
Programa Energia Transparente

Monitoramento Permanente dos Cenários de Oferta e do Risco de Racionamento

2ª Edição – Julho de 2007

Realização



Disponível em www.acendebrasil.com.br

Índice

1	SOBRE O PROGRAMA ENERGIA TRANSPARENTE	4
1.1	Motivação	4
1.2	Objetivo	5
1.3	Formato.....	5
2	SUMÁRIO EXECUTIVO DA 2ª EDIÇÃO	6
2.1	Iniciativas do governo de abril a julho/2007	6
2.2	Necessidade de contratação de nova capacidade.....	7
2.3	Instrumentos para induzir a contratação de novas usinas.....	9
2.4	Riscos de decretar racionamento	10
3	RESUMO DOS PRINCIPAIS CONCEITOS UTILIZADOS NO ESTUDO.....	11
4	TERMO DE COMPROMISSO PETROBRAS / ANEEL	14
4.1	Antecedentes.....	14
4.2	O Termo de Compromisso	14
5	LEILÃO DE FONTES ALTERNATIVAS	16
5.1	Contratação incentivada de consumidores regulados	16
5.2	Restrições de transmissão em Goiás e Mato Grosso	17
6	BALANÇO DE ENERGIA FIRME	18
6.1	Cenários de demanda.....	20
6.2	Cenários de oferta.....	20
6.3	Casos analisados	21
6.4	Balanço oferta <i>versus</i> demanda	21
6.5	Conclusões.....	25
7	INSTRUMENTOS PARA CONTRATAÇÃO DE NOVA CAPACIDADE.....	26
7.1	Contratação no ACR.....	26
7.2	Contratação no ACL.....	27
7.3	Contratação de Reserva	27
8	RISCO DE DECRETAR RACIONAMENTO	28
8.1	Análise de sensibilidade: risco com os leilões A-3 de 2007 e 2008	30
8.2	Como interpretar o risco de racionamento.....	31
	ANEXO A – CONSTRUÇÃO DOS CENÁRIOS DE OFERTA E DEMANDA	32
A.1	– Descrição geral dos cenários de oferta de energia elétrica	32
A.2	– Usinas com restrições para implantação	32
A.3	– Curva de aversão ao risco	34
A.4	– Definição do Cenário de Oferta de “referência” e “atrasos”	35
A.5	– Cenários de demanda de energia elétrica.....	36

A.6 – Resumo das configurações oferta e demanda	36
ANEXO B – EXPANSÃO DA OFERTA DE ENERGIA – CASO “REFERÊNCIA”	37
ANEXO C – EXPANSÃO DA OFERTA DE ENERGIA – CASO “ATRASOS”	43
ANEXO D – PROJEÇÃO DE DEMANDA.....	48
ANEXO E – BALANÇO “OFERTA <i>VERSUS</i> DEMANDA” DE GARANTIA FÍSICA	49

1 SOBRE O PROGRAMA ENERGIA TRANSPARENTE

1.1 Motivação

A energia elétrica é um insumo fundamental tanto para o crescimento econômico como para a qualidade de vida da população. Portanto, é natural que o tema “segurança de suprimento” esteja no foco das atenções do governo, indústria e público em geral.

No lado do governo, a segurança de suprimento é analisada periodicamente pelo Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE), presidido pelo Ministério de Minas e Energia e com participação das principais agências setoriais: Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), Operador Nacional do Sistema (ONS), Empresa de Pesquisa Energética (EPE) e Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE). Devido à importância do gás natural para a geração de energia elétrica, a Petrobras também vem participando ativamente das reuniões do CMSE.

Além das análises governamentais, vêm sendo realizados e divulgados estudos promovidos por federações industriais, associações de agentes do setor elétrico e centros universitários.

De uma maneira geral, as análises divulgadas pelo governo¹ indicam uma situação de abastecimento tranqüila até 2011. Em contraste, boa parte dos demais estudos sinalizam preocupações com riscos maiores de “apagão” a partir de 2009 ou 2010.

A primeira explicação para diferenças nos resultados de estudos é, naturalmente, o uso de premissas diferentes quanto à demanda e oferta futuras.

Entretanto, como foi mostrado na 1ª edição do Programa Energia Transparente (disponível em www.acendebrasil.com.br), observam-se diferenças nos riscos de “apagão” apresentados pelo governo e por outras entidades **mesmo quando os cenários de oferta e demanda utilizados nos estudos são quase idênticos.**

Além disto, desde o final de 2006 vêm sendo divulgadas controvérsias sobre segurança de suprimento entre agências do próprio governo, como, por exemplo: 1) a reação do MME a uma nota interna do Ministério da Fazenda², sobre a necessidade de reforços de geração devido ao PAC; 2) a divergência envolvendo ANEEL, MME, consumidores livres e outros agentes com relação à retirada das térmicas a gás dos cenários de oferta utilizados pelo ONS para o planejamento da operação e CCEE para formação de preços de curto prazo.

Mais recentemente, o senador Aloísio Mercadante (PT), presidente da Comissão de Assuntos Econômicos (CAE) do Senado, divulgou um estudo em que externa preocupações com o risco de decretar racionamento em 2010 e 2011.

¹ Principalmente MME e EPE. Até hoje as atas com os resultados das discussões das reuniões do CMSE não são publicadas. Apenas as pautas das reuniões são divulgadas.

² Mais precisamente, da Secretaria de Acompanhamento Econômico (SAE) daquele ministério.

1.2 Objetivo

A existência de resultados desencontrados sobre a segurança de suprimento confunde a opinião pública e afeta a transparência das discussões sobre um tema de grande importância para o país.

O objetivo do Programa Energia Transparente é contribuir para que a avaliação das condições de suprimento seja a mais realista possível, e para que haja uma comunicação cada vez mais efetiva entre governo, agentes do setor de eletricidade e gás e a sociedade.

1.3 Formato

O Programa Energia Transparente realiza o monitoramento permanente dos cenários de oferta e de risco de racionamento:

- de forma permanente e periódica (edições trimestrais);
- com base numa avaliação técnica feita por especialistas com experiência e reconhecimento técnico nacional e internacional (PSR);
- a partir de dados oficiais da ANEEL (Agência Nacional de Energia Elétrica) e do ONS (Operador Nacional do Sistema Elétrico);
- utilizando metodologia transparente e replicável.

2 SUMÁRIO EXECUTIVO DA 2ª EDIÇÃO

Os principais objetivos da 2ª edição do Programa Energia Transparente são:

1. Descrever as iniciativas do governo referentes à oferta de energia elétrica que foram implementadas desde a 1ª edição do Programa Energia Transparente (divulgado em abril de 2007). Estas iniciativas são:
 - O Termo de Compromisso (TC) assinado entre Petrobras e ANEEL em 4 de maio de 2007;
 - O Leilão de Energias Alternativas, realizado em 18 de junho de 2007.
2. Estimar a nova capacidade de geração que deve ser contratada e entrar em operação até 2011. Esta estimativa é feita através do balanço de demanda prevista e oferta de energia firme³, que utiliza as informações do item 1.
3. Analisar os instrumentos comerciais e regulatórios utilizados para induzir e/ou viabilizar a entrada da nova capacidade identificada no item 2, tanto no ambiente de contratação regulada (ACR) como no ambiente de contratação livre (ACL).
4. Estimar o risco de racionamento que resultaria caso a geração adicional identificada no item 2 não seja viabilizada, por exemplo, por problemas nos instrumentos de contratação descritos no item 3.

Os principais resultados referentes a cada um dos itens acima são apresentados a seguir.

2.1 Iniciativas do governo de abril a julho/2007

2.1.1 Termo de Compromisso (TC) Petrobras / ANEEL

- O principal objetivo do Termo de Compromisso (TC) Petrobras / ANEEL foi produzir um cronograma de garantia de disponibilidade das térmicas a gás natural de 2007 a 2011. A assinatura do TC foi um evento relevante para o setor elétrico, pois traz maior previsibilidade aos balanços de oferta e demanda e à operação das usinas⁴.
- Observou-se uma redução de cerca de 1.100 MW médios na energia firme total das térmicas a gás natural incluídas no TC⁵ (de 4.200 MW médios para 3.100 MW médios). O item 4.2 esclarece as razões da redução. Como será visto no item 2.2, esta redução na

³ O conceito de energia firme, que é fundamental para as análises realizadas neste documento, foi descrito em detalhe na 1ª edição do Programa Energia Transparente e está resumido no capítulo 3, “Principais conceitos utilizados”.

⁴ Como descrito na 1ª Edição do Programa Energia Transparente, o planejamento da operação das usinas hidrelétricas, realizado mensalmente pelo ONS, requer previsões da oferta e demanda para os cinco anos seguintes.

⁵ A regulamentação do setor elétrico determina que a energia firme das usinas geradoras seja reajustada se houver uma mudança em seus parâmetros operativos. No caso das usinas termelétricas, um destes parâmetros é seu custo variável unitário de operação (CVU). Como parte dos acordos do TC, a Petrobras reajustou os CVUs de suas térmicas não contratadas, pois a maior parte dos mesmos estava defasada em relação à realidade dos preços de combustível. O MME, seguindo a regulamentação, determinou o ajuste correspondente nas energias firmes.

oferta existente afeta a estimativa da necessidade de nova capacidade de geração até 2011.

2.1.2 *Leilão de energias alternativas*

O leilão de energias alternativas adicionou pouco menos de 200 MW médios de energia firme ao sistema, enquanto a expectativa governamental era de que seriam adicionados 1.000 MW médios ao sistema. As principais razões para esta frustração foram:

- **Contratação incentivada com fontes alternativas** – Este tipo de contratação, recentemente regulamentado pela ANEEL, estabelece que consumidores regulados com consumo superior a 500 kW (por exemplo, um supermercado) receberão um desconto de 50% em sua tarifa de serviços da distribuidora⁶ se contratarem sua energia com fontes alternativas. Como este desconto é substancial, da ordem de 75 R\$/MWh, estes consumidores regulados puderam oferecer preços atraentes às energias alternativas, superiores ao “teto” do leilão de fontes alternativas⁷. À primeira vista, esta contratação amenizaria a frustração do leilão de fontes alternativas, pois o resultado prático seria a entrada de nova oferta firme no sistema, só que de uma maneira diferente. **Observa-se, entretanto, que a legislação determina que o desconto de 50% na tarifa de fio do comprador na contratação incentivada seja compensado por um aumento de tarifa dos demais consumidores da mesma distribuidora, como por exemplo os consumidores residenciais.** Em outras palavras, há uma transferência de custos entre consumidores que deve ser levada em conta quando se avaliam os benefícios e custos desta modalidade de contratação.
- **Restrições de transmissão para bioeletricidade**⁸ - Há dezenas de novas usinas de cana de açúcar em construção no país, em particular na região de Goiás e Mato Grosso do Sul. O potencial de produção destas usinas é bastante significativo: cerca de 1800 MW médios de energia firme. Apesar do montante relevante, elas não puderam se inscrever no leilão porque há restrições na rede de transmissão para o escoamento desta energia.

2.2 Necessidade de contratação de nova capacidade

Um dos objetivos principais do modelo do setor elétrico é induzir a contratação eficiente de nova oferta que atenda à demanda prevista dentro dos critérios de garantia de suprimento. Estes objetivos são atingidos através de duas regras básicas:

1. A cada ano, todos os consumidores, regulados e livres, devem estar 100% contratados com geradores ou comercializadoras;
2. Embora os contratos sejam instrumentos financeiros, eles só podem ser registrados se houver uma geração *física* que sirva como respaldo (“lastro”) dos mesmos⁹.

⁶ A tarifa de um consumidor regulado tem duas parcelas: (i) “energia”, onde a distribuidora repassa os custos de contratação de energia nos leilões regulados; e (ii) TUSD – Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição, também conhecida como “tarifa de fio”, que remunera a distribuidora pelos investimentos na rede de distribuição e outros serviços. O desconto de 50% da contratação incentivada se refere à parcela (ii), TUSD.

⁷ Os “preços-teto” estabelecidos para o leilão foram de 135 R\$/MWh para PCHs e 140 R\$/MWh para co-geração e eólicas.

⁸ Co-geração com cana de açúcar.

⁹ Por exemplo, uma geradora só pode assinar um contrato de suprimento de 200 MW médios com um consumidor se tiver disponível uma capacidade de geração firme de pelo menos 200 MW médios.

Se ambos os requisitos legais forem cumpridos, a oferta total de energia firme do sistema será sempre maior ou igual à demanda, isto é, o sistema estará equilibrado em termos estruturais. Uma propriedade importante de um sistema equilibrado, e que motivou o estabelecimento destas regras, é que o *critério de segurança* de suprimento estará atendido¹⁰.

O fato de o modelo setorial requerer que a oferta firme total seja maior ou igual à demanda prevista nos permite estimar a necessidade de nova capacidade firme de geração. Basta calcular a *diferença* entre:

- a oferta firme disponível (soma das energias firmes de todos os geradores existentes ou que entrarão em operação até aquele ano) e
- a demanda prevista.

Se a diferença for positiva ou nula, a segurança estrutural de suprimento está garantida, e não é necessário adicionar nova capacidade. Se a diferença for negativa, já não se pode garantir a segurança estrutural, e é necessário construir capacidade suficiente para restaurar o equilíbrio entre oferta firme e demanda.

Assim como no feito na 1ª edição do Programa Energia Transparente, este balanço estrutural foi realizado para quatro casos, resultantes da combinação de:

- (i) dois cenários de demanda: *Baixa* - para um crescimento do PIB de 4% ao ano até 2011; e *Referência* - associado a um crescimento do PIB de 4,8% ao ano; e
- (ii) dois cenários de oferta firme disponível: *Referência* – considera a entrada de todos os equipamentos previstos para o período 2007-2011, sem qualquer atraso ou frustração na oferta prevista; e *Atraso* – são representados alguns atrasos no cronograma de construção das usinas hidrelétricas e a frustração de parte do Proinfa.

Observa-se que todos os dados de previsão de demanda e de oferta disponível foram extraídos de fontes oficiais¹¹. Os principais resultados destes balanços foram:

- Se o PIB crescer 4%, e supondo que não há nenhum atraso nos cronogramas de construção em andamento, será necessário construir 1.400 MW médios (energia firme) em nova geração até 2011. Como referência, este montante equivale a 70% da energia firme da usina hidrelétrica de Santo Antônio (parte do complexo do Rio Madeira).
- Se o PIB crescer 4,8% ao ano, será necessário contratar 3.100 MW médios (energia firme) em nova geração até 2011. Este montante equivale à soma das energias firmes de Santo Antônio e da usina nuclear de Angra 3.
- Nos casos de atrasos na construção, as necessidades de nova geração firme passam a ser 2.000 MW médios (PIB de 4%) e 3.700 MW médios (PIB de 4,8%).

¹⁰ Mais precisamente, se a operação de um sistema equilibrado for simulada para um grande número de cenários hidrológicos, o risco de déficit (porcentagem dos cenários simulados onde houve dificuldades de abastecimento) será inferior a 5%, que é o valor considerado aceitável.

¹¹ Os cenários de demanda correspondem aos do Plano Decenal de Expansão da Empresa de Pesquisa Energética (EPE) do MME. Por sua vez, a oferta disponível foi extraída do cronograma de entrada em operação de novos geradores, constante do Plano Mensal de Operação (PMO) 2007-2011 de julho de 2007, do Operador Nacional do Sistema (ONS).

2.3 Instrumentos para induzir a contratação de novas usinas

2.3.1 Contratação no ACR e ACL

Os custos de construção de uma usina geradora de 500 MW podem exceder 1 bilhão de reais. Para reduzir os riscos deste tipo de empreendimento, os investidores e os agentes financiadores requerem contratos de suprimento de longo prazo com os consumidores.

Como visto no item 2.2, as regras do setor elétrico enfatizam a importância da contratação como instrumento para viabilizar a entrada de nova capacidade. A legislação estabelece dois *ambientes de contratação*:

- (i) *Regulado* (ACR), que abrange os consumidores das distribuidoras, correspondente a 75% da demanda de energia brasileira; e
- (ii) *Livre* (ACL), que abrange os demais 25%.

O instrumento principal¹² de contratação de nova capacidade no ACR é a chamada licitação de energia nova. A cada ano, a ANEEL promove dois leilões de contratos: (i) A-5, que contrata nova capacidade que deve entrar em operação cinco anos depois; e (ii) A-3, para nova capacidade que deve entrar em operação num prazo de três anos. O montante total de energia a ser contratado em cada leilão é igual à soma das previsões de aumento da demanda informadas pelas distribuidoras.

Já os consumidores do ACL podem negociar diretamente a forma e duração de seus contratos. A obrigação de estar 100% contratado a cada ano também é válida no ACL.

2.3.2 Montantes a contratar no ACR e ACL

Como a segurança de suprimento do país depende da capacidade total de nova geração, e como a viabilização desta capacidade, por sua vez, requer contratações bem sucedidas tanto no ACR como no ACL, **conclui-se que é necessário monitorar a eficácia de ambos os ambientes.**

Supondo que é necessário aportar 3.100 MW médios de nova capacidade firme até 2011¹³, estimou-se quais montantes seriam de responsabilidade respectivamente do ACR e do ACL.

No que se refere ao ACR, observa-se inicialmente que os leilões A-5 de 2007 em diante já não aportariam nova capacidade até 2011¹⁴. Quanto aos leilões A-3, ainda haveria duas oportunidades: o leilão de 2007, previsto para 26 de julho, que aportará reforços para 2010; e o A-3 de 2008, ainda a ser marcado, que aportará reforços para 2011. Estimou-se então que os leilões A-3 aportariam no máximo 1.600 MW médios de nova capacidade firme de geração¹⁵.

¹² Um segundo instrumento de contratação para o ACR, o leilão de energias alternativas, estava previsto na Lei 10.848 mas só foi regulamentado em 2007. Pelas razões já comentadas, este leilão não alcançou o êxito esperado.

¹³ Esta estimativa resulta do balanço de demanda e energia firme do caso 2: PIB de 4,8%, sem atraso na oferta.

¹⁴ A data mínima de entrada para a geração contratada num leilão A-5 é 2012 (2007 + 5 anos de construção).

¹⁵ Inicialmente, calculou-se a máxima demanda que seria pedida pelas distribuidoras nos leilões A-3 em 2007 e 2008 como 2% da demanda observada em 2006 e 2005, respectivamente. A razão é que a legislação prevê penalidades se os montantes pedidos excederem estes limites. Em seguida, somou-se cerca de 800 MW médios à demanda de 2007, que corresponde à demanda frustrada do leilão de energias alternativas. Finalmente, subtraiu-se da mesma demanda de 2007 cerca de 600 MW médios que representam a oferta de energia firme das

A partir da estimativa da energia nova sob responsabilidade do ACR, estimou-se por subtração o montante que deveria ser contratado no ACL: $3100 - 1600 = 1400$ MW médios.

O histórico de contratações no ACR é positivo, com vários leilões A-3 e A-5 já realizados. Por outro lado, há algumas preocupações com o processo de contratação por parte do ACL, que não vem ocorrendo no ritmo desejado. Recomenda-se portanto uma análise especial, por parte do governo, do ritmo de contratação e de eventuais problemas enfrentados por este segmento.

2.3.3 Contratação de reserva

Um instrumento recente de adição de nova capacidade é a chamada contratação de reserva, prevista na Lei do PAC (Lei 11.488), mas ainda não regulamentada. Esta lei dá ao Ministério de Minas e Energia a faculdade de organizar leilões para a contratação de capacidade de geração adicional, e pode portanto ser utilizada para complementar a oferta caso se observe alguma frustração na contratação de energia com os instrumentos usuais.

Observa-se, entretanto, que a Lei estabelece que o custo desta geração de reserva será rateado igualmente entre os consumidores regulados e livres. Uma consequência indesejável deste tipo de rateio é que, se um dos ambientes de contratação for desproporcionalmente responsável pela frustração na oferta, os consumidores dos setor regulado, que “fez seu dever de casa”, poderão ser onerados injustamente. É necessário desenvolver instrumentos, na regulamentação da lei, que evitem este tipo de problema.

2.4 Riscos de decretar racionamento

Os riscos de racionamento apresentados neste estudo sinalizam o que *poderá ocorrer* se não for construída a nova capacidade que leva ao equilíbrio da oferta e da demanda. **Estes riscos representam, portanto, um sinal de alerta para que sejam acionados os instrumentos que assegurem nova oferta que possa evitar um racionamento, e não um sinal de alarme indicando que a sociedade deveria se conformar com a falta de energia.**

Os principais resultados da análise de risco são:

- Para o cenário de demanda baixa (PIB de 4%) e de oferta sem atraso na construção, o risco de racionamento em 2011 seria de 16,5%.
- Para o cenário de demanda de referência (PIB de 4,8%), e de oferta novamente sem atraso, este risco passaria para 28%.
- Nos casos de atrasos na construção, os riscos seriam respectivamente 21% (PIB de 4%) e 32% (PIB de 4,8%).

Conclui-se que é importante viabilizar a nova oferta até 2011, sob pena de riscos muito elevados de racionamento.

chamadas usinas “Botox”, que são usinas já contabilizadas no cenário de oferta do ONS, mas que ganharam o direito de concorrer em leilões de energia nova. A subtração evita dupla contagem da oferta.

3 RESUMO DOS PRINCIPAIS CONCEITOS UTILIZADOS NO ESTUDO

Apresenta-se a seguir um resumo dos principais conceitos utilizados no estudo, e que foram detalhados na 1ª edição do Programa Energia Transparente (disponível em www.acendebrasil.com.br).

1. Qual é o horizonte para a análise de segurança de suprimento?

Cinco anos. O presente estudo, por exemplo, abrange os anos de 2007 a 2011.

2. Por que foi escolhido um período de cinco anos?

Porque só faz sentido discutir “risco de decretar racionamento” num período em que a maior parte da oferta de energia já está em construção e as opções de reforços adicionais são mais limitadas.

Exemplo: como o tempo de construção de uma usina hidrelétrica é cerca de cinco anos, isto significa que uma hidrelétrica cuja decisão de construção fosse tomada agora só entraria em operação a partir de 2012, e já não poderia contribuir para a segurança de suprimento até 2011. Este é o caso, por exemplo, das usinas hidrelétricas do complexo do Rio Madeira.

Para um horizonte além de cinco anos, a partir de 2012, o leque de opções de reforços se amplia, bem como o tempo para se colocar nova oferta. Portanto, passa a ter menos sentido falar de risco de suprimento, e a questão principal passa a ser que tipo de usinas serão construídas (carvão, nuclear, hidrelétricas do Rio Madeira etc.) e qual é o preço estimado das mesmas.

3. É possível reforçar a oferta até 2011?

Sim. Usinas termelétricas (movidas a gás natural, óleo diesel, óleo combustível e a carvão), co-geração com biomassa de cana de açúcar (bioeletricidade), pequenas centrais hidrelétricas e usinas eólicas podem ser construídas em três anos ou menos tempo. O desafio, entretanto, consiste em viabilizar os empreendimentos de maior eficiência econômica para a sociedade, uma vez que o custo de cada uma das opções acima é muito diferente. No limite, não haveria necessidade de planejamento se o desequilíbrio estrutural fosse permanentemente “resolvido” com soluções conjunturais do tipo “usinas emergenciais”.

4. O que é energia firme?

A energia firme de um gerador (também conhecida como energia assegurada, garantia física, ou lastro¹⁶) representa, de maneira simplificada, a máxima demanda que este gerador poderia atender de maneira *sustentável*, isto é, ao longo de muitos anos, para um grande conjunto de situações operativas e, em particular, nos cenários de ocorrência de secas severas. Em outras palavras, a energia firme mede a *capacidade estrutural* de atendimento do gerador no longo prazo, e não sua capacidade *conjuntural* de produção a cada ano, que depende do volume

¹⁶ Como explicado na 1ª edição do Programa Energia Transparente, a metodologia de cálculo da energia firme e a energia assegurada é um pouco diferente. Entretanto, para efeito das análises conceituais apresentadas neste relatório, estas diferenças são pouco importantes.

armazenado nos reservatórios e da situação hidrológica (no caso de usinas hidrelétricas) e da situação de abastecimento de combustível (no caso de termelétricas).

O Ministério de Minas e Energia é responsável pelo cálculo do “certificado de energia firme” de cada gerador do sistema brasileiro, seja hidrelétrica, térmica a gás, biomassa de cana de açúcar, eólica etc. A soma dos certificados de energia firme de todas as usinas disponíveis para operar, em um determinado ano, representa a maior demanda *total* que poderia ser atendida de maneira sustentável, se nem demanda nem oferta variassem nos anos seguintes.

É importante observar que a potência instalada de uma usina *não é proporcional* a sua energia firme. Exemplo: a usina hidrelétrica de Furnas tem uma potência de cerca de 1.300 MW e uma energia firme de quase 600 MW médios. Já a usina nuclear de Angra 2 tem praticamente os mesmos 1.300 MW que Furnas, mas o dobro da energia firme (1.200 MW médios). Isto significa que somar a potência instalada de geradores de diferentes tipos não oferece uma boa indicação da capacidade de suprimento resultante. É sempre mais correto somar as respectivas energias firmes.

5. Como se calcula a necessidade de nova energia firme?

As regras do setor elétrico requerem que, a cada ano, a oferta total de energia firme (soma dos certificados de todos os geradores disponíveis, conforme explicado no item 4 acima) seja maior ou igual à demanda total prevista para aquele ano. Portanto, a oferta firme ainda a construir pode ser calculada simplesmente como a diferença entre a demanda prevista e a oferta firme já garantida (usinas existentes, usinas em construção e usinas ainda a construir, mas cuja entrada esteja comercialmente assegurada).

6. Como é calculado o risco de decretar racionamento?

O risco de decretar racionamento em um determinado ano é, como diz o nome, a probabilidade de que seja decretado um racionamento de energia naquele ano. Diferentemente da energia firme, que é uma medida *estrutural* de segurança de suprimento, o risco de decretar racionamento é uma medida *conjuntural* desta segurança, pois depende do nível atual de armazenamento dos reservatórios, das perspectivas de aflúências futuras, e das previsões de crescimento da demanda, de disponibilidade de combustível e de atraso nos cronogramas de construção das usinas.

Este risco é calculado através do uso de modelos computacionais que simulam as decisões operativas do ONS, mês a mês, para um grande número de cenários de aflúências futuras, produzidos por um modelo matemático. Como se pode imaginar, alguns dos cenários de aflúências serão muito desfavoráveis, correspondendo a secas muito severas. Nestes casos, a simulação operativa esvaziará os reservatórios até um nível crítico, quando já é muito difícil atender a demanda, mesmo que todas as usinas térmicas estejam acionadas. Nestas situações, um modelo computacional auxiliar representa o processo de se decretar um racionamento, com regras semelhantes às aplicadas na crise de suprimento de 2001. (ver maiores detalhes na 1ª Edição do Programa Energia Transparente, disponível em www.acendebrasil.com.br). Se, por exemplo, for necessário decretar um racionamento em 200 cenários simulados, de um total de 2 mil cenários, o risco de racionamento seria igual a $200 / 2000 = 10\%$.

Como também discutido na 1ª Edição do Programa Energia Transparente, os estudos de segurança de suprimento realizados pelos órgãos de planejamento do governo (EPE/MME) e pelo Operador Nacional do Sistema (ONS) calculam um índice de segurança conhecido como “risco de déficit”, que não é o mesmo risco de racionamento calculado pela metodologia do Programa Energia Transparente. Também como mostrado na 1ª Edição do Programa Energia Transparente, o ONS calcula o risco de déficit de maneira *diferente* da EPE/MME. Isto faz com que configurações idênticas em termos de oferta e demanda tenham riscos de déficit às

vezes bastante diferentes, dependendo de que organização realizou os cálculos. Este uso de medidas com o mesmo nome mas que apresenta resultados diferentes foi chamado de “problema dos dois termômetros”, e identificado como um dos itens que tem dificultado a comunicação entre governo e sociedade.

4 TERMO DE COMPROMISSO PETROBRAS / ANEEL

4.1 Antecedentes

Como discutido na 1ª Edição do Programa Energia Transparente, a ANEEL determinou, em fins de 2006, que cerca de 4 mil MW médios (energia firme) de térmicas a gás natural fossem retiradas da configuração de oferta do sistema. A razão foi a falha na geração, por falta de combustível, quando acionadas pelo ONS em agosto de 2006. Estas restrições de produção de energia foram confirmadas em testes operativos realizados em novembro de 2006. Como consequência da determinação da ANEEL, foram retiradas da oferta cerca de 3400 MW médios (energia firme) em 2007, e 4200 MW médios de 2008 em diante.

4.2 O Termo de Compromisso

O Termo de Compromisso (TC) Petrobras / ANEEL, assinado em 4 de maio, tem como objetivo principal dar ao setor elétrico um quadro realista da disponibilidade da geração térmica a gás natural. Pelos termos do acordo, a Petrobrás estabeleceu um cronograma de disponibilidade de geração (potência) para cada usina termelétrica, com os respectivos custos variáveis unitários de operação (CVU). Esta disponibilidade é garantida pela Petrobras, com multas previstas no caso de falhas de suprimento. A Figura 4.1 mostra a evolução da energia firme total das térmicas a gás natural de acordo com o cronograma do TC. Observa-se que a partir de 2008 há um aumento substancial da capacidade disponível, refletindo a maior disponibilidade de gás com a chegada prevista do Gás Natural Liquefeito (GNL) e de outras medidas de aumento da oferta deste combustível.

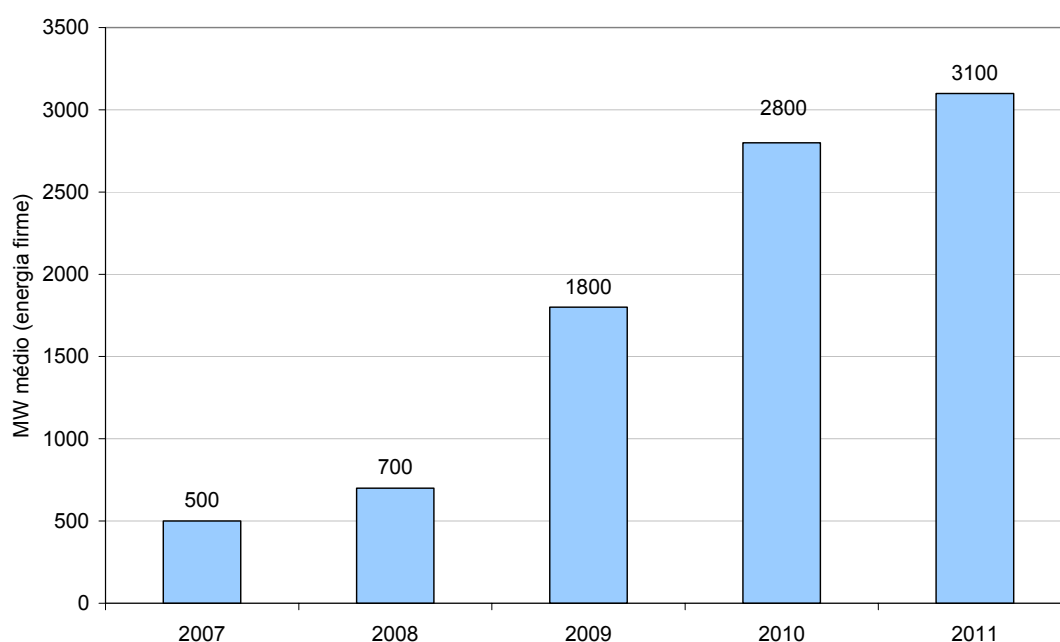


Figura 4.1 – Evolução da energia firme das térmicas a gás – TC Petrobras / ANEEL

Observa-se que a energia firme total disponibilizada para 2011, quando todas as usinas térmicas estariam plenamente disponíveis é de 3.100 MW médios, inferior à oferta firme de 4.200 MW médios retirada do sistema na ocasião da determinação original da ANEEL.

Em outras palavras, a Figura 4.1 indica que a oferta firme das termelétricas foi reduzida em cerca de $4.200 - 3.100 = 1.100$ MW médios em relação à situação anterior.

A razão para esta redução é que a regulamentação do setor elétrico determina que a energia firme das usinas geradoras seja reajustada se houver uma mudança em seus parâmetros operativos. No caso das usinas termelétricas, um destes parâmetros é seu custo variável unitário de operação (CVU). Como parte dos acordos do TC, a Petrobras reajustou os CVUs de suas térmicas não contratadas, pois a maior parte dos mesmos estava defasada em relação à realidade dos preços do gás natural e, em particular, do GNL. O próprio MME, seguindo a regulamentação, realizou o ajuste correspondente nas energias firmes, publicados na Portaria 125/2007.

O cronograma do TC e as respectivas energias firmes foram incorporados nos estudos de balanço de oferta firme *versus* demanda, apresentados no item 6 deste documento¹⁷.

¹⁷ O TC está representado na configuração de oferta do PMO de julho de 2007, que é utilizada como base para este trabalho. Entretanto, ressalta-se que as usinas participantes do TC possuem, no PMO de julho, taxas de indisponibilidade forçada (TEIF) e programada (TEIP) e fator de capacidade máximo (FCMAX) *diferentes* daqueles apresentados na Portaria MME 125/2007 que recalcula as garantias físicas (lastros) destas usinas. Em outras palavras, as novas energias firmes apresentadas na Portaria 125/2007 seriam *diferentes* caso utilizassem os dados constantes do PMO.

5 LEILÃO DE FONTES ALTERNATIVAS

A realização de leilões de contratação específicos para fontes alternativas estava prevista na Lei 10.848 do setor elétrico. O primeiro leilão deste tipo foi realizado em 18 de junho e tinha como objetivo compensar um conjunto de frustrações na oferta firme de energia existente como, por exemplo, a saída da interconexão Argentina-Brasil (CIEN), que já não podia respaldar seus contratos devido à crise de suprimento de gás natural na Argentina.

A demanda total deste leilão foi estimada em 989 MW médios. A energia firme da oferta inscrita somou 1209 MW médios de energia, divididos em:

- PCH: 529 MW médios (43,8%)
- Biomassa: 337 MW médios (27,9%)
- Eólica: 343 MW médios (28,4%)

Os preços de abertura do leilão, definidos pelo MME, foram 135 R\$/MWh para as PCHs e 140 R\$/MWh para as demais usinas.

A energia efetivamente contratada foi de 186 MW médios, cerca de 20% da demanda estimada, e abaixo das expectativas iniciais. Mesmo levando em conta que o preço de abertura foi inferior à necessidade de remuneração das eólicas, esperava-se que a maior parte das PCHs e das usinas a biomassa, totalizando uma oferta firme de 866 MW médios, fosse contratada. Analisa-se a seguir algumas possíveis causas para a frustração deste tipo de leilão.

5.1 Contratação incentivada de consumidores regulados

A tarifa de um consumidor regulado (atendido por uma distribuidora de energia elétrica) tem duas parcelas: (i) “energia”, onde a distribuidora repassa os custos de contratação de energia nos leilões regulados; e (ii) TUSD – Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição, também conhecida como “tarifa de fio”, que remunera os investimentos na rede de distribuição e outros serviços. Por exemplo:

Tarifa de Energia:	100 R\$/MWh
Tarifa “Fio”:	150 R\$/MWh
Tarifa Total:	250 R\$/MWh

Um consumidor regulado de consumo superior a 500 kW pode se contratar diretamente com uma fonte de energia alternativa, recebendo um incentivo na forma de um desconto de 50% na tarifa de “fio” da distribuidora. Para os números acima, este desconto seria de 50% x 150 R\$/MWh = 75 R\$/MWh.

Isto significa que o consumidor poderia oferecer um preço atraente para a energia alternativa de, por exemplo, 150 R\$/MWh. **Este valor seria maior do que o preço teto do leilão e ainda lhe permitira economizar 25 R\$/MWh (10%) na sua tarifa final:**

Tarifa de Energia:	150 R\$/MWh (contrato com energia alternativa)
Tarifa “Fio”:	75 R\$/MWh (tarifa com desconto)
Tarifa Total:	225 R\$/MWh

Esta modalidade de contratação tem despertado grande interesse por parte de consumidores qualificados. A partir dos registros da ANEEL, estima-se que cerca de 300 MW médios de energia alternativa tenham sido contratados para 2007 e 2008 na modalidade de contratação incentivada.

À primeira vista, esta contratação amenizaria a frustração (de aproximadamente 800 MW médios) do leilão de fontes alternativas, pois o resultado prático seria a entrada de nova oferta firme no sistema, só que de uma maneira diferente. **Observa-se, entretanto, que a legislação determina que o desconto de 50% na tarifa de fio do comprador na contratação incentivada seja compensado por um aumento de tarifa dos demais consumidores da mesma distribuidora, como por exemplo os consumidores residenciais.** Em outras palavras, há uma transferência de custos entre consumidores que deve ser levada em conta quando se avaliam os benefícios e custos desta modalidade de contratação.

5.2 Restrições de transmissão em Goiás e Mato Grosso

Há dezenas de novas usinas de cana de açúcar em construção no país, em particular na região de Goiás e Mato Grosso do Sul. O potencial de produção destas usinas é bastante significativo: cerca de 1800 MW médios de energia firme. Apesar do montante relevante, elas não puderam se inscrever no leilão porque há restrições na rede de transmissão para o escoamento desta energia.

6 BALANÇO DE ENERGIA FIRME

Um dos objetivos principais do modelo do setor elétrico é induzir a contratação eficiente de nova oferta que atenda à demanda prevista dentro dos critérios de garantia de suprimento.

Estes objetivos são atingidos através de duas regras básicas:

1. Todos os consumidores, regulados e livres, devem estar 100% contratados com geradores ou comercializadoras; e
2. Embora os contratos sejam instrumentos financeiros, eles só podem ser registrados se houver uma geração *física* que sirva como respaldo (“lastro”) dos mesmos. Por exemplo, uma geradora só pode assinar um contrato de suprimento de 200 MW médios com um consumidor se tiver disponível uma capacidade de geração firme de pelo menos 200 MW médios.

Se ambos os requisitos legais forem cumpridos, a oferta total de energia firme do sistema será sempre maior ou igual à demanda média, isto é, o sistema estará equilibrado em termos estruturais.

Uma propriedade importante de um sistema equilibrado, e que motivou o estabelecimento destas regras, é que o *critério de segurança* de suprimento estará atendido. Mais precisamente, se a operação de um sistema equilibrado for simulada para um grande número de cenários hidrológicos, o risco de déficit (porcentagem dos cenários simulados onde houve dificuldades de abastecimento) será inferior a 5%, que é o valor considerado aceitável.

O fato de o modelo setorial requerer que a oferta firme total seja maior ou igual à demanda média nos permite estimar a necessidade de nova capacidade firme de geração. Basta calcular a *diferença* entre:

- a oferta firme disponível (soma das energias firmes de todos os geradores existentes ou que entrarão em operação até aquele ano) e
- a demanda prevista.

Se a diferença for positiva ou nula, a segurança estrutural de suprimento está garantida, e não é necessário adicionar nova capacidade. Se a diferença for negativa, já não se pode garantir a segurança estrutural, e é necessário construir capacidade suficiente para restaurar o equilíbrio entre oferta firme e demanda.

Assim como no feito na 1ª edição do Programa Energia Transparente, este balanço estrutural foi realizado para quatro casos, resultantes da combinação de:

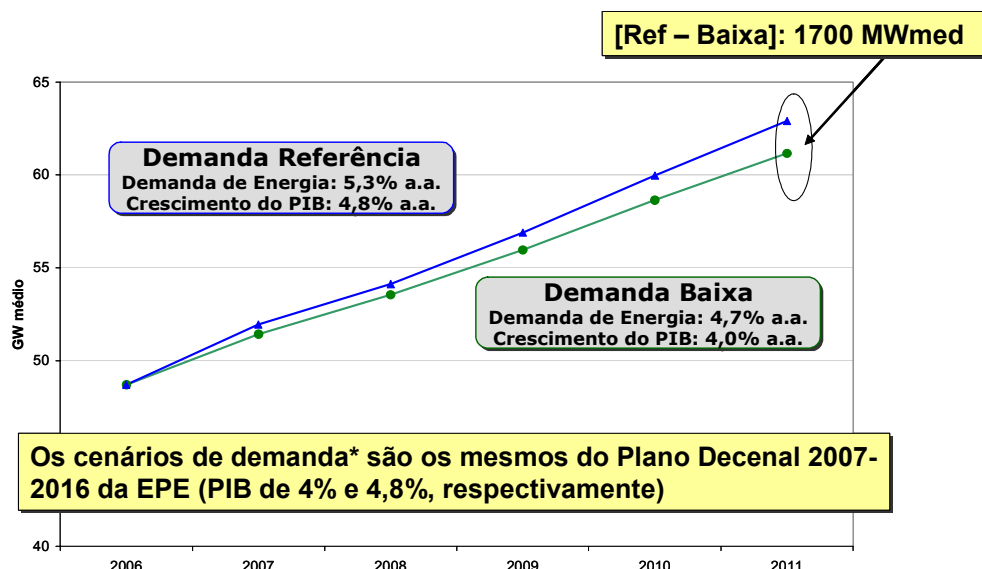
- (iii) dois cenários de demanda: *Baixa* - para um crescimento do PIB de 4% ao ano até 2011; e *Referência* - associado a um crescimento do PIB de 4,8% ao ano; e
- (iv) dois cenários de oferta firme disponível: *Referência* – considera a entrada de todos os equipamentos previstos para o período 2007-2011, sem qualquer atraso ou frustração na oferta prevista; e *Atraso* – são representados alguns atrasos no cronograma de construção das usinas hidrelétricas e a frustração de parte do Proinfa.

Todos os dados de previsão de demanda e de oferta disponível foram extraídos de fontes oficiais. Os cenários de demanda correspondem aos do Plano Decenal de Expansão da Empresa de Pesquisa Energética (EPE) e do MME. Por sua vez, a oferta disponível foi

extraída do cronograma de entrada em operação de novos geradores, constante do Plano Mensal de Operação (PMO) 2007-2011 de julho de 2007, do Operador Nacional do Sistema.

6.1 Cenários de demanda

A Figura 6.1 apresenta os cenários de demanda utilizados, cujos detalhes são mostrados no Anexo D.



* Demanda do SIN, não considera demanda dos sistemas isolados atuais

Figura 6.1 – Cenários de demanda

6.2 Cenários de oferta

A Figura 6.2 mostra as principais características dos cenários de oferta. O Anexo A apresenta em detalhe as informações de cada configuração.

Referência	Atrasos
<p>Oferta do PMO de julho de 2007 + resultado do leilão de energias renováveis</p> <ul style="list-style-type: none"> • Considera o efeito do TC • Considera 100% do Proinfa • Sem atraso na construção de usinas 	<p>Mesma oferta do cenário de referência, exceto:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Frustração de 40% do PROINFA • Atraso de usinas com pendências ambientais <ul style="list-style-type: none"> • Amarelas: 6 meses • Vermelhas: 12 meses • Sem Previsão: 24 meses

Figura 6.2 – Cenários de oferta disponível

6.3 Casos analisados

A Figura 6.3 mostra os quatro casos analisados, resultantes da combinação dos dois cenários de demanda e dos dois cenários de oferta.



Figura 6.3 – Casos analisados

6.4 Balanço oferta versus demanda

A Figura 6.4 mostra a demanda e oferta de energia firme para o caso 1 (demanda baixa e oferta sem atrasos).

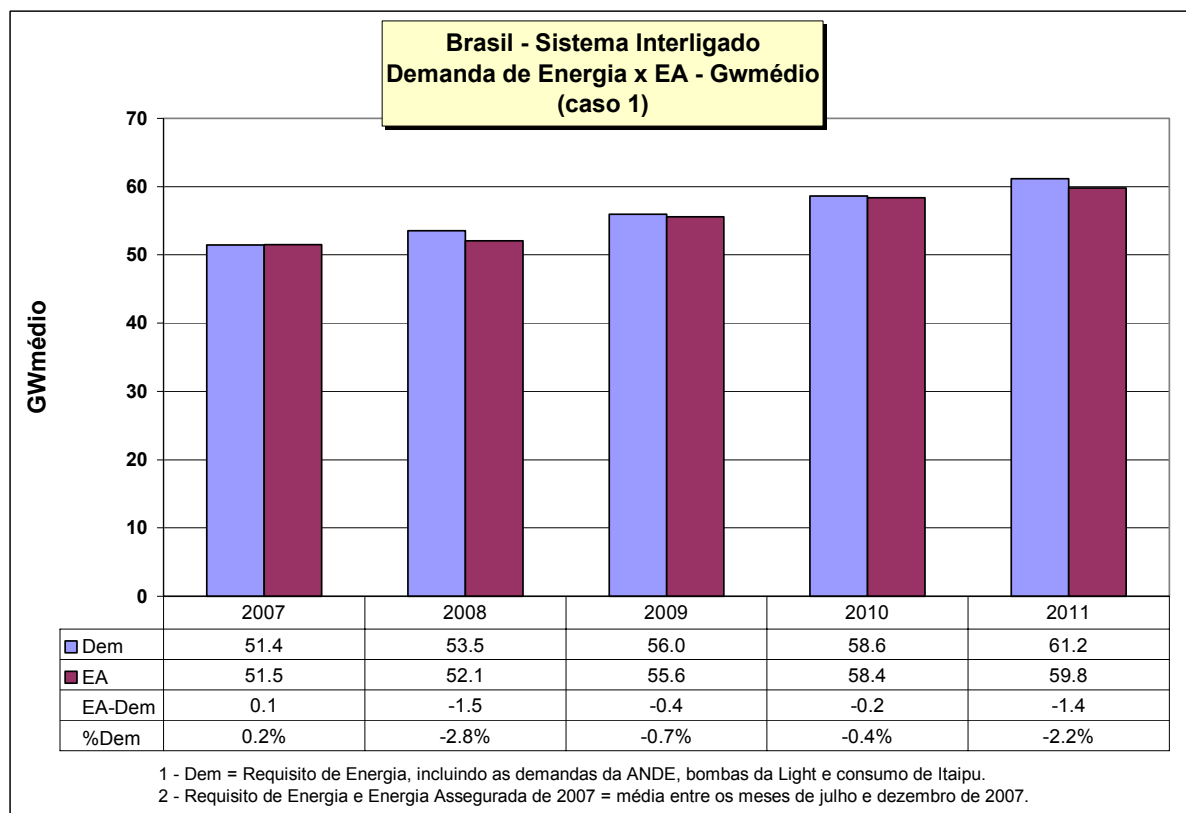


Figura 6.4 – Caso 1 - Demanda baixa e oferta sem atrasos

Observa-se na Figura que demanda e oferta de energia firme estão praticamente equilibradas em 2007 (51.400 MW médios de demanda e 51.500 MW médios de oferta). Já em 2011, há um **desequilíbrio estrutural** (oferta inferior à demanda) de cerca de 1.400 MW médios.

A Figura 6.5 mostra a diferença entre oferta de energia firme e demanda, o que permite visualizar os desequilíbrios estruturais de forma mais direta. Como visto anteriormente, uma diferença positiva indica que a segurança estrutural do sistema está atendida; já um valor negativo indica que será necessário reequilibrar o sistema, contratando nova energia firme no montante da diferença.

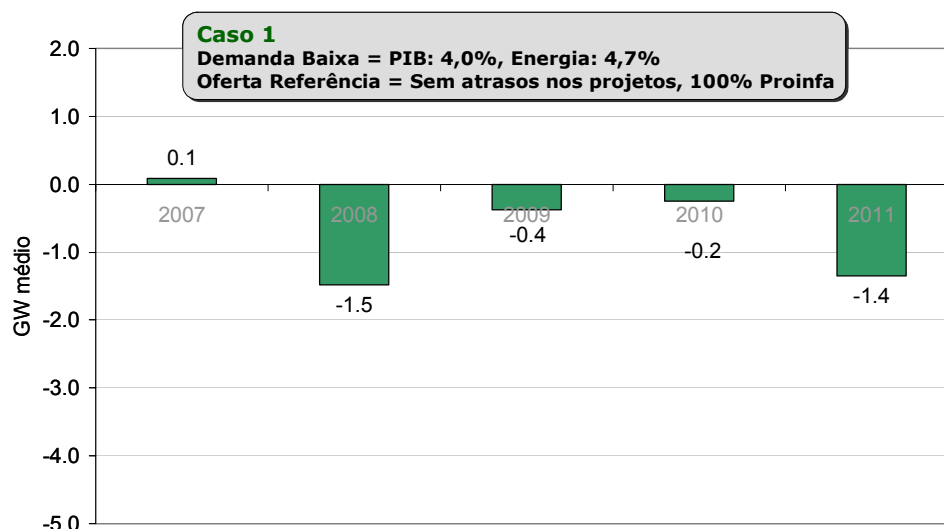


Figura 6.5 – Caso 1 – Diferença entre oferta firme e Demanda

Observa-se inicialmente que há, em 2008, um desequilíbrio de 1.500 MW médios entre oferta e demanda. Lembrando a regra do modelo setorial de que cada contrato tem que ser inteiramente respaldado por capacidade firme de geração, isto significa que 1.500 MW médios de demanda não poderão estar 100% cobertos por contratos. Para estes casos, a regulamentação estabelece multas relativamente severas. A única maneira de evitar as multas seria construir nova capacidade (que “lastrearia” contratos adicionais). Dado o tempo muito reduzido para esta construção, esta “válvula de escape” é pouco viável para 2008.

Já para 2011, onde há outro desequilíbrio de 1.400 MW médios, os consumidores que estariam descontratados – e portanto potencialmente expostos a multas naquele ano – têm tempo suficiente para evitá-las, contratando nova capacidade de geração. Portanto, pode-se dizer que a necessidade de nova geração em 2011 é 1.400 MW médios.

A Figuras 6.6 e 6.7 mostram respectivamente a demanda e oferta do caso 2 (demanda de referência – PIB de 4,8% – e a mesma oferta sem atrasos usada no caso 1) e a diferença entre oferta e demanda.

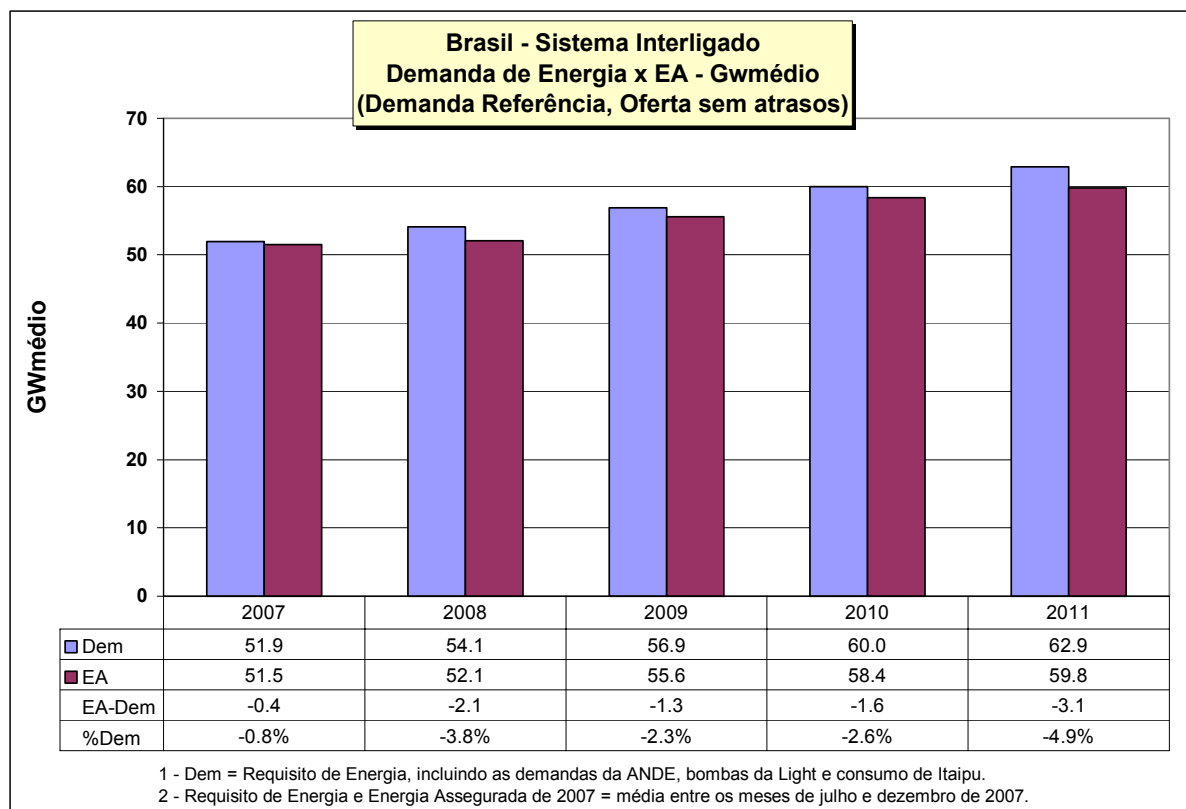


Figura 6.6 – Caso 2 - Demanda de referência e oferta sem atrasos

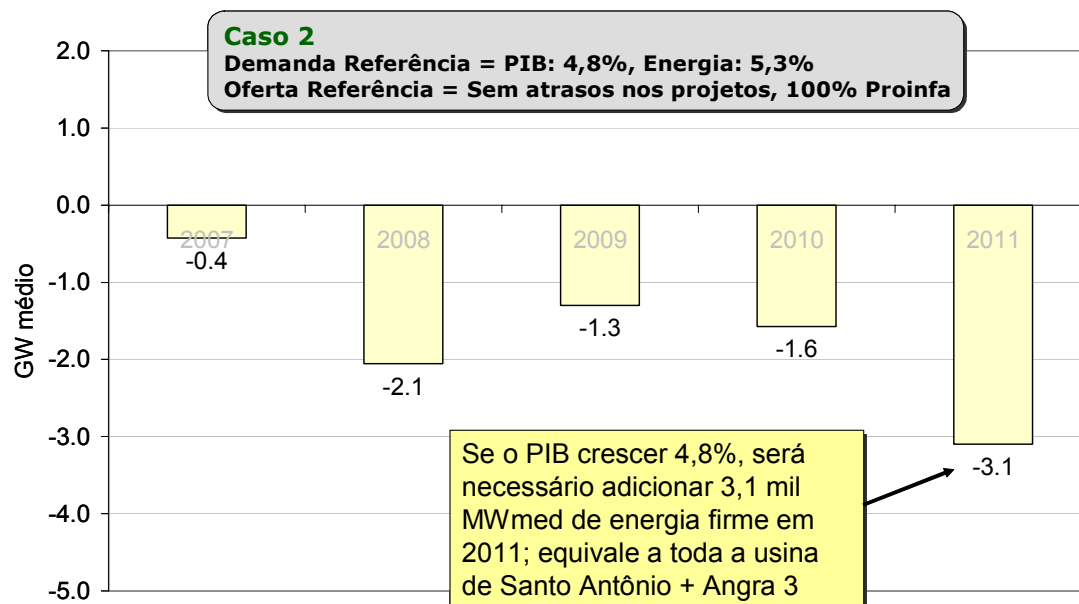


Figura 6.7 – Caso 2 – Diferença entre oferta firme e Demanda

Observa-se na Figura 6.7 que o desequilíbrio entre oferta e demanda em 2011 é cerca de 3.100 MW médios. Como já discutido, isto sinaliza a necessidade de se construir nova capacidade de geração que totalize esta energia firme. Também como mencionado, este montante equivale à soma das energias firmes da usina hidrelétrica de Santo Antônio (Rio Madeira) e da usina nuclear de Angra 3.

Finalmente, as Figuras 6.8 e 6.9 mostram as diferenças entre demanda e oferta de energia firme para o caso 3 (demanda baixa, oferta com atraso) e o caso 4 (demanda de referência e oferta com atraso).

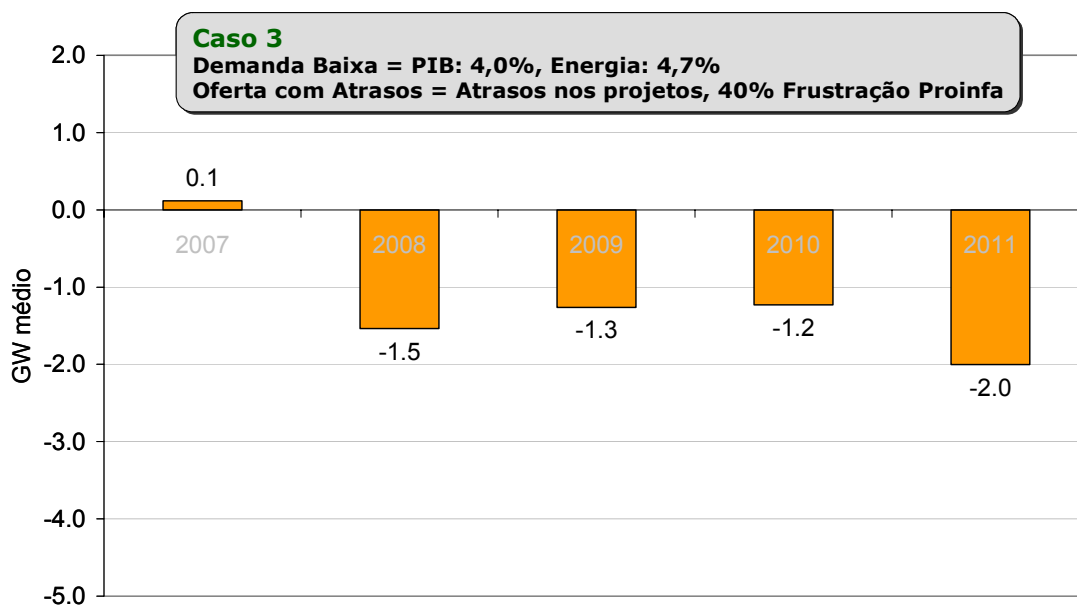


Figura 6.8 – Caso 3 – Diferença entre oferta firme e Demanda

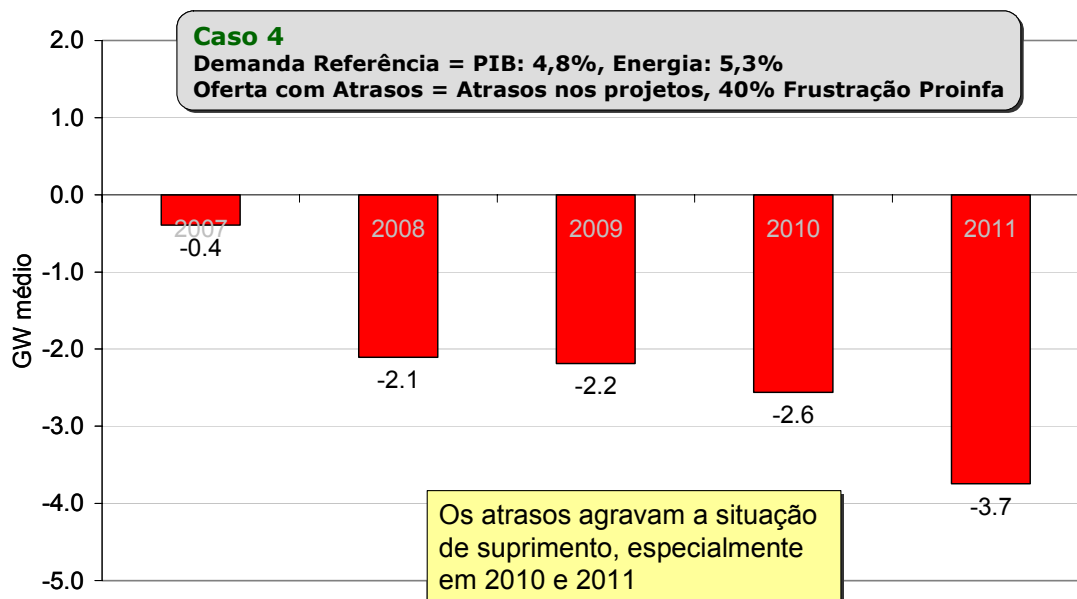


Figura 6.8 – Caso 4 – Diferença entre oferta firme e Demanda

Como era de se esperar os casos de oferta com atraso requerem a construção de uma capacidade maior do que a dos respectivos casos com atraso: cerca de 2 mil MW médios no caso de demanda baixa, e 3.700 MW médios no caso da demanda de referência.

6.5 Conclusões

- As regras do setor elétrico permitem estimar a necessidade de nova capacidade de geração através do balanço entre demanda prevista e oferta disponível (usinas existentes, usinas em construção ou já contratadas).
- Utilizando dados oficiais – cenários de demanda provenientes do Plano Decenal da EPE/MME e configuração de oferta do Operador Nacional do Sistema (que incorpora o efeito do Termo de Compromisso Petrobras / ANEEL e a informação mais atualizada sobre os cronogramas de construção), foram calculados os requisitos de nova energia firme para quatro casos, apresentados a seguir:
 - Se o PIB crescer 4%, e supondo que não há nenhum atrasos nos cronogramas de construção em andamento, será necessário construir 1.400 MW médios (energia firme) em nova geração até 2011. Como referência, este montante equivale a 70% da energia firme da usina hidrelétrica de Santo Antônio, no Rio Madeira.
 - Se o PIB crescer 4,8% ao ano, será necessário contratar 3.100 MW médios (energia firme) em nova geração até 2011. Este montante equivale à soma das energias firmes de Santo Antônio e da usina nuclear de Angra 3.
 - Nos casos de atrasos na construção as necessidades de nova geração firme passam a ser 2.000 MW médios (PIB de 4%) e 3.700 MW médios (PIB de 4,8%).

7 INSTRUMENTOS PARA CONTRATAÇÃO DE NOVA CAPACIDADE

Como visto anteriormente, as regras do setor elétrico enfatizam a importância da contratação como instrumento para viabilizar a entrada da nova capacidade de geração. A legislação estabelece dois *ambientes de contratação*:

- (i) *Regulado* (ACR), que abrange os consumidores das distribuidoras, correspondente a 75% da demanda; e
- (ii) *Livre* (ACL), do qual só podem fazer parte consumidores com demanda maior que 3 MW e que, voluntariamente, fizerem esta opção. O ACL representa os demais 25% da demanda total.

Neste capítulo, são analisados os instrumentos comerciais de cada ambiente, e é feita uma estimativa da responsabilidade de cada um na contratação da nova capacidade identificada no capítulo anterior.

7.1 Contratação no ACR

Os principais instrumentos para contratação de nova capacidade no ACR são os leilões de contratação, realizados todos os anos. Há dois tipos de leilões de contratação a cada ano: (i) o A-5, para energia com entrada em operação prevista para cinco anos depois; e (ii) o A-3, para energia que entraria em operação num prazo de três anos.

No horizonte até 2011 já não há possibilidade de se usar os leilões A-5, pois a data mínima de entrada para a geração contratada neste tipo de leilão seria 2012 (2007 + 5 anos de projeto e construção). Restam, portanto, dois leilões A-3: (i) o de 2007, previsto para 26 de julho, que aportará reforços para 2010; e (ii) o de 2008, ainda a ser marcado, que aportará reforços para 2011.

A demanda a ser contratada em cada leilão do ACR é prevista pelas distribuidoras 60 dias antes da realização do mesmo, e é mantida confidencial até seu encerramento. Neste trabalho, foi feita uma *análise de sensibilidade* sobre a máxima energia firme que seria aportada ao sistema por estes leilões.

O primeiro passo seria determinar a *máxima* demanda que as distribuidoras pediriam num leilão A-3. Pela regulamentação do setor elétrico, as distribuidoras são penalizadas¹⁸ se pedirem num leilão A-3 um montante superior a 2% do consumo observado dois anos antes. Este valor foi então utilizado como referência para a máxima demanda que as mesmas pediriam.

No caso do leilão A-3 de 2007, 2% da demanda observada em 2005 representam 676 MW médios. A esta demanda deve ser somada a demanda não atendida do leilão de fontes alternativas¹⁹, correspondente a 803 MW médios (valor discutido no capítulo 5). Isto significa que a máxima demanda neste leilão seria de $676 + 803 = 1.479$ MW médios.

¹⁸ Cada distribuidora pode repassar a suas tarifas uma média ponderada da energia contratada pelo ACR como um todo nos leilões A-5 e A-3. Entretanto, se a distribuidora pedir num leilão A-3 um montante superior a 2% da demanda observada dois anos antes, o repasse não é mais pela média do preço dos leilões, mas sim pelo menor preço dos leilões.

¹⁹ Portaria MME No139, 29/06/2007.

Se o leilão A-3 fosse totalmente bem sucedido seria contratada uma nova geração firme de 1.479 médios, igual à demanda. Entretanto, é provável que uma parte da geração contratada seja composta das chamadas usinas “botox”, que são usinas existentes que tiveram o direito de participar dos leilões de energia nova. Como a energia firme das usinas “botox” já está contabilizada no cenário de oferta, não pode haver dupla contagem. Na prática, isto significa subtrair da demanda estimada do leilão A-3 de 2007 a energia firme das usinas “botox” inscritas para o mesmo, o equivalente a 596 MW médios. Conclui-se, portanto, que a máxima oferta de energia nova que poderia ser contratada neste leilão seria de $1.479 - 596 = 883$ MW médios.

Passando agora a 2008, a demanda máxima do leilão A-3 é estimada como 2% da demanda observada em 2006, o equivalente a 720 MW médios. Supondo novamente que este leilão será bem sucedido, conclui-se que a máxima oferta de energia nova aportada pelos leilões A-3 de 2007 e 2008 seria de $883 + 720 = 1.603$ MW médios.

7.2 Contratação no ACL

Supondo que:

- a energia nova total que deveria entrar em 2011 é cerca de 3.100 MW médios (estimativa do caso 2 no capítulo anterior); e
- a oferta máxima que seria aportada pelo ACR nos leilões A-3 é 1.603 MW médios, como visto na seção anterior,

conclui-se que o ACL seria responsável por contratar a diferença $3.100 - 1.603 = 1.497$ MW médios. Em outras palavras, cada ambiente seria responsável por contratar cerca de 50% da nova energia requerida. **Como a segurança de suprimento do país depende da capacidade total de nova geração e como a viabilização desta capacidade, por sua vez, requer contratações bem sucedidas tanto no ACR como no ACL, conclui-se que é necessário monitorar a eficácia de *ambos* os ambientes.**

Em contraste com as licitações de contratos do ACR, cujo histórico de contratações é positivo, há indicações de que o processo de contratação por parte do ACL não vem ocorrendo no ritmo desejado. Recomenda-se portanto uma análise especial, por parte do governo, do ritmo de contratação e de eventuais problemas enfrentados por este segmento.

7.3 Contratação de Reserva

Um instrumento recente para adição de nova capacidade é a chamada contratação de reserva, prevista na Lei do PAC, mas ainda não regulamentada. Esta lei dá ao MME a faculdade de organizar leilões para a contratação de capacidade de geração adicional, e pode portanto ser utilizada para complementar a oferta caso se observe alguma frustração na contratação de energia com os instrumentos usuais.

Observa-se, entretanto, que a Lei estabelece que o custo desta geração de reserva será rateado igualmente entre os consumidores regulados e livres. Uma consequência indesejável deste tipo de rateio é que, se um dos ambientes de contratação for desproporcionalmente responsável pela frustração na oferta, o setor que “fez seu dever de casa” poderá ser onerado injustamente. É necessário desenvolver instrumentos, na regulamentação da lei, que evitem este tipo de problema.

8 RISCO DE DECRETAR RACIONAMENTO

Como mencionado anteriormente, se a oferta de energia firme e a demanda estivessem equilibradas, a probabilidade de haver algum déficit de suprimento seria de cerca de 5%. Se a oferta for inferior à demanda, seria de se esperar riscos maiores. O objetivo da análise deste capítulo é, portanto, quantificar a *severidade* das consequências caso não seja contratada uma oferta adequada.

A metodologia de cálculo do risco de racionamento foi descrita detalhadamente na 1ª Edição do Programa Energia Transparente, e está resumida no capítulo 2 deste trabalho. A Figura 8.1 mostra o risco de racionamento para o caso 1 (demanda baixa e oferta sem atrasos).

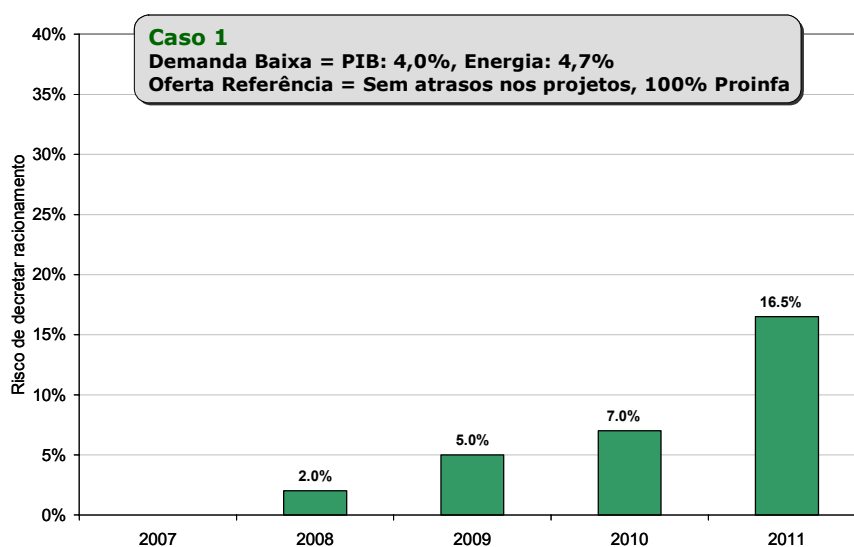


Figura 8.1 Risco de racionamento - Caso 1 - demanda baixa, oferta sem atrasos

Observa-se que o risco de racionamento em 2010 e 2011 excederia o critério de 5%. Em particular, o risco para 2011 atingiria 16,5%. A Figura 8.2 mostra os riscos para o caso 2 (demanda de referência, oferta sem atraso). Observa-se que os riscos em 2011 aumentam para 28%.

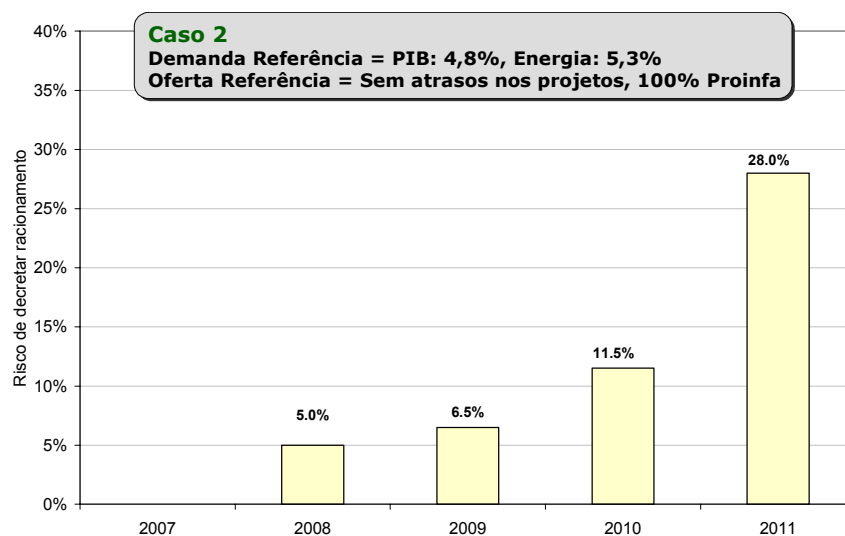


Figura 8.2 Risco de racionamento - Caso 2 - demanda de referência, oferta sem atrasos

Finalmente, as Figuras 8.3 e 8.4 mostram os riscos de racionamento para os casos 3 e 4, onde se consideram atrasos na oferta. Assim como nos balanços de energia e demanda, os riscos aumentam em relação aos respectivos casos sem atraso. No caso 3 (demanda baixa), os atrasos na oferta elevam o risco em 2011 para 21%. No caso 4 (demanda de referência), o risco chega a 32%.

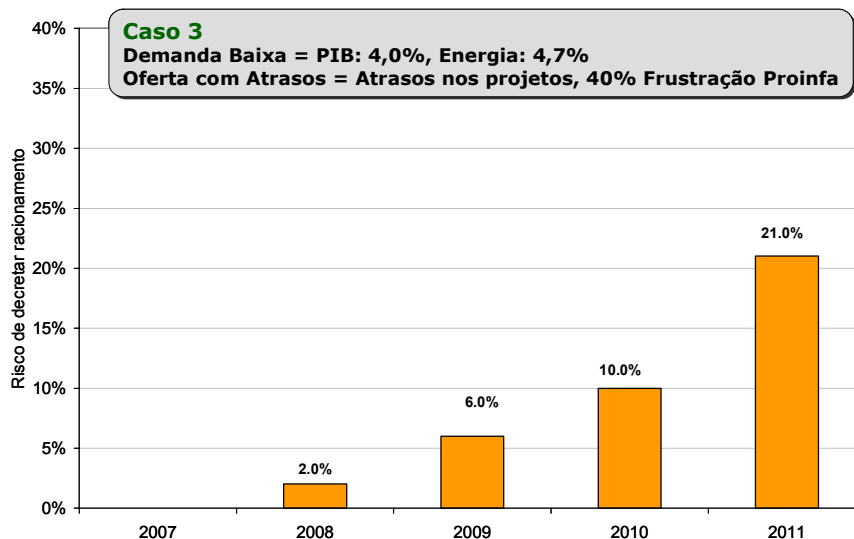


Figura 8.3 Risco de racionamento - Caso 3 - demanda baixa, oferta com atrasos

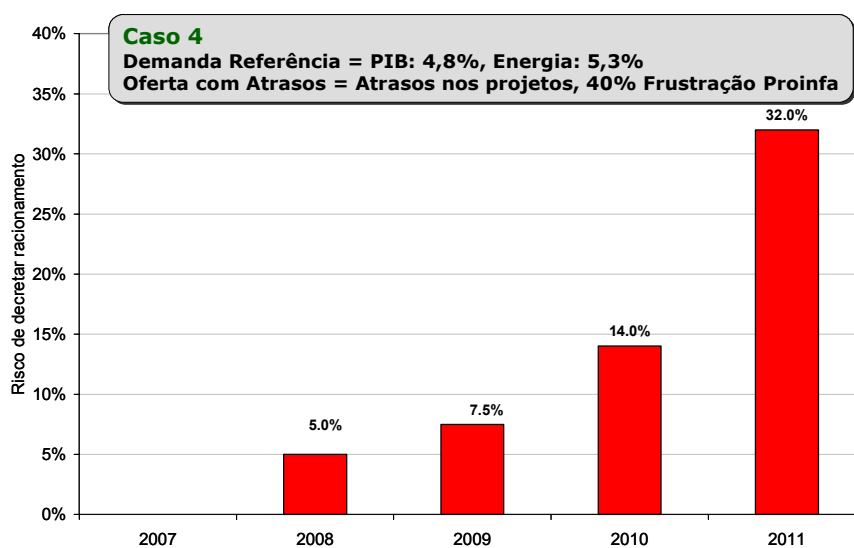


Figura 8.3 Risco de racionamento - Caso 4 - demanda de referência, oferta com atrasos

8.1 Análise de sensibilidade: risco com os leilões A-3 de 2007 e 2008

A Figura 8.5 mostra os riscos de racionamento para um caso de sensibilidade onde se agrega ao cenário de oferta do caso 2 (demanda de referência para PIB de 4,8% e oferta sem atraso) uma oferta de energia firme de 1.600 MW médios nos anos 2010 e 2011. Como visto no capítulo anterior, esta oferta representa uma estimativa da máxima energia firme que poderia ser agregada ao sistema como resultado dos leilões A-3 de 2007 e 2008.

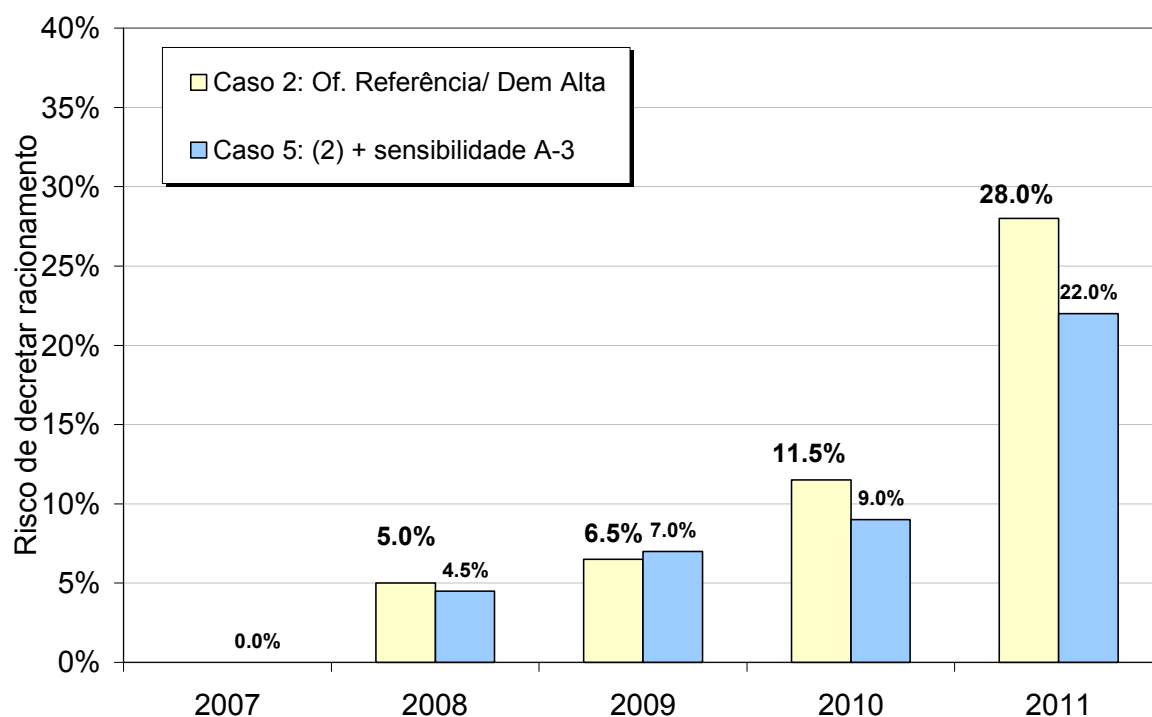


Figura 8.5 Risco de racionamento - Caso 5 – Sensibilidade do risco do caso 2 ao melhor resultado (estimado) dos leilões A-3 de 2007 e 2008

Observa-se na Figura que o risco de racionamento em 2011 diminuiu de 28% para 22%, ainda bem acima do critério de 5%. Conclui-se, portanto que o êxito na contratação da oferta restante, **que estaria a cargo dos consumidores livres**, é importante para a garantia de suprimento do sistema.

8.2 Como interpretar o risco de racionamento

8.2.1 O que significa um risco elevado de racionamento?

Alguns analistas imaginam, equivocadamente, que os riscos de racionamento representam uma *previsão* do que *vai* ocorrer nos próximos anos. Como mencionado no início deste capítulo, eles na verdade sinalizam o que poderia ocorrer se não fosse construída a nova capacidade que leva ao equilíbrio da oferta e da demanda. Estes riscos representam, portanto, um sinal de *alerta* para que sejam acionados os instrumentos que asseguram esta nova oferta, e não um sinal de *alarme* indicando que a sociedade deveria se preparar para um racionamento.

8.2.2 Deve-se incorporar oferta ainda não assegurada e medidas emergenciais?

Como explicado no início deste capítulo, o cálculo do risco alerta para o que *aconteceria* se a oferta necessária não fosse contratada, por exemplo devido a uma frustração de um leilão.

Por outro lado, imaginar, *a priori*, que todos os mecanismos de contratação futuros terão êxito, e incluir nas simulações uma oferta futura ainda não assegurada – por exemplo, o resultado antecipado de um leilão – pode criar uma falsa impressão de que todos os desafios já estão resolvidos, levando ao efeito indesejado de reduzir os esforços para que esta contratação seja a mais efetiva possível. A frustração recente do leilão de fontes alternativas ilustra a dificuldade de se considerar o êxito de ações ainda não realizadas²⁰.

Pela mesma razão de manter a clareza do sinal de alerta sobre as conseqüências de não se contratar nova oferta, decidiu-se não considerar o efeito de redução da demanda quando há uma percepção de risco de racionamento elevado no futuro (os industriais deixam de investir em novas plantas, o que leva a uma redução no crescimento da demanda) nem o efeito da contratação de capacidade emergencial no caso de uma crise. Pode-se argumentar que, se uma crise de suprimento de fato ocorresse, haveria alguma redução prévia da demanda e a contratação de capacidade emergencial. Entretanto, o objetivo do Programa de Energia Transparente é justamente prover sinais claros de alerta que contribuam para *evitar* que estas crises ocorram.

²⁰ É por uma razão análoga – prudência quanto à efetiva oferta futura – que a configuração de oferta do Operador Nacional de Sistema, em seu Plano de Operação, só considera a geração cuja entrada esteja assegurada, seja porque estão em construção seja porque foram contratadas.

ANEXO A – CONSTRUÇÃO DOS CENÁRIOS DE OFERTA E DEMANDA

O objetivo deste anexo é detalhar a construção dos cenários de oferta e demanda de energia utilizado nas simulações descritas no Capítulo 6.

A.1 – Descrição geral dos cenários de oferta de energia elétrica

A base para a elaboração dos cenários de oferta apresentados neste trabalho é a configuração disponibilizada pelo ONS/CCEE para a elaboração do Programa Mensal da Operação para o mês de Julho de 2007. Este cenário é composto essencialmente por projetos de geração e interconexões previstos para entrar em operação durante o horizonte 2007-2011.

Para o ano de 2007 existe pouca incerteza quanto ao grau de implantação dos projetos de expansão, à exceção de parte dos projetos Proinfra, cujo provável atraso é discutido posteriormente.

Já a expansão para o horizonte de 2008 – 2010 ficou praticamente definida com o resultado dos leilões de energia nova de dezembro de 2005 e julho de 2006. A razão é que nesses leilões foram licitados contratos de suprimento de energia com início de suprimento em 2008, 2009 e 2010, definindo, portanto, os novos projetos que entrarão em operação neste horizonte. Em princípio, o único leilão de energia nova que ainda poderá apresentar nova oferta nesse período é o leilão A-3 de 2007, no qual serão licitados contratos com início em 2010. Com isso, o cronograma físico de expansão ficou bastante previsível até 2010, à exceção de usinas com dificuldades de implantação, cujo provável atraso é discutido posteriormente.

Para o ano de 2011, o PMO de março inclui o resultado do leilão A-5 de outubro de 2006, onde foram licitados contratos para entrega de energia a partir de 2011. Vale ressaltar que para este ano ainda poderia haver nova oferta resultante do leilão A-3 de 2008.

Finalmente, o PMO de julho de 2007 considera o Termo de Compromisso (TC) firmado entre Petrobras e ANEEL. Entretanto, ressalta-se que as usinas participantes do TC possuem, no PMO de julho, taxas de indisponibilidade forçada e programada e fator de capacidade máximo *diferente* daqueles apresentados na Portaria MME 125/2007 que recalcula as garantias físicas (lastros) destas usinas.

A.2 – Usinas com restrições para implantação

Usinas com dificuldades ambientais

O cenário de oferta apresentado no PMO de março apresenta em sua expansão um conjunto de usinas hidroelétricas (UHEs) e termoelétricas (UTEs) que, de acordo com o relatório de fiscalização de junho de 2007 da ANEEL (Superintendência de Fiscalização dos Serviços de Fiscalização – SFG), possuem importantes restrições de efetiva implantação, na maioria de cunho ambiental.

A Tabela abaixo lista esses empreendimentos, classificados pela própria ANEEL nas cores amarelo (algum problema para a entrada em operação) e vermelho (graves problemas para a entrada em operação).

Usina	Tipo	UF	Potência (MW)	Data de entrada PMO de Julho
Salto	UHE	GO	108	Jan-10
Sl. Verdinho	UHE	GO	93	Jan-10
Monjolinho	UHE	RS	67	Set-09
Foz R. Claro	UHE	GO	68	Jan-2010
Batalha	UHE	GO	53	Jan-2010
Passo S. João	UHE	RS	77	Out-2009
São José	UHE	RS	51	Mai-2009
B. Coqueiros	UHE	GO	90	Out-09
Cacu	UHE	GO	65	Out-09
Camaçari Muricy I	UTE	BA	148	Jan-2009
Camaçary Pólo A. I	UTE	BA	148	Jan-2009
Goiânia II	UTE	GO	140	Jan-2009
Pau Ferro I	UTE	PE	64	Jan-2009
Potiguar	UTE	RN	66	Jan-2009
Candiota III	UTE	RS	350	Jan-2010
Termomanaus	UTE	PE	142	Jan-2009
Bau I	UHE	MG	110	Mar-10
Olho d'água	UHE	GO	33	Abr-10

Tabela A.1 – Usinas com restrições para implantação (fonte: ANEEL)

Proinfa

O acréscimo de potência instalada devido às usinas do Programa de Incentivos às Fontes Alternativas (Proinfa) no período 2007 – 2009 é de 3.150 MW.

A análise do cronograma de obras destas usinas, divulgado pela ANEEL no relatório “Acompanhamento das Centrais Geradoras do PROINFA” mostra que houve uma evolução no montante de usinas em operação e uma redução no montante de usinas com problemas para a sua efetiva implantação. Entretanto ainda existem 1.537 MW de usinas com problemas, grande parte proveniente de empreendimentos eólicos (1.204 MW), como mostra a tabela a seguir:

Situação	Junho/07	
	Potência (MW)	(%)
Em operação	851	25%
Em construção	963	29%
Com restrições	1537	46%
Total	3351	100%

Tabela A.2 – Situação do PROINFA

A Figura A.1 abaixo apresenta o balanço de oferta de lastro físico (energia assegurada) e demanda de energia elétrica correspondente ao cenário de expansão para o horizonte 2007 a 2011.

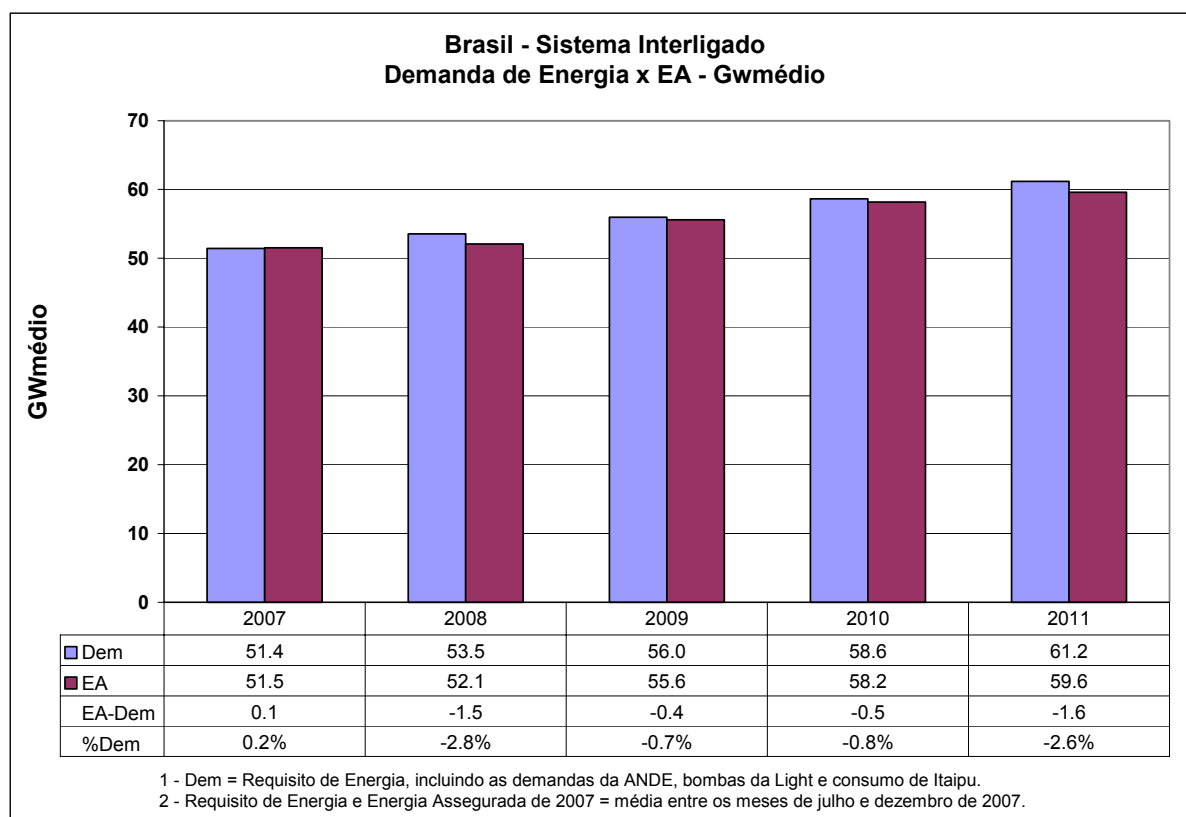


Figura A.1 – Balanço de oferta e demanda de energia elétrica – PMO de julho de 2007

A comparação entre a oferta (medida em garantia física) e demanda no cenário utilizado no PMO aponta para déficits de energia firme a partir de 2008. A grande diferença em relação ao PMO do de março de 2007, no qual havia um descompasso entre oferta e demanda durante todo o horizonte, foi precisamente o aumento da oferta resultante do retorno das térmicas a gás natural devido ao Termo de Compromisso firmado entre Aneel e Petrobras.

A.3 – Curva de aversão ao risco

A curva de aversão ao risco (CAR), também denominada curva bianual de segurança, representa a evolução ao longo do período (próximos dois anos) dos requisitos mínimos de armazenamento de energia de um subsistema, necessários ao atendimento pleno da carga, sob hipóteses pré-definidas (afluências, intercâmbios inter-regionais etc) e com toda a geração térmica despachada em sua produção máxima. Os requisitos de armazenamento são obtidos de forma a garantir níveis mínimos operativos dos reservatórios ao longo do período.

Normalmente a curva de aversão ao risco é considerada para os dois primeiros anos para todas as regiões. Porém, como ainda não houve atualização da CAR em 2007, foi utilizado como critério o estabelecido na Resolução Normativa ANEEL nº 226/2006.

A.4 – Definição do Cenário de Oferta de “referência” e “atrasos”

Baseado no cenário de expansão da oferta do PMO anteriormente descrito, este estudo definiu dois cenários de oferta de energia para a realização das simulações: “oferta de referência” e “oferta com atrasos”. Cada um será descrito a seguir.

Cenário de oferta de referência

O cronograma de oferta do PMO de julho de 2007 ainda não incorpora o resultado do leilão de fontes alternativas realizado em 18 de junho de 2007 para entrega de energia a partir de janeiro de 2010. A tabela abaixo apresenta o resultado deste leilão.

Fonte	Energia Vendida (MW médio)	(%)
PCH	46	25%
Biomassa	140	75%
Eólica	0	0%
Total	186	100%

Tabela A.3 – resultado do Leilão de Fontes Alternativas

Sendo assim, foi definido um *cenário de oferta de referência* que considera a oferta de energia do PMO de julho incluindo o resultado do Leilão de Fontes Alternativas. O plano de expansão completo da oferta de energia elétrica para o cenário de *referência* durante o horizonte 2007-2011 é apresentado em detalhes no [Anexo B](#).

Cenário de oferta com atrasos

Conforme discutido nas seções anteriores, existem incertezas adicionais em relação à oferta de energia. Estas incertezas são divididas em duas categorias: (i) incerteza quanto à implantação de uma parte da expansão da oferta de energia por dificuldades ambientais e (ii) incerteza quanto à totalidade da implantação do Proinfa.

De forma a verificar o impacto destas variáveis, foi definido um cenário de oferta de *stress*, denominado *cenário de oferta com atrasos*, onde as seguintes hipóteses são assumidas:

- a. Oferta base referente ao PMO de julho
- b. Foi considerado que apenas 60% destes projetos entrariam em operação durante o horizonte do estudo (2007-2011), o que representa uma redução de cerca de 500 MW médios na oferta de energia do sistema.
- c. Para as usinas que apresentam restrições para a efetiva implantação de acordo com o relatório de fiscalização da ANEEL foram consideradas as seguintes premissas:
 - i. Usinas “amarelas”: atraso no cronograma de 6 meses
 - ii. Usinas “vermelhas”: atraso no cronograma de 12 meses
- d. Usinas “vermelhas” sem previsão de entrada: atraso no cronograma de 24 meses.

Diferentemente da 1ª edição do Programa Energia Transparente, nenhuma sensibilidade foi feita com relação ao suprimento de gás para as usinas térmicas, devido às altas penalidades previstas no Termo de Compromisso firmado entre Petrobras e Aneel.

O plano de expansão completo da oferta de energia elétrica para o cenário “atrasos” durante o horizonte 2007-2011 é apresentado em detalhes no [Anexo C](#).

A.5 – Cenários de demanda de energia elétrica

Para a projeção de demanda de energia, dois cenários foram considerados:

- a) *Demanda de baixa*: projeção de demanda da trajetória inferior do Plano Decenal de Energia Elétrica 2007-2016 a qual se baseia em um PIB de cerca de 4,0% ao ano. A taxa de crescimento do consumo de energia é de aproximadamente 4,7% ao ano durante o quinquênio;
- b) *Demanda referência*: projeção de demanda da trajetória superior do Plano Decenal de Energia Elétrica 2007-2016 a qual se baseia em um PIB de 4,8% ao ano. A taxa de crescimento do consumo de energia é de 5,3% ao ano.

As projeções de demanda de energia elétrica (carga própria) por região e para cada hipótese são apresentadas no [Anexo E](#).

A.6 – Resumo das configurações oferta e demanda

Da combinação dos dois cenários de oferta com os dois cenários de demanda resultam quatro configurações “oferta *versus* demanda”. Estes cenários visam a capturar as distintas situações propiciadas por incertezas na oferta e demanda de energia.

O balanço entre oferta *versus* demanda de garantia física (energia assegurada) para cada configuração é apresentada no [Anexo F](#).

ANEXO B – EXPANSÃO DA OFERTA DE ENERGIA – CASO “REFERÊNCIA”

Tabela B.1 – Expansão do parque hidroelétrico – Subsistema Sudeste (MW instalado)

Nome	Subsistema	2007	2008	2009	2010	2011
FUNIL-GRANDE	SE	180	180	180	180	180
BATALHA	SE	0	0	0	54	54
SERRA FACAO	SE	0	0	0	106	213
CAPIM BRANC1	SE	240	240	240	240	240
CAPIM BRANC2	SE	210	210	210	210	210
CORUMBA IV	SE	127	127	127	127	127
PIRAJU	SE	80	80	80	80	80
ITAIPIU	SE	14000	14000	14000	14000	14000
HENRY BORDEN	SE	888	888	888	888	888
NILO PECANHA	SE	380	380	380	380	380
FONTES	SE	132	132	132	132	132
BAGUARI	SE	0	0	35	140	140
RETIRO BAIXO	SE	0	0	82	82	82
TRES MARIAS	SE	396	396	396	396	396
QUEIMADO	SE	105	105	105	105	105
JAURU	SE	118	118	118	118	118
GUAPORE	SE	120	120	120	120	120
CORUMBA III	SE	0	0	94	94	94
SLT VERDINHO	SE	0	0	0	93	93
OURINHOS	SE	44	44	44	44	44
SERRA MESA	SE	1275	1275	1275	1275	1275
CANA BRAVA	SE	450	450	450	450	450
SAO SALVADOR	SE	0	0	243	243	243
PEIXE ANGIC	SE	452	452	452	452	452
LAJEADO	SE	903	903	903	903	903
SALTO	SE	0	0	0	108	108
PONTE PEDRA	SE	176	176	176	176	176
OLHO DAGUA	SE	0	0	0	33	33
ESPORA	SE	32	32	32	32	32
ITIQUIRA I	SE	61	61	61	61	61
ITIQUIRA II	SE	95	95	95	95	95
DARDANELOS	SE	0	0	0	0	261
CACU	SE	0	0	65	65	65
B. COQUEIROS	SE	0	0	90	90	90
FOZ R. CLARO	SE	0	0	0	67	67
JAGUARI	SE	28	28	28	28	28
PARAIBUNA	SE	85	85	85	85	85
SANTA BRANCA	SE	56	56	56	56	56
FUNIL	SE	222	222	222	222	222
PICADA	SE	50	50	50	50	50
SOBRAGI	SE	60	60	60	60	60
SIMPLICIO	SE	0	0	0	306	306
ILHA POMBOS	SE	187	187	187	187	187
P. PASSOS	SE	100	100	100	100	100
BARRA BRAUNA	SE	0	0	39	39	39
SALTO GRANDE	SE	102	102	102	102	102
P. ESTRELA	SE	112	112	112	112	112
BAU I	SE	0	0	0	110	110

Nome	Subsistema	2007	2008	2009	2010	2011
CANDONGA	SE	140	140	140	140	140
AIMORES	SE	330	330	330	330	330
MASCARENHAS	SE	181	181	181	181	181
GUILMAN-AMOR	SE	140	140	140	140	140
SA CARVALHO	SE	78	78	78	78	78
ROSAL	SE	55	55	55	55	55
IRAPE	SE	360	360	360	360	360
STA CLARA MG	SE	60	60	60	60	60
CAMARGOS	SE	46	46	46	46	46
ITUTINGA	SE	52	52	52	52	52
FURNAS	SE	1312	1312	1312	1312	1312
M. DE MORAES	SE	478	478	478	478	478
ESTREITO	SE	1104	1104	1104	1104	1104
JAGUARA	SE	424	424	424	424	424
IGARAPAVA	SE	210	210	210	210	210
VOLTA GRANDE	SE	380	380	380	380	380
P. COLOMBIA	SE	328	328	328	328	328
CACONDE	SE	80	80	80	80	80
E. DA CUNHA	SE	109	109	109	109	109
A.S.OLIVEIRA	SE	32	32	32	32	32
MARIMBONDO	SE	1488	1488	1488	1488	1488
A. VERMELHA	SE	1396	1396	1396	1396	1396
EMBORCACAO	SE	1192	1192	1192	1192	1192
NOVA PONTE	SE	510	510	510	510	510
MIRANDA	SE	408	408	408	408	408
CORUMBA I	SE	375	375	375	375	375
ITUMBIARA	SE	2280	2280	2280	2280	2280
CACH.DOURADA	SE	658	658	658	658	658
SAO SIMAO	SE	1710	1710	1710	1710	1710
BARRA BONITA	SE	140	140	140	140	140
A.S. LIMA	SE	144	144	144	144	144
IBITINGA	SE	131	131	131	131	131
PROMISSAO	SE	264	264	264	264	264
NAVANHANDAVA	SE	347	347	347	347	347
I. SOLT. EQV	SE	4252	4252	4252	4252	4252
JUPIA	SE	1551	1551	1551	1551	1551
P. PRIMAVERA	SE	1540	1540	1540	1540	1540
MANSO	SE	210	210	210	210	210
A.A. LAYDNER	SE	98	98	98	98	98
CHAVANTES	SE	414	414	414	414	414
L.N. GARCEZ	SE	74	74	74	74	74
CANOAS II	SE	72	72	72	72	72
CANOAS I	SE	83	83	83	83	83
CAPIVARA	SE	640	640	640	640	640
TAQUARUCU	SE	554	554	554	554	554
ROSANA	SE	372	372	372	372	372
SANTANA	SE	89	89	89	89	89
STA. CECILIA	SE	31	31	31	31	31
Total	SE	48386	48386	49034	50016	50383

Tabela B.2 – Expansão do parque hidroelétrico – Subsistema Sul (MW instalado)

Nome	Subsistema	2007	2008	2009	2010	2011
MAUA	SU	0	0	0	0	350
STA CLARA PR	SU	120	120	120	120	120
FUNDAO	SU	120	120	120	120	120
G.B. MUNHOZ	SU	1676	1676	1676	1676	1676
BARRA GRANDE	SU	698	698	698	698	698
CAMPOS NOVOS	SU	880	880	880	880	880
MACHADINHO	SU	1140	1140	1140	1140	1140
ITA	SU	1450	1450	1450	1450	1450
PASSO FUNDO	SU	226	226	226	226	226
MONJOLINHO	SU	0	0	67	67	67
QUEBRA QUEIX	SU	120	120	120	120	120
SAO JOSE	SU	0	0	51	51	51
PASSO S JOAO	SU	0	0	51	77	77
FOZ CHAPECO	SU	0	0	0	428	855
CASTRO ALVES	SU	0	130	130	130	130
MONTE CLARO	SU	130	130	130	130	130
14 DE JULHO	SU	0	100	100	100	100
PASSO REAL	SU	158	158	158	158	158
JACUI	SU	180	180	180	180	180
ITAUBA	SU	500	500	500	500	500
D. FRANCISCA	SU	125	125	125	125	125
G.P. SOUZA	SU	260	260	260	260	260
SALTO PILAO	SU	0	0	0	182	182
SEGREDO	SU	1260	1260	1260	1260	1260
SLT.SANTIAGO	SU	1420	1420	1420	1420	1420
SALTO OSORIO	SU	1078	1078	1078	1078	1078
SALTO CAXIAS	SU	1240	1240	1240	1240	1240
Total	SU	12781	13011	13181	13816	14594

Tabela B.3 – Expansão do parque hidroelétrico – Subsistema Nordeste (MW instalado)

Nome	Subsistema	2007	2008	2009	2010	2011
SOBRADINHO	NE	1050	1050	1050	1050	1050
ITAPARICA	NE	1500	1500	1500	1500	1500
COMP PAF-MOX	NE	4285	4285	4285	4285	4285
XINGO	NE	3162	3162	3162	3162	3162
ITAPEBI	NE	450	450	450	450	450
P. CAVALO	NE	160	160	160	160	160
B. ESPERANCA	NE	225	225	225	225	225
Total	NE	10832	10832	10832	10832	10832

Tabela B.4 – Expansão do parque hidroelétrico – Subsistema Norte (MW instalado)

Nome	Subsistema	2007	2008	2009	2010	2011
ESTREITO TOC	NO	0	0	0	0	362
TUCURUI	NO	8365	8365	8365	8365	8365
CURUA-UMA	NO	30	30	30	30	30
Total	NO	8395	8395	8395	8400	8762

Tabela B.5 – Expansão do parque termoeletrico – Subsistema Sudeste (MW instalado)

Nome	Subsistema	2007	2008	2009	2010	2011
PEQUINASSE	SE	2412	2412	2412	2412	2412
ANGRA 1	SE	520	520	657	657	657
ANGRA 2	SE	1350	1350	1350	1350	1350
CARIOBA	SE	32	32	32	32	32
CCBS_L	SE	0	0	0	142	142
CCBS_TC	SE	0	0	0	51	51
COCAL	SE	0	28	28	28	28
COLORADO	SE	0	28	28	28	28
CUIABA G CC	SE	480	480	480	480	480
DAIA	SE	0	37	37	37	37
DO ATLANTICO	SE	0	0	456	456	456
EBOLT_L	SE	0	0	303	303	303
EBOLT_T	SE	26	26	0	0	0
EBOLT_TC	SE	0	144	22	22	22
GOIANIA 2 BR	SE	0	0	136	136	136
IBIRITERMO	SE	0	0	0	212	212
IGARAPE	SE	131	131	131	131	131
JUIZ DE FORA	SE	79	79	79	79	79
MACAE_L	SE	0	0	0	0	260
MACAE_TC	SE	0	885	885	885	625
NORTEFLU-1	SE	400	400	400	400	400
NORTEFLU-2	SE	100	100	100	100	100
NORTEFLU-3	SE	200	200	200	200	200
NORTEFLU-4	SE	85	85	85	85	85
NOVA PIRAT	SE	0	0	261	370	370
PALMEIRAS GO	SE	0	0	0	0	139
PIE-RP	SE	0	28	28	28	28
PIRAT.12 G	SE	0	175	0	0	0
PIRAT.12 VAP	SE	0	0	0	152	152
PIRATINING34	SE	0	0	260	260	260
ST.CRUZ 12	SE	150	0	0	0	0
ST.CRUZ 34	SE	400	400	400	400	400
ST.CRUZ N.DI	SE	166	482	482	482	482
T LAGOAS_L	SE	0	0	127	127	127
T LAGOAS_T	SE	191	0	64	64	64
TERMORIO_L	SE	0	356	356	712	712
TERMORIO_T	SE	409	53	65	0	0
TERMORIO_TC	SE	0	0	577	286	286
UTE BRASILIA	SE	8	8	8	8	8
UTE SOL	SE	100	130	130	130	130
W.ARJONA G	SE	171	171	171	171	171
XAVANTES	SE	0	54	54	54	54
BIO SE	SE	0	0	0	140	140
Total	SE	7409	8795	10804	11610	11749

Tabela B.6 – Expansão do parque termoeletrico – Subsistema Sul (MW instalado)

Nome	Subsistema	2007	2008	2009	2010	2011
PEQUINASSU	SU	804	804	804	804	804
ALEGRETE	SU	66	66	66	66	66
ARAUCARIA	SU	458	230	230	458	458

Nome	Subsistema	2007	2008	2009	2010	2011
CANDIOTA 3	SU	0	0	0	325	325
CANOAS	SU	0	153	153	153	153
CHARQUEADAS	SU	72	72	72	72	72
CISFRAMA	SU	0	0	4	4	4
FIGUEIRA	SU	17	17	17	17	17
J.LACERDA A1	SU	100	100	100	100	100
J.LACERDA A2	SU	132	132	132	132	132
J.LACERDA B	SU	262	262	262	262	262
J.LACERDA C	SU	363	363	363	363	363
NUTEPA	SU	21	21	21	21	21
P.MEDICI A	SU	110	110	110	110	110
P.MEDICI B	SU	320	320	320	320	320
S.JERONIMO	SU	14	19	19	19	19
URUGUAIANA	SU	225	237	237	237	237
PCH SU	SU	0	0	0	69	69
Total	SU	2965	2907	2910	3532	3532

Tabela B.7 – Expansão do parque termoeletrico – Subsistemas Nordeste e Norte (MW instalado)

Nome	Subsistema	2007	2008	2009	2010	2011
PEQUINASNE	NE	613	613	613	613	613
ALTOS	NE	0	13	13	13	13
ARACATI	NE	0	12	12	12	12
BAHIA I	NE	0	0	0	0	8
BATURITE	NE	0	12	12	12	12
CAMACARI MI	NE	0	0	148	148	148
CAMACARI MII	NE	0	0	140	140	140
CAMACARI PI	NE	0	0	148	148	148
CAMPO MAIOR	NE	0	13	13	13	13
CAUCAIA	NE	0	15	15	15	15
CEARA_L	NE	0	0	68	150	150
CEARA_TC	NE	0	109	149	67	67
CRATO	NE	0	13	13	13	13
ENGUIA PECEM	NE	0	15	15	15	15
FAFEN_T	NE	63	0	0	0	0
FAFEN_TC	NE	62	125	125	125	125
FORTALEZA	NE	0	163	327	327	327
IGUATU	NE	0	15	15	15	15
JAGUARARI	NE	0	102	102	102	102
JUAZEIRO N	NE	0	15	15	15	15
MARAMBAIA	NE	0	13	13	13	13
NAZARIA	NE	0	13	13	13	13
PAU FERRO I	NE	0	0	94	94	94
PECEM II	NE	0	0	140	140	140
PETROLINA	NE	0	0	125	125	125
POTIGUAR	NE	0	0	53	53	53
POTIGUAR III	NE	0	0	54	54	54
TERMOBAHIA	NE	96	96	150	150	150
TERMOMANAUS	NE	0	0	142	142	142
TERMOPE	NE	95	178	494	494	494
VALE DO ACU	NE	0	143	285	285	285
Total	NE	929	1676	3504	3504	3512

Nome	Subsistema	2007	2008	2009	2010	2011
PEQUSINASNO	NO	71	71	71	71	71
Total	NO	71	71	71	71	71

ANEXO C – EXPANSÃO DA OFERTA DE ENERGIA – CASO “ATRASOS”

Tabela C.1 – Expansão do parque hidroelétrico – Subsistema Sudeste (MW instalado)

Nome	Subsistema	2007	2008	2009	2010	2011
FUNIL-GRANDE	SE	180	180	180	180	180
BATALHA	SE	0	0	0	54	54
SERRA FACAO	SE	0	0	0	106	213
CAPIM BRANC1	SE	240	240	240	240	240
CAPIM BRANC2	SE	210	210	210	210	210
CORUMBA IV	SE	127	127	127	127	127
PIRAJU	SE	80	80	80	80	80
ITAIPU	SE	14000	14000	14000	14000	14000
HENRY BORDEN	SE	888	888	888	888	888
NILO PECANHA	SE	380	380	380	380	380
FONTES	SE	132	132	132	132	132
BAGUARI	SE	0	0	35	140	140
RETIRO BAIXO	SE	0	0	82	82	82
TRES MARIAS	SE	396	396	396	396	396
QUEIMADO	SE	105	105	105	105	105
JAUURU	SE	118	118	118	118	118
GUAPORE	SE	120	120	120	120	120
CORUMBA III	SE	0	0	94	94	94
SLT VERDINHO	SE	0	0	0	93	93
OURINHOS	SE	44	44	44	44	44
SERRA MESA	SE	1275	1275	1275	1275	1275
CANA BRAVA	SE	450	450	450	450	450
SAO SALVADOR	SE	0	0	243	243	243
PEIXE ANGIC	SE	452	452	452	452	452
LAJEADO	SE	903	903	903	903	903
SALTO	SE	0	0	0	108	108
PONTE PEDRA	SE	176	176	176	176	176
OLHO DAGUA	SE	0	0	0	0	0
ESPORA	SE	32	32	32	32	32
ITTIQUIRA I	SE	61	61	61	61	61
ITTIQUIRA II	SE	95	95	95	95	95
DARDANELOS	SE	0	0	0	0	261
CACU	SE	0	0	0	65	65
B. COQUEIROS	SE	0	0	0	90	90
FOZ R. CLARO	SE	0	0	0	67	67
JAGUARI	SE	28	28	28	28	28
PARAIBUNA	SE	85	85	85	85	85
SANTA BRANCA	SE	56	56	56	56	56
FUNIL	SE	222	222	222	222	222
PICADA	SE	50	50	50	50	50
SOBRAGI	SE	60	60	60	60	60
SIMPLICIO	SE	0	0	0	306	306
ILHA POMBOS	SE	187	187	187	187	187
P. PASSOS	SE	100	100	100	100	100
BARRA BRAUNA	SE	0	0	39	39	39
SALTO GRANDE	SE	102	102	102	102	102
P. ESTRELA	SE	112	112	112	112	112
BAU I	SE	0	0	0	0	110
CANDONGA	SE	140	140	140	140	140

Nome	Subsistema	2007	2008	2009	2010	2011
AIMORES	SE	330	330	330	330	330
MASCARENHAS	SE	181	181	181	181	181
GUILMAN-AMOR	SE	140	140	140	140	140
SA CARVALHO	SE	78	78	78	78	78
ROSAL	SE	55	55	55	55	55
IRAPE	SE	360	360	360	360	360
STA CLARA MG	SE	60	60	60	60	60
CAMARGOS	SE	46	46	46	46	46
ITUTINGA	SE	52	52	52	52	52
FURNAS	SE	1312	1312	1312	1312	1312
M. DE MORAES	SE	478	478	478	478	478
ESTREITO	SE	1104	1104	1104	1104	1104
JAGUARA	SE	424	424	424	424	424
IGARAPAVA	SE	210	210	210	210	210
VOLTA GRANDE	SE	380	380	380	380	380
P. COLOMBIA	SE	328	328	328	328	328
CACONDE	SE	80	80	80	80	80
E. DA CUNHA	SE	109	109	109	109	109
A.S.OLIVEIRA	SE	32	32	32	32	32
MARIMBONDO	SE	1488	1488	1488	1488	1488
A. VERMELHA	SE	1396	1396	1396	1396	1396
EMBORCACAO	SE	1192	1192	1192	1192	1192
NOVA PONTE	SE	510	510	510	510	510
MIRANDA	SE	408	408	408	408	408
CORUMBA I	SE	375	375	375	375	375
ITUMBIARA	SE	2280	2280	2280	2280	2280
CACH.DOURADA	SE	658	658	658	658	658
SAO SIMAO	SE	1710	1710	1710	1710	1710
BARRA BONITA	SE	140	140	140	140	140
A.S. LIMA	SE	144	144	144	144	144
IBITINGA	SE	131	131	131	131	131
PROMISSAO	SE	264	264	264	264	264
NAVANHANDAVA	SE	347	347	347	347	347
I. SOLT. EQV	SE	4252	4252	4252	4252	4252
JUPIA	SE	1551	1551	1551	1551	1551
P. PRIMAVERA	SE	1540	1540	1540	1540	1540
MANSO	SE	210	210	210	210	210
A.A. LAYDNER	SE	98	98	98	98	98
CHAVANTES	SE	414	414	414	414	414
L.N. GARCEZ	SE	74	74	74	74	74
CANOAS II	SE	72	72	72	72	72
CANOAS I	SE	83	83	83	83	83
CAPIVARA	SE	640	640	640	640	640
TAQUARUCU	SE	554	554	554	554	554
ROSANA	SE	372	372	372	372	372
SANTANA	SE	89	89	89	89	89
STA. CECILIA	SE	31	31	31	31	31
Total	SE	48386	48386	48879	49873	50350

Tabela C.2 – Expansão do parque hidroelétrico – Subsistema Sul (MW instalado)

Nome	Subsistema	2007	2008	2009	2010	2011
MAUA	SU	0	0	0	0	350
STA CLARA PR	SU	120	120	120	120	120

Nome	Subsistema	2007	2008	2009	2010	2011
FUNDAO	SU	120	120	120	120	120
G.B. MUNHOZ	SU	1676	1676	1676	1676	1676
BARRA GRANDE	SU	698	698	698	698	698
CAMPOS NOVOS	SU	880	880	880	880	880
MACHADINHO	SU	1140	1140	1140	1140	1140
ITA	SU	1450	1450	1450	1450	1450
PASSO FUNDO	SU	226	226	226	226	226
MONJOLINHO	SU	0	0	0	67	67
QUEBRA QUEIX	SU	120	120	120	120	120
SAO JOSE	SU	0	0	17	51	51
PASSO S JOAO	SU	0	0	0	77	77
FOZ CHAPECO	SU	0	0	0	428	855
CASTRO ALVES	SU	0	130	130	130	130
MONTE CLARO	SU	130	130	130	130	130
14 DE JULHO	SU	0	100	100	100	100
PASSO REAL	SU	158	158	158	158	158
JACUI	SU	180	180	180	180	180
ITAUBA	SU	500	500	500	500	500
D. FRANCISCA	SU	125	125	125	125	125
G.P. SOUZA	SU	260	260	260	260	260
SALTO PILAO	SU	0	0	0	182	182
SEGREDO	SU	1260	1260	1260	1260	1260
SLT.SANTIAGO	SU	1420	1420	1420	1420	1420
SALTO OSORIO	SU	1078	1078	1078	1078	1078
SALTO CAXIAS	SU	1240	1240	1240	1240	1240
Total	SU	12781	13011	13028	13816	14594

Tabela C.3 – Expansão do parque hidroelétrico – Subsistema Nordeste (MW instalado)

Nome	Subsistema	2007	2008	2009	2010	2011
SOBRADINHO	NE	1050	1050	1050	1050	1050
ITAPARICA	NE	1500	1500	1500	1500	1500
COMP PAF-MOX	NE	4285	4285	4285	4285	4285
XINGO	NE	3162	3162	3162	3162	3162
ITAPEBI	NE	450	450	450	450	450
P. CAVALO	NE	160	160	160	160	160
B. ESPERANCA	NE	225	225	225	225	225
Total	NE	10832	10832	10832	10832	10832

Tabela C.4 – Expansão do parque hidroelétrico – Subsistema Norte (MW instalado)

Nome	Subsistema	2007	2008	2009	2010	2011
ESTREITO TOC	NO	0	0	0	0	362
TUCURUI	NO	7670	8370	8370	8370	8370
CURUA-UMA	NO	30	30	30	30	30
Total	NO	7700	8400	8400	8400	8762

Tabela C.5 – Expansão do parque termoeletrico – Subsistema Sudeste (MW instalado)

Nome	Subsistema	2007	2008	2009	2010	2011
PEQUSSINASSE	SE	2412	2412	2412	2412	2412
ANGRA 1	SE	520	520	657	657	657
ANGRA 2	SE	1350	1350	1350	1350	1350
CARIOBA	SE	32	32	32	32	32
CCBS_L	SE	0	0	0	142	142

Nome	Subsistema	2007	2008	2009	2010	2011
CCBS_TC	SE	0	0	0	51	51
COCAL	SE	0	28	28	28	28
COLORADO	SE	0	28	28	28	28
CUIABA G CC	SE	480	480	480	480	480
DAIA	SE	0	37	37	37	37
DO ATLANTICO	SE	0	0	456	456	456
EBOLT_L	SE	0	0	303	303	303
EBOLT_T	SE	26	26	0	0	0
EBOLT_TC	SE	0	144	22	22	22
GOIANIA 2 BR	SE	0	0	136	136	136
IBIRITERMO	SE	0	0	0	212	212
IGARAPE	SE	131	131	131	131	131
JUIZ DE FORA	SE	79	79	79	79	79
MACAE_L	SE	0	0	0	0	260
MACAE_TC	SE	0	885	885	885	625
NORTEFLU-1	SE	400	400	400	400	400
NORTEFLU-2	SE	100	100	100	100	100
NORTEFLU-3	SE	200	200	200	200	200
NORTEFLU-4	SE	85	85	85	85	85
NOVA PIRAT	SE	0	0	261	370	370
PALMEIRAS GO	SE	0	0	0	0	139
PIE-RP	SE	0	28	28	28	28
PIRAT.12 G	SE	0	175	0	0	0
PIRAT.12 VAP	SE	0	0	0	152	152
PIRATINING34	SE	0	0	260	260	260
ST.CRUZ 12	SE	150	0	0	0	0
ST.CRUZ 34	SE	400	400	400	400	400
ST.CRUZ N.DI	SE	166	482	482	482	482
T LAGOAS_L	SE	0	0	127	127	127
T LAGOAS_T	SE	191	0	64	64	64
TERMORIO_L	SE	0	356	356	712	712
TERMORIO_T	SE	409	53	65	0	0
TERMORIO_TC	SE	0	0	577	286	286
UTE BRASILIA	SE	8	8	8	8	8
UTE SOL	SE	100	130	130	130	130
W.ARJONA G	SE	171	171	171	171	171
XAVANTES	SE	0	54	54	54	54
BIO SE	SE	0	0	0	140	140
Total	SE	7409	8795	10804	11610	11749

Tabela C.6 – Expansão do parque termoeletrico – Subsistema Sul (MW instalado)

Nome	Subsistema	2007	2008	2009	2010	2011
PEQUINASSU	SU	804	804	804	804	804
ALEGRETE	SU	66	66	66	66	66
ARAUCARIA	SU	458	230	230	458	458
CANDIOTA 3	SU	0	0	0	325	325
CANOAS	SU	0	153	153	153	153
CHARQUEADAS	SU	72	72	72	72	72
CISFRAMA	SU	0	0	4	4	4
FIGUEIRA	SU	17	17	17	17	17
J.LACERDA A1	SU	100	100	100	100	100
J.LACERDA A2	SU	132	132	132	132	132
J.LACERDA B	SU	262	262	262	262	262

Nome	Subsistema	2007	2008	2009	2010	2011
J.LACERDA C	SU	363	363	363	363	363
NUTEPA	SU	21	21	21	21	21
P.MEDICI A	SU	110	110	110	110	110
P.MEDICI B	SU	320	320	320	320	320
S.JERONIMO	SU	14	19	19	19	19
URUGUAIANA	SU	225	237	237	237	237
PCH SU	SU	0	0	0	69	69
Total	SU	2965	2907	2910	3532	3532

Tabela C.7 – Expansão do parque termoeletrico – Subsistema Nordeste e Norte (MW instalado)

Nome	Subsistema	2007	2008	2009	2010	2011
PEQUINASNE	NE	613	613	613	613	613
ALTOS	NE	0	13	13	13	13
ARACATI	NE	0	12	12	12	12
BAHIA I	NE	0	0	0	0	8
BATURITE	NE	0	12	12	12	12
CAMACARI MI	NE	0	0	148	148	148
CAMACARI MII	NE	0	0	140	140	140
CAMACARI PI	NE	0	0	148	148	148
CAMPO MAIOR	NE	0	13	13	13	13
CAUCAIA	NE	0	15	15	15	15
CEARA_L	NE	0	0	68	150	150
CEARA_TC	NE	0	109	149	67	67
CRATO	NE	0	13	13	13	13
ENGUIA PECÉM	NE	0	15	15	15	15
FAFEN_T	NE	63	0	0	0	0
FAFEN_TC	NE	62	125	125	125	125
FORTALEZA	NE	0	163	327	327	327
IGUATU	NE	0	15	15	15	15
JAGUARARI	NE	0	102	102	102	102
JUAZEIRO N	NE	0	15	15	15	15
MARAMBAIA	NE	0	13	13	13	13
NAZARIA	NE	0	13	13	13	13
PAU FERRO I	NE	0	0	94	94	94
PECEM II	NE	0	0	140	140	140
PETROLINA	NE	0	0	125	125	125
POTIGUAR	NE	0	0	53	53	53
POTIGUAR III	NE	0	0	54	54	54
TERMOBAHIA	NE	96	96	150	150	150
TERMOMANAUS	NE	0	0	142	142	142
TERMOPE	NE	95	178	494	494	494
VALE DO ACU	NE	0	143	285	285	285
Total	NE	929	1676	3504	3504	3512
Nome	Subsistema	2007	2008	2009	2010	2011
PEQUINASNO	NO	71	71	71	71	71
Total	NO	71	71	71	71	71

ANEXO D – PROJEÇÃO DE DEMANDA

Tabela D.1 – Projeção de carga de energia (MWmédio) – Cenário “Baixa”

	2007	2008	2009	2010	2011
Sudeste	31465	32786	34197	35672	37104
Sul	8285	8688	9150	9631	10027
Nordeste	7490	7649	7995	8552	8934
Norte	3563	3772	3946	4083	4365
Ande	629	654	679	706	734
Total	51431	53550	55967	58645	61164

Tabela D.2 – Projeção de carga de energia (MWmédio) – Cenário Referência

	2007	2008	2009	2010	2011
Sudeste	31888	33170	34820	36523	38310
Sul	8326	8783	9299	9818	10299
Nordeste	7526	7720	8113	8791	9135
Norte	3574	3791	3980	4134	4431
Ande	629	654	679	706	734
Total	51943	54118	56891	59972	62909

ANEXO E – BALANÇO “OFERTA VERSUS DEMANDA” DE GARANTIA FÍSICA

Tabela E.1 – Balanço Estrutural: oferta (lastro) – demanda de energia (Caso 1)

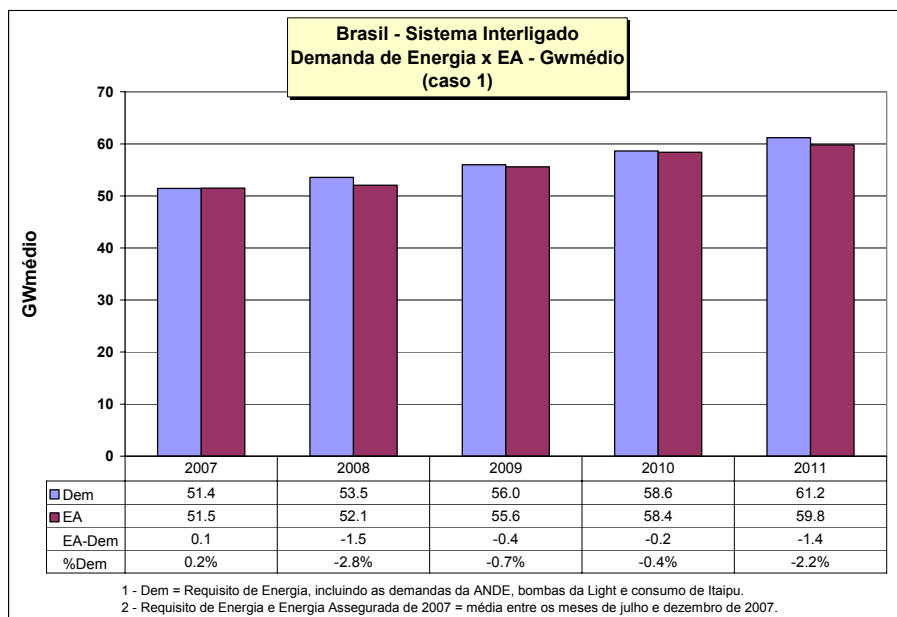


Tabela E.2 – Balanço Estrutural: oferta (lastro) – demanda de energia (Caso 2)

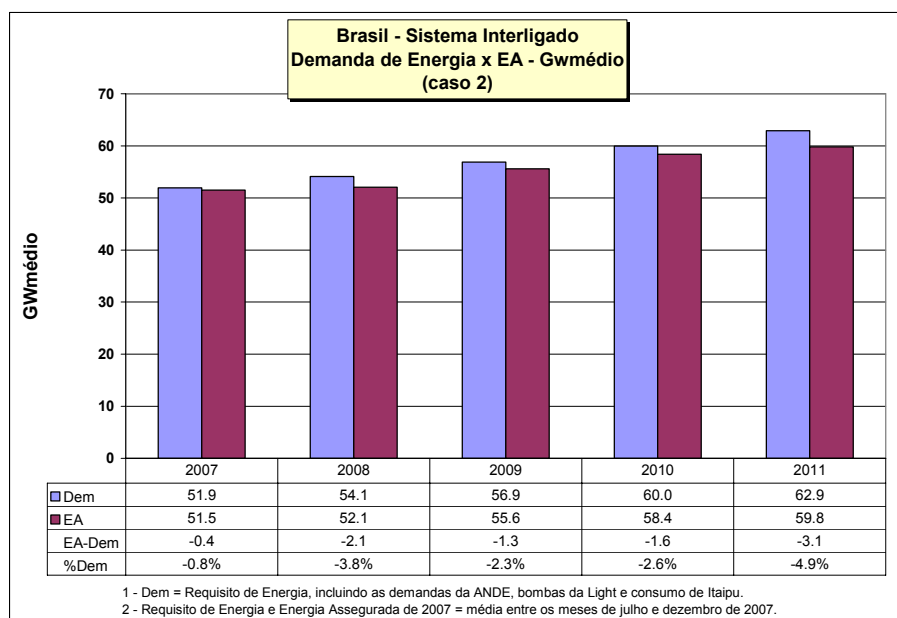


Tabela E.3 – Balanço Estrutural: oferta (lastro) – demanda de energia (Caso 3)

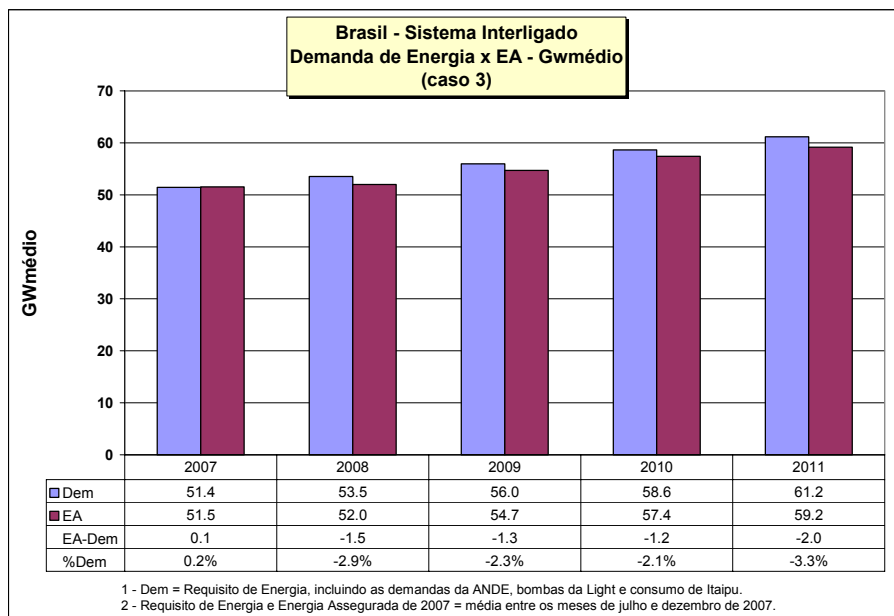


Tabela E.4 – Balanço Estrutural: oferta (lastro) – demanda de energia (Caso 4)

