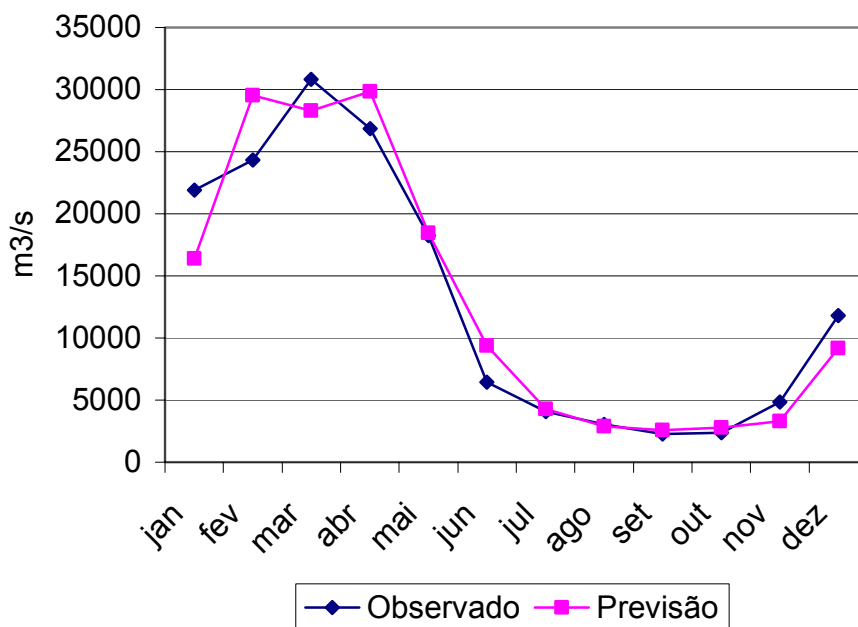


Figura 3: Vazão natural correspondente à represa de Tucuruí onde se pode constatar a forte sazonalidade representada para a vazão (projetada pela ONS e a efetivamente observada) para o ano 2000.

Para complementar o observado, mostra-se (Figura 3) a vazão natural na represa de Tucuruí que apresenta um período de cinco meses bastante secos.

Na Figura 4, 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 comportamento histórico³). 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 regular⁴ permite uma boa descrição da afluência.

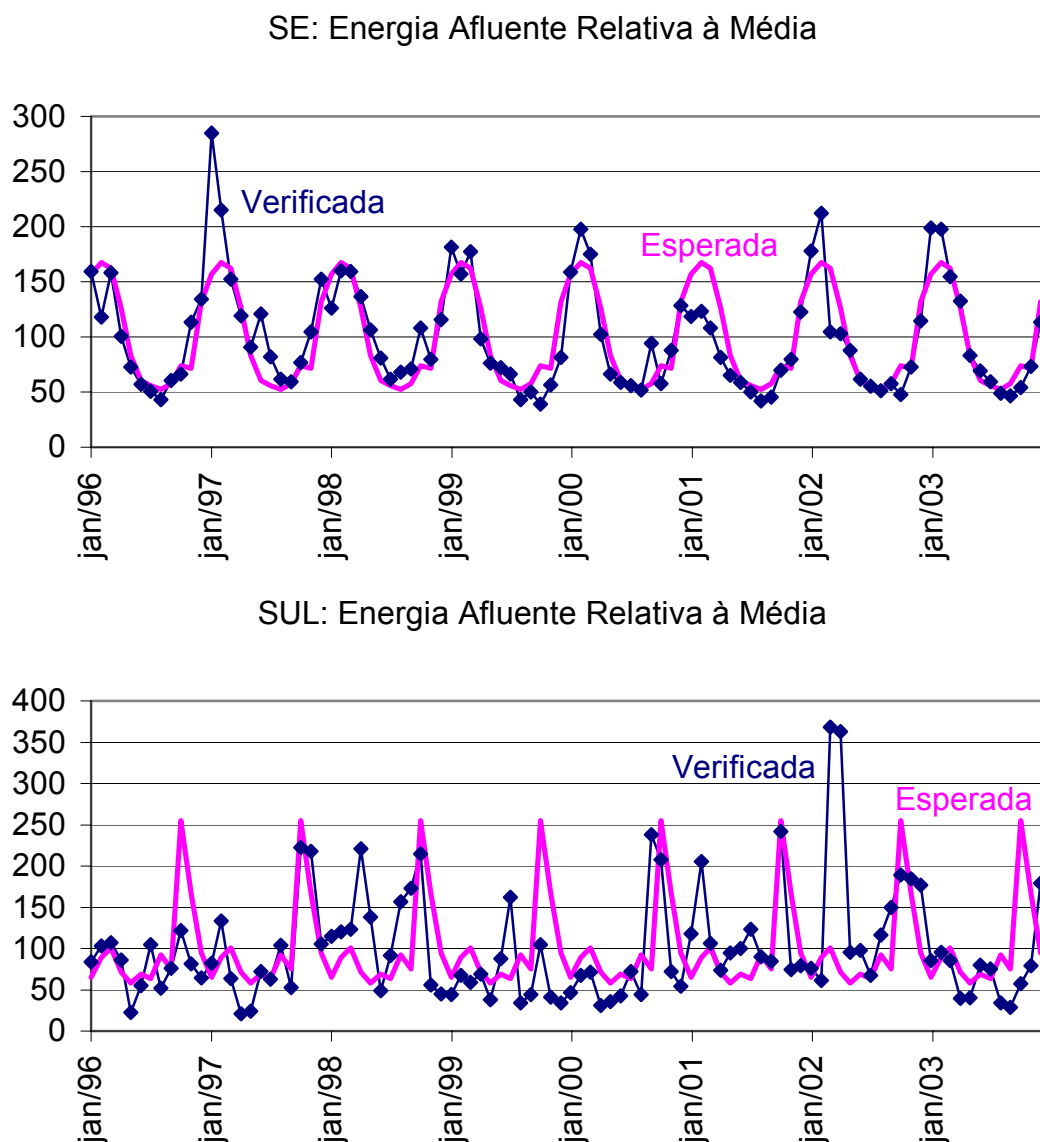


Figura 4: Comparação entre a sazonalidade do Sudeste e do Sul. No Sudeste existe uma certa regularidade; no Sul a afluência, ao longo do ano, oscila em torno de 70% da média apresentando picos de chuva, bastante distintos do esperado.

³ 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.

⁴ Função co-seno com período anual + constante.

Já no que concerne à geração (que em geral reflete a demanda⁵), as oscilações sazonais são menos importantes que as observadas em outros países.

A oscilação anual média da demanda no Brasil é comparada (Figura 5) com a observada nos EUA⁶. Enquanto a amplitude da oscilação sazonal de geração no Brasil (diferença entre máximo e mínimo) é de cerca de 2,0%⁷, a dos EUA atinge 28%. Em compensação, do lado da oferta, a variação sazonal na energia afluyente (oferta de energia hídrica) no sistema integrado brasileiro atinge 120% em relação ao valor médio. Como nos EUA a participação da geração 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 demanda⁸. 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.

Comparação da Geração Sazonal nos EUA e Brasil

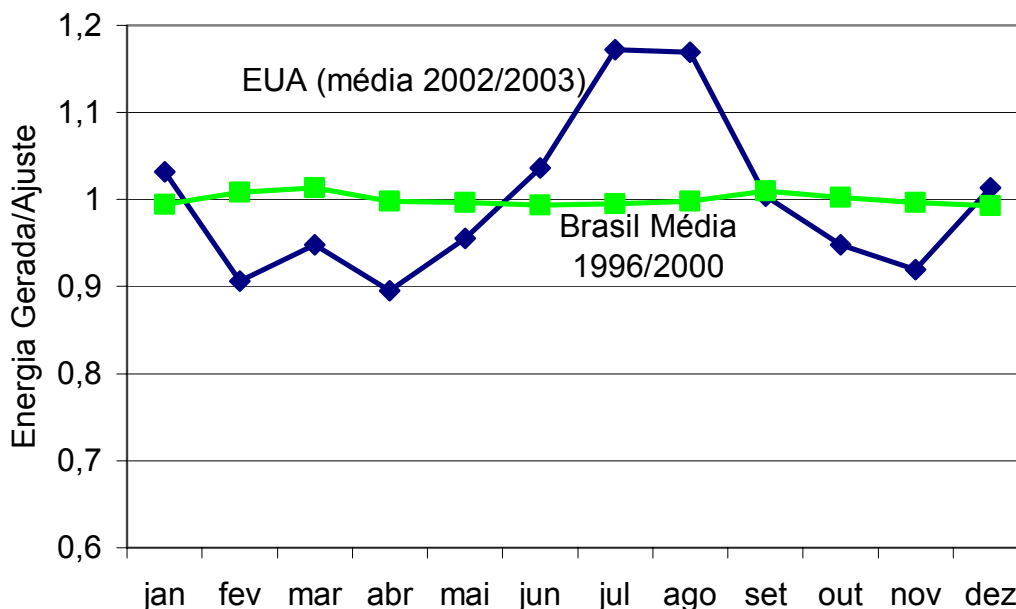


Figura 5: A variação sazonal na geração é muito maior nos EUA que no Brasil. Para o Brasil não foram usados dados após 2001 em virtude da alteração que o racionamento introduziu nos últimos anos. Fontes: EIA/DOE/USA e ONS (Brasil).

⁵ 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.

⁶ Fonte: Energy Information Administration (EIA)/ Department of Energy USA <http://www.eia.gov>.

⁷ 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.

⁸ 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).

A oscilação diária da demanda é importante no Brasil, como o ilustra o comportamento da demanda do Estado de São Paulo (Figura 6)⁹. 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 considere a disponibilidade de uma capacidade de geração superior à média da demanda (em geral de cerca de 20%).

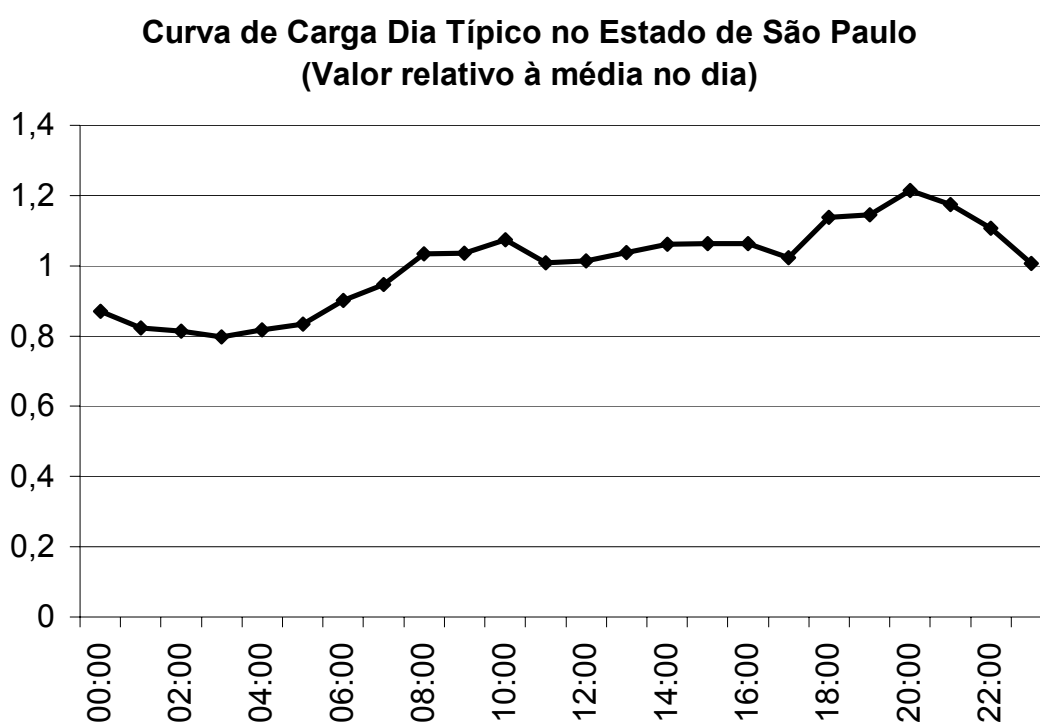


Figura 6: Variação da carga em relação à média diária. A amplitude de variação ao longo do dia chega a 40%.

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.

⁹ 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 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 7). Para os demais sistemas (ver Anexo 1), com exceção do Sul, a representação dos sistemas obedece bastante bem à função acima mencionada.

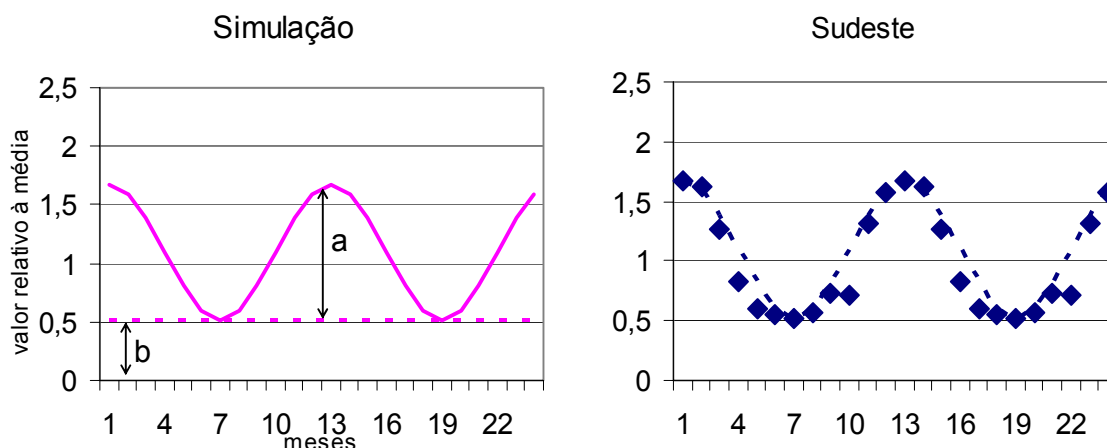


Figura 7: Simulação da energia natural afluyente por uma função tipo co-seno mais um valor constante. A representação é particularmente bem sucedida para a região Sudeste sendo também adequada para o Sudeste e Norte, não sendo, porém aplicável à Região Sul.

Como o objetivo é fornecer uma descrição semi-quantitativa do problema, os resultados mostrados na Figura 7 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 8 para a região SE.

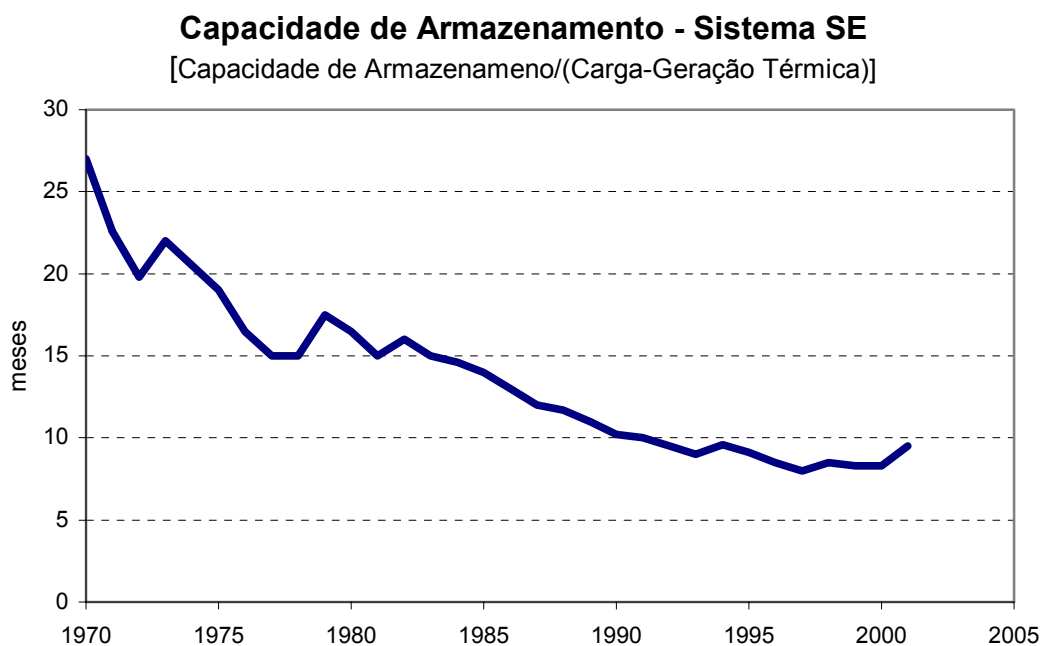


Figura 8: Relação armazenamento / (carga - geração térmica), expressa em meses, ao longo do tempo, que mostra a redução do armazenamento plurianual do sistema Sudeste.

Fonte: ABRAGET: Palestra de Antônio Gama Rocha da UTE Norte Fluminense no 1º Fórum Continuo 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 base¹⁰. Os valores usados na simulação são expressos em relação à energia afluyente média (=100) e estão 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 Afluyente (ENA) média no sistema Sudeste (27,4 GW)

No gráfico (Figura 9), estão representados, mês a mês, a aflluência (energia natural afluyente), 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 aflluência 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 aflluência anual geraram o déficit de produção de 2001.

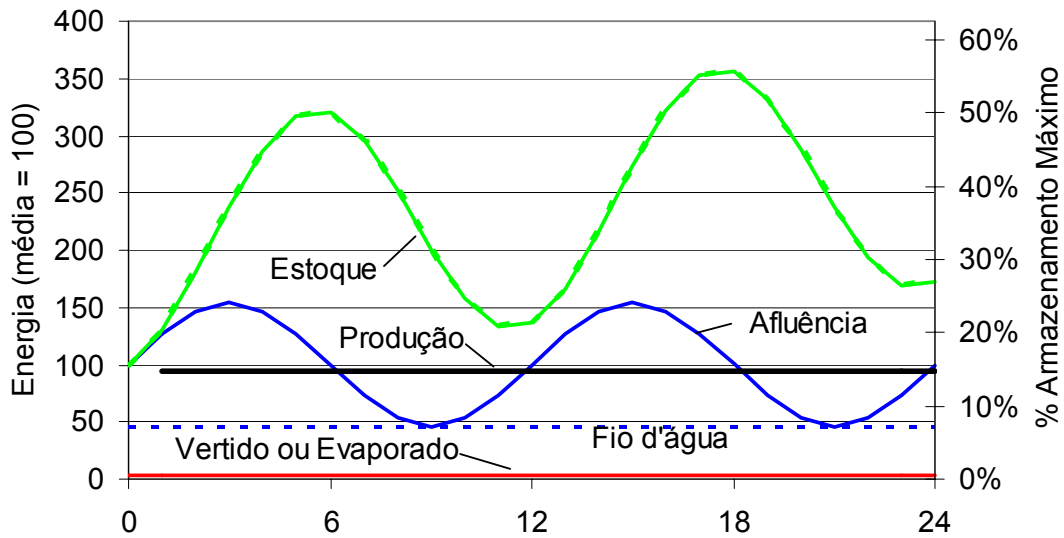
Na simulação (Figura 9), tomou-se a demanda a ser atendida mais a vazão mínima (94 + 3) inferior à energia natural afluyente média (100). Neste caso, a energia armazenada tenderia a crescer e, decorrido o tempo suficiente, a ser vertida. No entanto, na presença (como mostrado) de uma baixa precipitação atmosférica (20% inferior à habitual) não haveria estoque de energia suficiente para manter a produção necessária.

¹⁰ De acordo com a NOS, 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 afluyente/ 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.

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%)

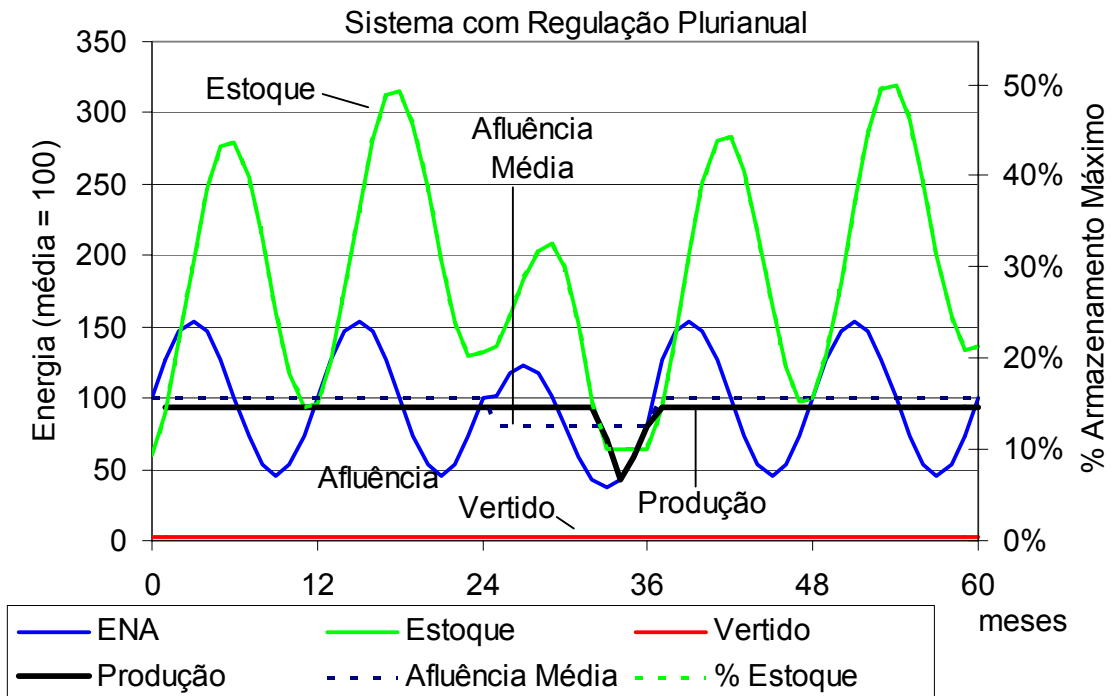


Figura 9: Evolução esperada para o sistema em condições análogas às vigentes, na Região Sudeste, em 2003. A apresentação nesta figura é semelhante à tela do programa onde é possível modificar (células brancas) os dados de entrada. Além disso, é possível escolher o tipo de gráfico (bianual ou plurianual 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

Sistema com Regulação para Ano Típico

Um sistema concebido para o aproveitamento pleno da energia afluyente em ano de precipitação normal (dentro da média) foi analisado. Esse sistema 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 sofreria 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 quanto maior for a razão entre a vazão natural máxima e 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 em face de 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 o do aproveitamento 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 ao 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 ao 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 de obter, por diferença, o 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 procuravam reproduzir os sistemas e situações neles observadas. A comparação dos resultados dele 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 9) foi montada com dados característicos do Sistema Sudeste. A situação anteriormente simulada, como indicado na Figura 10 é bastante semelhante à que resultou no “apagão” de 2001.

Operação do Sistema - SUDESTE

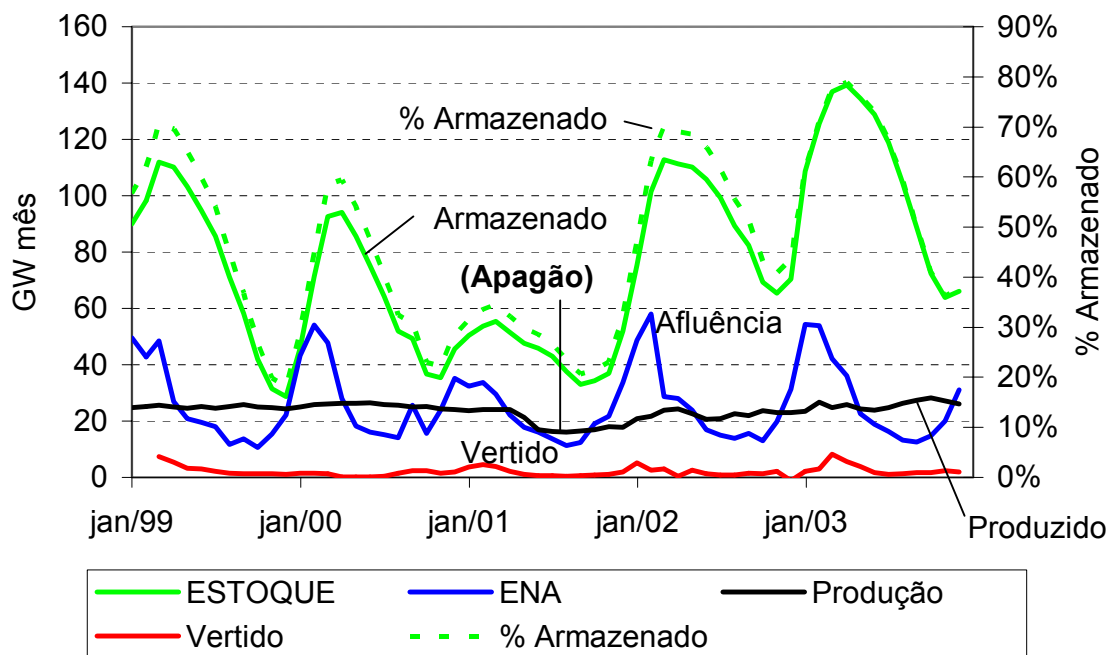


Figura 10: Valores para o Sudeste do estoque armazenado, da energia natural afluente e da produção de energia que conduziram ao “apagão” de 2001. Observe-se que o nível mínimo dos reservatórios chegou a 18% em dezembro de 1999, mas foi com um estoque inicial superior (22% ao final de 2000) que se chegou 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 9) 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.¹¹ 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% (a rigor até 35%) da energia afluyente 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.¹²

Para a abordagem da fase seguinte neste 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.

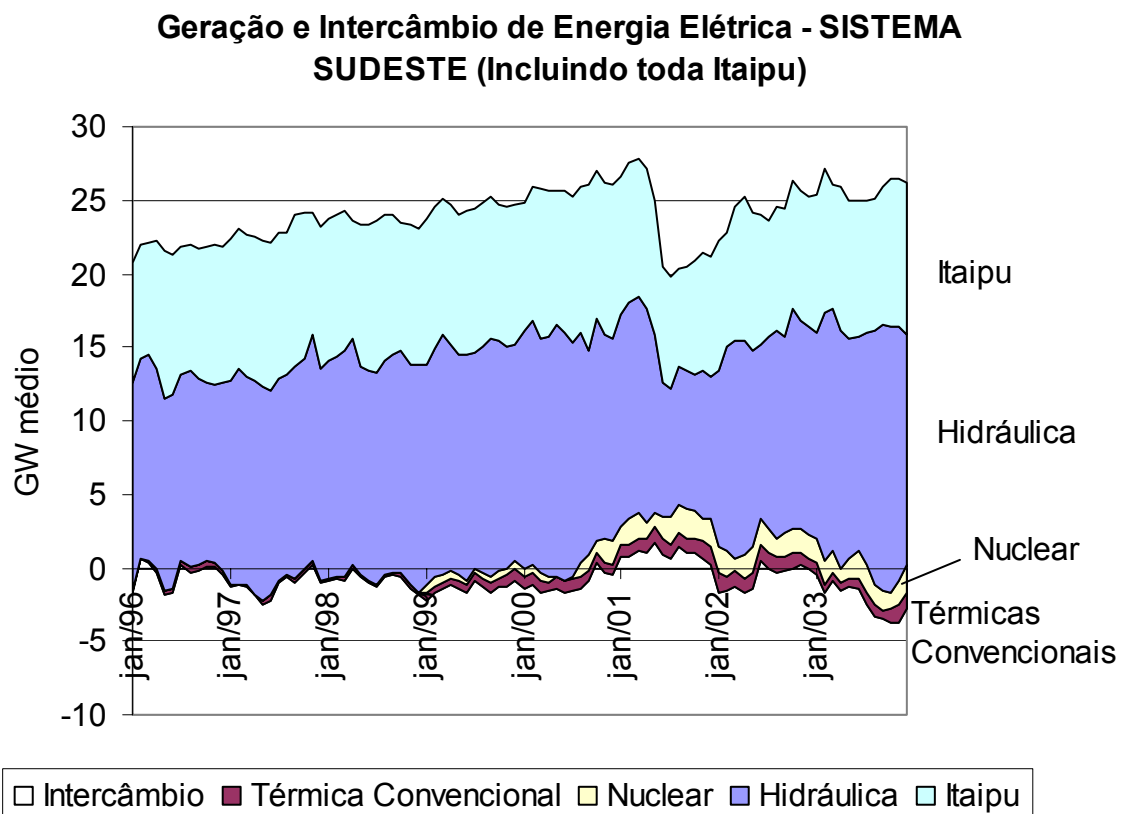


Figura 11: Geração e intercâmbio de energia elétrica no Sistema Sudeste. O intercâmbio foi representado como negativo para exportação e positivo para importação, o que permite obter a oferta de energia elétrica no sistema. Para Itaipu, foi representado o total da energia gerada.

¹¹ 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.

¹² 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.

Na Figura 11 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 12.

Operação do Sistema - NORDESTE

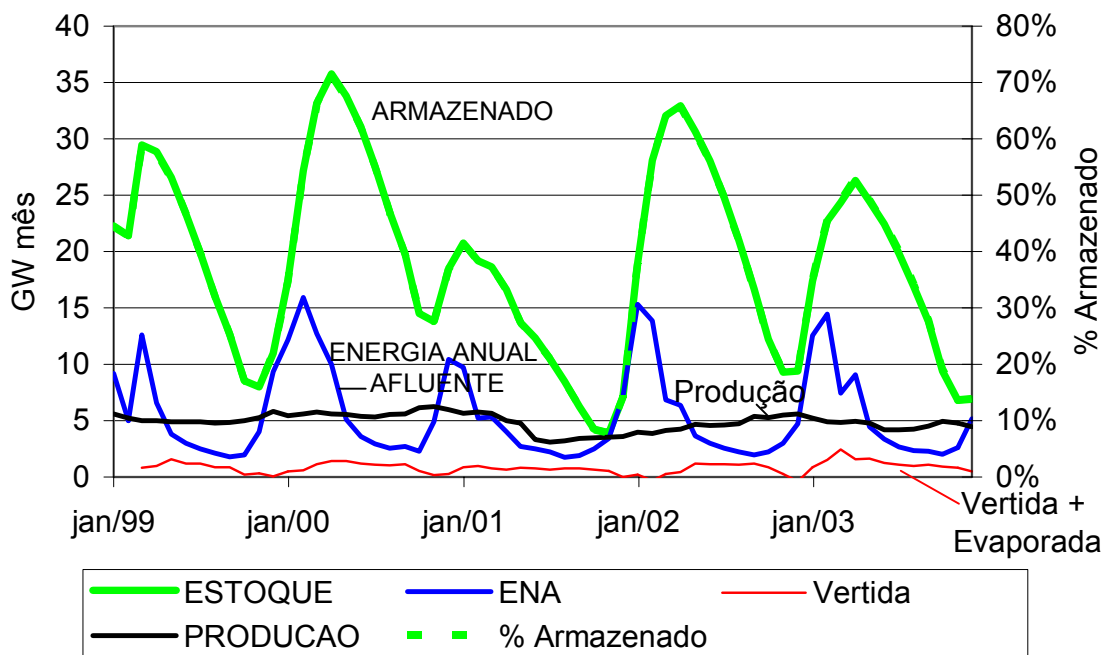


Figura 12: O Sistema NE tem características de armazenamento semelhantes ao do SE. Entretanto, sua maior dependência de energia gerada em outras regiões faz com que ele não tenha estabilidade própria. Chama a atenção, ainda, a grande importância da energia vertida indicando a importância do uso da água 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 13. Note-se a dependência das importações de outras regiões e a quase ausência da geração térmica.

Geração e Intercâmbio de Energia - NE

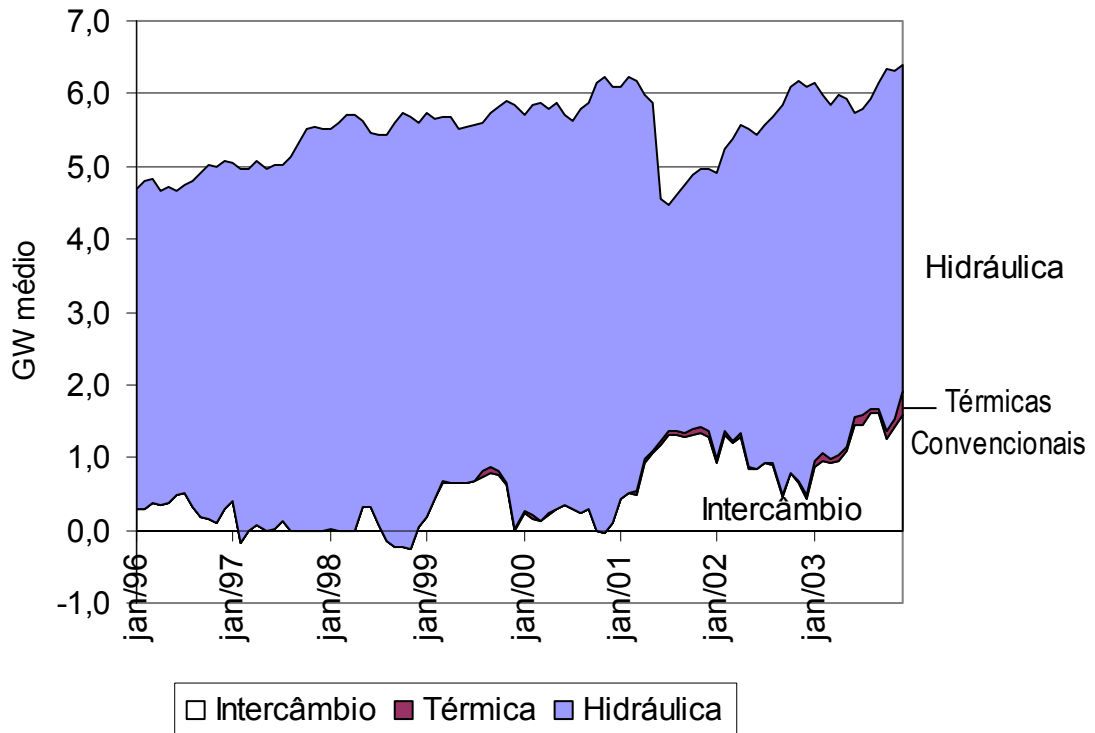


Figura 13: O Sistema NE caracteriza-se por ser importador (a partir de 1999), dependendo da interligação dos sistemas. A participação da geração térmica é ainda muito pequena.

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 14) 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.

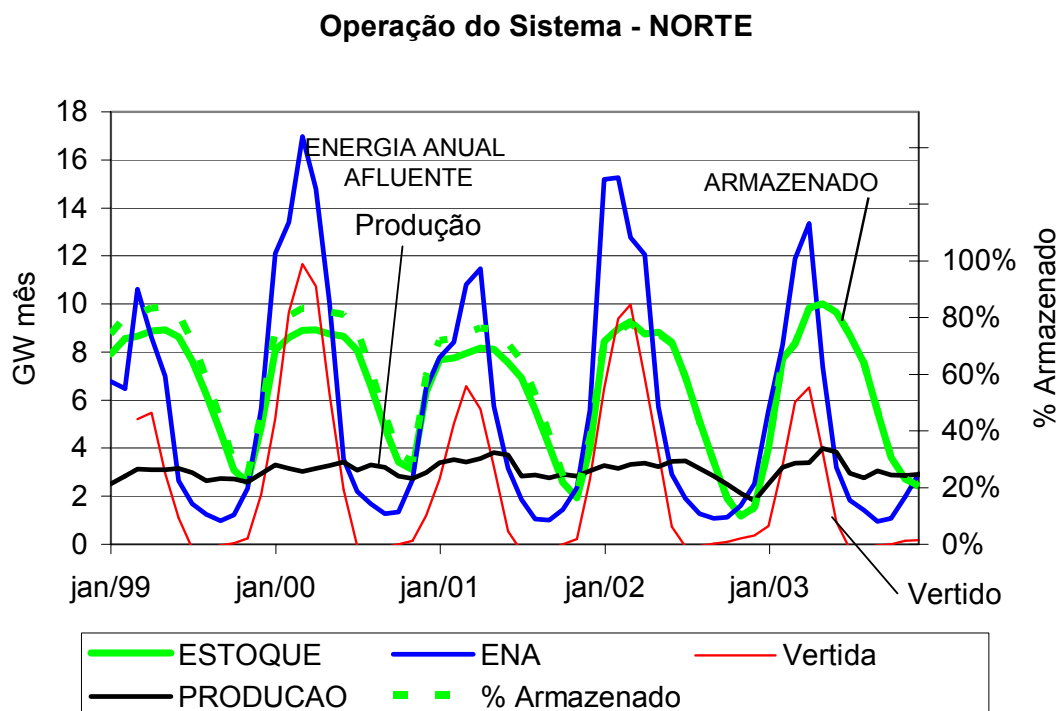


Figura 14: O Sistema Norte tem uma pequena capacidade de armazenamento, fator que o torna bastante instável. Note-se que mesmo um adiantamento da estação chuvosa (como o ocorrido em 2002) pode provocar um colapso no abastecimento que teria ocorrido não fora a interligação existente, pois que a geração térmica (na parte interligada da região) é inexistente.

Na Figura 15 pode-se constatar o caráter exportador do Sistema com alguns episódios de importação, como o ocorrido ao final de 2002.

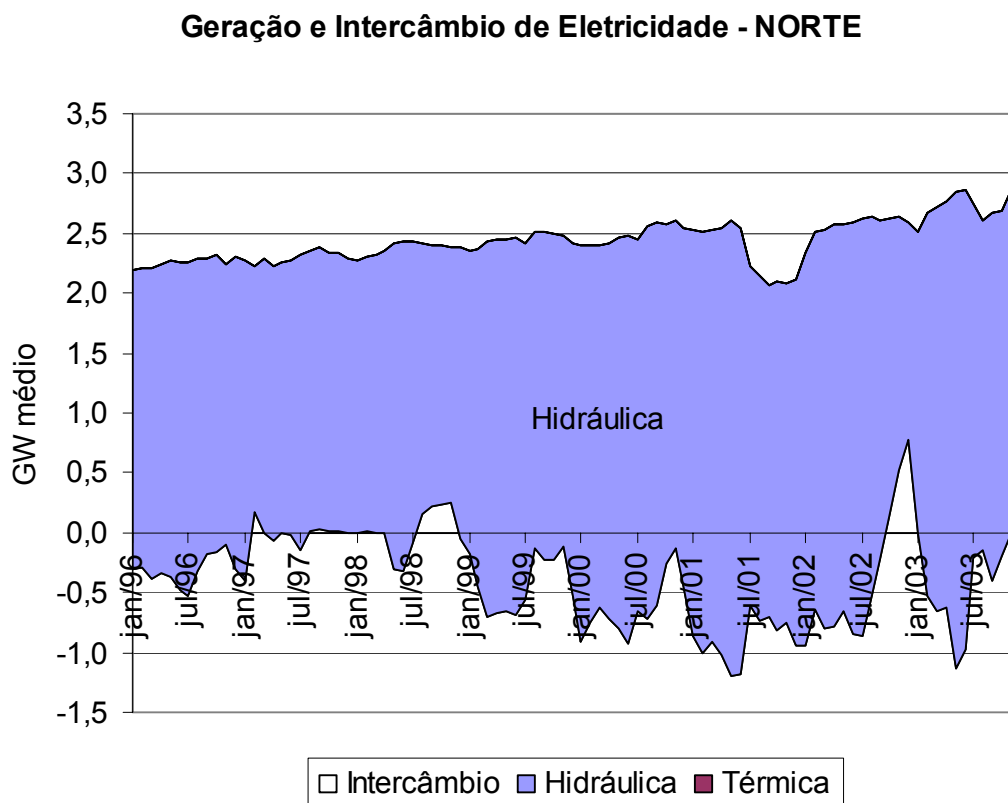


Figura 15: A geração de energia da Região Norte tem sido parcialmente utilizada para a exportação. Notem-se os déficits de produção correspondentes ao “apagão” (2001) e ao deslocamento das chuvas (2002). A importação permitiu ao sistema enfrentar o déficit de 2002, das usinas que integram o Sistema Integrado Norte nenhuma é térmica.

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-versaⁱⁱ. Essa complementaridade realça o papel da interligação dos sistemas

Examinando o histórico dos últimos anos para a Região Sul (Figura 16), 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.

Operação do Sistema - SUL

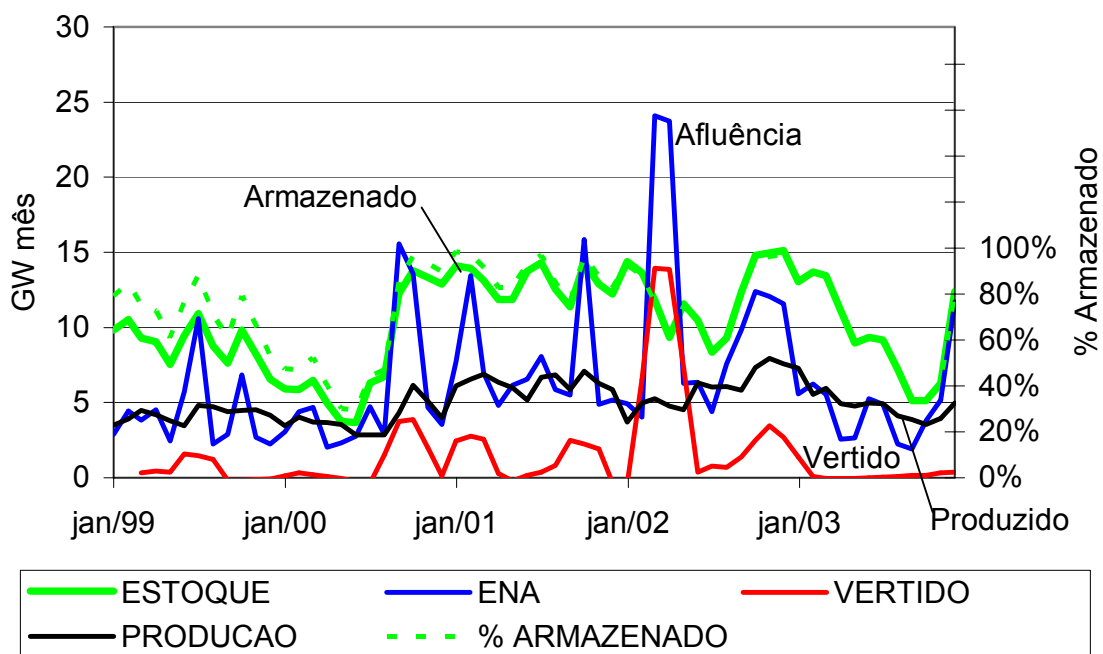


Figura 16: A produção de energia elétrica no Sistema Sul tem acompanhado a disponibilidade de água. O sistema foi capaz de passar anos (inclusive a época do “apagão”) com armazenamento próximo a 100%. Existem limitações na transmissão que impediram tirar todo proveito da complementaridade apontada entre as regiões.

Geração e Intercâmbio de Energia Elétrica - SUL

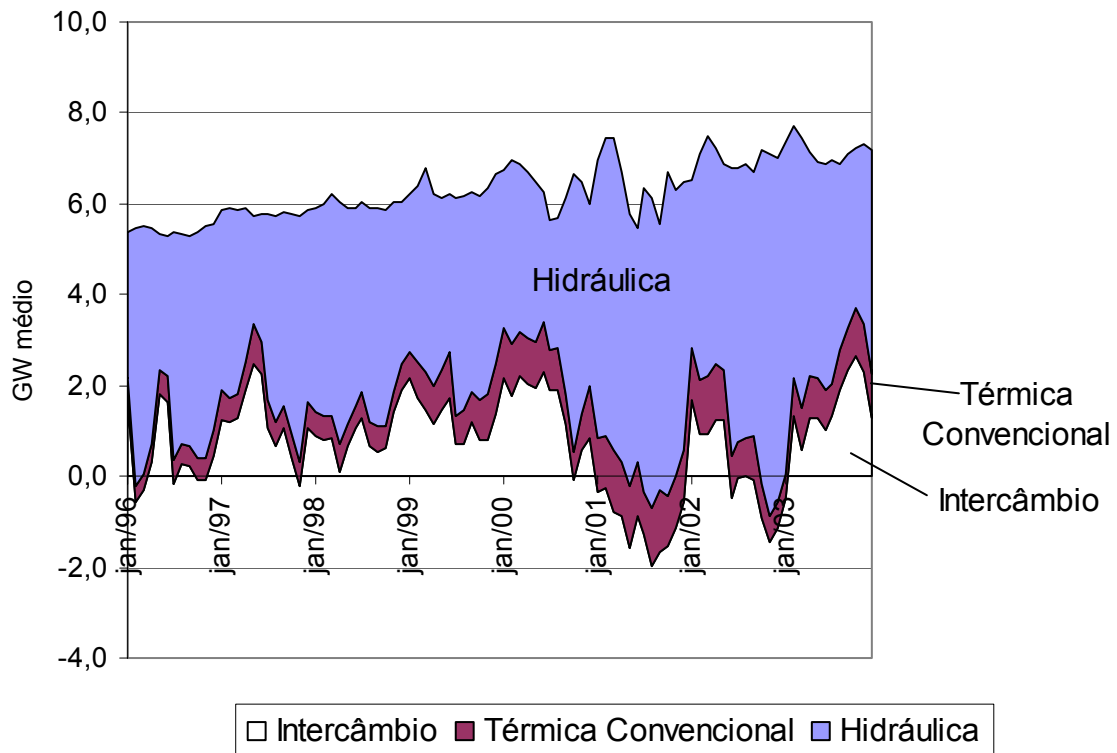


Figura 17: Oferta de Energia na Região Sul que mostra, além de uma variação importante na energia hidráulica gerada, uma participação da térmica (principalmente carvão) gerando na base e um intercâmbio significativo com outras regiões. Nesse “intercâmbio” está incluída a energia de Itaipu que, não obstante 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 18) 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 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.

Operação dos Sistemas Integrados

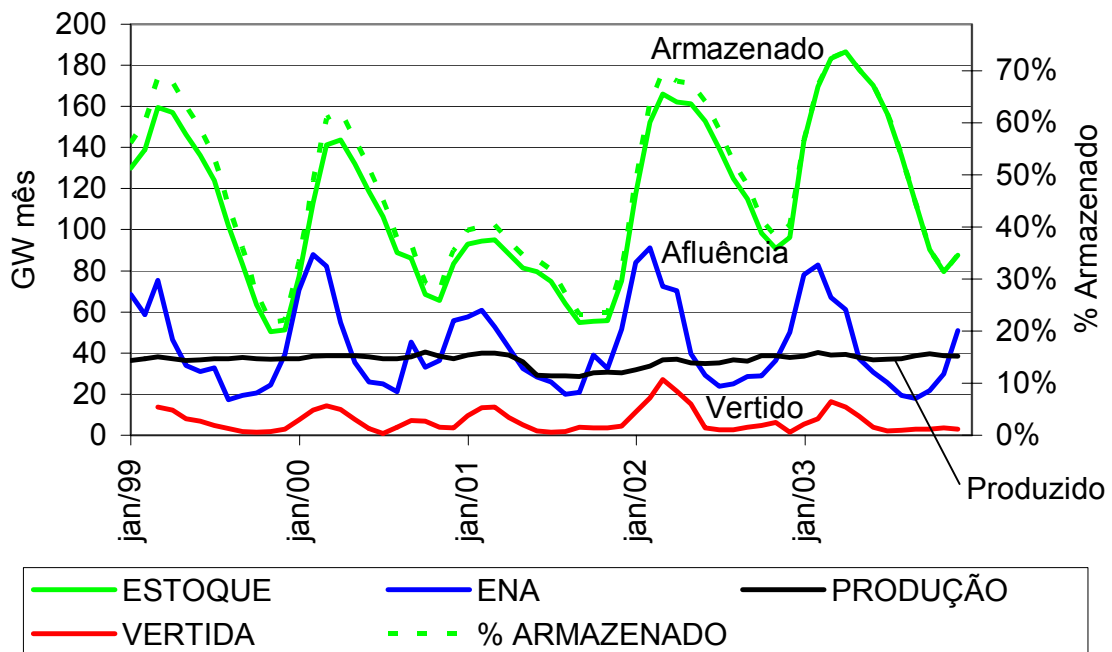


Figura 18: Funcionamento conjunto dos sistemas integrados, mostrando que a lógica de verter, quando o armazenamento chega ao máximo (ou para o atendimento de outras necessidades), não é obedecida no conjunto, como o observado para cada um dos sistemas mostrados anteriormente. Isto se deve, fundamentalmente, à limitada capacidade, seja de geração dos sistemas, seja de transmissão entre os mesmos.

Na Figura 19 mostra-se a geração nos sistemas integrados, incluindo a participação da geração nuclear e de térmicas convencionais. Observe-se, pois, a enorme predominância do hídrico 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).

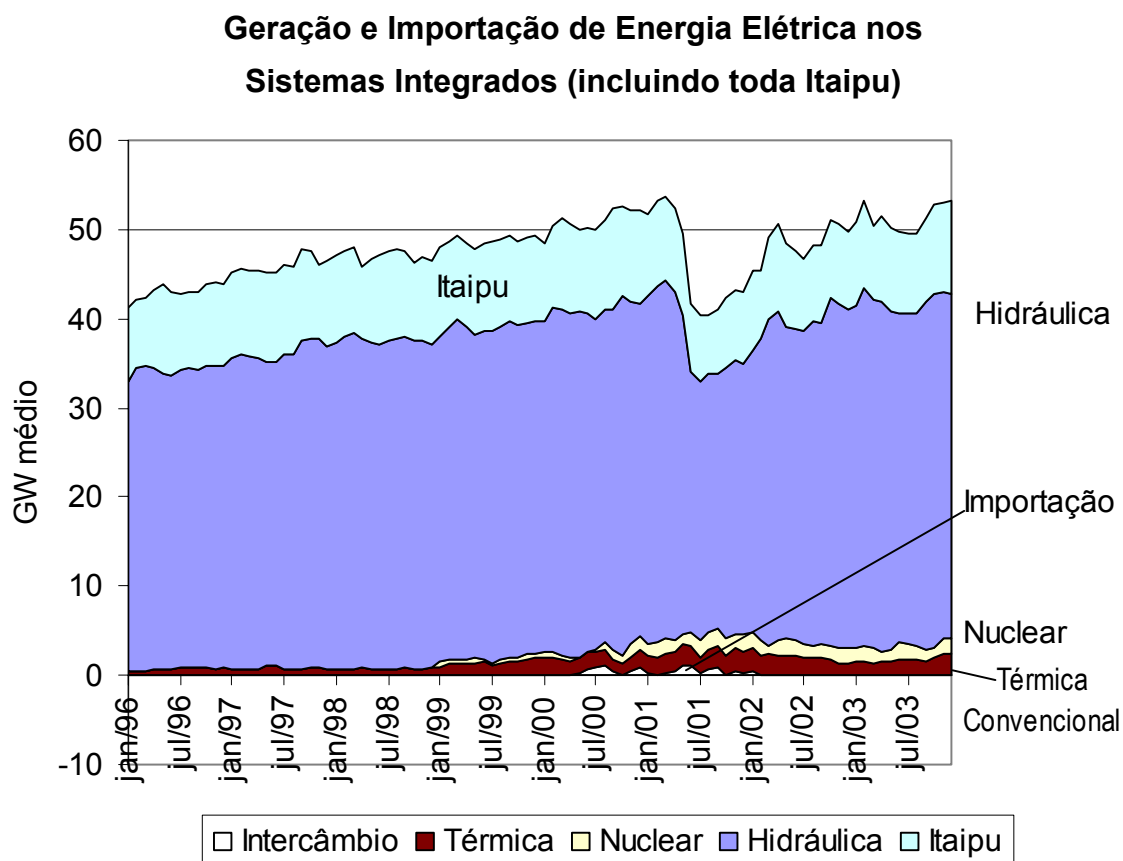


Figura 19: Atendimento dos sistemas integrados mostrando a magnitude do problema de abastecimento em 2001, apenas parcialmente suprido pela geração térmica. Note-se a importante participação, nessa crise, da energia de origem nuclear que também foi utilizada para auxiliar a reposição do estoque de água.

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 aflúncias 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 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 afluenta (ENA)¹³ 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 aflui 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%.¹⁴

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
- sistemas sem armazenamento (fio d'água)

Em todos os casos foi suposto que o objetivo do sistema seria o aproveitamento da energia natural afluenta 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 20 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

¹³ Neste trabalho usa-se o termo afluência para referir-se à energia natural afluenta (ENA)

¹⁴ 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.

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 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	2010 2015	2015 2020	2020 2025	2005 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.

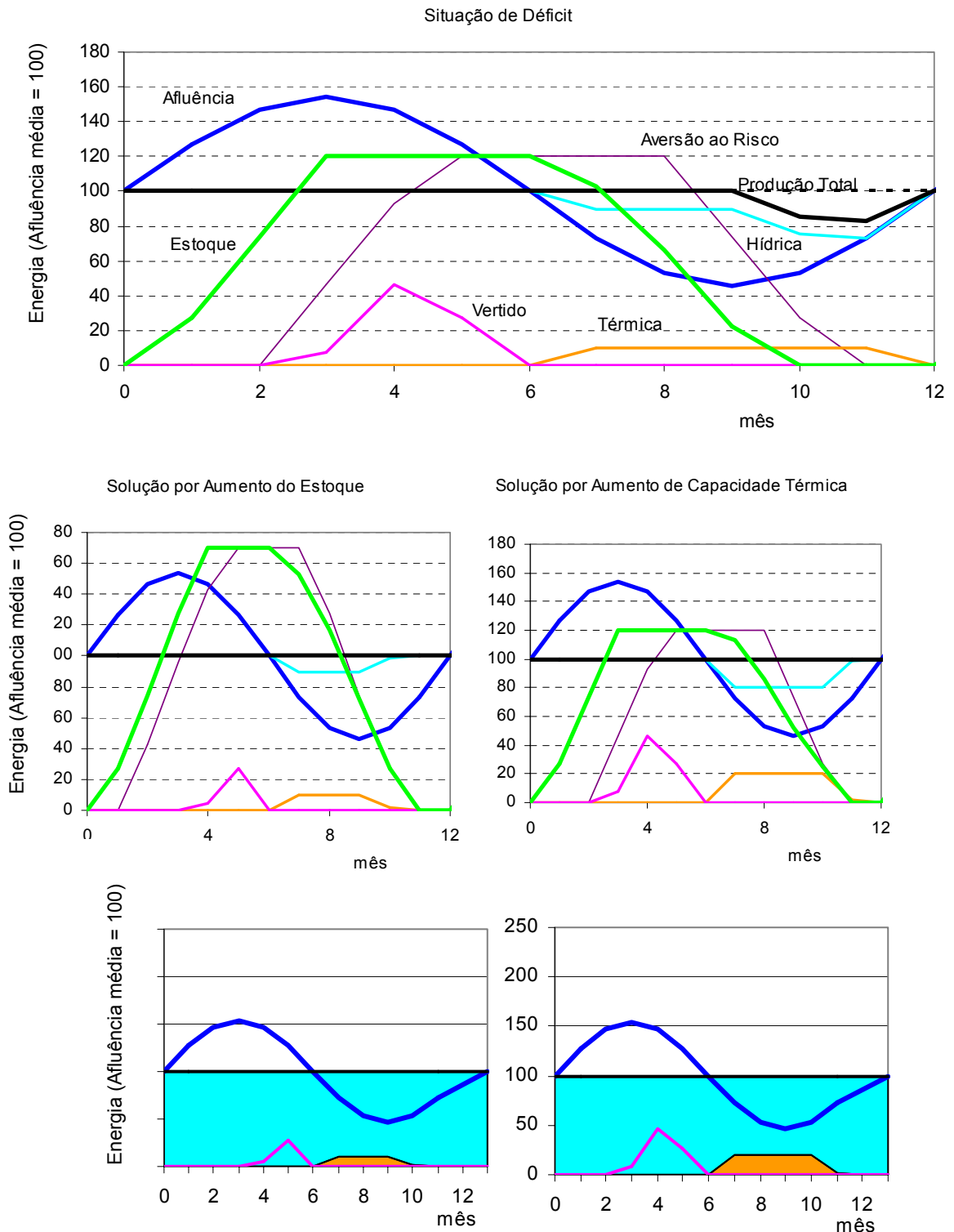


Figura 20: No topo está representada uma situação de déficit que se manifesta pela queda na produção total. O estoque (limitado a 120) não é suficiente para suprir a queda de afluência; por outro lado, durante os meses 4 a 6 a água excedente é vertida. A regulação do sistema pode ser feita: aumentando 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 desenvolvimento e que já foi aplicado com êxito em vários estudos¹⁵.

As projeções do PIB são mostradas na Figura 20. Os principais parâmetros são mostrados, para anos escolhidos, na Tabela 3

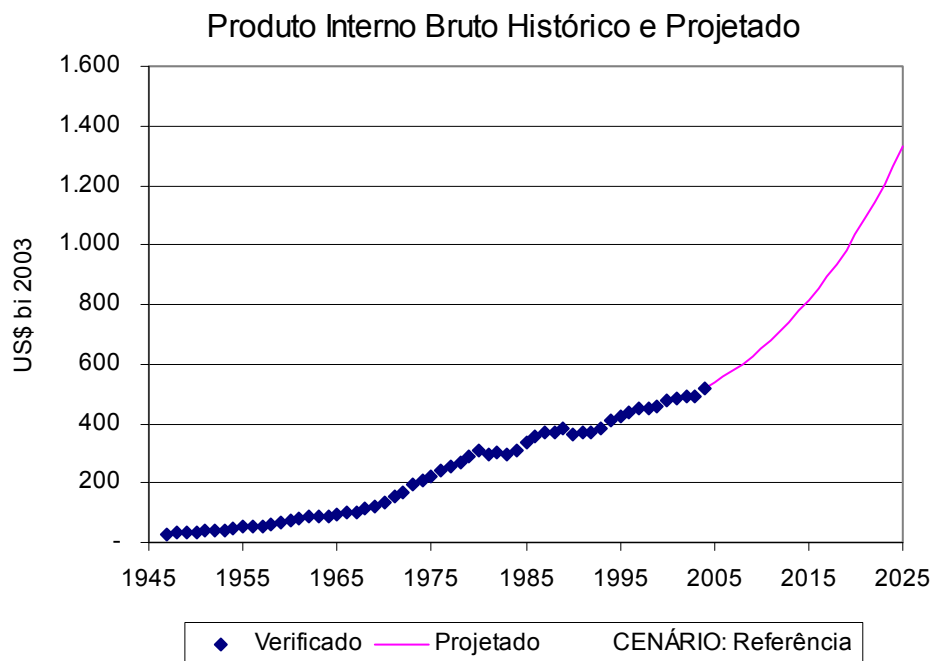


Figura 21: Valores projetados para o PIB, expressos em dólares constantes de 2003.

¹⁵ “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
Variação	% 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
Variação	% 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
Variação	%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
Variação	%aa		6,1%	6,4%	4,7%	0,5%	3,8%	5,6%	5,9%
Balança Comercial	US\$bi 2003	30	27	22	17	13	16	20	26
Bens e Serviços Não Fatores									
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
Variação 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
Variação 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 nos últimos anos como é indicado na Figura 20 podendo retomar o ritmo observado anteriormente à década de noventa.

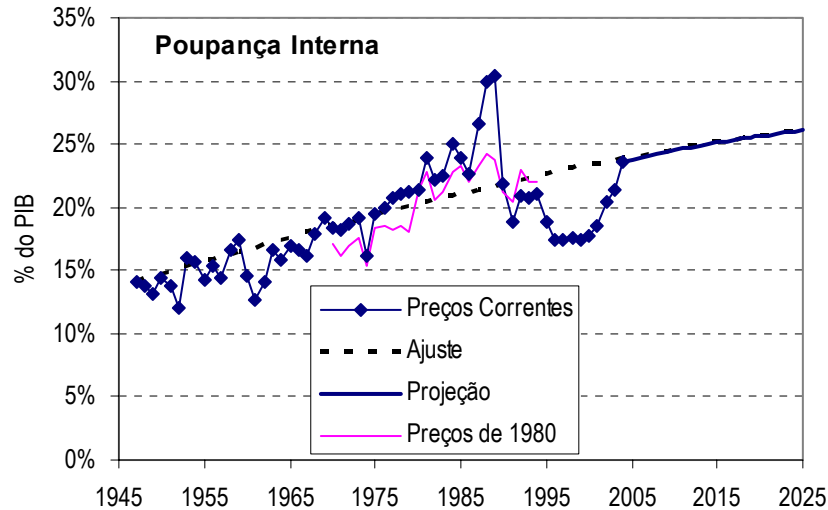


Figura 22: A poupança interna experimentou sensível recuperação nos últimos quatro anos e é fundamental para manter o processo de crescimento

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 23, 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

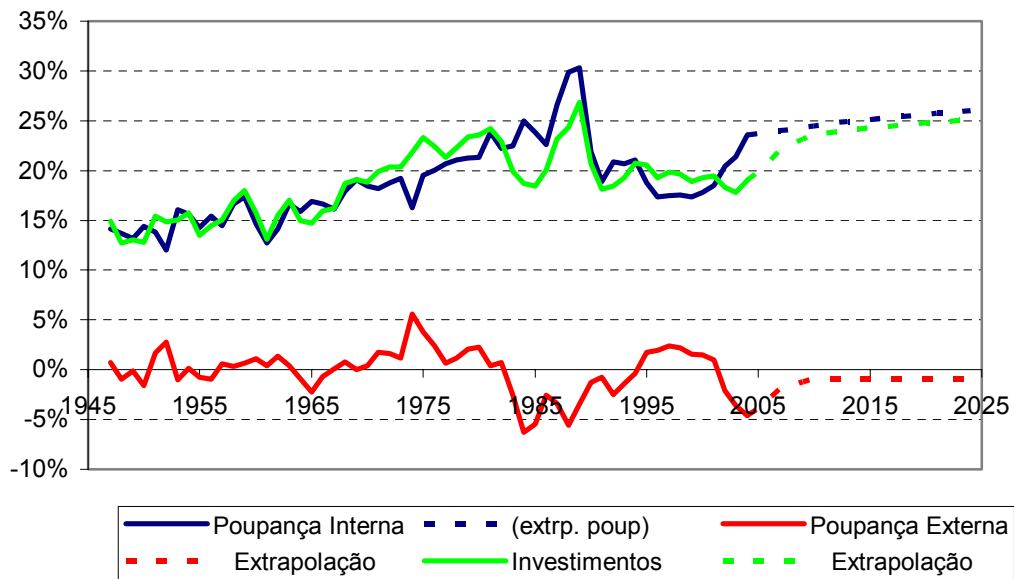


Figura 23: Para sustentar o crescimento é necessário manter a poupança interna e reduzir o nível de transferências para o exterior (saldo de serviços não fatores da dívida e bens).

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 está a indicar a necessidade de repor os investimentos, de outro, pode significar uma tendência de 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.¹⁶

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 qualitativo¹⁷, 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 nome¹⁸.

¹⁶ O crescimento real médio foi de 2,5% ao ano e as causas apontadas como limitadoras do crescimento se revelaram realistas.

¹⁷ A demanda de energia também cresce em virtude de outros fatores como a urbanização, mas isto pode ser incluído nos aspectos qualitativos do crescimento.

¹⁸ O conceito de energia equivalente baseia-se na equivalência, para cada setor e pelos diversos usos, de cada forma de energia em relação a 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 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 em coerência com as hipóteses de crescimento econômico adotadas.

A projeção do parâmetro energia equivalente/ PIB é mostrada na Figura 24

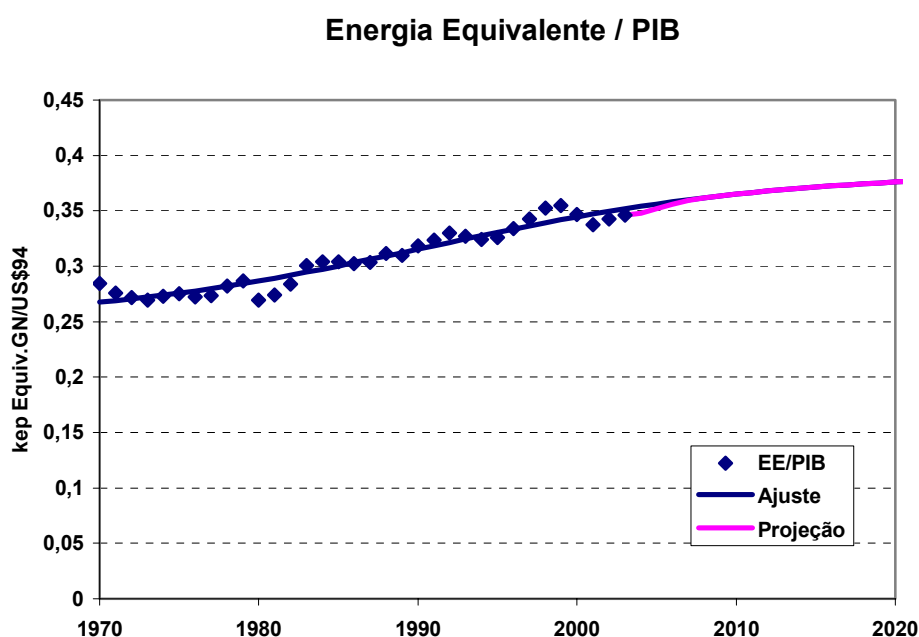


Figura 24: Evolução do parâmetro energia equivalente por dólar de PIB (preços de 1994) e sua extrapolação.

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 25.

Na Figura 26 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%	28,1%	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%

Energia Elétrica / Total (em Energia Equivalente)

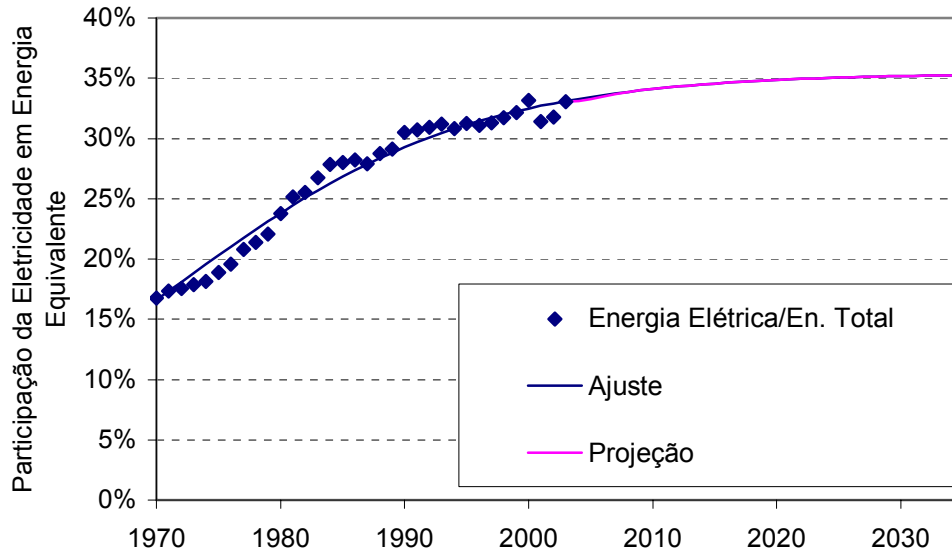


Figura 25: Projeção da participação da Energia Elétrica.

PIB, Energia Equivalente e Energia Elétrica

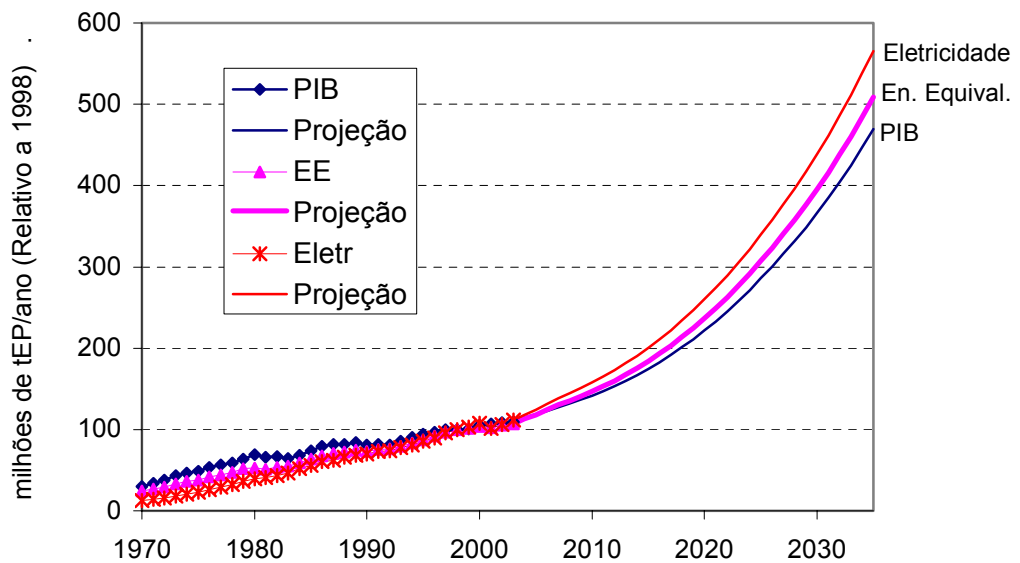


Figura 26: Projeções do PIB, energia equivalente total e energia elétrica até 2035.

Para esta avaliação importa principalmente a demanda de eletricidade atendida por centrais de serviço público¹⁹. É, pois, 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 27.

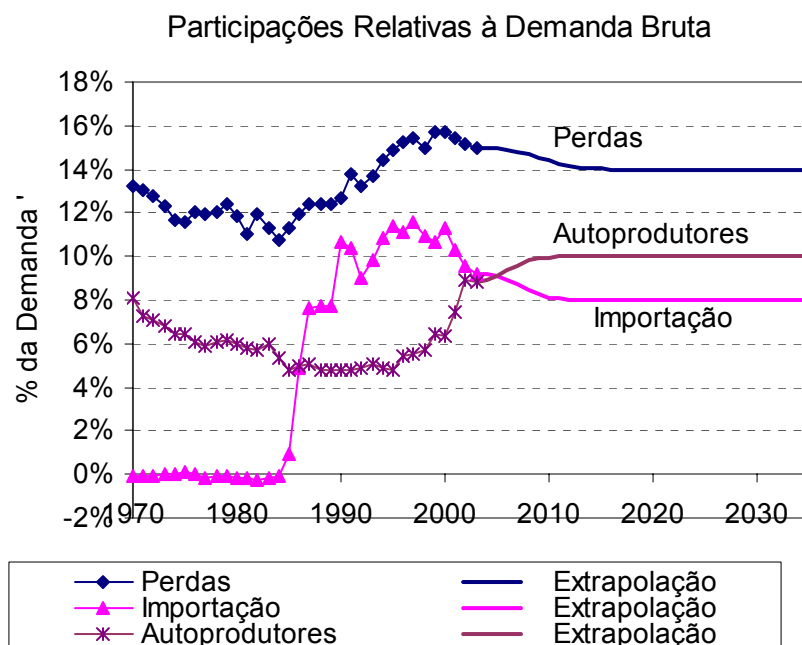


Figura 27: Valores da participação das perdas e da demanda atendida por autoprodutores e pela exportação utilizados para apurar a demanda de centrais de serviço público.

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

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

¹⁹ 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 pela grande maioria da demanda atendida, tomou-se a demanda atendida pelas centrais de serviço público como “proxy” do sistema integrado.

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 regulação.

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

Evolução da Capacidade de Armazenamento

A Figura 8 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 28 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.

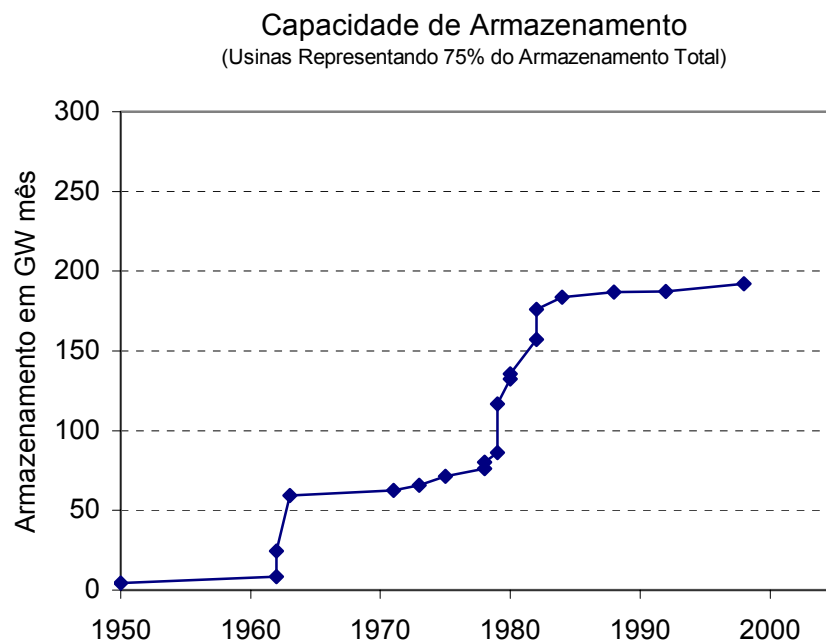


Figura 28: Evolução da capacidade de Acumulação para usinas que representam 75% da total. (Lista da ONS de principais reservatórios)

Os dados mostrados na Figura 28 se baseiam na lista da ONS dos principais reservatórios. Embora não se trate de 100% da capacidade de armazenamento, chama a atenção que neste conjunto dos principais reservatórios 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 29, duplicou nos últimos vinte anos.

Potência Hídrica Instalada

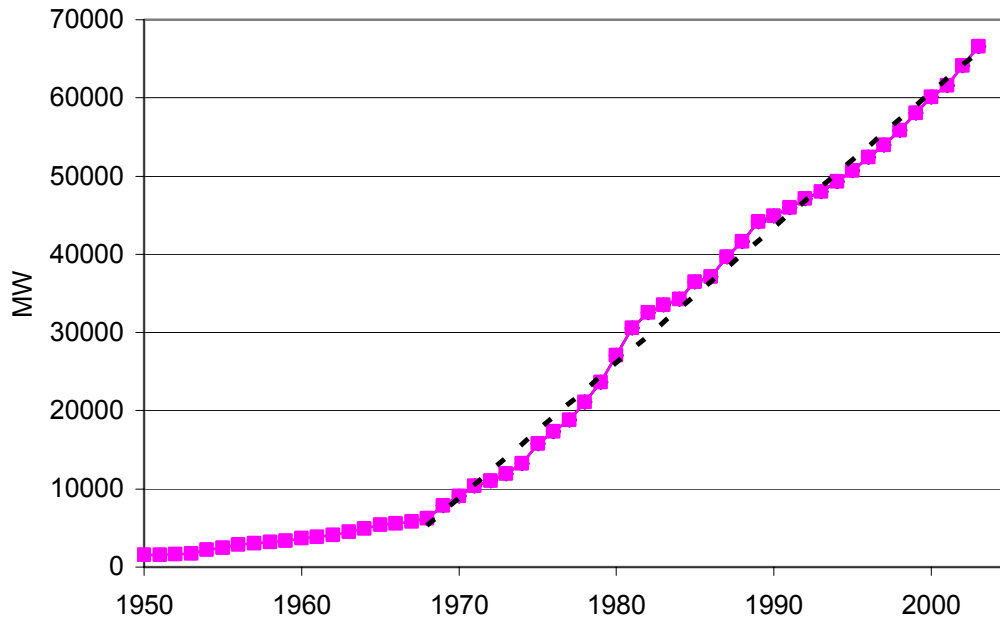


Figura 29: Crescimento da potência instalada; as trajetórias entre 1950 e 1968 e entre este ano e 2003 são quase lineares.

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.²⁰

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

²⁰ 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.

interessante conhecer o que acontece em um sistema de mercado mais livre onde a existência de contratos poderia inibir a escolha lógica.

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. Os valores de geração para os últimos anos (janeiro de 2002 a julho de 2004) são mostrados na Figura 30.

Geração Elétrica por Fonte nos EUA

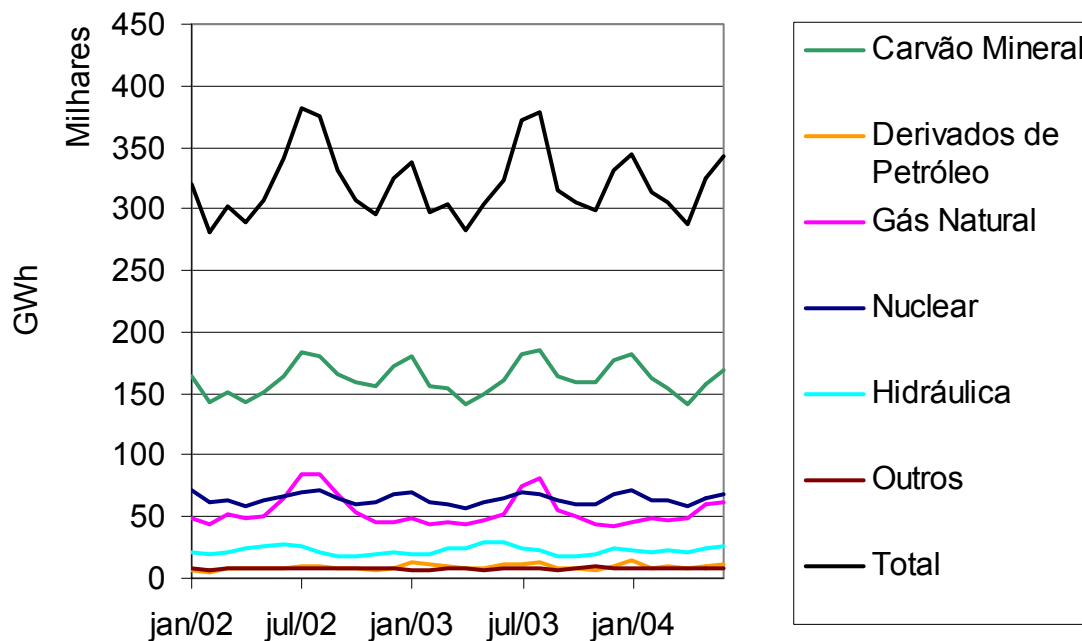


Figura 30: Geração de Energia Elétrica nos EUA por fonte de origem

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 31, 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.

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

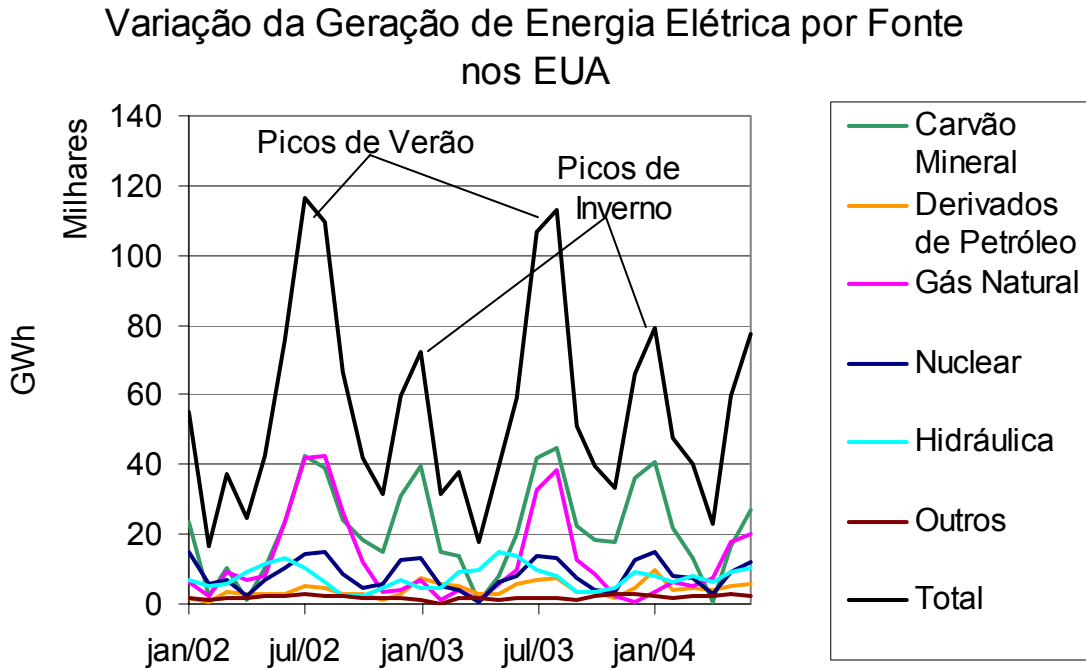


Figura 31: Variação da produção de energia elétrica nos EUA (valores acima do mínimo mensal) mostrando que a regulação é principalmente feita pelo carvão mineral e gás natural (pico de verão); a produção de energia hídrica segue ritmo próprio ao contrário das demais.

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 32 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 teria de ser 66.²¹

²¹ 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.

Existem situações onde as térmicas permaneceriam até um ano paradas, como a do segundo ano no exemplo da figura.

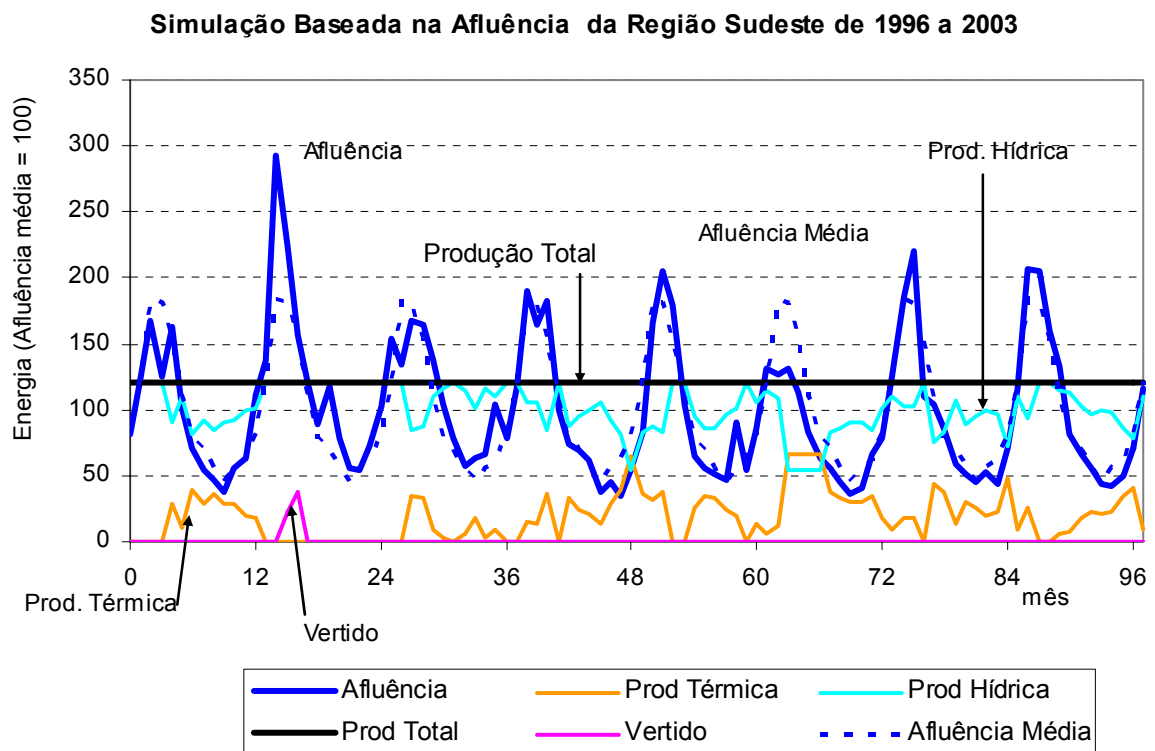


Figura 32: Exemplo de um sistema hidro-termelétrico com uma demanda 20% superior à energia natural afluenta média e armazenamento/ afluência de 3 meses.

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 33. 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.

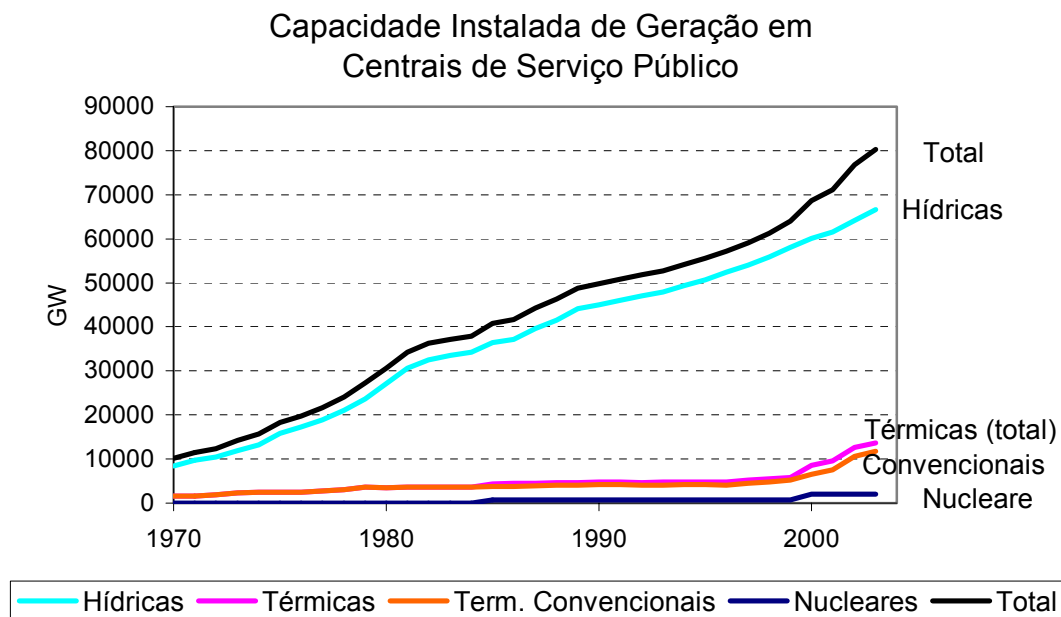


Figura 33: A capacidade instalada no Brasil é predominantemente hídrica, tendo havido a partir da crise de abastecimento de 2001 uma retomada da participação das térmicas.

A participação das térmicas no parque gerador brasileiro é mostrada na Figura 34. Na capacidade de geração, foi ligeiramente superada a participação existente no início da década de setenta de cerca de 16% da capacidade instalada.

Participação das Térmicas na Capacidade Instalada

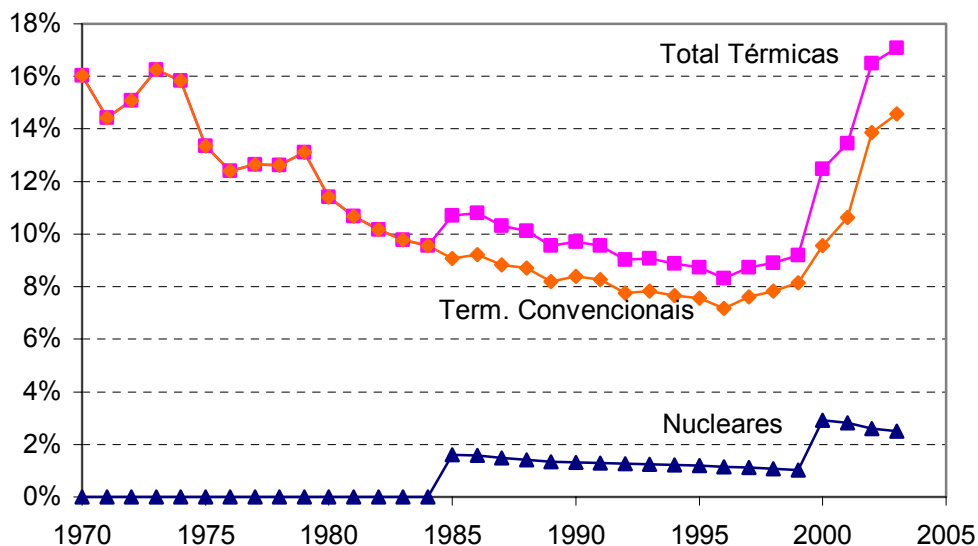


Figura 34: A recuperação da participação das térmicas na capacidade de geração é um fato marcante pós crise de 2001.

Em termos de participação na energia gerada, o Brasil é um país essencialmente hídrico, como mostra a Figura 35. 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.²²

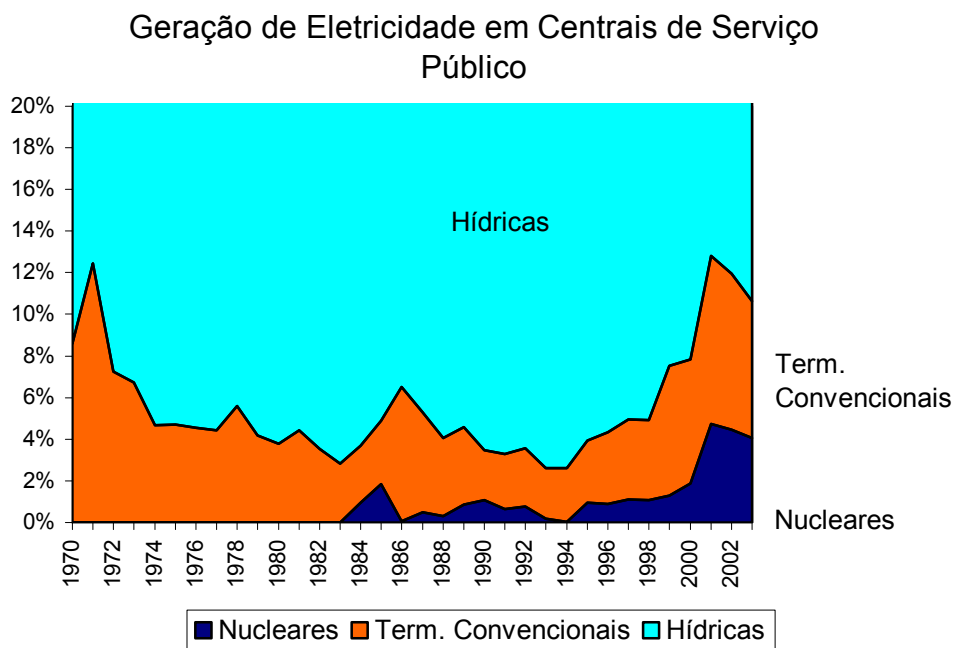
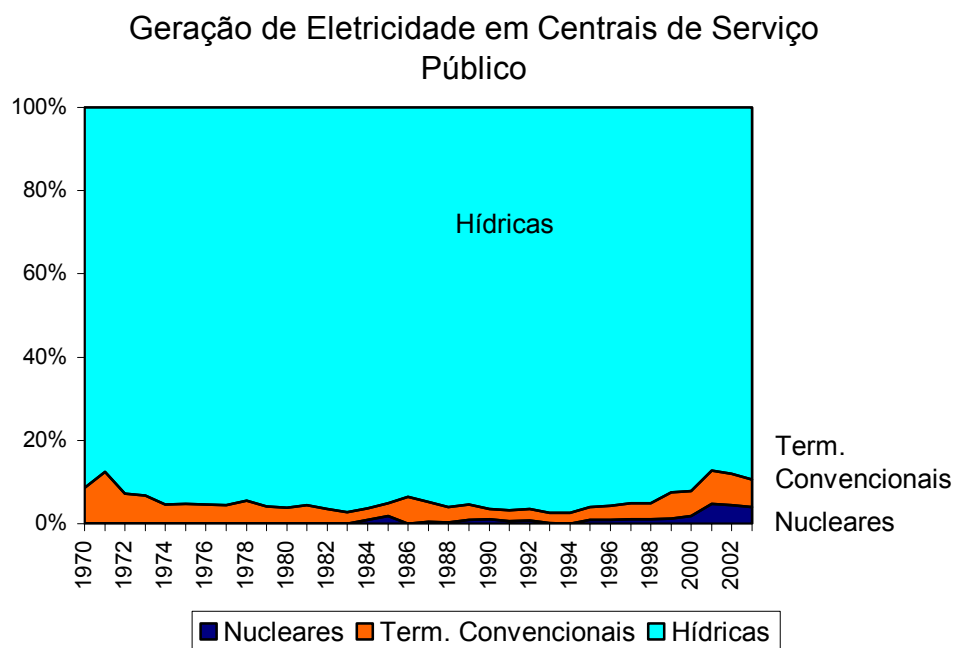


Figura 35: Participação na geração de eletricidade por tipo de central. No detalhe abaixo pode-se observar que a maior participação da eletricidade térmica na geração esteve associada a aumentos no crescimento econômico (início da década de setenta e Plano Cruzado em 1986) ou a dificuldades de abastecimento hídrico (2001).

²² 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.

Pelas razões já expostas, o fator de capacidade das usinas térmicas é historicamente baixo no Brasil, como é mostrado na Figura 35.

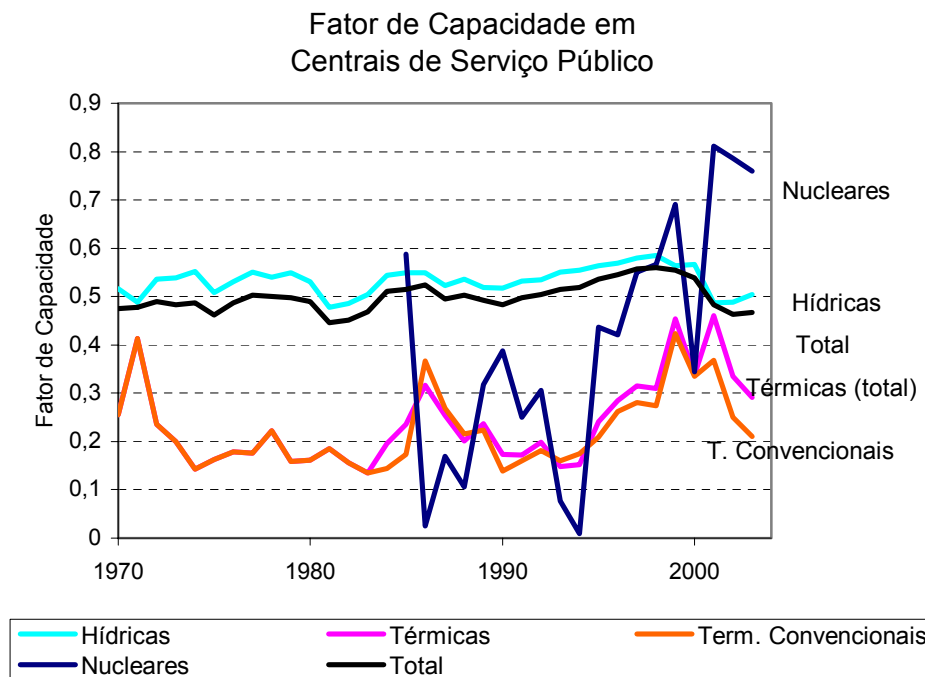


Figura 36: Fatores de Capacidade para diferentes tipos de usinas

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 regulação só recentemente tem sido realçada. A baixa utilização inerente a esse papel das térmicas praticamente não tem sido mencionada.

Feita a projeção de 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 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 32 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 afluenta 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 razões²³, a razão energia armazenada/ energia afluenta média seria 2,4 meses.

A Figura 37 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.²⁴

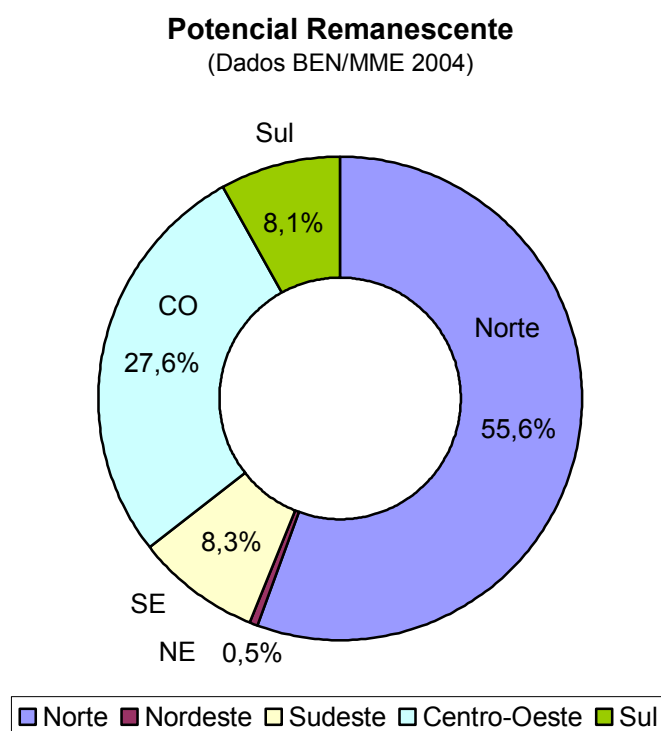


Figura 37: Distribuição do potencial remanescente por região para o ano 2003 (potencial estimado + inventariado)

²³ A relação depende ainda do valor das produtividades à jusante.

²⁴ 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.

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 resultam a participação de térmicas no futuro e o fator de utilização condizentes com seu papel de reguladoras.

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.

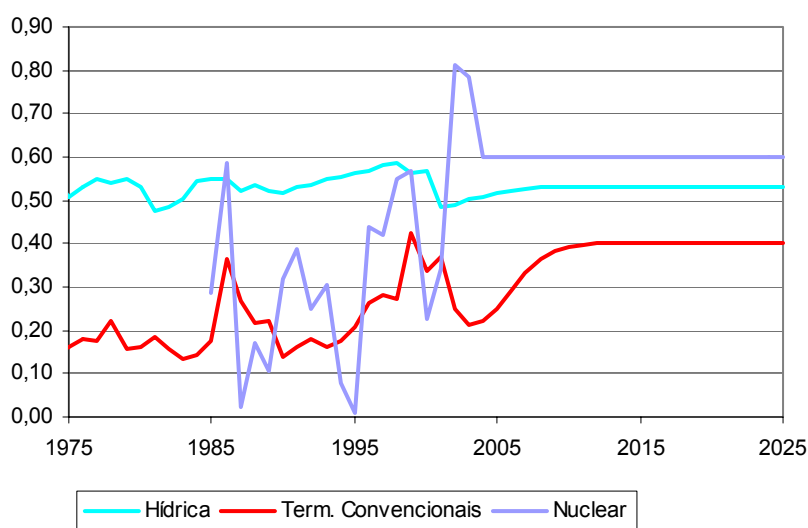
Fator de Capacidade das Centrais de Serv. Público

Figura 38: 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.²⁵

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 39 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 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.

²⁵ O uso de parâmetros do ano anterior na determinação de grandezas ajustadas ao comportamento histórico visa evitar cálculos circulares.

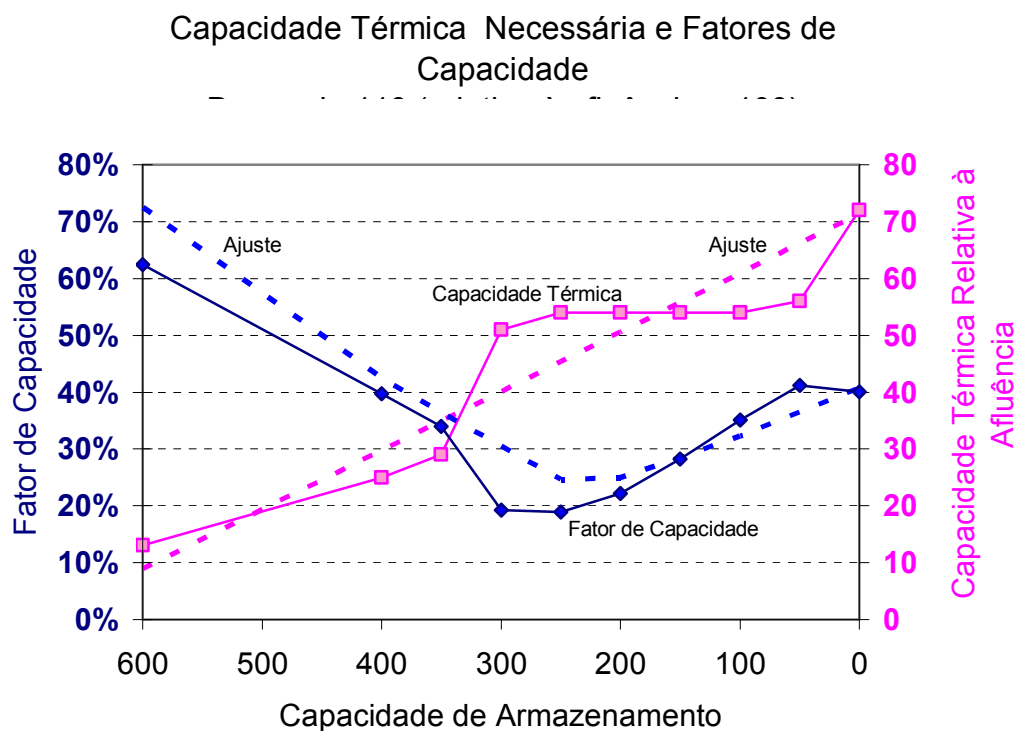


Figura 39: Ajustes de valores de participação das térmicas e da capacidade térmica instalada para complementar a regulação por reservatórios, na medida que for reduzida a capacidade de armazenamento (valores relativos a uma afluência mensal = 100).

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 afluyente (**az**) foi atribuído a esta nova capacidade;
- O novo valor global de energia máxima armazenada / energia afluyente 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 40 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.

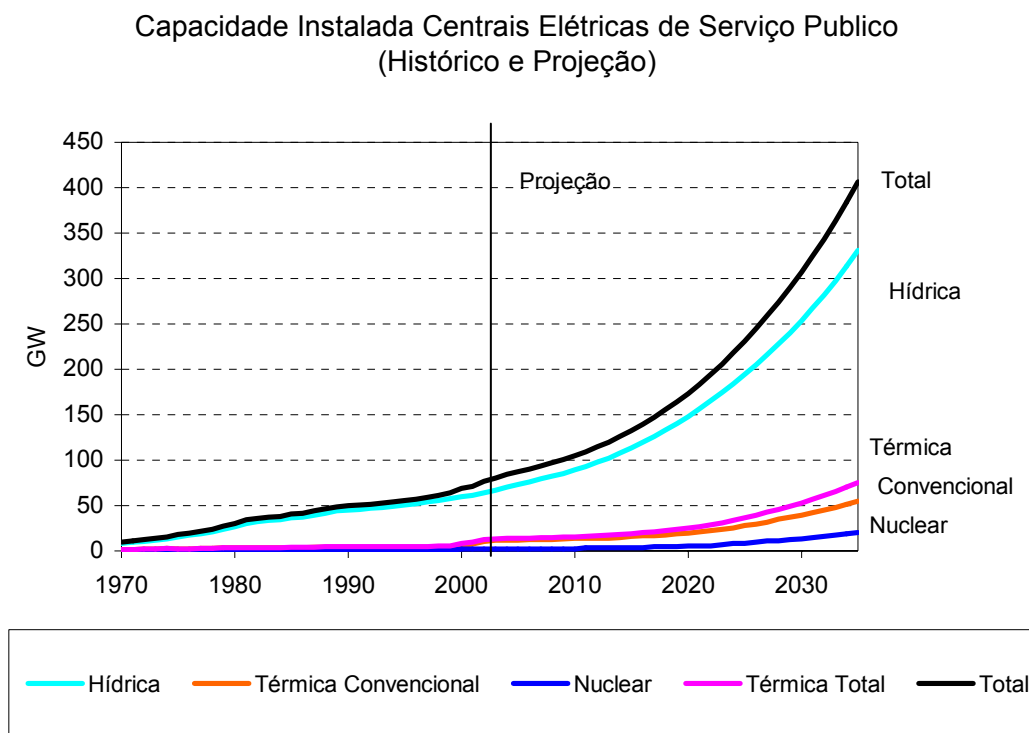


Figura 40: Projeção da capacidade instalada com térmicas dimensionadas para atender 10% da demanda e as necessidades de regulação. Não foi considerado limite físico ou econômico para as hidrelétricas.

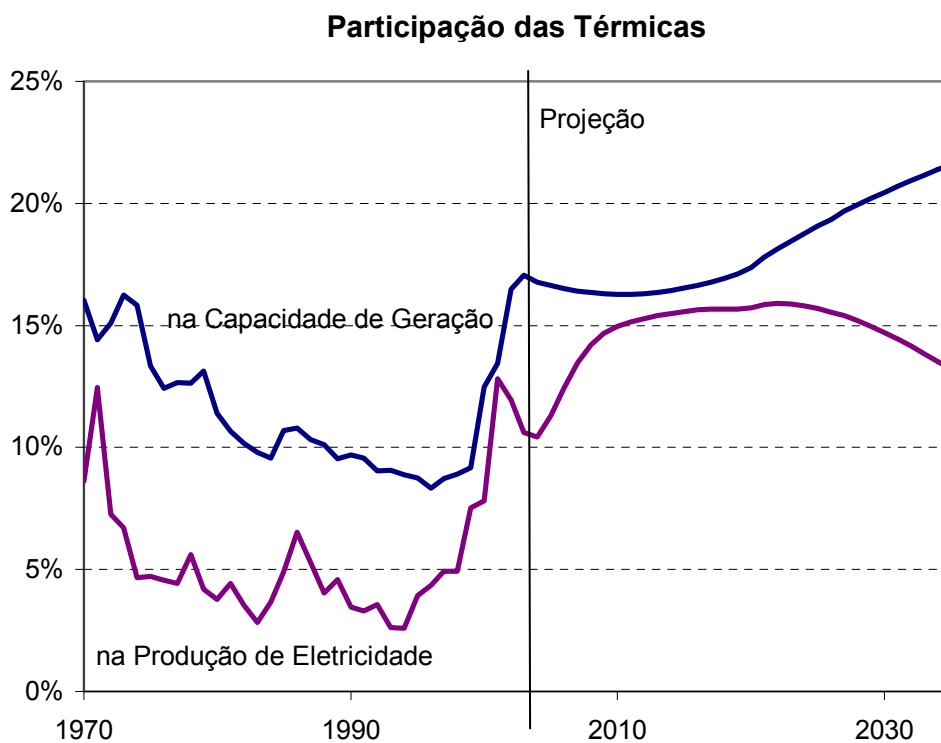


Figura 41: Participação das térmicas na produção de eletricidade e na capacidade de geração para $az = 2$ e para o cenário de referência aqui adotado.

A Figura 42 mostra os resultados da demanda térmica para vários valores da razão **az**

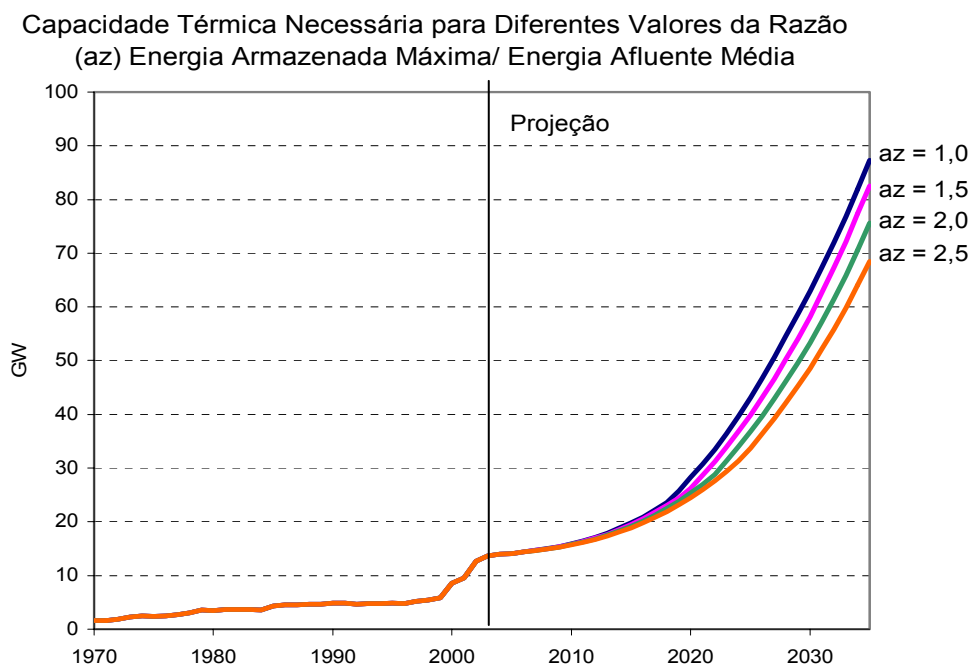


Figura 42: Capacidade térmica necessária para regulação do sistema (sem limitações para hídrica) em diferentes hipóteses de capacidade de armazenamento das novas usinas.

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.

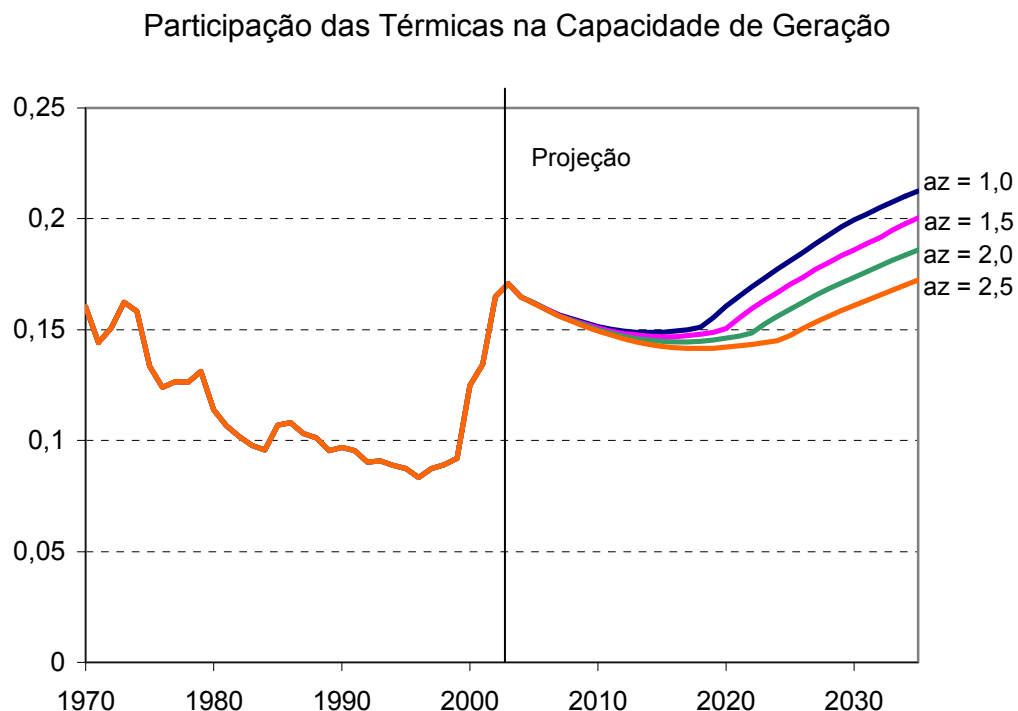


Figura 43: Participação das térmicas na capacidade de geração para regular o sistema.

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.²⁶

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 33. Os dados passados foram utilizados para a projeção do potencial para incluir prováveis acréscimos.

²⁶ 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.

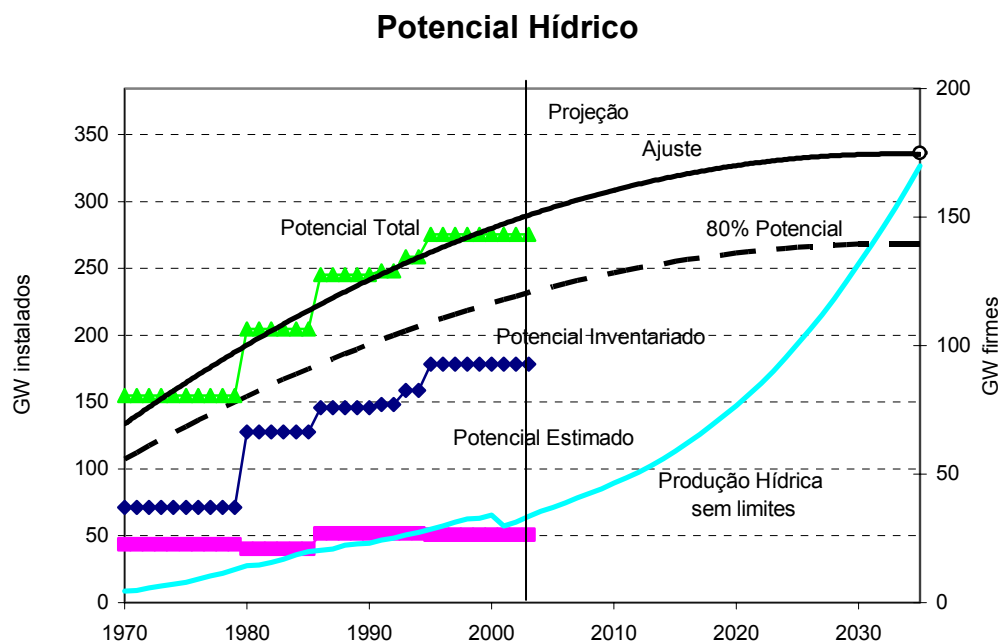


Figura 44: A evolução do potencial hidrelétrico inventariado ou estimado e sua extrapolação mostra o limite de esgotamento (para 80% do potencial total) entre 2030 e 2035.

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 44 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 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.

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, 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 40). Em seguida, foi introduzida a limitação de capacidade hídrica ao final do período, sendo transferido 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 45 mostra a evolução esperada da produção de energia em centrais de serviço público e a Figura 46, 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 2005 e se destina, até aquele ano, a ajudar a regulação do sistema.

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

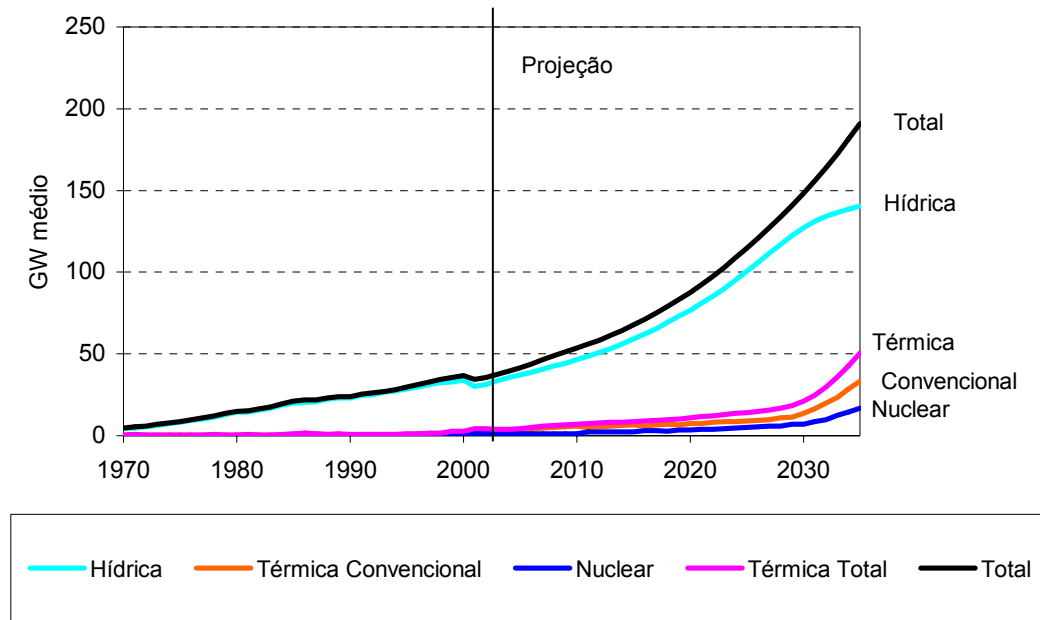


Figura 45: Projeção da produção de energia por centrais de serviço público com a indicação do tipo de geração previsto.

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

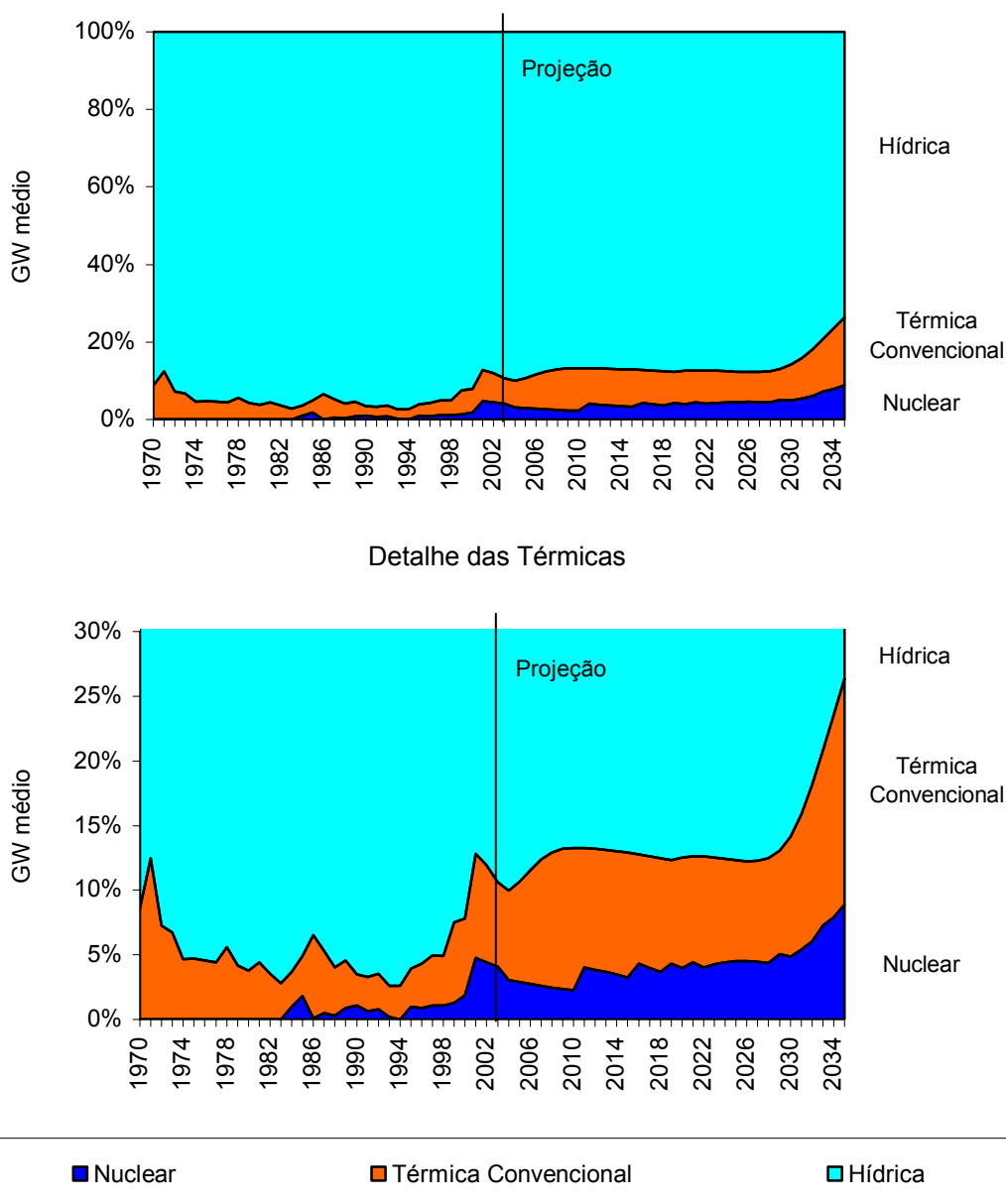


Figura 46: Participação das centrais na geração de energia projetada mostrando que a distribuição entre as diferentes centrais, até 2025, permanece muito próxima, em termos de participação, da verificada nos anos de 2001 e 2002. O sistema ainda continuaria predominantemente hídrico (abaixo o detalhe da participação das térmicas)

O histórico da capacidade instalada e sua projeção por tipo de central estão representados na Figura 47.

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

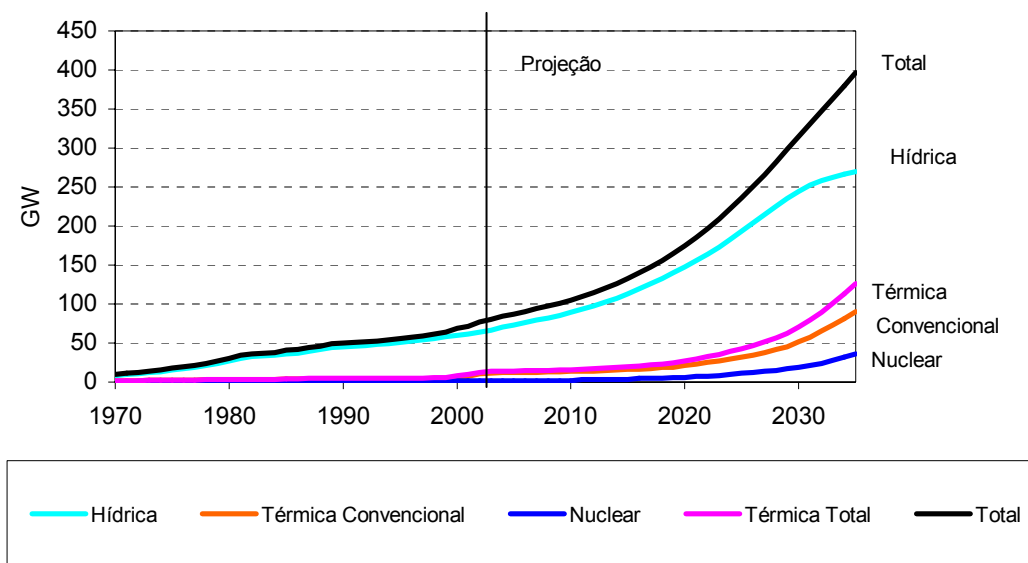


Figura 47: Evolução e projeção da capacidade por tipo de central.

A Figura 48 mostra o incremento anual da capacidade instalada projetada para atender a demanda.

Acréscimo Potência Anual Serviço Público

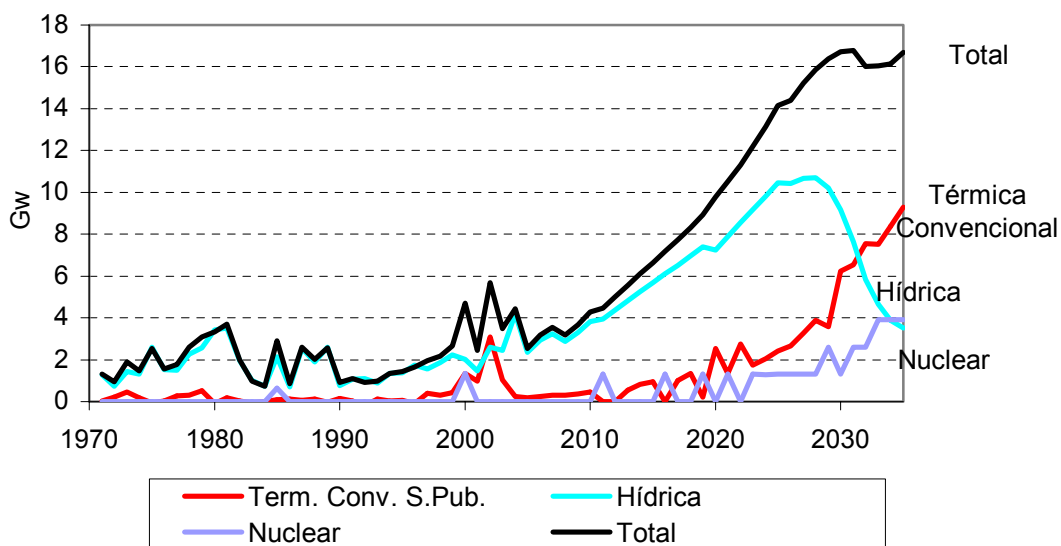


Figura 48: Capacidade adicional necessária para a geração; note-se que o acréscimo de potência nuclear foi considerado em unidades de 1,3 GW

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	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
	324	329	469	593	769	1006	1339	1931

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 a quando 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 49. 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.²⁷ Neste caso, a capacidade de térmicas instaladas atingiria 214 Gw dos quais 62 Gw nucleares.

²⁷ 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

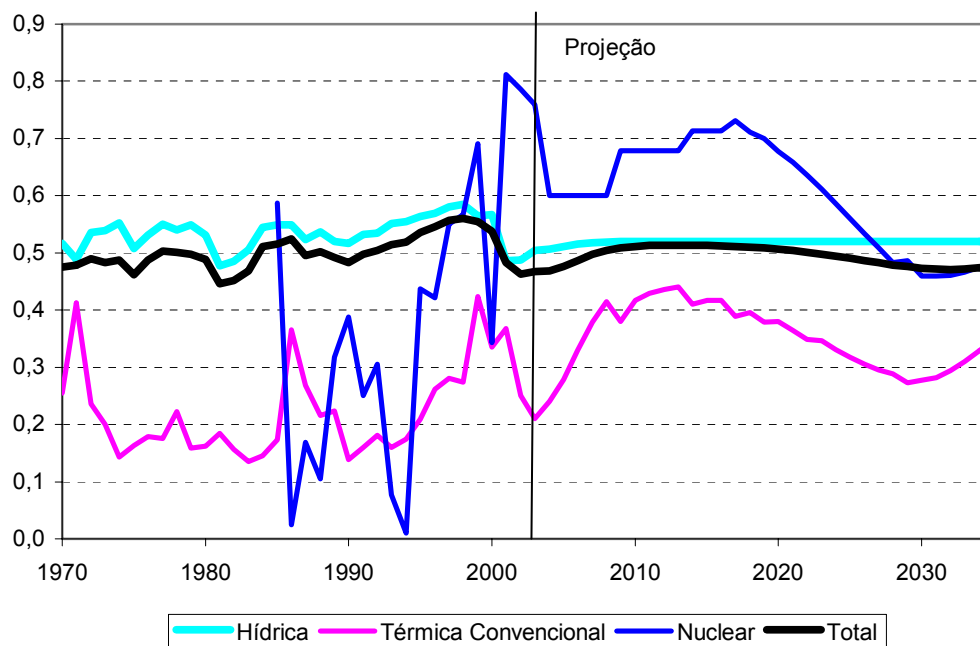


Figura 49: Fator de capacidade por tipo de central, mostrando que o caráter complementar da geração térmica implica em um baixo índice de utilização da capacidade térmica instalada. No caso das nucleares, seu menor custo de combustível favorece sua utilização.

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.

Listas

Lista de Anexos:

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.

Lista de Tabelas

Tabela 1 Capacidade de Armazenamento dos Sistemas Integrados	10
Tabela 2: Características do Sistema SE e da Simulação (Caso 1)	11
Tabela 3: Cenário de Referência: Principais Valores da Projeção	29
Tabela 4: Valores Estimados para Centrais de Serviço Público em TWh/ano	34
Tabela 5: Valores da capacidade de armazenamento relativos à energia natural afluyente	44

Lista de Figuras

Figura 1: Energia Natural Afluyente ao longo do ano de 2002 (Projeções ONS).....	4
Figura 2: Energia Natural Afluyente relativa ao valor máximo mensal (baseado nos mesmos valores da Figura 1). Note-se que a sazonalidade da região Norte (nas usinas integradas) é bastante pronunciada sendo que a aflluência de Agosto a Novembro é apenas cerca de 10% da máxima esperada (mês de Março).	5
Figura 3: Vazão natural correspondente à represa de Tucuruí onde se pode constatar a forte sazonalidade representada para a vazão (projetada pela ONS e a efetivamente observada) para o ano 2000.	5
Figura 4: Comparação entre a sazonalidade do Sudeste e do Sul. No Sudeste existe uma certa regularidade; no Sul a aflluência, ao longo do ano, oscila em torno de 70% da média apresentando picos de chuva, bastante distintos do esperado.....	6
Figura 5: 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).	7
Figura 6: Variação da carga em relação à média diária. A amplitude de variação ao longo do dia chega a 40%.	8
Figura 7: 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.	9
Figura 8: Relação armazenamento / (carga - geração térmica), expressa em meses, ao longo do tempo, que mostra a redução do armazenamento plurianual do sistema Sudeste.	10
Figura 9: 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 aflluência no 3º ano foram tomados de maneira a simular o “apagão” ocorrido em 2001.....	12
Figura 10: Valores para o Sudeste do estoque armazenado, da energia natural afluyente 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.	15
Figura 11: 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.	16
Figura 12: 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 importância 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.	17
Figura 13: 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....	18
Figura 14: 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.	19

Figura 15: 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.....	20
Figura 16: 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.....	21
Figura 17: 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.....	22
Figura 18: 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.....	23
Figura 19: 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.	24
Figura 20: 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.	27
Figura 21: Valores projetados para o PIB, expressos em dólares constantes de 2003.	28
Figura 22: A poupança interna experimentou sensível recuperação nos últimos quatro anos e é fundamental para manter o processo de crescimento.....	30
Figura 23: Para sustentar o crescimento é necessário manter a poupança interna e reduzir o nível de transferência de bens e serviços não fatores para o exterior.	30
Figura 24: Evolução do parâmetro energia equivalente por dólar de PIB (preços de 1994) e sua extrapolação.....	32
Figura 25: Projeção da participação da Energia Elétrica.	33
Figura 26: Projeções do PIB, energia equivalente total e energia elétrica até 2035.....	33
Figura 27: Valores da participação das perdas e da demanda atendida por autoprodutores e pela exportação utilizados para apurar a demanda de centrais de serviço público.....	34
Figura 28: Evolução da capacidade de Acumulação para usinas que representam 75% da total. (Lista da ONS de principais reservatórios).....	35
Figura 29: Crescimento da potência instalada; as trajetórias entre 1950 e 1968 e entre este ano e 2003 são quase lineares.....	36
Figura 30: Geração de Energia Elétrica nos EUA por fonte de origem.....	37
Figura 31: 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 hídrica segue ritmo próprio ao contrário das demais.....	38
Figura 32: Exemplo de um sistema hidro-termelétrico com uma demanda 20% superior à energia natural afluyente média e armazenamento/ afluência de 3 meses.....	39
Figura 33: A capacidade instalada no Brasil é predominantemente hídrica, tendo havido a partir da crise de abastecimento de 2001 uma retomada da participação das térmicas....	40
Figura 34: A recuperação da participação das térmicas na capacidade de geração é um fato marcante pós crise de 2001.....	40
Figura 35: 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).....	41
Figura 36: Fatores de Capacidade para diferentes tipos de usinas.....	42
Figura 37: Distribuição do potencial remanescente por região para o ano 2003 (potencial estimado + inventariado).....	43
Figura 38: 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.....	44
Figura 39: 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).....	46
Figura 40: 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.....	48
Figura 41: Participação das térmicas na produção de eletricidade e na capacidade de geração para $\alpha = 2$ e para o cenário de referência aqui adotado.....	48
Figura 42: Capacidade térmica necessária para regulação do sistema (sem limitações para hídrica) em diferentes hipóteses de capacidade de armazenamento das novas usinas....	49
Figura 43: Participação das térmicas na capacidade de geração para regular o sistema.....	50
Figura 44: 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.....	51
Figura 45: Projeção da produção de energia por centrais de serviço público com a indicação do tipo de geração previsto.....	53
Figura 46: 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).....	54
Figura 47: Evolução e projeção da capacidade por tipo de central.....	55
Figura 48: Capacidade adicional necessária para a geração; note-se que o acréscimo de potência nuclear foi considerado em unidades de 1,3 GW.....	55
Figura 49: 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.....	57

Notas Finais:

Nestas notas estão reunidos comentários preliminares sobre alguns temas relevantes que não foram suficientemente aprofundados

ⁱ Sazonalidade na Região Norte com novas usinas

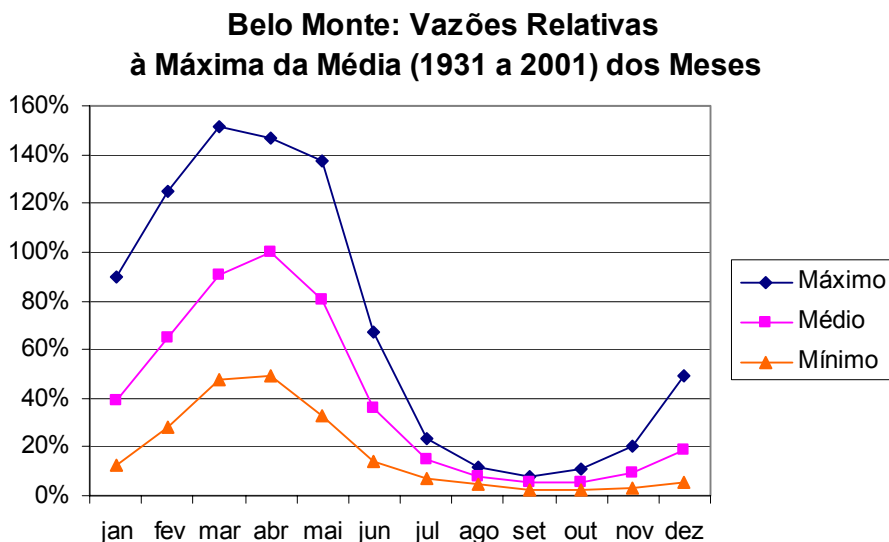


Figura NF1.1: Valores máximo e médio das vazões em Belo Monte. O valor da razão entre as vazões mínima/máxima (curva de valores médios) é de 5%. O “mínimo dos mínimos” é de 2% do máximo da curva média. Chama-se a atenção que a curva de mínimos (ou máximos) não representa um ano de vazão mínima (ou máxima),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

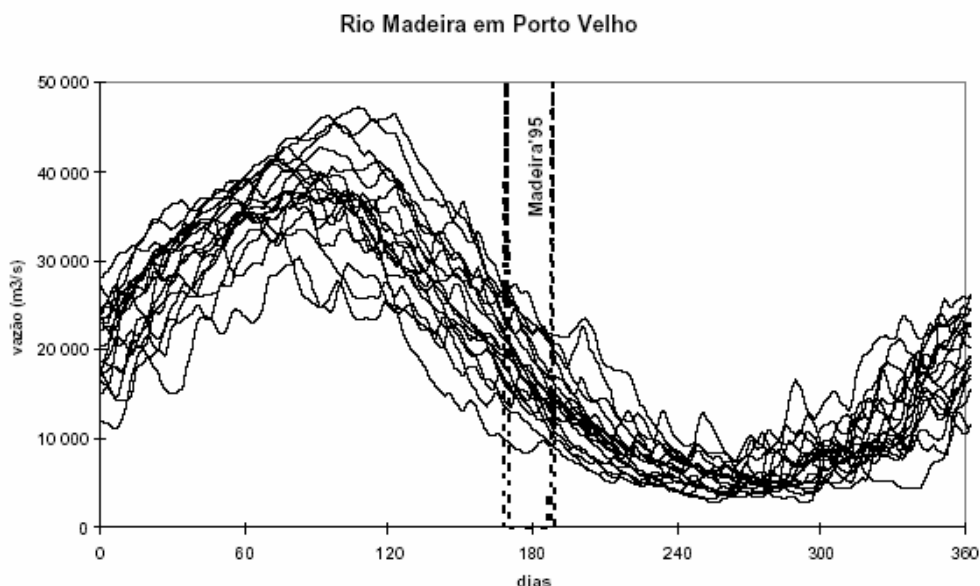


Figura NF1-2: Vazão do Rio Madeira em Porto Velho. A razão entre as vazões mínima e máxima (média) tirada do gráfico é cerca de 13%. Note-se que os meses de máximo e mínimo não diferem muito dos usados para a região Norte, baseados em dados do Rio Tocantins.

ii 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 Complementaridade de Regime de Chuvas entre as Regiões NE e Sul.

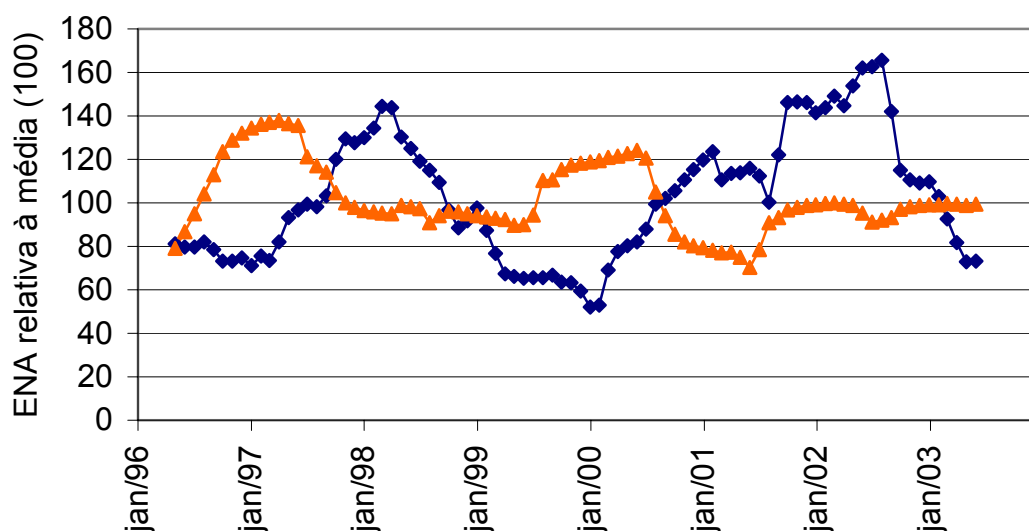


Figura NF2.1: Os dados de energia natural afluyente mostram uma correlação (negativa) entre os regimes de chuva do NE e Sul.



Anexos:

- 1- Modelo Simples de Simulação de Sistemas Hidrelétricos (Nota Metodológica)**
- 2- Regulação Térmica na Simulação de Sistemas Hidrelétricos (Nota Metodológica)**
- 3- Cenário Macroeconômico de Referência (Resultados)**
- 4- Projeção de Demanda de Energia e da Geração Elétrica em Unidades de Serviço Público (Resultados)**

Equipe Técnica:

Carlos Feu Alvim (coordenador)

José Israel Vargas

Othon Luiz Pinheiro da Silva

Omar Campos Ferreira

Frida Eidelman

Versão de 22 de Abril 2005

Anexo 1: Modelo Simples de Simulação de Sistemas Hidrelétricos (Nota Metodológica)

Introdução

O propósito desta nota é apresentar uma rápida descrição do caráter sazonal da geração hidroelétrica no Brasil e, com ajuda de um modelo computacional simples, simular o funcionamento do sistema, visando subsidiar a discussão do efeito de eventual introdução de potência adicional, seja ela hídrica com menor acumulação relativa, seja térmica. Esta nota apresenta:

1. Descrição da sazonalidade do sistema existente;
2. Descrição do modelo simplificado para simular o comportamento da geração e armazenamento de energia;
3. Estudo de configurações do sistema, com diferentes tipos de armazenamento, visando definir algumas situações típicas bem como as existentes nos sistemas elétricos regionais brasileiros.

A Sazonalidade do Sistema Elétrico Brasileiro

Na Figura 1 é mostrada a variação anual da Energia Natural Afluyente (ENA)¹ relativa ao valor médio anual de cada região.

¹ Segundo a ONS, Energia Natural Afluyente a uma região é a soma das energias naturais afluentes a todas as usinas desta região. Energia natural afluyente a uma usina é o produto da vazão natural afluyente a esta usina pela sua produtividade, considerando que o volume do reservatório esteja a 65% de seu valor máximo.

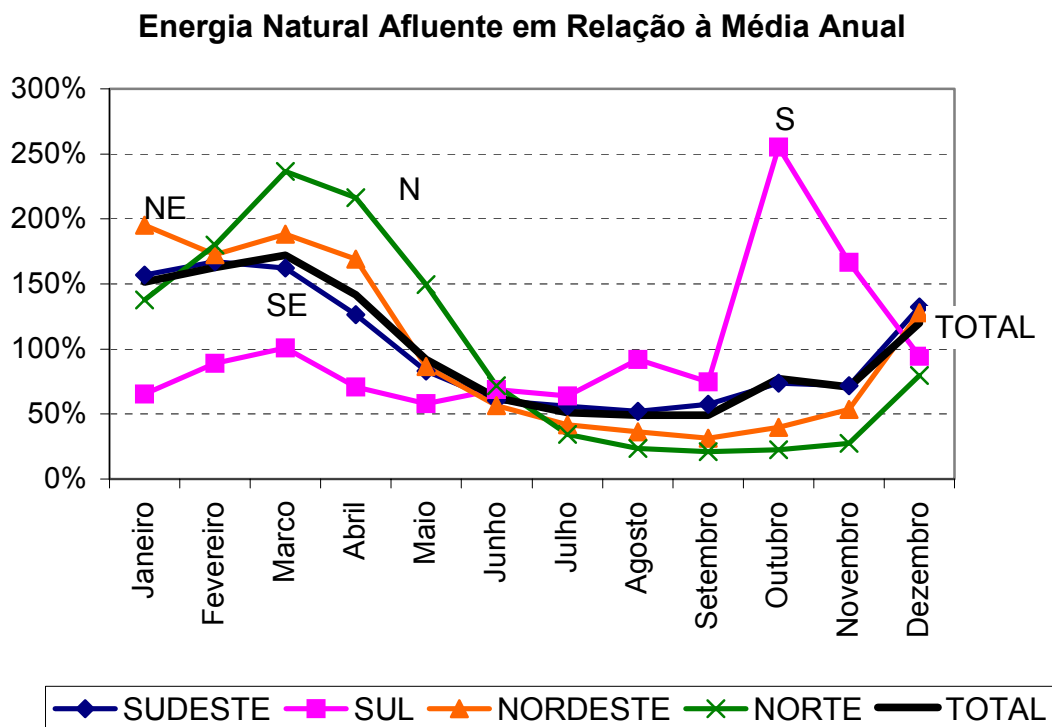


Figura 1: Energia Natural Afluente ao longo do ano (comportamento histórico usado pela ONS na projeção para 2000). Note-se que a sazonalidade da região Norte (nas usinas integradas) é bastante pronunciada sendo que a afluência de Agosto a Novembro é apenas 24% da média anual e cerca de 10% da máxima esperada (mês de Março).

Já no que concerne à geração (que reflete a demanda), as oscilações sazonais são menos importantes que as observadas em outros países como foi mostrado na Nota Técnica 1 (Características dos Sistemas Elétricos Integrados do Brasil). Como primeira aproximação, a demanda no Brasil pode ser considerada independente do fator sazonal.

A Simulação do Sistema

Para que uma simulação tenha transparência e possa servir à melhor compreensão de um problema, é indispensável que ela seja a mais simples possível e ainda assim capaz de descrever o passado do sistema².

A opção aqui adotada foi simular a energia anual afluente usando uma simples função co-seno (representando a oscilação periódica anual) sobreposta a um valor constante (igual à afluência natural mensal mínima). O primeiro mês na representação é o de maior afluência. Para comparações com a realidade, esse máximo é deslocado do intervalo de tempo necessário (em meses) para fornecer a melhor descrição do comportamento histórico médio.³

² Uma simulação deve ter a capacidade de “prever o passado” mas conservar sua capacidade de projetar o futuro. De uma maneira geral, quanto mais variáveis explicativas se acrescenta ao modelo, maior é sua capacidade de reproduzir dados do passado e menor sua capacidade de previsão.

³ Sendo n o mês considerado de afluência máxima (variando de zero a 11), a energia natural afluente e será: $e = (a/2)(\cos(n\pi/6) + 1) + b$ onde a e b são constantes representando a amplitude e a base, conforme mostrado na Figura 7.

Os valores usados na simulação são comparados com a média histórica mensal. (Figura 2).

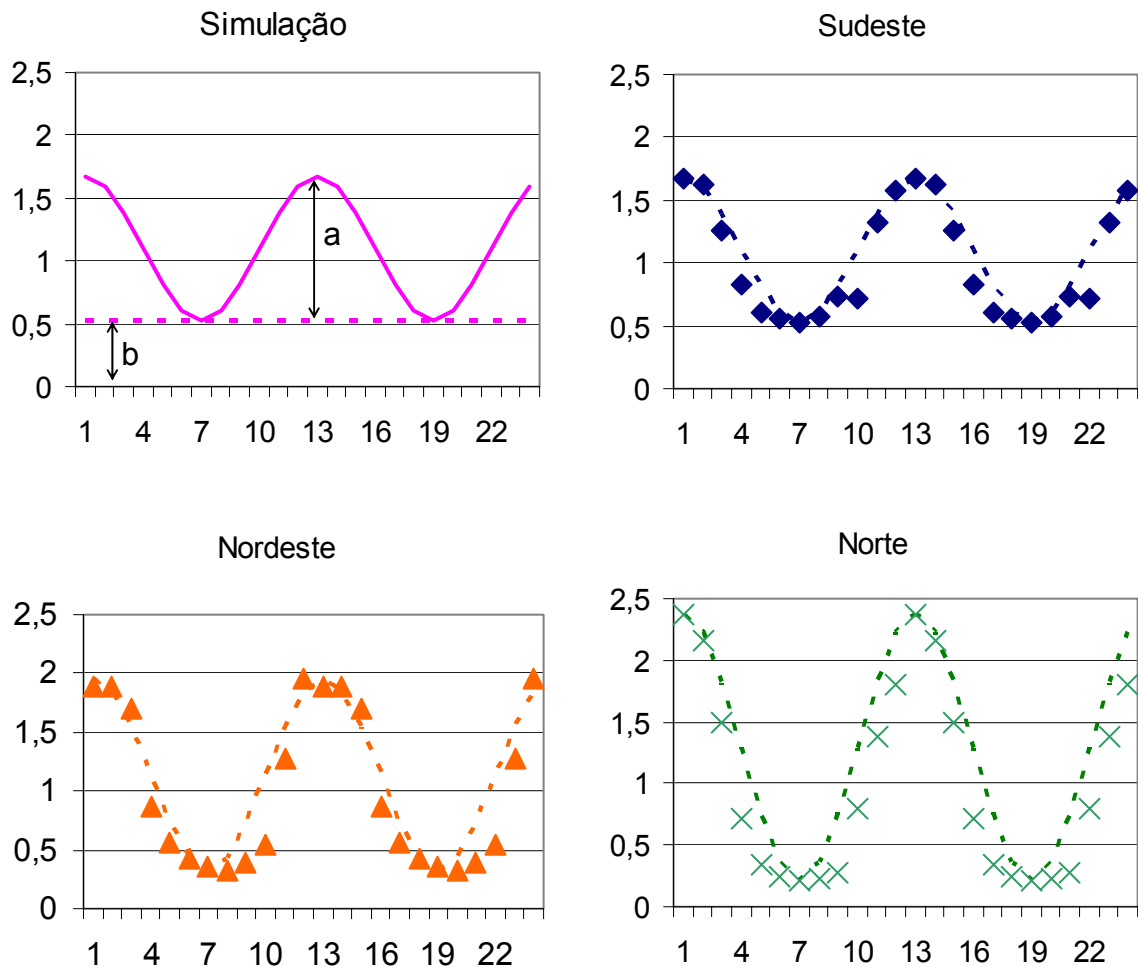


Figura 2: Simulação da energia natural afluyente por uma função tipo co-seno mais um valor constante. A representação é particularmente bem sucedida para a região Sudeste, fornecendo uma boa aproximação para a região Nordeste e um pouco pior para a Norte. Como pode ser observado nas figuras, a função não é aplicável ao comportamento esperado para a Região Sul.

Como o objetivo é fornecer necessariamente uma descrição semiquantitativa do problema, os resultados (Figura 2) são bastante satisfatórios

Também é bom lembrar que os pontos para os quais foi ajustada a curva já representam uma média de dados do passado⁴. Em um ano real, com os dados computados mês a mês, as variações são maiores que as obtidas quando os dados são comparados com a função usada, como é mostrado na Figura 3 para a região SE.

⁴ Na região Sudeste os valores esperados correspondem a uma média histórica de diversas usinas em diferentes bacias. Essa variedade resulta geralmente, na Natureza, em curvas “bem comportadas”. Já os dados da Região Norte praticamente estão restritos à Bacia do Tocantins e mostram uma estação seca de maior duração que a que resulta da aplicação de uma função co-senoidal.

Função de Projeção e Energia Natural Afluente Verificada na Região Sudeste

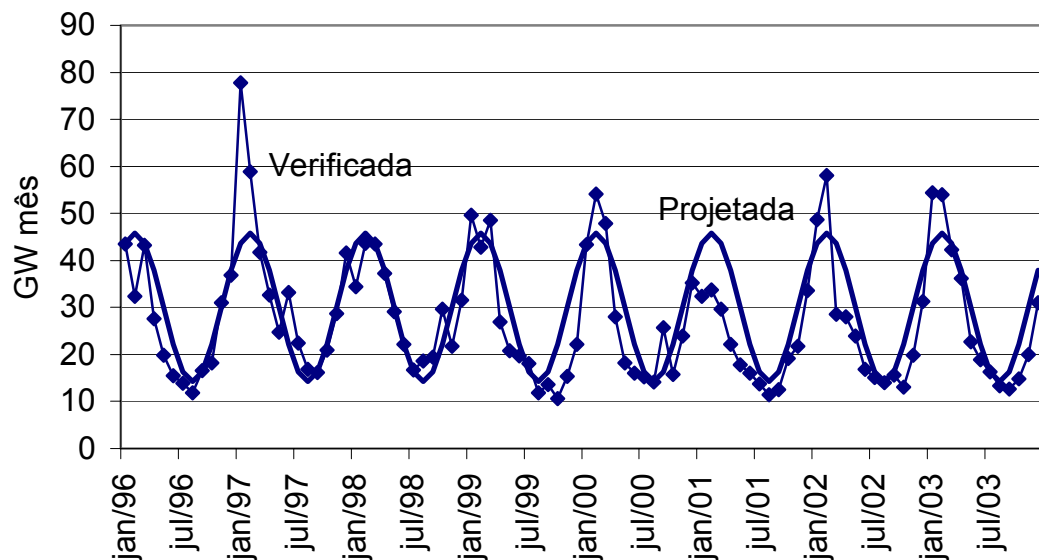
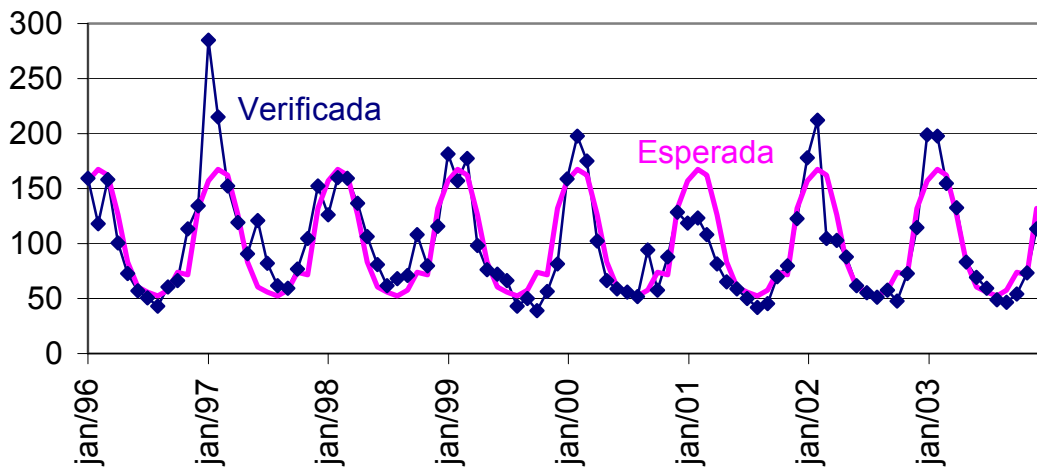


Figura 3: Comparação entre os dados verificados para a energia natural efluente e a projeção obtida a partir da curva demonstrativa da simulação adotada.

Na Figura 4, compara-se o regime de chuvas da Região Sudeste com o da Região Sul usando-se as curvas de projeção da ONS (baseadas no comportamento histórico). Quanto à região SE, a dispersão da curva usada pela ONS não é muito diferente da observada em relação à função de simulação (co-seno + constante).

Já no caso da Região Sul, o comportamento histórico não apresenta a regularidade sazonal mostrada pelas outras regiões. 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, ano a ano, como ocorre nas demais regiões. Em todo caso, a função usada pela ONS parece constituir uma alternativa válida para simular o comportamento da Região Sul.

SE: Energia Afluente Relativa à Média



SUL: Energia Afluente Relativa à Média

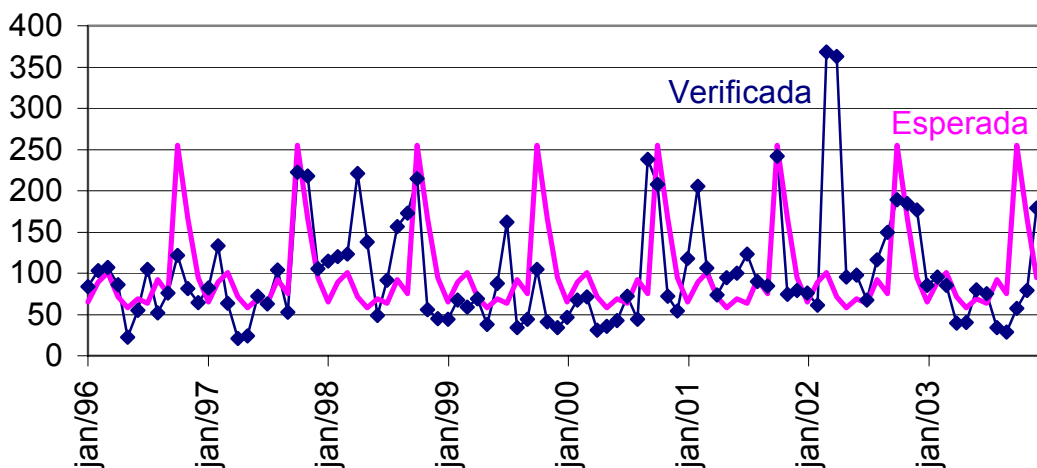


Figura 4: Comparação entre a sazonalidade do Sudeste e do Sul. No Sudeste existe uma boa regularidade; no Sul a afluência, ao longo do ano, oscila em torno de 70% da média apresentando picos de chuva, nem sempre coincidentes com o esperado.

Na simulação do sistema, os dados são expressos em GW mês, representando a produção efetiva ou a capacidade de gerar energia da água afluente ou armazenada. Nesta primeira abordagem, foi suposta uma situação estática (demanda, oferta e capacidade de armazenamento constantes). A mesma metodologia pode ser aplicada a situação em que essas variáveis acompanhem uma demanda crescente. A vantagem da atual abordagem é que ela permite separar conceitualmente o problema de armazenamento de energia do referente à dinâmica de crescimento.

No quadro a seguir são indicadas as equações usadas para descrever o sistema. Elas expressam uma relação de continuidade em que a água que aflui às barragens

é igual à utilizada no armazenamento (variação do estoque), na produção de eletricidade e vertida para outros usos ou evaporada.

Grandezas e relações utilizadas na descrição (*):

e - energia natural afluyente

d - demanda mensal

C - capacidade total de acumulação do sistema

c - estoque acumulado ao final do mês

v - energia vertida no mês

v_{min} – energia mínima vertida para outros fins (ou evaporada)

p – produção mensal

O estoque acumulado **c** será dado por

$$c_i = c_{i-1} + e - p - v_{\min}$$

onde **p** será igual à demanda **d**, salvo nos casos em que a energia afluyente do mês em curso e o estoque do mês anterior não sejam suficientes para atender à demanda, ou seja,

se $c_{i-1} + e - d - v_{\min} > 0$

$$p = d$$

caso contrário

$$p = c_{i-1} + e - v_{\min}$$

No caso em que o estoque obtido supere o valor máximo **C**, ou seja, quando

$$c_{i-1} + e - p - v_{\min} > C$$

teremos

$$c_i = C$$

e o volume vertido será o que exceder à capacidade de armazenamento

$$v = c_{i-1} + e - p - C$$

Para o mês inicial (zero) um valor do estoque e_0 pode ser arbitrado.

(*) As grandezas utilizadas são expressas para um mês genérico. Salvo indicação contrária, os dados referentes ao mês em estudo são expressos sem o índice exceto quando necessária à explicitação de dados referentes a outros meses.

Além da água usada para a geração, foi introduzida nos cálculos uma vazão mínima que buscou levar em conta a que se destina à evaporação, à regulação dos rios e à irrigação. Considerou-se um valor mínimo (**v_{min}**), para a energia vertida (e evaporada), já indicado nas equações descritas no quadro.

Também foi introduzida no programa de simulação a possibilidade de estabelecer-se uma vazão sazonalmente variável para descrever, por exemplo, o uso de águas para irrigação. Por conveniência de simplificação, a água evaporada está incluída no volume vertido⁵.

Foi considerada ainda a possibilidade de limitar (na modelagem) os volumes máximo e mínimo de armazenamento em valores diferentes dos nominais. Assim, o limite mínimo de operação pode não coincidir com o 0% nominal, mesmo sabendo-

⁵ Visando a simplificação pode-se, como foi feito nesta nota em alguns casos, subtrair da afluência a vazão para outros fins.

se que um volume de água não utilizável já foi considerado na contabilidade do sistema. De fato, o temor da ocorrência de cavitação tem levado, na prática, a que não se registrassem valores históricos de armazenamento zero. Além disto, existem razões ecológicas para manter um nível maior que o mínimo nos reservatórios. Por essa razão, na simulação, introduziu-se um mínimo exógeno diferente de zero (~ 10%) que leva em conta a experiência histórica de operação em tela⁶.

Não se deveria esperar também que as barragens atinjam 100% de sua capacidade (o que eliminaria seu poder de prevenir enchentes); além disso, na contabilidade mensal a barragem teria que permanecer cheia todo o tempo. Nas simulações pode-se estabelecer também um limite inferior ao máximo. No entanto, neste caso, a experiência de operação mostra valores de armazenamento até superiores a 100%, já que existe um volume extra de armazenamento que não é computado na capacidade de armazenamento e que às vezes é usado (provavelmente para remediar enchentes). Sendo assim, o valor máximo nominal foi considerado válido. Foi mantida, entretanto, a possibilidade de limitar, na simulação, o armazenamento máximo em valores inferiores a 100%.

Uma limitação do modelo é que ele trata toda uma região como se constituísse um único reservatório, com a conseqüente desconsideração na movimentação das águas, e de certos problemas na operação dos reservatórios. Isto pode explicar alguns valores negativos para a energia vertida (e evaporada). Neste caso, no entanto, a correção, embora possível, introduziria no sistema uma complexidade desnecessária tendo em vista que, ao trabalhar-se com médias mensais, boa parte destas diferenças perdem sentido prático. Para remediar esta situação, nos casos em que foi necessário apurar a energia vertida (incluindo, por simplificação, a evaporada), adotou-se a média trimestral móvel, obtendo-se então resultados satisfatórios (apenas valores negativos).

Simulações

Nas simulações aventadas, os cálculos foram efetuados para cinco anos. No terceiro ano, foi colocada a possibilidade de ocorrência de uma queda na energia natural afluente em ano seco. A simulação foi montada em uma planilha onde é possível variar diretamente os dados de entrada e observar os gráficos bianual e plurianual demonstrativos do comportamento durante os cinco anos em exame.

No que se segue, são apresentadas algumas simulações que servirão para alimentar a discussão sobre a demanda da complementação da energia hídrica no futuro.

Em relação à capacidade de armazenamento, podemos considerar as seguintes situações:

- Sistemas com regulação plurianual.
- Sistemas com regulação para um ano normal ou típico (afluências mensais dentro da média histórica)
- Sistemas sem armazenamento (fio d'água)

⁶ Quando se quer examinar o comportamento do sistema somente no que concerne à geração, pode-se usar na simulação somente o volume armazenado efetivamente utilizável ($C-v_{\min}$).

- Sistemas com regulação parcial (inferior a um ano).

O parâmetro armazenamento/produção, juntamente com a vazão mínima e a capacidade de produção determinam a estabilidade do sistema. Em 2003, a razão armazenamento/produção era cerca de 11 meses para o NE, 7 para o SE e apenas de 4 e 3 meses para o N e S, respectivamente.

A seguir, os quatro tipos de sistema são descritos. Dois deles correspondem aos sistemas regionais existentes no Brasil; os sistemas com “regulação exata para um ano normal de afluência” e o “a fio d’água”, embora não correspondam a nenhuma região específica, no entanto, são importantes, do ponto de vista conceitual, e por isso são descritos.

Sistema com Regulação Plurianual

Neste trabalho parte-se de uma situação real. De fato, tomou-se por base o comportamento da Região Sudeste no ano de 2003 como base⁷. Os valores usados na simulação são expressos em relação à energia afluenta média (=100) e estão indicados, para o Caso 1, na tabela de dados de entrada que precede o gráfico.

⁷ 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.

Caso 1

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

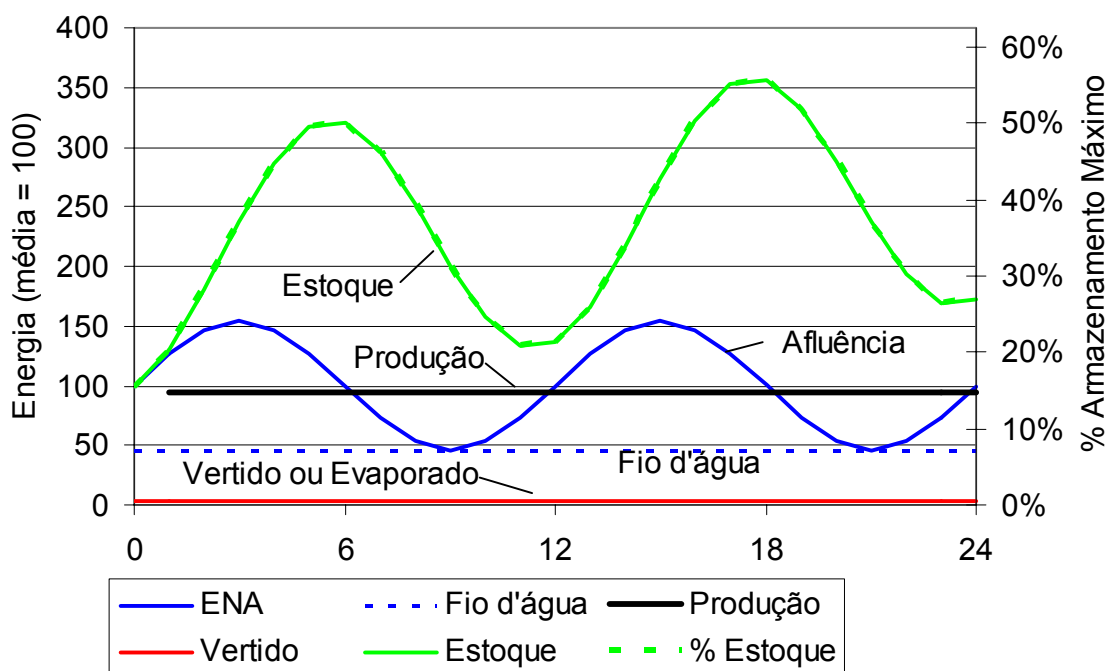
Sistema com Regulação Plurianual


Figura 5: Evolução esperada do sistema em condições análogas às vigentes na Região Sudeste em 2003. A produção mensal é de 15% da capacidade de armazenamento (armazenamento de 6,9 meses de produção). 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).

Nos gráficos (Figura 5 e 6) estão representados, mês a mês, a afluência (energia natural afluente), o estoque acumulado, o volume vertido e a produção. No gráfico plurianual (Figura 6) é indicada ainda a afluência média anual (=100 em ano normal) assinalando o “ano seco”.

A Figura 6 mostra a evolução esperada para uma situação parecida com a da Região Sudeste onde um baixo estoque e uma queda na afluência anual geraram o “apagão” de 2001. Os resultados de simulação estão expressos em relação à afluência média.

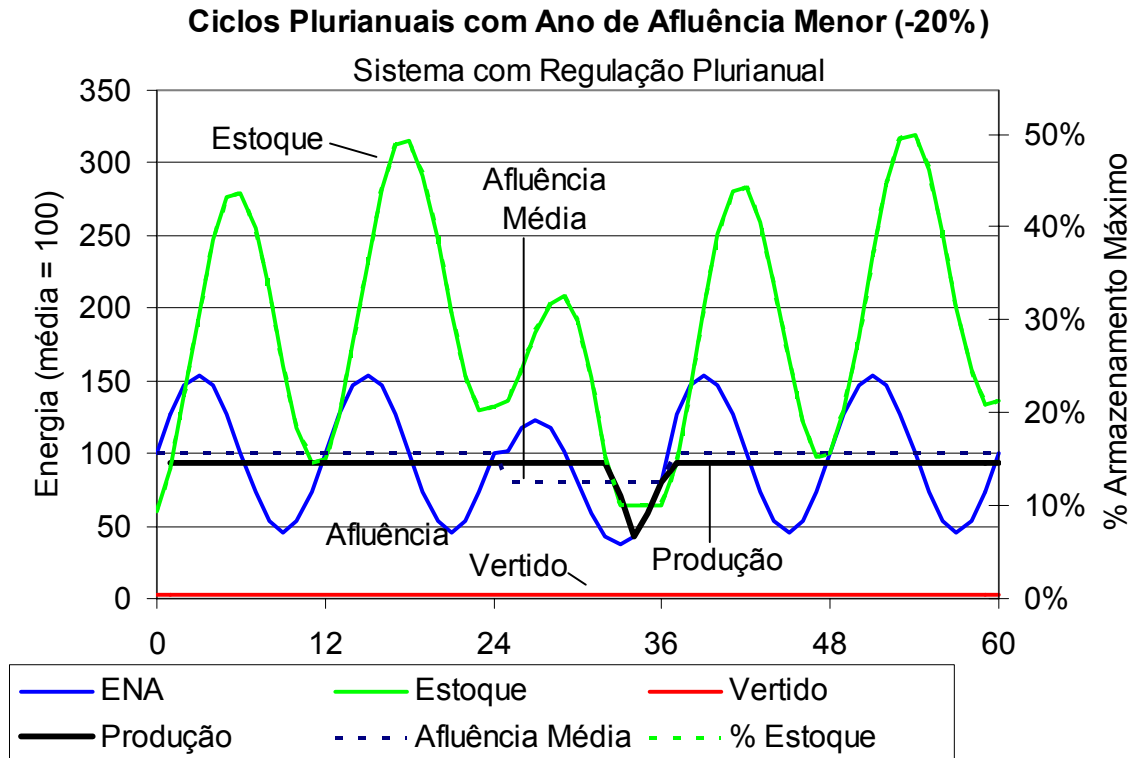


Figura 6: Simulação para situação de capacidades de armazenamento e produção semelhantes a vigente na Região Sudeste em 2003 e para um armazenamento inicial reduzido. Na simulação, os estoques existentes no início do terceiro ano eram insuficientes para enfrentar uma queda de 20% no nível da energia anual afluente.

Na simulação, tomou-se a demanda a ser atendida acrescida da vazão mínima (94 + 3) como sendo inferior à energia natural afluente média (100). Neste caso, a energia armazenada tenderia a crescer e, decorrido o tempo suficiente, a ser finalmente 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 para atender a demanda.

Como foi ressaltado anteriormente, a representação no modelo deve ser a mais simples possível mas que contudo ainda descreva o sistema adequadamente. Um bom teste das equações utilizadas consistiria em descrever, por diferença, o volume vertido + o evaporado. O resultado para a região Sudeste é mostrado na Figura 7. Resultados coerentes revelam que não foi esquecida nenhuma variável. Além disso, conhecer o comportamento das variáveis do modelo em situação real é um importante passo para elaborar as simulações do comportamento do sistema no futuro.

Ao comparar corretamente os resultados da simulação (Figura 6) com a realidade (Figura 7) para o sistema Sudeste, constata-se que, não obstante a simplicidade do modelo que considera ainda os mesmos valores relativos de produção, afluência e capacidade de estocagem nos cinco anos, a adequação ao sistema real assim obtida é boa.

Operação do Sistema - SUDESTE

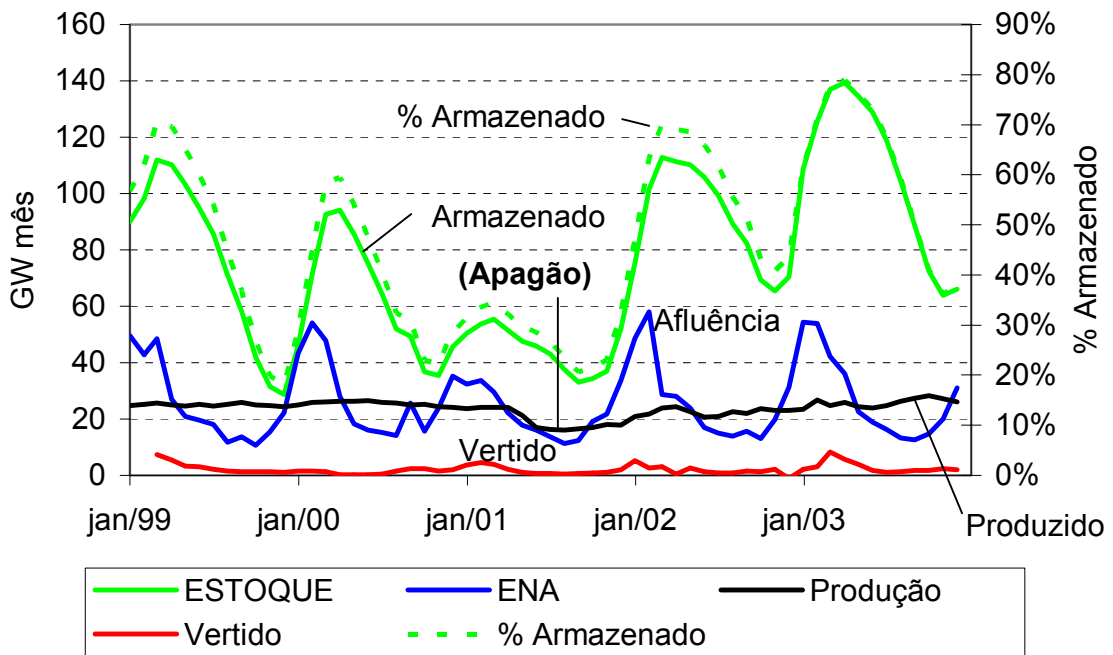


Figura 7: Valores para o Sudeste do estoque armazenado, da energia natural afluente e da produção de energia que conduziram ao “apagão” de 2001.

Como na simulação da Figura 6, o ano de 2001 iniciou com baixos estoques de água nos reservatórios (Figura 7) e estimava-se que uma queda na afluência anual média provocaria o racionamento que, infelizmente, veio a se confirmar.

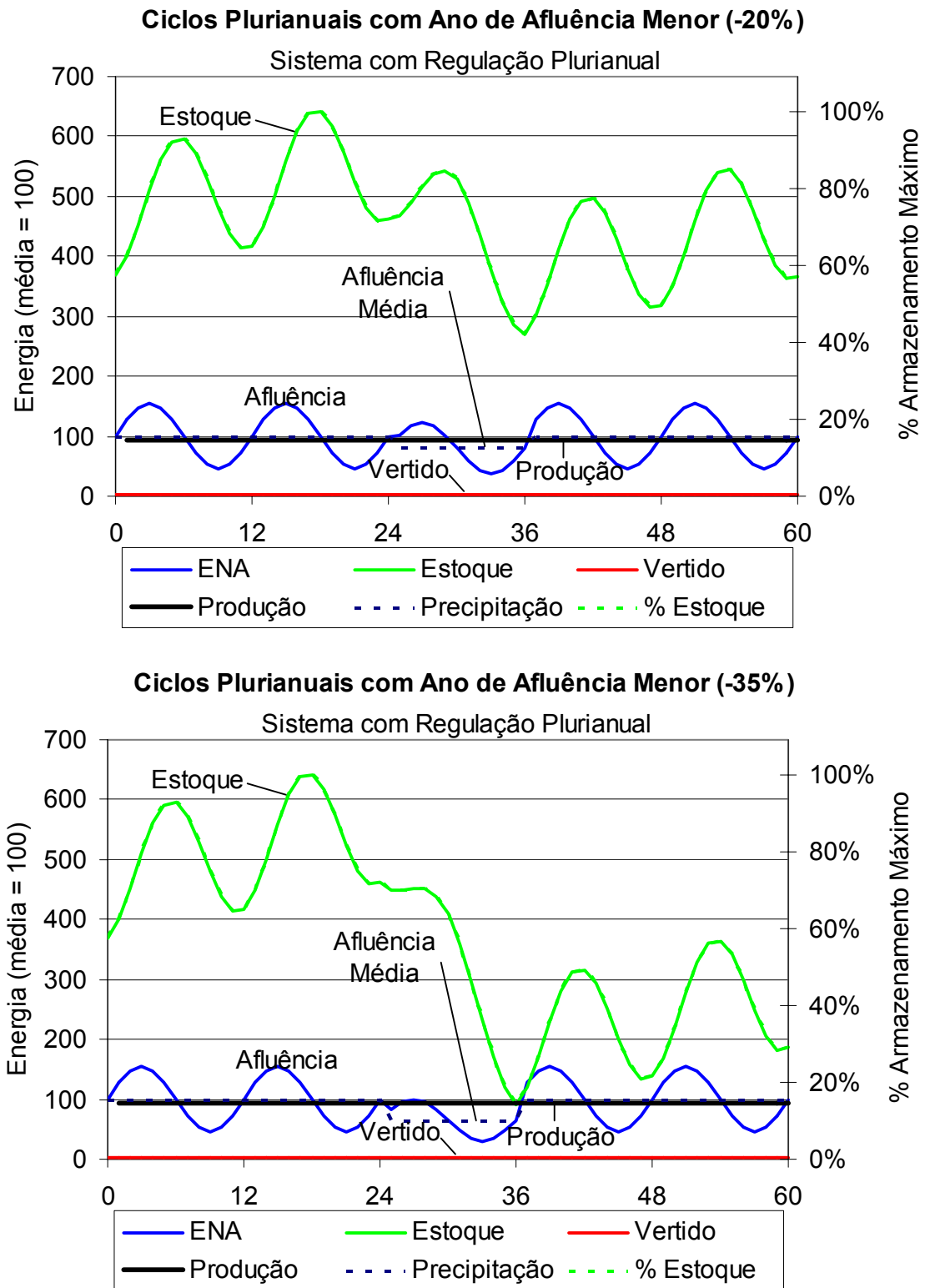


Figura 8: Se na situação da Figura 6 o sistema estivesse com seu estoque máximo no ano prévio ao ano “seco”, seria possível enfrentar, sem queda na produção, uma redução de 20% na energia afluente (gráfico de cima) ou até 35% de queda da afluência (gráfico de baixo).

Na Figura 8, com auxílio de simulações, compara-se o que teria ocorrido com a produção caso os estoques estivessem no máximo. Nesse caso, seria possível

enfrentar, sem problemas, a queda de 20% da energia afluyente e até mesmo uma queda de 35%.

Sistema com Regulação para um Ano

Um sistema poderia ser concebido para comportar a variação esperada em um ano (sazonal) sem regulação plurianual e com aproveitamento pleno da energia afluyente em ano de precipitação normal (dentro da média). Para que fosse aproveitada toda a energia afluyente, o reservatório poderia ter um volume consideravelmente menor que em um sistema com regulação plurianual. A situação seria a descrita na Figura 9 (Caso 2) onde, para facilitar a compreensão, consideraram-se nulos o estoque mínimo e a vazão mínima. Ou seja, foram contabilizados somente o afluxo e o armazenamento que pudessem, efetivamente, ser utilizados para a geração de eletricidade.

Caso 2:

Fluxo Médio	100	Capacidade Acumulação	202	Estoque Mínimo	0%
Fluxo Mínimo Mensal	46	Estoque Inicial	0	Estoque Máximo	100%
Produção Mensal	100	Vazão Mínima	0	Perda no ano seco	20%
Fluxo Máximo Mensal	154				

Sistema com: Produção = Afluência Líquida Ano Normal

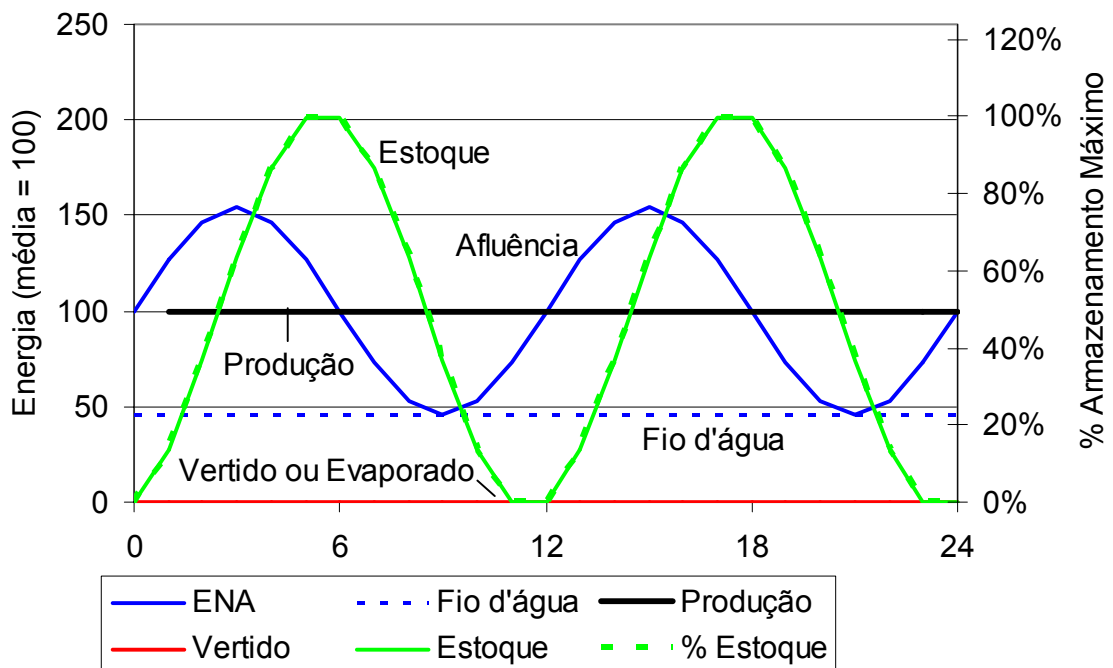


Figura 9: Em um sistema para atender um ano normal, como o representado acima, seria possível com um armazenamento de apenas 35% superior ao do mês de máxima afluência (volume do alagamento 35% acima do máximo anual normal) aproveitar 100% da energia afluyente em um ano típico. Em relação à afluência média, a capacidade de acumulação é de 2 meses. Em contrapartida, o sistema representado, como mostrado na figura seguinte, é altamente instável a variações do afluxo anual. Nota: Para facilitar a percepção, representou-se apenas a afluência líquida e os volumes de armazenamento efetivos (vazão mínima = 0 e estoque mínimo = 0). Per esta razão o vlume vertido não aparece na representação gráfica

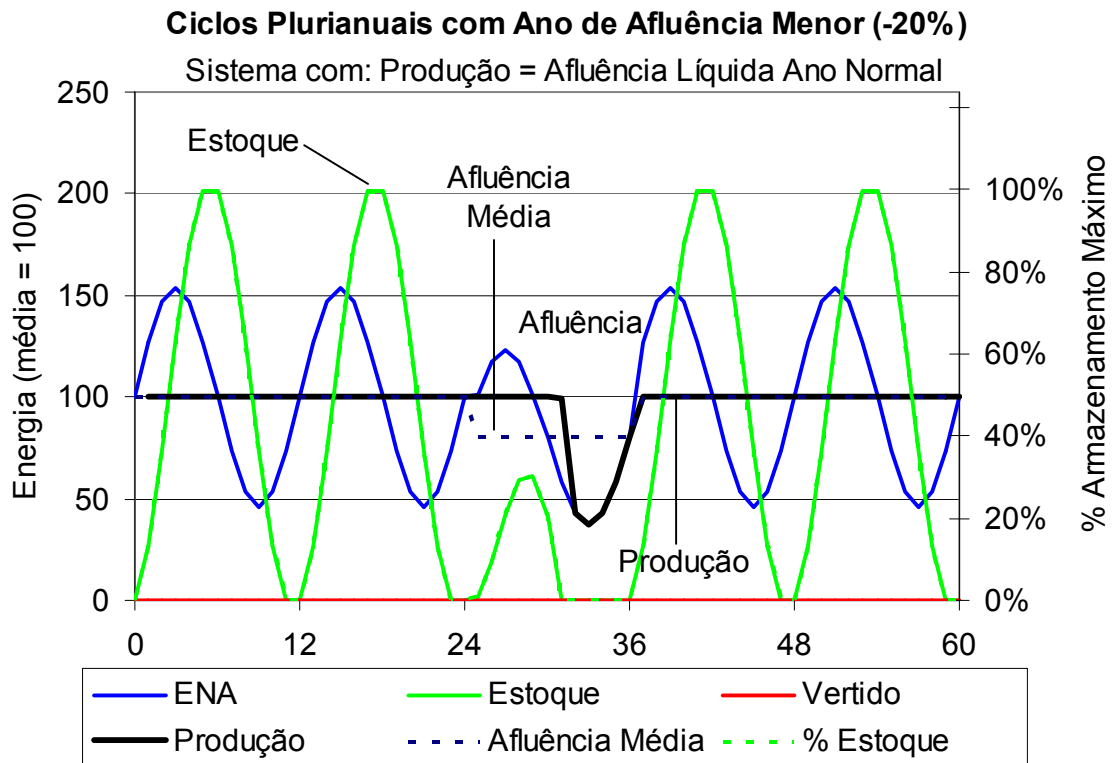


Figura 10: No sistema dimensionado para atender um ano normal, como o representado acima, uma variação (provável) de 20% na precipitação anual provocaria severo desabastecimento na ausência de uma complementação (externa à região ou não hídrica).

Em um sistema como o mostrado no Caso 2, o estoque de água armazenado seria “zerado” anualmente.

No sistema descrito, o armazenamento é exatamente o necessário para atender um ano normal. Toda a energia afluenta pode ser armazenada e ele seria o ótimo, não fora a previsível existência de anos de precipitação abaixo da média, quando o abastecimento sofreria uma severa redução. Para uma redução na precipitação de 20% (Figura 10), a produção de eletricidade cai em cerca de 60%.

Sistema a Fio d'Água

Pode-se também conceber 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 seria tão maior quanto maior fosse a oscilação entre a vazão natural máxima e mínima. Em compensação, a intervenção no sistema fluvial seria mínima. Deve-se ressaltar que não se trata, no caso, de usinas de fio d'água com regulação por barragem à montante, mas de um sistema que fosse concebido para operar inteiramente com a vazão mínima anual esperada (média dos mínimos históricos), a fio d'água. O Caso 3 (Figura 11) ilustra este sistema.

Caso 3:

Fluxo Médio	100	Capacidade Acumulação	0	Estoque Mínimo	0%
Fluxo Mínimo Mensal	46	Estoque Inicial	0	Estoque Máximo	100%
Produção Mensal	46	Vazão Mínima	0	Perda no ano seco	20%
Fluxo Máximo Mensal	154				

Sistema com Produção a Fio d'Água

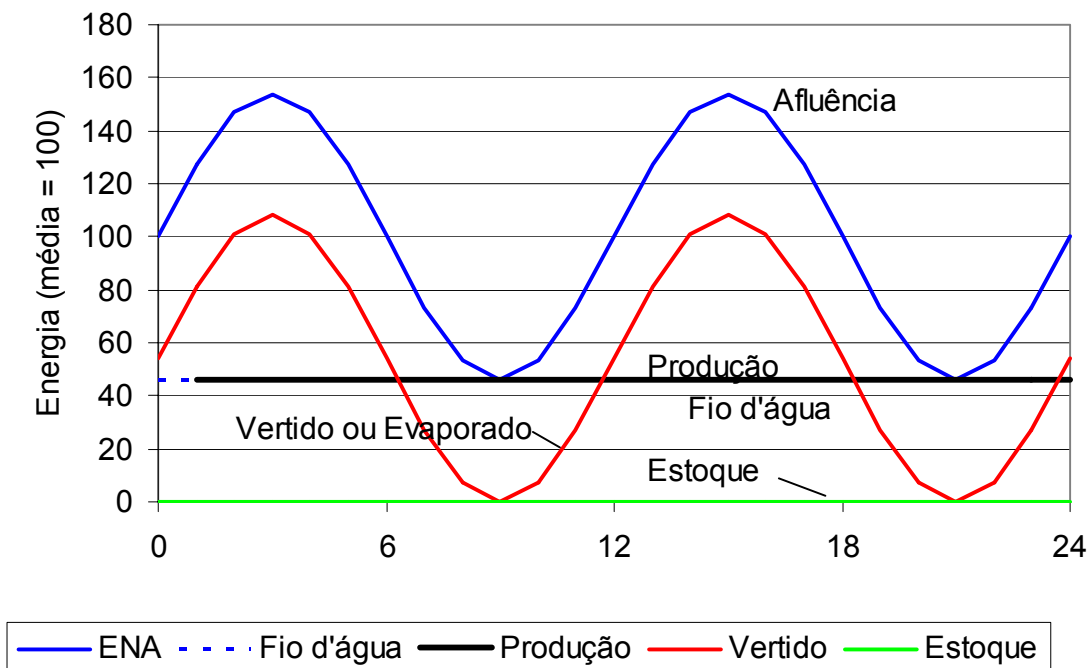


Figura 11: Sistema funcionando a fio d'água dimensionado para ano de precipitação normal (produção = fluxo mínimo mensal).

Como o sistema está dimensionado para operar na condição de mínima afluência em um ano normal, sua produção é bastante estável. No caso, ele foi dimensionado para operar na afluência mensal mínima de um ano normal e 46% da energia afluente anual seria aproveitada. Se ele fosse dimensionado para absorver um mínimo de precipitação que fosse 20% inferior ao normal (igual à produção mínima verificada na Figura 11), ele estaria aproveitando 37% da energia afluente. Note-se

que esse sistema com armazenamento nulo (ou quase nulo) é intrinsecamente menos sujeito a cortes nos anos mais secos que o anterior, apresentando uma redução na produção de eletricidade igual à da afluência (20%) e em um único mês (Figura 12).

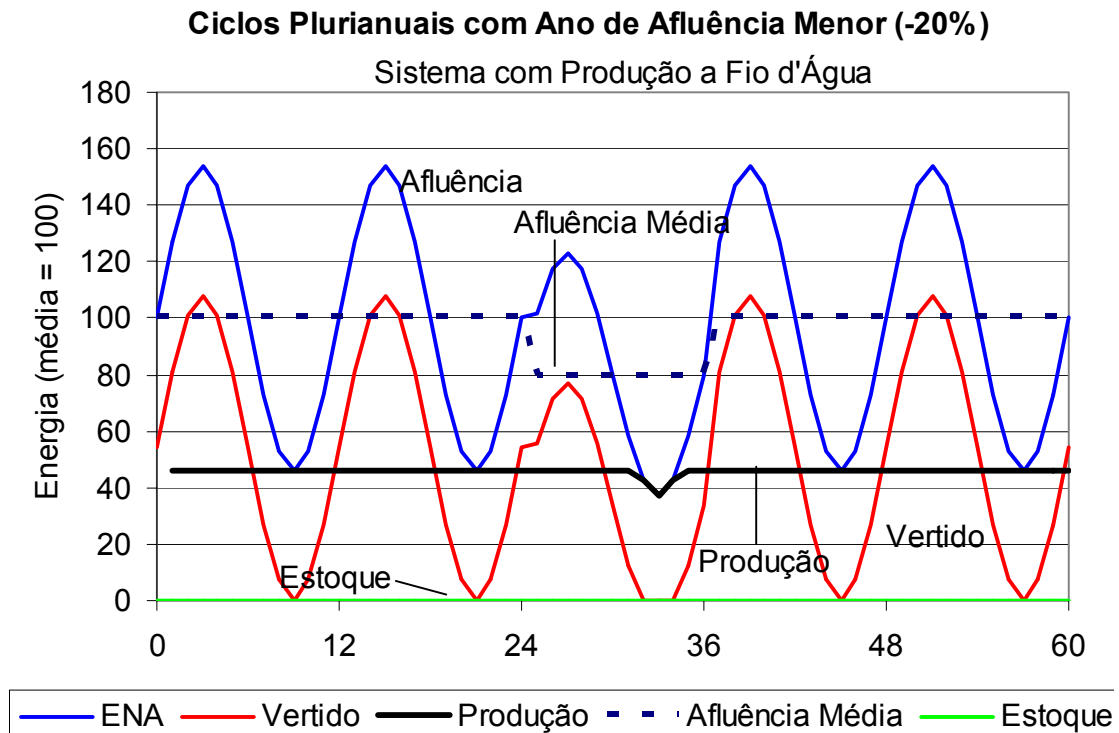


Figura 12: Em um sistema a fio d'água, o aproveitamento é fixado pela menor afluência mensal em um ano típico; no caso, o sistema aproveitaria 46% da média da energia disponível. Se ele fosse dimensionado para o mínimo mensal de um ano com precipitação 20% menor, o aproveitamento da energia anual disponível seria de 37% da anualmente disponível.

Deve-se considerar também que, para ter em conta a variação diária esperada, algum estoque deveria ser previsto, mas o volume necessário seria pequeno. Também a capacidade de geração deveria ser superior à demanda média (cerca de 20% no exemplo de São Paulo anteriormente citado). Algum armazenamento também seria requerido por razões operacionais.

A fração da energia afluente aproveitada, como foi dito, depende do ciclo de afluência. Para um sistema de vazão co-senoidal sobreposto a um valor mínimo constante (como o que foi suposto aqui), este valor pode ser facilmente obtido em função da razão entre as afluências mínima e máxima.

Na Figura 13, os valores calculados a partir da função usada e os reais (esperados) estão representados. Os valores reais correspondem ao ciclo anual médio de afluência e são representados para as quatro regiões. Os calculados com a função co-senoidal são ligeiramente inferiores aos reais, exceto para Região Sul, onde esta função não é adequada e o valor calculado é bem superior ao real.

Energia Natural Afluenta Aproveitada (Geração pela Vazão Mínima normal)

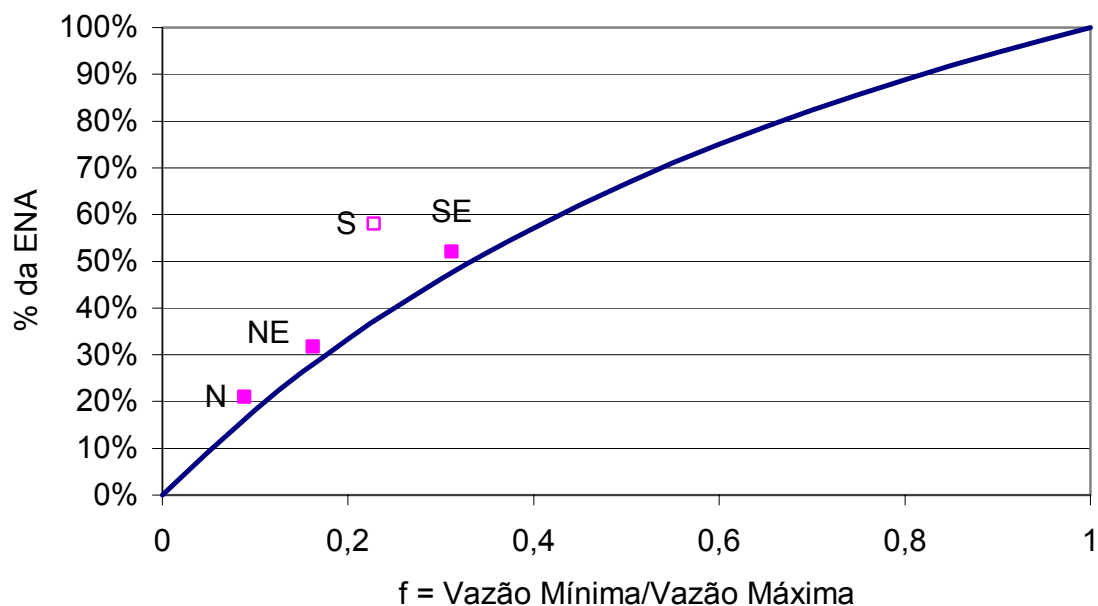


Figura 13: Fração aproveitada da energia natural afluenta em uma usina a fio d'água em função da razão entre as vazões mínima e máxima. Os pontos representam os valores esperados, baseados na média das vazões reais; a curva representa os valores obtidos com a função utilizada (co-seno + constante).

A Região Norte, onde se espera a maior expansão para geração no sistema integrado, apresenta o menor aproveitamento da energia afluenta total anual em usinas à fio d'água (20%). As restrições decorrentes da melhor compreensão dos problemas ambientais tornarão muito difícil a construção de barragens com capacidade de reservação nesta região..

Sistemas com Regulação Parcial

O Sistema com Regulação Parcial é de um tipo intermediário entre o Caso 2 (regulagem para um ano) e o Caso 3 (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.

O Caso 4 (Figuras 14 e 15) caracteriza-se também por apresentar uma afluência com maior variação ao longo do ano tentando-se, também nisto, reproduzir condições do atual Sistema da Região Norte⁸.

Caso 4:

Fluxo Médio	100	Capacidade Acumulação	130	Estoque Mínimo	0%
Fluxo Mínimo Mensal	18		Estoque Inicial	36	Estoque Máximo
Produção Mensal	64	Vazão Mínima	0	Perda no ano seco	20%
Fluxo Máximo Mensal	182				

Sistema com Regulação Parcial

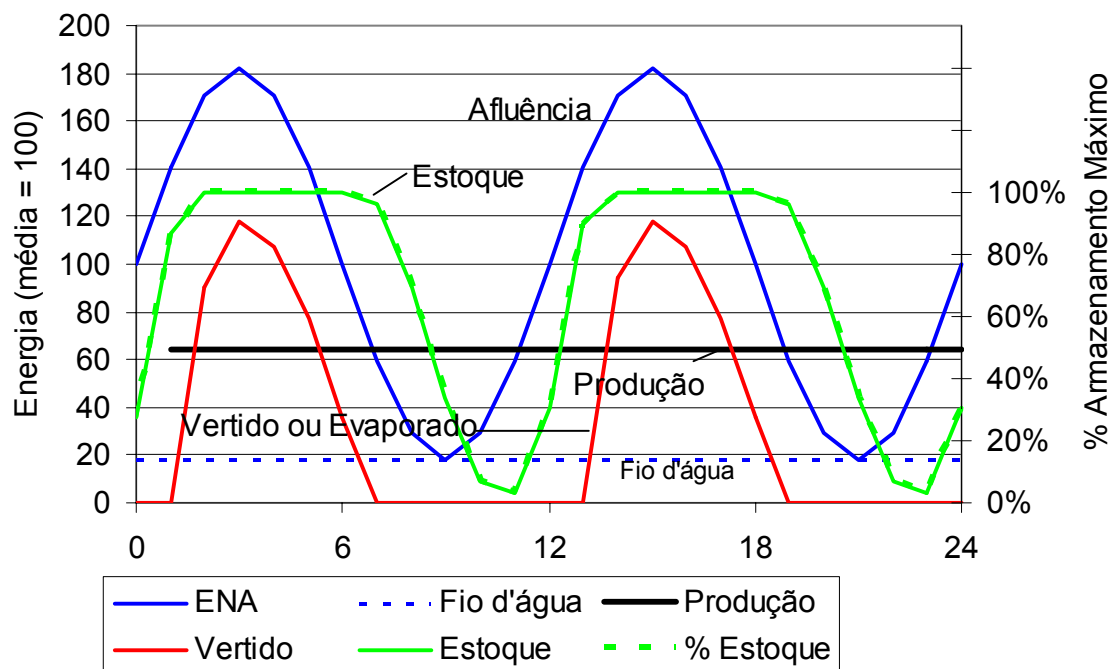


Figura 14: Simulação de sistema com regulação parcial onde o armazenamento de água é pouco mais que o operacional (inferior a um mês de afluência máxima). A regulação do sistema atende apenas há a alguns meses secos (três) onde o volume de água que afluí à usina é menor que o utilizado na produção. Não obstante o estoque ser de cerca de 2 meses de produção (como o simulado na Figura 13), a capacidade de regulação é menor neste caso em virtude da baixa afluência nos meses secos.

Além da perda na produção em virtude da queda uniforme na afluência mensal durante o ano, mostra-se (Figura 15) que uma variação da precipitação mensal ao longo do ano (sem redução da produção anual) pode também provocar uma queda importante na produção. Esse tipo de sistema apresenta, assim, grande instabilidade frente ao regime de chuvas, o que indica que a introdução de usinas com forte sazonalidade e baixo armazenamento torna imperiosa a complementação com usinas de outro tipo, capazes de fornecer estabilidade ao sistema.

⁸ No caso, a afluência mínima considerada foi de apenas 18% da média, enquanto nos casos anteriores foi tomada como 46% da afluência média anual.

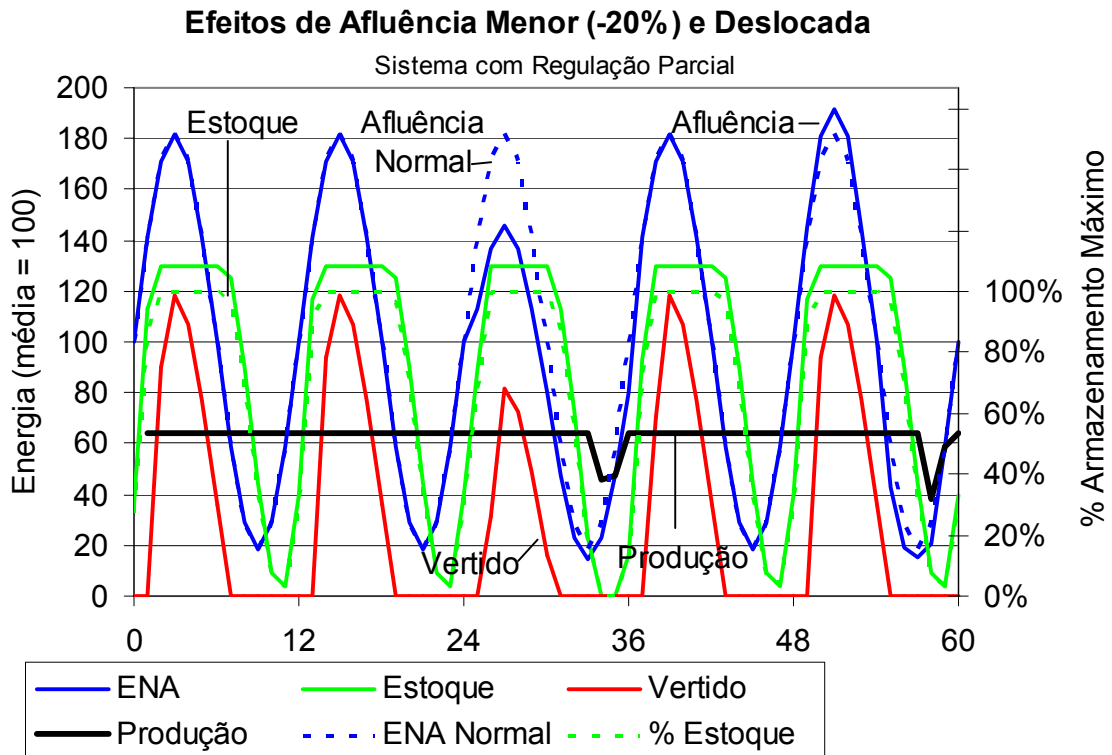


Figura 15: Na simulação de sistema com regulação parcial são mostrados dois fenômenos que podem provocar uma redução importante na produção: o primeiro é a redução uniforme de 20% da afluência ao longo de um ano seco, o segundo é constituído por uma variação da distribuição das chuvas (com o mesmo total anual); na simulação, uma pequena variação na distribuição da afluência provoca uma queda importante na produção (como a ocorrida na Região Norte no final de 2002).

Conclusão

Foi apresentado um modelo simples para a descrição de sistemas de geração, baseados em hidroeletricidade. Foram estudados casos típicos com simulações que procuram reproduzir alguns sistemas existentes no Brasil que forneceram resultados coerentes com a realidade. Também foram abordadas algumas situações que, embora não correspondam a situações verificadas nos sistemas regionais, fornecem informações úteis sobre configurações conceitualmente importantes.

Anexo 2: Regulação Térmica em Sistema Predominantemente Hidroelétrico (Nota Metodológica)

Sumário

Sumário	1
Introdução	1
Introdução da energia térmica no modelo	1
A simulação do sistema	2
Simulações.....	3
<i>Sistema com regulação plurianual</i>	4
<i>Papel da geração térmica em um sistema com regulação para um ano</i>	8
<i>Sistema com regulação parcial</i>	9
<i>Sistema a fio d'água</i>	13
Uso da função de afluência para obter a necessidade de armazenamento.....	14
Uso de térmicas para regular um sistema.....	15
Conclusão	22

Introdução

na Anexo 1 1 foram apresentados um modelo computacional e os resultados de simulações para situações típicas na geração e acumulação de energia nas barragens hidrelétricas.

Nesta nota são apresentados

1. descrição da introdução da geração térmica no modelo complementando a hídrica;
2. estudo de configurações do sistema, com diferentes tipos de armazenamento, visando definir o papel da complementação térmica nos sistemas elétricos regionais brasileiros.

Introdução da energia térmica no modelo

Na simulação dos sistemas foi considerado que a energia térmica seria utilizada em complementação à hídrica. ou seja, a preferência da geração seria sempre das hidrelétricas. para manter a máxima confiabilidade o sistema acionaria as térmicas para chegar à passagem entre a estação chuvosa e a seca (data esperada para o máximo de acumulação) com um nível de segurança pré-fixado. neste cálculo seria considerada a afluência de um ano normal, mas a programação das térmicas seria revista a cada mês em função da afluência real.

O nível de passagem não seria obrigatoriamente o máximo possível considerando que também não seria desejável gastar combustível com as térmicas e, com muita probabilidade, verter o excesso d'água para qualquer ocorrência de chuva além do esperado.

A simulação do sistema

A simulação do sistema foi descrita no Anexo 1. nela os dados são expressos em GW.mês, representando a produção efetiva ou a capacidade de gerar energia com a água afluyente ou armazenada.

Além da água usada para a geração, foi introduzida nos cálculos uma vazão mínima que buscou levar em conta a que se destina à evaporação, à regulação dos rios e à irrigação. considerou-se um valor mínimo (v_{\min}), para a energia vertida (e evaporada), já indicado nas equações descritas no quadro.

Também foi introduzida no programa de simulação a possibilidade de estabelecer-se uma vazão sazonalmente variável para descrever, por exemplo, o uso de águas para irrigação. por conveniência de simplificação, a água evaporada está incluída no volume vertido¹. as demais condições foram mantidas como mostrado em nota anterior.

¹ Visando a simplificação pode-se, como foi feito nesta nota em alguns casos, subtrair da afluência a vazão para outros fins.

grandezas e relações utilizadas na descrição (*):

- e** - energia natural afluyente
- d** - demanda mensal
- c** - capacidade total de acumulação do sistema
- c** - estoque acumulado ao final do mês
- v** - energia vertida no mês
- v_{min}** – energia mínima vertida para outros fins (ou evaporada)
- p** – produção mensal hídrica
- h** – geração térmica mensal
- h** – capacidade de geração térmica (geração máxima mensal)
- t** – tempo (em meses) até o próximo mês de máximo armazenamento
- ct** – estoque de transição
- ee** – energia afluyente esperada (no típico)

o estoque acumulado **c** será dado por

$$c_i = c_{i-1} + e - p - v_{\min}$$

onde **p** será igual à demanda **d - h**. Nos casos em que a energia afluyente do mês em curso e o estoque do mês anterior não sejam suficientes para atender à demanda, a complementação térmica é acionada até o limite da capacidade de geração **H**, ou seja, se $c_{i-1} + e + h - p - v_{\min} > 0$

$$p = d - h$$

caso contrário

$$p = c_{i-1} + e - v_{\min}$$

o valor da geração térmica será

$$h = (ct - (c + \sigma ee))t$$

que representa a diferença entre valor do estoque desejado e a somatória do estoque do mês com a aflluência no período compreendido entre o mês considerado e o da acumulação máxima esperada;

no caso em que o estoque obtido supere o valor máximo **c**, ou seja, quando

$$c_{i-1} + e - p - v_{\min} > c$$

teremos

$$c_i = c$$

e o volume vertido será o que exceder à capacidade de armazenamento

$$v = c_{i-1} + e - p - c$$

para o mês inicial (zero) um valor do estoque e_0 pode ser arbitrado.

(*) as grandezas utilizadas são expressas para um mês genérico. salvo indicação contrária, os dados referentes ao mês em estudo são expressos sem o índice exceto quando necessário à explicitação dos dados referentes a outros meses.

Simulações

Como nas simulações mostradas na nota anterior, os cálculos foram efetuados para cinco anos. no terceiro ano, foi colocada a possibilidade de ocorrência de uma queda (ou incremento) na energia natural afluyente para simular anos secos e excessivamente chuvosos.

As simulações são apresentadas para os mesmos sistemas anteriormente mostrados (nota metodológica 1) e para algumas situações intermediárias.

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).
- sistemas sem armazenamento (fio d'água)

Sistema com regulação plurianual

Como anteriormente, o primeiro caso tomou como base o comportamento da região sudeste no ano de 2003, expressando-se os valores em relação à energia afluyente média (=100), como indicado na tabela de dados de entrada que precede o gráfico.

Alguns parâmetros de entrada foram acrescentados à simulação na fase atual: ,

(energia) térmica máxima mensal

estoque de passagem (% do estoque máximo)

O estoque de passagem corresponde ao valor que se deseja atingir no final (esperado) da estação de maior afluência e é expresso em percentual de estoque total. A partir dele e com base na afluência esperada (ano de precipitação pluviométrica normal) e considerando que uma demanda mínima será atendida pela térmica calcula-se uma trajetória de mínimo risco. essa curva faz o papel, no programa, da curva de “aversão ao risco”, usada nos sistemas integrados brasileiros. no programa, ela é fixada buscando-se um risco mínimo, mas com uma reserva técnica para evitar verter água inutilmente. na tabela exemplo a reserva técnica é de 10% do volume total e seria perseguido um volume de 90% do reservatório no final do mês de maior afluência esperada.

A geração térmica é acionada sempre que houver um déficit do estoque esperado para o fim do mês em relação ao da curva. para exemplificar, suponhamos que o estoque desejável para um determinado mês seja 200 e a previsão de estoque (sem produção hídrica) seja de 260. se a geração térmica for de 60 e a restante for hídrica chegar-se-ia ao estoque desejado no fim do mês. o programa respeita as limitações de estoque mínimo, de geração máxima e de que não pode haver (naturalmente) geração negativa seja térmica seja hídrica.

Em resumo o programa dá preferência a geração hídrica e trabalha com estoques de passagem máximos (com margem de segurança para evitar verter).

Na figura 1 mostram-se as curvas de produção, estoque de água e afluência para um sistema com regulação plurianual.

afluência média	100	capacidade acumulação	640	estoque mínimo	10%	64
afluência mensal mínima	46	estoque inicial	60	estoque máximo	100%	640
demanda mensal	106	vazão mínima	3	estoque de passagem %max	90%	576
afluência mensal máxima	154	térmica máxima	20	perda no ano seco	20%	

Ciclos Plurianuais com Geração Térmica

Risco Mínimo e Térmica Máxima 20%

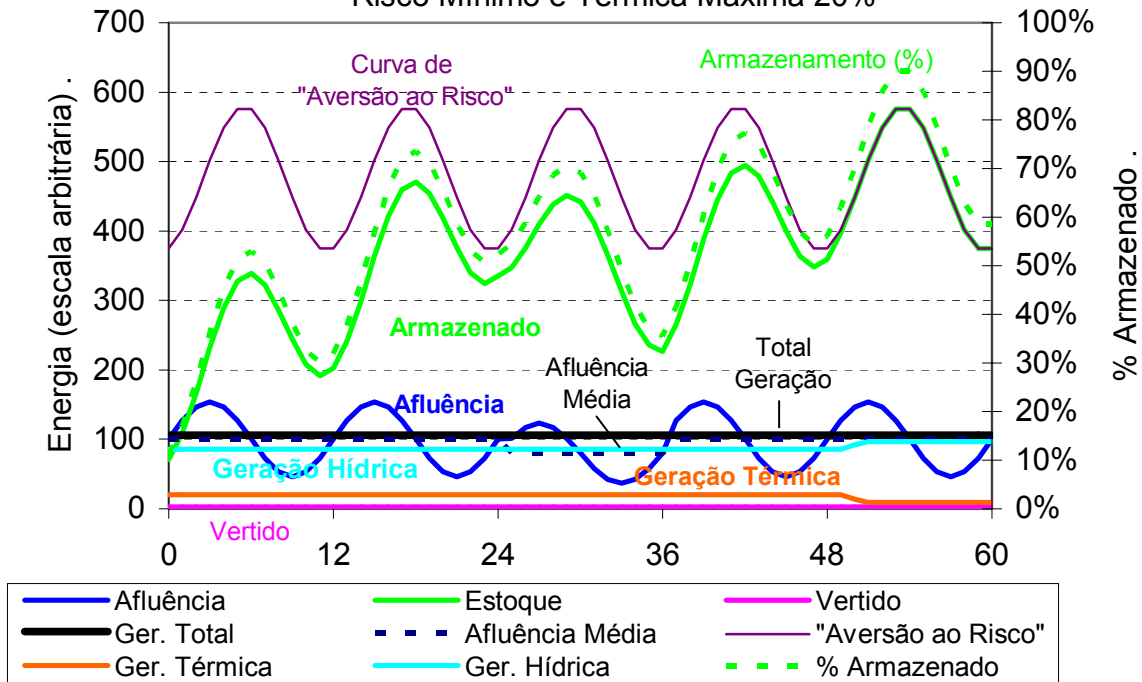


Figura 1: sistema com armazenamento plurianual com geração térmica limitada a 20 (20% da afluência média). pode-se observar que a produção térmica é mantida na máxima até que os estoques atinjam à curva de aversão ao risco quando passa a ser de 9 que é a diferença entre a demanda (109 incluindo água vertida mínima) e a afluência média (100).

Na Figura 2 mostra-se o efeito da redução do estoque “alvo” ou de passagem. o estoque e a capacidade térmica de geração de eletricidade mostram-se adequados para manter a produção mesmo com a ocorrência de um ano seco com afluência média 20% inferior. a célula modificada está indicada em azul.

afluência média	100	capacidade acumulação	640	estoque mínimo	10%	64
afluência mensal mínima	46	estoque inicial	60	estoque máximo	100%	640
demanda mensal	106	vazão mínima vertida	3	estoque de passagem %max	60%	384
afluência mensal máxima	154	térmica máxima	20	perda no ano seco	20%	

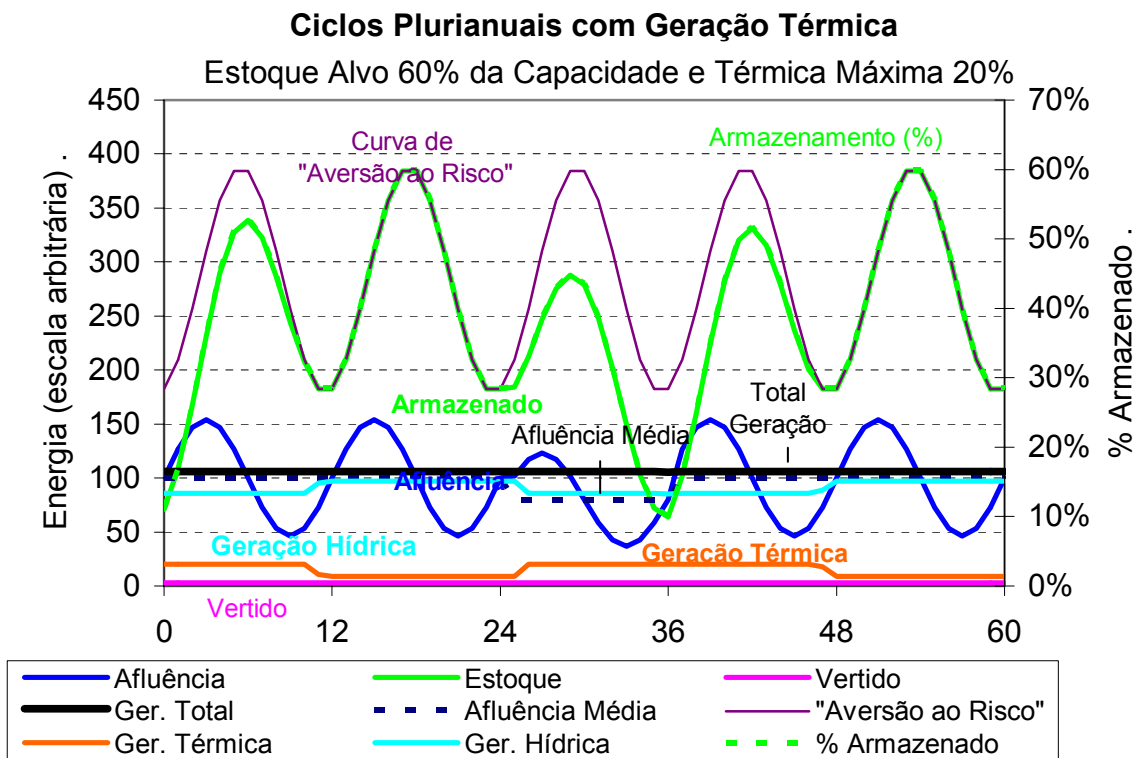


Figura 2: variação do exemplo anterior em que foi reduzido o “estoque de passagem” a geração térmica é acionada, em uma primeira fase, para recuperar o estoque de água e posteriormente para superar uma queda na afluência e para repor novamente os estoques. entre essas duas fases e na última o sistema assume o que se poderia chamar de “estado estacionário” gerando a energia térmica para suprimir a diferença entre a demanda e a afluência média. sendo a demanda suposta constante as curvas de geração térmica e hídrica são complementares.

No exemplo da Figura 3, considera-se o sistema com uma modificação adicional que é uma menor capacidade de geração de base térmica. o sistema apresenta um déficit de suprimento. a situação mostrada é similar a ocorrida no “apagão” de 2001. os dados de entrada modificados em relação à situação original são mostrados em destaque na tabela.

afluência média	100	capacidade acumulação	640	estoque mínimo	10%	64
afluência mensal mínima	46	estoque inicial	60	estoque máximo	100%	640
demanda mensal	106	vazão mínima vertida	3	estoque de passagem %max	60%	384
afluência mensal máxima	154	térmica máxima	15	perda no ano seco	20%	

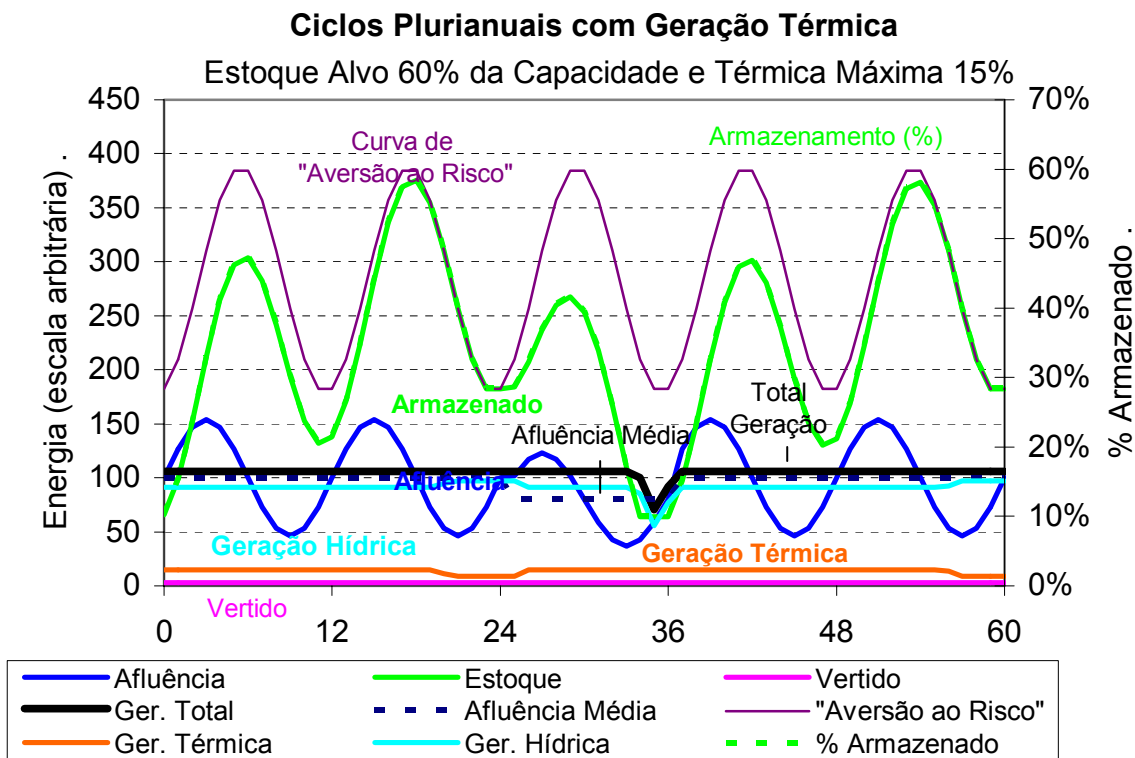


Figura 3: situação análoga à anterior onde a capacidade de geração térmica foi reduzida. configurando-se o problema de afluência (queda de 20% na média anual) não existe estoque de água ou capacidade de geração térmica para evitar o déficit.

É ainda interessante examinar o sistema original na ocorrência de um ano com excedente de chuvas (“perda” negativa de 30%). pode-se observar que o sistema verte água no ano da ocorrência do excedente de afluência e no auge da estação chuvosa do seguinte mesmo sendo toda a geração hídrica.

afluência mensal média	100	capacidade acumulação	640	estoque mínimo	10%	64
afluência mensal mínima	46	estoque inicial	60	estoque máximo	100%	640
demanda mensal	106	vazão mínima vertida	3	estoque de passagem %max	90%	576
afluência mensal máxima	154	térmica máxima	20	perda no ano seco	-30%	

Ciclos Plurianuais com Geração Térmica

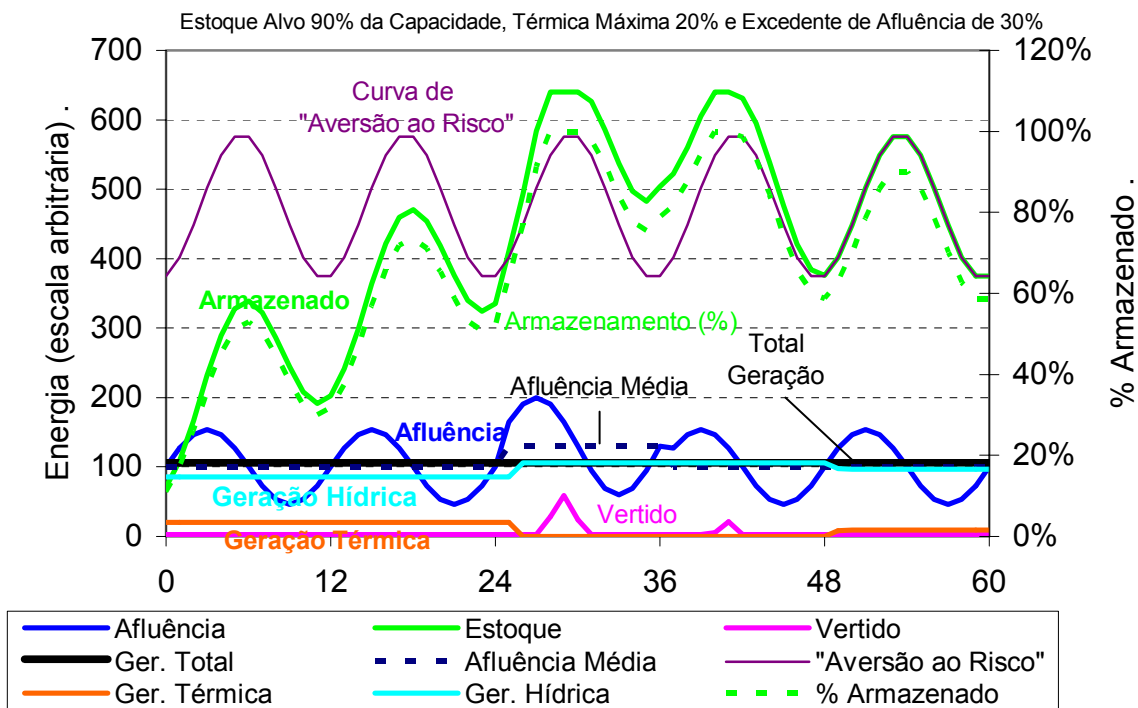


Figura 4: as condições da figura 1 foram modificadas, como indicado na tabela de dados de entrada, para simular um excedente de afluência de 30% no terceiro ano. mesmo reduzindo a zero a geração térmica houve necessidade de verter água na estação mais chuvosa em dois anos seguidos.

Papel da geração térmica em um sistema com regulação para um ano

Um dos sistemas estudados na nota anterior é o de regulação para um ano. a capacidade de armazenamento seria a adequada para gerar durante um ano de afluência normal aproveitando todo o fluxo à barragem. neste sistema o estoque de passagem seria sempre igual ao mínimo. o inconveniente deste sistema é que ele apresenta grande instabilidade a variações no nível de chuvas.

Como foi feito na Anexo 1, a representação foi simplificada supondo-se que estejam representados os estoques líquidos (já descontados o comprometimento com o estoque mínimo e o mínimo a ser vertido). neste exemplo, o reservatório inicia e termina o período com estoque zero não havendo reserva para absorver variações na média anual uma queda na afluência significa uma queda na produção que se concentraria no período seco podendo o abastecimento ser limitado, nos meses críticos a 40% do normal. para que o sistema mantivesse a geração constante seria necessário dispor de uma

capacidade térmica ociosa da ordem de 20% da hídrica para enfrentar igual queda na afluência média anual. nesse sistema (Figura 5) a regulação plurianual seria inteiramente propiciada por uma capacidade térmica que permaneceria ociosa salvo para atender queda na afluência anual.

afluência mensal média	100	capacidade acumulação	202	estoque mínimo	0%	0
afluência mensal mínima	46	estoque inicial	0	estoque máximo	100%	202
demanda mensal	100	vazão mínima vertida	0	estoque de passagem %max	100%	202
afluência mensal máxima	154	térmica máxima	22	perda no ano seco	20%	

Sistema de Regulação Parcial e com Geração Térmica

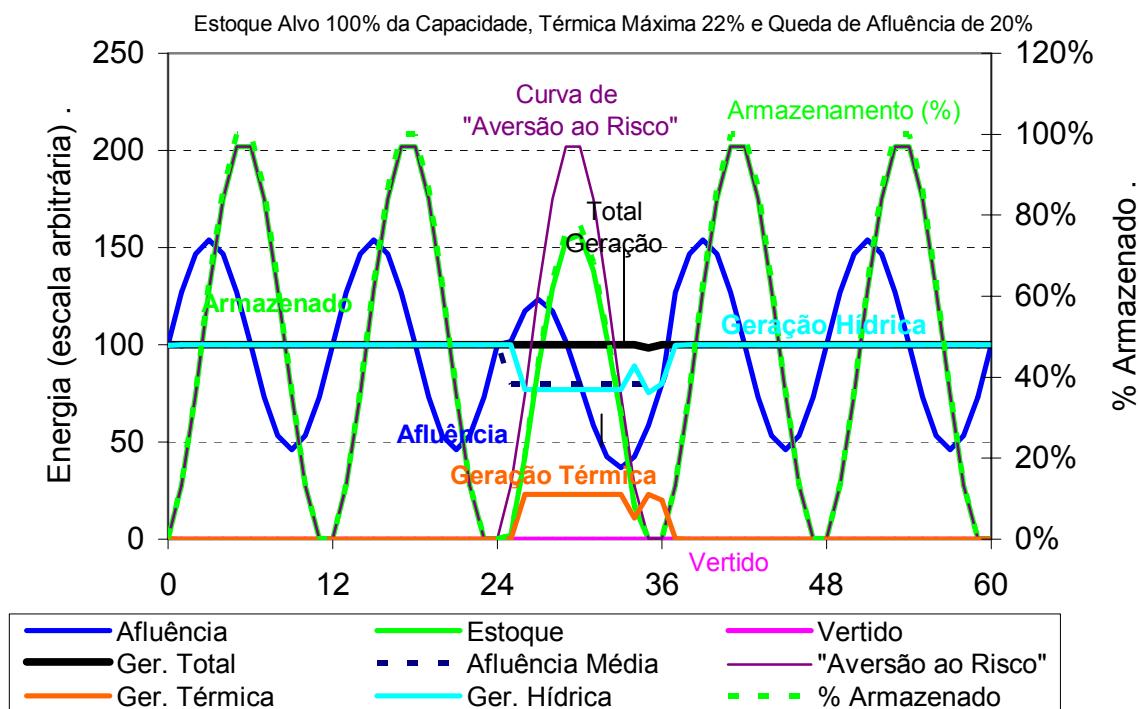


Figura 5: sistema com regulação para um ano de afluência normal; a geração térmica é acionada somente para regular as reduções no nível de precipitação médio anual.

Sistema com regulação parcial

Um dos exemplos analisados na Anexo 1 foi o de um sistema com regulação parcial como o da região norte. nele, verter água no período de maiores chuvas faz parte da programação normal. isto significa que somente uma fração da energia afluente é aproveitada. no exemplo montado, também foram considerados fluxos mínimos (em relação à média) mais reduzidos que os do exemplo anterior que tomou como base as características do sistema sudeste. O resultado da simulação (Figura 6) mostra que para um sistema idealizado para aproveitar 64% da energia afluente (com a capacidade de estocagem e a afluência mensal considerada) a complementação térmica somente seria necessária para queda na produção na ocorrência de ano seco. obviamente se for possível uma interligação com outra região o problema de abastecimento provocado pelo menor afluxo poderia ser resolvido mediante transferências como é feito atualmente para a região norte.

afluência mensal média	100	capacidade acumulação	130	estoque mínimo	0%	0
afluência mensal mínima	18	estoque inicial	0	estoque máximo	100%	130
demanda mensal	64	vazão mínima vertida	0	estoque de passagem %max	100%	130
afluência mensal máxima	182	térmica máxima	23	perda no ano seco	20%	

Sistema de Regulação Parcial e com Geração Térmica

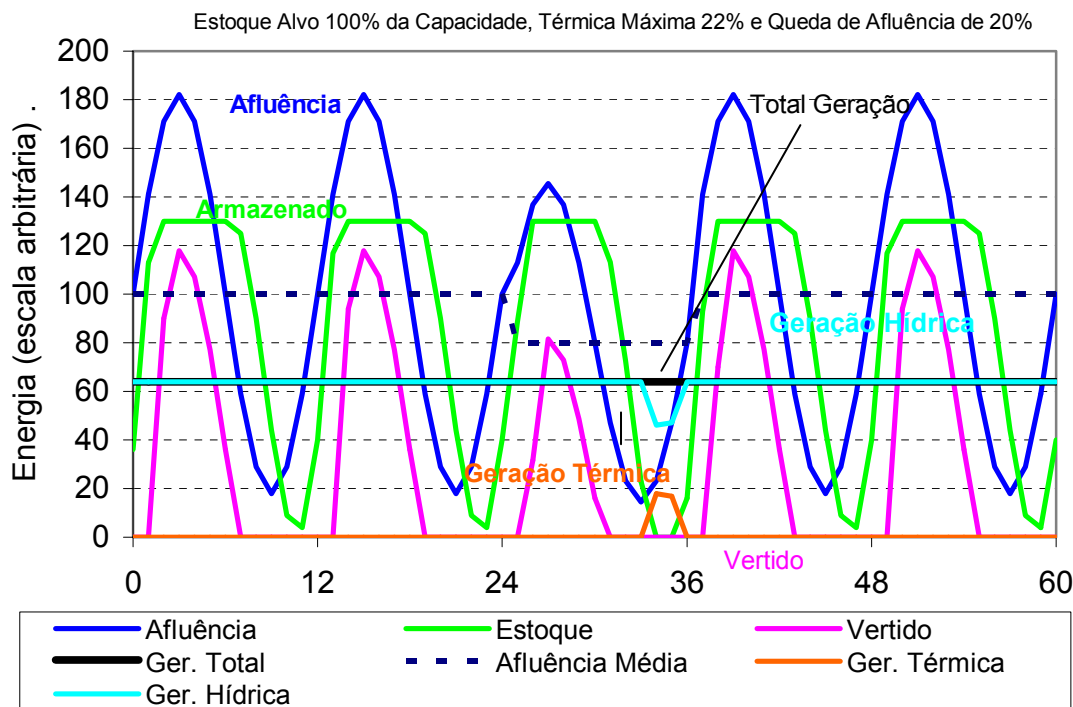


Figura 6: sistema com regulação parcial onde 64% da energia afluente é utilizada. nesse esquema de funcionamento, a energia térmica entra apenas como reguladora de anos secos.

Como o crescimento do sistema integrado para as próximas décadas será fortemente ligado ao que se possa fazer com a geração na região norte (fundamentalmente com aproveitamentos de afluentes da margem direita do Amazonas), vale a pena investigar as soluções para a associação de térmicas em um sistema como este.

Para que toda a energia fosse aproveitada somente na geração hídrica, seria necessário elevar a capacidade de acumulação ou instalar uma complementação térmica. Em um futuro onde a geração fosse metade térmica e metade hídrica, pode-se conceber um sistema onde toda a água seja aproveitada e o sistema estaria protegido contra queda de afluência média de 20%. naturalmente outros níveis de segurança poderiam ser programados. este esquema é mostrado na Figura 7, em representação bianual para facilitar a visualização².

² A curva de “aversão ao risco” foi usada para forçar o sistema a escolher uma trajetória em que o mínimo de estoque não fosse atingido e que a reação em geração térmica à queda do fluxo fosse antecipada. este estoque maior de passagem permitiria enfrentar o “ano seco” da simulação.

afluência mensal média	100	capacidade acumulação	130	estoque mínimo	0%	0
afluência mensal mínima	18	estoque inicial	0	estoque máximo	100%	130
demanda mensal	200	vazão mínima vertida	0	estoque de passagem %max	100%	130
afluência mensal máxima	182	térmica máxima	150	perda no ano seco mínimo na trajetória padrão	20%	
					110	

Sistema com Geração Térmica e Hídrica com Igual Participação

Térmica Máxima 150% e Queda de Afluência de 20%

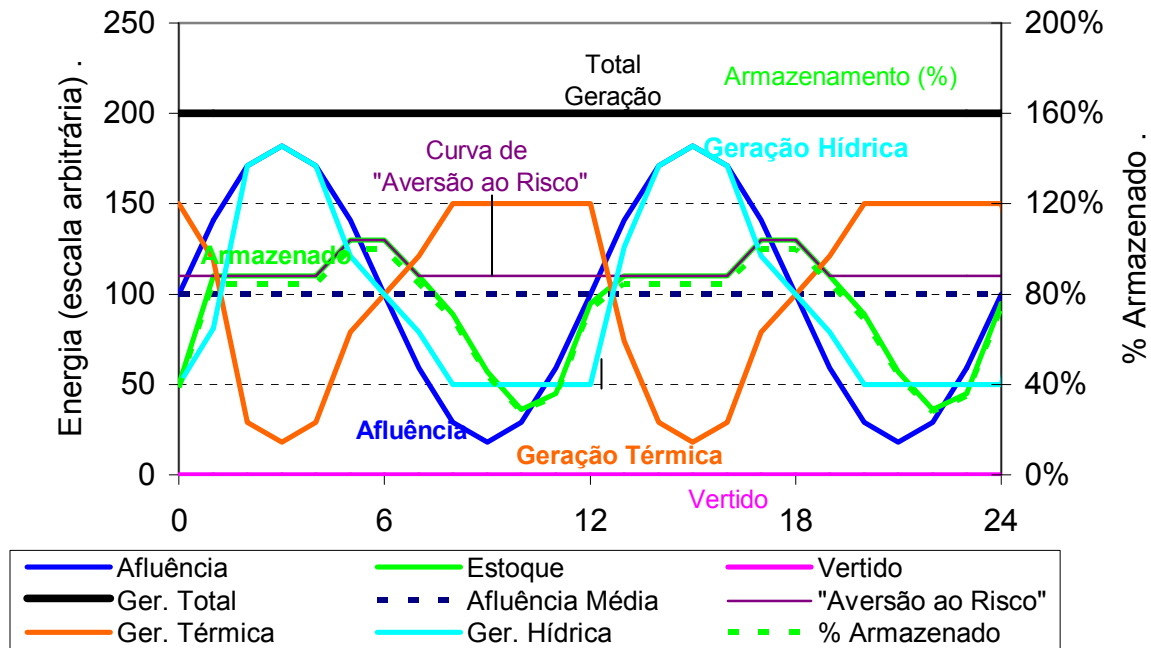


Figura 7: representação da geração térmica e hídrica em um sistema que vise permitir pleo uso da afluência hídrica e ser estável diante de queda anual da afluência (20% abaixo da normal).

O funcionamento do sistema, no qual o estoque de passagem permitiria manter a produção, (figura 8) pode sinalizar o futuro do sistema brasileiro quando a geração térmica passar ocupar espaço equivalente ao da hídrica. diferentes situações intermediárias podem ser simuladas.

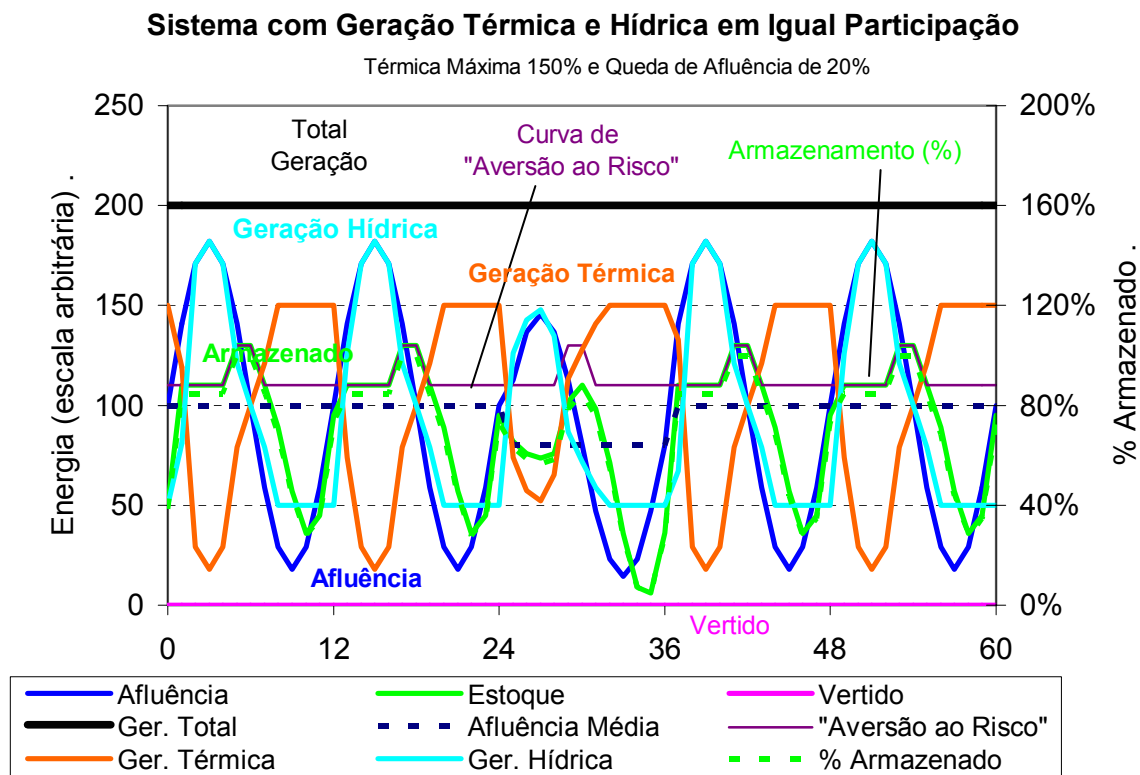


Figura 8: a linha verde mostra como o estoque mínimo é utilizado para manter a produção no “ano seco” sem a necessidade de acionar uma maior capacidade térmica. toda energia hídrica é utilizada e a geração térmica é usada para complementar a geração hídrica e regular o estoque.

É interessante notar que no sistema norte a geração está limitada, no momento, pela capacidade de armazenamento e de geração. Para que se aproveite integralmente a energia disponível no Tocantins (com regulagem para ano com 20% de redução na afluência), seria necessária uma capacidade de estocagem que fosse pelo menos o dobro da atualmente existente (11,9 MW.mês) o que já representaria cerca de 18% da que ainda pode ser considerada disponível no armazenamento do sudeste. a necessidade de térmicas para regular os sistemas atuais já é praticamente uma realidade e as novas usinas já se constroem dentro do paradigma de que o sistema será regulado por térmicas.

Sistema a fio d'água

O sistema sem acumulação é o caso extremo da redução do estoque de água. não se espera que nenhum sistema funcione com estas características. Como caso limite, no entanto, ele é conceitualmente importante. neste sistema, apenas operando no nível mínimo é possível obter uma geração constante somente hídrica. No caso (calcado nas condições do sudeste) o sistema operando na vazão mínima forneceria, em média, 46% da energia afluyente.

Na Figura 9, mostra-se o sistema com complementação térmica para funcionar com pleno aproveitamento da energia hídrica e regular a produção inclusive para o “ano seco” considerado.

afluência mensal média	100	capacidade acumulação	0	estoque mínimo	0%	0
afluência mensal mínima	46	estoque inicial	0	estoque máximo	100%	0
demanda mensal	160	vazão mínima vertida	0	estoque de passagem %max	100%	0
afluência mensal máxima	154	térmica máxima	125	perda no ano seco	20%	

Sistema sem Acumulação e com Complementação Térmica

Térmica Máxima 125% e Queda de Afluência de 20%

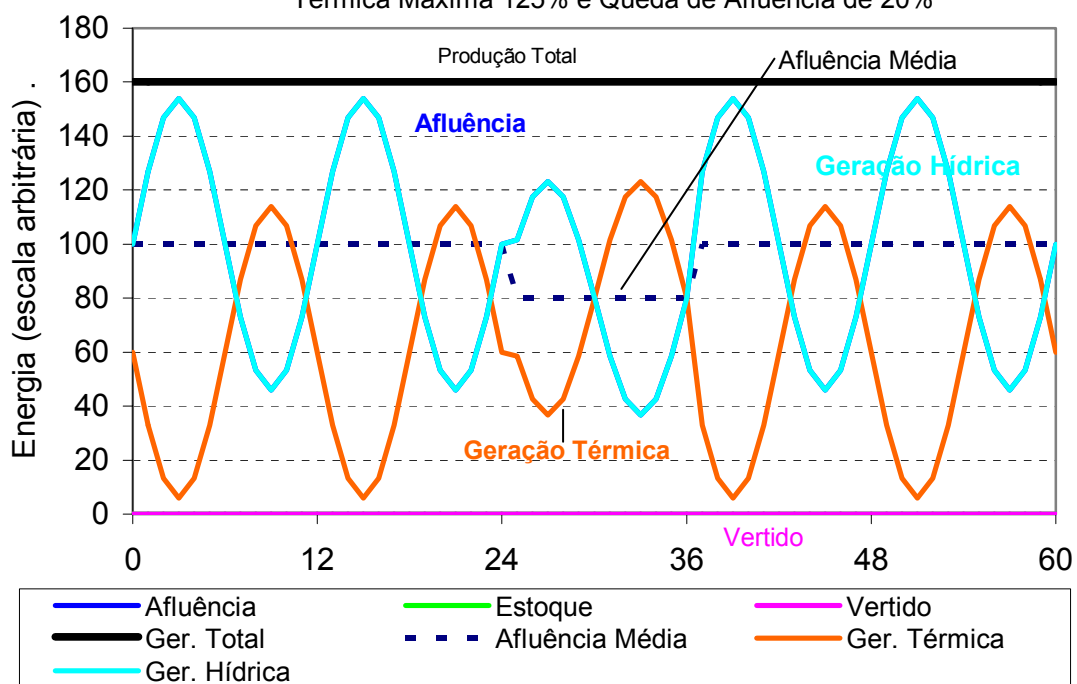


Figura 9: complementação térmica para geração hídrica em um sistema sem acumulação

Um sistema operando como o da Figura 9 pode não ser tão absurdo como a princípio pode parecer. se ele for usado para atender uma demanda constante ele pode até se revelar interessante. Estima-se que 60% do custo de uma usina com acumulação estejam nas obras civis, principalmente na barragem, isto significa que o investimento seria uma usina desse tipo teria uma potência instalada 50% acima da utilização média (fator de carga de 66%). A capacidade de geração térmica exigida seria 125 (em unidades arbitrárias onde 100 é a afluência média) e operaria, em anos normais com um fator de carga de 48% e acima disto em um ano seco. O sistema forneceria uma geração

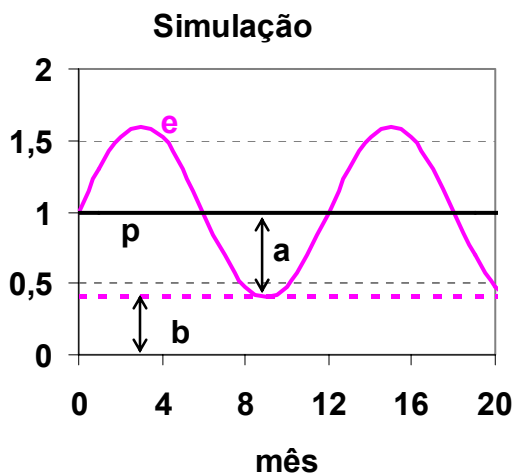
de 160 nessa unidade arbitrária. para uma potência total de 275 a geração constante seria de 160 (58%). O consumo de combustível seria 38% do correspondente ao de uma usina térmica para gerar a mesma energia.

Uso da função de afluência para obter a necessidade de armazenamento

O uso de uma função para representar a afluência ao longo do tempo propicia facilidades na simulação. Essa não é, contudo, uma vantagem decisiva de seu uso se considerarmos que uma curva média (expressando a média mensal de afluência de cada mês) propiciaria até maior reprodutibilidade dos dados históricos. como foi visto na Anexo 1, exceto para a região sul, a concordância é suficientemente boa para adotar a simplificação.

A vantagem do uso de uma função analítica é poder expressar variáveis de interesse de forma também analítica. alguns resultados são mostrados a seguir:

Estoque necessário para manter a produção igual à afluência média:



Para simplificar a apresentação das avaliações que se seguem, a equação que descreve a afluência será escrita como:

$$E = V + A \text{ sen } \pi x / 6.$$

Dividindo todos os termos da equação por V:

$$E/V = 1 + A/V \text{ sen } \pi x / 6.$$

ou: $e = 1 + a \text{ sen } \pi x / 6.$

Para a produção igual à afluência média, o estoque de energia no reservatório em um mês genérico será:

$$c = c_0 + a \int_0^x [e(x) - p(x)] dx$$

O estoque cresce no período em que a afluência supera a produção e diminui no período seguinte. Assim, o estoque adicional acumulado na estação chuvosa, supostamente correspondente a 6 meses, será, de acordo com a representação acima e tomando-se a produção igual à afluência média $p=1$:

$$c - c_0 = +a \int_0^x \text{sen}(\pi x / 6) dx$$

lembrando que $\int (\alpha x) dx = -[\cos(\alpha x)] / \alpha$

$$c - c_0 = +a \int_0^6 \text{sen}(\pi x / 6) dx = -a6 / \pi [\cos(\pi) - \cos(0)] = 12 / \pi a$$

na representação da ilustração $a = 1 - b$, sendo b o valor mínimo da afluência. O valor da afluência mínima em um ano normal (b) é o que se utiliza neste trabalho para descrever o sistema.

Para manter a produção nesse sistema a capacidade de armazenamento deverá ser equivalente ao estoque acumulado na estação chuvosa que igual ao necessário para manter a produção de eletricidade na estação seca e será

$$[\text{Estoque para regular ano normal}] = 12(1-b)/\pi$$

Assim, para a Região Sudeste ($b=0,4$) seria necessário um estoque de 2,3 vezes a afluência média mensal e para a Região Norte ($b=0,2$) seria necessário um estoque de 3,1 meses de afluência média.

O estoque para atender uma queda na afluência de 20% ao longo de um ano: seria simplesmente

$$C_{20\%} = 12 \cdot 0,2 = 2,4$$

ou seja, de 2,4 vezes o valor da afluência média mensal.

Para garantir o abastecimento no nível médio de afluência e enfrentar um ano 20% mais seco seria necessário um armazenamento de 4,7 meses para o se e de 5,5 meses para a região norte. Como foi visto na nota técnica 1, os valores capacidade de acumulação/energia afluenta são, atualmente, de 5,8 meses para o **SE** e 2,1 meses para o norte, pode-se concluir que existe uma pequena margem de regulação na região sudeste e o armazenamento na região norte é insuficiente para a regulação.

Uso de térmicas para regular um sistema

Usando o simulador é possível obter a necessidade de regulação térmica para um sistema. em uma primeira aproximação, isto pode ser feito usando a função senoidal já mostrada. Também usando a simulação, pode-se examinar uma situação histórica de afluência que possibilite prever como o sistema se comportaria frente a oscilações na precipitação atmosférica muito mais complexas que as simuladas normalmente com a função usada.

Foi mostrado nesta nota que, para diferentes sistemas, é possível determinar uma capacidade de usinas térmicas que assegure o atendimento do sistema para diferentes tipos de capacidade de armazenamento.

Para visualizar o problema imagine-se o caso em que a demanda coincida com a afluência média (tomada como 100). em um ano regular, como foi visto no item anterior o estoque de regulação necessário para manter o atendimento da demanda seria

$$C_p = 12/\pi \cdot (1-b) \approx 3,82 (1-b)$$

No exemplo que será tratado aqui, foram supostas a afluência mínima de 46 ($b=46/100$) e a máxima 154 (amplitude de 108). A partir de uma capacidade de acumulação de 206 não haveria necessidade de complementação térmica.³ entre este valor da capacidade de armazenamento e zero haveria necessidade de uma complementação térmica para regular um ano normal.

Na Figura 10 esta complementação é indicada. a complementação para capacidade de armazenamento zero seria de 54 (metade da amplitude). Essa figura também mostra curvas correspondentes às demandas de 110 e 130. os valores obtidos correspondem ao da curva para a demanda de 100, acrescidos de 10 e 30 unidades respectivamente.

³ Nos exemplos numéricos deve-se considerar, ainda, o estoque inicial armazenado.

Capacidade Térmica Necessária para Manter a Demanda em Ano Normal (Dados Relativos à Afluência = 100)

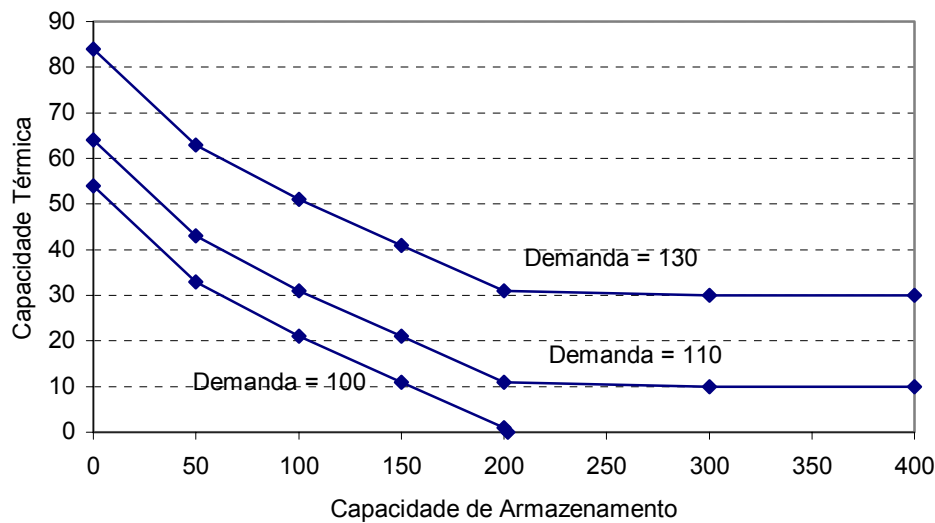


Figura 10: valores da capacidade térmica instalada necessária para complementar a demanda de um ano normal considerando a capacidade de armazenamento da usina hídrica e uma afluência hídrica = 100..

Capacidade Térmica Necessária para Manter a Demanda com "Ano Seco" (-20% Afluência) (Dados Relativos à Afluência Normal = 100)

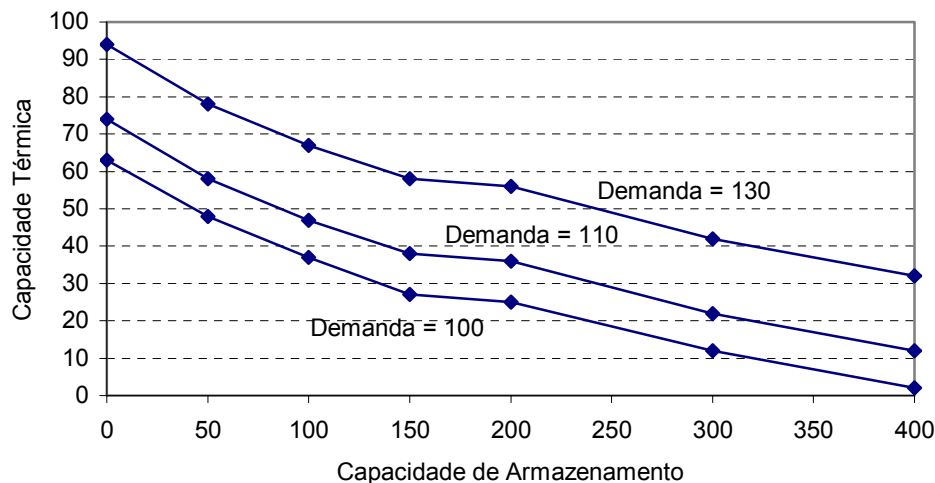


Figura 11: capacidade térmica necessária para complementação em função da capacidade de armazenamento hídrica, considerando uma afluência de 100 com redução de 20% em ano seco.

Nos exemplos mencionados, exceto quando a capacidade de regulação hídrica é totalmente satisfatória⁴, o fator de capacidade da térmica está condicionado ao caráter complementar das térmicas que esta sendo suposto.

⁴ Na figura 10 quando a demanda é superior à afluência e o sistema tem a regulação hídrica necessária.

Na Figura 12 ilustra-se o comportamento do fator de capacidade, para o exemplo da capacidade térmica condicionada a atender a um ano de 20% de queda de afluência, em função da capacidade de regulação hídrica existente. o fator de capacidade somente é próximo a 1 (100% de utilização) quando a regulação é inteiramente hídrica e a térmica atende a fração não atendida pela geração hídrica.

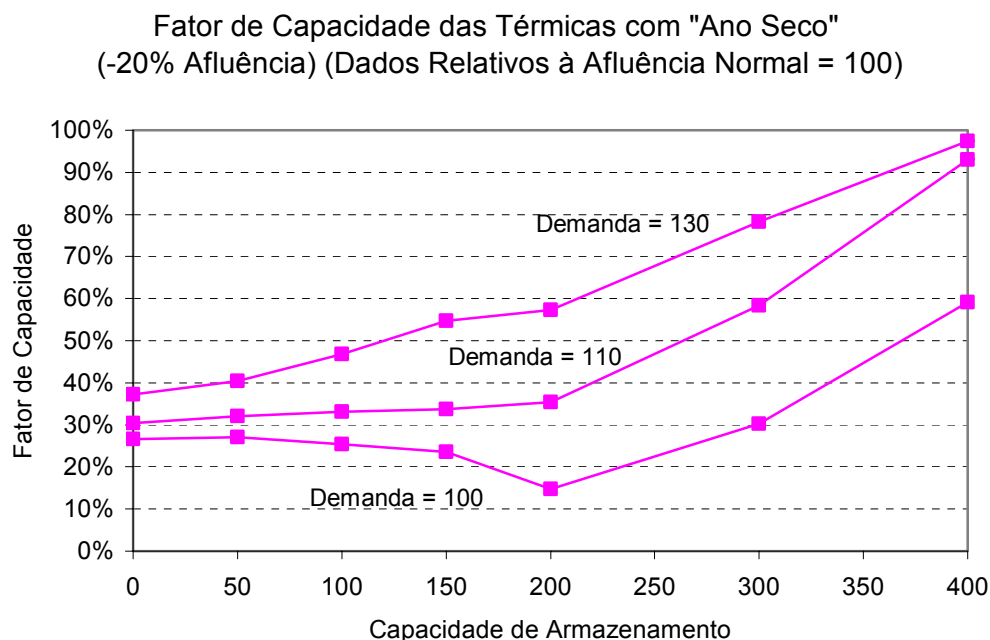


Figura 12: fator de capacidade para as situações de atendimento da demanda simuladas na Figura 11.

Nas situações simuladas até aqui não existe excedente de produção hídrica; em um caso real; esse excedente deveria ser usado para a geração – na hipótese que não se vai queimar combustível para verter água – reduzindo o fator de capacidade das térmicas. para simular esta realidade usam-se, a seguir, as afluências verificadas durante oito anos (1996 a 2003) na região sudeste e a afluência média mensal para estudar o comportamento esperado do fator de capacidade em um caso real.

A situação da curva que representa a média mensal é muito próxima à do exemplo anterior em termos de afluência média (feita = 100) e das afluências mínima e máxima.

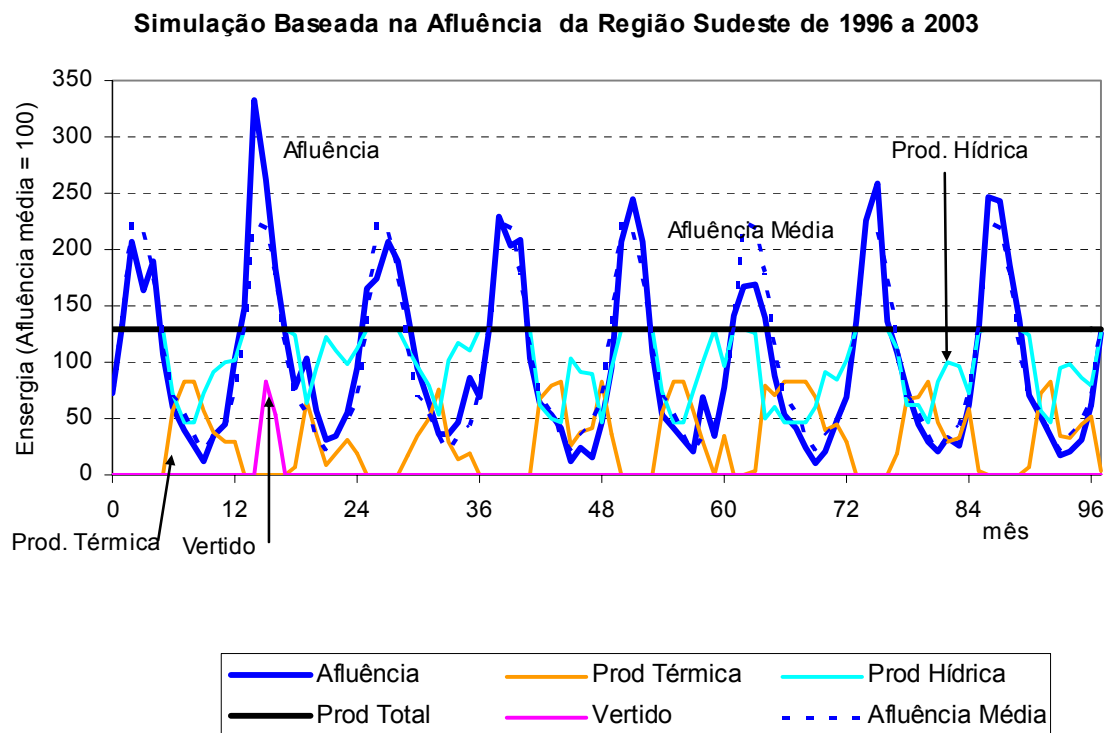


Figura 13: afluência, geração térmica, hídrica e total para caso exemplo em que a capacidade térmica máxima foi ajustada para regular o sistema. também são mostrados os valores da energia vertida (não é mostrada a evolução dos estoques para não sobrecarregar a figura). A situação simulada é de uma demanda 30% superior à afluência e uma capacidade de acumulação de 3 meses.

Foram consideradas diversas capacidades de estocagem de energia hídrica e estabelecido o valor necessário de capacidade térmica para manter a demanda. O estoque inicial⁵ foi estabelecido como a metade da capacidade de armazenamento. Também foi calculado o fator de capacidade das térmicas para os oito anos.

A Figura 13 mostra os valores da energia complementar térmica necessária para suprir e regular o sistema em três hipóteses de demanda em relação à afluência. na situação mostrada as térmicas seriam responsáveis, em média, por 30% do abastecimento. pode-se ver que, mesmo para essa importante participação das térmicas. Esta simulação parece bastante plausível para descrever uma situação futura sendo a capacidade de armazenamento de 3 vezes a energia afluente média mensal. Este valor era, em 2003, de 5,8 meses⁶ (ou 580 em valor relativo à afluência 100) nos sistemas integrados. A Tabela 1 mostra estes valores para 2003 onde pode-se ver que para Região Norte, onde se localiza mais da metade do potencial hídrico a explorar, é de 2,1 meses. O fator de capacidade das térmicas nesta simulação é de apenas 36%.

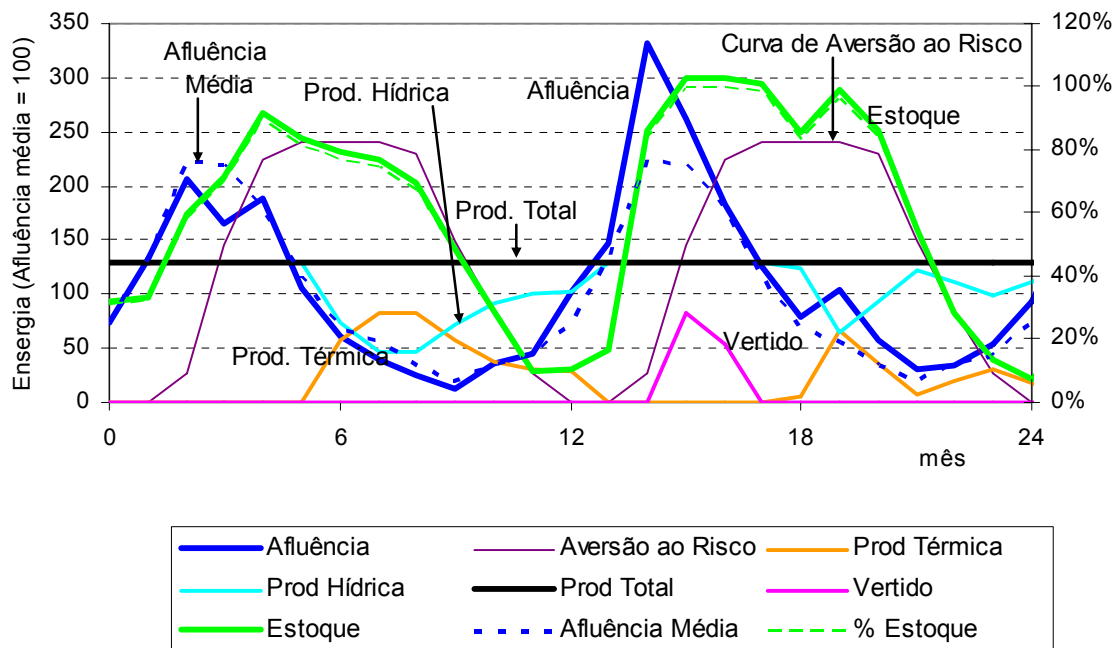
⁵ Mês anterior ao mostrado inicialmente na figura

⁶ Próximo ao valor de 6,6 meses para capacidade de armazenamento / produção hídrica já que a produção hídrica tende a ser aproximadamente igual à afluência média.

Tabela 1: 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	253,3	38,5	6,6	43,5	5,8

A Figura 14 detalha a situação esperada para os dois primeiros anos e ilustra o processo de cálculo onde uma curva de estoque (aversão ao risco) é perseguida visando gerar um estoque de passagem (240) de 80% do total (300). no segundo ano, mesmo sem produção térmica não se evita que a água seja vertida. a geração térmica seria praticamente nula ao longo do ano na hipótese de haver capacidade de geração hídrica, .

Simulação Baseada na Afluência da Região Sudeste de 1996 a 2003 (dois primeiros anos)

Figura 14: detalhe da situação simulada para o segundo ano (de alta afluência) em que a geração térmica seria dispensável (havendo capacidade hídrica de geração)

Como pode ser visto, não foi considerada a limitação da produção hídrica pela capacidade instalada. Atualmente essa capacidade é o dobro da produção média e, em princípio, poderia (na média) acompanhar as variações da afluência. a situação usina é obviamente diferente e, já hoje, é impossível aproveitar toda água vertida. Essa capacidade extra serve também para cobrir os picos de demanda diários (da ordem de 20% acima da média). o valor global disponível excede esta demanda. Para o futuro, é

possível que as térmicas também tenham um papel no atendimento das oscilações diárias apesar de ser mais fácil fazê-lo com a geração hídrica.

Capacidade Térmica Necessária e Fatores de Capacidade

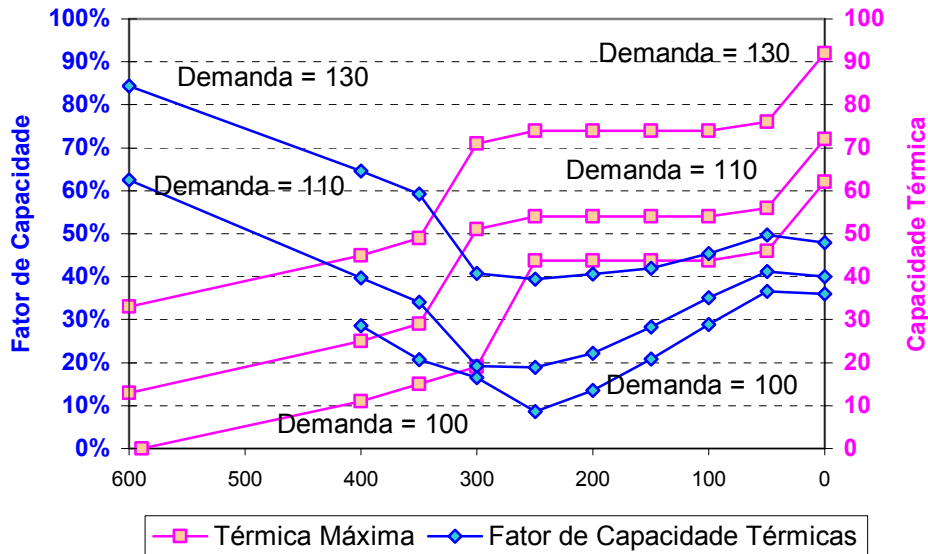


Figura 15: capacidades térmicas em um sistema com regulagem termo-hídrica em função da capacidade de armazenamento disponível. o eixo horizontal foi representado em valores decrescentes (da esquerda para a direita) para coincidir com a evolução no tempo que se espera para o sistema.

Para simular uma situação, como a esperada para o futuro, onde se espera maior variação na afluência ao longo do ano usou-se os dados históricos da afluência da Região Sudeste (1996 a 2003) normalizados para o valor médio no período. Esses dados foram divididos em dois componentes: o comportamento médio da afluência (valores médios de cada mês nos oito anos) e a variação em relação à média. O processo é mostrado na

Alterando a amplitude do valor médio mensal e sobrepondo a variação mensal observada simula-se uma situação em que se tem uma maior amplitude das oscilações (menor valor mínimo e maior máximo) sobreposta à mesma variação de afluência histórica.

Decomposição da Afluência em dois Componentes

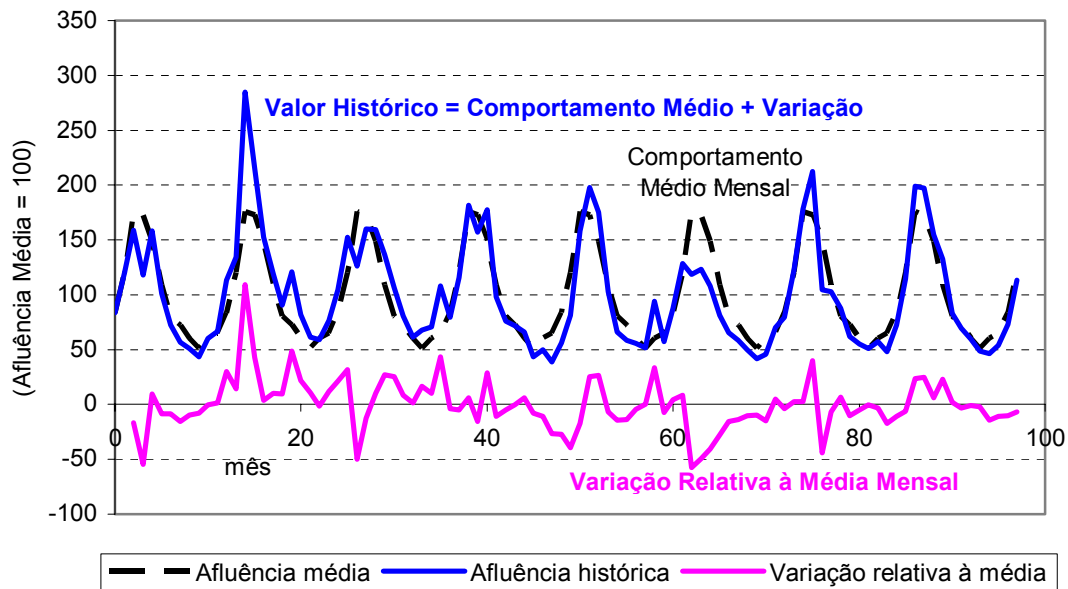


Figura 16: Decomposição da afluência em dois componentes para simular diferentes oscilações sazonais.

Capacidade Térmica Necessária e Fatores de Capacidade Demanda 100 e Afluência Mínima 20 e 51

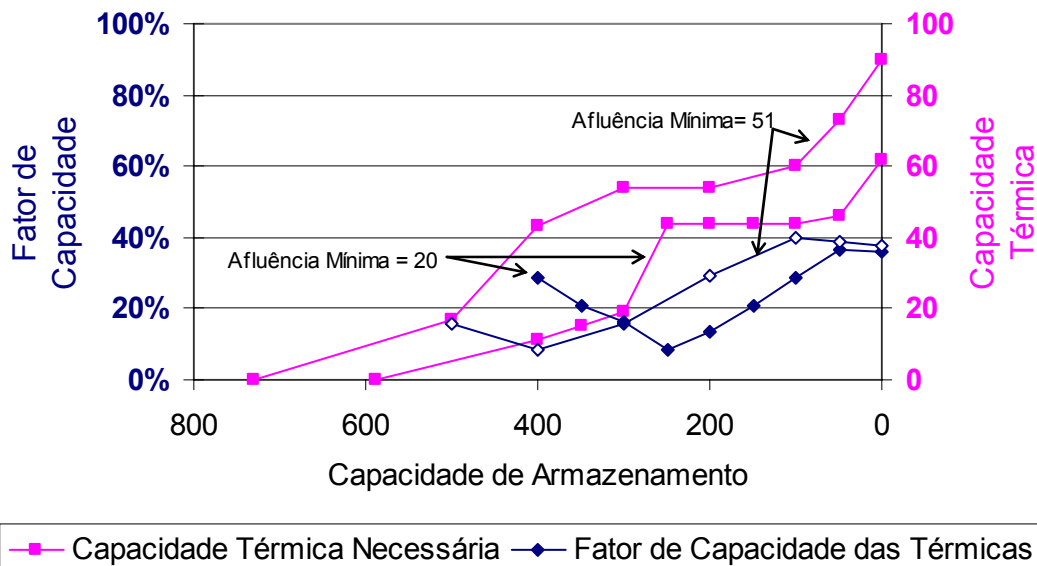


Figura 17: A maior oscilação da afluência, provocada por um regime de chuvas mais marcado, exige uma maior regulação seja sob a forma de maior estoque água seja por incremento da capacidade térmica disponível.

Como foi visto no item anterior, a maior amplitude das oscilações sazonais, expressa em função do valor mínimo da afluência, tem influência direta na capacidade de

armazenamento necessária para a regulação. A simulação reflete esta relação como se pode ver na Figura 17.

Existem, pois dois fatores que determinam uma maior necessidade de regulação térmica nos sistemas: A redução da possibilidade de instalar-se grandes reservatórios e a maior sazonalidade na afluência esperada quando for maior a participação das usinas das regiões Norte e Centro-Oeste.

O estudo paramétrico aqui realizado permite deduzir relações semi-empíricas entre as variáveis capacidade de armazenamento e necessidade de regulação térmica que descreve o processo de substituição entre os dois tipos de regulação. Nas figuras 11 e 12 pode-se ver que o processo de substituição é aproximadamente linear. Nas simulações das figuras 15 e 17 o processo parece mais complexo já que responde a oscilações probabilísticas ao longo dos anos.

As relações entre a afluência mensal mínima e a necessidade de regulação, deduzidas no item anterior, podem ser usadas para determinar os limites da reta de ajuste (capacidade térmica para armazenamento zero e estoque para regulação por armazenamento). A existência de curvas paralelas para diferentes bases térmicas também facilita o processo de simulação.

Conclusão

Em qualquer das alternativas estudadas a complementação térmica funcionaria com alternâncias de elevado e baixo uso de sua capacidade ao longo do ano e dos anos. em alguns casos, inclusive, a geração dessas usinas seria ocasional havendo situações em que elas estariam por longo tempo sem uso. o fornecimento de **uma base constante térmica não aumenta a capacidade de regulação do sistema.**

Faz parte da lógica de qualquer sistema misto dar prioridade ao combustível que apresente menor custo de geração. A energia hidráulica será sempre imbatível neste quesito. a energia térmica terá que se adaptar à oferta hídrica que tende a ser menos flexível com a redução já verificada e esperada da razão produção/ capacidade de armazenamento nas hídricas.

O perfil de geração exigido para as térmicas não é o adequado para usinas que usem gás natural associado ou “take or pay”.

A idéia de se associar o início do uso das térmicas ao esgotamento do potencial hídrico só faz sentido na hipótese de fosse possível continuar construir grandes reservatórios.⁷ o sistema futuro será uma simbiose entre térmicas e hídricas. as primeiras possibilitarão o maior aproveitamento do potencial hídrico.

⁷ É possível, inclusive, chegar-se a um grande aproveitamento do potencial hídrico sem grandes áreas inundadas como parece ser o caso da França.

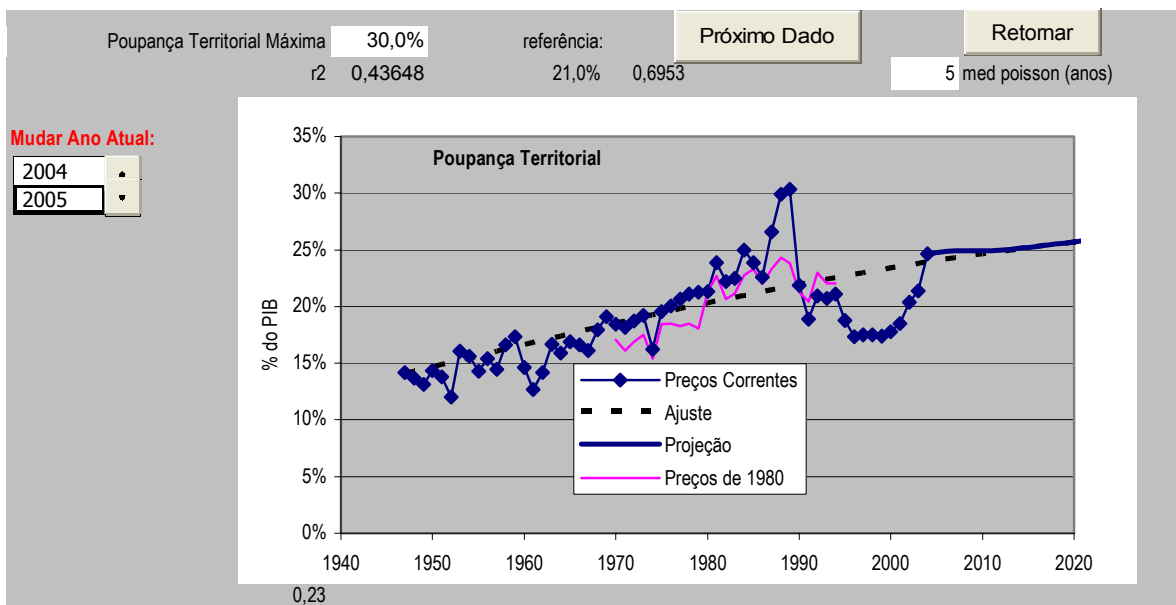
Anexo 3: Cenário Macroeconômico de Referência (Resultados)

Para a projeção do crescimento econômico foi utilizado o programa *Projetar_e* que acha-se descrito no Apêndice com exemplo de uma rodada anterior.

O Cenário Macroeconômico de Referência foi gerado a partir do programa *Projetar_e*. Reproduzimos, a seguir, os quadros gerados pelo programa. Os dados transcritos permitem visualizar as principais premissas adotadas e os resultados alcançados. As telas mostradas permitem ainda, com auxílio do programa, reproduzir os cenários criados para serem usados com outras finalidades.

Ao final, apresenta-se apêndice contendo descrição do programa e resultados de rodada anterior

Poupança Interna ou Territorial:

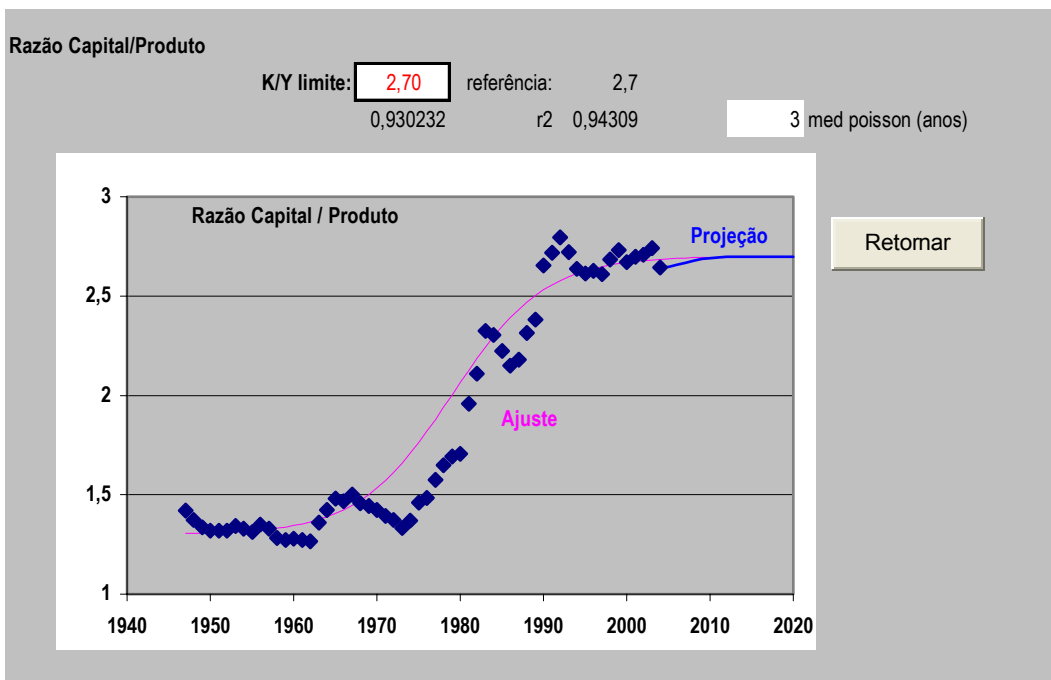


Tela Referência 1: Poupança territorial

$\text{Poupança Interna/PIB} = 1 - \text{Consumo Aparente/PIB}$ com limite de 30%, atingindo 26,2% em 2025. Esta projeção foi extrapolada para 2035. A constante de tempo para “casar” o ajuste com o dado histórico é de 5 anos. Note-se que houve um substancial incremento na poupança territorial, que representa o investimento interno. Esta poupança sofreu uma queda expressiva com o Plano Real e foi recuperada nos últimos anos.

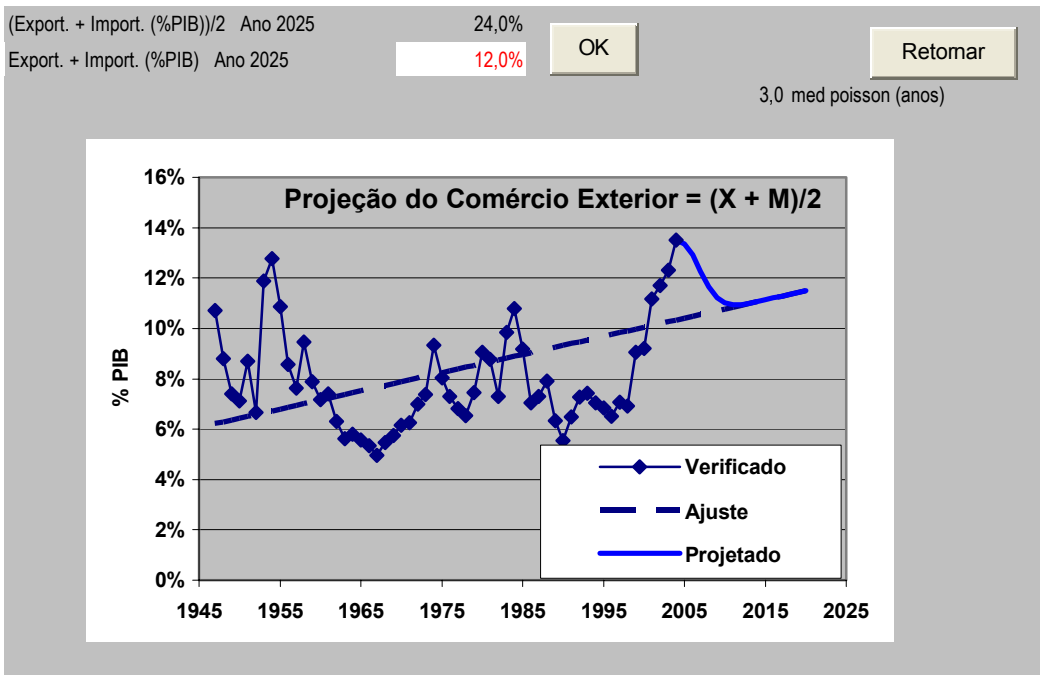
Razão Capital/Produto:

Foi suposto que essa razão (inverso da produtividade de capital) permaneça no mesmo nível observado nos últimos anos (cerca de 2,7). Essa razão indica a quantidade de unidades de bens de capital necessária para produzir uma unidade de produto. No caso, para produzir 1000 dólares é necessário, em média, um estoque de bens de capital de 2700 dólares.



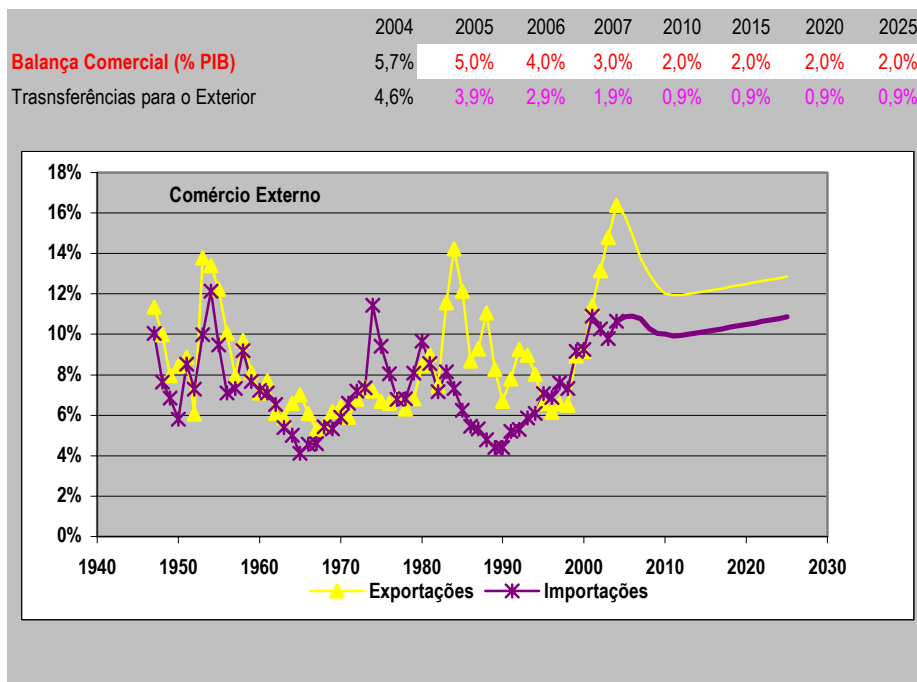
Tela Referência 2: Razão Capital/Produto

Comércio Exterior



Tela Referência 3: Comércio Exterior

O Comércio Exterior brasileiro (média de participação no PIB de exportação e importação) manteria sua tendência crescente, mas sua participação no PIB seria reduzida nos próximos anos dentro do comportamento histórico.

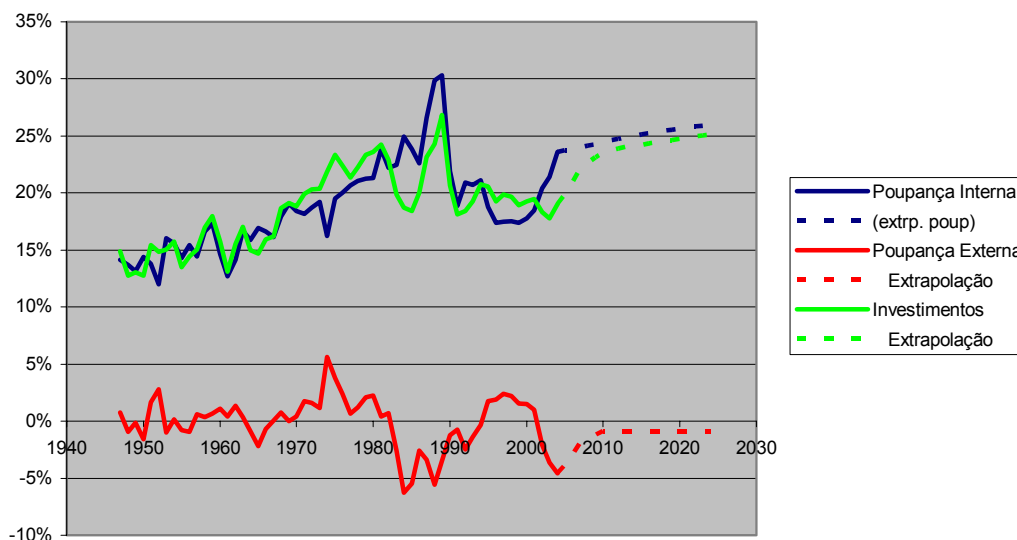


Tela Referência 4: Exportações e Importações

O saldo do Balança Comercial permaneceria positivo, mas seria reduzido para permitir maior investimento, estabilizando-se em torno de 2,0% do PIB; as transferências externas (relativas a bens reais) passariam a ser 0,9% do PIB. Isso significa um investimento externo (negativo) de -0,9% do PIB.

Como resultado, teríamos o seguinte quadro de investimentos

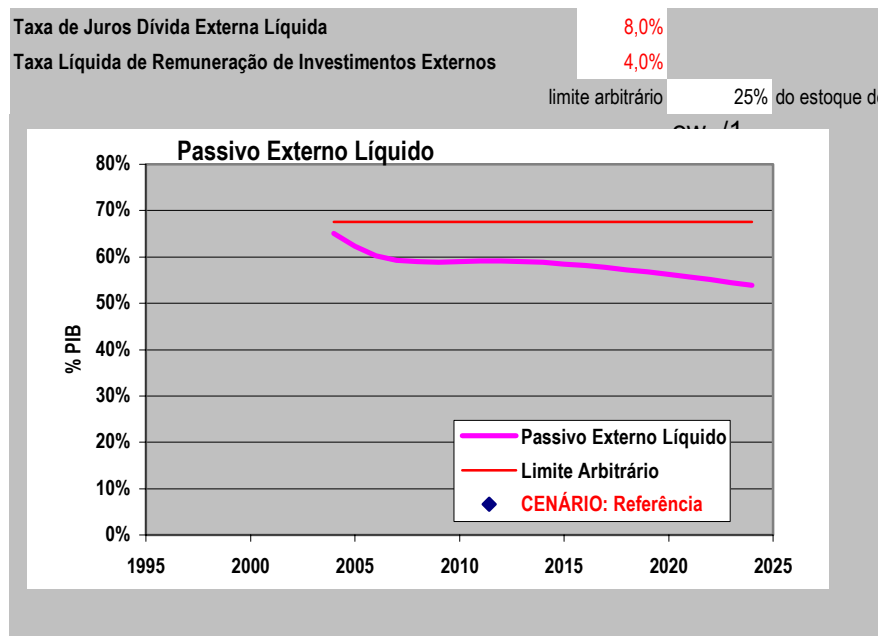
Poupança Interna, Externa e Investimentos



Tela Referência 5: Investimentos externos e internos como percentual do PIB

Note-se que a recuperação da poupança interna ainda não trouxe a recuperação esperada nos investimentos. Para fazê-lo é necessário reduzir a remessa de recursos reais para o exterior.

Limites do Passivo Externo



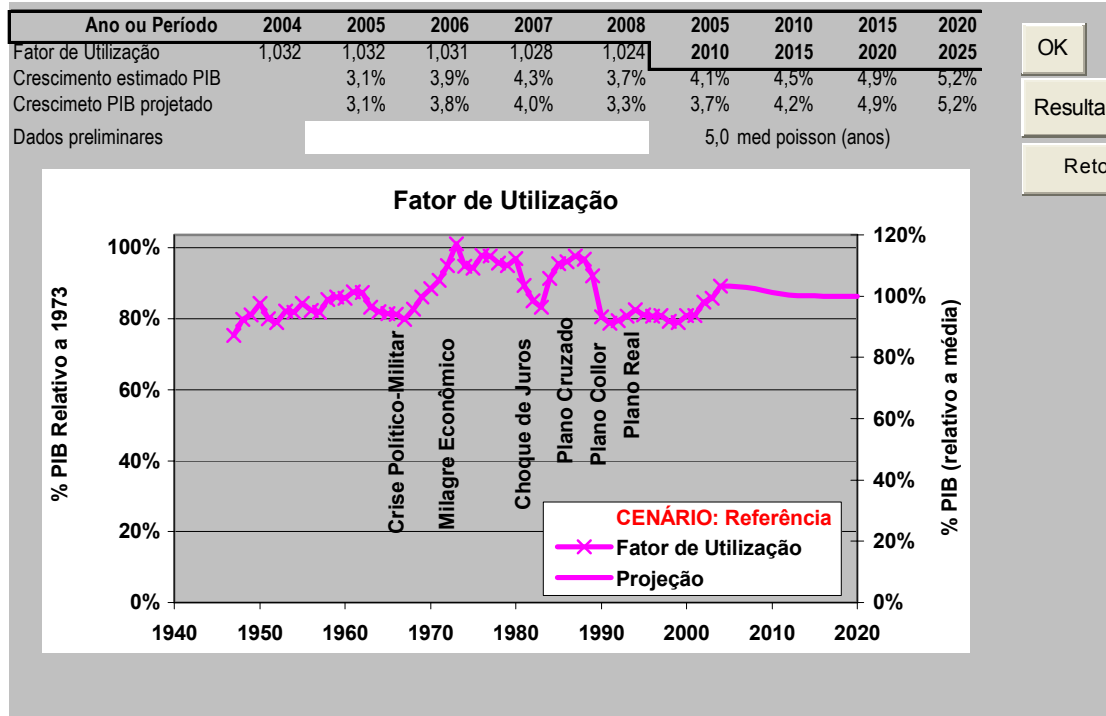
Tela Referência 6: Passivo Externo Líquido (dívida externa + estoque de investimentos diretos)

Para regular as transferências externas, foi suposta uma limitação do passivo externo líquido em 25 % do estoque total de capital ou cerca de 68% do PIB para uma razão K/Y (capital/produto) de 2,7.

Para manter esse limite, é necessário gerar excedentes e manter a remuneração do capital externo dentro de limites razoáveis (no caso, foram mantidos os valores dos últimos 7 anos: 8% de juros reais e 4% de remuneração do capital). Taxas superiores exigem transferências maiores para o exterior, que comprometem o investimento e o crescimento econômico. Cabe observar que as taxas de remuneração do capital externo produtivo são calculadas a partir das remessas legais de dividendos e de outras remunerações do capital.

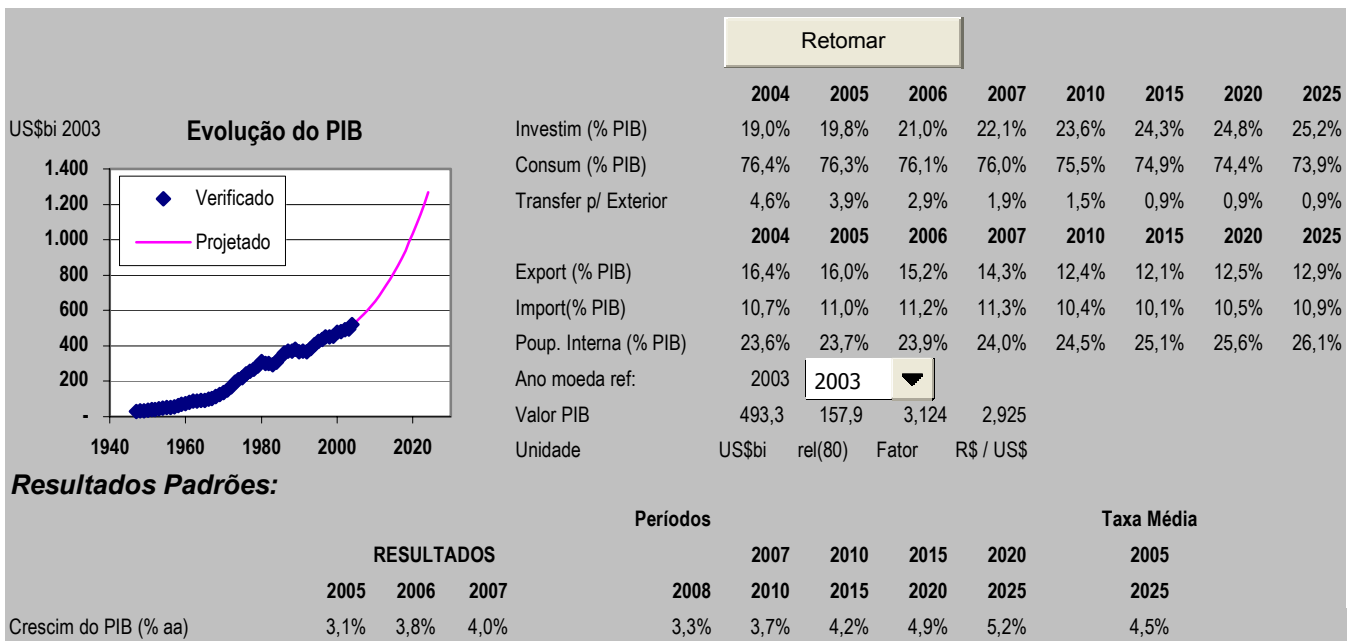
Fator de Utilização

O fator de utilização mede a utilização da capacidade de produzir e foi suposto retornando à média histórica (indicada no eixo secundário) de 100%. Também é indicado o valor relativo à máxima utilização. Este fator, como mostra a figura, é fortemente influenciado pela conjuntura. O programa permite que se façam hipóteses para os primeiros anos, como é indicado na Tela 7. Nesta projeção foram mantidos os valores projetados pelo programa.



Tela Referência 7: Fator de utilização da capacidade de produção em relação aos níveis máximo e médio.

Resultados para o PIB



Tela Referência 8: Resumo da evolução do PIB no cenário considerado.

Os resultados das premissas adotadas (e de outras variáveis endógenas) permitem extrapolar o crescimento do produto que será utilizado para as projeções de energia. O programa permite a escolha da moeda em que vão ser apresentados os resultados. Foi escolhido o dólar de 2003 para expressar os dados. Os principais dados do cenário acham-se resumidos na Tela 9

Variável	Cenário:	Referência							
	Unidade	2004	2005	2006	2007	2010	2015	2020	2025
PIB	US\$bi 2003	519	535	555	577	641	788	1002	1293
Variação	% 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
Variação	% 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
Variação	%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
Variação	%aa		6,1%	6,4%	4,7%	0,5%	3,8%	5,6%	5,9%
Balança Comercial	US\$bi 2003	30	27	22	17	13	16	20	26
Bens e Serviços Não Fatores									
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
Variação 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
Variação PIB percapita	% ano		1,6%	2,3%	2,6%	2,2%	3,1%	3,9%	4,3%

Tela Referência 9: Cenário de Referência

Nota: este programa é fruto de um modelo exposto no livro “Brasil: o Crescimento Possível” publicado em 1996 com base nos dados até 1993. Na época, contrariando o otimismo vigente foi apontada uma limitação a 3,5% na taxa de crescimento entre 1993 a 2003. As hipóteses eram terrivelmente pessimistas pois acreditava-se que o Brasil estava entrando em um círculo virtuoso de crescimento com a liberalização econômica.

O resultado do Plano Real em (termos da economia real) foi um hiato de poupança interna de -6% do PIB. Mesmo com a entrada de recursos externos da ordem de 2% do PIB, não foi possível reconstituir as taxas de investimentos anteriores que sofreram uma queda de 4%. É a primeira vez que o cenário de referência do programa assinala possibilidades de crescimento superiores a 4%. Nos próximos anos ainda deve pesar a falta de investimentos que, em virtude da inédita remessa de riquezas para o exterior que deverá ser reduzida. A partir de 2007, a poupança interna, recuperada nos últimos anos, permitiria um crescimento sustentado superior a 4%.

Apêndice ao Anexo 2

Descrição do Módulo Macroeconômico do Programa Projetar_e e Resultados de Rodada Anterior

1 - Concepção

No livro "Brasil: O Crescimento Possível" - Bertrand do Brasil 1996 - Carlos Feu Alvim et al. estudaram as limitações ao crescimento econômico brasileiro, adotando uma metodologia análoga à utilizada neste módulo. O módulo macroeconômico, aqui apresentado, simplifica algumas etapas e torna automática, a incorporação de novos anos à base de dados históricos. Também foram introduzidos alguns aperfeiçoamentos no tratamento dos dados.

O modelo do livro usa, como âncora, o comportamento histórico de algumas variáveis macroeconômicas que apresentaram, no passado, forte inércia. Trata, por outro lado, da "economia real" onde, em uma primeira aproximação, faz-se uma abstração dos fatores financeiros, tais como: inflação, juros e fluxos de moeda. A análise se concentra na acumulação de bens de capital, na produção física e na transferência de bens e serviços não financeiros, conforme expressos nas Contas Nacionais.

Em razão dessa abordagem o dinheiro, corrigido pelo deflator do PIB, é usado para exprimir estes valores em uma unidade comum. As limitações financeiras - dívida acumulada e taxa de juros - são introduzidas, como consequência de mudanças na economia real (transferências para o exterior) e como parâmetros para o estabelecimento de limites de endividamento, que restrinjam ou determinem o fluxo de recursos.

2 - O Módulo Macroeconômico

Esse módulo mantém, em sua abordagem, a idéia de "ancorar" nossas projeções no comportamento histórico usando, em média, um período de cerca de 50 anos, para as projeções econômicas (sempre que possível baseadas nas Contas Nacionais do IBGE ou coerentes com ela). As projeções energéticas têm sido "ancoradas" em dados do Balanço Energético Nacional - BEN editado pelo Ministério das Minas e Energia do Brasil - MME, de cerca de 30 anos.

O módulo macroeconômico de projeção usado neste programa, que vem sendo utilizado em outros trabalhos da **e&e** (<http://ecen.com>), é uma adaptação dinâmica do modelo do livro.

Existe a possibilidade de expansão de sua base de dados históricos, fazendo-se, endogenamente, o reajuste das funções de comportamento de acordo com os novos valores históricos ou revisões dos existentes. Também foi introduzida a opção de modificar tendências históricas, em virtude de mudanças de política econômica ou de tecnologias projetadas. A transição, no entanto, sempre leva em conta a inércia histórica do comportamento anterior.

O modelo, ao poder adaptar-se às novas políticas, tornou-se menos determinístico que o do livro. Em contrapartida, o mesmo assinala, claramente, que esta é uma modificação da tendência histórica que só é possível pagando-se o preço de instalar uma política global, coerente com o objetivo proposto. A amarração com os dados históricos cria, por outro lado, dificuldades em formular hipóteses muito incoerentes com o comportamento passado. Sempre que possível, também utilizamos comparações externas com outros países para orientar nossa escolha.

Apresentamos, nesse trabalho, uma "rodada", que pode servir de referência para outras.

3 - Apresentação do Modelo

O modelo está disponível em linguagem Visual Basic para Excel (Microsoft) o que permite a fácil utilização de seus resultados em outras aplicações.

Sua apresentação inicial é mostrada abaixo (Figura 1). Eventualmente, outras figuras desta descrição do módulo apresentarão outras opções que se referem a outras aplicações, nas quais foram utilizadas o mesmo módulo macroeconômico.



Figura 1: "Capa" de apresentação do programa

O estoque de bens de capital é calculado a partir dos investimentos históricos (em valor percentual do PIB do ano, convertido para fração do PIB de 1980, através do deflator implícito do PIB), corrigidos do sucateamento mediante função de sobrevivência logística, com vida média diferente para investimentos em: construção civil; e, máquinas e equipamentos (+ outros). O sucateamento considera o investimento em cada ano e o intervalo de tempo decorrido até o ano em que se calcula o estoque do capital. Estes gráficos, como diversos outros disponíveis, podem ser visualizados como indicado na Figura 2.



Figura 2: Escolha de exibição de gráficos

Resultando na exibição do gráfico da função de sobrevivência, mostrado na Figura 3:

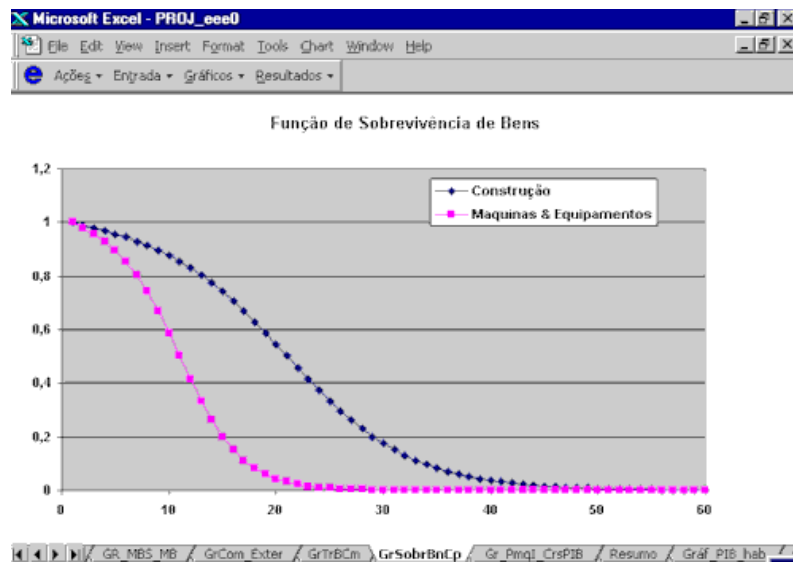


Figura 3: Tela correspondente às curvas de sucatamento para bens de construção civil e para máquinas e equipamentos (inclui outros).

O programa permite a visualização dos resultados por meio de gráficos, como exposto acima, e também em planilhas numéricas específicas:



Figura 4: Visualização de resultados numéricos a partir do menu.

Os outros itens do "menu" apresentam referências às ações já previstas no EXCEL ou de ações específicas do programa. Outras opções, além das referentes ao módulo macroeconômico, podem estar presentes.

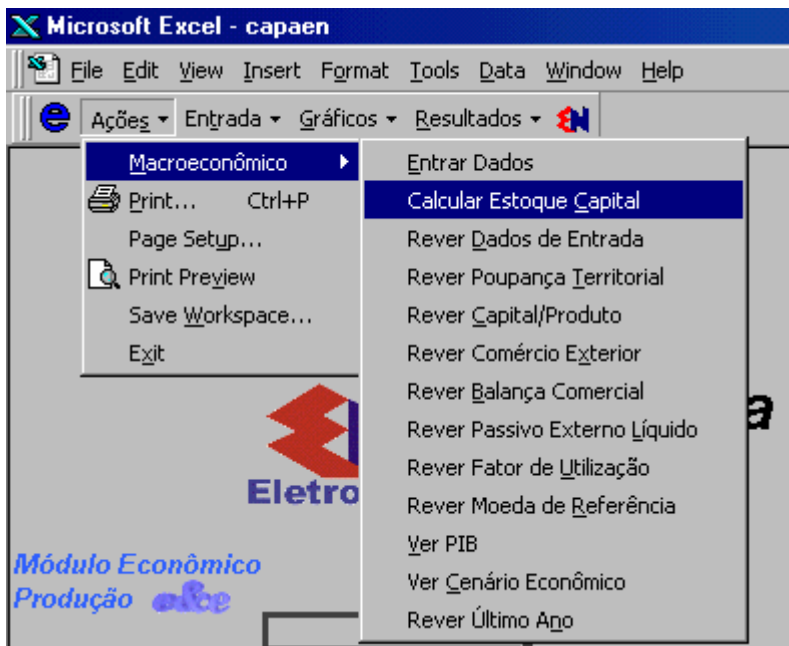


Figura 5: Exemplo de acionamento a partir do menu do programa. As ações correspondentes ao módulo macroeconômico estão abertas e algumas poucas ações do EXCEL foram incluídas.

Na Figura 5, estão indicadas diferentes ações do programa. Neste item do menu, encontram-se algumas ações de caráter geral. A primeira ação da lista corresponde a "Entrar Dados" de um cenário, como parâmetros de cálculo, e

deve ser executada para carregar dados, eventualmente, ausentes da memória em virtude da ordem em que foram operadas as janelas. Portanto, ao acioná-la o programa faz um trajeto semelhante ao de percorrer todas as janelas em ordem predeterminada, refazendo os cálculos e atualizando os valores de acordo com os elos de programação existentes. Devido a esta característica, esta ação deve ser acionada sempre que houver alguma dúvida sobre a atualização dos dados. A maioria das outras ações correspondem a cálculos que podem ser feitos a partir de parâmetros históricos ou do programa. De modo geral, essas ações são auto-explicativas.

4 - Inserindo ou Alterando Cenários

O programa prevê o trabalho com diferentes cenários, que podem ser acoplados a outros programas, como o de projeções regionais ou de demanda de energia. Para economia de espaço no disco do computador e para facilitar a substituição do cenário econômico em outras aplicações, guardam-se apenas os dados fundamentais destes cenários. É de se enfatizar que estes dados são suficientes para rodar o cenário novamente e obter todos os resultados: gráficos e tabelas.

Igualmente os dados históricos são agrupados em uma única planilha que permite sua fácil atualização. Pode-se usar esta planilha para inserir ou atualizar os dados históricos que serão tomados em consideração, mediante a ação "Entrar Dados", em qualquer dos cenários considerados.

A revisão de cenários ou dos dados históricos é feita através do menu pelas ações indicadas no item "Entrada", veja Figura 6.

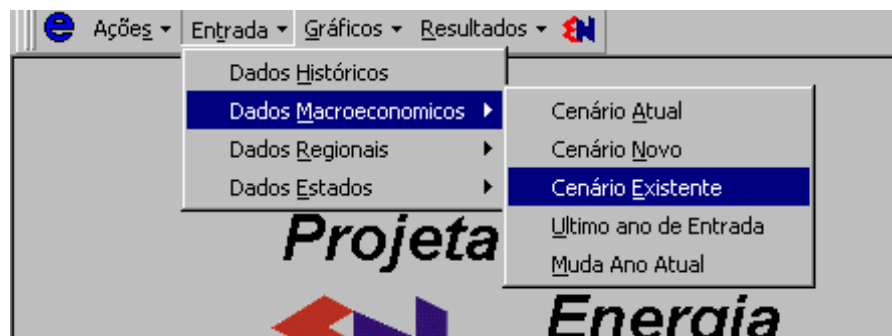


Figura 6: Entrada de dados históricos ou de dados relativos o cenário através do menu.

No que concerne aos cenários, o programa permite três ações: introdução de um novo cenário, revisão do atualmente em uso (atual) ou revisão de um cenário existente. Pode-se ainda, como ilustraremos no exemplo a seguir, partir de um cenário existente para a configuração de um novo. Assinalando um cenário existente, teríamos:

Ações ▾ Entrada ▾ Gráficos ▾ Resultados ▾									
	A	B	C	D	E	F	G	H	I
1	Cenário Econômico	Rever atual		Retornar		1	5		cc
2	inercial ▾	atual		1	2	3	4	5	
3	Econômico	inercial		inercial	Referenci	teste2	inercial2	nov	
4	Último ano conhecido:	1998		1998	1998	1996	1997	1997	
5	Poupança Territorial Máxima	21%		21%	27%	30%	26%	26%	
6	K/Y limite	2,70		2,70	2,70	2,70	2,85	300%	
7	Balança Comercial								
8		1999	0,0%	0,0%	-1,0%	-1,0%	0	0	
9		2000	0,5%	0,5%	0,0%	2,0%	0,005	0,5%	
10		2001	1,0%	1,0%	1,0%	3,0%	0,01	3,0%	
11		2005	1,5%	1,5%	2,0%	2,0%	0,015	2,0%	
12		2010	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%	0,02	2,0%	
13		2015	2,0%	2,0%	3,0%	3,0%	0,02	2,0%	
14		2020	2,0%	2,0%	3,0%	3,0%	0,02	0,0%	
15	Comércio Exterior ult ano								
16		2020	7,2%	7,2%	7,0%	8,0%	0,072	0,1	
17	Taxa de juros de referência	6,0%		6,0%	6,0%	6,0%	0,1	0,06	
18	Ano Atual	2000		2000	2000	1999	1999	1999	

Figura 7: A célula em vermelho indica a variável a ser mudada e a coluna em negrito assinala os dados de entrada correspondentes ao cenário atual. No local da caixa indicada pelo título "Cenário Econômico", poderá ser feita a escolha de um dos cenários existentes por meio da barra de rolagem (assinalar um cenário não preenchido pode resultar em erros). Os dados de entrada, dos cenários disponíveis, são guardados nessa planilha (observe as colunas ao lado da em negrito).

Para optar pelo cenário "inercial", por exemplo, deve-se escolhê-lo na "caixa de escolha" indicada pelo título "Cenário Econômico". O programa, então, alterará todos os dados de entrada de acordo com o cenário selecionado.

5 - Projeção da Poupança Territorial

Se escolhermos a ação "Rever Atual", veja Figura 7, iniciaremos a revisão do cenário atual, o qual poderá ser transformado em um novo cenário, no final do processo. Abaixo mostraremos a evolução em um exemplo prático:

Conforme mencionado acima, ao clicarmos "Rever Atual" o programa nos transporta para a primeira tela do processo de construção do cenário, que corresponde à variável Poupança Territorial.

Cabe destacar, que a maioria das telas do programa permite retornar à tela anterior ou passar para a próxima, acionando os botões correspondentes. Normalmente, "Retornar" não modifica a ação anterior e "Próximo Dado" introduz as novas informações no cenário, indo em seguida para a tela correspondente ao próximo passo do procedimento. O título em vermelho assinala o parâmetro que se espera seja atualizado.

No presente caso, diferentemente do que acontece no geral, ao selecionar "Retornar" o programa conduz à tela de escolha do último ano de dados conhecidos cuja planilha, normalmente, só é acionada quando necessitamos mudar o referido ano.

A variável em questão, veja Figura 8, é a Poupança Territorial (P) que é a fração do PIB anual não consumida. Ou seja, dado o PIB (Y) e o consumo (C) temos:

$$P = (Y - C) / Y = 1 - C / Y$$

Esta "renúncia ao consumo" é uma variável relativamente "bem comportada" no passado, como pode-se ver no gráfico da figura abaixo, sendo que a forte oscilação, no final da década de 90, pode ser atribuída às variações nos preços relativos. A taxa de poupança territorial é determinante na projeção do investimento, como será visto a seguir. A representação do passado, como já assinalamos, visa orientar a escolha de sua evolução futura.

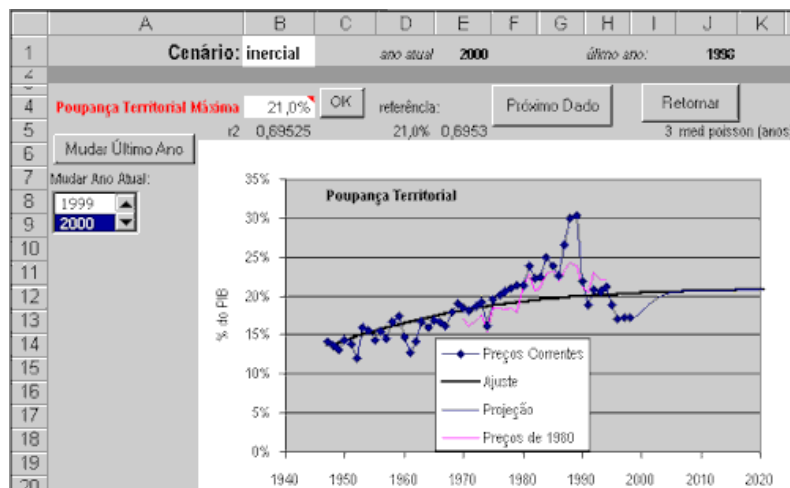


Figura 8: Primeira tela de introdução de dados, na qual a principal variável a ser alterada refere-se ao comportamento da Poupança Territorial. Também é possível alterar o nome do cenário, o último ano conhecido e o ano atual.

O valor da Poupança Territorial era crescente nas últimas décadas, e indicava um fator positivo para o crescimento econômico. Aparentemente, o Plano Real teve forte influência nesse parâmetro e desestimulou a poupança interna, incentivando o consumo. Parte da melhora da condição de vida verificada no período deveu-se a esta redução da poupança em benefício do consumo. Como será visto, a entrada de recursos externos não chegou a compensar esta queda da poupança interna na formação do investimento.

Na planilha utilizada, considerou-se, como último ano de dados conhecidos, o de 1998. Na medida em que existam estimativas, mesmo que parciais, dos dados referentes a 1999, pode ser conveniente utilizá-los como base da projeção. Isto é feito através dos comandos: "Mudar Último Ano"; e, "Entrada" ⇒ "Rever Dados Históricos". Pode-se, ainda mudar o "ano atual" que, no programa, resulta na alteração de anos intermediários, como será indicado mais adiante. Este procedimento é adotado em algumas projeções no Setor Elétrico e também é seguido nessa versão do programa. Essa flexibilidade de anos de referência permite introduzir novos anos na série histórica, quando se tornam disponíveis.

Para a projeção, foi suposto que a poupança territorial tenderia, no futuro, a uma fração constante do PIB. Este valor limite foi usado para ajustar uma curva logística. O cenário "inercial" supõe uma saturação em 21% do PIB que representa o melhor ajuste para os dados do passado. Mesmo sendo este valor 3% superior ao dos anos 1996 a 1997, ele conduz a um crescimento do PIB inferior a 2% ao ano nas próximas duas décadas

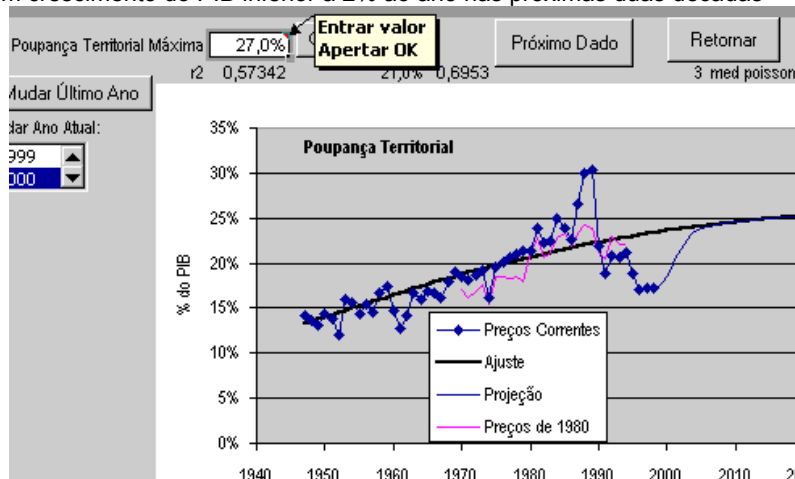


Figura 9: A opção por um limite de poupança territorial de 27% do PIB conduz a valores da Poupança Territorial, coerentes com os verificados em anos anteriores ao Plano Real, e gera um maior crescimento econômico. Enfatiza-se que esta alteração no comportamento da série, implica ações correspondentes na política econômica.

. Em nosso cenário de referência, consideramos que a poupança territorial retomaria ao comportamento de crescimento anterior ao Plano Real e tenderia a um valor de 27% do PIB. Esta mudança é realizada mediante a alteração do valor limite, na casa indicada pelo título em vermelho na Figura 8. O novo resultado é mostrado na Figura 9.

Como pode ser visto na Figura 9, a variação da Poupança Territorial implica numa retomada da disposição de trocar consumo por investimento real (em bens de capital fixo). Para "casar" o ajuste com os dados históricos, usou-se uma

função de Poisson, cujo parâmetro pode ser alterado de maneira a suavizar, com diferentes retardos no tempo, a transição entre o último dado histórico e a projeção.

6 - Projeção da Razão Capital/Produto

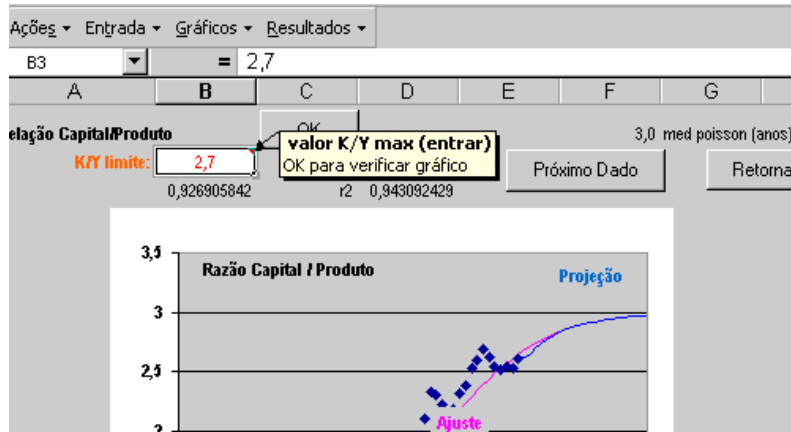


Figura 10: Introdução da razão Capital/Produto: o valor máximo é introduzido na célula indicada; e, logo após clicando "OK" vê-se o ajuste e a projeção cuja transição com o último dado é feita com uma curva de Poisson. No caso, está sendo feita uma mudança do valor limite de 3 para 2,7 (gráfico produtividade do capital mostrado na figura seguinte).

A razão Capital/Produto pode ser encarada como a função inversa da produtividade global do capital. Ou seja, como pode ser observado na Figura 11, a produtividade de capital vem decrescendo nas últimas décadas. Uma razão capital/produto 3 significa que é necessário um estoque de bens de capital de 3 mil dólares para cada mil dólares de produto. No cenário de referência, fizemos a suposição que a produtividade de capital tenderia a um valor de 39% (razão capital/produto = 2,6) que é muito próxima da observada nos últimos anos.

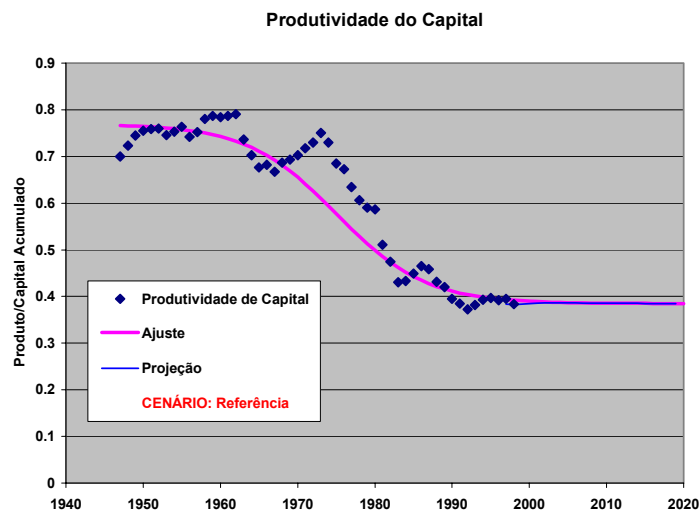


Figura 11: Gráfico da Produtividade de Capital Y/K , para uma razão K/Y máxima de 2,6, que corresponde a uma produtividade mínima de 0,39. Em 30 anos, a produtividade média de capital do Brasil caiu praticamente para a metade do valor de 1960.

A queda na produtividade de capital, como já mencionamos em vários artigos na [e&e](#) e em outros meios de divulgação, é identificada como um dos problemas maiores na retomada do crescimento. Este não é um fenômeno isolado da economia brasileira, e atinge vários países desenvolvidos e em desenvolvimento, como demonstrou recentemente um estudo de Aumara Feu, em fase de publicação (parte de tese de doutorado UnB).

7 - Comércio Exterior

Uma das falsas premissas da análise da situação brasileira é a que pressupõe um aumento da inserção no comércio internacional pelo país. O verificado é que, face uma conjuntura de menor preço do petróleo e de menor pressão nas

contas externas, o Brasil pôde aumentar o volume das importações. Como o volume de exportações, relativo ao PIB, foi reduzido para atender à maior demanda interna, o comércio exterior, aqui considerado como a média entre importações e exportações relativa ao PIB, não cresceu e até foi reduzido em relação às décadas passadas. Houve, nos últimos anos, uma sobrevalorização da moeda brasileira que traz alguma distorção na apuração do PIB e contribuí também para reduzir o valor do comércio exterior como percentual do PIB. De qualquer forma, a abertura ao exterior tem sido mais uma abertura às importações que ao comércio exterior.

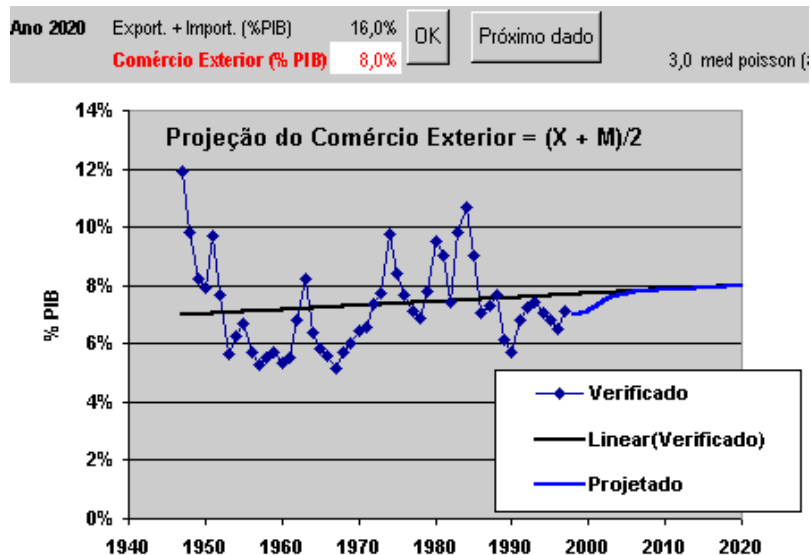


Figura 12: O comércio exterior brasileiro apresenta um valor histórico em torno de 7% do PIB. Mostra-se o ajuste adotado para a projeção, obtido a partir de extrapolação linear, fixando exogenamente para 2020 o valor de 8%. O acoplamento com o valor do último ano foi feito usando uma curva de Poisson.

Uma análise dos dados históricos mostra uma notável estabilidade no comportamento médio deste parâmetro que faz descrever de previsões muito otimistas sobre a expansão do comércio externo. Este sofre limitações ligadas à extensão geográfica do Brasil e ao porte, relativamente modesto, da economia de nossos vizinhos. Mesmo assim, a economia brasileira continua relativamente fechada, com um comércio externo de 7% do PIB, quando segundo nossa avaliação no livro anteriormente mencionado, existe um comércio externo potencial para o Brasil da ordem de 13% do PIB, dos quais 5% são referentes ao comércio com nossos vizinhos.

No ensaio aqui apresentado, projetamos uma evolução para uma média de 8% no horizonte do ano 2020, veja Figura 12.

8 - Balança Comercial

O comportamento da balança comercial é introduzido, exogenamente, em nosso modelo e leva em conta a possibilidade de endividamento do Brasil, e de penetração do capital externo no estoque de bens de capital do país. A entrada dos valores exógenos é feita a partir da próxima planilha, onde são indicados os anos: partindo do último conhecido, alguns anos intermediários, o ano atual, o ano seguinte e mais 4 anos futuros, com intervalos de 5 anos entre eles, a partir do ano atual. O usuário ao criar um novo cenário deverá fornecer os valores da Balança Comercial, a partir do último ano conhecido. Os resultados, para exportação e importação, levam em conta a extrapolação do comércio exterior, mostrada na figura anterior, e a interpolação, entre os valores exógenos fornecidos, dos valores da balança comercial.

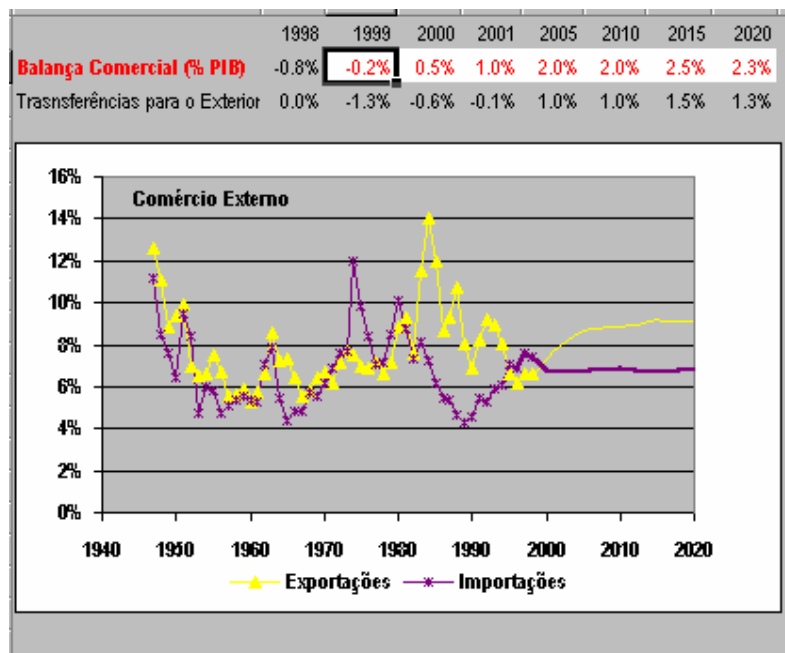


Figura 13: Planilha de introdução de valores do saldo da balança comercial a partir do ano seguinte ao último conhecido. Os dados são exógenos. O programa avalia as transferências ao exterior, considerando seu comportamento histórico.

O programa calcula endogenamente, a partir dos dados do saldo da balança comercial, as transferências ao exterior que inclui bens e serviços não fatores da dívida. A correspondência entre esses parâmetros é obtida através do comportamento de dados anteriores. Grosso modo, existe um déficit da ordem de 1% do PIB na balança de serviços não fatores¹. As transferências ao exterior são usadas, como veremos a seguir, na avaliação do investimento.

9 - Taxa de Juros de Referência, visando balizar valores das Transferências para o Exterior

O fluxo de investimentos externos, reais ou financeiros, só se efetiva na economia real com a entrada (ou saída) de bens e serviços na economia. Como o país não emite moeda de circulação externa e a capacidade de endividar-se é limitada, o fluxo histórico de bens reais acaba coincidindo no valor acumulado, com alguma defasagem, com o do fluxo financeiro, devido às variações nas reservas. Isto é, com efeito, o que aconteceu historicamente no Brasil, conforme mostramos no livro anteriormente citado.

O chamado investimento produtivo segue comportamento parecido ao do investimento financeiro. A diferença está em quem administra os investimentos. Pode-se trabalhar, para controle cumulativo, com o passivo externo líquido que inclui a dívida líquida e o investimento acumulado em bens de capital no País.

Existe a opção de se tentar impor, por razões práticas ou estratégicas, algum limite para esse passivo. No exemplo, assinalamos a linha de 70% do PIB que corresponde a cerca de 27% do estoque de capital. O limite absoluto seria, naturalmente, quando todo o estoque de capital estivesse em mãos de estrangeiros. Para uma razão capital/produto de 2,6 para a qual estamos supondo estar evoluindo - no exemplo aqui mostrado - este limite absoluto seria de 260% do PIB. Atingido esse limite o Brasil teria mudado, literalmente, de donos.

Usamos a taxa de juros real (descontada a inflação) paga no país como um dos parâmetros determinantes dessa acumulação. Para os investimentos diretos, ditos "de risco", foi admitida uma taxa de remuneração de 3.5% considerada como representativa dos últimos anos. Não existe, a rigor, uma razão para que esses investimentos recebam remuneração menor que a dos investimentos financeiros.

Conhecido o valor da taxa de juros e da taxa para remuneração do capital - seria, em teoria, possível supor a taxa de transferências do exterior necessária para manter no limite o passivo líquido. Como pode ser visto nas simulações, existem limitações práticas que impedem que isto se dê no mundo real, já que estamos supondo uma poupança interna limitada. Por isto, estamos prevendo uma transferência líquida **para** o exterior positiva, ou seja, um fluxo líquido do exterior **negativo** o que significa, na prática, balanças comerciais positivas e superiores a 1% do PIB.

¹ Este déficit cresceu no início dos anos 90 e parece estar relacionado com as mudanças no câmbio. Em 1991, a queda da diferença entre paralelo e oficial que aumentou o volume das transações no oficial relacionadas às viagens e às remessas e, em 1994, a sobrevalorização do Real que estimulou as viagens ao exterior.

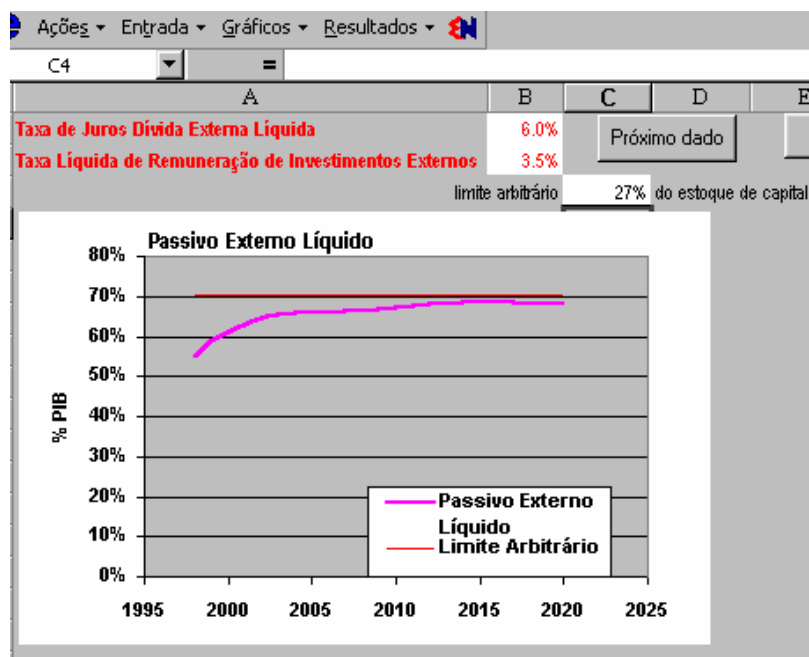


Figura 14: O passivo externo líquido é usado como variável de controle; estabelecida uma taxa de juros de referência, ajusta-se a transferência de recursos para uma taxa desejável de passivo líquido. O limite indicado é arbitrário e corresponde a 27% do estoque de capital total do país em mãos do capital externo.

Consideramos nesta simulação taxas de juros de 6% ao ano. Como se vê na Figura 14, os valores adotados para a balança comercial e essas taxa de juros e a taxa de remuneração de 3.5% ao ano para investimentos diretos conduzem à estabilização do capital externo para cerca de 68% do PIB, o que corresponderia a cerca de 27% do capital total. Também indicamos um limite arbitrário de 70% do PIB.

Apenas para ilustração, mostramos na Figura 15 o Passivo Externo Líquido que resultaria numa balança comercial como a considerada (tendendo a um superavit ligeiramente superior a 2% do PIB) e taxas de juros reais de 12% para a dívida externa e 10% para o investimento externo. Exercícios com taxas desta magnitude só conduzem a impossibilidades práticas que não valem a pena considerar. Ou seja, mecanismos naturais fariam com que esta taxa caísse para valores mais civilizados.

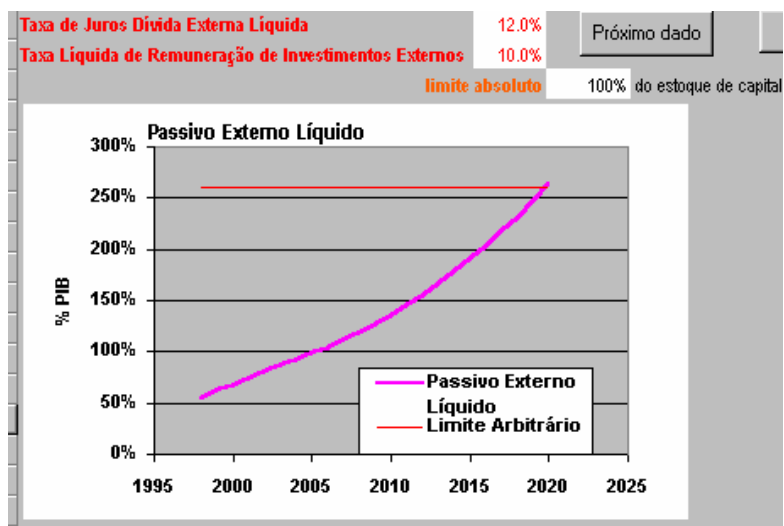


Figura 15: O uso de uma taxa de referência de 12% de juros e 10% para aplicações conduziria a um comprometimento de 260% do PIB, superior ao total nosso estoque de capital, em investimento externo no País, perto do ano 2020. Teríamos praticamente atingido o limite absoluto do passivo externo.

10 - Produto Esperado

O crescimento do modelo pressupõe a utilização da capacidade produtiva no futuro de acordo com a média observada no passado. A capacidade de produção baseia-se no estoque de capital no ano e da razão capital produto projetada para aquele ano.

O investimento I em um ano é a soma da poupança territorial (interna) com o aporte externo representado, na economia real, pela transferências líquidas **do exterior**. Ou seja:

$$I = P - T$$

Onde T representa as transferências **para o exterior**.

A divisão deste investimento entre máquinas e equipamentos (+ outros) e de construção civil é feita a partir de uma correlação histórica que mostra que, em períodos de maior taxa de crescimento, os investimentos em máquinas e equipamentos têm uma maior participação f no investimento global.

Assim o investimento em máquinas e equipamentos é dado por:

$$I_{m\&e} = I \cdot f$$

A correlação que estabelece a relação entre a taxa de investimento do ano anterior e a fração de investimentos em máquinas e equipamentos é mostrada na Figura 16. Este gráfico, como outros utilizados em iterações internas, pode ser visto a partir do menu fazendo-se Gráficos/Macroeconômicos/Particip MeE.....

Os investimentos em Construção Civil são a parte complementar à de Máquinas e Equipamentos.

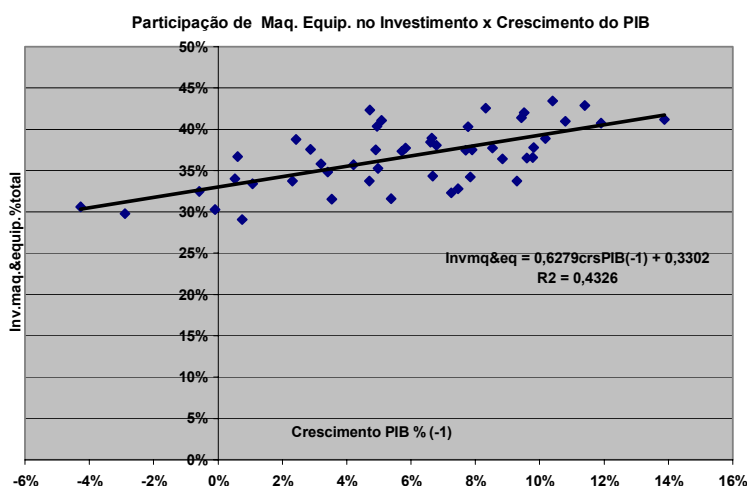


Figura 16: Relação entre a participação em máquinas e equipamentos no investimento e a taxa decrescimento do PIB no ano anterior.

Usando-se as curvas de sucata anteriormente mostradas e considerando os estoques de capital anteriores pode-se determinar o estoque de capital dos anos futuros a partir da projeção dos novos investimentos. Chega-se a uma primeira projeção do produto dada por

$$Y_1 = K/v$$

onde v é a razão capital / produto projetada para o ano e K o estoque de capital naquele anos.

Na determinação do produto é considerado ainda o efeito das importações complementando a capacidade de produção, quando a demanda o exige (exemplo importação de peças para aumentar a produção de automóveis) e o da interrupção da cadeia produtiva, quando a demanda é reduzida (exemplo exportação adicional aço não absorvido pela indústria automobilística). Este efeito produz em economias fundamentalmente dirigidas para o mercado externo, como a brasileira, um acréscimo ou decréscimo do PIB conforme o fluxo das transferências, seja de entrada ou de saída.

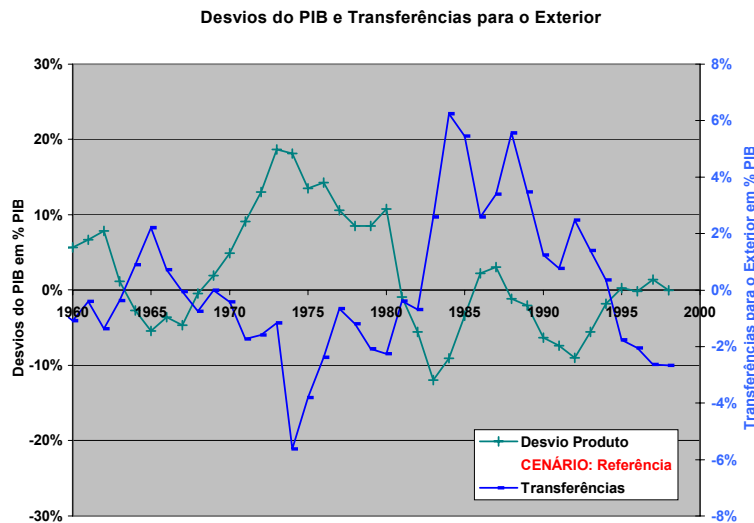


Figura 17: Desvios do PIB projetado e Transferências para o Exterior
Desvio do PIB em função da Transferência para o Exterior

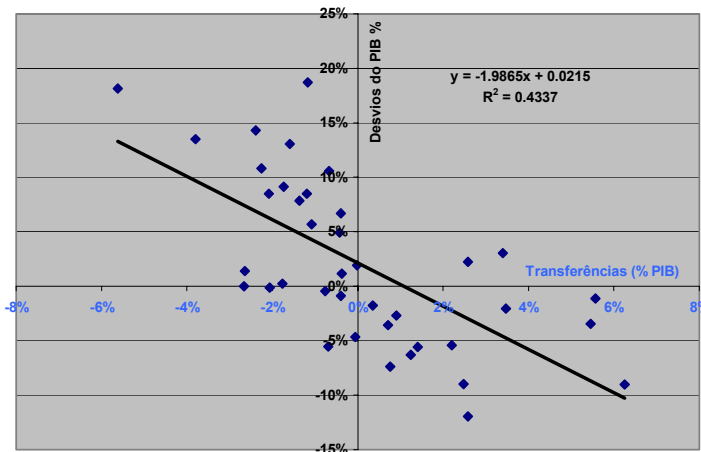


Figura 18: Ajuste para relação desvio do PIB e transferências para o exterior

As figuras 17 e 18 ilustram a correlação entre o desvio do PIB e as transferências. Períodos de transferências de recursos para o País (transferências negativas para o exterior) corresponderam a períodos em que o produto supera o produto esperado a partir do ajuste "liso" da razão capital/produto e vice-versa.

É introduzido um fator de correção g proporcional ao desvio do PIB. Para o melhor ajuste para a razão capital/produto este fator é próximo a -2. Ou seja, uma transferência de 1% do PIB gera um efeito negativo no PIB de cerca de 2%. O PIB projetado passa a ser:

$$Y_2 = Y_1 \cdot (1 + g \cdot T)$$

Esta correção melhora consideravelmente a "aderência" do ajuste, conforme é mostrado na Figura 19 onde, os desvios considerando os ajustes, são comparados aos realmente verificados. Nosso estudo para a Argentina mostra a existência do mesmo tipo de correlação.

Desvio em Relação a Projeção usando K/Y "liso"

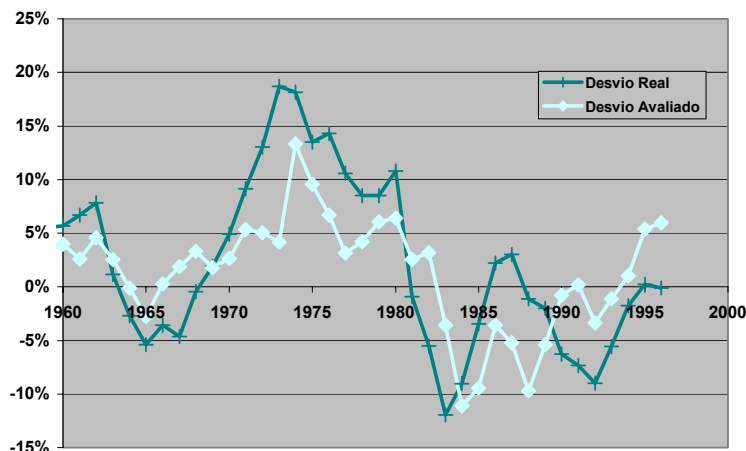


Figura 19: Efeito das correções anuais devidas às transferências comparadas ao desvio em relação ao PIB calculado, usando-se o ajuste "liso" da razão capital/produto por uma função logística e o estoque de capital.

11- Uso da Capacidade Instalada

Nem todas as variáveis que influenciam o PIB são captadas pelo modelo. A diferença entre as projeções do modelo e a atividade econômica efetiva, medida pelo PIB, expressa esses fatores não captados pelo modelo. Ela é atribuída ao uso da capacidade instalada em relação à sua utilização média. O gráfico da Figura 20 mostra que ela pode ser associada a fatores conjunturais que elevam ou diminuem o nível do PIB em torno de sua tendência de longo prazo. Pode-se compará-lo ao ano de 1973 - que seria o de máxima utilização dessa capacidade (escala do eixo vertical esquerdo) - ou ao valor médio (escala do eixo vertical direito). No primeiro 100% corresponde ao valor para 1973; no segundo 100% corresponde ao valor médio.

O fator de utilização, assim medido, é extrapolado para o futuro tendendo para a média, usando uma transição "de Poisson", como descrito anteriormente. Como o fator de utilização estaria, em 1999, cerca de 6 pontos percentuais abaixo da média, pode-se prever uma recuperação deste fator. Portanto, a economia elevaria sua capacidade de produção que tenderia novamente a atingir sua média histórica.

A evolução do fator de utilização, em relação à média, é mostrada na Figura 21. Na tela mostrada é possível ver o comportamento passado do fator de utilização, bem como elencar algumas das causas conjunturais que o influenciaram. Nela pode-se indicar os valores esperados em anos, onde existem resultados parciais sobre o desempenho da economia (no caso 1999), que podem ser levados em conta na extrapolação.

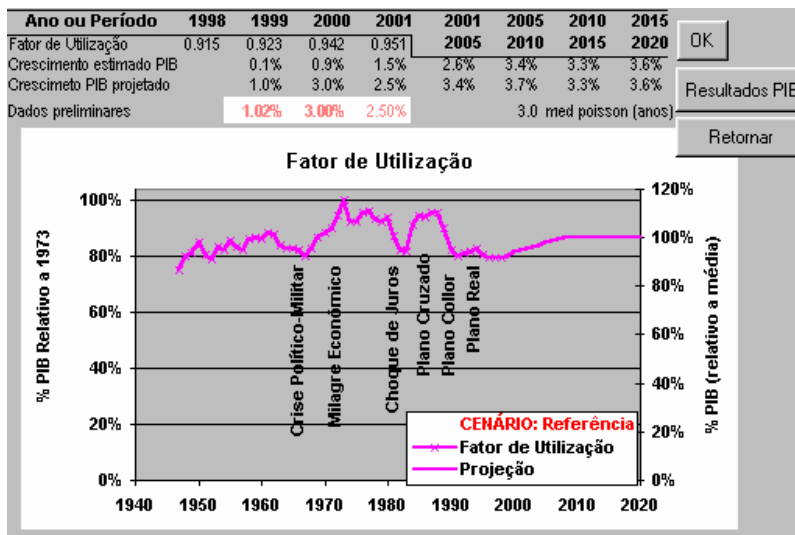


Figura 21: O fator de utilização indica o uso da capacidade instalada em relação à média histórica. Os valores de crescimento do PIB nos primeiros anos da projeção, podem ser introduzidos quando já existe uma avaliação parcial. A tecla OK torna efetiva a entrada dos dados e recalcula o PIB.

Da projeção do fator de utilização resultam correções nos valores do PIB. Na tela mostrada na Figura 21, tem-se então, os valores inicialmente projetados do PIB pelo modelo e os valores estimados do PIB, que agora incorporam a influência da variação do fator de utilização. Pela própria evolução deste fator projetado, resulta que as taxas de crescimento, dos últimos anos da série, praticamente não são afetadas, já que esse fator já teria atingido o valor 1. Permite-se introduzir valores de crescimento do PIB nos primeiros anos projetados, Estes serão levados em conta na projeção e o ajuste será compensado no crescimento do PIB, projetado para os anos seguintes.

12 – Resultados do Módulo Macroeconômico

Os resultados são apresentados no quadro seguinte, clique o botão "Resultados PIB" na planilha da Figura 16. A planilha mostrada na Figura 22 que busca resumir a projeção das variáveis mais relevantes. Os mesmos resultados - e outros complementares - podem ser conferidos em planilhas ou gráficos específicos. É possível ainda mudar a unidade em que são expressos os resultados variando o ano do dólar de referência (usa-se a taxa de câmbio média indicada pelo Banco Central).

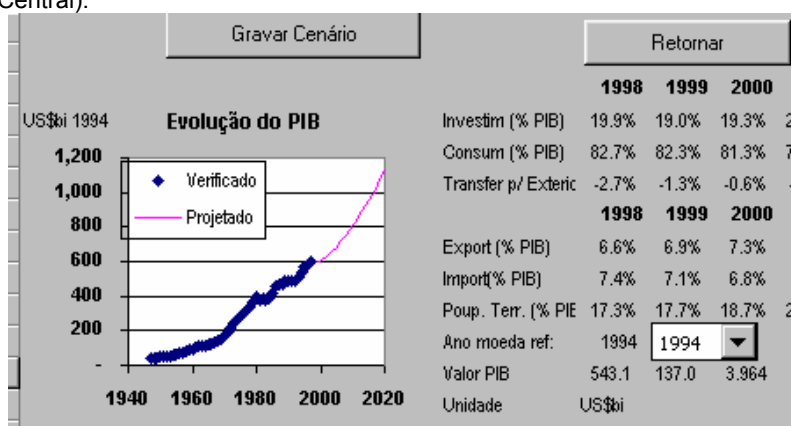


Figura 22 : Planilha de resultados do PIB. Os resultados principais referentes ao crescimento são resumidos nesta planilha. O cenário pode ser confirmado (adoção dos valores revistos) ou gravado como um novo cenário, com auxílio do botão gravar cenário que abre a planilha específica. Pode-se ainda mudar o ano para qual serão referidos os valores em dólar.

A planilha apresenta, ainda, os seguintes dados resumidos:

Tabela 1

	1998	1999	2000	2001	2005	2010	2015	2020
Investim (% PIB)	19.9%	19.0%	19.3%	20.2%	22.9%	23.6%	23.4%	24.0%
Consum (% PIB)	82.7%	82.3%	81.3%	79.8%	76.1%	75.4%	75.0%	74.7%
Transfer p/ Exteric	-2.7%	-1.3%	-0.6%	-0.1%	1.0%	1.0%	1.5%	1.3%
Export (% PIB)	6.6%	6.9%	7.3%	7.7%	8.7%	8.8%	9.2%	9.1%
Import(% PIB)	7.4%	7.1%	6.8%	6.7%	6.7%	6.8%	6.7%	6.8%
Poup. Terr. (% PIE)	17.3%	17.7%	18.7%	20.2%	23.9%	24.6%	25.0%	25.3%

Períodos							
RESULTADO			2001	2005	2010	2015	2020
1999	2000	2001	2005	2010	2015	2020	
1.0%	3.0%	2.5%	3.4%	3.7%	3.3%	3.6%	

Resultados da Planilha mostrados na tela "Entrada 5"; são indicados os primeiros anos extrapolados e os anos intermediários. O crescimento do PIB é mostrado por ano ou por período.

Vários outros resultados estão disponíveis sob a forma de gráficos ou de tabelas. Alguns valores servem de mecanismo adicional de controle como, por exemplo, os dados do PIB e do consumo per capita mostrados na Figura 23. Com efeito, crescer a poupança interna significa redução relativa de consumo. O cenário toma como condição de contorno que o parâmetro consumo per capita - de verdadeira importância social - pelo menos não apresente taxas negativas em virtude da retomada da poupança. Esta condição de contorno não é automaticamente verificada pelo programa.

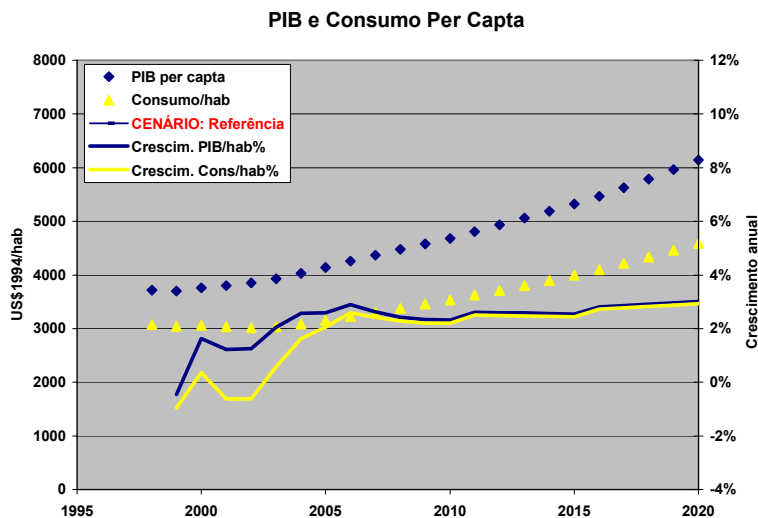


Figura 23: PIB, Consumo per capita e suas taxas anuais de crescimento, ou seja, as variáveis em nível e em primeira diferença. A recuperação na taxa de poupança faz com que o consumo por habitante permaneça praticamente constante até 2003, não obstante um crescimento do PIB/habitante da ordem de 2% de 2000 a 2010, e levemente crescente nos anos seguintes. Em 2020 o PIB/hab seria da ordem de 6000 US\$, a dólar constante de 1994.

As planilhas de resultados podem ser acessadas através do item do menu Resultados /Macroeconômicos como mostrados na Figura 24.

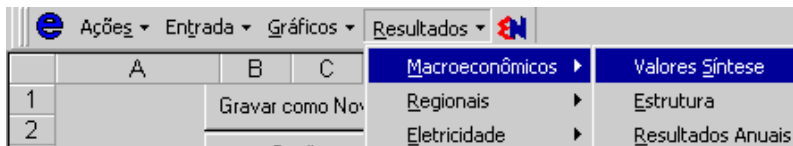


Figura 24: Escolha de resultados macroeconômicos resumidos para anos escolhidos (valores síntese). Os dados em estrutura (Estrutura) são dados, de modo geral, em valores percentuais do PIB. São apresentados ainda os dados para todos os anos projetados (Resultados Anuais).

Os resultados para "Valores Síntese" são mostrados na Tabela 2.

Tabela 2: Valores Síntese

Variável	Unidade	Cenário:		Referência					
		1998	1999	2000	2001	2005	2010	2015	2020
PIB	US\$bi	604	610	628	644	737	885	1041	1244
Variação	% aa		1.0%	3.0%	2.5%	3.4%	3.7%	3.3%	3.6%
Razão Capital/Produto		2.61	2.66	2.64	2.63	2.58	2.55	2.58	2.57
Investimentos	US\$bi	120	116	121	130	169	209	244	298
Variação	% aa		-3.8%	4.6%	7.6%	6.7%	4.3%	3.2%	4.1%
Comércio Externo [(X + M)/2]	US\$bi	42	43	44	46	57	69	82	99
Exportações	US\$bi	40	42	46	49	64	78	95	114
Variação	%aa		6.2%	9.0%	7.5%	6.7%	4.1%	4.0%	3.6%
Importações	US\$bi	45	43	43	43	49	61	69	85
Variação	%aa		-3.2%	-1.3%	0.3%	3.5%	4.2%	2.8%	4.2%
Balança Comercial	US\$bi	-5	-1	3	6	15	18	26	29
Exportações BSNF	US\$bi	45	51	55	59	77	94	114	136
Importações BSNF	US\$bi	61	59	59	60	62	76	88	108
Transferências ao Exterior	US\$bi	-16	-8	-4	0	7	9	16	16
Consumo	US\$bi	500	502	511	514	560	667	781	930
População	Milhões hab	162.5	165.0	167.2	169.3	178.1	188.9	195.6	202.6
Consumo per capita	US\$	3074	3045	3056	3037	3147	3533	3993	4588
Vari. Consumo per capita	% ano		-1.0%	0.4%	-0.6%	0.9%	2.3%	2.5%	2.8%
PIB per capita	US\$1994/hab	3715	3698	3759	3804	4136	4684	5320	6140
Variação PIB percapita	% ano		-0.5%	1.6%	1.2%	2.1%	2.5%	2.6%	2.9%
FBCF	US\$bi 1994	120	116	121	130	169	209	244	298
Poupança Territorial	US\$bi 1994	104	108	117	130	176	217	260	315
Transferências para o Exterior	US\$bi 1994	-16	-8	-4	0	7	9	16	16
Saldo Comercial	US\$bi 1994	-5	-1	3	6	15	18	26	29
Serv. Não Fatores (Liq.)	US\$bi 1994	-11	-7	-7	-7	-7	-9	-10	-12

Anexo 4 - Projeção de Demanda de Energia e da Geração Elétrica em Unidades de Serviço Público (Resultados)

O Conceito de Energia Equivalente

As fontes energéticas classificadas como **primárias** são os produtos energéticos providos pela natureza na sua forma direta, como o petróleo, gás natural, carvão mineral, minério de urânio, lenha e outros.

Boa parte dos produtos primários, como o petróleo, passa por um processo de transformação que os convertem em formas mais adequadas para os diferentes usos nos **centros de transformação**

No caso do petróleo, os centros de transformação são as refinarias, onde são obtidos produtos de uso direto, como a gasolina, o óleo diesel, o querosene, o gás liquefeito e outros, que são classificados como **energia secundária**.

Energia final designa a energia tal como é recebida pelo usuário nos diferentes setores, seja na forma primária, seja na secundária. Os balanços energéticos se estruturam de tal forma que se discrimina a energia como:

Primária => Perdas na Transformação + Final;

sendo que a energia final inclui a fração da energia primária de uso direto e a secundária.

Para converter a energia chamada final na forma em que ela é usada, passa-se ainda por um processo que implica em perdas, sendo necessário considerar uma eficiência de uso ou rendimento. Denomina-se rendimento a razão entre essa energia na forma que é usada, denominada **energia útil**, e a energia final.

Na elaboração de um balanço de energia útil é necessário dispor, para cada setor, da energia final utilizada por fonte energética. Para cada uma das fontes é necessária a distribuição pelos diferentes usos e a dos rendimentos em cada um desses usos. Desta forma, a soma dos valores em energia útil tem a vantagem de levar em conta os diferentes rendimentos, para um mesmo uso, dos diferentes energéticos.

A utilização da soma, em energia útil, das parcelas representando os diferentes usos, apresenta, no entanto, o inconveniente de uma valorização que depende do tipo de uso. Por exemplo, um combustível, como a lenha, é usado para gerar calor de processo em uma indústria com eficiência, digamos, de 75%. O óleo diesel é usado, na mesma indústria, para gerar força motriz com uma eficiência de 30%. Quando somados os dois combustíveis, na forma de energia útil, eles aparecem com um fator de mérito que não corresponde à sua potencialidade. Com efeito, o óleo diesel poderia ser usado, com uma eficiência superior à lenha, para calor de processo e, quando usado como força motriz, também apresentaria uma eficiência bastante superior a que seria obtida através da lenha em uma máquina a vapor.

Ou seja, não obstante a sua maior potencialidade, ou por causa dela, a energia final do diesel aparece multiplicada por 0,30 e a da lenha por 0,75.

Para levar em conta essas diferenças utilizamos, além do conceito de energia útil, o conceito de **energia equivalente**. Neste conceito, a eficiência de cada fonte de energia é comparada, **para o mesmo uso**, com a eficiência de uma fonte de referência.

Na maioria dos casos foi usado como referência o gás natural. No exemplo citado, a lenha, o carvão mineral, o óleo combustível – e eventualmente o próprio óleo diesel – seriam comparados, para geração de calor, com o gás natural, neste uso. Para uso motriz, o diesel também seria comparado com o gás natural, utilizado para a mesma finalidade.

No caso mencionado, seria considerada para o gás natural uma eficiência de 85% na geração de calor e de 25% como força motriz. As equivalências obtidas seriam mais independentes da forma de uso:

1 tep de lenha -> 0,88 tep de GN (geração de calor)

1 tep de diesel -> 1,2 tep de GN (força motriz)

Ou seja, o rendimento para um energético qualquer é sempre comparado com o rendimento do energético de referência para o mesmo uso.

A escolha do gás natural como energético de referência se deve à sua ampla flexibilidade de uso nos setores industrial, residencial, comercial e, quando disponível, no agrícola; para todas aplicações como fonte térmica. Para o setor transporte (uso motriz) seria mais lógico usar um combustível líquido de amplo uso (diesel ou gasolina). Cabe ressaltar que a gasolina apresenta, no Balanço de Energia Útil Brasileiro, o mesmo rendimento que o gás natural (GN) no uso rodoviário. Optamos então pelo uso da gasolina como combustível de referência, expressando o resultado em "equivalente ao GN". Nos usos específicos de eletricidade, usamos, para expressar a energia equivalente, procedimento análogo ao utilizado no Balanço Energético Nacional BEN, para contabilizar a energia hidráulica, que é valorizada com base na energia térmica necessária para gerar um kWh de energia elétrica.

Todos os valores de energia são expressos em toneladas equivalentes de petróleo. Esta unidade é usada, praticamente, em todos os balanços energéticos, por isso preferimos mantê-la em vez de criar uma tonelada equivalente de GN, ou metro cúbico equivalente de GN.¹

A expressão dos valores em energia equivalente considera a capacidade de substituição dos combustíveis que não muda com a unidade usada para contabilizá-los. Ou seja a relação entre as quantidades físicas entre equivalentes dos combustíveis em

¹ A mudança recentemente adotada no Balanço Energético Nacional do MME considera os valores em poder calorífico inferior (PCI) e toma 1 tep = 10000 Mcal. Estamos convencendo chamar essa equivalência de "tep novo". A equivalência anterior, que estamos nos referindo como "tep antigo", considerava os poderes caloríficos superiores (PCS) e 1 tep = 10800 Mcal. Os valores em energia equivalente não são alterados em virtude da adoção de valores "redondos" para tep novo. Eles sofrem, no entanto, influência das mudanças do valor dos PCI do energético e do GN em relação aos mesmos valores em PCS.

e o de referência (GN) não é alterada. No entanto, o valor em “tep equivalente de gás natural” muda por um fator constante. Na atual versão do programa, as tabelas geradas ainda consideram os valores para tep antigo.

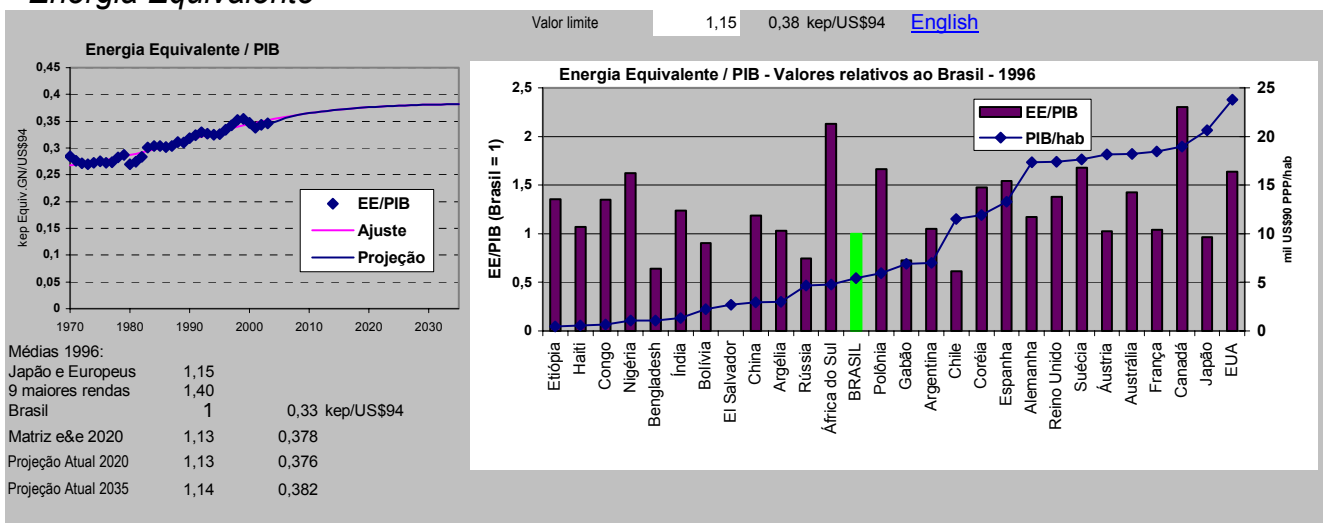
Para converter os dados de energia final em energia equivalente, a e&e elaborou um balanço de energia equivalente que parte de um balanço energético ampliado (49 Energéticos X 46 Contas), fornecido pelo MME, que possibilita obter para cada ano o consumo final em energia equivalente. Este programa foi usado para obter os dados de energia equivalente usados.

Demanda para Cenário de Referência

Para estimar a demanda em energia equivalente e a demanda em eletricidade, foi utilizado um programa de cálculo que é uma simplificação do usado anteriormente pela e&e para estimar a Matriz Energética e de Emissões para 2020. As telas do programa são apresentadas a seguir com comentários sucintos sobre o procedimento:

Estima-se o valor Energia Equivalente/PIB para o período. A projeção para o ano final é feita baseada nos valores históricos do Brasil e na comparação entre o Brasil e outros países. As telas abaixo mostram o processo de eleição dos valores.

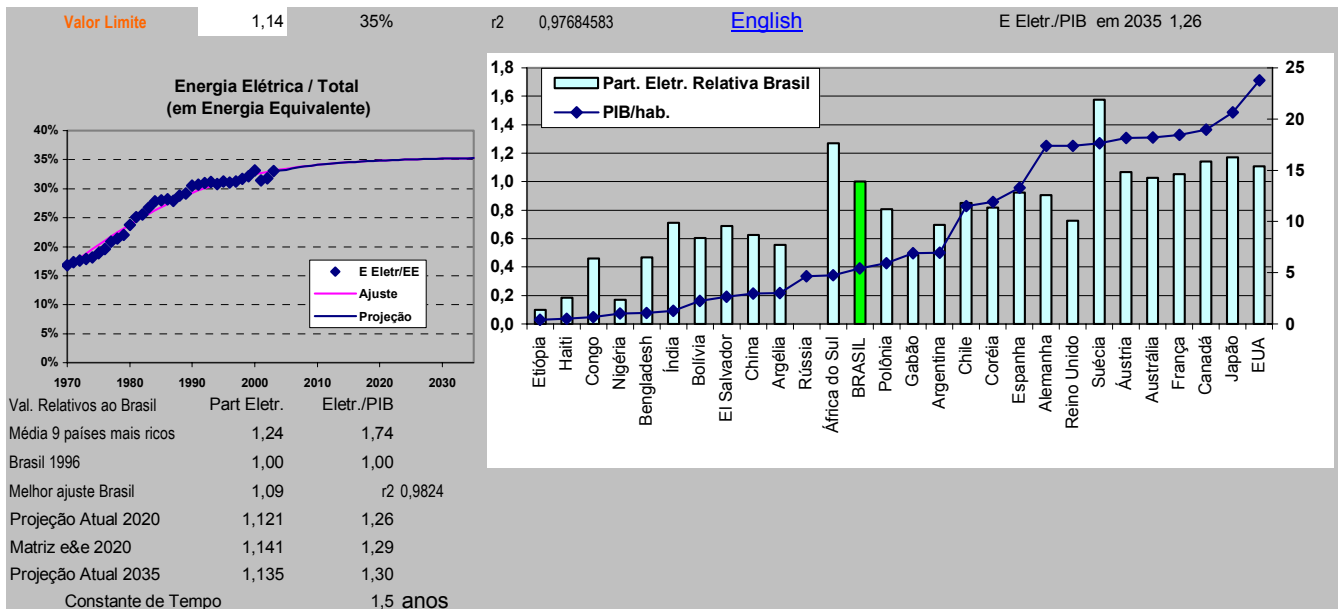
Energia Equivalente



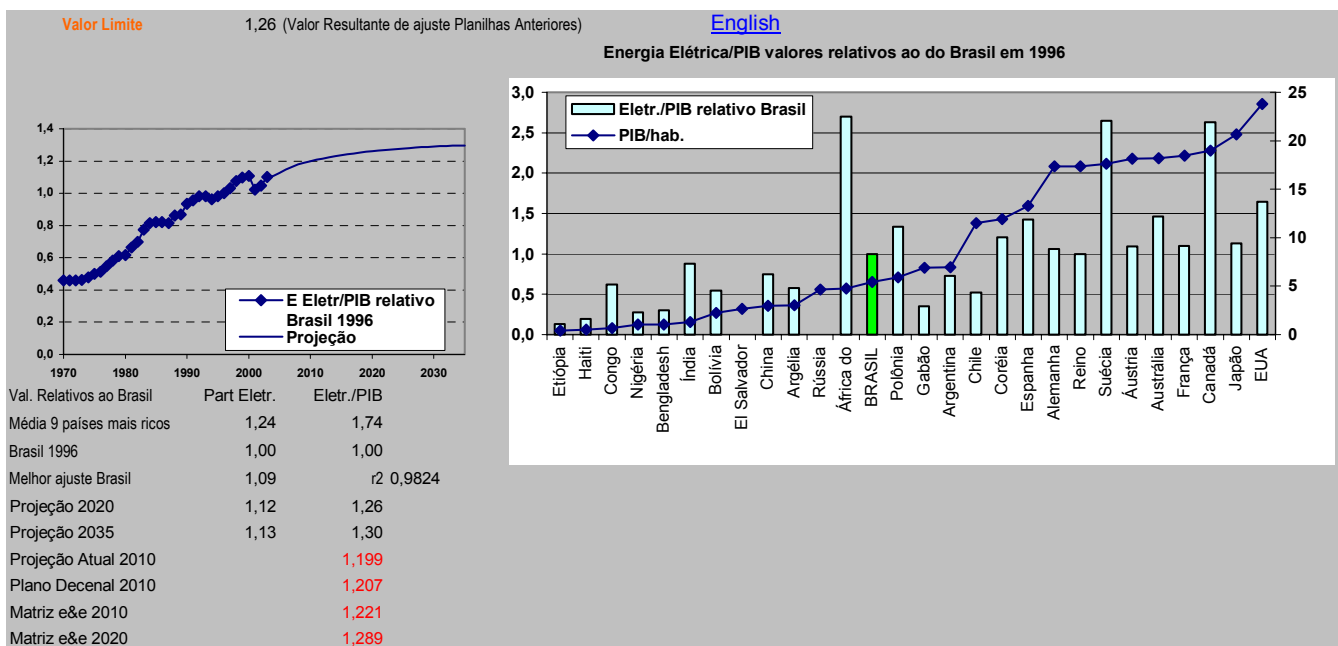
O valor escolhido como limite, no horizonte 2035, corresponde, em 1996, a média dos países europeus e Japão, cujo consumo era 15% superior ao do Brasil por unidade de produto. Outros valores de referência são indicados na tela. A escolha corresponde a uma hipótese conservativa, já que países como Canadá e EUA apresentam um consumo específico bastante superior.

Energia Elétrica

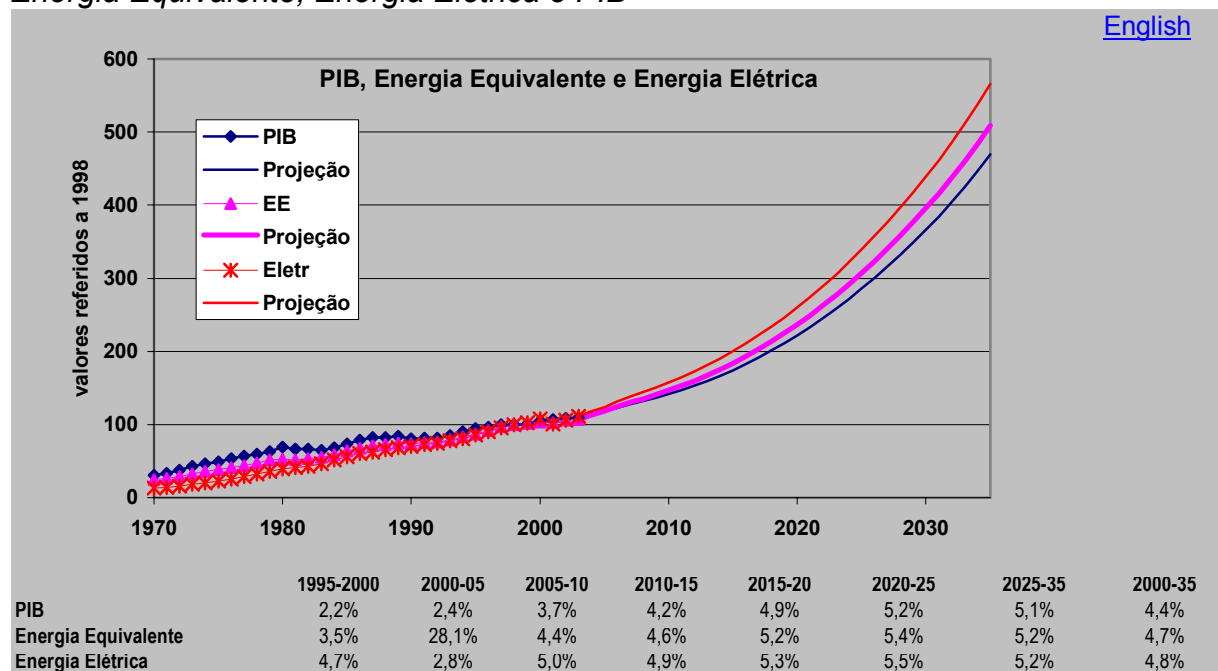
A participação da energia elétrica vem crescendo no Brasil e no exterior. O Brasil já tem uma participação relativamente alta de eletricidade na matriz. O melhor ajuste para o Brasil é uma participação máxima 9% superior à atual. Considerou-se um valor de 1,14 (14% superior) devido às hipóteses feitas para a economia.



A razão eletricidade/PIB é mostrada na Figura seguinte. Para 2020 ela é ligeiramente inferior à projetada anteriormente pela e&e para o Brasil (Matriz e&e 2020). e 20% superior ao valor de 1996, conforme indicado na planilha. Os valores encontrados para 2010 são ligeiramente inferiores aos do Plano Decenal correspondente àquele ano; os valores para 2020 são ligeiramente inferiores ao estudo da matriz e&e para 2020.



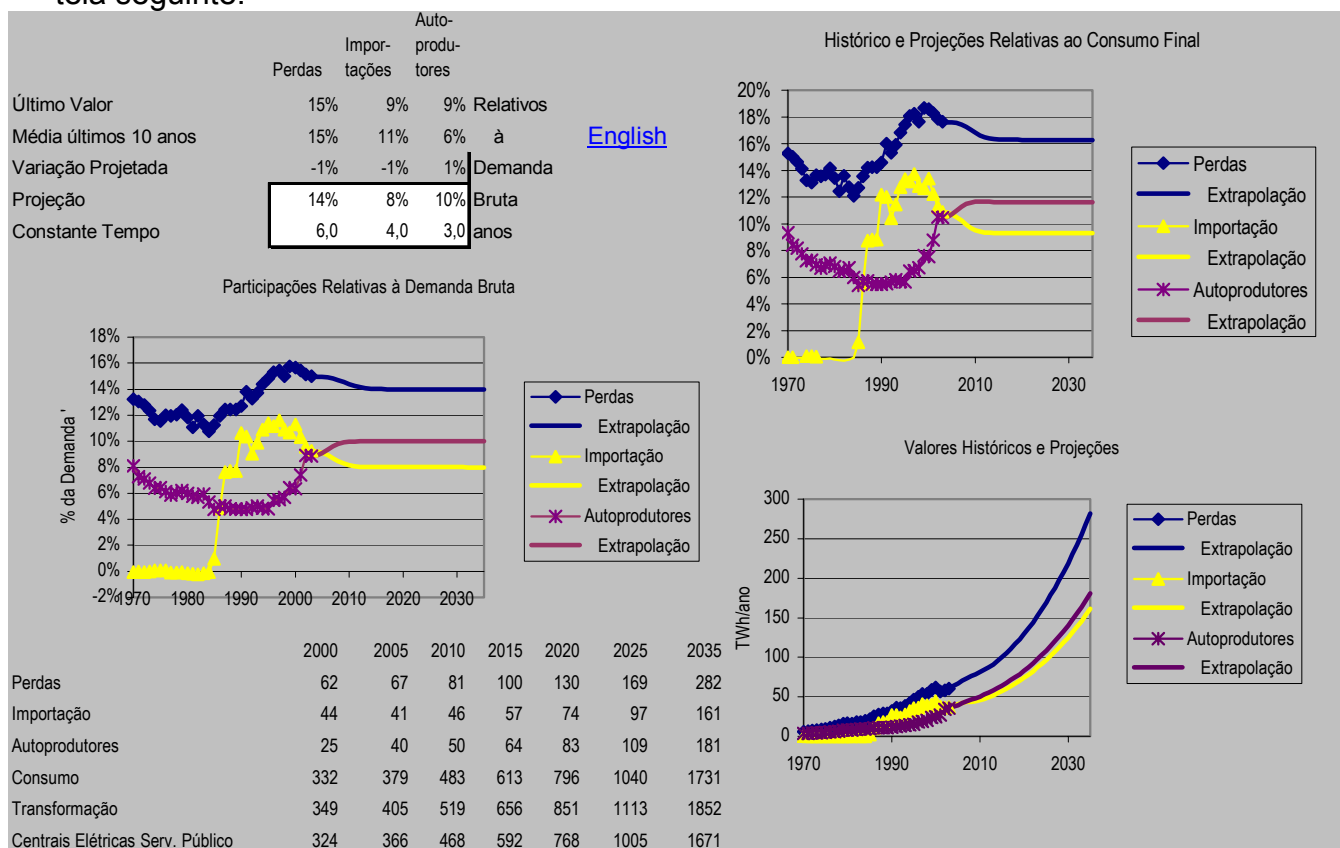
Energia Equivalente, Energia Elétrica e PIB



O crescimento do PIB, da demanda de energia expressa em energia equivalente e da energia elétrica são mostrados na tela acima. As taxas de crescimento dessas variáveis são mostradas na tabela correspondente.

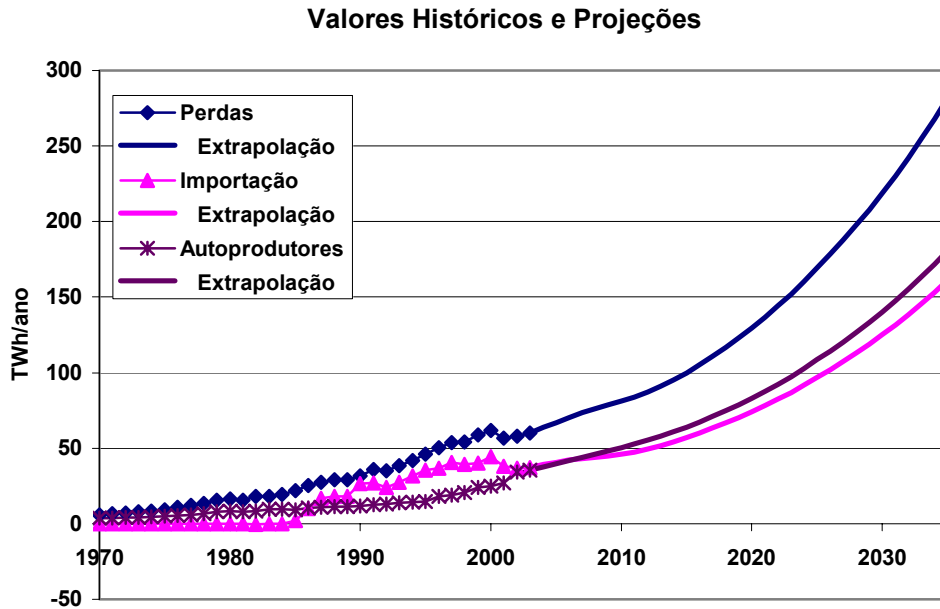
Perdas, Importações e Auto-produtores

Os valores das perdas, participação de auto-produtores e importação são projetados na tela seguinte:



Foi suposta uma redução do percentual de perdas e de importação e um incremento na participação de autoprodutores em virtude das possibilidades de cogeração (principalmente com gás natural)

Os valores históricos e as projeções são mostrados na tela e destacados na tabela e figura a seguir. A tela seguinte mostra o gráfico da demanda histórica e projetada de letricidade .



Demanda de energia em Centrais de Serviço Público – Histórico e Projeção

	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

