

UNIVERSIDADE ESTADUAL DE CAMPINAS
INSTITUTO DE ECONOMIA

**CENÁRIOS PARA A EXPANSÃO ENERGÉTICA NO BRASIL:
UM *TRADE-OFF* CUSTO *VERSUS* SEGURANÇA DE SUPRIMENTO**

HENRIQUE VILHAR PERETTI

CAMPINAS

2011

**CENÁRIOS PARA A EXPANSÃO ENERGÉTICA NO BRASIL:
UM *TRADE-OFF* CUSTO *VERSUS* SEGURANÇA DE SUPRIMENTO**

Trabalho de Conclusão de Curso de
Graduação apresentado ao Instituto de
Economia da Universidade Estadual de
Campinas para obtenção do título de
Bacharel em Ciências Econômicas.

Orientador: Profº Dr. José Bonifácio de Souza Amaral Filho

CAMPINAS

2011

HENRIQUE VILHAR PERETTI

**CENÁRIOS PARA A EXPANSÃO ENERGÉTICA NO BRASIL:
UM *TRADE-OFF* CUSTO *VERSUS* SEGURANÇA DE SUPRIMENTO**

Monografia defendida e aprovada em 07/07/2011

BANCA EXAMINADORA:

Prof. Dr. José Bonifácio de Souza Amaral Filho

Prof. Dr. Miguel Juan Bacic

CAMPINAS

2011

Aos meus pais, Darcio e Arminda, por todo o incentivo à educação, ao conhecimento e ao trabalho, pelo suporte e amor incondicionais por todos esses anos, pela compreensão e respeito à minha pessoa. Não duvidem do meu amor e profunda gratidão.

Agradecimentos

Gostaria de agradecer principalmente a meus pais, Darcio e Arminda Peretti, pelo carinho e dedicação constantes, pelos conselhos sinceros, e por todos os sacrifícios feitos em nome de minha educação e do meu trabalho nos últimos anos. Sem a ajuda de vocês eu não teria conseguido.

Agradeço também (em ordem alfabética) a Aline Gasparetto de Oliveira, prima e “irmã” sempre presente; Angélica Alfonso, Marilisa Fernandes e Stephanie Lauria, amigas para todo o sempre, por estarem a meu lado sempre que precisei. Amo vocês.

Special thanks to Luciana Barreto van Tol for helping me turn my life around. Walking through life without you would not be as exciting. Love you in so many ways.

Agradeço também ao professor-orientador Boni, pelos inúmeros julgamentos, *insights*, dicas, informações e esclarecimentos de cunho técnico fundamentais para a conclusão deste trabalho.

Finalmente agradeço a Lilyanna Yang. Muito mais que uma chefe, uma mentora, professora, orientadora, conselheira, amiga, última responsável pela escolha de um tema espinhoso e por tudo o que sou hoje, profissionalmente.

Resumo

A economia brasileira está crescendo. Para alimentar o aumento da produção e da renda, precisamos de maior suprimento de energia elétrica no futuro. O planejamento da expansão da capacidade de geração de eletricidade no país é feito pela Empresa de Pesquisa Energética, órgão vinculado ao Ministério de Minas e Energia, e, portanto, ao Governo Federal.

Há um *trade-off* custo *versus* segurança a ser levado em conta na expansão do parque. As fontes hídricas são mais limpas e baratas, porém sazonais, o que justifica a necessidade de reservatórios para regularização da vazão durante o ano. Já as usinas alimentadas por fontes fósseis são um *hedge* do sistema, pois podem operar ininterruptamente. As fontes fósseis são, no entanto, mais caras e inconvenientemente poluentes do ponto de vista do meio ambiente. Precisa-se buscar a modicidade dos preços sem por em risco a garantia do atendimento.

O governo tem sinalizado através do Plano Decenal de Energia (planejamento de curto prazo, isto é, para os próximos 10 anos) que priorizará as fontes hídricas, mais baratas, sobre as fontes fósseis e nucleares nos próximos leilões para contratação de energia que atenderá a demanda futura da economia. De acordo com o governo, essa alternativa garante a expansão do sistema de geração a preços mais baixos para os consumidores, possibilita segurança de abastecimento e ainda perpetua a atual matriz limpa do país *versus* outros países do mundo. Especialistas contra-atacam, argumentando que a evolução da capacidade de geração proveniente de fontes térmicas deveria acompanhar a evolução das fontes hídricas na matriz energética com o objetivo último de aumentar a confiabilidade do sistema (“segurança de suprimento”).

Neste trabalho procuraremos explicar o *trade-off* custo *versus* segurança de abastecimento envolvido na expansão do parque gerador brasileiro, caracterizar as fontes de geração atualmente disponíveis e avaliar, através de uma análise de cenários, a viabilidade da escolha feita pelo governo (ou seja, basear a expansão do sistema exclusivamente em fontes hídricas e alternativas). Trata-se de uma discussão necessária, pois a segurança energética é fator central para a continuidade do desenvolvimento socioeconômico do país.

Palavras-chave: energia elétrica; expansão da capacidade de geração de eletricidade; planejamento energético; custo de geração; segurança de suprimento e abastecimento.

Abstract

The Brazilian economy is growing. We need increased electricity supply in the future to feed the growth of production and income. The planning of the generation capacity expansion in Brazil is undertaken by the Energy Planning Entity, part of the Ministry of Mines and Energy and, thereafter, subordinated to the Federal Government.

There is a cost *versus* safety *trade-off* to be considered in the generation expansion. Hydroelectricity is cleaner and cheaper, but seasonal, demanding the use of regularization reservoirs to guarantee generation throughout the year. On the other hand, fossil fuels are a *hedge* for the system, because can operate uninterruptedly. They are, however, more expensive and unconventionally dirty from an environmental standpoint. We pursue cheap generation costs and supply safety.

The government has signaled via the Decenal Energy Plan (short-term planning, i.e. for the next ten years) that will prioritize cheaper, hydro sources over thermal alternatives (fossil and nuclear) in the upcoming new energy auctions to supply the economy's future demand. As per the Government, this option means not only expansion of the generation capacity at cheaper prices to consumers, but also supply safety and the cleanness of the Brazilian energy matrix *versus* that of other countries. However, government officials and specialists argue that the expansion of generation capacity fired by thermo sources is necessary to guarantee supply safety.

In this work we will explain the cost *versus* supply safety *trade-off* that arises in the debate regarding the expansion of the generation capacity, we will present generation sources currently available in the country and its features and evaluate, via a scenario analysis, the feasibility of the Government's choice (i.e. the plan to build hydro and alternative new capacity only). This discussion is necessary given that energy safety is key for the maintenance of the social and economic development of the country.

Key work: electricity; expansion of electricity generation capacity; energetic planning; generation cost; energy supply safety.

Índice

Introdução	10
Capítulo 1: O Setor Elétrico no Brasil: Estrutura e Modelo Regulatório	12
1.1 O Novo Modelo do Setor Elétrico: A Cartilha do MME	17
1.2 Os Entes Reguladores e os Principais Atores do Setor	24
Capítulo 2: A Necessidade de Expansão do Parque	27
Capítulo 3: A Diversidade de Fontes de Geração	37
3.1 Médias e Grandes Hidrelétricas	37
3.2 Termoelétricas a combustíveis fósseis	39
Carvão Mineral	40
3.3 Termonucleares	41
3.4 Fontes Alternativas	43
Biomassa	43
3.4.1 Pequenas Centrais Hidrelétricas	45
3.4.2 Termoelétricas a biomassa	45
3.4.3 Geração eólica	48
3.4.4 Geração solar fotovoltaica	52
3.5 Custo x Poluição por fonte de geração	54
Capítulo 4: Cenários para a Expansão da Geração	58
Capítulo 5: Uma Crítica à Proposta do Governo Federal	67
Bibliografia	75

Introdução

A economia brasileira está em franco crescimento. Para alimentar o aumento da produção e da renda, precisamos de maior suprimento de energia elétrica, isto é, mais usinas gerando eletricidade continuamente. Planejar a expansão da capacidade de geração hoje significa garantir o suprimento de energia para sustentar uma economia ainda mais robusta amanhã. De acordo com o atual modelo regulatório do setor elétrico, os custos de geração de energia (assim como os de transmissão e de distribuição) são integralmente repassados aos consumidores finais, sejam “livres” (que podem escolher o seu fornecedor) ou “cativos”, isto é, os consumidores residenciais, comerciais, industriais, rurais, etc, conectados diretamente à rede de distribuição da concessionária local que detém o monopólio deste serviço. Considerando basicamente custos de geração e disponibilidades de construção, o governo federal como ente planejador do sistema em última instância¹ deve determinar a melhor combinação entre as fontes energéticas para viabilizar expansão da oferta de energia a preços que não comprometam a expansão econômica no longo prazo, isto é, que não encareçam demais os custos de energia para os consumidores – vale lembrar que o Brasil já possui uma das tarifas mais altas do mundo. Porém, há um binômio custo *versus* segurança a ser levado em conta na expansão do parque. As fontes hídricas são mais limpas e baratas, porém sazonais, o que justifica a necessidade de reservatórios para regularização da vazão. Já as usinas alimentadas por fontes fósseis são um *hedge* do sistema, pois podem operar 100% do tempo. As fontes fósseis são, no entanto, mais caras e inconvenientemente sujas do ponto de vista do meio ambiente. Precisa-se buscar a modicidade dos preços sem por em risco a garantia do atendimento.

O governo tem sinalizado através do Plano Decenal de Energia que priorizará as fontes hídricas, mais baratas, sobre as fontes fósseis e nucleares nos próximos leilões para contratação de energia que atenderá a demanda futura da economia. De acordo com o governo, essa alternativa garante a expansão do sistema de geração a preços mais baixos para os consumidores, possibilita segurança de abastecimento e ainda perpetua a atual matriz limpa do país *versus* outros países do mundo. Especialistas contra-atacam, argumentando que a evolução da capacidade de geração proveniente de fontes térmicas e nucleares deveria acompanhar a evolução das fontes hídricas na matriz energética com o objetivo último de aumentar a confiabilidade do sistema (“segurança de suprimento”), uma das bases do Novo

¹ Por meio da EPE (Empresa de Pesquisa Energética), vinculada ao MME (Ministério de Minas e Energia).

Modelo Institucional do Setor Elétrico (2004). Vale lembrar que este debate é fortemente influenciado por interesses econômicos e políticos na priorização de uma fonte de geração sobre outra.

Este trabalho consistirá de uma breve descrição do marco regulatório do setor elétrico brasileiro, que é um pré-requisito para entender como funciona a expansão programada do setor através de leilões de energia organizados pelo governo. Posteriormente, explicaremos como são calculadas as tarifas de energia com o objetivo de entender de que forma o custo de geração se reflete nas contas pagas pelos consumidores finais. Neste ponto discutiremos a questão da necessidade de expansão do parque gerador norteada por uma caracterização socioeconômica-ambiental das diversas fontes de geração. Mostraremos que o dualismo entre fontes térmicas e hídricas desemboca em um *trade-off* custo *versus* segurança de abastecimento. O produto desse debate irá determinar a capacidade de geração de energia das futuras gerações, não havendo caminho de volta para corrigir eventuais erros presentes.

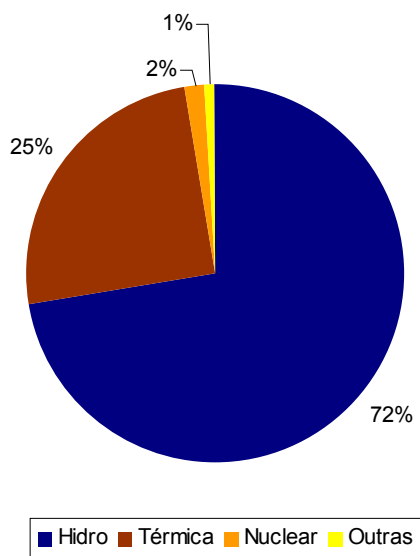
Estudaremos a validade da proposta governamental junto a uma análise de cenários com o objetivo de projetar a evolução da capacidade instalada de geração no país ao longo prazo, tendo em vista o *mix* hidrotérmico planejado, o potencial hidráulico passível de aproveitamento, os impactos sobre os preços futuros de energia e a segurança de abastecimento do sistema.

Capítulo 1: O Setor Elétrico no Brasil: Estrutura e Modelo Regulatório

O sistema elétrico brasileiro pode ser dividido em três principais segmentos: geração (isto é, o complexo de usinas geradoras instaladas no país, independente de fonte de geração), sistema de transmissão e sistema de distribuição². O SIN (Sistema Interligado Nacional) é uma malha de transmissão erguida ao longo de décadas que hoje conta com um total de 95.465 km de linhas em diversas voltagens³, que conecta as usinas geradoras aos diversos centros de carga localizados na maior parte do país, subdividido em quatro subsistemas nacionais (Norte, Nordeste, Sudeste/Centro-Oeste e Sul).

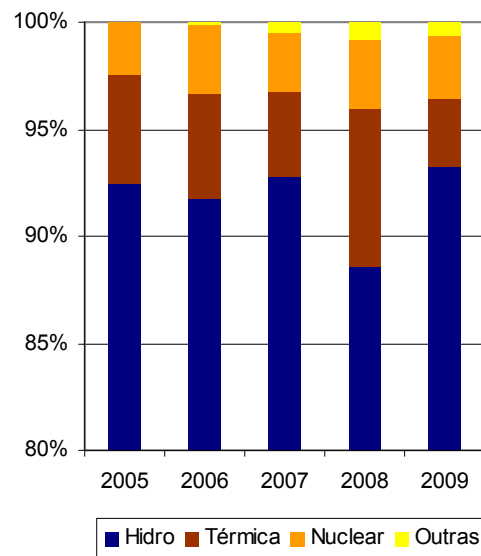
Apesar de 72% da capacidade instalada de geração de energia elétrica no Brasil ser composta por usinas hidrelétricas (ANEEL, ver Gráfico 1), estas respondem por mais de 85% da geração anual de energia elétrica no sistema interligado (ver Gráfico 2), pois as usinas termelétricas são em sua grande parte acionadas apenas no período seco do ano para poupar água nos reservatórios hidrelétricos.

Gráfico 1: Capacidade de geração no Brasil por fonte



Fonte: ANEEL.

Gráfico 2: Geração de energia elétrica em GWh no SIN por fonte

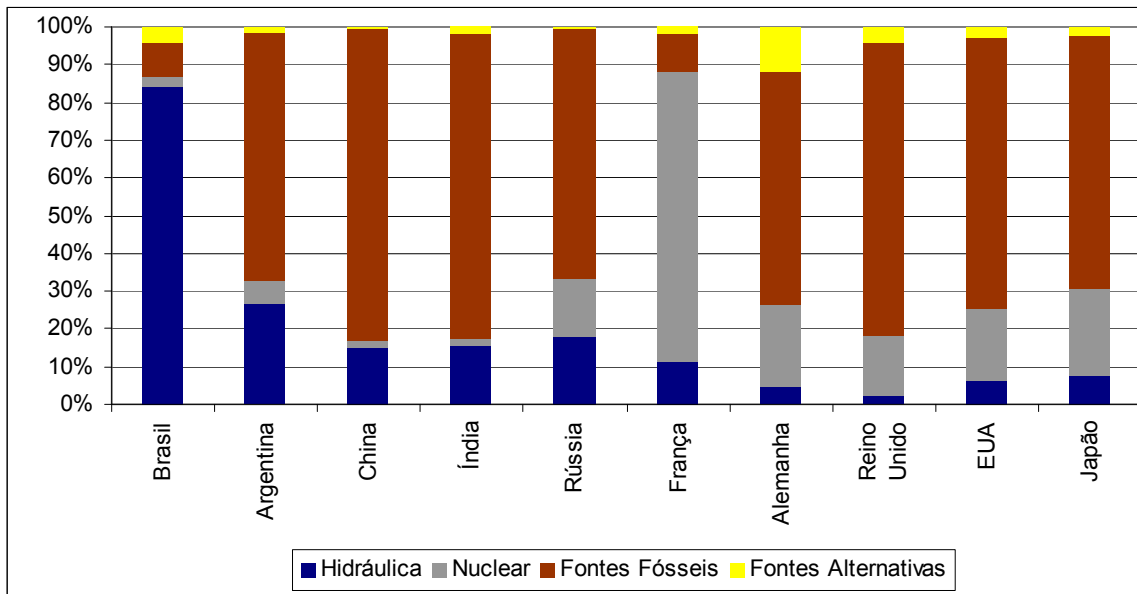


Fonte: ONS.

² A rede básica de transmissão opera nas tensões 230kV, 345kV, 440kV, 600kV e 750 kV.

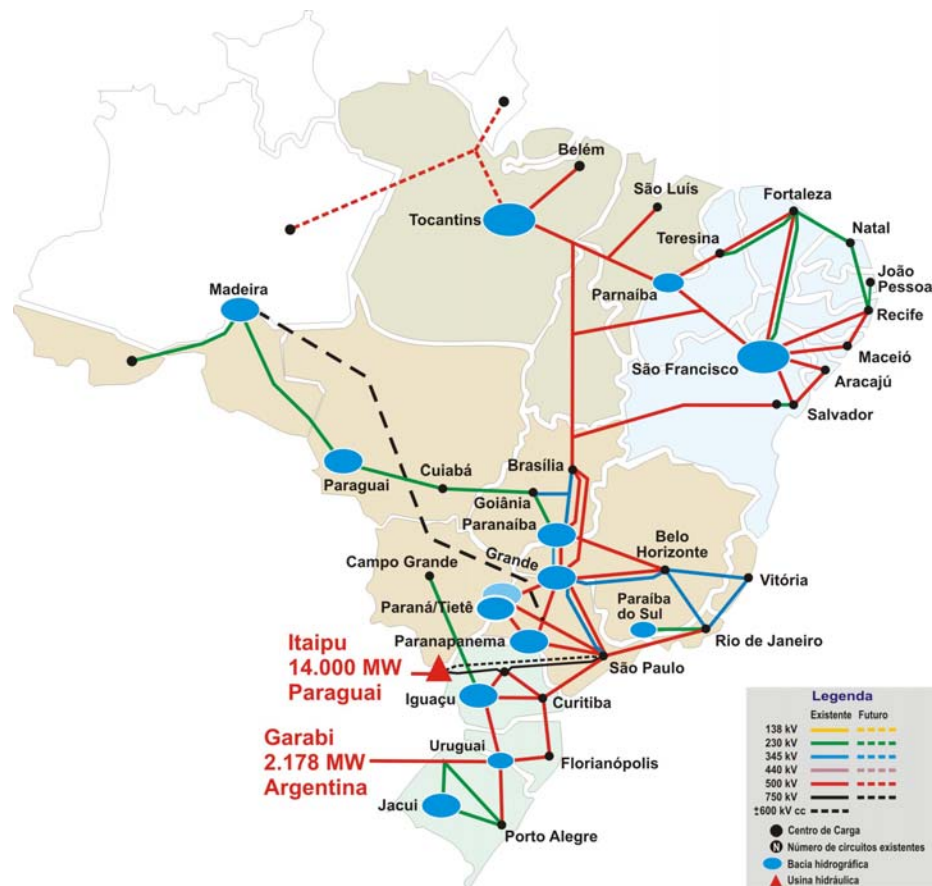
³ ONS (Dados Relevantes 2009).

Gráfico 3: Geração de energia por fonte em 2007



Fonte: IEA – International Energy Agency.

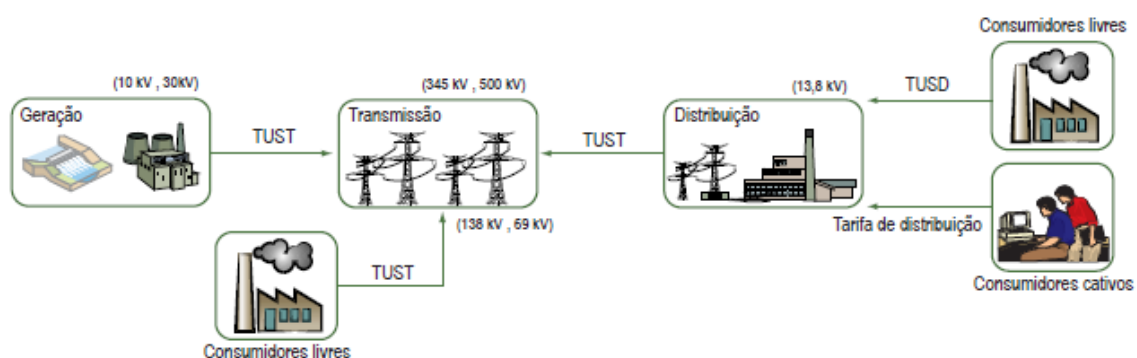
Figura 1: Integração Eletroenergética



Fonte: ONS.

O sistema de transmissão conecta a geração e o sistema de distribuição de energia. A conexão à rede de menor tensão e o atendimento ao consumidor final “cativo” são realizados pelas distribuidoras de energia elétrica. O mercado de distribuição de energia elétrica é formado por 63 concessionárias (privadas ou estatais) atendendo mais de 60 milhões de unidades consumidoras (ANEEL, 2008). As concessionárias de distribuição são “monopólios naturais” e detêm a exclusividade do fornecimento de energia ao consumidor “cativo” em sua área de concessão.

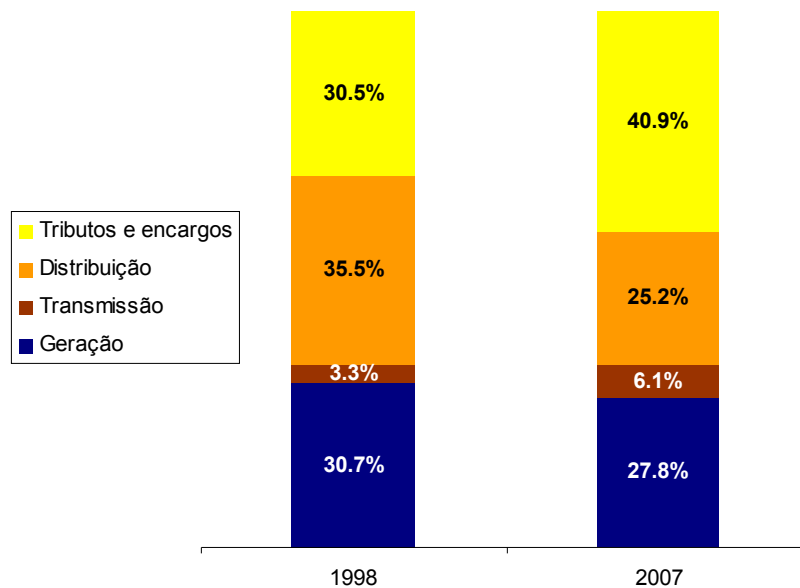
Figura 2: Relação entre agentes e consumidores



Fonte: ANEEL (2008).

A tarifa paga pelo consumidor final “cativo” na conta de luz é composta por quatro componentes para remunerar as diversas partes envolvidas na produção e fornecimento de energia elétrica. São eles: custo de geração, custo de transmissão, custo de distribuição e mais os tributos e encargos federais e regulatórios envolvidos na cadeia de eletricidade.

Gráfico 4: Participação dos componentes da tarifa de eletricidade



Fonte: CPFL Energia.

O Gráfico 1 nos mostra que o componente de geração representa por volta de 30% do total da tarifa paga pelos consumidores finais. Isso significa que as usinas em operação e as usinas de expansão impactam e impactarão, respectivamente, as tarifas de energia atuais e futuras. Trata-se de uma questão central, pois as tarifas de eletricidade podem influenciar a trajetória da inflação ao mesmo tempo em que devem remunerar adequadamente os investimentos e viabilizar a expansão da oferta para garantir o suprimento contínuo de energia para a população. O crescimento do consumo de energia acompanha o crescimento econômico, o que exige progressiva expansão do parque de geração de forma antecipada à demanda para garantir a oferta de energia elétrica futura, dado o tempo necessário para construir uma usina.

As alternativas para expansão do parque gerador são várias: fontes hídricas, térmicas convencionais (carvão, gás natural e óleo combustível), fontes nucleares e alternativas (principalmente biomassa, eólica e solar). Podemos também citar o aumento da eficiência energética como uma forma de aumento da disponibilidade de energia, porém sem contrapartida de incremento na capacidade física de geração. Em outras palavras, trata-se de reduzir as perdas ocorrentes na transmissão e na distribuição de energia aos consumidores, diminuir o desperdício, usar equipamentos domésticos mais eficientes, entre outros. Porém,

como se dá a expansão da capacidade de geração de energia no país? Qual seu impacto sobre a economia real?

As análises do setor elétrico (balanço de oferta e demanda, contratação de usinas, etc.) não são feitas em termos de potência instalada (MW), porém geralmente em termos de energia firme ou assegurada (MW médio). Energia assegurada corresponde à efetiva capacidade de geração da planta (em MW médios) definida com base numa série histórica de vazões do rio e constitui em última instância o limite de contratação da planta⁴. Sabendo-se do enorme potencial hidrelétrico ainda inexplorado para expansão do parque, em um primeiro momento argumentaríamos a favor da exclusividade das fontes hídricas na expansão do sistema.

No entanto, e nas próprias palavras da então Ministra de Estado de Minas e Energia, Dilma Rousseff,

A forma de aumentar a confiabilidade do sistema é reconhecer que a energia “assegurada” de uma termoeletrica tem menor risco que a de uma hidroeletrica. Hoje, a energia “assegurada” de uma hidroeletrica é calculada admitindo 5% de risco de insuficiência de suprimento. O mix das duas (hidráulicas e térmicas) aumenta a confiabilidade agregada do sistema. A questão é: quanto se deve pagar por isso? O novo modelo estabelece relações físicas entre as duas fontes e indicará a combinação ótima das fontes, dependendo dos preços que os geradores oferecerem nos leilões. Com isso, obtém-se mais segurança no suprimento a custo mínimo para a sociedade. (MME, 2003).

Além da questão da segurança, um fato ignorado num primeiro momento é o volume do potencial hidráulico de fato passível de aproveitamento no país. Porém, antes de discutirmos o mecanismo de expansão do sistema em mais profundidade, faremos uma descrição do arcabouço regulatório do sistema elétrico para entender como a regulação e o planejamento federal determinam a expansão do parque gerador e seus reflexos sobre as tarifas de energia para os consumidores finais.

⁴ MW médio corresponde à energia gerada no tempo, considerando uma usina que gerasse a 100% de sua capacidade continuamente. Por exemplo, 1 MW médio corresponde a uma geração anual de 8.760 MWh (pois o ano tem 365 dias x 24 horas).

1.1 O Novo Modelo do Setor Elétrico: A Cartilha do MME

O atual modelo regulatório do setor elétrico entrou em vigor em 2004 e está baseado em três pilares principais: 1) modicidade tarifária, um princípio contido nos contratos de distribuição de energia elétrica que em linhas gerais significa adotar um regime de regulação em favor do menor custo possível para o consumidor e concorrer para a melhoria da competitividade da economia; 2) segurança do suprimento de energia elétrica, condição básica para a continuidade da atividade econômica e para o desenvolvimento sustentável; 3) inclusão social, particularmente através dos programas de universalização de atendimento como o “Luz para Todos”, instituído pelo governo federal em 2003.

Este modelo difere substancialmente do modelo anterior, que conferia papel de destaque aos mecanismos de mercado a tarefa do planejamento setorial da expansão⁵. De acordo com a cartilha do MME, o atual arcabouço regulatório representou, entre outros: a afirmação do papel da União como Poder Concedente; a retomada do planejamento estatal de médio e longo prazo; o monitoramento, no curto prazo, das condições de atendimento; o redirecionamento da contratação de energia para o longo prazo, compatível com a amortização dos investimentos realizados; a introdução de uma reserva conjuntural para restabelecimento das condições de equilíbrio entre oferta e demanda.

A inovação central, no entanto, foi a introdução do critério de licitação pela menor tarifa⁶ e a criação de dois ambientes coexistentes de contratação de energia, um regulado (Ambiente de Contratação Regulada – ACR) e outro livre (Ambiente de Contratação Livre – ACL), voltado aos grandes consumidores de energia.

⁵ Para uma discussão detalhada da reforma do setor elétrico, ver Amaral Filho (2007, cap. 3).

⁶ Para outorga de concessão para construção de novas usinas.

Figura 3: Novo Modelo do Setor Elétrico



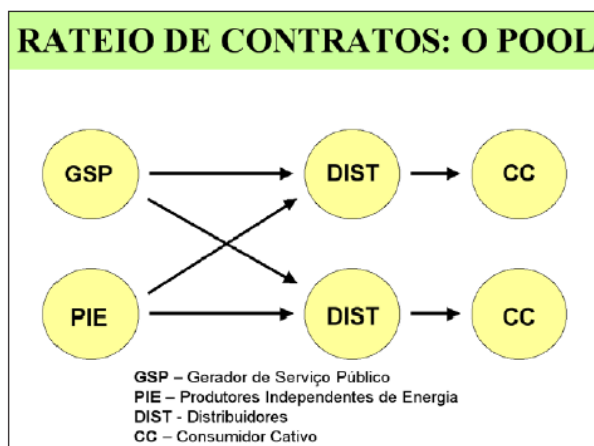
Fonte: MME.

- Ambiente de Contratação Regulada (ACR): Para atender as necessidades de energia do ACR, o governo realiza, periodicamente, leilões de energia nos quais as distribuidoras de energia que atendem os consumidores finais “cativos” ou regulados devem contratar 100% da demanda esperada com cinco anos de antecedência. No leilão, as geradoras irão se comprometer a ofertar energia para entrega em certa data futura e por um dado período (30 anos para hidrelétricas, 15 anos para termoeletricas), para contemplar a demanda de energia elétrica projetada para esse período. A geradora que oferecer o menor preço para suprir a energia demandada pelo *pool* de distribuidoras, face a um preço-teto inicial estabelecido pelo governo, vencerá. O *pool* irá contratar energia de diferentes geradoras, a diferentes preços, até satisfazer a demanda total projetada para aquele período indicado no leilão. As distribuidoras comprarão então uma parcela da energia de cada uma das usinas, proporcionalmente à sua participação na demanda total de distribuição, resultando num preço médio de todas as ofertas vencedoras. Assim, cada uma das geradoras irá assinar contratos de venda de energia com cada uma das distribuidoras e irá assumir desta forma o risco de não pagamento da energia entregue. Para o cliente final cativo (residencial, por exemplo), a tarifa de energia será composta por: preço de geração + encargos de

regulatórios.

⁷ + impostos e encargos federais e

Figura 4



Fonte: MME.

A tarifa de suprimento paga pelas distribuidoras por essa sistemática será o preço médio final de todas as fontes de energia, sempre licitadas e contratados pelo menor valor, já que todas as compras neste ambiente serão feitas por leilões.

Figura 5



Fonte: MME.

⁷ Valor Agregado da Distribuição, correspondente aos custos de distribuição, depreciação e remuneração do capital.

O MME, a partir de estudos da Empresa de Pesquisa Energética (EPE), realizará licitações supervisionadas pela ANEEL onde serão ofertadas opções de empreendimentos a um determinado preço-teto para a energia a ser gerada. Com isso, o MME e o governo objetivam incentivar a competição por usinas mais eficientes.

- **Ambiente de Contratação Livre (ACL):** A geradora que dispõe de energia pode assinar contratos bilaterais de venda de energia com os clientes livres (geralmente grandes consumidores industriais com demanda de eletricidade superior a 3 MW), com comercializadoras, ou mesmo com outras geradoras, geralmente a preços mais altos que os praticados nos leilões de energia, pois, para o cliente livre, compensa pagar um preço intermediário entre o preço de geração e o preço ao consumidor final, uma vez que o cliente livre compra diretamente da geradora e paga apenas uma espécie de “pedágio” à transmissora e, caso use a rede de distribuição, à distribuidora com concessão na região onde o cliente livre está instalado. É importante frisar que, enquanto no ACR os contratos de venda podem variar de 8 a 30 anos (dependendo do tipo de leilão⁸), os contratos livres geralmente são muito mais flexíveis. Podem ser por curtos períodos de tempo, por volume de energia variável conforme a necessidade do cliente livre em cada momento, etc.
- **Energia de reserva:** começando em 2008, o governo federal tem realizado certames para contratação de energia de reserva, isto é, com o objetivo de recompor a garantia física de empreendimentos atrasados e dessa forma elevar a margem de segurança do sistema. Os leilões de energia de reserva têm privilegiado as fontes alternativas. Os contratos de comercialização de energia de reserva são assinados entre os empreendedores e o governo através da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE).
- **Mercado Spot:** A demanda de energia elétrica que efetivamente se apresenta em dado período pode ser maior ou menor que a demanda contratada pelas distribuidoras nos leilões de energia. Dessa forma, as distribuidoras comprarão essa necessidade de energia adicional (ou venderão o excesso) na Câmara de Comercialização de Energia Elétrica. A CCEE contabilizará a energia vendida por geradoras e demais agentes com

⁸ De usina existente (energia “velha”) = 8 anos; de usina nova (“energia nova”) de fonte hidráulica = 30 anos; de usina nova (“energia nova”) de fonte termoeletrônica = 15 anos.

a energia efetivamente gerada ou consumida. O preço de venda nesse caso, o PLD (Preço de Liquidação de Diferenças), é calculado pela CCEE com base em dados do ONS decorrente de um programa matemático (Newave). Diferentemente do ACR ou do ACL onde a energia é vendida por um preço fixo (R\$/MWh) apenas corrigido por um índice de preços a cada ano no aniversário do contrato, o preço de energia elétrica no mercado spot será dado pela CCEE semanalmente. A CCEE substituiu o antigo MAE (Mercado Atacadista de Energia).

No novo modelo, a modicidade tarifária é elemento pivotal no atendimento às demandas sociais e às exigências do desenvolvimento econômico, sendo garantida por:

1) a definição de dois ambientes de contratação de energia, um regulado, congregando todos os consumidores cativos e os distribuidores, no qual as compras de energia são feitas exclusivamente por licitação, pelo critério de menor tarifa, e outro livre, no qual se inscrevem as geradoras, os consumidores livres e os comercializadores, com capacidade de negociar livremente seus contratos de suprimento; 2) estabelecimento da contratação conjunta por todos os distribuidores, na forma de um pool, permitindo a distribuição equilibrada dos riscos e benefícios da contratação. O novo modelo muda o foco da contratação de energia, privilegiando o longo prazo (contratos de suprimento para a energia de novas usinas a serem construídas, com prazo de duração de 15 a 30 anos para térmicas e hidrelétricas, respectivamente), ao mesmo tempo em que obriga a contratação de 100% do mercado pelas distribuidoras; 3) o planejamento setorial, permitindo a escolha dos projetos mais eficientes e das soluções mais econômicas para a expansão da oferta; 4) a desverticalização da distribuição⁹, impedindo que custos estranhos ao fornecimento de energia aos consumidores cativos sejam indevidamente repassados às suas tarifas. (Fonte: MME).

Os contratos de concessão de distribuição de energia elétrica garantem às empresas distribuidoras o repasso integral dos custos de geração (compra de energia) e transmissão à tarifa cobrada aos consumidores finais (*pass-through*). No cálculo do reajuste anual, a receita da concessionária é dividida em 2 parcelas (que devem ser suficientes para cobrir os

⁹ Separada da geração e transmissão.

diferentes custos da concessionária e permitir a depreciação do capital aplicado e sua remuneração¹⁰):

- Parcela A (custos não gerenciáveis): compra de energia de suprimento para revenda, encargos referentes a pagamento pelo uso da rede de transmissão e encargos setoriais obrigatórios;
- Parcela B (custos gerenciáveis): todos os que estão sob controle da distribuidora (custos operacionais referentes a pessoal e encargos associados, materiais, serviços de terceiros contratados, e outros), mais a depreciação dos ativos e a remuneração do capital aplicado (que é chamado de “Base de Remuneração Regulatória”).

O reajuste tarifário anual (IRT), das tarifas praticadas por cada concessionária de distribuição, é calculado pela variação entre a receita verificada pela empresa nos doze meses anteriores ao reajuste (RA_0) e a receita requerida da distribuidora de forma a cobrir seus custos “não gerenciáveis” atualizados com a Parcela A ($VPA_0 \rightarrow VPA_1$) e a Parcela B anterior corrigida pelo IGP-M, descontada de um percentual (Fator X) atribuído pelo regulador para repassar ao consumidor ganhos de produtividade estimados para a Distribuição.

$$IRT = \frac{VPA_1 + VPB_0 \times (1 + IGPM - X)}{RA_0},$$

Onde:

RA_0 = receita observada nos 12 meses anteriores ao reajuste tarifário ($VPA_0 + VPB_0$);

VPA_1 = Valor da Parcela A atualizada para inflação com o repasse integral dos valores de seus componentes para os próximos 12 meses;

VPB_0 = Valor da Parcela B = Custos operacionais eficientes¹¹ + depreciação regulatória + remuneração do capital (VPB_0 é definido na data da revisão tarifária periódica, que ocorre de 3 a 5 anos dependendo da empresa);

X = fator de redução correspondente ao ganho anual de produtividade da distribuidora, estimado à época da Revisão Tarifária Periódica e aplicado nos reajustes anuais subsequentes à revisão. Estes ganhos advêm do fato de o crescimento

¹⁰ Para mais detalhes ver Amaral Filho (2007, cap. 4).

¹¹ Fixado pelo regulador durante a Revisão Tarifária Periódica, a cada 4 ou 5 anos.

dos custos operacionais não crescer na mesma proporção que a evolução do mercado, gerando ganhos que devem ser capturados para o consumidor.

O valor da Parcela A incluído nas tarifas correntes das distribuidoras remunera, portanto, as empresas geradoras e transmissoras de energia com ativos em operação, suprimindo a demanda corrente do sistema. Podemos perceber, portanto, que as usinas a serem leiloadas nos próximos anos terão sua energia vendida ao *pool* de concessionárias e o custo dessa energia a ser comprada pela distribuidora (e que ao mesmo tempo representa a receita da venda de energia pela empresa geradora que fez o investimento) será integralmente repassado à conta do consumidor final “cativo”. Chegamos, portanto, a um lado do nosso ponto de discussão: o custo de suprimento (nos capítulos 2 a 4 abordaremos os diversos caracteres de custo, sejam eles econômicos, sociais e ambientais, assim como apresentaremos o outro lado do *trade-off*, a segurança do suprimento).

Na década de 2000, houve uma série de *blackouts* no país, sem contar o racionamento de 2001/2002,

com graves consequências para o consumidor, para a situação financeira das empresas e para o desenvolvimento econômico do País. A segurança no suprimento é crucial para garantir a sustentabilidade do crescimento. Nessas condições, o modelo proposto para regulação do setor, em 2004, prevê um conjunto integrado de medidas para garantir a segurança de suprimento, incluindo:

- *a constituição de uma reserva de segurança do sistema por meio;*
 - *da licitação, com base nos estudos de planejamento, visando a matriz hidrotérmica – combinação ótima de hidrelétricas e térmicas – capaz de garantir a maior segurança ao menor custo de suprimento possível;*
 - *da melhoria do critério de garantia do suprimento (risco admitido de insuficiência da oferta), com a definição dos novos parâmetros a ser feita a partir dos estudos de planejamento;*
- *a exigência de contratação de 100% da demanda por parte de todos os agentes de consumo (distribuidores e consumidores livres), lastreada, basicamente, em contratos com prazos não inferiores a cinco anos;*

- *a contratação da energia visando a expansão do mercado com antecedência de três e cinco anos e por meio de contratos de longo prazo¹²;*
- *a criação do Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico – CMSE, coordenado pelo MME, responsável pelo monitoramento permanente da segurança de suprimento, podendo propor a contratação de reserva conjuntural, em caso de desequilíbrio entre a oferta e a demanda; o aperfeiçoamento da governança do ONS, de forma a garantir que, cada vez mais, as decisões operativas privilegiem a segurança do sistema. (Fonte: MME).*

1.2 Os Entes Reguladores e os Principais Atores do Setor

A regulação econômica do setor elétrico, a partir das definições políticas gerais, oriundas da legislação e do Poder Executivo, atua para mitigar falhas de mercado, regular os monopólios naturais e garantir a expansão do setor elétrico e a atração de investimentos que exigem estruturalmente um longo prazo de maturação. O novo modelo do setor elétrico estabeleceu as seguintes atribuições aos diversos agentes institucionais existentes:

“Conselho Nacional de Política Energética – CNPE: *proposição da política energética nacional, em articulação com as demais políticas públicas; proposição da licitação individual de projetos especiais do setor elétrico, recomendados pelo MME; e proposição do critério de garantia estrutural de suprimento.*

Ministério de Minas e Energia – MME: *formulação e implementação de políticas para o setor energético, de acordo com as diretrizes do CNPE; exercício do Poder Concedente; monitoramento da segurança de suprimento do Setor Elétrico, por intermédio do CMSE; definição de ações preventivas para restauração da segurança de suprimento no caso de desequilíbrios conjunturais entre oferta e demanda, tais como gestão da demanda e/ou contratação de uma reserva conjuntural de energia do sistema interligado; retomada do exercício da função de planejamento setorial, com contestação pública.” (Fonte: MME).*

¹² Leilões “A-3” para fontes térmicas e alternativas, leilões “A-5” para hidroeletricidade. O Objetivo do “A-5” é contratar com 5 anos de antecedência à operação de novas usinas para permitir energia de fonte hidráulica.

Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL: Criada em 1996, possui 5 diretores com alternância de mandatos apontados e é uma autarquia do MME. *“Atua na mediação, regulação e fiscalização do funcionamento do sistema elétrico; realização de leilões de concessão de empreendimentos de geração e transmissão por delegação do MME; licitação para aquisição de energia para os distribuidores.”* (Fonte: MME).

Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS: Entidade privada responsável pela *“coordenação e controle da operação das instalações de geração e transmissão de energia elétrica no Sistema Interligado Nacional (SIN), sob a fiscalização da ANEEL Coordenação e controle da operação da geração e da transmissão no sistema elétrico interligado; administração da contratação das instalações de transmissão.”* (Fonte: MME).

Centrais Elétricas Brasileiras S.A. – ELETROBRAS: A empresa é uma *holding* de empresas federais de eletricidade controlada pelo governo federal que detêm 37% do total da capacidade de geração e 56% do total de linhas de transmissão do Brasil. É a maior empresa do setor elétrico. *“Exercício da função de holding das empresas estatais federais; administração de encargos e fundos setoriais; comercialização da energia da ITAIPU Binacional; comercialização da energia de fontes alternativas contempladas pelo Programa de Incentivo de Fontes Alternativas – PROINFA, gestão dos encargos setoriais, como a RGR.”* (Fonte: MME).

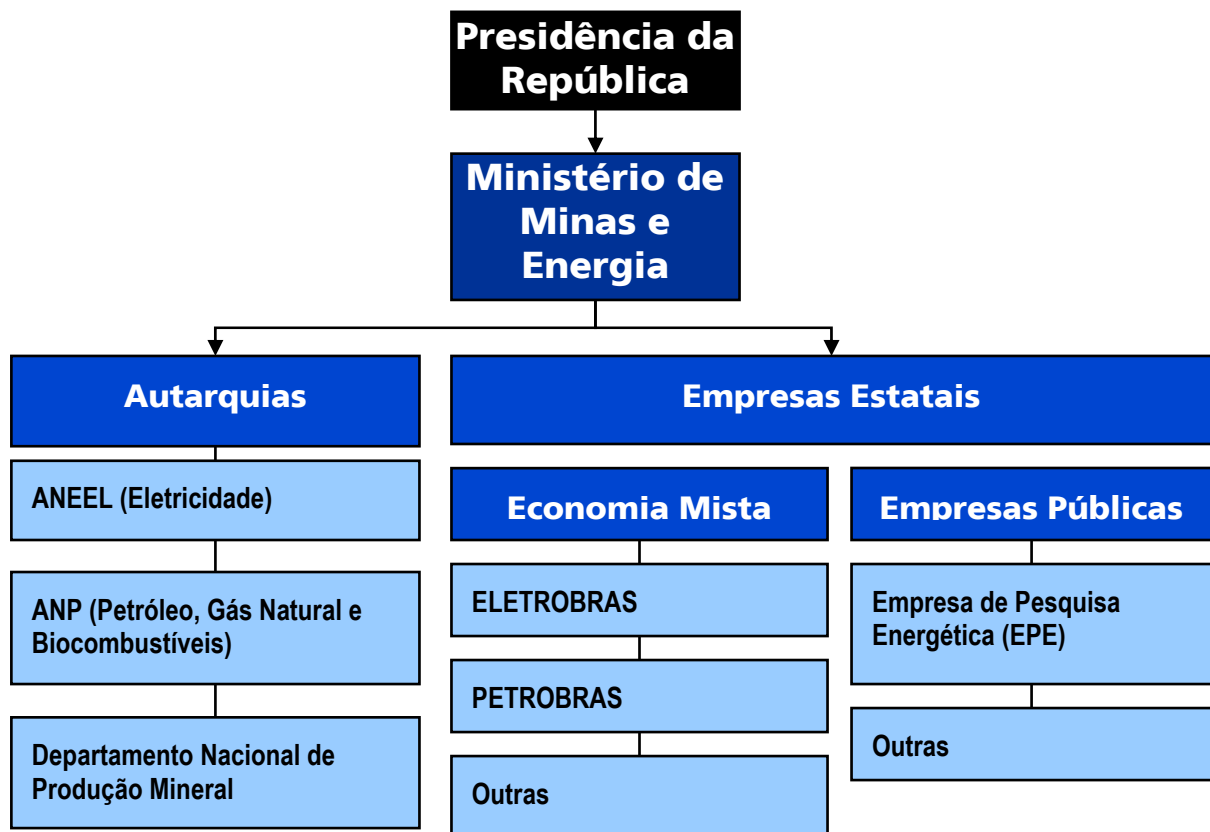
Empresa de Pesquisa Energética – EPE: Autarquia federal cuja finalidade é prestar serviços na área de estudos e pesquisas destinadas a subsidiar o planejamento do setor energético. *“Execução de estudos para definição da Matriz Energética com indicação das estratégias a serem seguidas e das metas a serem alcançadas, dentro de uma perspectiva de longo prazo; execução dos estudos de planejamento integrado dos recursos energéticos; execução dos estudos do planejamento da expansão do setor elétrico (geração e transmissão); promoção dos estudos de potencial energético, incluindo inventário de bacias hidrográficas e de campos de petróleo e de gás natural; promoção dos estudos de viabilidade técnico-econômica e socioambiental de usinas e obtenção da Licença Prévia para aproveitamentos hidrelétricos.”* (Fonte: MME).

Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE: Associação civil integrada pelos agentes das categorias de Geração, de Distribuição e de Comercialização, tem por

finalidade viabilizar a comercialização de energia elétrica no Sistema Interligado Nacional nos Ambientes de Contratação Regulada e Contratação Livre, além de efetuar a contabilização da energia contratada, gerada e consumida, e a liquidação financeira das operações realizadas no mercado de curto prazo.

“Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico – CMSE: monitoramento das condições de atendimento no horizonte de cinco anos; e recomendação de ações preventivas para restaurar a segurança do suprimento, incluindo ações no lado da demanda, contratação de reserva conjuntural, e outras.” (Fonte: MME).

Figura 6: Agentes do Setor Elétrico

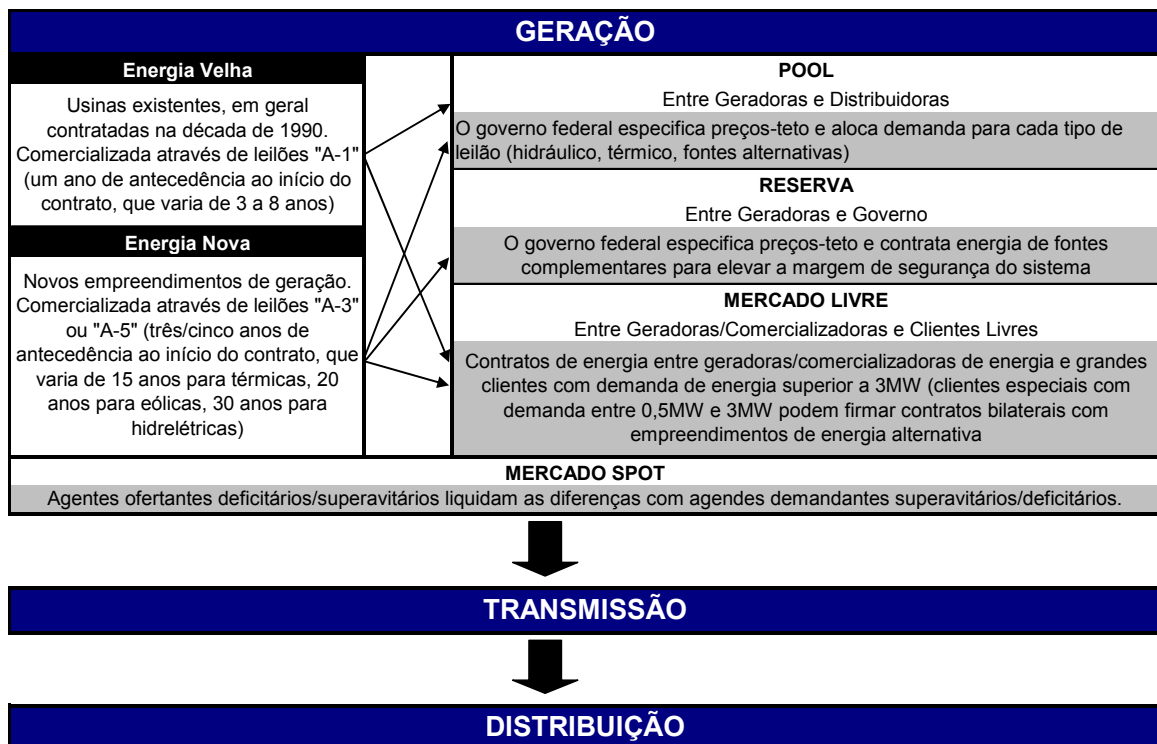


Fonte: MME.

Capítulo 2: A Necessidade de Expansão do Parque Gerador

Como visto no capítulo anterior, o Novo Modelo do Setor Elétrico estabeleceu uma segregação da capacidade de geração entre energia “velha” (usinas existentes) e energia “nova” (novos empreendimentos de geração, em outras palavras, a expansão do sistema).

Figura 7: Esquema Simplificado dos Segmentos do Setor Elétrico



Fonte: MME, ANEEL, ONS.

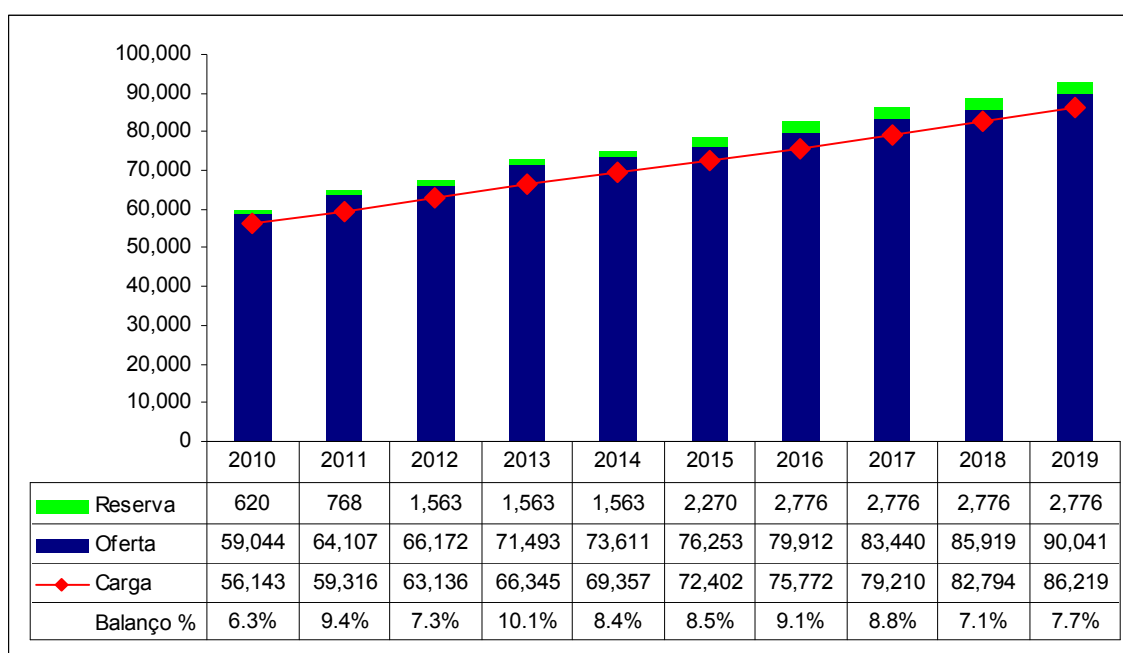
É sobre a energia nova que se concentram os esforços de planejamento do governo para garantir i) a segurança do suprimento; e ii) a modicidade tarifária.

A Empresa de Pesquisa Energética (EPE) é uma autarquia federal vinculada ao Ministério de Minas e Energia (MME) responsável pelo planejamento do setor energético no país. O planejamento energético divide-se em duas vertentes:

- Planejamento de Curto Prazo (até 10 anos): visão de programação de obras, realizado através do Plano Decenal de Expansão de Energia (último horizonte 2020, entrou em consulta pública em junho de 2011).
- Planejamento de Longo Prazo (até 30 anos): visão estratégica, isto é, diretrizes e políticas energéticas, realizado através do Plano Nacional de Energia 2030 e da Matriz Energética Nacional 2030.

A EPE divulgou em 2010 o Plano Decenal de Expansão de Energia 2019, documento que projeta o comportamento da demanda de energia nos próximos dez anos e planeja a expansão da oferta interna de eletricidade para suprir essa carga. A EPE prevê um crescimento do PIB e da carga de energia de 5,1% entre 2010 e 2019 (EPE, PDE 2019). Isto corresponde a um crescimento da carga de energia da ordem de 3.3 GW médios ao ano. Para sustentar esse crescimento, a expansão contínua do parque de geração de energia elétrica necessária para manter uma margem de segurança do sistema é, em média, de 6.000 MW de capacidade instalada¹³ ao ano até 2019 (EPE, PDE 2019), de modo a garantir oferta firme suficiente para suprir a carga e manter um balanço de segurança. Este ritmo de expansão garantiria a manutenção de um saldo positivo no balanço estático de garantia física de 6% a 10% no período considerado, como pode ser constatado no gráfico abaixo.

Gráfico 5: Balanço Estático de Garantia Física (em MW médios¹⁴)



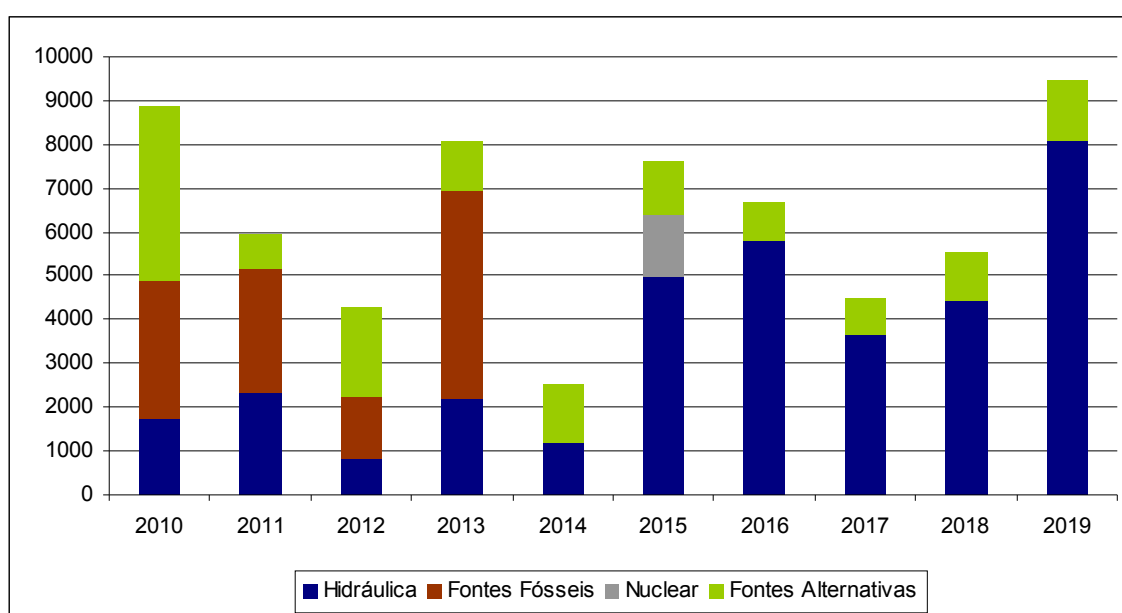
Fonte: MME (2010).

¹³ Capacidade instalada é a potencia nominal de geração da usina, medida em MW.

¹⁴ As análises do setor elétrico (balanço de oferta e demanda, contratação de usinas, etc.) não são feitas em termos de potência instalada (MW), porém em termos de energia firme ou assegurada (MW médio). Energia assegurada corresponde à efetiva capacidade de geração da planta (em MW médios) definida com base numa série histórica de vazões do rio e constitui em última instância o limite de contratação da planta. (Fonte: Centro de Estudos Econômicos do Setor Energético - CEE).

O documento propõe que a expansão da capacidade do sistema a partir de 2014 se dê exclusivamente por fontes hídricas, principalmente aproveitamentos a fio d'água¹⁵ de médio e grande porte. O plano indica que a expansão deverá ser complementada por fontes alternativas (biomassa e eólica). Planeja-se uma expansão simultânea da malha de transmissão do SIN¹⁶ para ampliar a capacidade de intercâmbio de energia entre os subsistemas. Uma das causas do racionamento de 2001, por exemplo, foi o atraso na construção de linhas de transmissão (principalmente o terceiro circuito de Itaipu) que impediu que a energia elétrica disponível para geração no subsistema Sul, que estava com os volumes de água dos reservatórios próximos à média histórica, pudesse ser enviada às regiões Sudeste e Nordeste, que sofriam com uma forte estiagem (Kelman, pg. 11 e 17).

Gráfico 6: Expansão Anual da Capacidade Instalada (em MW)



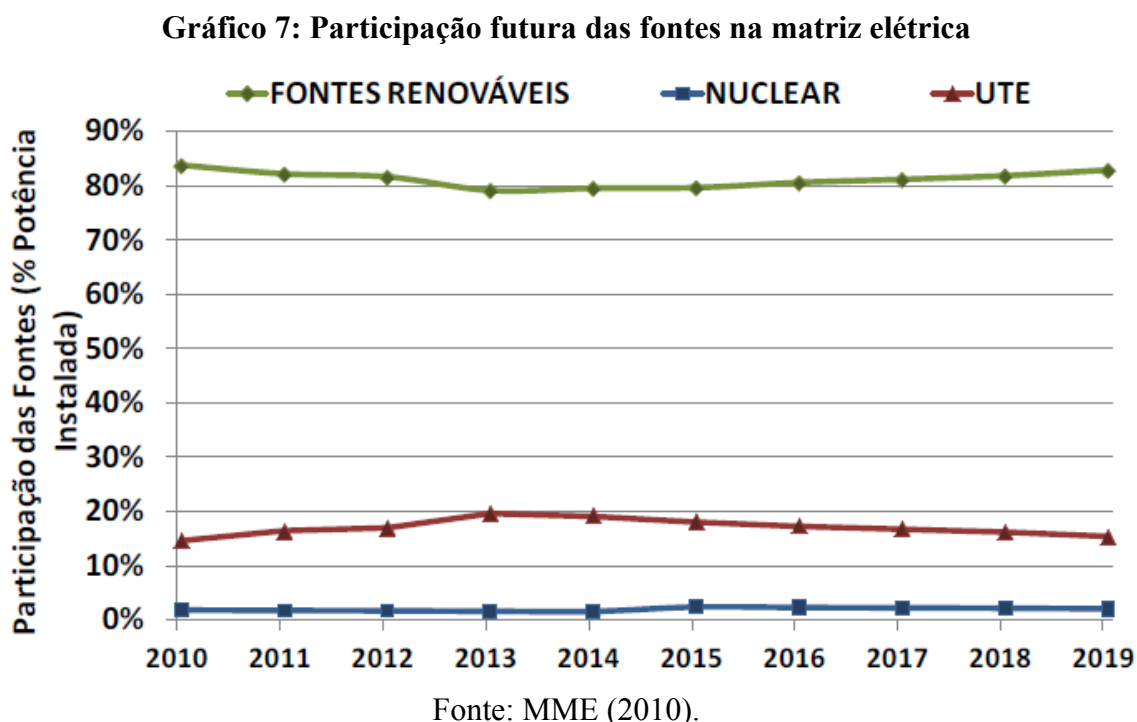
Fonte: MME (2010).

Recapitulando, a EPE argumenta que foram leiloadas muitas usinas térmicas nos últimos anos, principalmente a carvão e óleo combustível, que são mais caras e poluentes. Isso ocorreu porque, na época dos leilões, faltavam licenças ambientais para leiloar um

¹⁵ Tipo de usina hidrelétrica que depende principalmente da vazão natural do rio para a geração, sem necessidade de reservatórios. Alguns projetos de fio d'água têm uma capacidade de armazenagem limitada (represamento) que lhes permite regular a vazão em uma base diária ou semanal (Fonte: Duke Energy).

¹⁶ Sistema Interligado Nacional, dividido em quatro subsistemas: Sudeste-Centro-Oeste, Sul, Nordeste e Norte. O SIN é um sistema hidrotérmico de produção e transmissão de energia elétrica de grande porte que permite o intercâmbio de energia gerada entre as regiões interligadas - apenas 3,4% da capacidade de produção de eletricidade do país encontra-se fora do SIN, em pequenos sistemas isolados localizados principalmente na região amazônica (Fonte: ONS).

número maior de projetos hidrelétricos. As térmicas contratadas em 2007 e 2008 entrarão em operação entre 2010 e 2013, “suando” e encarecendo a matriz energética nacional nesse período. A intenção do governo é, portanto, “limpá-la” de 2014 em diante, diminuindo a participação das fontes fósseis de 20% para 15% da capacidade de geração, como pode ser percebido no gráfico abaixo.



O PDE 2019 em consulta pública foi duramente criticado por Hermes Chipp, diretor-geral do Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) e uma das maiores autoridades técnicas do setor elétrico do país:

Hermes Chipp [...] defendeu nesta segunda-feira o aproveitamento de usinas termelétricas, inclusive as que são movidas a carvão. Segundo Chipp, essas usinas são um lastro de proteção caso haja menor produção das hidrelétricas pela falta de chuvas. Ao mesmo tempo em que se expande as hidrelétricas, as termelétricas devem ser ampliadas na mesma proporção. “Se a proporção de térmicas não se expandir, pode não se garantir o estoque de segurança necessário. O ONS tem uma visão mais avançada, de quem olha a segurança do sistema. Preocupa o operador essa aparente ausência de térmicas”, disse.

“ONS defende aproveitamento de térmicas na matriz energética”. (Folha de S.Paulo, 24 de maio de 2010.)

Aparentemente a conjuntura econômica-política-social-ambiental nos meses seguintes imprimiu nova postura por parte do governo, que já sinaliza a volta dos projetos termelétricos:

Depois de um longo período de espera, os donos de projetos de termelétricas movidas a gás natural, de grande porte, podem começar a tirar seus planos da gaveta. O presidente da Empresa de Pesquisa Energética (EPE), Maurício Tolmasquim, diz que está pessimista na possibilidade de ter hidrelétricas suficientes para leiloar neste ano e por isso já sinaliza a volta das térmicas também para os leilões de longo prazo¹⁷. "A situação para as hidrelétricas está ruim. Não estou otimista. Hoje o cenário é para que tenhamos térmicas a gás", disse Tolmasquim em entrevista exclusiva ao Valor. [...] as térmicas estão de volta e já vão concorrer no leilão de curto prazo que acontece até julho. [...] o chamado A-3 (A menos 3), que é um leilão de prazo mais curto em que a energia é vendida e precisa ser entregue em até três anos. [...] Mas as térmicas a gás terão que concorrer com as eólicas no leilão de curto prazo [...] ("Térmica a gás volta ao leilão de cinco anos", Valor Econômico, 5 de maio de 2011.)

Além disso, já está marcado para Julho de 2011 um leilão de energia nova A-3 que irá incluir térmicas a gás dada a dificuldade de licenciar projetos hidrelétricos a tempo. Para o presidente da EPE, Maurício Tolmasquim,

o gás natural está numa situação mais favorável para contratação de energia nos leilões do que o verificado no passado, por conta da descoberta das reservas do pré-sal. Segundo ele, o combustível apresenta maior oferta e menor preço, o que cria condições para uma expansão mais consistente, mas ressaltou que a entrada desses empreendimentos nos leilões está associada à

¹⁷ Está previsto para o final de 2011 um leilão de longo prazo "A-5", isto é, contratação de energia com cinco anos de antecedência. Ainda não há detalhes sobre quais fontes de geração serão admitidas.

liberação de licenças ambientais de hidrelétricas. (CanalEnergia, 06/06/2011).

Além disso, as declarações de Tolmasquim refletem a dificuldade cada vez maior de conseguir licenças ambientais para a construção de hidrelétricas no Brasil.

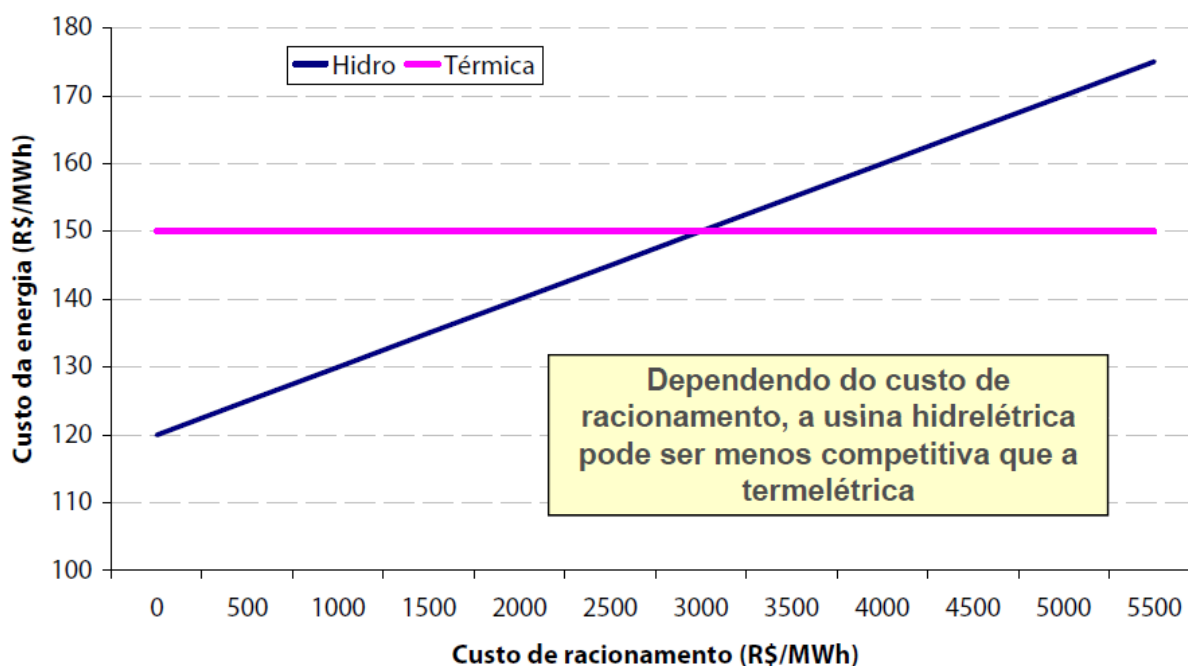
Próxima grande aposta do governo para ampliar a geração de energia no País, as hidrelétricas dos Rios Tapajós e Jamanxim, no Pará, enfrentarão um processo bem mais complicado que o licenciamento da usina de Belo Monte. É o que sinalizam negociações em curso no governo.

Como vão ocupar áreas de unidades de conservação ambiental na Amazônia, as obras dependerão de autorização prévia do Congresso Nacional. Três unidades de conservação, pelo menos, deverão ser atingidas, estima o presidente do Instituto Chico Mendes, Rômulo Mello. Por serem áreas protegidas, essas unidades de conservação terão de ter seus limites alterados, o que exigirá a aprovação de um projeto de lei ou de uma medida provisória. As hidrelétricas do Rio Tapajós são responsáveis pela maior parcela de aumento de oferta de geração de energia no País na próxima década. Juntas, as cinco usinas do Complexo Tapajós teriam uma potência de 10,5 mil MW (megawatts), número próximo do potencial de Belo Monte, estimado em 11,2 mil MW. (O Estado de S.Paulo, 07/06/2011).

O ONS continua preocupado com o fato de o governo não prever a expansão das usinas térmicas para aumentar a segurança do sistema, apesar de seu custo econômico e ambiental maior. Embora o país ainda possua um grande potencial hidráulico a ser aproveitado e farta disponibilidade de fontes alternativas como biomassa e eólica, as termelétricas têm um papel a desempenhar no sistema. Para entender melhor o argumento do ONS, uma apresentação do Centro de Estudos Econômicos do Setor Energético (CEE), uma associação entre a FGV e a consultoria especializada no setor PSR, ilustra o binômio custo *versus* confiabilidade de maneira didática. A confiabilidade de uma térmica no que diz respeito à sua capacidade efetiva de geração de energia é de 100%, enquanto a de uma

hidrelétrica é de 95%^{18,19}, devido à sazonalidade do regime hidráulico. Para as hidrelétricas, há um outro porém: como há uma pequena chance de a hidrelétrica não gerar efetivamente sua energia assegurada, deve-se somar o custo de interrupção do fornecimento²⁰ ao custo de sua geração.

Gráfico 8: Custo total do suprimento



* Supondo que a energia interrompida = 20% do consumo (= racionamento de 2001)

Fonte: Centro de Estudos Econômicos do Setor Energético (2009).

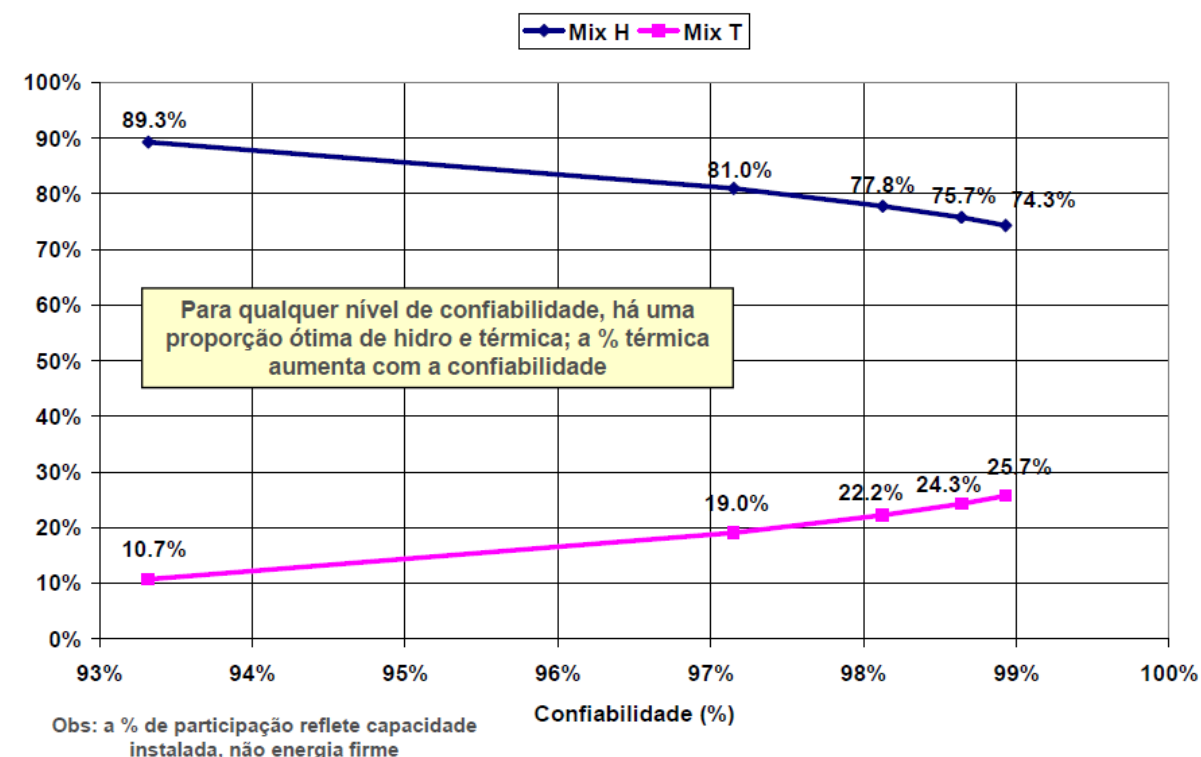
É fácil concluir que a solução ótima seria um *mix* de geração hidrelétrica e térmica, ou seja, um sistema hidrotérmico, ao invés de um sistema baseado unicamente em hidroelétricas, como exposto no gráfico abaixo. Embora haja espaço para aumento da capacidade de geração por fontes hídricas, mais baratas e limpas, a confiabilidade do sistema exige um *hedge* térmico.

¹⁸ A energia firme de uma hidrelétrica, que é a efetiva quantidade de energia gerada pela usina, é calculada como a maior demanda que a mesma pode atender com 95% de confiabilidade (critério de suprimento), ou seja, calculando-se uma série histórica de vazões hídricas, admiti-se que em até 5% dos cenários pode haver falta de energia. “Zerar o risco”, ou seja, obter 100% de confiabilidade exigiria reservatórios cada vez maiores e com capacidade ociosa. É por este motivo que o sistema brasileiro de geração de energia é hidrotérmico (Fonte: CEE).

¹⁹ A razão entre a capacidade firme ou assegurada e a capacidade instalada é conhecida como fator de capacidade.

²⁰ O custo de interrupção corresponde ao custo do déficit de energia, isto é, o prejuízo econômico advindo da interrupção o suprimento de energia elétrica (Fonte: CEE).

Gráfico 9: Expansão de mínimo custo global



Fonte: Centro de Estudos Econômicos do Setor Energético (2009).

A questão central é qual seria o *mix* mais adequado para o Brasil. Para alguns, a ideia do governo de não ampliar usinas térmicas a partir de 2014 com o intuito de perpetuar uma matriz limpa e barata, com vistas à modicidade tarifária, pode ser um “tiro no pé” no sentido de enfraquecer o *hedge* térmico do sistema, com potencial de custos muito maiores para a sociedade em caso de um racionamento energético.

Apesar das críticas do ONS e de outros técnicos do setor, a versão final do PDE 2019 não mudou em sua essência, excluindo as fontes térmicas da expansão planejada.

Será esta mesmo a melhor proposta para a expansão da oferta de energia elétrica do país? E se o comportamento econômico futuro for discrepante ao cenário planejado pela EPE? Quais as consequências?

O debate da expansão planejada da geração e a segurança energética é de extrema relevância dado as graves consequências de um racionamento de Energia. Em 2001, por exemplo, condições hidrológicas bastante desfavoráveis na região Sudeste e Nordeste levaram a um esvaziamento dos maiores reservatórios do SIN e um déficit estrutural de energia. Para evitar o esvaziamento completo dos reservatórios, o governo determinou uma redução compulsória de 20% no consumo de eletricidade. O racionamento, que perdurou até fevereiro de 2002.

O racionamento energético de 2001/2 teve impactos profundos na economia e na sociedade, com efeitos significativos sobre o PIB, a produção industrial, os hábitos dos consumidores, entre outros, o que mostra a relevância da necessidade de expansão do parque gerador e da malha de transmissão para a economia do país.

*O apagão de energia elétrica, ocorrido entre 2001 e 2002, custou R\$ 45,2 bilhões. A conclusão é do Tribunal de Contas de União (TCU) [...] Segundo o TCU, a maior parte do prejuízo foi paga pelos contribuintes. Os consumidores pagaram 60% do prejuízo do apagão de energia por meio de aumentos nas contas, o chamado repasse tarifário. Esse percentual equivale a R\$ 27,12 bilhões. O restante foi custeado pelo Tesouro Nacional, o que também onerou os contribuintes. [...] O tribunal verificou ainda que os R\$ 45,2 bilhões permitiriam a construção de seis usinas como a hidrelétrica de Jirau, que será erguida no rio Madeira. "A população brasileira sofreu com o racionamento de energia", disse o ministro Walton Alencar Rodrigues, relator do processo no TCU. Ele lembrou que a atividade econômica teve uma redução no período do apagão. A taxa de crescimento da economia caiu de 4,3%, em 2000, para 1,3%, em 2001. "Com ela advieram problemas como desemprego, redução da competitividade do produto nacional, diminuição do ritmo arrecadatório, entre outros", afirmou o ministro." [...] O TCU recomendou à Casa Civil que faça uma análise geral das condições de trabalho no Ministério das Minas e Energia (MME), na Empresa de Pesquisa Energética (EPE) e na Aneel. O objetivo é verificar se esses órgãos possuem estrutura organizacional, física e de pessoal adequadas para fiscalizar o setor. Segundo o tribunal, a Casa Civil deve promover " melhoramentos, se for o caso, de forma a mitigar os riscos futuros de uma crise energética " ("Apagão de energia elétrica custou ao país R\$ 45 bilhões, conclui TCU", *Valor Econômico*, 16 de julho de 2009.)*

O debate em torno do dilema custo de geração *versus* segurança de suprimento é extremamente atual e deve ser tratada de forma séria, pois possui implicações importantes sobre o futuro da economia nacional.

Pretendemos olhar o *trade-off* com critérios técnicos, uma vez que alguns podem argumentar que por trás da proposta do governo habitam inúmeros interesses econômicos, por exemplo, grandes empreiteiras e fornecedores de equipamentos a favor das grandes

hidrelétricas de um lado, Petrobrás (fornecedora do gás) e associações de empresas de energia térmica do outro. É o que faremos no capítulo 5, mas antes iremos apresentar as fontes de geração de eletricidade disponíveis na atualidade e suas características.

Capítulo 3: A Diversidade de Fontes de Geração

O Brasil possui abundância de recursos naturais, entre eles o maior potencial hídrico do planeta. Isto explica porque historicamente o uso da geração hidroelétrica foi majoritária na matriz de geração brasileira. No entanto, o país diversificou (em pequeno grau quando comparado a outros países do mundo) o parque gerador, possuindo atualmente usinas de quase todos os tipos, com exceção de geração solar geotérmica e geração pelas marés, por exemplo. Neste capítulo iremos apresentar informações relevantes de cada fonte de geração com participação na matriz de geração nacional e ao final mostraremos, através de um quadro-resumo, os pontos positivos e negativos no uso de cada uma na geração de energia. Os fatores econômicos, ambientais e sociais relacionados a cada fonte de geração determinam o seu uso (ou não) na expansão do sistema.

3.1 Médias e Grandes Hidrelétricas

A geração por hidroeletricidade é a predominante no Brasil. Os 78 GW nominais de capacidade instalada em operação representam 72% da capacidade total (ver gráfico 1) e >85% da geração de energia elétrica. Não obstante, o país ainda possui 126 MW mapeados, dos quais 61% na Amazônia, para futuro aproveitamento. De acordo com a tabela abaixo, apenas 31% do potencial total de geração hidrelétrica no Brasil estava aproveitado em 2007, indicando enorme espaço para a expansão da exploração do potencial hidráulico nacional.

Tabela 1: Potencial de Geração Hidroelétrica no Brasil (em GW)

Bacia Hidrográfica	Operação			
	Construção	Inventário	Estimado	Total
	Concessão			
Amazonas	1	77	28	106
Paraná	42	11	5	58
Tocantins/Araguaia	12	11	5	28
São Francisco	10	6	2	18
Atlântico Sudeste	4	10	1	15
Uruguai	5	6	1	13
Atlântico Sul	2	2	2	5
Atlântico Leste	1	2	1	4
Paraguai	0	1	2	3
Parnaíba	0	1	0	1
Atlântico NE Oc.	0	0	0	0
Atlântico NE Or.	0	0	0	0
Total	78	126	48	251

Fonte: MME (2007).

Podemos ver facilmente pela figura abaixo que a maior parte das usinas hidrelétricas concentra-se na região Sul e Sudeste, indicando que o potencial ainda não explorado encontra-se na região Norte (na Amazônia, mais precisamente).

Figura 8: Localização geográfica dos aproveitamentos hidrelétricos



Fonte. ANEEL (2008).

3.2 Termoelétricas a combustíveis fósseis

A geração térmica, como já abordado anteriormente, funciona como um *hedge* para o abastecimento de Energia do país em casos de hidrologia desfavorável. Atualmente o Brasil possui uma capacidade instalada da ordem de 22 GW de fontes térmicas (excluindo nuclear e a biomassa, que serão tratadas adiante), o que corresponde a 25% da capacidade instalada nacional (ver gráfico 1). Do total de potência térmica, a maioria (52%) é movida a gás

natural, seguida do óleo diesel (18%) e do óleo residual (13%). O carvão corresponde a 9% da capacidade total instalada e o gás de processo (isto é, gás de processos industriais utilizado para geração térmica) vem por ultimo, com 8%.

Tabela 2: Capacidade instalada de geração térmica no Brasil

Combustível	MW	%
Gás Natural	11,404	52%
Óleo Diesel	3,862	18%
Óleo Residual	2,795	13%
Carvão Mineral	1,944	9%
Gás de Processo	1,786	8%
Total	21,792	

Fonte: ANEEL – Banco de Informações de Geração.

As usinas térmicas brasileiras não operam na base (exceção feita às nucleares), ou seja, não funcionam 100% do tempo, sendo acionadas em determinados momentos programados durante o ano, por exemplo, no período seco quando a geração hidráulica tende a diminuir para manter água nos reservatórios e a capacidade de regularização. Além disso, as térmicas são despachadas por ordem de mérito. Cada usina térmica possui um custo operativo unitário de operação, isto é, quanto custa, em R\$/MWh, para gerar energia de cada usina. O custo unitário tende a ser menor nas usinas a gás natural e maior nas usinas a óleo diesel, dado o custo dos combustíveis envolvidos e a eficiência de tecnologia.

As usinas térmicas leiloadas de acordo com o Novo Modelo do Setor Elétrico possuem uma cláusula de inflexibilidade, onde é determinado por quanto tempo durante o ano elas irão gerar energia. Por exemplo, uma térmica a gás natural pode ser leiloadada a um determinado preço, por exemplo, R\$150/MWh com uma cláusula de inflexibilidade de 50% (gerará energia durante um semestre apenas). No preço de R\$150/MWh já estão embutidos, portanto, o custo do combustível, os custos operacionais da planta e a remuneração do capital. Caso seja necessário despachar esta planta além do planejado (no caso de uma grande estiagem, por exemplo), então o empreendedor é reembolsado pelo custo variável unitário (CVU) desta planta, que corresponde basicamente ao custo do combustível usado na geração adicional.

O ONS “ordena” as térmicas por custo de operação. Caso surja a necessidade de aumentar o despacho de térmicas para garantir o abastecimento do sistema²¹, despachando primeiro as de menor custo (gás natural), em seguida as térmicas movidas a carvão, e por fim as mais caras, movidas a óleo diesel e óleo combustível. As térmicas de CVU mais elevado são despachadas apenas em situação de emergência. O custo do despacho de térmicas acima do contratado é pago pelo consumidor cativo através de “Encargos do Serviço do Sistema”.

O governo não incluiu as usinas térmicas movidas a combustíveis fósseis no planejamento de curto prazo (PDE 2019) da expansão da capacidade de geração, pois vai priorizar a hidroeletricidade e as fontes alternativas na geração complementar. No entanto, na falta de empreendimentos hidráulicos e/ou de fontes alternativas em quantidade suficiente para suprir a demanda futura, o governo poderá incluir térmicas nos leilões de energia nova²². Nesse caso, o gás natural deverá ser o combustível predominante dos novos empreendimentos, tendo em vista as novas descobertas de gás nos campos do pré-sal e a ampliação da malha de gasodutos no país, já que no passado a incerteza em relação à oferta de gás dificultava em grande medida a obtenção de um contrato de suprimento de gás com PETROBRAS, não raro inviabilizando projetos a gás nos leilões de energia. Isso se verificou nos leilões de energia nova de 2007 e 2008, por exemplo, quando grande quantidade de usinas movidas a óleo e a carvão foram leiloadas.

3.3 Termonucleares

Atualmente todas as usinas nucleares no mundo operam por fissão nuclear, isto é, o átomo de urânio é fundido, liberando eletricidade.

No Brasil, a Eletronuclear, uma subsidiária da ELETROBRAS, detém o monopólio da construção e operação de usinas nucleares. O país possui atualmente duas usinas nucleares em operação, Angra 1 e Angra 2, totalizando 2.007 MW de capacidade nominal instalada, e atualmente constrói a 3ª central do complexo. Angra 3 terá 1.405 MW de capacidade instalada e está prevista para entrar em operação em 2015.

²¹ Como ocorrido em 2008, antes do estouro da crise financeira, quando aumentou o despacho térmico devido a uma hidrologia desfavorável e a atividade econômica muito aquecida. Fato similar ocorreu no 2o semestre de 2010.

²² É o caso do leilão “A-3” programado para julho de 2011, que pela primeira vez desde 2008 incluirá o gás natural na lista de projetos a serem leiloados. Este leilão de térmicas não estava previsto no PDE 2019, por exemplo. No entanto, o gás natural irá competir com outras fontes (principalmente a eólica), e como o critério é preço, não há garantia de que os projetos a gás de fato sairão vitoriosos.

Além disso, a Eletronuclear tem planos de construir mais 4 usinas nucleares de 1.000 MW cada até 2030, apesar de toda a repercussão do acidente de Fukushima em Março de 2011 e da pressão de ambientalistas para a interrupção do programa nuclear brasileiro. Esses 4.000 MW seriam viabilizados com os recursos de urânio atualmente estimados no país e a Eletronuclear já está em estudos para definir *sites* para estas novas centrais, primeiramente nas regiões nordeste e sudeste. Essa expansão nuclear é indicativa e não determinista, pois não está prevista no horizonte do último plano decenal (2010-2019).

A Eletronuclear [...] planeja construir de quatro a seis novos reatores para entrar em operação até 2030. A meta faz parte do Plano Nacional de Energia, traçado pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE) e pelo Ministério de Minas e Energia. De acordo com Manuel Diaz Francisco, coordenador de Comunicação e Segurança da Eletronuclear [...], os planos não serão afetados pelo recente acidente de Fukushima, no Japão. "Fukushima apareceu e vai causar um impacto. Mas temos todas as indicações de que o programa nuclear vai em frente. [...] Hoje, a energia nuclear responde por 2,5% da energia elétrica no Brasil. Até 2030, a previsão é de que o percentual chegará a 5%. O plano é construir duas usinas no Nordeste e duas no Sudeste, cada uma com capacidade instalada de mil megawatts cada [...]. Conforme a demanda, outras duas do mesmo tamanho poderão ser construídas. O cronograma prevê que a primeira usina entre em operação em 2019, no Nordeste, e a quarta em 2025, no Sudeste. Assim, a construção da primeira deve ser iniciada já no fim de 2012 ou no início de 2013, segundo Francisco. [...] Francisco destaca ainda que o Brasil é hoje o 6º país que mais tem minério de urânio, apesar de só ter prospectado 30% de seu território. [...] "Isso é estratégico para o Brasil, não podemos abrir mão disso", defende. ("Governo planeja erguer entre 4 e 6 usinas nucleares até 2030", O Estado de S.Paulo, 26 de abril de 2011.)

Angra 1 e 2 foram construídas para suportar terremotos de até 6,5 graus na escala Richter e de ondas de até 7 metros de altura no caso de um tsunami embora o país não esteja sujeito a este tipo de desastre. Apesar disso, o governo afirmou que irá aumentar a fiscalização e exigir aparatos de segurança ainda mais sofisticados.

Um tópico menos discutido, mas igualmente importante no debate da energia nuclear, é o seu custo: enquanto hidrelétricas leiloadas recentemente venderam energia a R\$80/MWh (Belo Monte, por exemplo), o custo da energia nuclear no Brasil está na faixa dos R\$150/MWh (ver tabela 8) e deve subir ainda mais após o acidente de Fukushima com a exigência de aparatos de segurança mais sofisticados.

3.4 Fontes Alternativas

Lançado pelo MME em 2004, o Programa de Incentivo às Fontes Alternativas – PROINFA – procurou aumentar/introduzir a participação das fontes alternativas de geração na matriz elétrica brasileira, particularmente as pequenas centrais hidrelétricas (PCHs), usinas eólicas e à biomassa. A ELETROBRAS assinou PPAs (“Power Purchase Agreements”, ou contratos de compra de energia) com tarifas atrativas para os empreendedores selecionados pelo PROINFA e exigiu 60% de conteúdo nacional para desenvolver a cadeia de fornecedores doméstica.

Projetos de geração por fontes alternativas em geral possuem menor tempo de construção. São em média de dois a três anos, comparado com cinco anos no caso de uma hidrelétrica de grande porte.

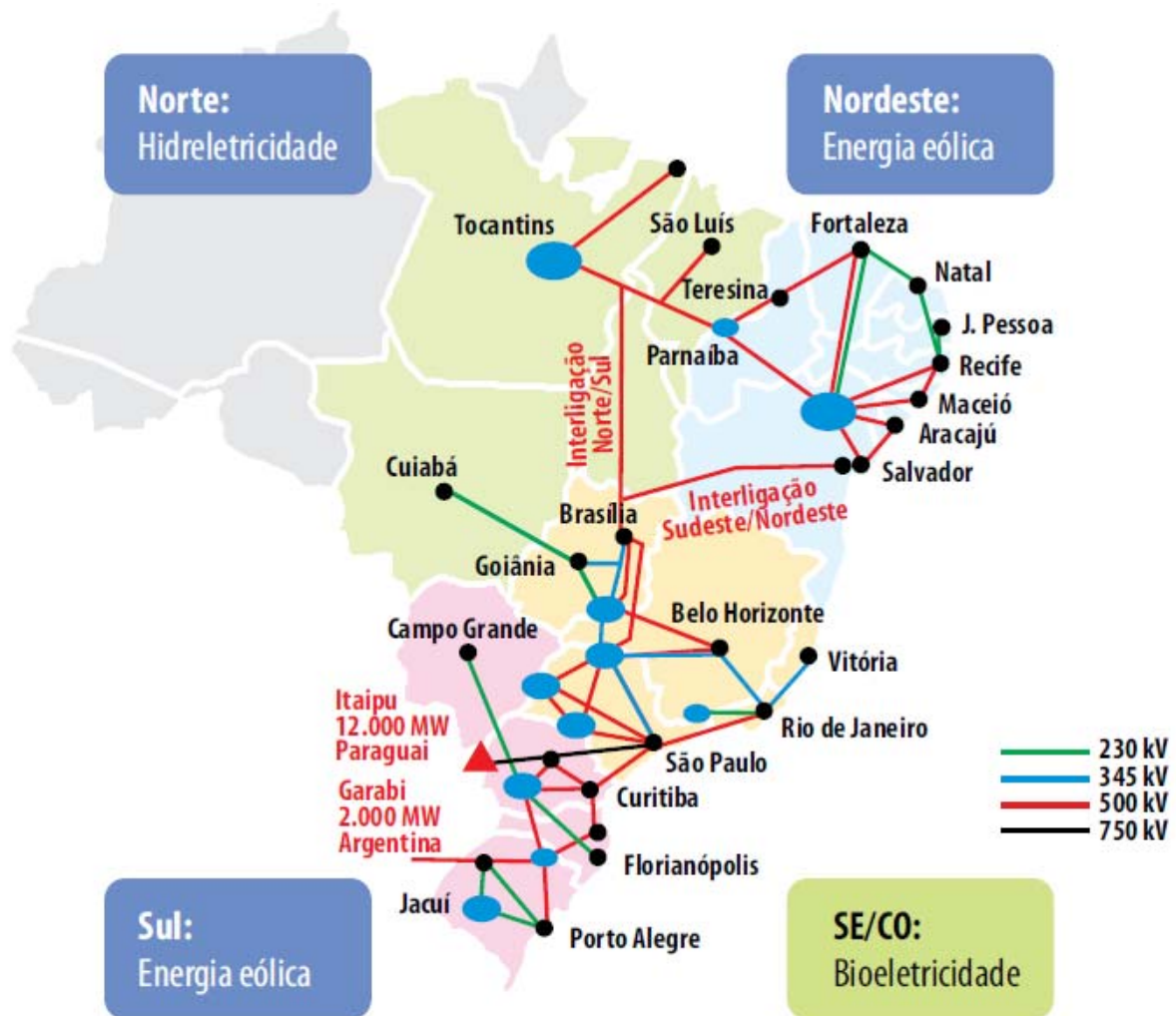
Tabela 3: Projetos inscritos no PROINFA

	Capacidade Nominal (MW)	%
PCH	1.191	36%
Biomassa	685	21%
Eólica	1.423	43%
Total	3.299	100%

Fonte: ELETROBRAS.

Além do fato de serem renováveis, outro fator positivo para uma maior disseminação do uso de fontes alternativas na matriz brasileira diz respeito à sua complementariedade geográfica, conforme mapa abaixo:

Figura 9: Localização geográfica das fontes alternativas



Fonte: Confederação Nacional da Indústria.

Há um grande potencial de geração à biomassa pelo bagaço de cana-de-açúcar nas regiões Sudeste e Centro-Oeste (onde está localizado o subsistema Sudeste/Centro-Oeste), enquanto os maiores potenciais para hidroeletricidade e energia eólica estão no Norte e Nordeste/Sul, respectivamente.

Também existe uma complementariedade climática: a biomassa e a energia eólica têm produção mais elevada em períodos hidrológicos secos, reforçando seu papel como fontes complementares de geração e beneficiando a operação do sistema e os reservatórios.

3.4.1 Pequenas Centrais Hidrelétricas

São usinas com potência inferior a 30 MW e área inundada inferior a 3 km². Tiveram grande crescimento desde a regulamentação da contratação incentivada²³, pois em geral têm menor impacto e restrições ambientais menos rigorosas. Atualmente o país conta com 3.5 GW de capacidade instalada em PCHs, que deve ter um incremento anual de 6% entre 2010 e 2019e conforme o PDE 2019.

As PCHs são, no entanto, mais caras que as usinas hidrelétricas de grande porte, pois possuem um investimento por capacidade instalada maior, levando a um preço médio de geração mais elevado quando comparado a grandes aproveitamentos hidráulicos, como pode ser observado nas tarifas de contratos regulados (PPA) obtidas em leilões recentes.

Tabela 4: Recentes leilões de PCHs

Leilão	Data	Tipo	MW nominais	MW Médios	PPA médio (R\$/MWh)
Passados					
"A-3"	Jun-07	Pool	97	46	135
Leilão de Reserva – várias fontes	Ago-10	Reserva	31	22	131
"A-3" fonts alternativas	Ago-10	Pool	101	48	138
Total contratado			228	116	135
Planejados					
Leilão de reserva	Jul-11e	Reserva	n.a.	n.a.	n.a.
"A-3"	Jul-11e	Pool	n.a.	n.a.	n.a.

Fonte: CCEE.

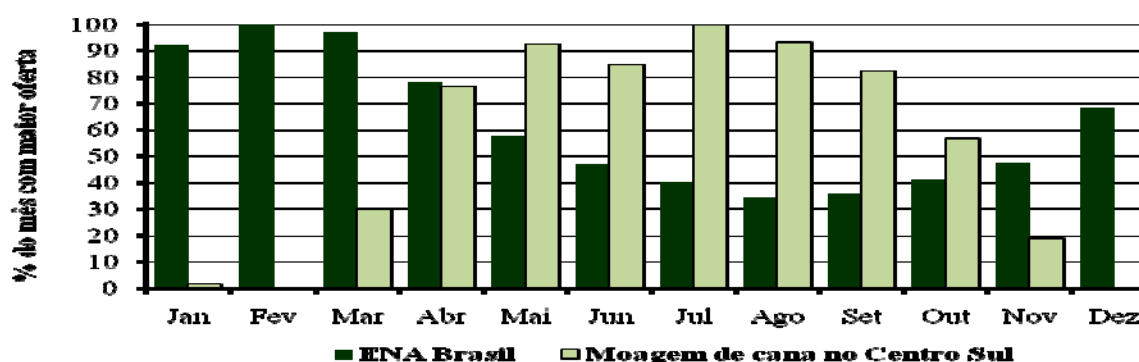
3.4.2 Termoelétricas a biomassa

- ~5 GW capacidade nominal instalada no final de 2010
- ~6 GW de capacidade nominal instalada até o final de 2011 (acrécimo de ~1GW)
- 5% crescimento anual entre 2010 e 2019 planejados pelo governo federal (3 GW serão adicionados à matriz até lá). Isto representa metade dos cerca de 6 GW de capacidade instalada que deverão ser adicionados anualmente ao parque gerador brasileiro
- 14 GW de potencial estimado na safra de cana de açúcar em 2020/21 no Estado de SP

²³ No regime de contratação incentivada, consumidores regulados acima de 500 kW que comprem energia diretamente de fontes alternativas recebem desconto nas tarifas de transmissão (TUST).

Há uma clara complementariedade entre a hidroeletricidade e o uso da biomassa para geração de eletricidade. Isso decorre do fato de o auge da safra da cana-de-açúcar nas regiões produtoras (e a queima da biomassa) acontecer no período hidrológico mais seco nestas regiões.

Gráfico 10: Complementariedade entre fontes hídricas e a biomassa - Safra de cana e energia natural afluenta



Fonte: Castro et al (2010).

O potencial brasileiro para geração da biomassa de cana-de-açúcar e cogeração começou a ser aproveitado de forma mais significativa a partir de 2005, com as primeiras contratações deste tipo de energia nos leilões do governo federal²⁴. Nos últimos quatro anos, cerca de 3.6 GW de capacidade nominal de geração à biomassa foram contratados nos leilões de energia nova a preços médios que variaram de R\$59/MWh a R\$152/MWh (ver Tabela 5). A geração à biomassa é menos competitiva que a PCH e a eólica (e na média possui fator de capacidade menor), porém não deixa de ser uma fonte renovável, complementar e mais limpa que as fontes térmicas convencionais.

²⁴ Nos anos 80 e 90 já existia geração e contratação no Sudeste (principalmente por parte da CPFL).

Tabela 5: Recentes leilões de usinas a biomassa

Leilão	Data	Tipo	MW nominais	MW Médios	PPA médio (R\$/MWh)
Passados					
"A-3"	Jun-07	<i>Pool</i>	542	140	139
Leilão de reserva – Biomassa	Ago-08	Reserva	2.379	1.321	59
Leilão de reserva - Biomassa	Ago-10	Reserva	405	106	152
Leilão de reserva – Várias fontes	Ago-10	Reserva	243	62	134
"A-3" Fontes Alternativas	Ago-10	<i>Pool</i>	65	22	138
Total contratado			3.634	1.652	142 (*)
Planejados					
Leilão de reserva	Jul-11e	Reserva	n.a.	n.a.	n.a.
"A-3"	Jul-11e	<i>Pool</i>	n.a.	n.a.	n.a.

(*) Excluindo Leilão de Agosto de 2008

Fonte: CCEE.

De acordo com a Confederação Nacional da Indústria, a superação dos entraves ao mercado de etanol, aliada ao emprego da palha da cana em conjunto com o bagaço, irá possibilitar à biomassa contribuir de forma mais significativa na matriz de geração brasileira. Ainda há um grande potencial passível de aproveitamento. De acordo com a CPFL, haverá um potencial de geração firme de 14 GW na safra da cana de 2020/21, isto é, mais que 3 vezes a atual capacidade instalada.

Tabela 6: Potencial de geração à biomassa de cana-de-açúcar

Safra	Cana-de-açúcar (milhões de toneladas)	Potencial de Geração (MW médios)
2012/13	696	9.642
2015/16	829	11.484
2020/21	1.038	14.379

Fonte: CPFL Energia (Apresentação Anual 2010).

Figura 10: Potencial de expansão da biomassa²⁵



Fonte: CPFL Energia (Apresentação Anual 2010).

Entretanto, esse potencial da biomassa é limitado frente à magnitude da demanda brasileira por energia. Se pensarmos que a carga de energia do Brasil crescerá a uma média de 3.3 GW médios ao ano entre 2010 e 2019 (ver Gráfico 5), o potencial mapeado de 14.3 GW médios na safra de 2020/21 seria suficiente para suprir apenas quatro anos de crescimento de consumo.

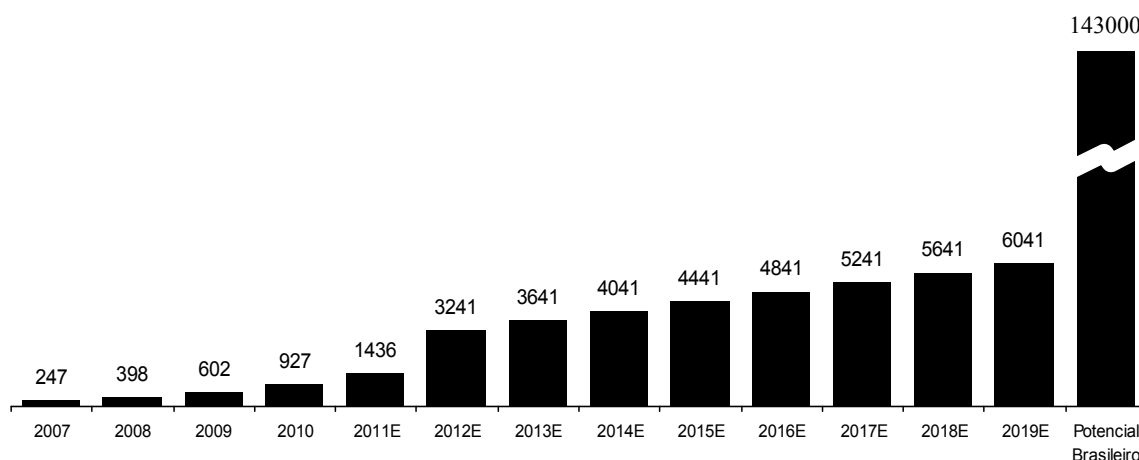
Além do bagaço de cana-de-açúcar, outras matérias-primas utilizadas no Brasil para geração à biomassa são o carvão vegetal, a casaca de arroz, o licor negro, os resíduos de madeira e o biogás, porém todos em menor escala.

3.4.3 Geração eólica

Introduzida no país pelo PROINFA, o Brasil possui hoje ~1 GW de capacidade nominal instalada nessa fonte. O PROINFA possibilitou a contratação de 1.4 GW com 60% de conteúdo nacional, preparando o terreno para o primeiro leilão exclusivo de eólicas em Dezembro de 2009. A evolução dessa fonte tem sido substancial, conforme o gráfico 11:

²⁵ Retrofit = adaptação de usinas existentes; expansão = projetos Greenfield.

Gráfico 11: Evolução da capacidade instalada de energia eólica no Brasil (em MW)

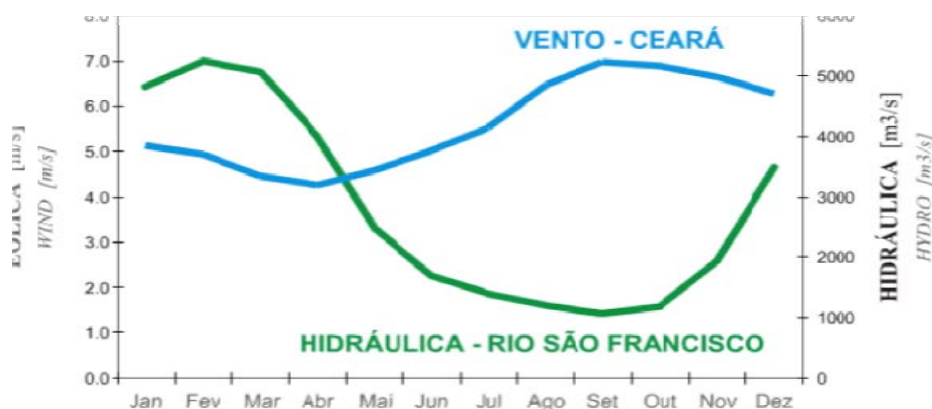


Elaborado a partir de dados de Impsa Argentina, EPE, ANEEL.

O crescimento médio anual da capacidade instalada à energia eólica entre 2007 e 2019 será de 30% (estimativa do governo indica que 5 GW serão adicionados à matriz nos próximos 9 anos).

Além de tratar-se de uma fonte renovável e limpa, com baixas emissões de gases do efeito estufa, observa-se uma complementariedade entre a geração hidrelétrica e a eólica, similarmente ao verificado entre hidroeletricidade e cogeração da biomassa. Vemos pelo gráfico abaixo que a maior intensidade de vento no Nordeste, por exemplo, ocorre nos meses de baixa afluência no rio São Francisco.

Gráfico 12: Complementariedade entre energia hídrica e eólica



Fonte: Castro et al (2010).

Nos últimos dois anos foram contratados quase 4 GW de capacidade nominal de energia eólica em leilões do governo federal, que se somarão aos 1.4 GW fomentados pelo PROINFA. No leilão de energia de reservado exclusivo para fonte eólica de Dezembro de 2009, verificou-se um preço médio de venda de R\$148/MWh. Oito meses depois, os leilões de reserva e “A-3” de fontes alternativas realizados em Agosto de 2010 contrataram juntos mais 2 GW de capacidade de geração, a um preço médio de R\$131/MWh – uma redução de 11% no preço de venda. Isto foi viabilizado por uma série de fatores, entre eles a forte competição nos leilões; uma sobra de equipamentos no mercado externo (devido a reverberações da crise financeira na Europa, um dos maiores mercados para energia eólica); avanço tecnológico nos projetos, inclusive uso de novas turbinas melhor adaptadas aos ventos brasileiros, que são mais constantes e com menos turbulência, ao contrário dos europeus; melhores condições de financiamento, inclusive acesso à *funding* do BNDES a taxas subsidiadas.

Tabela 7: Recentes leilões de usinas eólicas

Leilão	Data	Tipo	MW nominais	MW médios	PPA médio (R\$/MWh)
Passados					
Leilão de Energia Eólica	Dez-09	Reserva	1.807	783	148
Leilão de reserva – várias fontes	Ago-10	Reserva	528	255	123
"A-3" Fontes alternativas	Ago-10	<i>Pool</i>	1.520	644	134
Total contratado			3.855	1.682	139
Planejado					
Leilão de reserva	Jul-11e	Reserva	n.a.	n.a.	n.a.
"A-3"	Jul-11e	<i>Pool</i>	n.a.	n.a.	n.a.

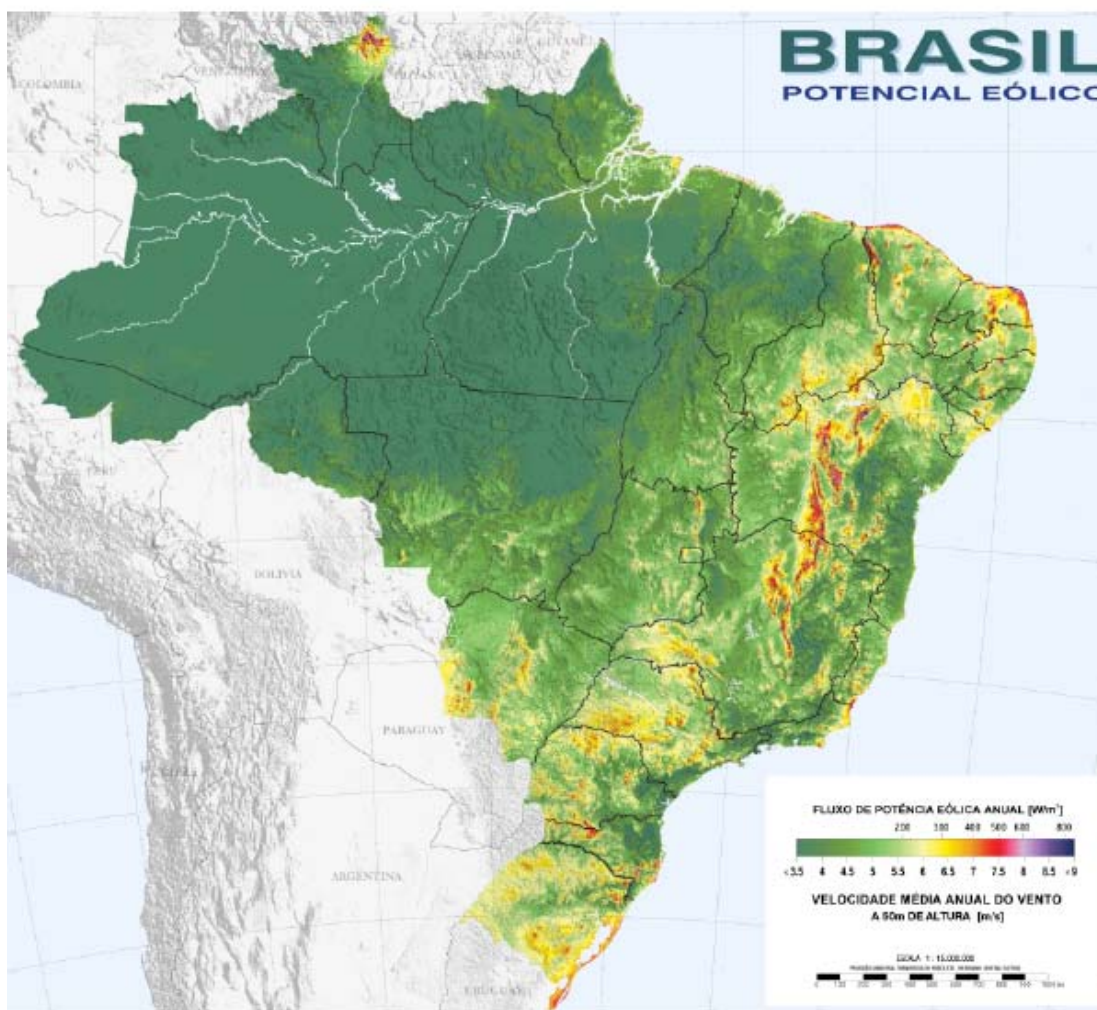
Fonte: CCEE.

A energia eólica brasileira está se firmando como uma das mais baratas do mundo e se tornando extremamente competitiva com outras fontes de geração, tanto alternativas (biomassa e PCH) quanto térmicas (gás natural).

O sucesso dos leilões recentes de energia eólica e as excelentes perspectivas de crescimento estão trazendo fabricantes ao Brasil. Atualmente possuímos dois produtores locais de turbinas eólicas: Wobben (Enercon) e Impsa Argentina, porém gigantes como Alstom, Siemens e GE estão construindo fábricas de aerogeradores e outros fabricantes já declararam interesse em instalar-se ao Brasil, indicando que pode haver espaço para mais barateamento no custo dessa energia.

O grande desenvolvimento da geração eólica advém do fato de o Brasil possuir um enorme potencial para uso desta fonte. A ELETROBRAS e CEPEL mediram no Atlas do Potencial Eólico Brasileiro (2001) um potencial total de geração eólica da ordem de 143 GW a uma altura de 50m, ou seja, um dos maiores do mundo. Tomando como base as estimativas do governo, apenas 4% de todo esse potencial será explorado até o final de 2019. O maior potencial eólico encontra-se no Nordeste (52% do total), seguido pelo Sudeste (21%), Sul (16%), Norte (9%) e Centro-Oeste (2%). O enorme potencial de geração explica o fato de alguns projetos eólicos leiloados recentemente possuírem fatores de capacidade superiores a 50% (bem acima da média mundial).

Figura 11: Mapa do Potencial Eólico Brasileiro²⁶



Fonte: CEPEL (2001).

²⁶ Potencial eólico estimado para velocidade média anual de vento de 7 m/s (~24 km/h) ou mais.

3.4.4 Geração solar fotovoltaica

Atualmente no país existem cerca de 5 MW de capacidade instalada de geração de energia fotovoltaica hoje, a maior parte fruto de protótipos em uso acadêmico para pesquisa e também do uso em áreas rurais no Estado da Bahia implantados no âmbito do programa de universalização “Luz para Todos”. Esse montante é insignificante dada a magnitude da matriz brasileira. Dado seu custo ainda extremamente elevado²⁷ (vide Tabela 8), o governo não incluiu esta fonte de energia no planejamento da expansão da geração dentro do PDE 2019, apesar de seu enorme potencial. De acordo com ANEEL (2008), a melhor radiação solar média anual encontra-se no Nordeste, onde o nível de radiação chega a se comparar aos desertos do Sudão e de Mojave, na Califórnia. Atlas Solarimétrico do Brasil (CEPEL, 2000) afirma, também, que a radiação solar no território brasileiro é mais forte que na União Européia, onde o uso da geração solar encontra-se em estágio mais avançado.

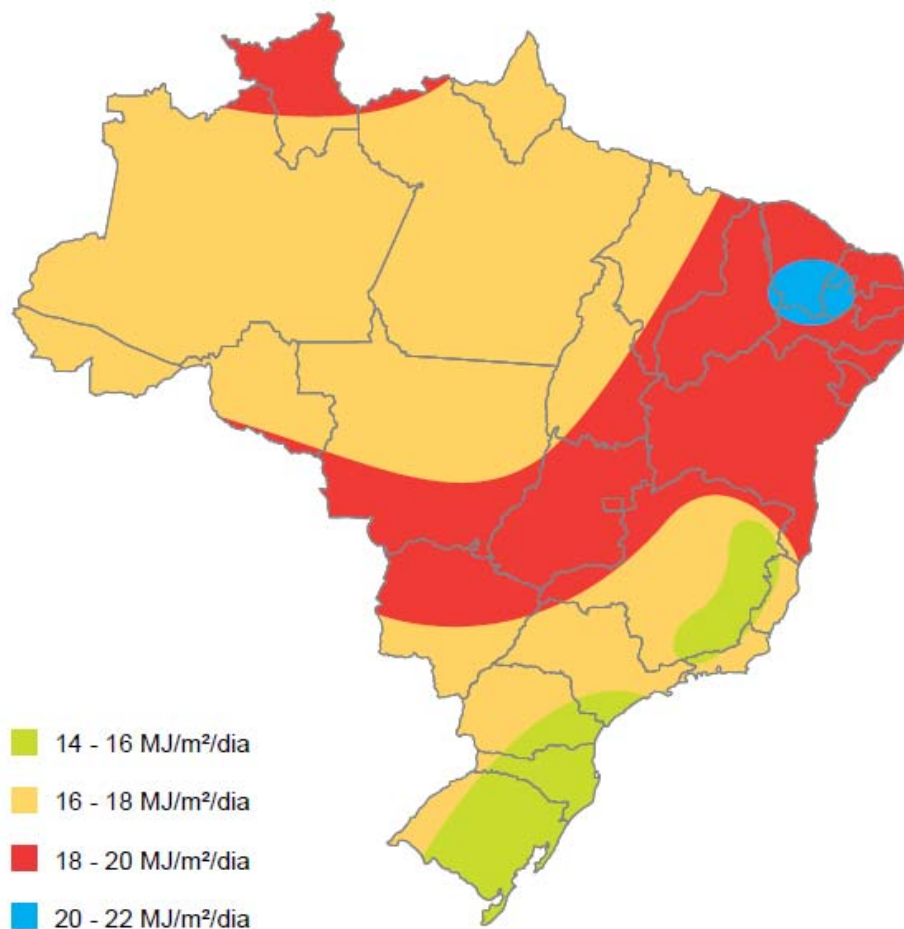
O Brasil possui alumínio, vidro, tecnologia para fazer os favos do painel, sílica, o que significa que há potencial para desenvolver a cadeia de fornecedores. Como ponto negativo, ainda não existe regulação que permita aos painéis solares fotovoltaicos injetarem energia gerada e não consumida na rede elétrica (poderá impulsionar seu uso no futuro se regulado).

Entre as iniciativas recentes de geração solar em escala um pouco maior encontram-se:

- A planta de 3 MW sendo desenvolvida em parceria pela CEMIG e pela Solaris em Sete Lagoas (MG) se tornará o maior projeto solar da América Latina. Será um dos primeiros projetos a ser conectado à rede de distribuição. Com entrada em operação prevista para Novembro de 2011, demandará investimentos de cerca de R\$ 25 milhões;
- A MPX Energia, empresa do empreendedor brasileiro Eike Batista, está desenvolvendo o projeto MPX Tauá. Trata-se de um projeto de 1 MWp com investimentos da ordem de R\$10m que recentemente entrou em operação no Ceará. Corresponde a uma iniciativa de P&D da MPX, pois não conta ainda com planos para comercialização da energia, mas já possui autorização para expansão até 5 MW.

²⁷ Custo de geração solar ainda está na ordem de R\$500/MWh, mas caindo para em torno de R\$300/MW em projetos recentes. Apesar disso, ainda é muito alto quando comparado a R\$140-150/MWh em média para eólicas e biomassa, respectivamente.

Figura 12: Mapa do Potencial Solar Brasileiro



Fonte: ANEEL (2008).

3.5 Custo x Poluição por fonte de geração

A escolha das fontes de geração para a expansão do sistema é feita com base em critérios econômicos (preço da geração, disponibilidade de matéria-prima e tecnologia), ambientais (poluição do meio ambiente, desmatamento, emissão de gases do efeito estufa), sociais (definição dos locais para instalação de futuras usinas visando o desenvolvimento socioeconômico da região) e políticos (interesses individuais dos agentes envolvidos na definição do local e do tipo de usina a ser construída, envolvendo empreiteiras, fornecedores de equipamentos e insumos, etc).

Em termos econômicos, a geração hidráulica continua sendo a mais barata. Em abril de 2010, foi leiloada a mega usina de Belo Monte (Rio Xingu, PA, 11.233 MW de capacidade instalada) a uma tarifa de R\$77.97/MWh que é significativamente inferior às demais fontes disponíveis no país atualmente, como se observa na tabela e gráfico abaixo.

Tabela 8: Custo de geração (em R\$/MWh) por fonte

	Unidade	Belo Monte	PCH	Eólica	Biomassa	Solar	Gás Natural	Nuclear
Custo*	R\$/MWh	77,97	135	148	153	500	143	150
Capacidade Instalada	MW	11.233	8.310 (277 a 554 usinas)	15.240 (10.160 turbinas de 1,5 MW)	9.522	28.570 (140.000.000 de painéis solares de 200 W)	6.530	5.078
Fator de Capacidade	%	41	55	30	48	16	70	90
Custo de Instalação*	R\$/kW	1.700	5.000 a 6.000	3.660 a 4.500	2.170 a 2.740	12.600 a 18.300	1.280 a 1.640	6400
Custo Total de Instalação	bi R\$	20	41 a 50	47 a 84	21 a 26	360 a 523	8,4 a 10,7	32
Área	km²	516	830 a 1660	2.180 a 3.050	80.000	280	-	-
Emissões anuais	tCO ₂ /ano	-	-	-	-	-	16.156.800	-

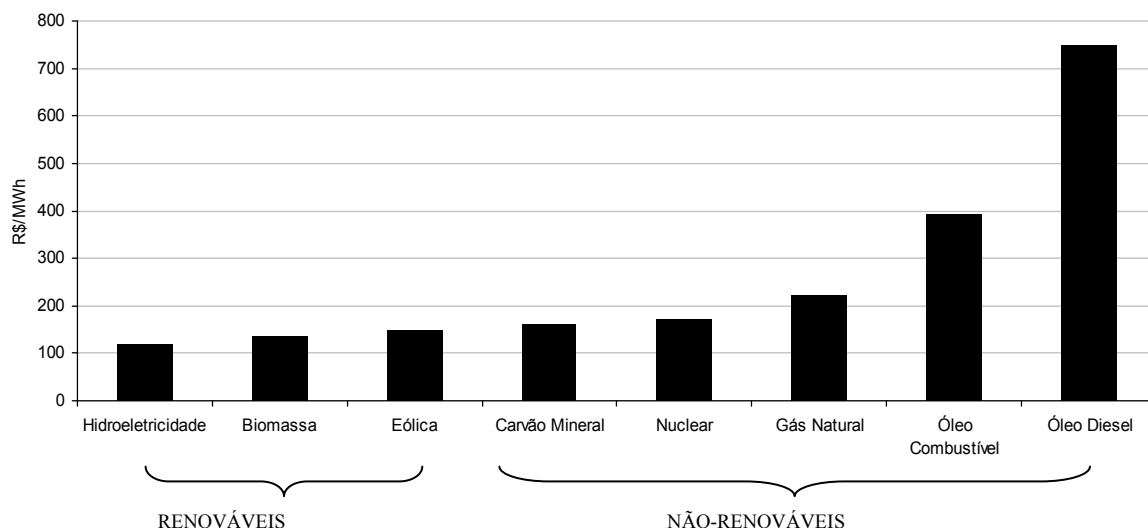
[1] Corresponde a valores médios para a área alagada das hidráulicas, área de plantio para Biomassa, e área de construção para solar.

*Referência para estudos de planejamento

**a garantia física de todas as fontes é de 4.571 MW médios – valor de Belo Monte

Fonte: MME.

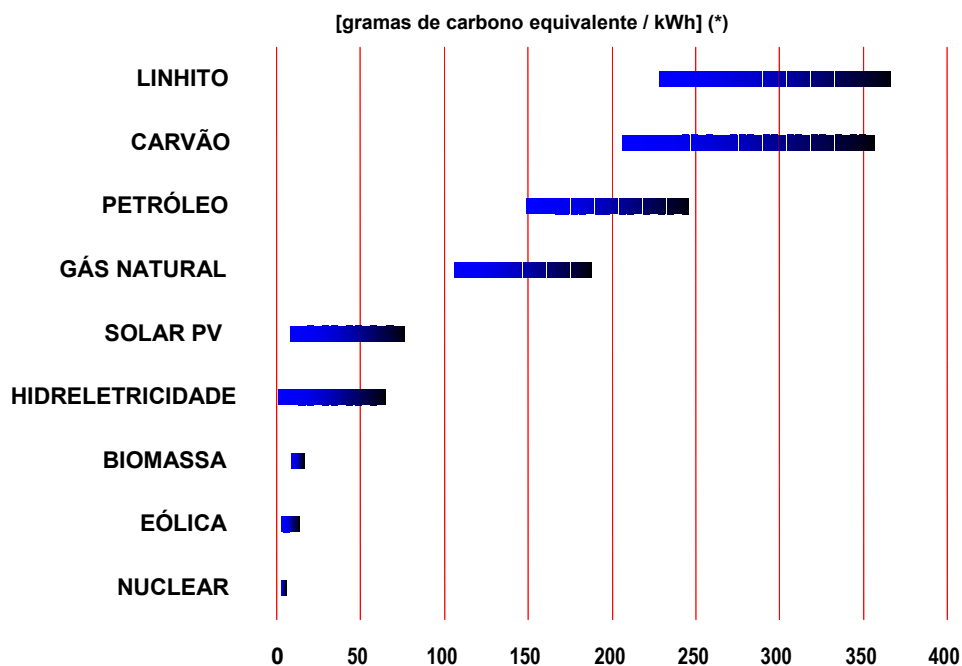
Gráfico 13: Competitividade entre as fontes de geração



Com dados do MME.

As fontes renováveis de energia são também as que geram menos gases de efeito estufa para sua construção e operação, de acordo com o gráfico na próxima página:

Gráfico 14: Emissões de gases do efeito estufa



* Considerando emissões em todo ciclo de vida, desde a fabricação dos equipamentos

Fonte: MME com dados da IEA (2004).

Sabendo que a geração por hidroeletricidade é tanto a mais barata quanto uma das menos poluentes, porque se argumentaria em favor da construção de termoeletricas movidas a combustíveis fósseis? A resposta está na tabela 8: as fontes fósseis e nucleares possuem os maiores fatores de capacidade²⁸ (70-90%), contribuindo decisivamente para a confiabilidade do abastecimento, como já discutido capítulo 2.

Tendo em vista os diversos fatores envolvidos, organizamos o seguinte quadro-resumo com pontos positivos e negativos no uso de cada fonte de geração.

²⁸ Ver nota de rodapé 17.

Tabela 9: Sumário dos pontos positivos e negativos das principais fontes de geração de energia elétrica

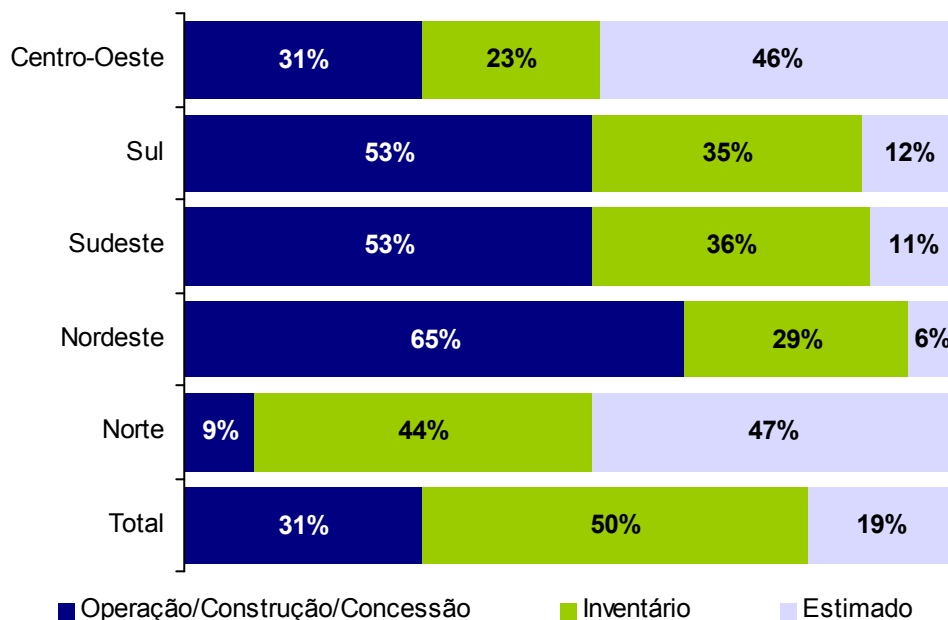
	Pontos Positivos	Pontos Negativos
Médias-Grandes hidrelétricas	Preço; Expertise nacional; Renovável	Potencial limitado; Dificuldade para licenciamento ambiental; Impacto ambiental; Sazonal
Pequenas centrais hidrelétricas	Benefícios fiscais; Renovável; Prazo de construção mais curto	Mais cara que médias e grandes hidrelétricas por capacidade instalada; Dificuldade para licenciamento ambiental
Termoelétricas a carvão	Mais barata que outras fontes térmicas; baixa exposição às zonas de conflito	Matéria-prima importada; Exposição aos preços internacionais; Impacto ambiental; Não renovável
Termoelétricas a gás natural	Disponibilidade de matéria-prima no futuro (pré-sal); Período de construção mais curto	Pouca disponibilidade de material-prima hoje; Exposição aos preços internacionais; Não renovável
Termoelétricas a óleo	Disponibilidade de matéria-prima; Período de construção mais curto	Não renovável; altamente poluente; cara
Termonucleares	Fronteira de tecnologia; Disponibilidade de matéria-prima	Preço; Impacto ambiental
Termoelétricas a biomassa	Renovável; Complementar à geração hidráulica; Complementar à produção de etanol; Vantagem geográfica; Benefícios fiscais; Período curto de construção	Preço; Disponibilidade de bagaço no longo prazo; Baixo fator de capacidade das plantas; Sazonal; Potencial limitado
Geração eólica	Não causa impacto no ambiente; custo ligeiramente maior que o da hidrelétrica	Só pode ser instalada onde há vento forte e constante
Geração solar	Inofensiva ao ambiente e inesgotável	É ainda mais cara que a eólica e exige insolação intensa; Falta regulação que permite injeção de energia gerada em painéis solares nas residências direto na rede elétrica

Capítulo 4: Cenários para a Expansão da Geração

No Plano Decenal de Energia 2019, o MME e a EPE realizaram um planejamento indicativo com prazos concretos de entrada em operação de diversos empreendimentos para suprir a demanda futura de eletricidade da economia brasileira. Neste capítulo, pretendemos construir três cenários de expansão da geração, tentando ir um pouco além do horizonte tratado pelo PDE 2020 em consulta pública. Tendo como base dados oficiais do potencial brasileiro de geração hidrelétrica, termelétrica, nuclear e alternativa, criaremos três cenários para a expansão da geração brasileira com base em diferentes limites de aproveitamento do potencial hidráulico existente ainda não explorado.

O Plano Nacional de Energia 2030, datado de 2007, indicou um potencial total de geração hidrelétrica em território brasileiro de 251 GW, dos quais 126 GW em inventário e outros 48 GW estimados. Como visto na tabela 1, a maior parte do potencial hidrelétrico em inventário e estimado está na Bacia Amazônia e em áreas próximas. Como visto no Gráfico 15, apenas 9% do potencial de geração no Norte encontra-se aproveitado, 44% do potencial do Norte está em inventário e 47% é estimado.

Gráfico 15: Potencial de Geração Hidráulica no Brasil por região



Fonte: MME (2007).

Porém, questões ambientais e econômicas limitam o potencial aproveitável. No âmbito dos estudos do Plano Nacional de Energia 2030 (2007), a EPE elaborou uma nota

técnica para avaliar o custo do potencial hidráulico brasileiro a aproveitar com base em dados da ELETROBRAS.

Devido às incertezas quanto a essas informações (inclusive quanto a permanência da validade dos critérios adotados no Plano 2015), na referida nota técnica construiu-se um intervalo de variação de amplitude igual a 10% de forma a permitir avaliação da sensibilidade do tamanho do potencial ao custo de sua implantação.

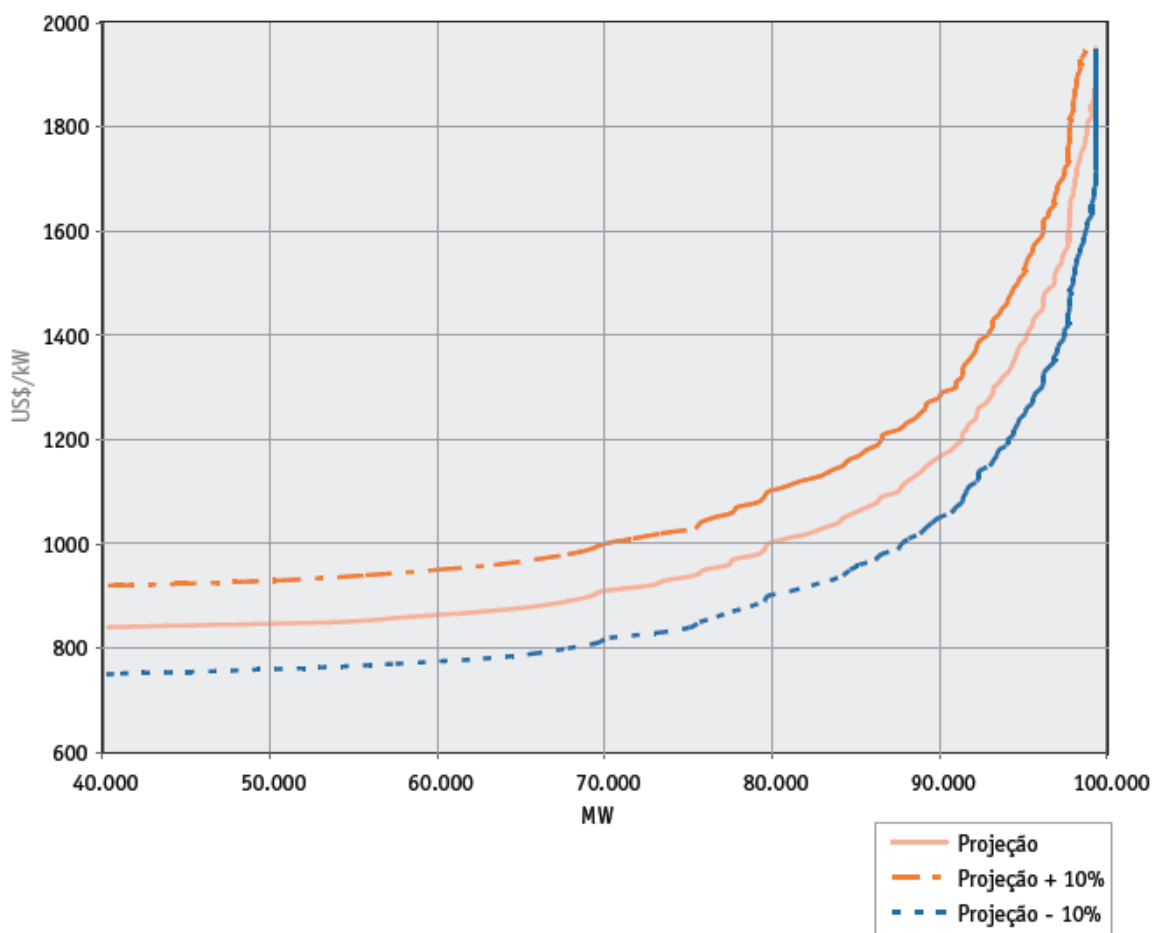
Tomando por referência custos índice (US\$/kW) entre US\$ 1.500 e US\$ 1.800, compatíveis com as referências nacionais e internacionais consideradas, as conclusões indicadas na referida nota técnica foram de que:

- haveria um potencial hidrelétrico a aproveitar entre 68.000 a 75.000 MW, correspondente a 28% do potencial hidrelétrico total, com custo de investimento em torno de US\$ 1.500/kW (exclusive custo de conexão e juros durante a construção);*
- estendendo a faixa de custo de investimento para US\$ 1.800/kW, estima-se que o potencial hidrelétrico a aproveitar possa situar-se no intervalo entre 75.000 e 82.000 MW, correspondendo a 31% do potencial total.*

A análise então efetuada foi revisada considerando, agora, informações disponíveis na EPE, do orçamento de investimento de 36 (trinta e seis) projetos hidrelétricos de porte variado, todas produzidas após o ano 2000 (informações relativamente recentes, portanto), e com base nas quais foram reavaliados os custos dos aproveitamentos estudados a nível de inventário. (MME, 2007).

A revisão feita indicou um potencial a explorar de até 90.000 MW com custo de investimento inferior a US\$1.200/kW, conforme gráfico na próxima página. Conforme caminhamos em direção aos limites do potencial hidrelétrico a aproveitar, o custo do investimento sobe devido a inúmeros problemas de ordem técnica, operacional e ambiental.

Gráfico 16: Custo de investimento de usinas hidrelétricas



Fonte: MME (2007).

De volta à Tabela 1 (datada de 2007), sabemos que o potencial hidrelétrico brasileiro em inventário era de 126.164 MW e o potencial estimado era de 47.549 MW, ou seja, um potencial total a aproveitar da ordem de 175.000 MW. Porém, além do custo envolvido na utilização deste potencial, uma série de empecilhos ambientais tendem a diminuir a real aproveitabilidade deste potencial. Entre eles podemos citar: florestas e parques nacionais, reservas indígenas, áreas de quilombo, áreas de proteção ambiental, reservas biológicas, o tamanho da área a ser alagada, etc.

Se considerado que certas interferências são intransponíveis, a possibilidade de aproveitamento desse potencial no horizonte do estudo se reduz muito. Por exemplo, o potencial a aproveitar indicado na seção precedente, de 126.164 MW, excluídos os recursos estimados, “encolhe” para 116.199 MW, se desconsiderados os aproveitamentos que apresentam interferência direta em

parques e florestas nacionais; ou, então, para 87.069 MW, se desconsiderados aqueles que interferem diretamente com terras indígenas; ou, ainda, para 77.104 MW se somadas as duas interferências. (MME, 2007).

Levando em conta os números acima, vamos construir três cenários simples para a expansão da oferta de geração no país dadas três projeções de crescimento do PIB para os próximos anos (3%, 4% e 5% ao ano). Levaremos em consideração as seguintes premissas:

- Crescimento da demanda por energia elétrica em relação ao PIB (elasticidade) de 1.0;
- Potencial hidrelétrico a aproveitar de 77.104 MW levando em consideração as limitações ambientais e excluindo o potencial estimado, conforme dados do PNE 2030;
- Fator de capacidade de geração hidráulica de 55% (média do fator de capacidade hidráulico de empreendimentos brasileiros instalados medido pela ANEEL);
- Entrada em operação de 4.000 MW de capacidade instalada hidráulica anual após 2019 (a média de adição hidráulica entre 2010 e 2019 é de 3.726 MW, de acordo com o PDE 2019);
- Entrada em operação de 400 MW de capacidade instalada em geração eólica a partir de 2020 (isto é, seguindo o planejamento do PDE 2019 que inclui 400 MW de adições anuais de eólicas a partir de 2013 e tendo em vista que o potencial eólico brasileiro em biomassa é muito maior, estimado em 143.000 MW pelo CEPEL/ELETRONAS);
- Fator de capacidade eólica de 30%, de acordo com tabela do MME;
- Exclusão do aumento da geração por PCHs (potencial hidráulico considerado apenas para construção de novas médias-grandes hidrelétricas);
- Entrada em operação de 400 MW de capacidade instalada de geração por biomassa a partir de 2019 (isto é, replicando a adição de 400 MW de biomassa projetada pelo PDE 2019 no ano de 2019 e tendo em vista que o potencial de geração por biomassa da cana-de-açúcar é da ordem de 14 GW médios na safra 2020/21 no Estado de São Paulo);

- Exclusão de geração solar e nuclear, devido aos custos e segurança²⁹, respectivamente;
- Exclusão de outros combustíveis fósseis, como carvão, óleo diesel e óleo combustível.

Embora acreditemos que o governo priorizará o gás natural em caso de futura oferta térmica em leilões de energia, nós decidimos não estimar quantidade de térmicas a gás e nem de outros combustíveis devido à ainda incerta oferta de gás natural advinda das recentes descobertas do pré-sal e disponibilidade futura de infraestrutura de transporte do combustível.

Os resultados encontram-se em gráficos e tabelas nas próximas 3 páginas.

²⁹ Apesar de no item 3.3 termos mostrado que o governo não pretende abandonar os planos de construção de mais quatro centrais nucleares, estamos excluindo do nosso cenário as nucleares devido a falta de informações mais detalhadas no atual estágio do planejamento.

Tabela 10: Evolução da capacidade instalada nominal da geração de energia (em MW)

Oferta (MW instalado)	Projeção do governo										Projeção nossa											
	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	
Hidro	83,169	85,483	86,295	88,499	89,681	94,656	100,476	104,151	108,598	116,699	120,699	124,699	128,699	132,699	136,699	140,699	144,699	148,699	152,699	156,699	160,699	
Urânio	2,007	2,007	2,007	2,007	2,007	3,412	3,412	3,412	3,412	3,412	3,412	3,412	3,412	3,412	3,412	3,412	3,412	3,412	3,412	3,412	3,412	
Gás Natural	8,860	9,356	9,856	11,327	11,533	11,533	11,533	11,533	11,533	11,533	11,533	11,533	11,533	11,533	11,533	11,533	11,533	11,533	11,533	11,533	11,533	
Carvão	1,765	2,485	3,205	3,205	3,205	3,205	3,205	3,205	3,205	3,205	3,205	3,205	3,205	3,205	3,205	3,205	3,205	3,205	3,205	3,205	3,205	
Óleo Combustível	3,380	4,820	5,246	8,864	8,864	8,864	8,864	8,864	8,864	8,864	8,864	8,864	8,864	8,864	8,864	8,864	8,864	8,864	8,864	8,864	8,864	
Óleo Diesel	1,728	1,903	1,703	1,356	1,149	1,149	1,149	1,149	1,149	1,149	1,149	1,149	1,149	1,149	1,149	1,149	1,149	1,149	1,149	1,149	1,149	
Gás de Processo	687	687	687	687	687	687	687	687	687	687	687	687	687	687	687	687	687	687	687	687	687	
PCH	4,043	4,116	4,116	4,516	5,066	5,566	5,816	6,066	6,416	6,966	6,966	6,966	6,966	6,966	6,966	6,966	6,966	6,966	6,966	6,966	6,966	
Biomassa	5,380	6,083	6,321	6,671	7,071	7,421	7,621	7,771	8,121	8,521	8,921	9,321	9,721	10,121	10,521	10,921	11,321	11,721	12,121	12,521	12,921	
Eólica	1,436	1,436	3,241	3,641	4,041	4,441	4,841	5,241	5,641	6,041	6,441	6,841	7,241	7,641	8,041	8,441	8,841	9,241	9,641	10,041	10,441	
Total	112,455	118,376	122,677	130,773	133,304	140,934	147,604	152,079	157,626	167,077	171,877	176,677	181,477	186,277	191,077	195,877	200,677	205,477	210,277	215,077	219,877	
Total (MW médios)	59,664	64,875	67,735	73,056	75,174	78,523	82,688	86,216	88,695	92,817	95,329	97,841	100,353	102,865	105,377	107,889	110,401	112,913	115,425	117,937	120,449	

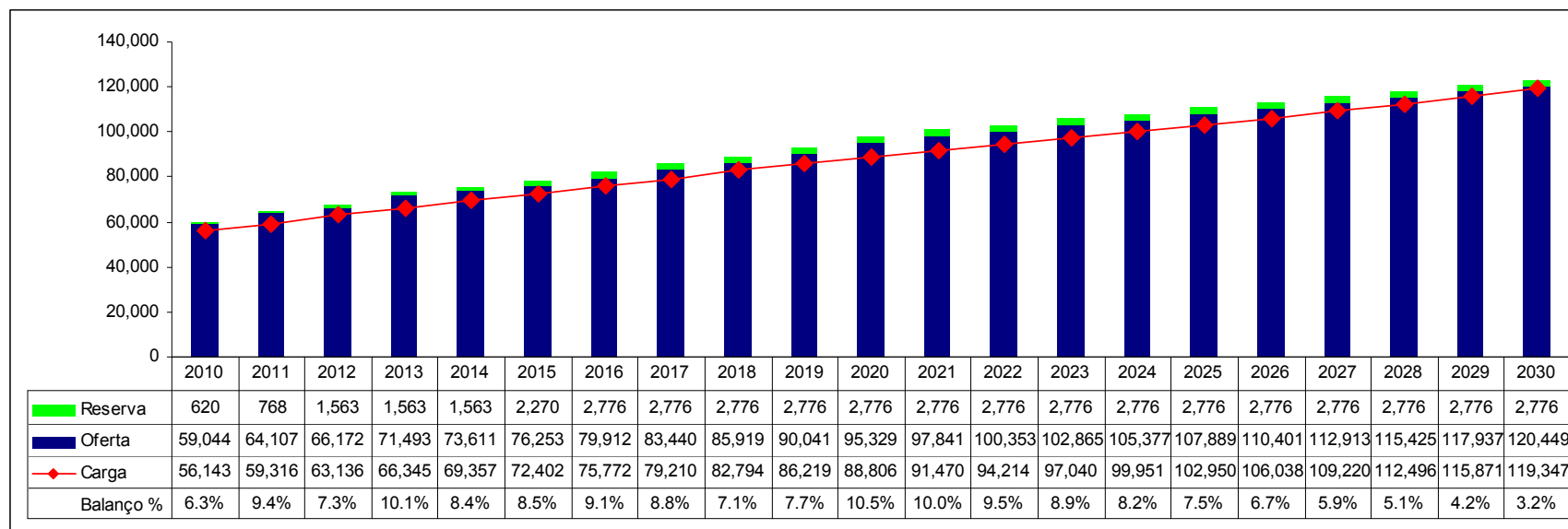
Elaborado com dados do PDE 2019 (MME, 2010).

Tabela 11: Adições anuais de capacidade instalada nominal no sistema (em MW)

Adição anual (em MW)	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	Total
Hidro	2,314	812	2,204	1,182	4,975	5,820	3,675	4,447	8,101	4,000	4,000	4,000	4,000	4,000	4,000	4,000	4,000	4,000	4,000	4,000	77,530
Urânio	0	0	0	0	1,405	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1,405
Gás Natural	496	500	1,471	206	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2,673
Carvão	720	720	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1,440
Óleo Combustível	1,440	426	3,618	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	5,484
Óleo Diesel	175	-200	-347	-207	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-579
Gás de Processo	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
PCH	73	0	400	550	500	250	250	350	550	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2,923
Biomassa	703	238	350	400	350	200	150	350	400	400	400	400	400	400	400	400	400	400	400	400	7,541
Eólica	0	1,805	400	400	400	400	400	400	400	400	400	400	400	400	400	400	400	400	400	400	9,005
Total	5,921	4,301	8,096	2,531	7,630	6,670	4,475	5,547	9,451	4,800	4,800	4,800	4,800	4,800	4,800	4,800	4,800	4,800	4,800	4,800	107,422

Elaborado com dados do PDE 2019 (MME, 2010).

Gráfico 17: Cenário 1 – Crescimento anual da carga de energia de 3% a.a. em 2020-2030



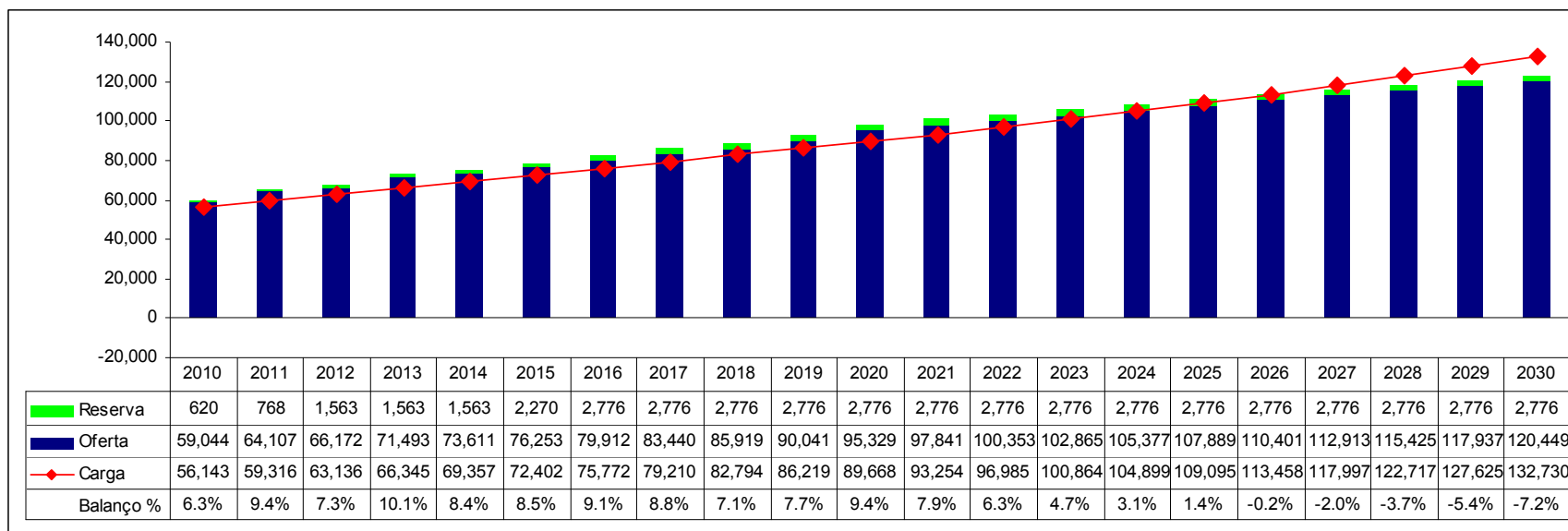
Elaborado com dados do PDE 2019 (MME, 2010).

O cenário 1 mostra que, a um crescimento de PIB de 3% ao ano a partir de 2020, adições anuais de 4.000 MW de capacidade instalada hidráulica (a um fator de capacidade de 55%), 400 MW de capacidade instalada em usinas a biomassa (a um fator de capacidade de 48%³⁰) mais 400 MW instalados de usinas eólicas (a um fator de capacidade de 30%³¹) seriam suficientes para manter margem de oferta no sistema até 2030 (quando o total de adições de capacidade instalada hidráulica atinge o limite aproveitável de 77 GW, conforme demonstrações do PNE 2030).

³⁰ Vide Tabela 8.

³¹ Vide Tabela 8.

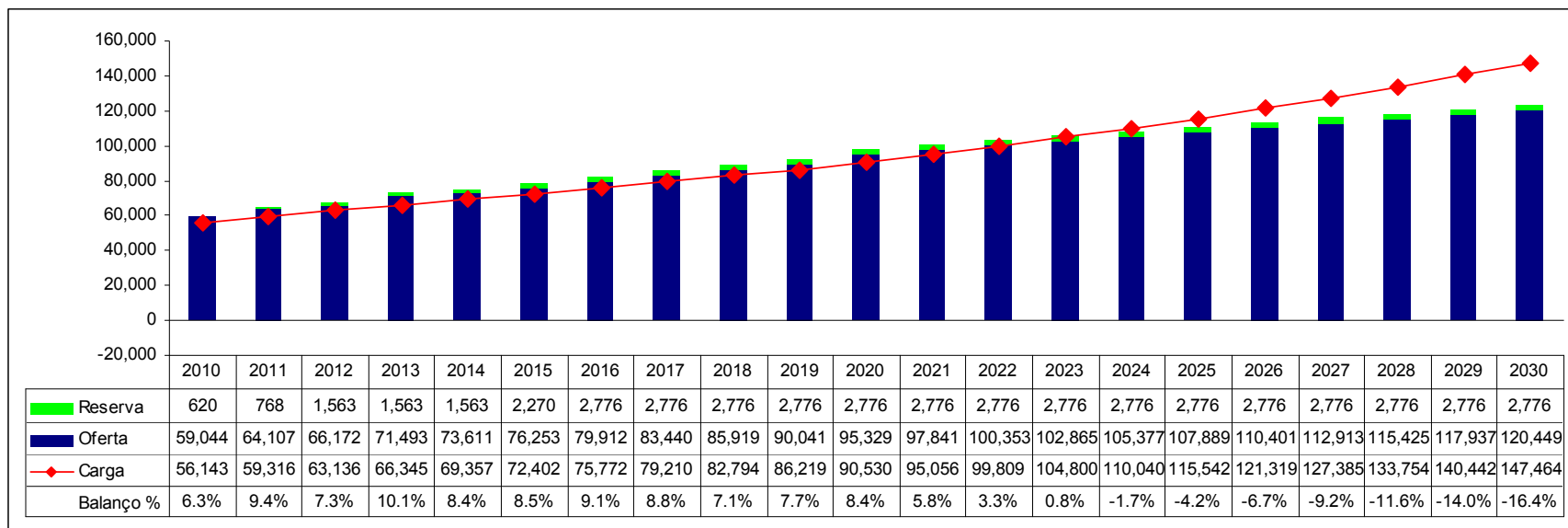
Gráfico 18: Cenário 2 – Crescimento anual da carga de energia de 4% a.a. em 2020-2030



Elaborado com dados do PDE 2019 (MME, 2010).

O cenário 2 mostra, por sua vez, que um crescimento anual do PIB de 4% ao ano a partir de 2020 necessitaria entrada em operação de usinas movidas a combustíveis fósseis a partir de 2027 para garantir a carga de energia requerida pelo sistema, encarecendo a matriz energética.

Gráfico 19: Cenário 3 – Crescimento anual da carga de energia de 5% a.a. em 2020-2030



Elaborado com dados do PDE 2019 (MME, 2010).

O cenário 3 demonstra que, se o PIB crescer a uma taxa anual de 5% a partir de 2020, então as térmicas precisam entrar a partir de 2024, e em maior quantidade, para garantir a carga de energia requerida pelo sistema, encarecendo ainda mais a matriz energética.

Capítulo 5: Uma Crítica à Proposta do Governo Federal

O governo tem sinalizado que priorizará as fontes hídricas, mais baratas, sobre as fontes fósseis e nucleares nos próximos leilões para contratação de energia que atenderá à demanda futura da economia. De acordo com o governo, essa alternativa garante a expansão do sistema de geração a preços mais baixos para os consumidores, possibilita segurança de abastecimento e ainda perpetua a atual matriz limpa do país *versus* outros países do mundo.

Nossa visão, embasada pelo ONS, é que o sistema não deve se basear apenas no crescimento de hídricas e alternativas daqui em diante, mas sim buscar a ampliação da capacidade de geração de uma maneira diversificada entre fontes renováveis e não renováveis. Citamos quatro justificativas para tanto:

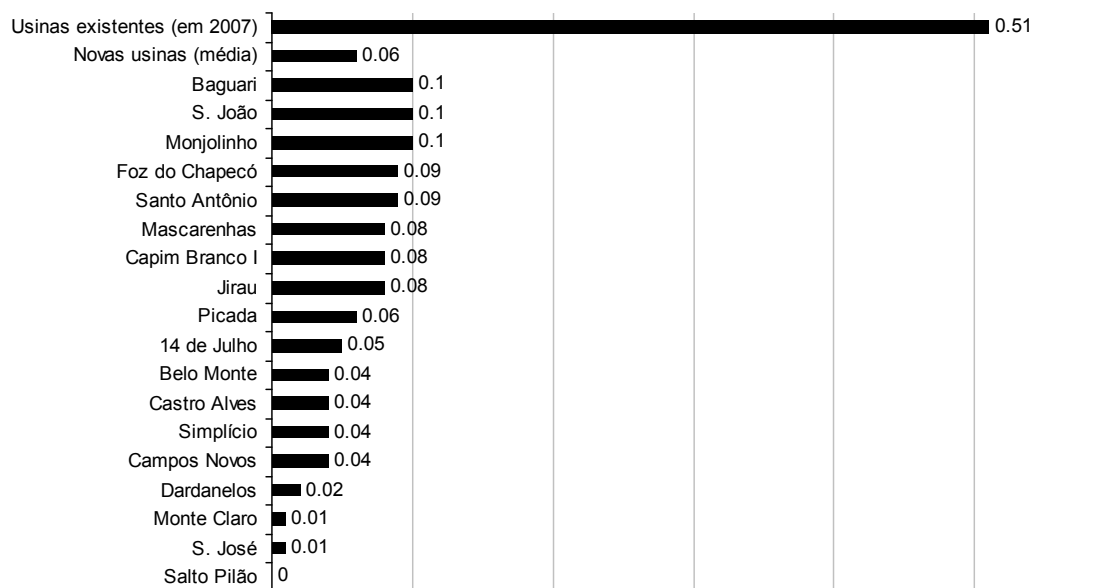
- i) necessidade de diversificar a matriz para aumentar a segurança do sistema, pois quanto maior a capacidade instalada em hidrelétricas, maior a necessidade de verões chuvosos para encher as barragens. Períodos desfavoráveis e mudanças climáticas, como o recente fenômeno La Niña³², poderiam comprometer o abastecimento, ao passo que fontes térmicas podem ser ligadas a qualquer instante. Precisamos ter em vista, no entanto, que o risco de déficit não é global, pois o sistema é composto por bacias hidrográficas distintas;
- ii) embora o país ainda tenha um grande potencial hidrelétrico não aproveitado, a maioria das bacias ainda não exploradas encontra-se na região amazônica, de difícil e custoso licenciamento ambiental³³ e com custos de transmissão crescentes, pois se encontram longe das linhas de transmissão existentes (Banco Mundial, pg. 9). Isto poderia frustrar a intenção de continuar expandindo vigorosamente o parque hidrelétrico. Além disso, a ideia de expandir com hídricas a fio d'água é mais um

³² O La Niña causou forte estiagem no Brasil em 2010, obrigando o ONS a acionar termelétricas ao longo do ano para poupar os reservatórios em algumas regiões, que se encontram em níveis limite. (Fonte: “Fenômeno La Niña custará R\$ 500 mi ao Brasil”, O Estado de SP, 14 de outubro de 2010).

³³ Segundo o Banco Mundial no relatório “Licenciamento Ambiental de Empreendimentos Hidrelétricos no Brasil”, pg. 22, o custo total de licenciamento ambiental de uma hidrelétrica varia de 15% a 20% do custo médio total do KW instalado.

ponto de discussão, pois se reduzirá a capacidade de armazenamento do sistema (não em termos absolutos, mas em termos relativos), conforme gráficos abaixo. Quanto maior o reservatório aumenta a capacidade de geração “plurianual”, compensando os anos de baixa eficiência hídrica. Percebe-se que a relação área/potência das usinas têm diminuído ao longo dos anos (Gráfico 20), o que leva a uma redução da capacidade de regularização dos reservatórios (Gráfico 21).

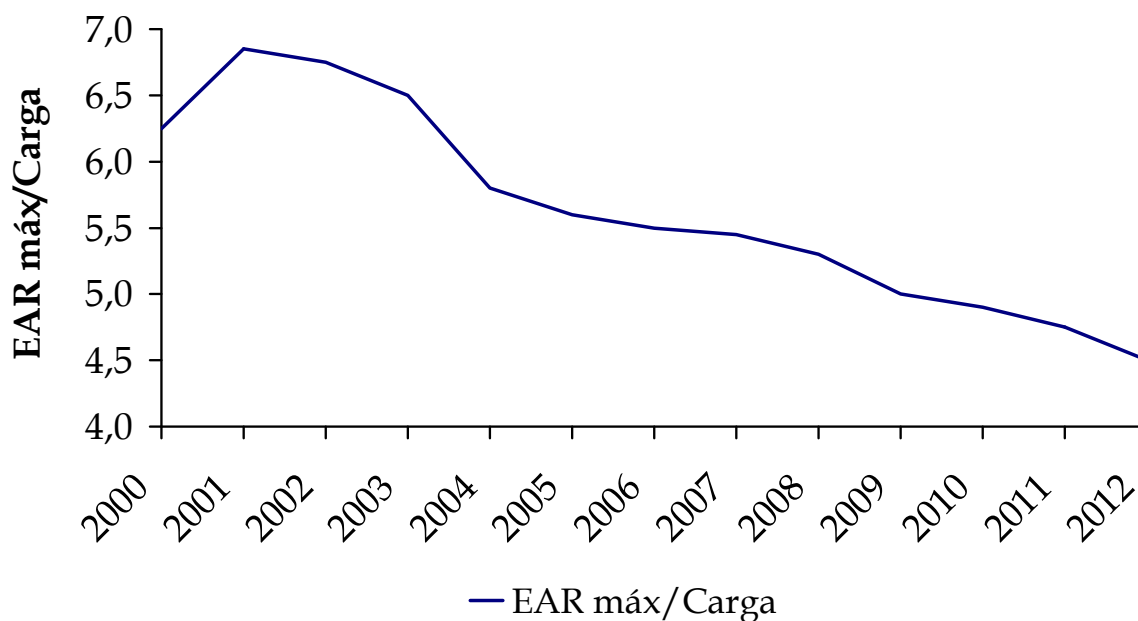
**Gráfico 20: Relação área/potência histórica comparada com a das novas usinas
(em km²/MW)**



Fonte: Confederação Nacional da Indústria.

Podemos ver pelo gráfico que a relação área/potência média das novas usinas é 0,06 km²/MW, enquanto a média do Brasil em 2007 era 0,51 km²/MW, isto é, 8,5 vezes mais.

Gráfico 21: Evolução da capacidade de regularização dos reservatórios



Fonte: Chipp.

De acordo com a Confederação Nacional da Indústria, a capacidade máxima de armazenamento e a energia afluente média, que é uma medida da capacidade de transferência de energia entre períodos, cairá de 41% para 31% até 2020. Este fato fica latente com a construção da mega usina de Belo Monte, que terá 11.233 MW de capacidade instalada mas gerará, em média (energia assegurada) 4.571 MW por ano. Belo Monte, por ser uma usina a fio d'água, exigirá uma mudança na operação do sistema elétrico. De acordo com a PSR Consultoria, a entrada em operação de Belo Monte (gradual a partir de 2015) exigirá alteração na operação do sistema Sudeste/Centro-Oeste, que possui grande capacidade de regularização do estoque de água.

As usinas da região terão de economizar água dos reservatórios durante o período chuvoso para atender ao consumo na época em que Belo Monte reduzirá sua produção, na seca. Na avaliação do diretor da PSR Consultoria, José Rosenblatt, esse tipo de

operação vai aumentar a chance de verter a água dos reservatórios do Sudeste/Centro-Oeste, que hoje representam 71% do sistema nacional. "Além disso, o aumento da geração no período seco significa que os lagos das hidrelétricas provavelmente vão terminar o período seco mais vazios do que hoje", diz o executivo, se referindo a dados do próprio Plano Decenal. Ou seja, a operação do sistema elétrico brasileiro ficará mais complexa a partir de agora e exigirá uma série de manobras para suprir o vácuo das hidrelétricas sem reservatório, nos momentos de seca. ("Belo Monte vai mudar operação do sistema elétrico", O Estado de S.Paulo, 20 de junho de 2011).

- iii) as fontes alternativas têm barateado nos últimos anos (eólicas principalmente)³⁴, porém estas seriam apenas fontes complementares de geração³⁵. A biomassa poderá desapontar no futuro, pois hoje a maioria dos geradores independentes de biomassa são as próprias usinas de cana-de-açúcar e etanol que queimam o bagaço da cana para gerar energia. No entanto, hoje se pesquisa a possibilidade de gerar etanol a partir do bagaço de cana-de-açúcar³⁶. Se isso de fato se tornar viável em grande escala, nós nos perguntamos se as usinas de açúcar/etanol não prefeririam usar bagaço para gerar etanol ao invés de eletricidade;

Apesar da clara complementaridade das usinas eólicas e das térmicas a biomassa, o diretor da PSR pondera que estas são fontes sazonais de geração. "Ambas as fontes dependem de fatores aleatórios. Enquanto a eólica depende do vento, a biomassa depende da água. Isso porque se as chuvas ocorrerem na época de

³⁴ "Venda de Energia eólica surpreende em leilão", O Estado de São Paulo, 27 de agosto de 2010.

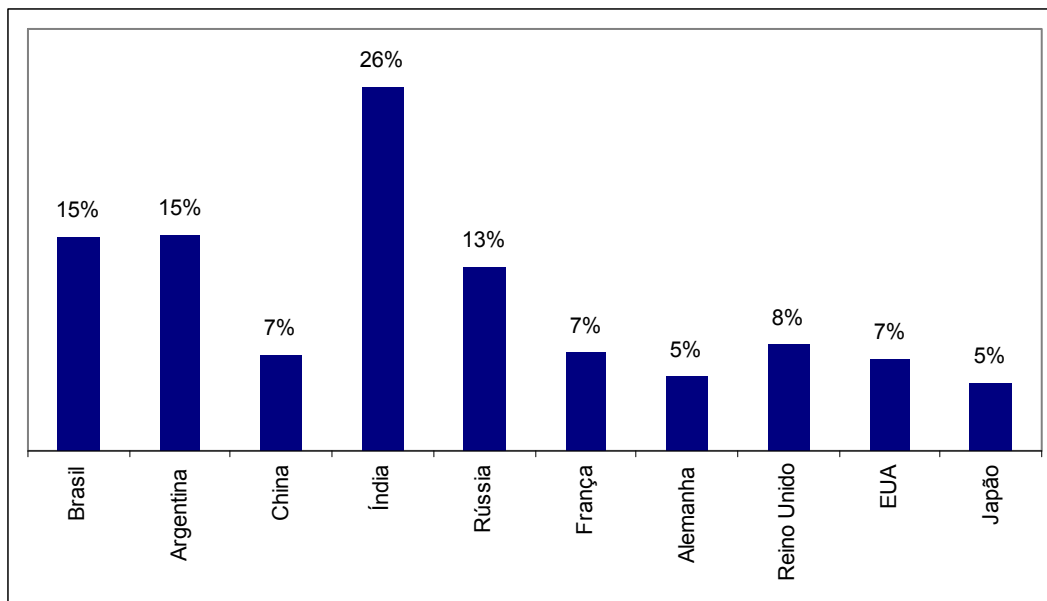
³⁵ Especialistas afirmam que energias renováveis como eólica, solar e biomassa não devem ser entendidas como fontes alternativas e, sim, como fontes complementares. Uma das vantagens dessas três matrizes limpas é que seus potenciais aumentam no período de secas – justamente quando as hidrelétricas diminuem a sua capacidade de produção. "Leilões: mercado questiona uso de renováveis p/complementar hídricas", Agência Estado, 24 de agosto de 2010.

³⁶ "Petrobras pesquisa etanol de bagaço de cana", Agência Brasil, 24 de agosto de 2010.

safrá, isso atrasa a colheita da cana-de-açúcar”, explica. O mesmo não ocorre com as térmicas movidas a gás natural e a carvão, que estão disponíveis para gerar energia a qualquer momento. “Essas térmicas não têm o problema do combustível, apesar do custo mais elevado e do impacto ambiental”, afirma Trinkenreich. [...] Por terem um custo de geração menor, os projetos eólicos e as térmicas a biomassa diminuem a probabilidade de as térmicas a óleo, mais caras e sujas, entrarem em operação. “O MME vislumbrou nas fontes alternativas um meio de corrigir um erro no planejamento”, comenta o executivo da PSR. O problema é que, hoje, as eólicas e as térmicas a biomassa não seriam suficientes, sozinhas, para complementar as hidrelétricas. (“Leilões: mercado questiona uso de renováveis p/complementar hídricas”, Agência Estado, 24 de agosto de 2010.)

- iv) aumentar a oferta de energia através do aumento da eficiência energética é algo a longo prazo. O Brasil está atrás de muitos países nesse quesito (veja gráfico na próxima página). O MME deverá lançar até o final do ano o Plano Nacional de Eficiência Energética (PNEF).

Gráfico 22: Perdas na distribuição como porcentagem da oferta (2007)



Com dados da IEA – International Energy Agency.

O Plano Nacional de Eficiência Energética (PNEF) deverá ser lançado antes do fim do ano, segundo projeções do Ministério de Minas e Energia. De acordo com o diretor de Departamento de Desenvolvimento Energético do MME, Hamilton Moss, o plano está em fase final de elaboração. [...] "Temos uma meta de 106 TWh de economia em 2030 e isso é um desafio muito grande. Esse montante é equivalente ao consumo residencial atual em um ano no país". "Plano de Eficiência Energética será lançado antes do fim do ano, segundo MME", CanalEnergia, 16 de junho de 2010.

Tendo isso em vista, e principalmente pelo motivo (ii), nós acreditamos que o governo não conseguirá seguir exatamente o que está previsto no PDE 2019 aprovado e no PDE 2010 em consulta pública. Portanto, irá incluir termelétricas (principalmente movidas a gás natural oriundo das recentes descobertas no pré-sal) nos próximos leilões dado que, historicamente, o licenciamento ambiental de projetos hidrelétricos demoram mais que o previsto. Logo, achamos bem possível que o governo federal será “obrigado”

por motivos de *force majeure* a aceitar inclusão de térmicas para garantir o suprimento de energia com cinco anos de antecedência, como determina a legislação vigente³⁷.

Nossos cenários, que levam em conta o potencial de 77.000 MW de geração hidráulica passível de aproveitamento e a continuidade da expansão eólica e a biomassa em ritmo igual ao projetado pelo governo no PDE 2019, mostraram que um crescimento anual de demanda de energia igual ou superior a 4% a partir de 2019 (vide páginas 64, 65 e 66) necessitará a licitação de usinas termelétricas adicionais, a não ser que o governo consiga:

- i) ampliar o potencial aproveitável de geração hidrelétrica acima de 77.000 MW, enfrentando as dificuldades de licenciamento ambiental;
- ii) aumentar sensivelmente a expansão programada de usinas eólicas e/ou a biomassa, sazonais e com fator de capacidade inferior às outras fontes, para fazer frente à demanda crescente no futuro.

No caso da expansão termelétrica, acreditamos que o governo priorizará o uso do gás natural, como já adiantado pelo presidente da EPE, Maurício Tolmasquim, dadas as atuais circunstâncias em que o gás natural torna-se mais barato e competitivo com o aumento da oferta do insumo com as recentes descobertas do pré-sal pela PETROBRAS. Também acreditamos que o governo poderá inserir a geração termoelétrica na base, ao contrário do que é feito hoje, para aumentar a confiabilidade do sistema.

³⁷ Ver “Ambiente de Contratação Regulado (ACR)” na página 17.

Conclusão

Embora a utilização primordial da hidroeletricidade complementada por fontes alternativas seja facilmente justificável do ponto de vista econômico e ambiental, a construção de termelétricas é imprescindível para adicionar capacidade de geração com alto grau de confiabilidade para garantir energia ao país e manter seu crescimento econômico no futuro, sem depender em larga medida de fatores climáticos para a geração de eletricidade.

Nossa análise de cenários mostrou que um crescimento do PIB de 4% ou mais de 2019 adiante (isto é, além do horizonte contemplado pelo PDE 2019) exigirá a retomada de leilões de usinas movidas a combustíveis fósseis (com priorização ao gás natural), e se possível com geração na base.

Tendo em vista, portanto, a nova realidade da economia brasileira de taxas mais elevadas e contínuas de crescimento que se apresenta para os próximos anos, as restrições ambientais para o avanço da geração hidrelétrica acima de 77 GW indicados pelo PNE 2030 e o baixo fator de capacidade das fontes alternativas, o governo terá de incluir no futuro mais termelétricas na matriz de geração elétrica para evitar um risco de racionamento de energia.

As fontes renováveis, principalmente a hidráulica, oferecem custos mais baixos para seu aproveitamento ao passo em que são inegavelmente mais limpas quando comparadas às outras alternativas. Nesse caso, o custo de geração se sobrepõe no *trade-off* em favor da hidroeletricidade enquanto esta é passível de aproveitamento. A partir de determinado momento, quando se esgota o potencial aproveitável da hidroeletricidade, o governo, como ente planejador da expansão energética nacional, deverá olhar o termo “segurança de suprimento” com mais atenção e acabará “aceitando” a inclusão de fontes térmicas no sistema de geração para garantir oferta de energia elétrica para a continuidade da expansão e do desenvolvimento socioeconômico.

Bibliografia

AMARAL FILHO, J.B.S. *A reforma do setor elétrico brasileiro e a questão da modicidade tarifária*. Campinas: UNICAMP. Instituto de Economia, 2007 (Tese, Doutorado).

ANEEL (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA) – Criada em 1996, é a agência regulatória do setor elétrico. Legislação, Resoluções, ‘Notas Técnicas’, ‘Notas Técnicas Complementares’ e ‘Anexos’ de Audiências Públicas das Revisões Tarifárias estão disponíveis em: <http://www.aneel.gov.br/>

_____ *Atlas de Energia Elétrica do Brasil*. 3a edição. Brasília, 2008.

BURATINI, R. *Expansão da Oferta e Tarifas Crescentes: Dois Desafios do Setor Elétrico Brasileiro*.

CASTRO, N.J.; BRANDÃO, R. *A seleção de Projetos nos Leilões de Energia Nova e a Questão do Valor da Energia*. GESEL/IE/UFRJ. Rio de Janeiro, 2009.

CASTRO, N.J.; DANTAS, G.A.; LEITE, A.L.S.; BRANDÃO, R.; TIMPONI, R.R. *Consideraciones sobre las Perpectivas de la Matriz Eléctrica Brasileña*. Texto de Discussão n. 19. GESEL/IE/UFRJ. Rio de Janeiro, 2010.

CCEE (CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA) - Dados sobre leilões de energia e preços de curto prazo estão disponíveis em: <http://www.ccee.org.br/>

_____ *Seminário Meio Ambiente e Setor Elétrico: Oportunidades e Desafios*. Rio de Janeiro, 2009.

CENTRO DE ESTUDOS ECONOMICOS DO SETOR ENERGETICO (CEE) – Associação sem fins lucrativos, com gestão privada, resultado de uma associação entre a

FGV-RJ e a PSR. Tem como missão de apoiar o desenvolvimento sustentável da indústria de energia. <http://www.cee.net.br/>

CEPEL (CENTRO DE PESQUISAS DE ENERGIA ELÉTRICA) – Criado em 1974 como uma sociedade sem fins lucrativos, é ligado ao Sistema Eletrobrás e vinculado ao MME e desenvolve estudos científico-tecnológicos sobre o setor elétrico brasileiro. <http://www.cepel.br/>

_____. *Atlas do Potencial Eólico Brasileiro*. 2001.

_____. *Atlas Solarimétrico do Brasil*. 2000.

CHIPP, Hermes. Procedimentos Operativos para Assegurar o Suprimento Energético do SIN. Apresentação no GESEL-IE-UFRJ, Rio de Janeiro, 9 de Julio 2008.

Confederação Nacional da Indústria. *A indústria e o Brasil: energia e competitividade na era do baixo carbono*. Brasília, 2011.

CPFL ENERGIA – O maior grupo privado do setor elétrico, detém empresas que atuam principalmente na geração e distribuição de energia elétrica. Apresentações e dados setoriais estão disponíveis em <http://www.cpfl.com.br/> na seção “Relações com Investidores”.

ELETROBRAS – Dados setoriais disponíveis em <http://www.eletrobras.com/>

EPE (EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA) – Criada em 2004, é uma autarquia federal vinculada ao Ministério de Minas e Energia (MME) responsável pelo planejamento do setor energético no país. <http://www.epe.gov.br/>

IMPSA – Empresa argentina com atuação global que produz equipamentos para usinas hidrelétricas (turbinas) e eólicas (aerogeradores) e também participa como geradora. <http://www.impsa.com/>

INTERNATIONAL ENERGY AGENCY (IEA) – Organização intergovernamental que atua como conselheiro de política energética para os países membros. Estatísticas mundiais sobre energia estão disponíveis em: <http://www.iea.org/>

KELMAN, J. *Relatório Da Comissão De Análise Do Sistema Hidrotérmico De Energia*. Brasília, 21 de julho de 2001.

MME (Ministério de Minas e Energia) – Criado em 1960, extinto em 1990 e recriado em 1992, hoje possui competências sobre as áreas de geologia; recursos minerais e energéticos; aproveitamentos de energia hidráulica, mineração e metalurgia; petróleo, gás natural, combustíveis e energia elétrica, incluindo a nuclear. <http://www.mme.gov.br/>

_____ *O Novo Modelo do Setor Elétrico*. Cartilha. 2003.

_____ *Plano Decenal de Expansão de Energia 2019*. Colaboração da Empresa de Pesquisa Energética. Brasília, 2010.

_____ *Plano Nacional de Energia 2030*. Colaboração da Empresa de Pesquisa Energética. Brasília, 2007.

_____ *O Empreendimento De Belo Monte E O Planejamento E A Expansão Do Sistema Elétrico Brasileiro*. Workshop Belo Monte para Jornalistas. Brasília, 17/05/2011.

ONS (OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO) – Dados de carga de energia no SIN, situação dos reservatórios, boletins do sistema, mapas e outros dados operativos estão disponíveis em: <http://www.ons.org.br/>

PSR – Consultoria privada especializada no setor elétrico brasileiro. <http://www.psr-inc.com.br/>

SHELL – Scenarios: An Explorer's Guide. Shell International BV. 2008.

IMPRENSA – O Estado de São Paulo, Agência Estado, CanalEnergia, Folha de São Paulo, Valor Econômico, entre outros.