

Programa Energia Transparente

Monitoramento Permanente dos Cenários de Oferta e do Risco de Racionamento

8ª Edição – Dezembro de 2010

Realização:



O Instituto Acende Brasil é um Centro de Estudos que visa a aumentar o grau de Transparência e Sustentabilidade do Setor Elétrico Brasileiro. Para atingir este objetivo, adotamos a abordagem de Observatório do Setor Elétrico e estudamos as seguintes dimensões:

Para saber mais acesse
www.acendebrasil.com.br



AGÊNCIAS
REGULADORAS



GOVERNANÇA
CORPORATIVA



TARIFA E
REGULAÇÃO



RENTABILIDADE



O OBSERVATÓRIO
DO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO



IMPOSTOS E
ENCARGOS



OFERTA DE
ENERGIA



LEILÕES



MEIO AMBIENTE
E SOCIEDADE

- 1. Motivação e objetivos do Programa Energia Transparente**
- 2. Objetivos da 8ª Edição**
- 3. Cenários de oferta e demanda**
- 4. Segurança de suprimento**
- 5. Limites de transmissão**
- 6. Situação atual do armazenamento**
- 7. Custo-benefício do despacho suplementar**
- 8. Conclusões**

- 1. Realizar o monitoramento e avaliação da segurança de suprimento nos próximos 5 anos:**
 - Avaliação técnica**
 - De forma permanente e periódica**
 - Com metodologia transparente e replicável**
 - Usando dados oficiais (MME, EPE, ONS e ANEEL)**
- 2. Apresentar conclusões e recomendações de ações preventivas e corretivas**

1. Motivação e objetivos do Programa Energia Transparente

2. Objetivos da 8ª Edição

3. Cenários de oferta e demanda

4. Segurança de suprimento

5. Limites de transmissão

6. Situação atual do armazenamento

7. Custo-benefício do despacho suplementar

8. Conclusões

- ❑ **Atualização dos balanços entre oferta e demanda de energia até 2014**
- ❑ **Atualização dos riscos de decretar racionamento até 2013**
- ❑ **Analisar as causas da aparente contradição entre os resultados favoráveis dos balanços de garantia física e as ações operativas recentes do ONS e do CMSE. Esta análise será feita com base nas decisões operativas observadas ao longo do ano de 2010**
- ❑ **Analisar o índice custo-benefício dos despachos termelétricos suplementares**
- ❑ **Conclusões e recomendações**

1. **Motivação e objetivos do Programa Energia Transparente**
2. **Objetivos da 8ª Edição**
3. **Cenários de oferta e demanda**
4. **Segurança de suprimento**
5. **Limites de transmissão**
6. **Situação atual do armazenamento**
7. **Custo-benefício do despacho suplementar**
8. **Conclusões**

Oferta de referência

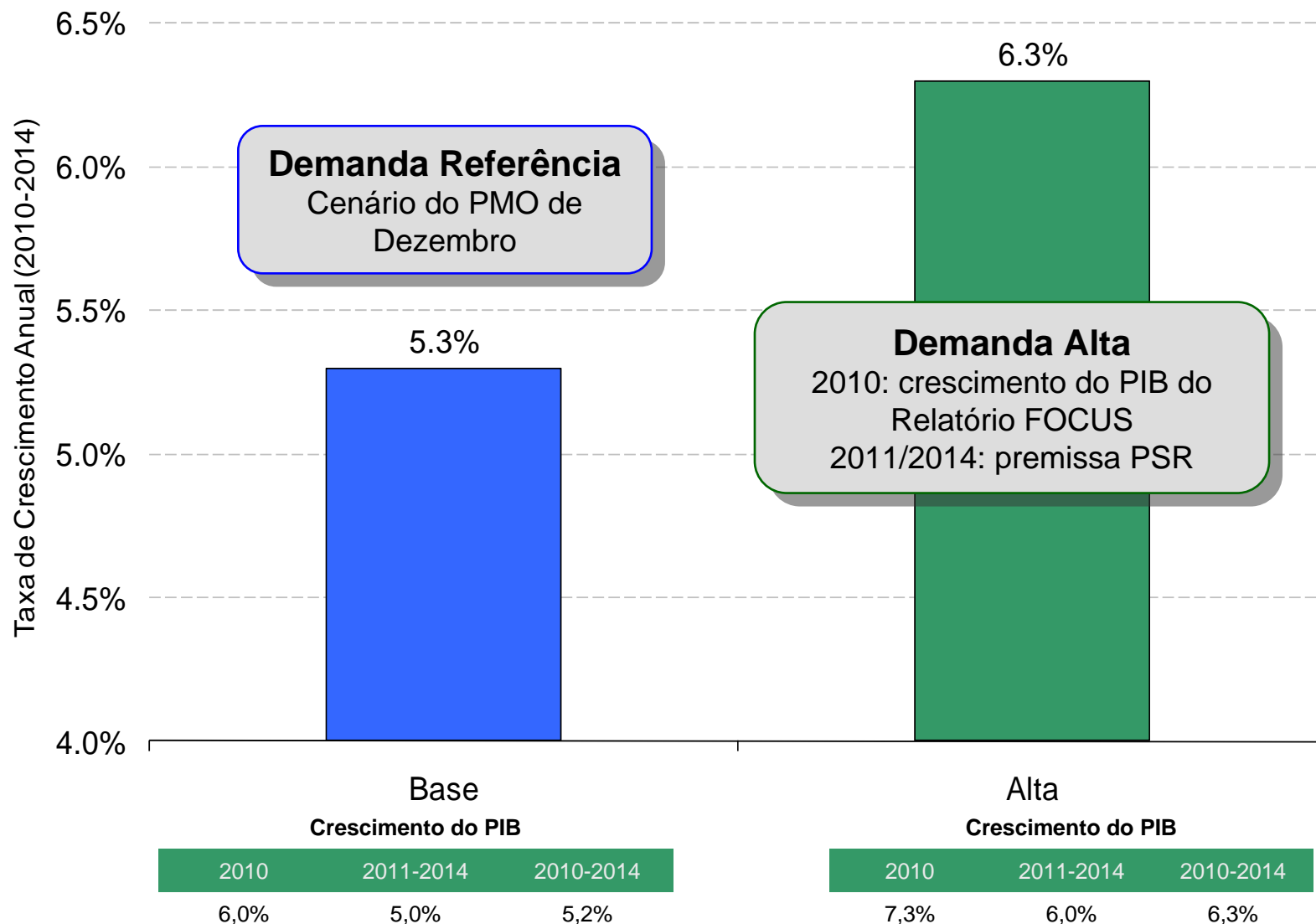
Oferta do Plano Mensal de Operação (PMO) de Dezembro/2010 considerando o resultado do Leilão de Energia de Reserva e do Leilão de Fontes Alternativas

Oferta com atrasos

Mesma oferta do cenário de referência, exceto:

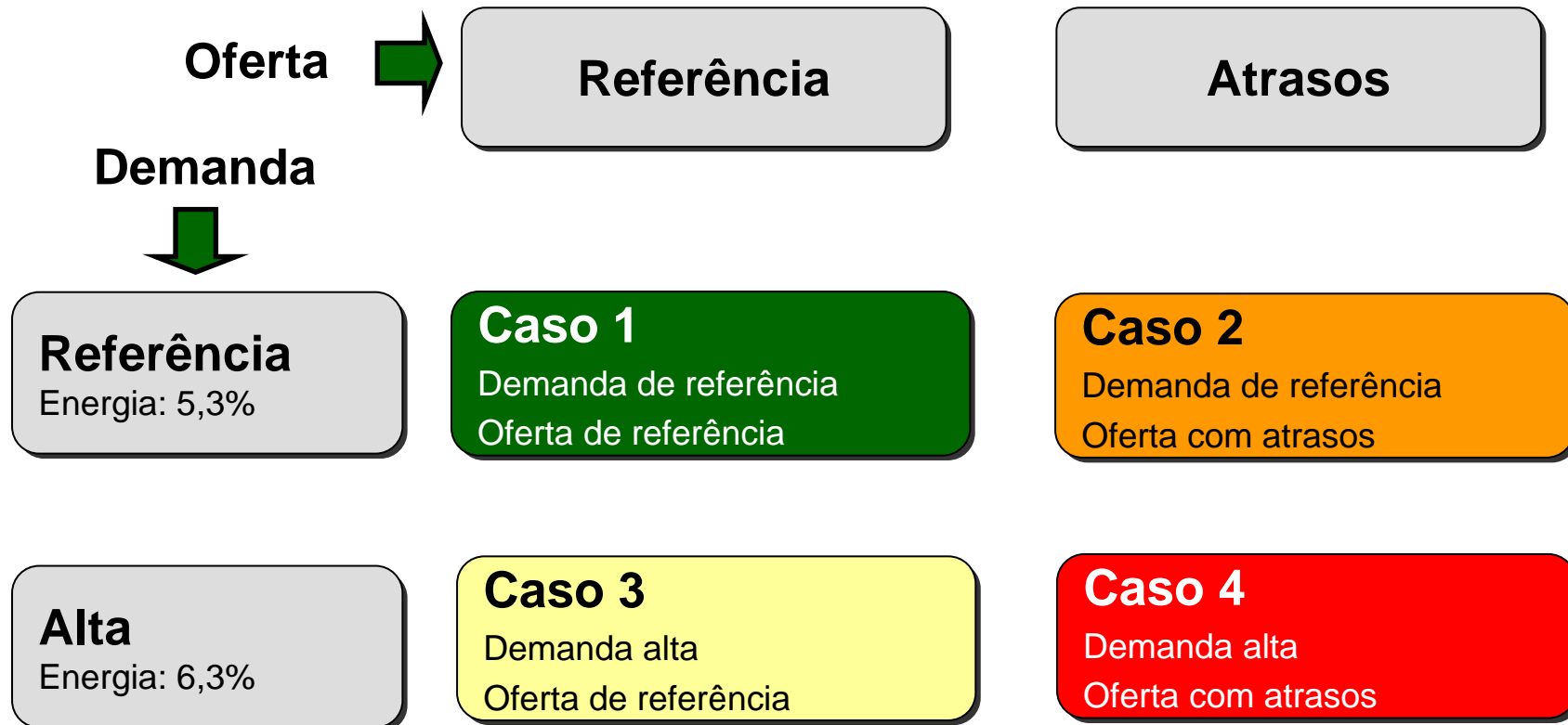
- **Atraso de 12 meses na entrada das usinas classificadas como “amarelas” pelo cronograma de fiscalização da ANEEL**

Cenários de crescimento da demanda (2010-2014)



Fonte: EPE

Fonte: BACEN, outubro de 2010, e PSR.

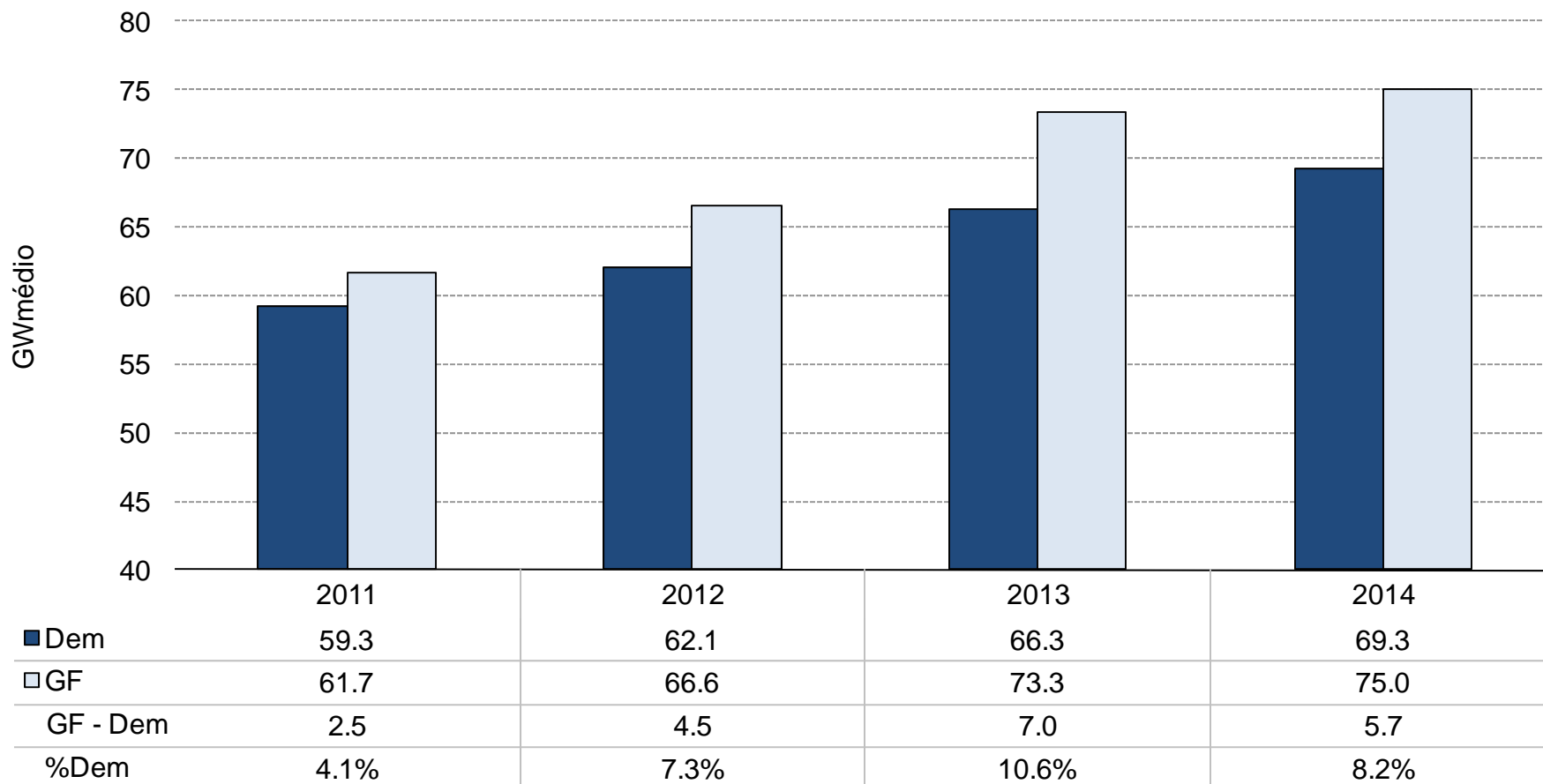


1. **Motivação e objetivos do Programa Energia Transparente**
2. **Objetivos da 8ª Edição**
3. **Cenários de oferta e demanda**
4. **Segurança de suprimento**
5. **Limites de transmissão**
6. **Situação atual do armazenamento**
7. **Custo-benefício do despacho suplementar**
8. **Conclusões**

- 1. Balanço estrutural:** verifica se o sistema de geração pode atender à demanda de maneira sustentável mesmo que a condição hidrológica seja desfavorável
 - Separar o que é planejamento adequado do que é sorte (a capacidade é inadequada, mas choveu muito)
- 2. Risco de racionamento:** a operação do sistema é simulada para os próximos anos, com um grande número de cenários de vazões. A partir dos resultados das simulações, estima-se o risco e severidade das falhas de suprimento
 - Esta análise combina os componentes estruturais e conjunturais (condições hidrológicas favoráveis ou desfavoráveis)

Balanco de garantia física

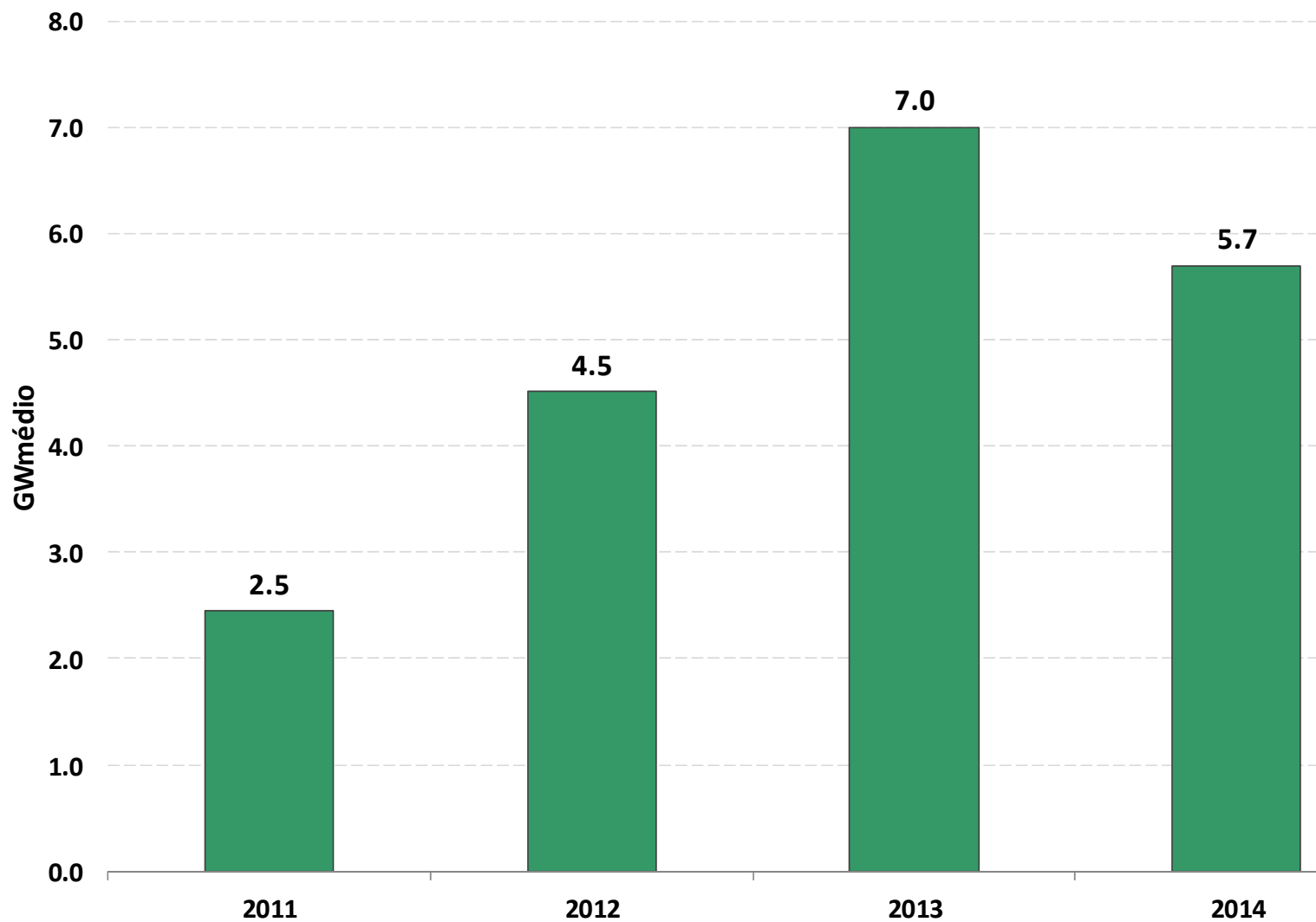
Caso 1: Oferta de referência / Demanda de referência



O balanço considera toda a energia de reserva contratada até o momento.

Balanço de garantia física

Caso 1: Oferta de referência / Demanda de referência

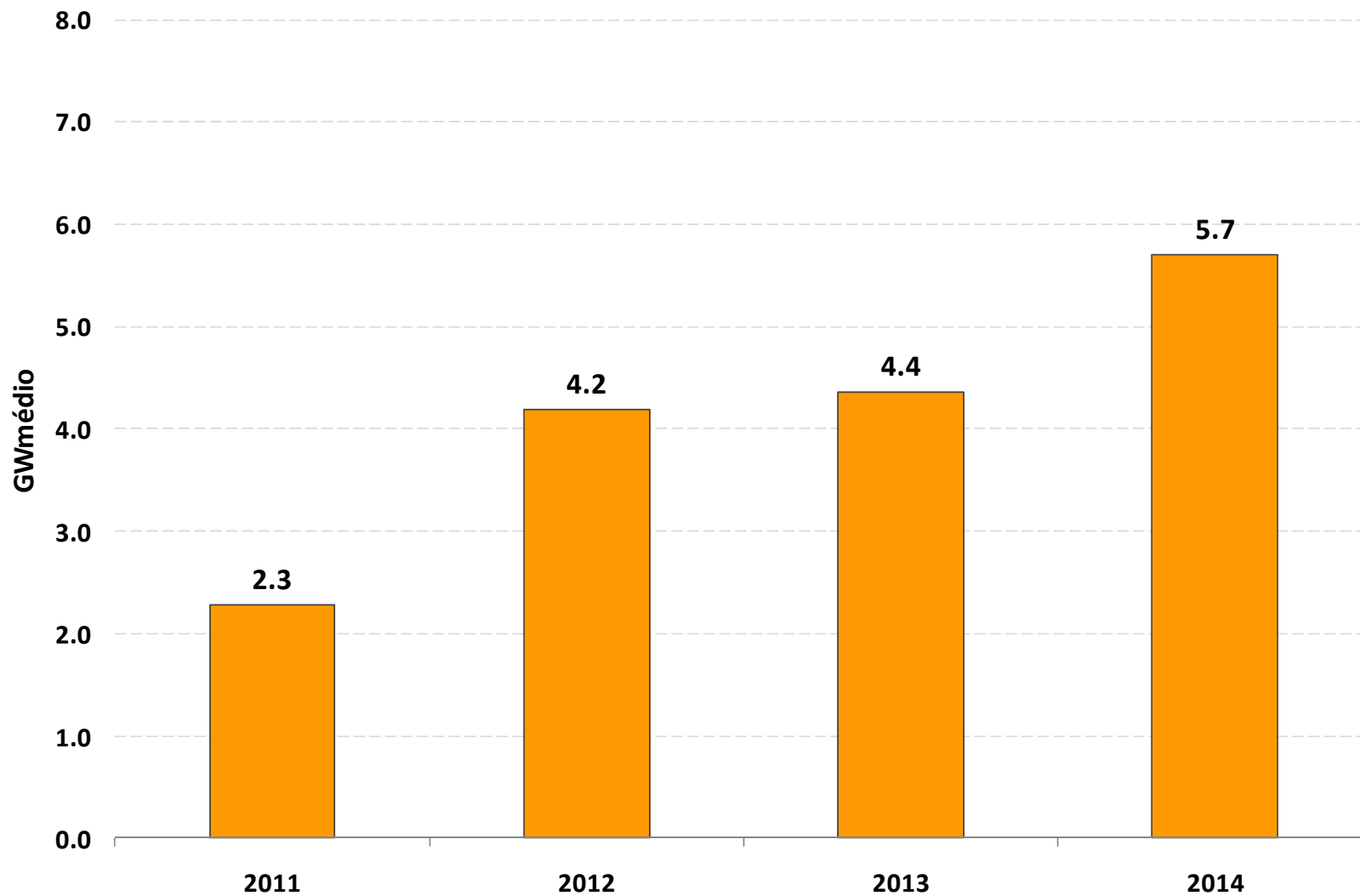


Obs: o balanço considera toda a energia de reserva contratada até o momento.

- Existe uma grande “folga” de energia para os próximos anos**
 - Em 2011 a folga de 2.500 MW médios equivale à garantia física da usina hidrelétrica de Santo Antônio**
 - Em 2012, a folga aumenta para 4.500 MW médios (equivale à Belo Monte)**
 - Em 2013, passa para 7 mil MW médios (Belo Monte + Santo Antônio)**
- Por que ocorreu esta sobra?**
 - Crise mundial (crescimento zero da demanda em 2009)**
 - Leilões A-3 e A-5 de 2008 realizados pouco antes da crise (distribuidoras previram forte aumento da demanda)**

Balanco de garantia física

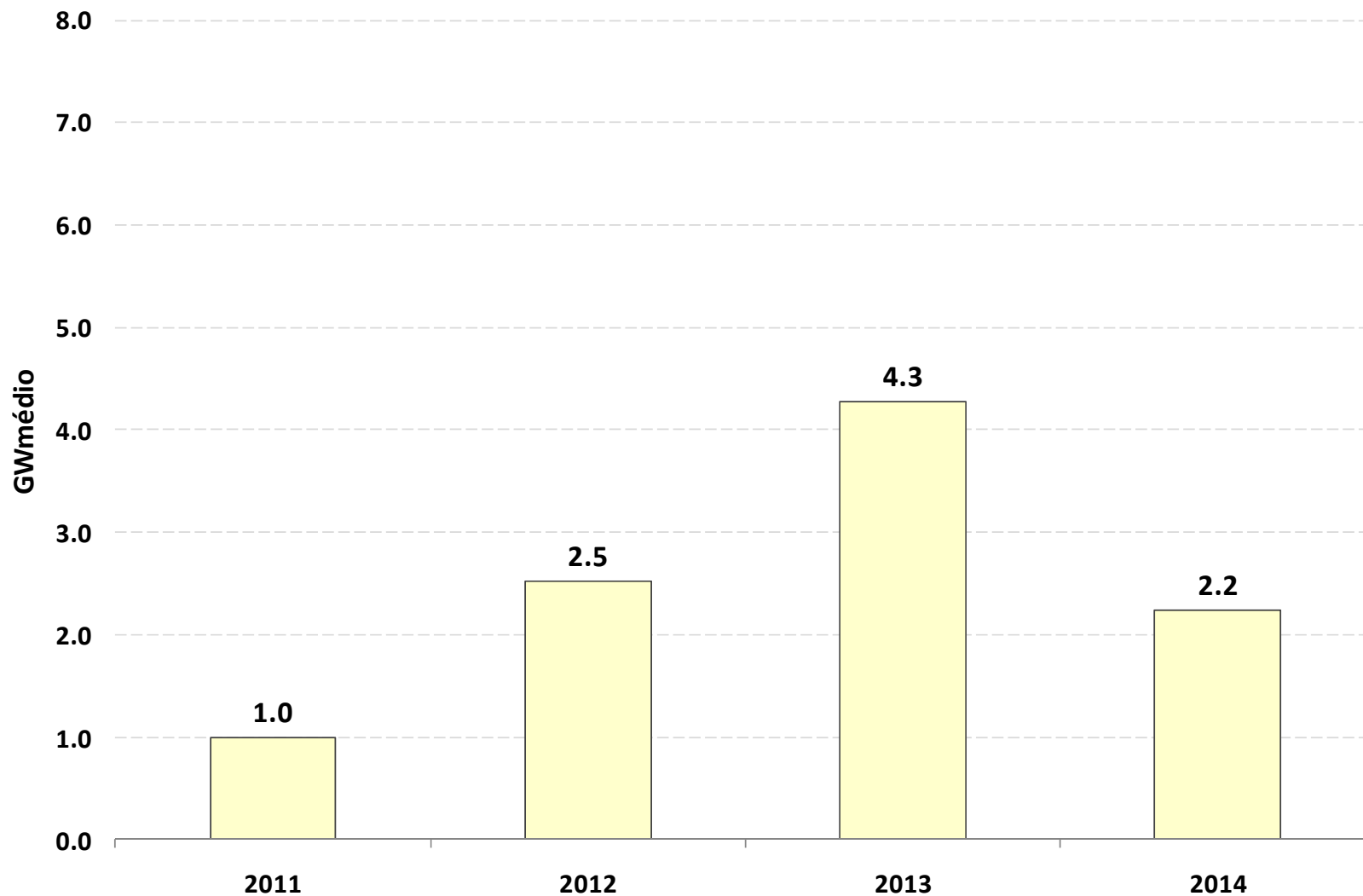
Caso 2: Oferta com atrasos / Demanda de referência



Obs: o balanço considera toda a energia de reserva contratada até o momento.

Balanço de garantia física

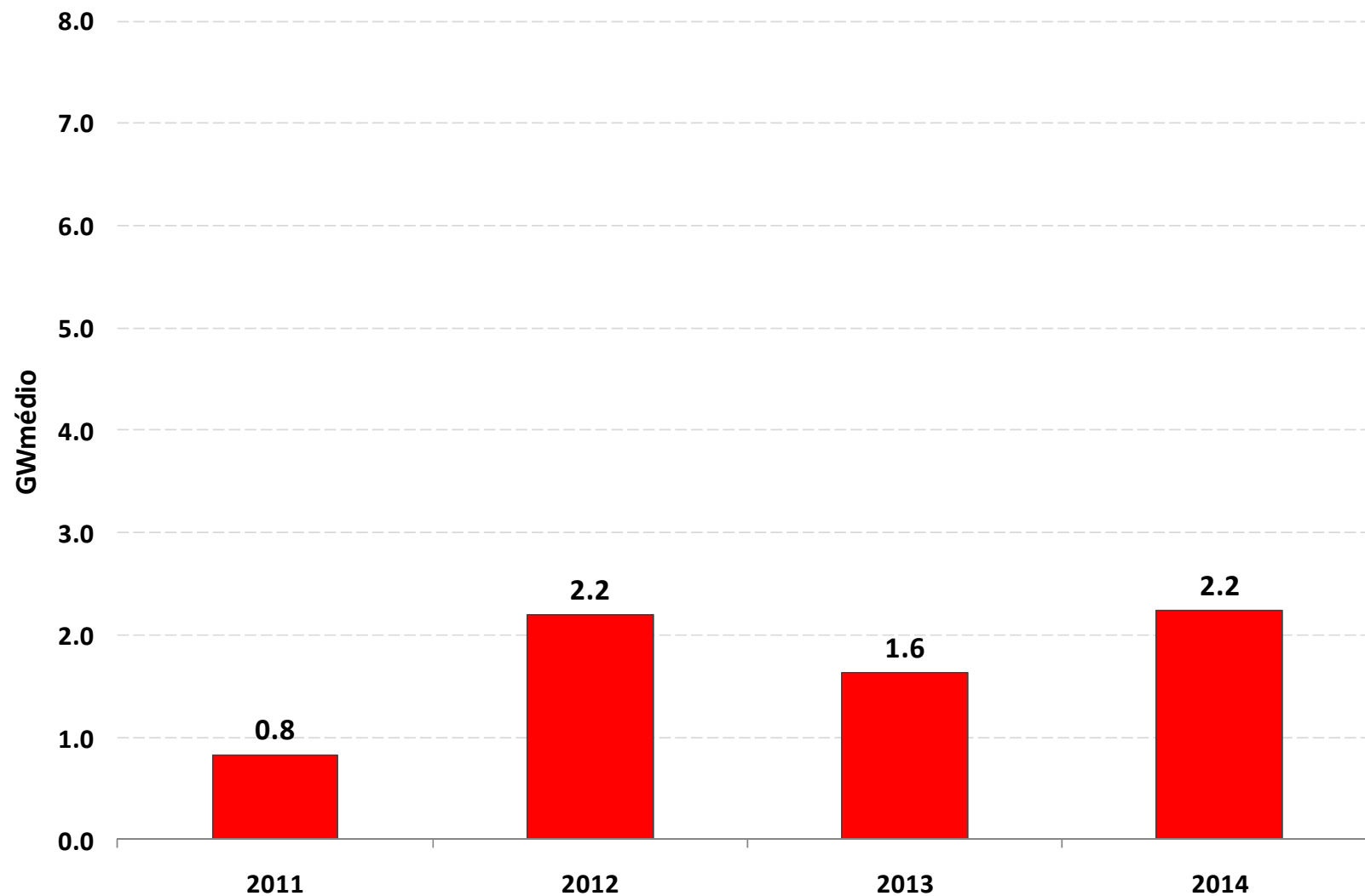
Caso 3: Oferta de referência / Demanda Alta



Obs: o balanço considera toda a energia de reserva contratada até o momento.

Balanco de garantia física

Caso 4: Oferta com atrasos / Demanda Alta

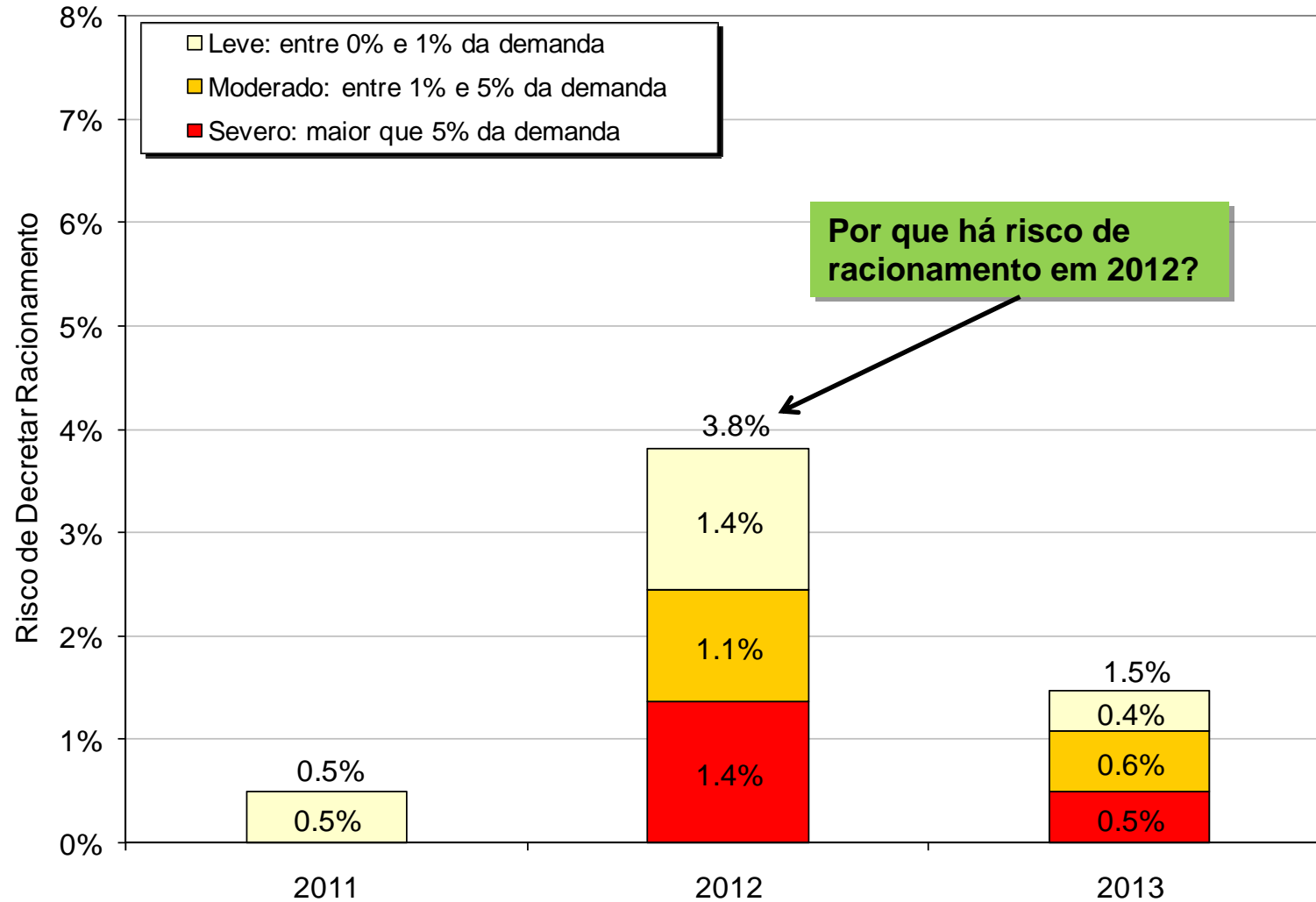


Obs: o balanço considera toda a energia de reserva contratada até o momento.

- ❑ **Existe folga de oferta mesmo no caso de maior estresse (“Pibão” e atraso)**
- ❑ **Portanto, era de se esperar que o risco de racionamento nos próximos anos fosse extremamente baixo**
- ❑ **No entanto...**

Risco e severidade do racionamento (região Sudeste)

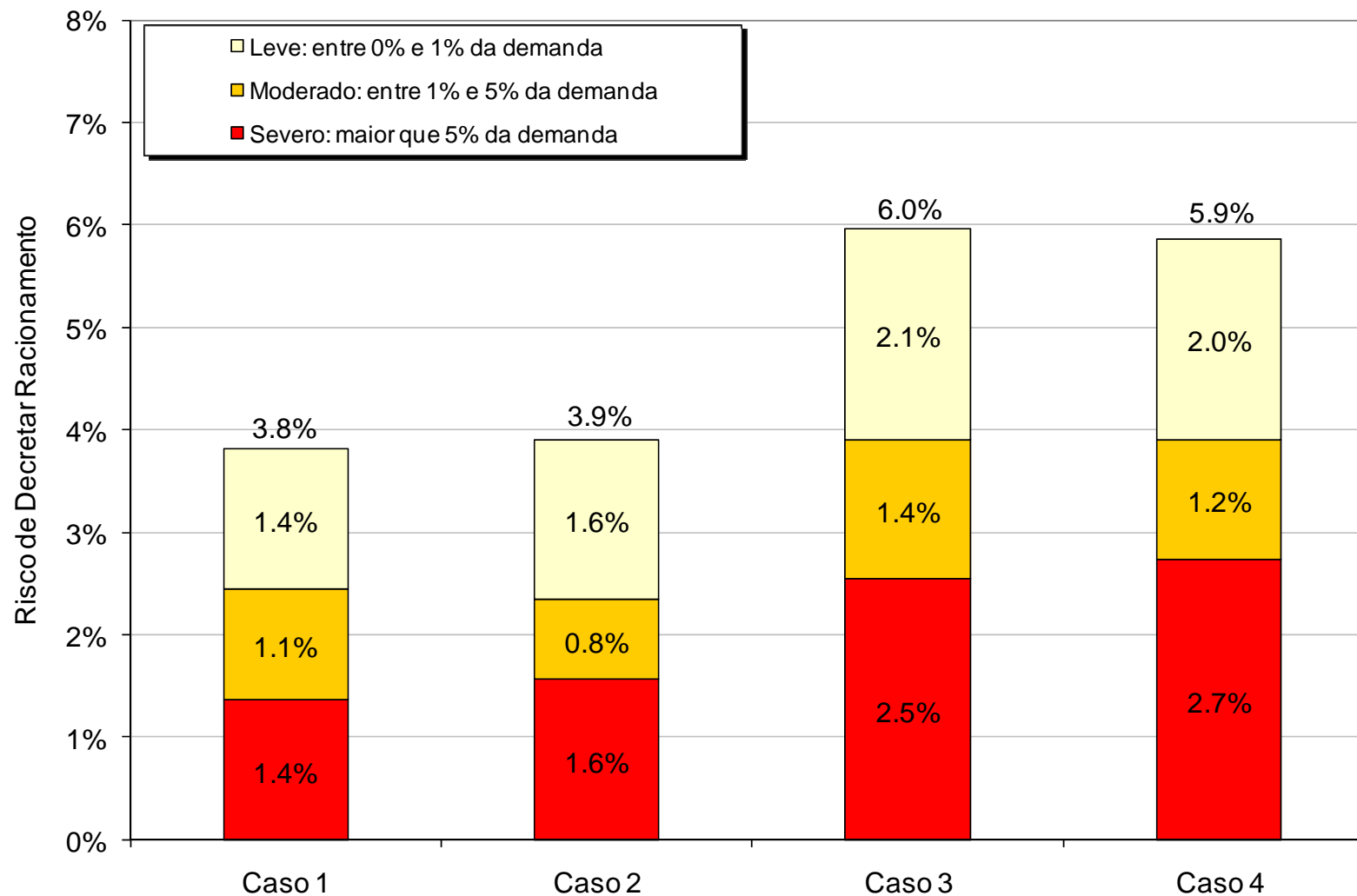
Caso 1: Oferta de referência / Demanda de referência



Obs: os riscos consideram a energia de reserva já contratada

Risco e severidade do racionamento (região Sudeste)

Caso 1, Caso 2, Caso 3 e Caso 4 para o ano de 2012



Obs: os riscos consideram a energia de reserva já contratada

Por que há riscos se há uma sobra expressiva de energia?

- ❑ Razão 1: Limites de transmissão de energia entre as regiões
- ❑ Razão 2: Baixo nível de armazenamento no final de 2010

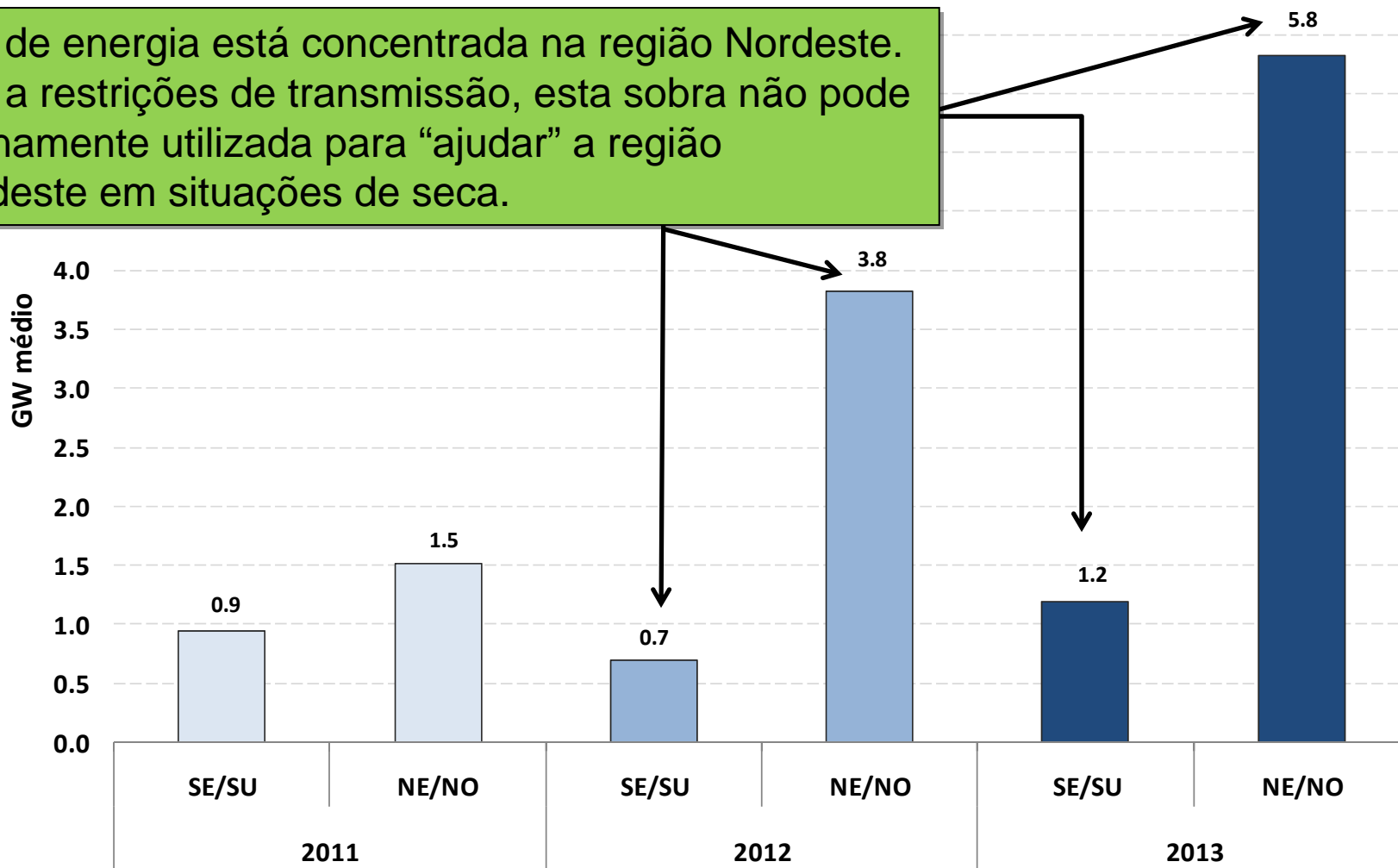
1. **Motivação e objetivos do Programa Energia Transparente**
2. **Objetivos da 8ª Edição**
3. **Cenários de oferta e demanda**
4. **Segurança de suprimento**
5. **Limites de transmissão**
6. **Situação atual do armazenamento**
7. **Custo-benefício do despacho suplementar**
8. **Conclusões**

Balanço de garantia física por região

Caso 1: Oferta de referência / Demanda de referência

6.5

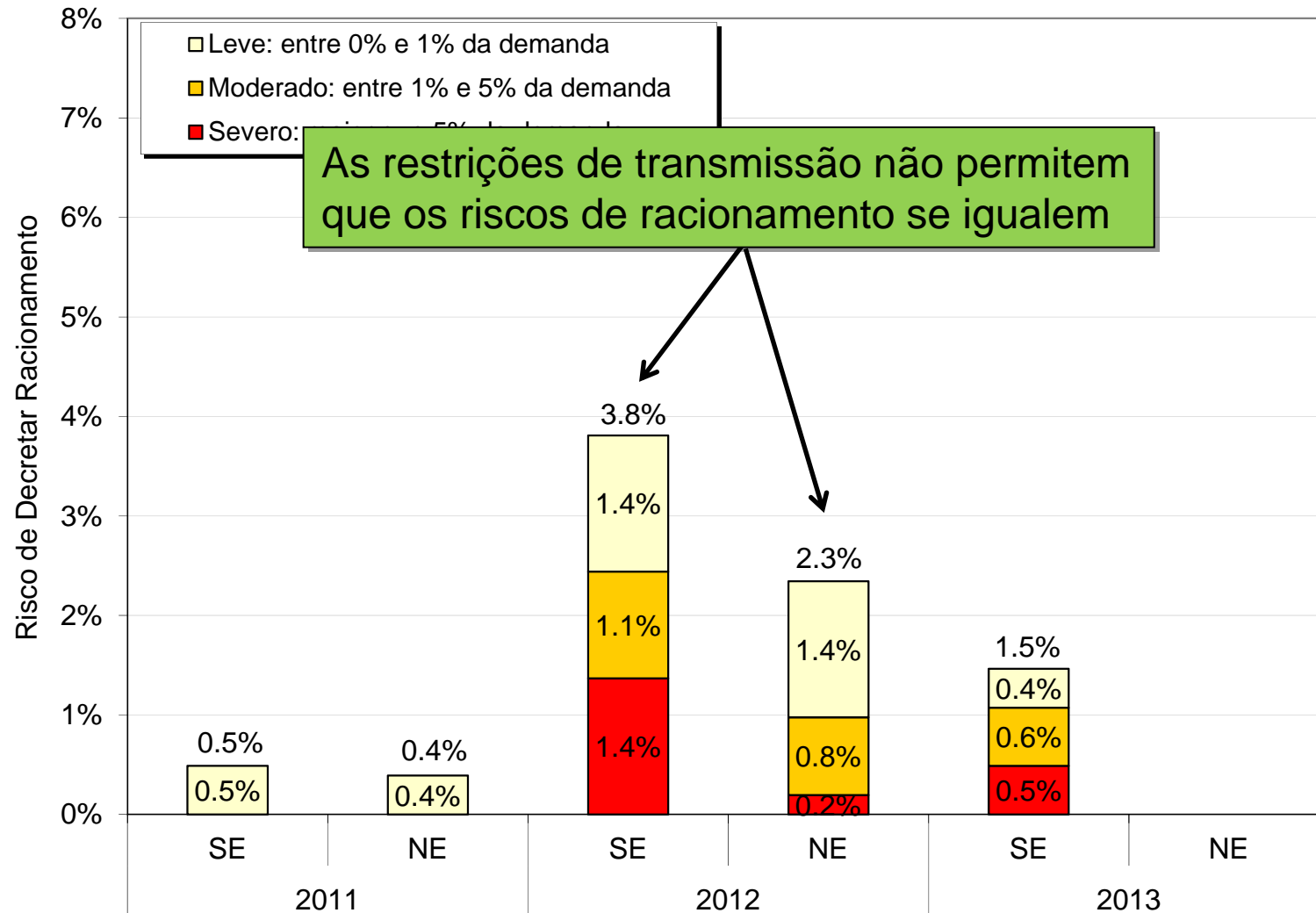
A folga de energia está concentrada na região Nordeste. Devido a restrições de transmissão, esta sobra não pode ser plenamente utilizada para “ajudar” a região Sul/Sudeste em situações de seca.



Obs: o balanço considera toda a energia de reserva contratada até o momento.

Risco de racionamento nas regiões Sudeste e Nordeste

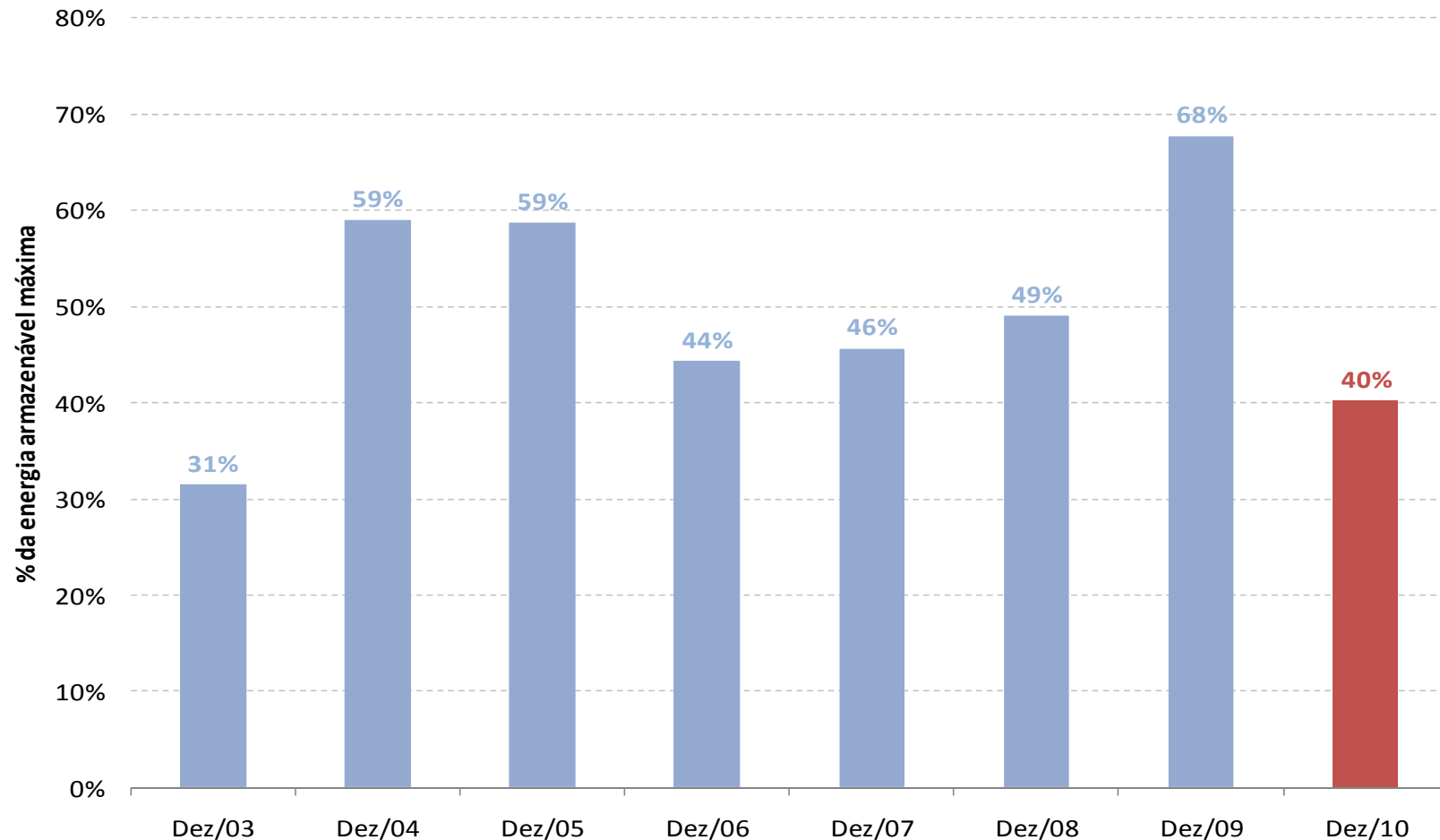
Caso 1: Oferta de referência / Demanda de referência



Obs: os riscos consideram a energia de reserva já contratada

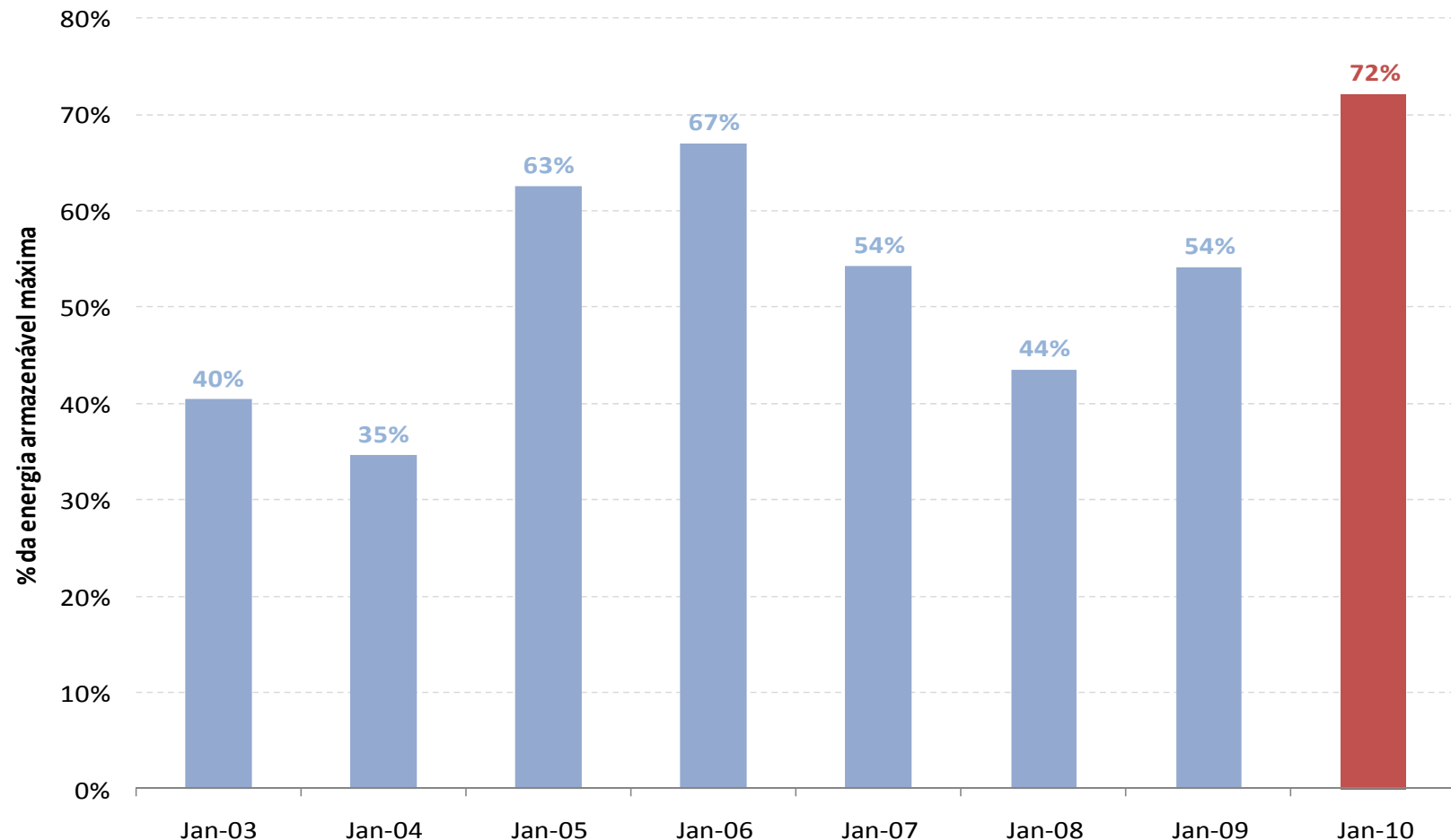
1. **Motivação e objetivos do Programa Energia Transparente**
2. **Objetivos da 8ª Edição**
3. **Cenários de oferta e demanda**
4. **Segurança de suprimento**
5. **Limites de transmissão**
6. **Situação atual do armazenamento**
7. **Custo-benefício do despacho suplementar**
8. **Conclusões**

- ❑ O nível de armazenamento total do SIN no início de dezembro de 2010 foi o segundo pior dos últimos 8 anos. No entanto...



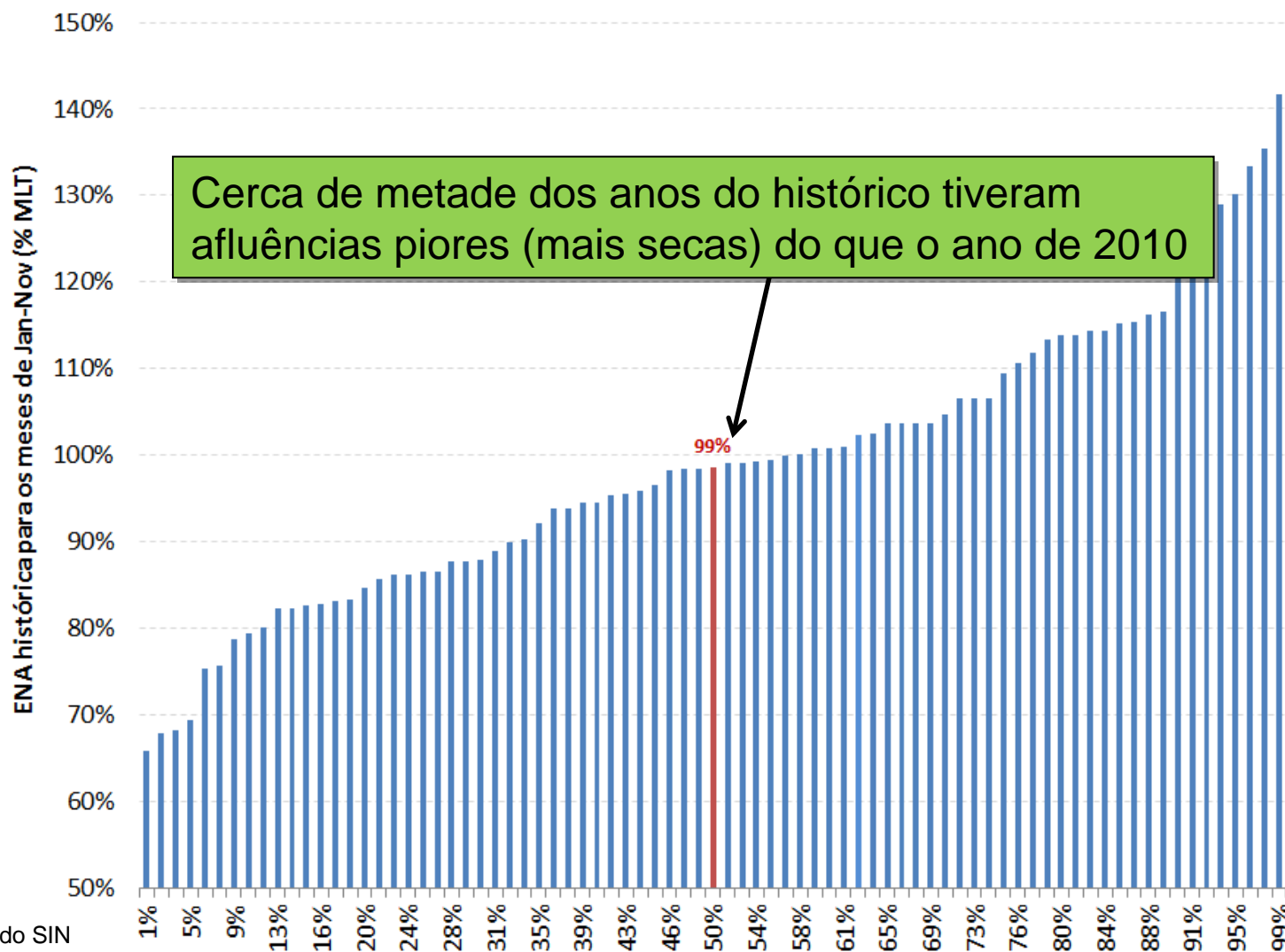
Nível de armazenamento em janeiro de 2010

- ❑ O nível de armazenamento total do SIN no início de **janeiro** de 2010 era o **melhor** da história recente. O que aconteceu?



Houve uma seca muito severa?

Não



Obs: ENA total do SIN

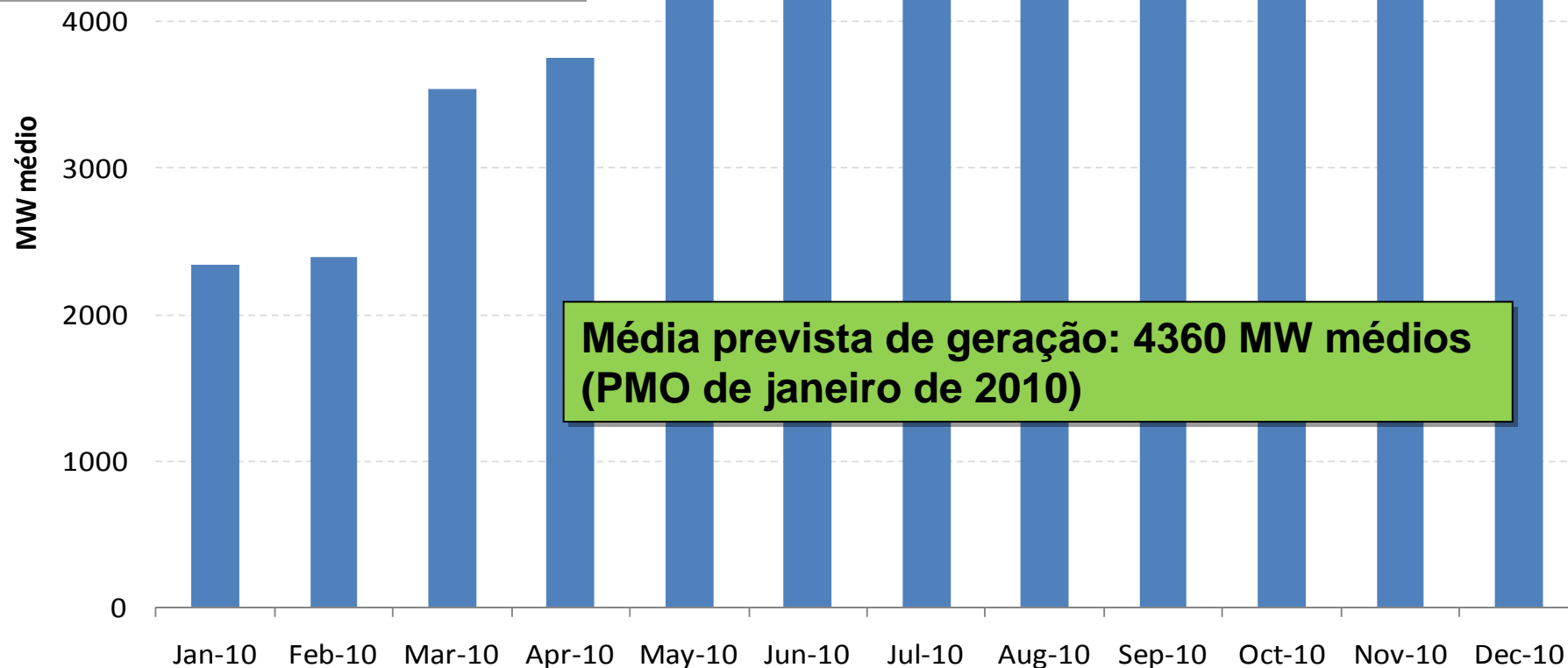
Se não houve uma seca, por que o sistema esvaziou?

❑ Combinação de três fatores:

1. A produção de energia das chamadas “pequenas usinas” (biomassa, pequenas centrais hidroelétricas e eólicas) foi muito **inferior** ao previsto nos Planos Mensais de Operação (PMO);
2. Forte aumento da energia hidroelétrica **vertida** devido às restrições operativas “N-3” na geração de Itaipu de janeiro a junho;
3. Houve uma queda **desproporcional** no nível de armazenamento dos reservatórios devido à recomendação do ONS (e decisão do CMSE) de transferir mais energia do Sudeste para o Nordeste do que o indicado pela política operativa.

Primeiro fator: geração das pequenas usinas

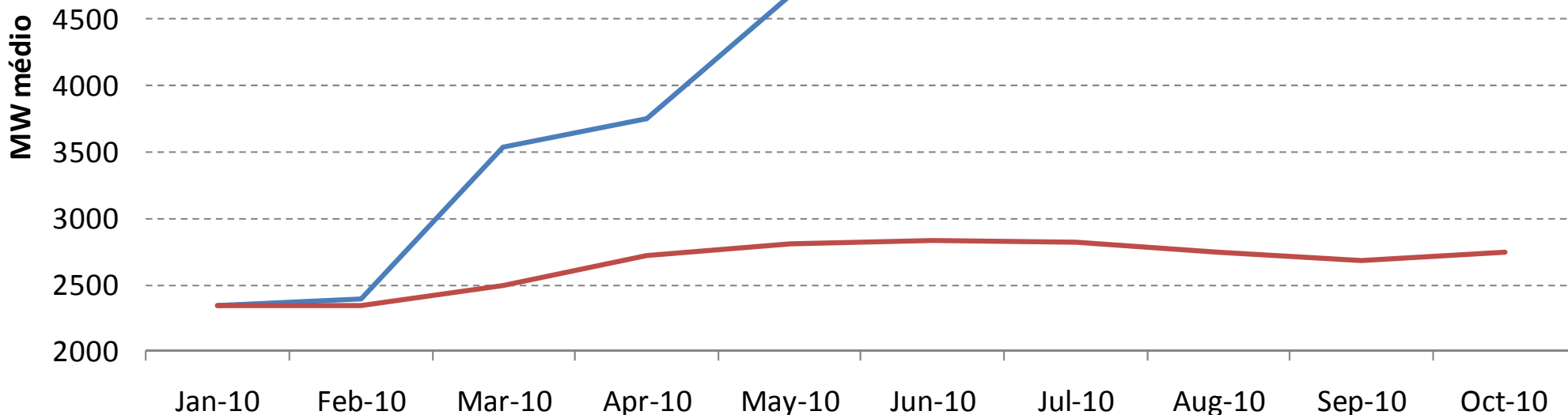
A geração das pequenas usinas é muito significativa (da ordem da garantia física de Belo Monte)



Geração **realizada** das pequenas usinas (janeiro a outubro)

- ❑ A energia produzida a cada mês foi, em média, **1.600 MW médios inferior** à prevista
- ❑ O efeito acumulado da diferença equivale a **4,5 pontos percentuais** na energia armazenada do sistema.

Esta diferença na produção das pequenas usinas afeta mais a segurança energética do que o atraso das térmicas a óleo.



- ❑ Por que há uma diferença tão significativa entre o previsto e o realizado?
 - ❑ A produção das pequenas usinas é monitorada pelo CMSE?

- ❑ Por que os PMOs, a cada atualização mensal, continuaram com uma visão “otimista” sobre a produção futura destas usinas?
 - ❑ A produção prevista para o mês seguinte ao de cada PMO era feita igual ao valor (reduzido) observado naquele mês. Mas para os demais meses dali para diante foram usadas as projeções otimistas.

- ❑ A terceira preocupação é mais sutil, mas muito importante: o uso de informações defasadas sobre oferta, demanda e restrições operativas no **futuro** afeta a **otimalidade** das decisões operativas do ONS **hoje**
 - ❑ Já não podemos garantir que a operação do sistema é a de mínimo custo para o consumidor
 - ❑ Tema discutido a seguir

- ❑ As usinas hidrelétricas têm um custo operativo **direto** (R\$/MWh) bastante reduzido (O&M e royalties pelo uso da água)
- ❑ No entanto, isto **não** significa que a operação mais econômica é esvaziar todos os reservatórios primeiro e só depois acionar as térmicas
- ❑ A razão é que as hidrelétricas têm um **custo de oportunidade**, isto é, pode-se usar a água hoje ou armazená-la para uso no futuro. Como decidir?
- ❑ Resposta: comparando o benefício econômico de se utilizar a água hoje com o valor presente do benefício **futuro**
 - ❑ Se o benefício imediato for maior do que o futuro, a água é utilizada para gerar energia hoje
 - ❑ Em caso contrário, a água é armazenada para uso futuro

- ❑ Devido à incerteza das vazões, existe um grande número de possíveis benefícios futuros e, portanto, de decisões operativas ótimas. De maneira simplificada: (i) se ocorrer uma cheia no futuro, teria sido melhor usar a água hoje; (ii) se ocorrer uma seca no futuro, teria sido melhor armazenar
- ❑ A decisão operativa do ONS é baseada no **valor esperado** destes benefícios futuros, calculados para um grande número de cenários
- ❑ A grande vantagem de se basear a decisão operativa no valor esperado do benefício futuro é que é possível garantir matematicamente que a **política operativa é ótima**, isto é, a que atende a demanda ao menor custo (esperado) possível
- ❑ No entanto, esta otimalidade somente é garantida se forem representadas **corretamente** as condições operativas do sistema no futuro (oferta, demanda e restrições operativas)

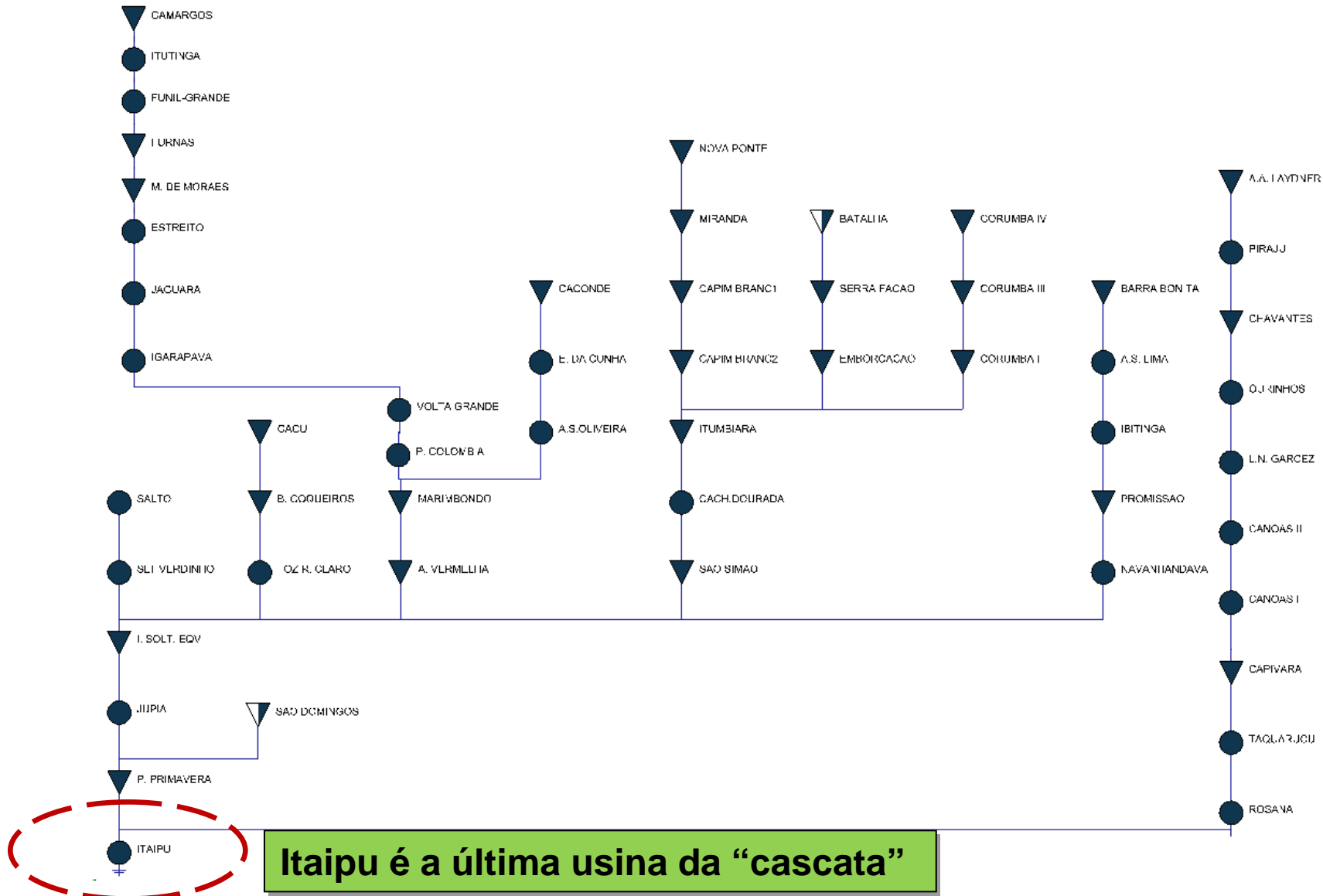
Qual é o efeito da previsão otimista de produção das pequenas usinas?

- ❑ O cálculo da política operativa (benefícios futuros) “vê” uma situação de abastecimento no futuro melhor do que a real
- ❑ Esta visão “otimista” leva a uma **subestimativa** do benefício de armazenar água para uso futuro. Como consequência, cria-se um viés para utilizar a água “hoje”, e o sistema esvazia mais rapidamente do que “devia”.
- ❑ Será visto a seguir que uma defasagem semelhante entre as restrições operativas reais e os dados operativos utilizados no cálculo da política operativa ocorreu nos outros fatores que explicam o rápido esvaziamento em 2010: (i) restrições operativas de Itaipu; e (ii) transferência de energia para a região Nordeste.

Segundo fator: restrição de geração em Itaipu

- ❑ De janeiro a junho de 2010 Itaipu operou com cerca de metade (53%) de sua capacidade
 - ❑ Razão: instalação de *booster sheds* (“chapéus chineses”) nos isoladores das linhas, com o objetivo de evitar a repetição dos problemas (saída de três linhas) que resultaram no apagão de 11 de novembro
- ❑ Se a geração de Itaipu estava limitada, que usinas foram utilizadas para atender a demanda?
- ❑ Resposta: as demais hidrelétricas do Sudeste
- ❑ Que estão localizadas **a montante** de Itaipu

A maior geração das usinas a montante aumenta a vazão afluente a Itaipu; esta vazão acaba sendo vertida



Como calcular o impacto da restrição de Itaipu no armazenamento ao final do ano?

- ❑ **Passo 1: simulação detalhada da operação do sistema de Janeiro a Agosto de 2010 considerando as vazões ocorridas, mas **sem** restrições na geração de Itaipu**
- ❑ **Passo 2: simulação do sistema de Janeiro a Agosto de 2010 considerando as vazões ocorridas e **fixando** a geração de Itaipu nos valores observados**
- ❑ **Passo 3: Cálculo da **diferença** entre energia vertida e do nível dos reservatórios nas duas simulações anteriores**

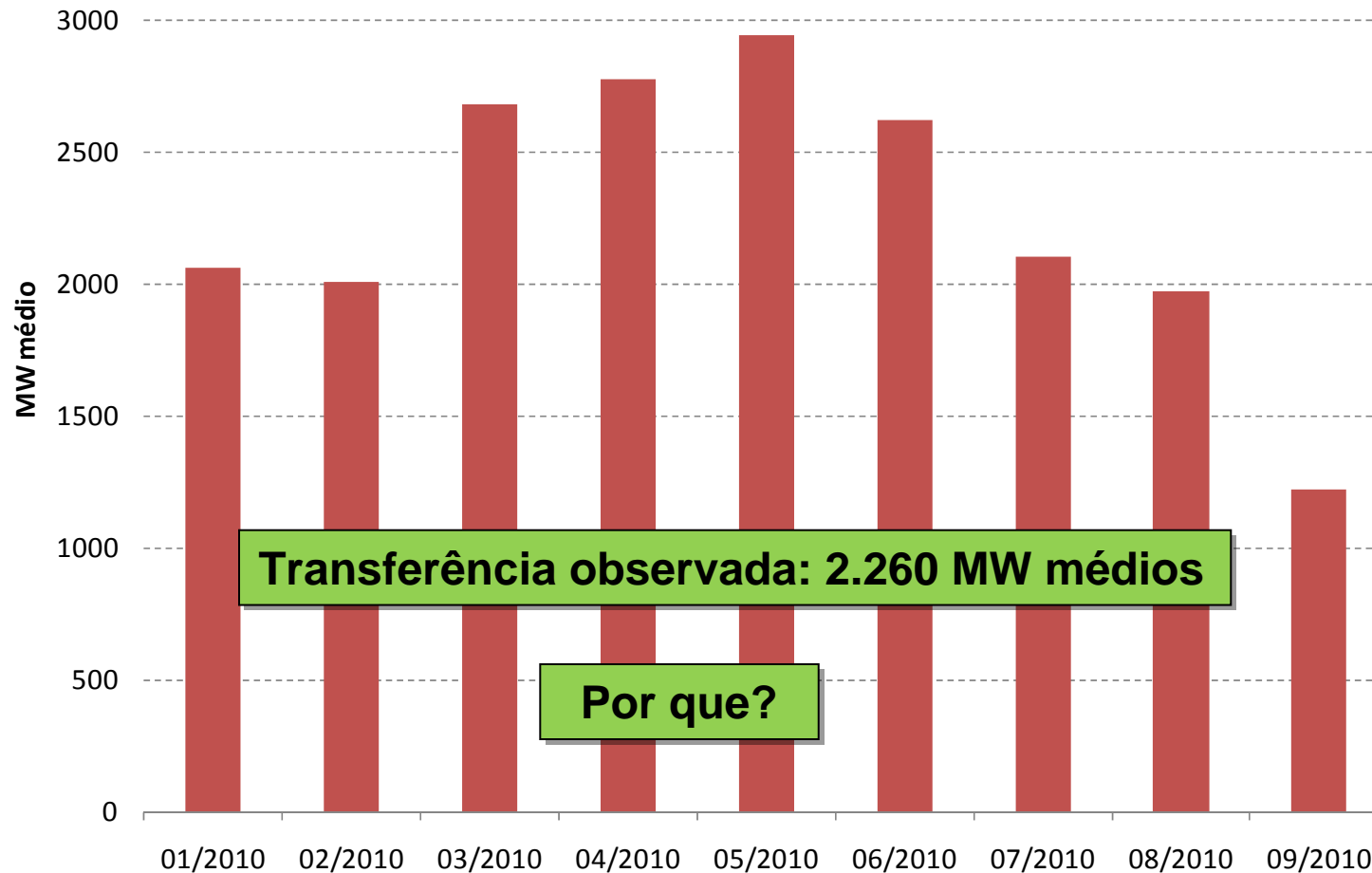
Impacto da restrição de Itaipu no armazenamento

- ❑ O vertimento mensal no caso com restrições aumentou em 2300 MW médios, o que equivale a uma redução de **7** pontos percentuais no armazenamento do SIN
- ❑ Além disto, houve uma redução do armazenamento das usinas a montante: equivale a **5** pontos percentuais
- ❑ Por outro lado, o caso com restrições teve uma geração termelétrica adicional de 1140 MW médios, equivalente a um **aumento** de **3** pontos percentuais)
- ❑ Conclusão: o impacto líquido da restrição de Itaipu no armazenamento ao final do ano foi de $7 + 5 - 3 = 9$ pontos percentuais
 - ❑ Somados aos 4,5 pontos resultantes da diferença de produção das pequenas usinas, chega-se a uma diferença de 13,5 pontos percentuais

- ❑ Em todos os PMOs de janeiro a junho, **não** foi colocada a informação de que havia restrições severas na produção de energia de Itaipu ao longo do período
- ❑ De maneira análoga ao caso anterior (pequenas usinas), isto significa que o cálculo da política operativa futura “enxergava” uma situação otimista, isto é, em que as vazões resultantes do esvaziamento nas usinas a montante seriam turbinadas por Itaipu
- ❑ Novamente de maneira análoga ao caso anterior, esta visão “otimista” leva a uma subestimativa do benefício futuro do armazenamento, e a um viés para utilização imediata da água (esvaziamento).

Terceiro fator: envio de energia para a região Nordeste

- Transferência do Sudeste para o Nordeste indicada pela simulação (janeiro a setembro): **836 MW médios por mês**



Por que a transferência real foi maior do que a prevista?

- ❑ O procedimento de cálculo da política operativa não “sabe” que o ONS utiliza o **procedimento de nível meta**
 - ❑ Este procedimento requer que o nível de armazenamento do Nordeste exceda um determinado valor

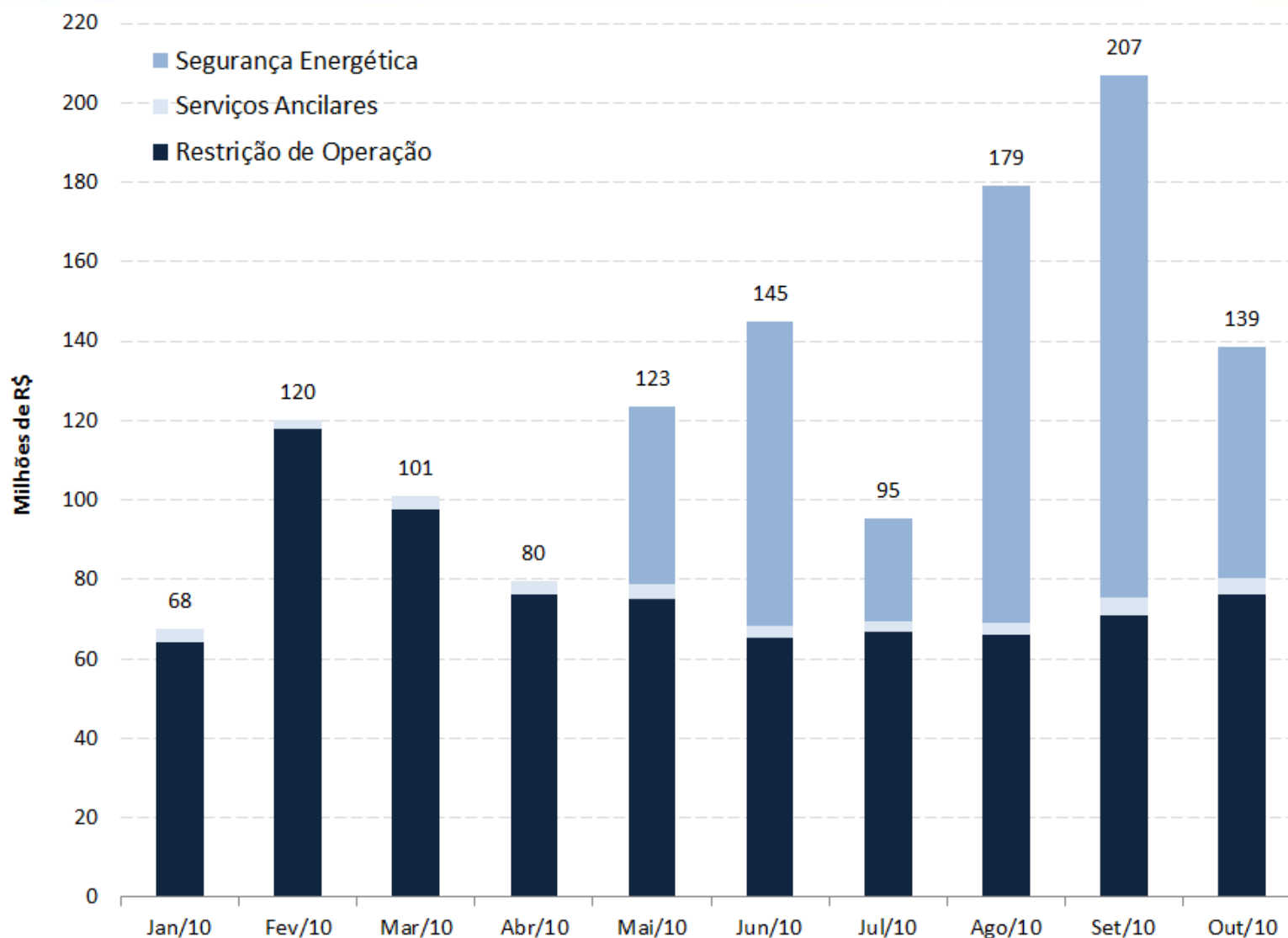
- ❑ Como consequência, a política operativa não “vê” nenhuma vantagem em transferir energia do Sudeste para aquela região; ao contrário, “vê” as seguintes desvantagens:
 - ❑ Maiores perdas na rede de transmissão
 - ❑ Redução da eficiência na geração da região Sudeste

- ❑ Assim como nos casos anteriores, esta defasagem entre as informações utilizadas para o cálculo da política e as restrições operativas reais afeta a garantia de otimalidade da operação

- ❑ A existência de riscos de racionamento em 2012, mesmo com a grande folga de oferta, se deve a dois fatores:
 1. Limites de transmissão entre regiões.
 2. Níveis de armazenamento baixos ao final de 2010. Causas:
 - ❑ Produção das pequenas usinas inferior ao previsto
 - ❑ Restrições na geração de Itaipu de janeiro a junho (aumento do vertimento)
 - ❑ Transferência de energia do Sudeste para o Nordeste

- ❑ Observou-se que o cálculo da **política operativa** em cada PMO não representou parâmetros importantes para a operação real, tais como as restrições de geração em Itaipu e o procedimento de níveis meta. Este “descasamento” de informações afeta a otimalidade da operação e leva a um aumento no Encargo de Serviço do Sistema (ESS)

Até outubro deste ano a conta de ESS somou R\$ 1,2 bilhões



1. **Motivação e objetivos do Programa Energia Transparente**
2. **Objetivos da 8ª Edição**
3. **Cenários de oferta e demanda**
4. **Segurança de suprimento**
5. **Limites de transmissão**
6. **Situação atual do armazenamento**
7. **Custo-benefício do despacho suplementar**
8. **Recomendações**

- ❑ Em meados de 2008, o ONS propôs um novo procedimento operativo, conhecido como **níveis meta**
 - ❑ De maneira simplificada, aumenta-se a geração térmica para atingir níveis de armazenamento considerados seguros ao final de Novembro (início da estação chuvosa)
- ❑ Dado que este procedimento operativo pode levar a gastos consideráveis, é importante avaliar sua **eficiência**, isto é, comparar os custos adicionais esperados com o aumento – também esperado - da segurança de suprimento

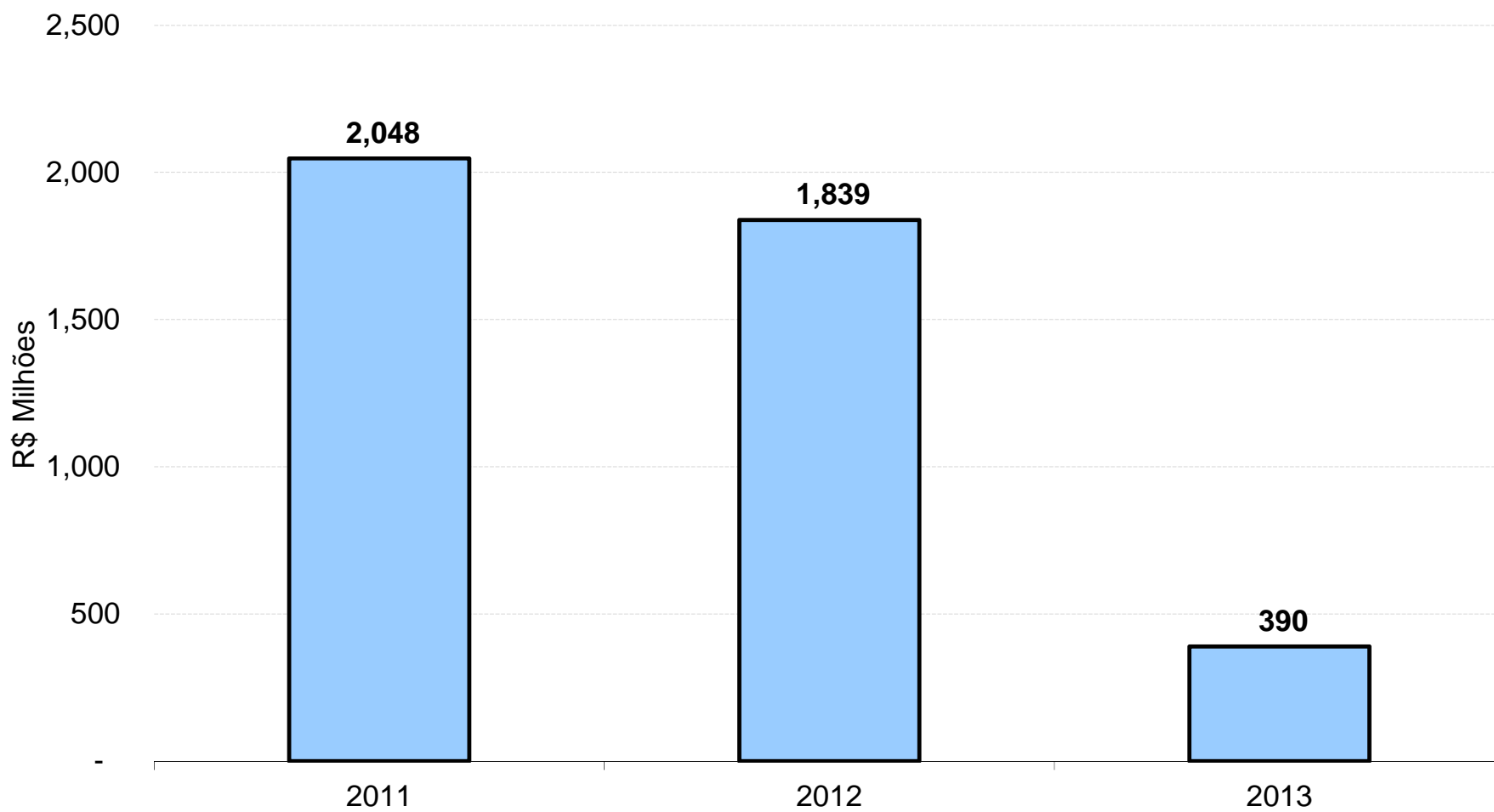
O Índice custo/benefício (ICB)

- ❑ Na 6ª edição do Programa Energia Transparente, esta eficiência foi medida através de um **índice custo/benefício** (ICB) em R\$/MWh, onde o numerador (custo) continha o **incremento** de custo causado pelo procedimento de nível meta, e o denominador (benefício) continha a **redução** do déficit de suprimento (energia que seria cortada em caso de racionamento)
- ❑ O ICB pode ser comparado com o custo econômico de déficit usado pelo ONS nos estudos operativos. Um “sinal amarelo” aparece se o ICB for maior do que este custo de déficit, pois isto significa que o “prêmio do seguro” é maior do que a perda econômica
- ❑ Por exemplo, na última edição do Programa Energia Transparente (julho de 2009), mostrou-se que o ICB médio era **6.020** R\$/MWh, o que excede o **maior segmento** de custo de déficit usado no planejamento operativo do ONS

- ❑ **Procedimento:** a operação do sistema foi simulada de dez/2010 a dez/2013, **sem e com** os níveis meta
 - ❑ Configuração do PMO de dezembro de 2010
 - ❑ A disponibilização da Nota Técnica com a consolidação da metodologia aprovada pela ANEEL após Audiência Pública permite simular a eficiência dos procedimentos de níveis meta para o consumidor

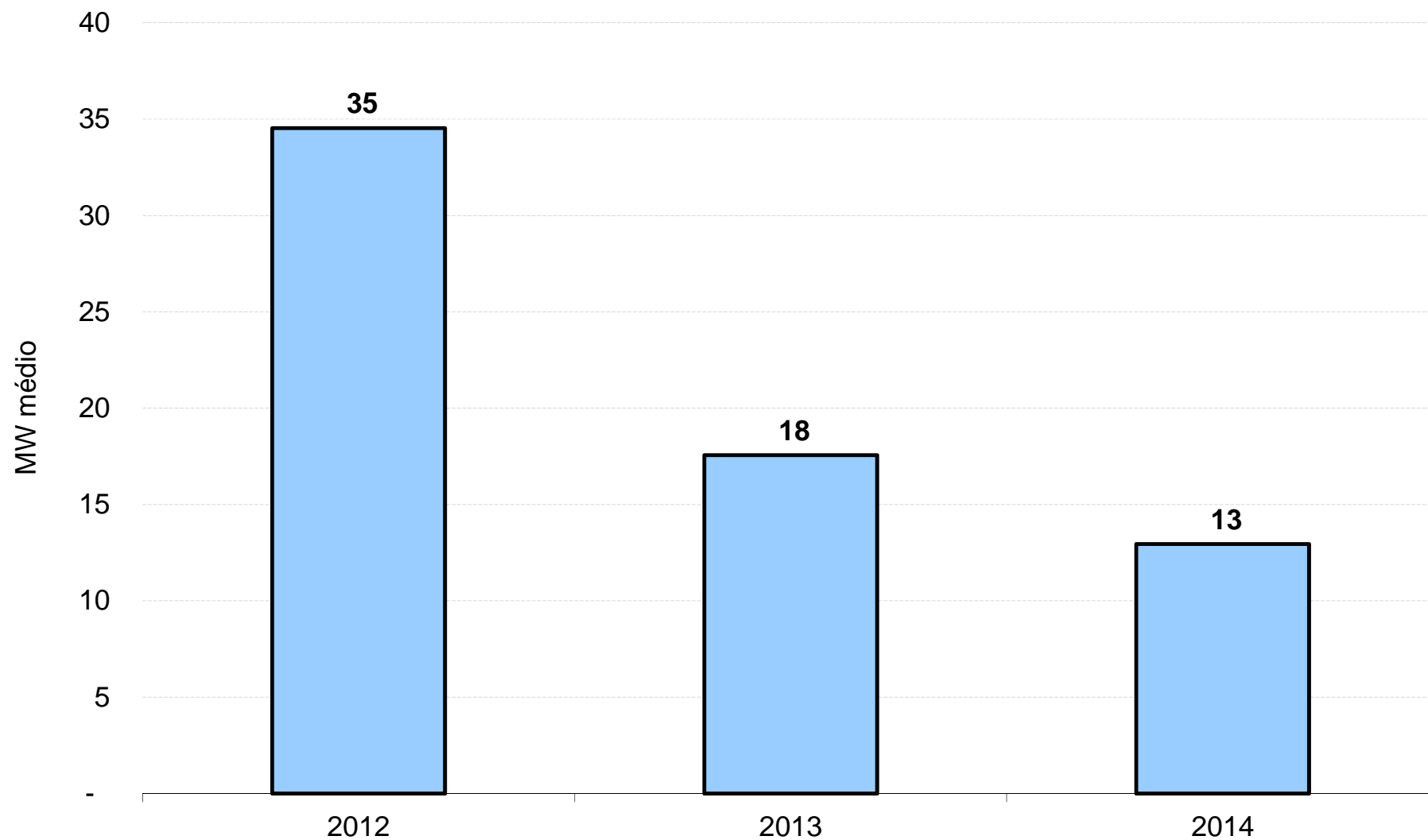
- ❑ **Valores calculados:**
 - a. **Aumento** do custo operativo em 2011, 2012, 2013 (índice de custo, R\$)
 - b. **Redução** do déficit em 2012, 2013, 2014 (índice de benefício, MWh)
 - c. **Índice custo-benefício (ICB) (a/b)**, em R\$/MWh

Aumento médio do custo operativo 2012-2013*



*O aumento do custo operativo é ligeiramente diferente do ESS.

Redução média do déficit 2012-2014



- ❑ Aumento médio do custo para o consumidor: 893 milhões de R\$/ano
- ❑ Redução média do déficit: 13,5 MW médios/ano
- ❑ ICB médio no período 2011-2014: **7.543 R\$/MWh**
- ❑ O ICB médio continua superior ao custo do maior segmento de custo de déficit usado no planejamento operativo do ONS (cortes superiores a 20% da demanda)
 - ❑ Menor que 5% da demanda = 1.032 R\$/MWh
 - ❑ Entre 5% e 10% = 2.225 R\$/MWh
 - ❑ Entre 10% e 20% = 4.651 R\$/MWh
 - ❑ Maior que 20% = 5.286 R\$/MWh

- ❑ Como o aumento do custo operativo e a redução do déficit são calculados para cada cenário hidrológico simulado, é possível calcular a **porcentagem** dos cenários em que o procedimento operativo foi mais eficiente (ICBs menores) e menos eficientes (ICBs maiores)
- ❑ Esta informação permite avaliar a eficiência do procedimento de uma maneira um pouco mais detalhada que o ICB médio, visto no slide anterior

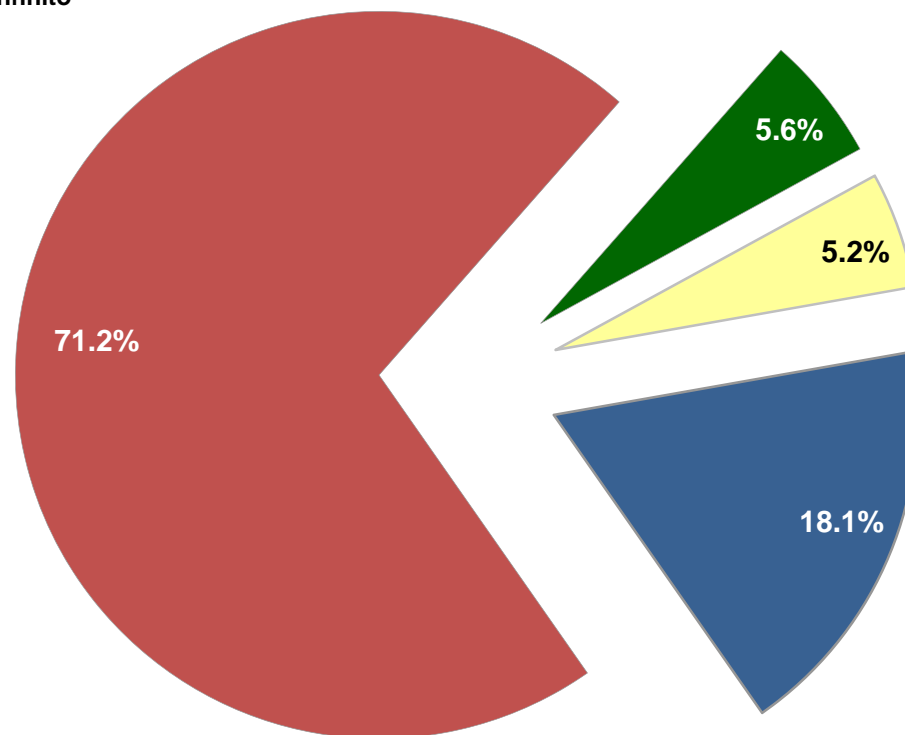
Porcentagem de cenários com ICBs baixos e altos

Benefício nulo

Aumento custo operativo: 805 milhões/ano
Redução do déficit: 0 MW médios
Custo-benefício: "infinito"

Custo/benefício baixo (< custo de déficit)

Aumento do custo operativo: 2,2 bilhões/ano
Redução do déficit: 203 MW médios/ano
Custo-benefício: 1120 R\$/MWh



Custo/benefício alto (> custo de déficit)

Aumento do custo operativo: 2,2 bilhões/ano
Redução do déficit: 39 MW médios/ano
Custo-benefício: 6427 R\$/MWh

Procedimento não acionado

- ❑ O ONS criticou em Nota Técnica a conclusão, na edição 7ª Edição do Programa Energia Transparente, de que os custos de aplicação do procedimento de nível meta poderiam exceder os benefícios
- ❑ No entanto, observa-se que o procedimento de nível meta **não foi aplicado** em novembro de 2010, por decisão do CMSE a partir de uma recomendação do ONS, para evitar o custo de acionamento das usinas a óleo combustível
- ❑ Em nossa opinião, esta decisão do CMSE equivale a dizer que, pelo menos neste caso, o ICB do procedimento atual não foi considerado adequado

- ❑ O ICB médio do procedimento de nível meta excede o custo social do racionamento, isto é, o custo do “seguro” parece ser maior do que o benefício para a sociedade
- ❑ A recente decisão por parte do CMSE de não atender ao procedimento de nível meta sugere que o mesmo deve ser aperfeiçoado
- ❑ Observa-se que o procedimento atual dá ao CMSE o poder de **redefinir** o nível de risco aceitável a cada reunião; isto dificulta a avaliação da busca do equilíbrio entre custos e benefícios destas decisões para o consumidor
- ❑ Por exemplo, em março 2010 foi alterada a metodologia para definição das vazões afluentes utilizadas no procedimento

1. **Motivação e objetivos do Programa Energia Transparente**
2. **Objetivos da 8ª Edição**
3. **Cenários de oferta e demanda**
4. **Segurança de suprimento**
5. **Despacho termelétrico suplementar**
6. **Recomendações**

- 1. Representação de qualquer restrição estrutural, como foi o caso da restrição N-3 de Itaipu, no cálculo da política operativa.**
- 2. Ajuste das projeções da produção de pequenas usinas à realidade e acesso do ONS à produção individual de cada uma destas usinas**
- 3. Representação do procedimento de nível meta no cálculo da política operativa**
- 4. Cumprimento estrito dos procedimentos operativos, evitando decisões *ad hoc*. Entendemos que o objetivo do ONS ao propor, em novembro, o não cumprimento do procedimento operativo de nível meta, era procurar evitar gastos de combustível. Embora isto seja certamente importante, deve-se lembrar que este procedimento foi proposto pelo próprio Operador, e aprovado em Audiência Pública. O não cumprimento do mesmo afeta a transparência e estabilidade institucional, e cria precedentes preocupantes.**

O Instituto Acende Brasil é um Centro de Estudos que visa a aumentar o grau de Transparência e Sustentabilidade do Setor Elétrico Brasileiro. Para atingir este objetivo, adotamos a abordagem de Observatório do Setor Elétrico e estudamos as seguintes dimensões:

Para saber mais acesse
www.acendebrasil.com.br



AGÊNCIAS
REGULADORAS



GOVERNANÇA
CORPORATIVA



TARIFA E
REGULAÇÃO



RENTABILIDADE



O OBSERVATÓRIO
DO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO



IMPOSTOS E
ENCARGOS



OFERTA DE
ENERGIA



LEILÕES



MEIO AMBIENTE
E SOCIEDADE