



Brasil

O OBSERVATÓRIO
DO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO

Programa Energia Transparente

Monitoramento Permanente dos Cenários de Oferta e do Risco de Racionamento

10ª Edição

Junho de 2016

WWW.ACENDEBRASIL.COM.BR

Introdução

Causas da Crise

Impactos da Crise

Prognósticos

Conclusões e Recomendações

Introdução

Causas da Crise

Impactos da Crise

Prognósticos

Conclusões e Recomendações

Monitoramento das condições de suprimento



O **Programa de Energia Transparente** é uma das vertentes do trabalho de monitoramento que o Instituto Acende Brasil realiza de forma permanente a fim de avaliar a segurança de suprimento do setor elétrico e problemas correlatos ao suprimento de energia elétrica.

Os principais objetivos desta 10ª edição do programa são:

- proporcionar um diagnóstico das principais causas da crise vivenciada pelo setor desde 2013;
- identificar as implicações das decisões regulatórias e institucionais realizadas no período recente para a conjuntura atual do setor;
- avaliar a segurança de suprimento futuro em diversos cenários de oferta e demanda.

LENTES DO OBSERVATÓRIO



AGÊNCIAS
REGULADORAS



GOVERNANÇA
CORPORATIVA



IMPOSTOS E
ENCARGOS



LEILÕES



MEIO AMBIENTE
E SOCIEDADE



OFERTA DE
ENERGIA



RENTABILIDADE



TARIFA E
REGULAÇÃO

Introdução

Causas da Crise

Impactos da Crise

Prognósticos

Conclusões e Recomendações

Uma tempestade perfeita

A crise vivenciada no setor elétrico desde 2013 pode ser descrita como uma tempestade perfeita, fruto de uma conjunção de fatores:

- ① baixas vazões afluentes
- ② atraso na entrada de operação de novos empreendimentos
- ③ política de contratação de energia inadequada
- ④ sinalização de preços inapropriada
- ⑤ dissonância entre os modelos computacionais oficiais e a política de operação

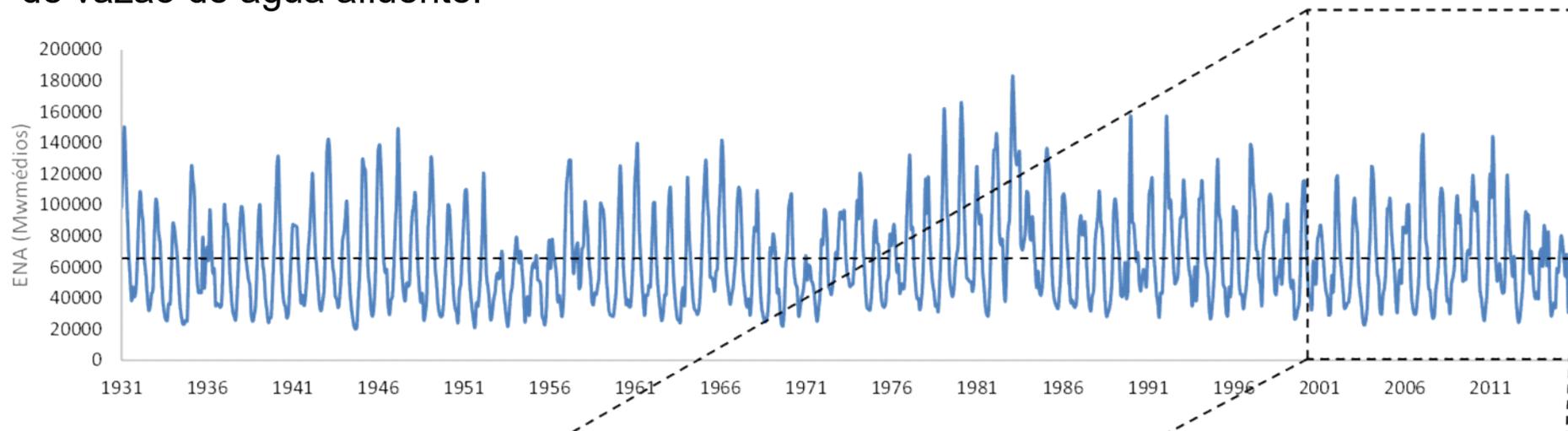


A expressão **tempestade perfeita** (*perfect storm*) se refere à situação na qual um evento é drasticamente agravado pela ocorrência de uma rara combinação de circunstâncias, transformando-se em um desastre.

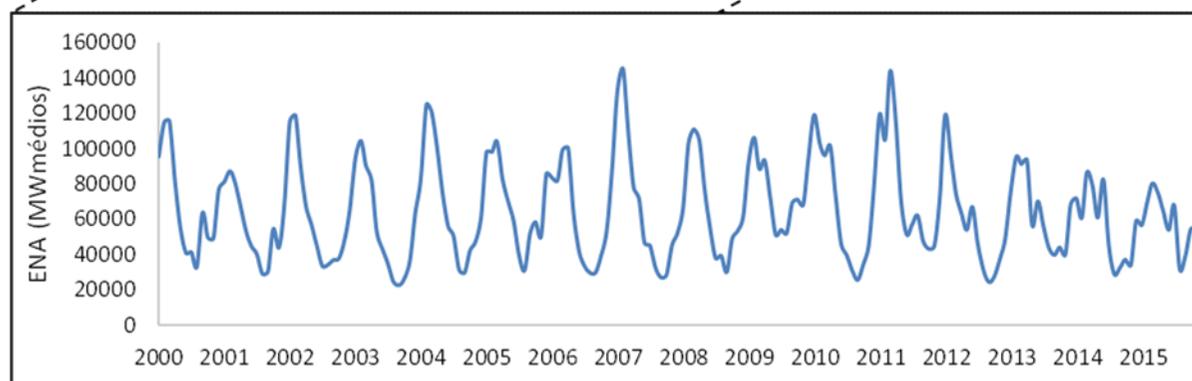
Os fatores 3, 4 e 5 foram provocados por decisões governamentais.

1 Baixas vazões afluentes

A afluência observada no período pode ser traduzida pelo parâmetro **Energia Natural Afluente (ENA)**,* quantificação da energia extraída das hidrelétricas utilizando o total de vazão de água afluente.



* A *Energia Natural Afluente* foi calculada com base no histórico de vazões para cada empreendimento multiplicada à produtividade observada em março de 2016.

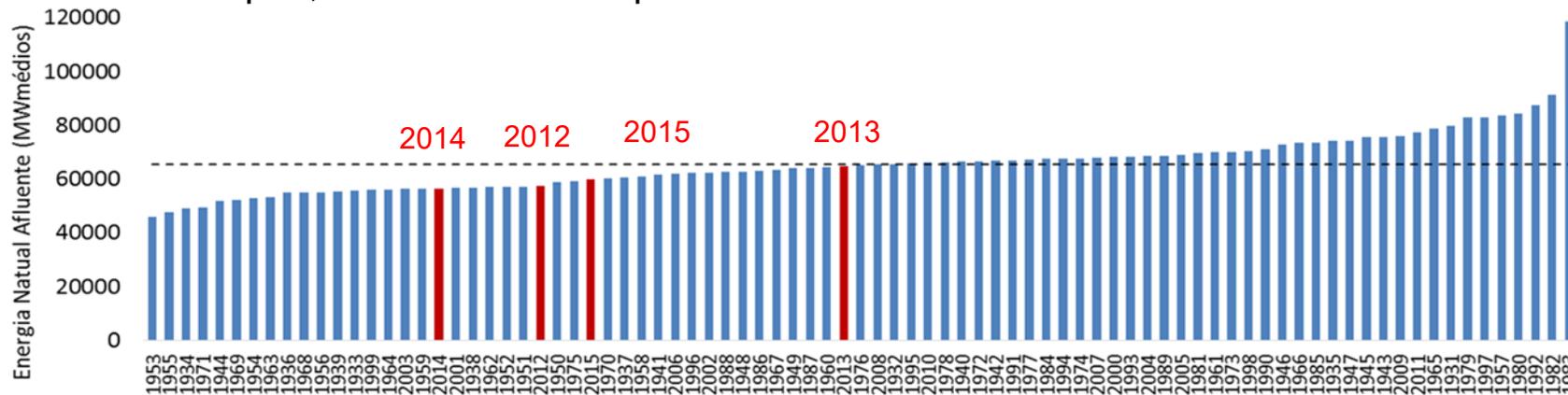


Fonte: Histórico de Vazões do Newave (CCEE). Elaboração: instituto Acende Brasil

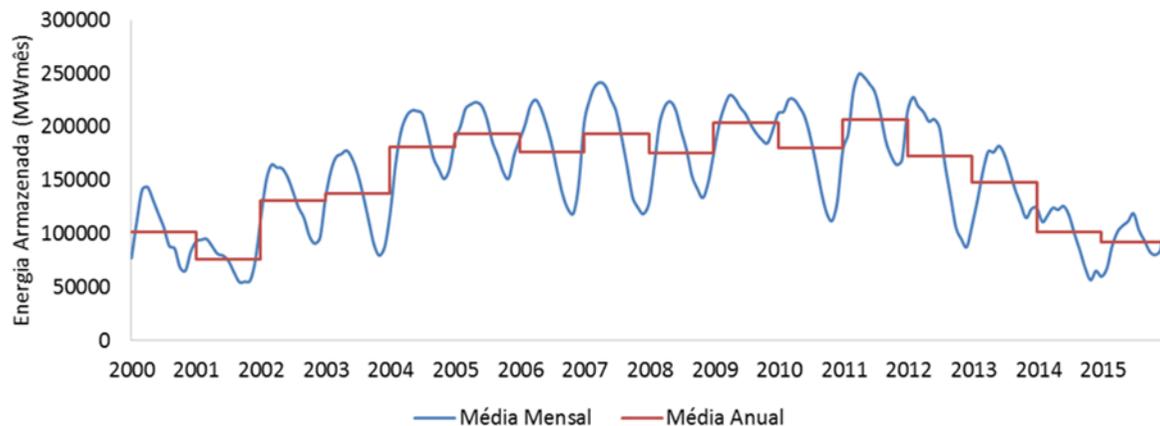
1 Baixas vazões afluentes

A ENA entre 2012 e 2015 ficou sempre abaixo da média de longo prazo.

A ENA em 2014 foi a 18ª pior do histórico de 85 anos (1931 a 2016), em 2012 foi a 24ª pior, e em 2015 a 27ª pior, e em 2013 a 42ª pior.



Fonte: Histórico de Vazões do Newave (CCEE). Elaboração: Instituto Acende Brasil.



Fonte: Histórico da Operação (ONS). Elaboração: Instituto Acende Brasil.

A sequência de quatro anos com vazões afluentes abaixo da média corroborou para a gradual **deplecionamento dos reservatórios** no período de 2012 a 2015.

② Atraso de novos empreendimentos

Outro fato relevante que contribuiu para este problema foram os atrasos de novos empreendimentos de geração e transmissão.

No começo de 2013, o Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE) estimava* que:

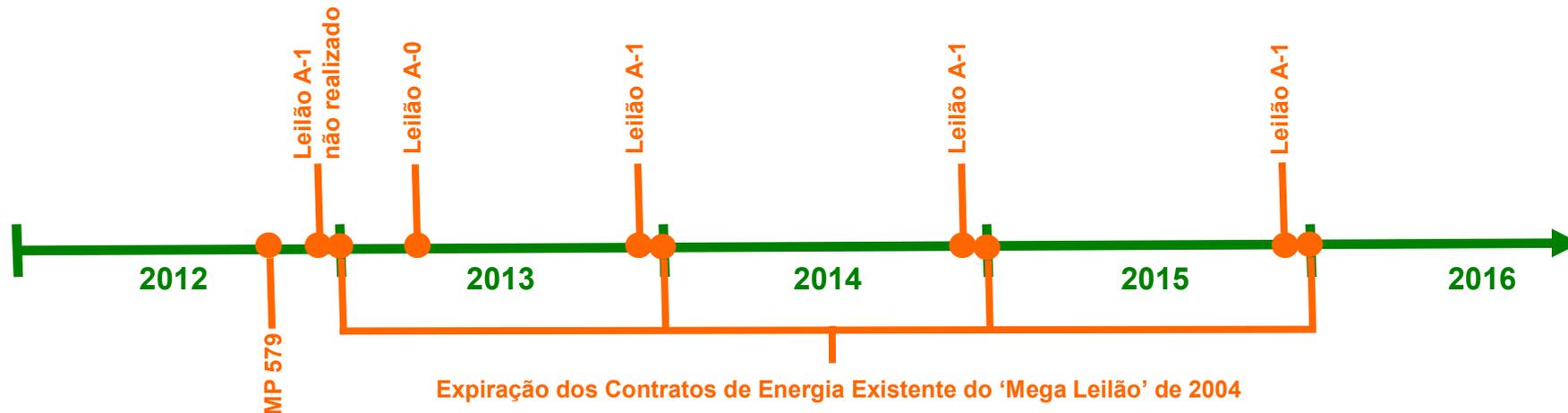
- Dos 42.276 MW referentes aos novos empreendimentos de **geração**, observou-se um **atraso médio de 7 meses**, sendo que apenas 42% destes encontravam-se com data de tendência dentro da prevista;
- Das 15.497 km de linhas de **transmissão**, observou-se **atraso médio de 14 meses**, sendo que apenas 27% destes encontravam-se com data de tendência dentro da prevista.

A frustração da entrada desses novos recursos na data planejada exigiu um acionamento mais intenso das usinas disponíveis, o que acentuou o esvaziamento dos reservatórios das hidrelétricas existentes.

*Segundo a Ata da 124ª Reunião do CMSE realizada em 09/jan/2013



③ Política de contratação de energia inadequada



Nos anos 2012 a 2014 expiraram mais de 17 GW médios de Contratos de Energia firmados no primeiro Leilão de Energia Existente, realizado em 2004.

A reposição dos contratos vencidos em dezembro de 2012 não ocorreu por causa da implantação atabalhoada da MP 579, que levou à não realização do Leilão A-1 daquele ano.

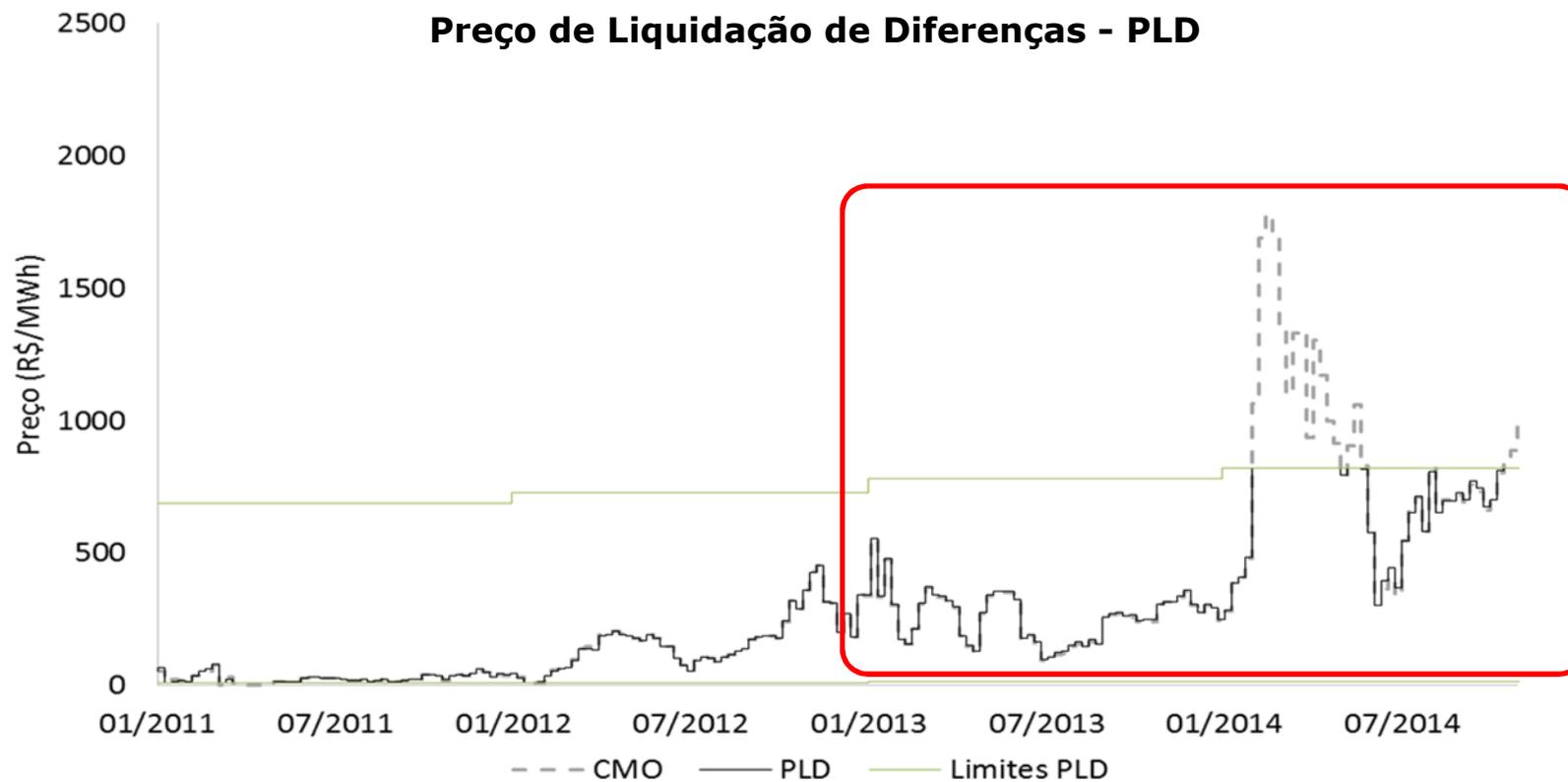
Os preços tetos dos Leilões A-1 e A-0 realizados em 2013 e 2014 eram muito baixos vis-à-vis os preços vigentes no Mercado de Curto Prazo, resultando em contratação insuficiente para repor os contratos vencidos.

A situação foi agravada pelos contratos de energia no regime de cotas (detalhes no slide 22) instituído pela MP 579.

As distribuidoras ficaram **subcontratadas**, tendo que recorrer a compras no Mercado de Curto Prazo para atender a seus clientes nos anos de 2013, 2014 e 2015.

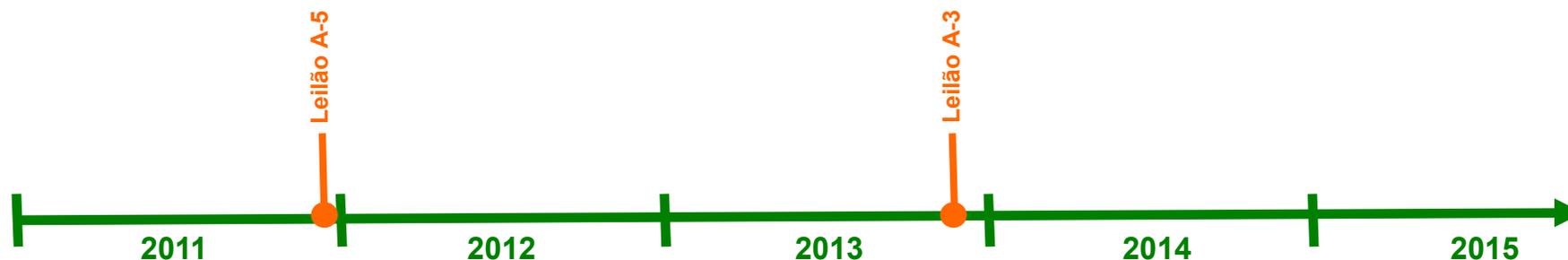
③ Política de contratação de energia inadequada

As distribuidoras foram forçadas a comprar a energia faltante para atender a seus consumidores no Mercado de Curto Prazo num período em que os **Preços de Liquidação de Diferenças (PLDs)** estavam em alta.



Fonte: CCEE. Elaboração: Instituto Acende Brasil.

③ Política de contratação de energia inadequada



Em 2011 e em 2013 realizaram-se os Leilões A-5 e A-3 para início de suprimento em 2016.

Na época não se vislumbrava a crise que estava por vir.

As projeções da demanda da Empresa de Pesquisa Energética (EPE) na época em que esses leilões foram realizados era de uma taxa de crescimento de **5,6%** e **4,5% ao ano**, respectivamente.

No entanto, o crescimento observado foi de:

- **2,2%** entre 2013 e 2014;
- **-2,2%** entre 2014 e 2015; e
- **-0,6%** entre janeiro a maio de 2015 e janeiro a maio de 2016.

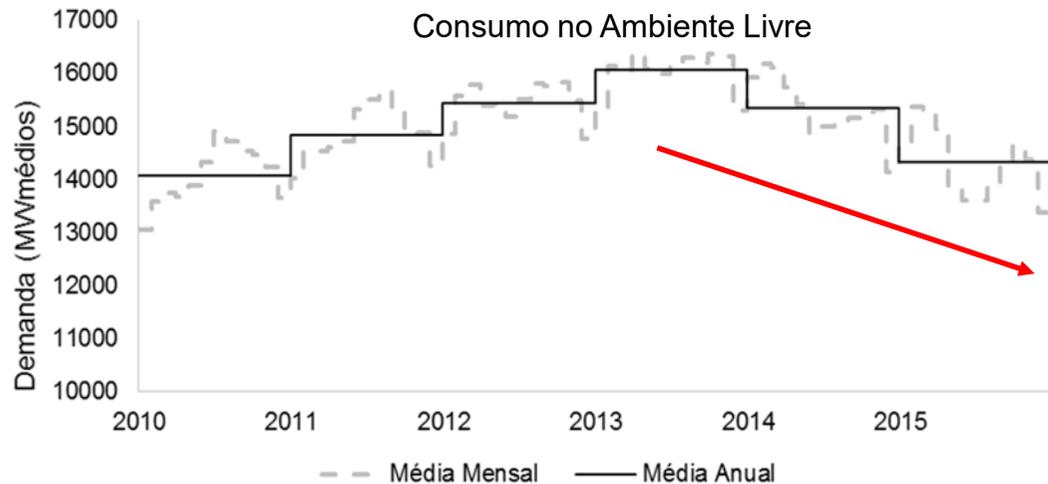
EPE (2012). *Projeção da demanda de energia elétrica*. Diversos: *Nota Técnica DEA 03/11, 22/12, 03/15, 19/15 e 22/16* Brasília: Empresa de Pesquisa Energética.

Com a frustração da demanda projetada, a partir de 2016 as distribuidoras passaram a ficar **sobrecontratadas**, tendo que liquidar a energia excedente no Mercado de Curto Prazo.

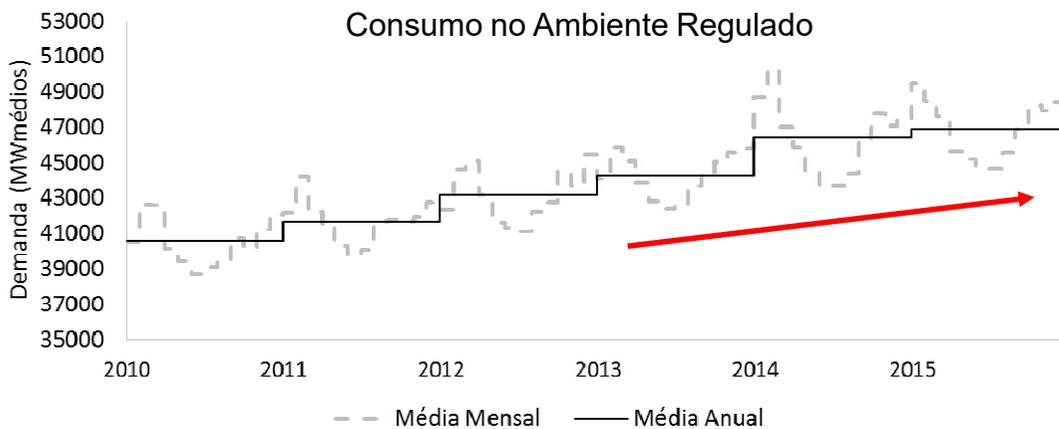
Assim, num espaço curtíssimo de tempo, as distribuidoras saíram de uma situação de **sub** para **sobre** contratação.

4 Sinalização de preços inapropriada

Entre 2012 e 2015, a escassez hídrica e o intenso despacho de termelétricas resultou na elevação dos preços do Mercado de Curto Prazo



Os **consumidores livres** logo responderam à sinalização de preços provocando uma redução da demanda.



Fonte: CCEE. Elaboração: Instituto Acende Brasil.

...mas os **consumidores regulados** recebiam sinalização contrária: as tarifas foram reduzidas em cerca de 20% em 2013, conforme anunciado pela presidente quando a MP 579 foi promulgada.

A alta de custos demorava a chegar ao consumidor regulado porque os reajustes são realizados apenas uma vez ao ano.

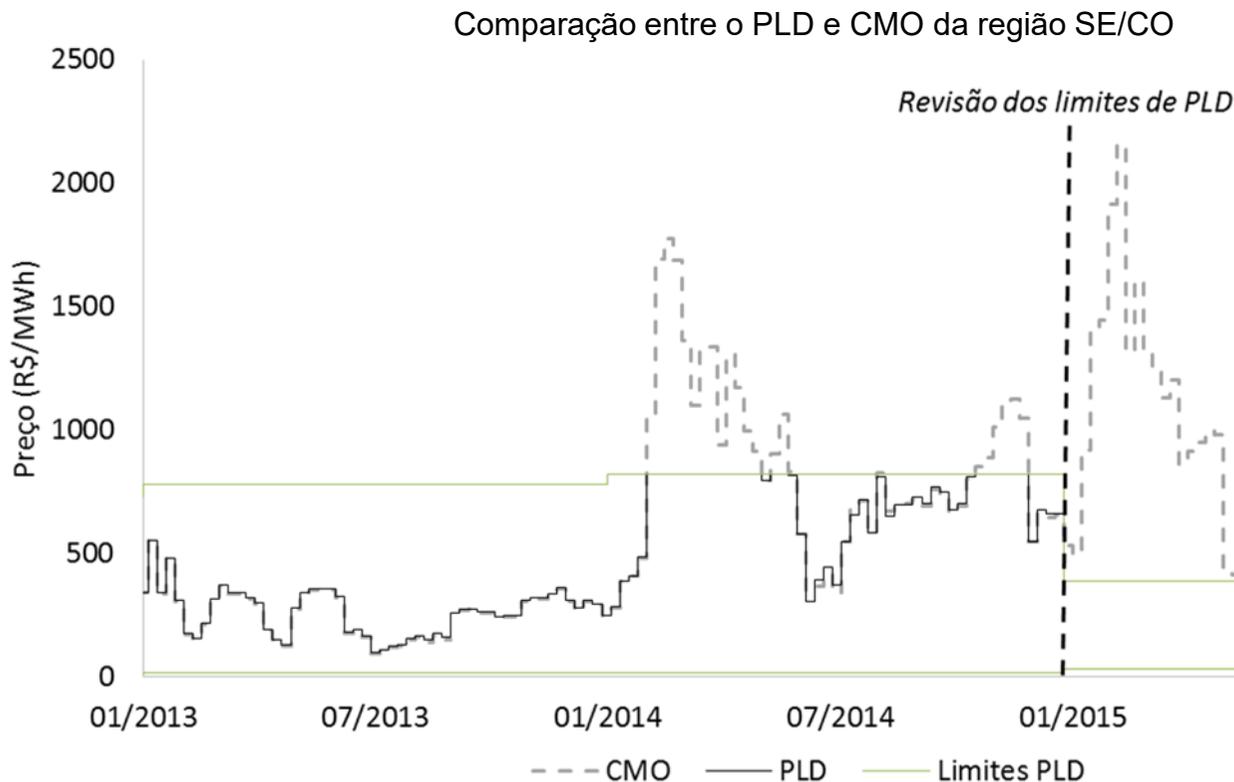
A defasagem foi agravada porque o governo preferiu postergar os aumentos no período eleitoral por meio de empréstimos.

4 Sinalização de preços inapropriada

Até o ano de 2014 permitia-se que o **PLD** flutuasse entre R\$ 15,62/MWh e R\$ 822,83/MWh.

A fim de mitigar o impacto financeiro da crise, os critérios para definição dos limites do PLD foram alterados* para:

- PLD máximo: R\$ 388,48/MWh
- PLD mínimo: R\$ 30,26/MWh



Isso reduziu substancialmente a intensidade dos sinais de preços do Mercado de Curto Prazo.

* Metodologia discutida na Audiência Pública 54/2015, que passou a estabelecer o **PLD máximo** com base no maior Custo Variável Unitário (CVU) entre as usinas térmicas “relevantes” (i.e. termelétrica a gás natural contratada no Ambiente Regulado).

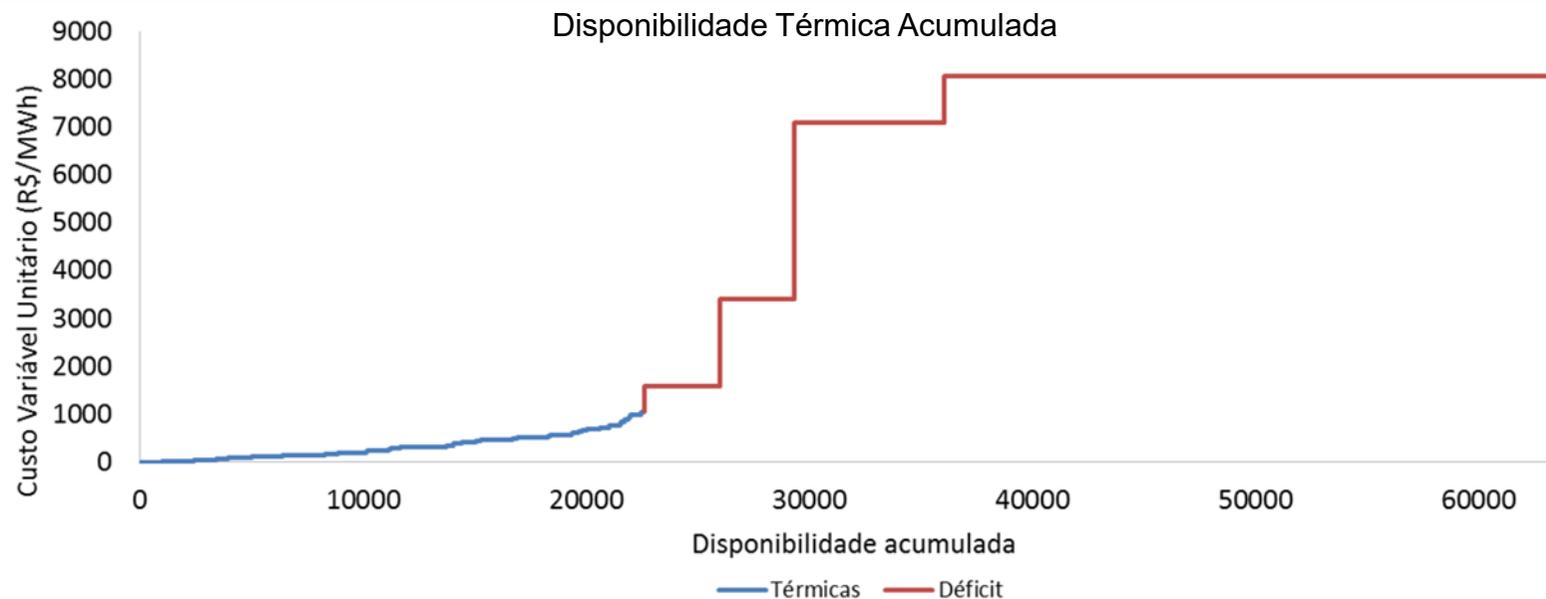
Fonte: Programas Mensais da Operação (ONS) e Histórico Semanal do PLD (CCEE). Elaboração: Instituto Acende Brasil.

4 Sinalização de preços inapropriada

O PLD é formado com base no **Custo Marginal de Operação (CMO)**, que corresponde ao **Custo Variável Unitário (CVU)** da termelétrica mais cara acionada em cada período.

O CMO das hidrelétricas corresponde ao **custo de oportunidade da água** que é computado contrapondo-se o custo marginal atual ao custo marginal esperado no futuro, dado o nível dos reservatórios hidrelétricos e as expectativas de afluências.

Neste cálculo, considera-se o custo das termelétricas e, em caso de desabastecimento, o **Custo de Déficit**, que varia em função da sua profundidade.



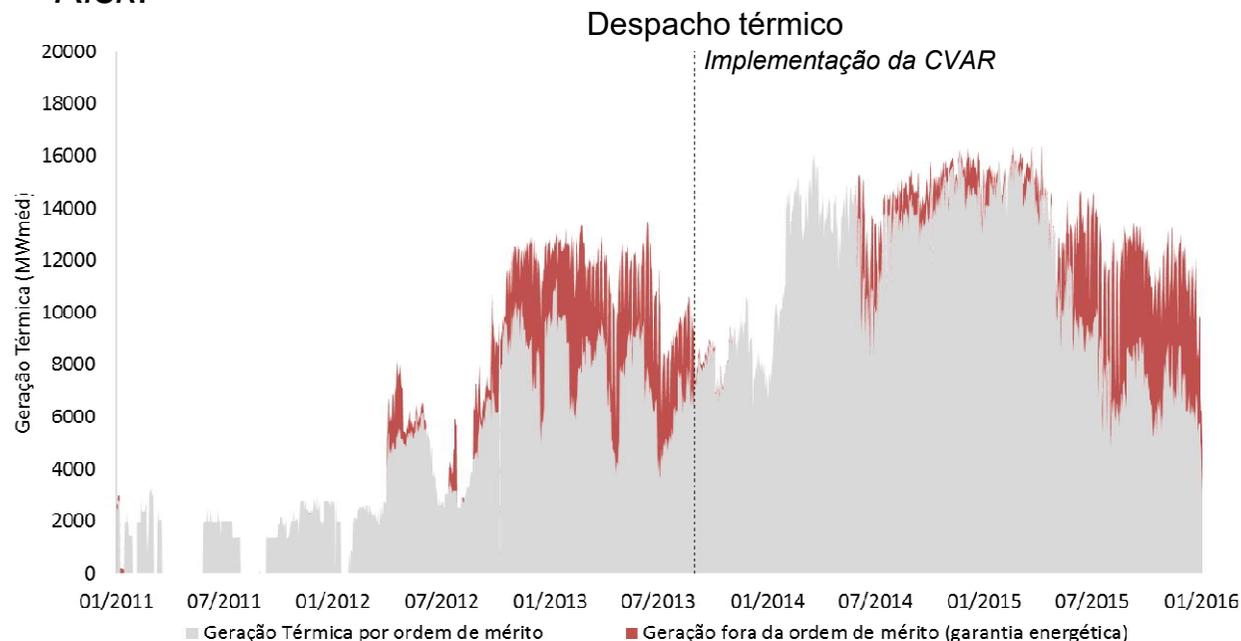
Fonte: Dados de configuração térmica e Custo de Déficit de junho de 2016 do Newave (CCEE). Elaboração: Instituto Acende Brasil.

5 Dissonância entre modelos e a operação

O acionamento de usinas deveria seguir a “**ordem de mérito**” estabelecida pelos modelos computacionais, mas o Comitê de Monitoramento do Sistema Elétrico tem permitido que o Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) acione termelétricas preventivamente – mesmo quando não indicado pelos modelos computacionais – a fim de aumentar a confiabilidade do suprimento.

Em 2013, o acionamento de usinas “**fora da ordem de mérito**” já estava tornando-se rotina.

Para internalizar a aversão ao risco do operador nos modelos computacionais, em 2013 adotou-se a metodologia de aversão a risco condicionado a um certo valor – *CVaR* – *Conditional Value at Risk*.



Fonte: Boletim semanal da operação e Programas Mensais da Operação (ONS). Elaboração: Instituto Acende Brasil.

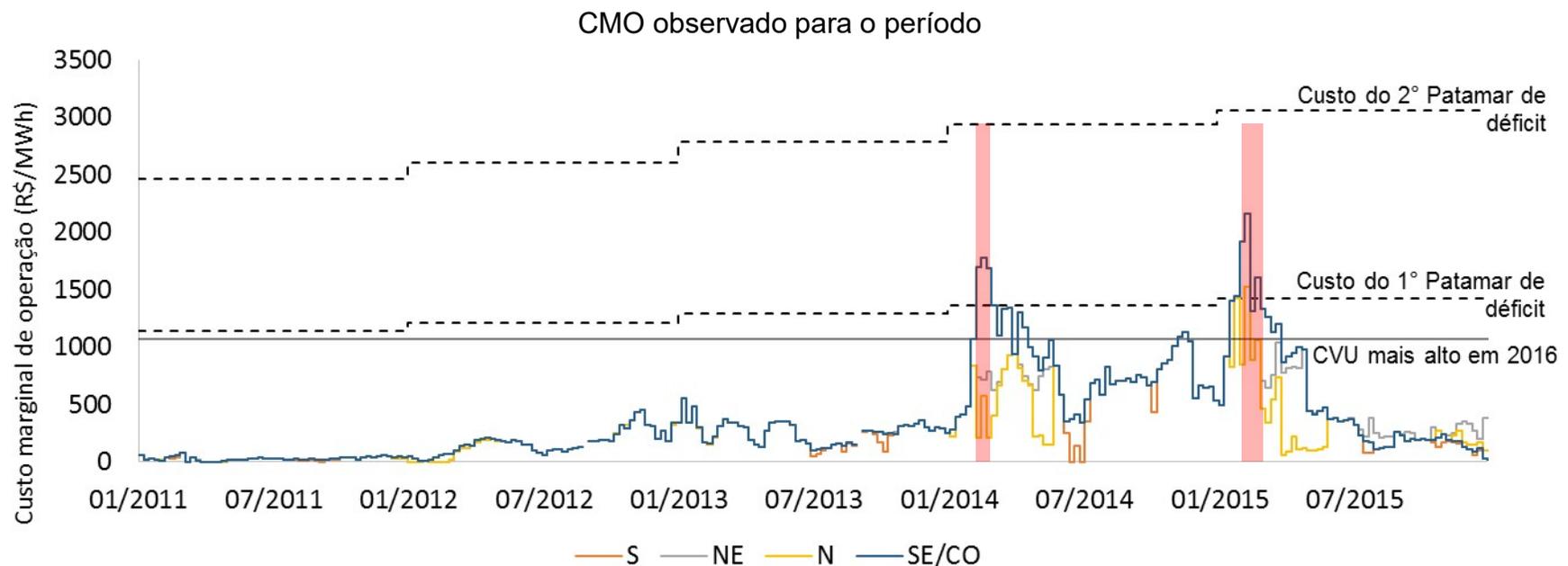
Com isso, o despacho fora da ordem de mérito tornou-se desnecessário, restaurando a previsibilidade do sistema e a coerência entre o planejamento e a operação do sistema.

Mas com a crise de suprimento, o despacho preventivo de termelétricas voltou a ser praticado em 2014 e acentuado em 2015, sinalizando a necessidade de novos aperfeiçoamentos dos modelos computacionais.

5 Dissonância entre modelos e a operação

A metodologia empregada pelos modelos pressupõe que, quando o PLD iguala ou supera o Custo de Déficit, o consumo será reduzido.

Observa-se, no entanto, que durante alguns momentos de 2014 e 2015 o CMO foi superior ao Custo de Déficit, sem que houvesse qualquer iniciativa para redução da carga (seja por racionamento, seja por corte de carga), contrariando a lógica do modelo.



Fonte: Resultados semanais dos Programas Mensais da Operação (ONS). Elaboração: Instituto Acende Brasil.

Introdução

Causas da Crise

Impactos da Crise

Prognósticos

Conclusões e Recomendações

① O descasamento financeiro das distribuidoras atingiu patamares insustentáveis



- ① Criação da Conta ACR
- ② Estabelecimento do regime de Bandeiras Tarifárias
- ③ Realismo tarifário

② A crise hídrica impactou de forma inusitada os geradores hidrelétricos



- ④ Repactuação do risco hidrológico

Os impactos e as reações aos impactos



① O descasamento financeiro das distribuidoras atingiu patamares insustentáveis



- ① Criação da Conta ACR
- ② Estabelecimento do regime de Bandeiras Tarifárias
- ③ Realismo tarifário

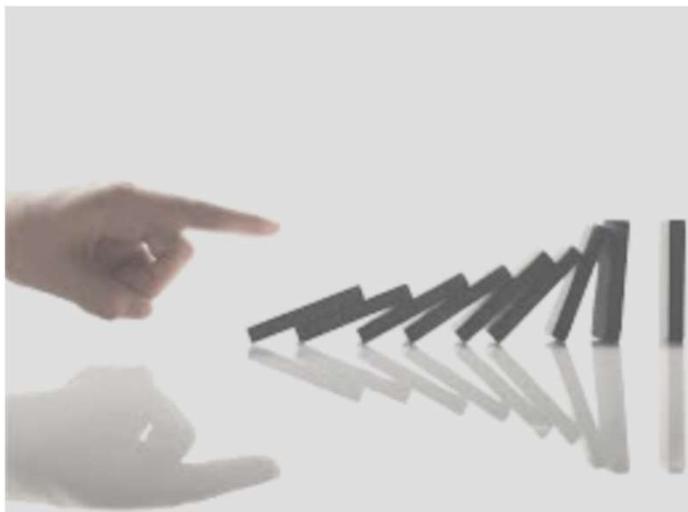
② A crise hídrica impactou de forma inusitada os geradores hidrelétricos



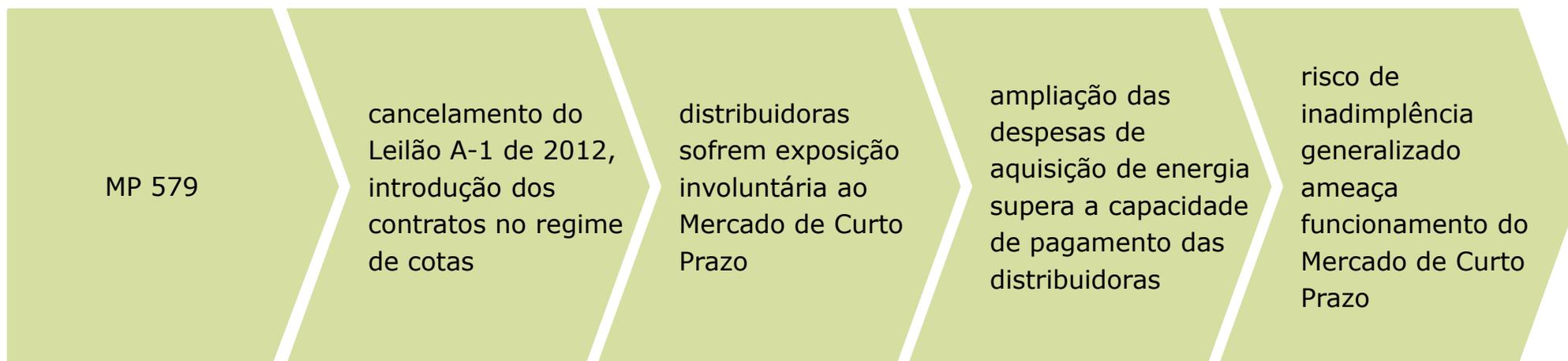
- ④ Repactuação do risco hidrológico

① O descasamento financeiro das distribuidoras

Implementação atabalhoada da MP 579 desencadeou problemas em cadeia



Fonte: Agência de Regulação de Energia (ANEEL)



① O descasamento financeiro das distribuidoras



Um fato marcante em 2012 foi a **renovação antecipada dos contratos de concessões hidrelétricas** sob a égide da Medida Provisória 579 (convertida na Lei 12.783).

A MP 579 estabeleceu que as concessões hidrelétricas e de transmissão vincendas passariam a (a) ser prorrogadas antecipadamente ou (b) ser posteriormente relicitadas. Em ambos os casos haveria o **regime de operação e manutenção**, não havendo remuneração de capital, uma vez que se previa o pagamento de indenizações pelos ativos ainda não amortizados. Assim, todo o investimento ainda não amortizado seria indenizado e, a partir de então, a concessão seria remunerada apenas pelos seus custos de operação e manutenção.

No caso das hidrelétricas, sua energia passaria a ser comercializada num **regime de cotas**, em que o **risco hidrológico seria transferido ao comprador** (a distribuidora). Além disso, a conversão dos contratos ao regime de cotas teve o efeito de **reduzir a disponibilidade de Energia Existente** em cerca de 8.000 MW médios, diminuindo a liquidez do mercado e sua capacidade de absorver choques de demanda e oferta.

Uma grande parcela dos **Contratos de Energia Existente expiravam** entre 2012 e 2014. Foi nessa conjuntura que houve a atabalhoada implementação da MP 579, que acabou prejudicando o funcionamento do mercado uma vez que o **Leilão A-1** (que faria a reposição de Contratos de Energia Existente) **não foi realizado**. Os geradores que não optaram pela prorrogação antecipada não tiveram a oportunidade de contratar a venda de sua energia e as **distribuidoras ficaram subcontratadas** em mais de 2.000 MW médios em 2013, situação que se agravou em 2014, chegando a 3.300 MW médios.

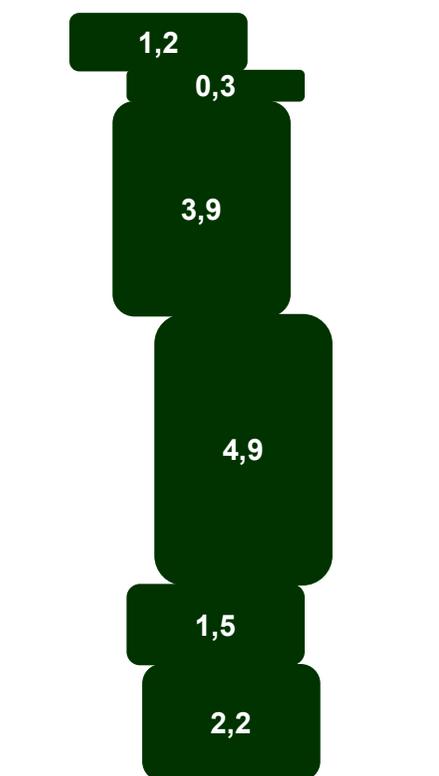
① O descasamento financeiro das distribuidoras



As principais causas do descasamento financeiro das distribuidoras em 2014 foram:

1. Custo adicional do despacho termelétrico – **CCEARs por Disponibilidade**
2. **Exposição involuntária** ao mercado de curto prazo devido à insuficiência de oferta nos Leilões de Energia Existente
3. Exposição involuntária ao mercado de curto prazo devido ao **cancelamento de outorgas e a atrasos de usinas**
4. Exposição ao mercado de curto prazo devido aos **contratos no regime de cotas**
5. Diferença entre cobertura tarifária e contratação no **Leilão A-1**
6. Diferença entre cobertura tarifária e contratação no **Leilão A-0**

R\$ 14,0 bilhões



① O descasamento financeiro das distribuidoras



Com o objetivo de não frustrar a redução tarifária anunciada pelo governo, adotou-se uma série de artifícios para conter a elevação imediata das tarifas:

- **expropriação de receitas dos geradores** por meio da alteração das regras de rateio do Encargo de Serviços do Sistema por Segurança Energética (ESS_SE) para cobertura de parte dos custos de acionamento de termelétricas por segurança energética – Resolução CNPE 03/2013
- **represamento tarifário (postergação):**
 - **antecipação de recebíveis** referentes a Itaipu para promover redução temporária de tarifas (art. 7º da MP 600 e art. 15 da MP 615)
 - **posterga o recolhimento de cotas do encargo CDE** (Conta Desenvolvimento Energético) para cobertura da exposição involuntária e de acionamento de termelétricas por segurança energética previsto pela MP 605 por um período de até cinco anos (Decretos 7.945 e 8.221)
 - Atribui à Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) a responsabilidade de obter **financiamento às distribuidoras por meio da Conta ACR** para cobrir os custos da exposição involuntária e o Custo Variável Unitário das termelétricas contratadas na modalidade por disponibilidade (Decreto 8.221)

① Criação da Conta ACR



O fluxo de caixa das distribuidoras não era suficiente para suportar a compra de energia faltante no Mercado de Curto Prazo para atendimento dos seus consumidores.

Em diversas ocasiões a liquidação mensal na CCEE teve que ser suspensa, postergada ou ter seu pagamento diferido para evitar inadimplemento generalizado (mar/2013, fev/2014, nov-dez/2014)

Para evitar a elevação da tarifa em período pré-eleitoral, o governo criou a Conta no Ambiente de Contratação Regulada – **Conta ACR** – por meio do Decreto 8.221/2014 para cobrir:

- dispêndios relacionados à exposição involuntária
- dispêndios com termelétricas contratadas na modalidade “por disponibilidade”

A CCEE ficou encarregada da gestão da Conta ACR e da contratação de **operações de crédito** com bancos financiadores.

Ao todo foram captados R\$ 21,2 bilhões, que somados aos juros acumulados durante o período de amortização dos empréstimos, totalizaram **R\$ 39,1 bilhões**, que passaram a ser pagos em 2015 e continuarão a ser pagos nos anos vindouros por meio do encargo CDE, incluído na tarifa de energia elétrica.

* Dados retirados do voto do relator que conduziu o processo de atualização das cotas para amortização da CONTA-ACR (Resolução Homologatória 2.004/2015).

② Estabelecimento das Bandeiras Tarifárias



A fim de proporcionar uma sinalização de preços mais tempestiva para os consumidores regulados e concatenar as receitas e despesas das distribuidoras, a Aneel instituiu as **Bandeiras Tarifárias**.

No final de cada mês a Aneel divulga a Bandeira que entrará em vigor no próximo mês com base na previsão dos Custos Marginais do Sistema do Operador Nacional do Sistema Elétrico para o próximo mês.

Cada Bandeira é associada a um incremento na tarifa de energia elétrica.

Este incremento se dá para quatro diferentes condições*:

	condições	incremento
•	Verde: $CMO \leq R\$ 211,28/MWh$	R\$ 0/MWh
•	Amarela: $R\$ 211,28/MWh < CMO \leq R\$ 422,56/MWh$	R\$ 15/MWh
•	Vermelha - Patamar 1: $R\$ 422,56/MWh < CMO \leq R\$ 610,00/MWh$	R\$ 30/MWh
•	Vermelha - Patamar 2: $R\$ 610,00/MWh < CMO$	R\$ 45/MWh

A implementação das Bandeiras Tarifárias foi efetivamente aplicada a partir de janeiro de 2015.

Os recursos arrecadados com a taxa adicional são destinados à **Conta Centralizadora dos Recursos de Bandeiras Tarifárias** e repassados para as distribuidoras em função dos custos elegíveis efetivamente incorridos por cada distribuidora.

- Estes valores se referem aos praticados a partir de 1/fev/2016 pela Resolução Homologatória Aneel 2016/2016. Durante o ano de 2015, foram utilizadas apenas três bandeiras tarifárias: Verde, Amarela e Vermelha.

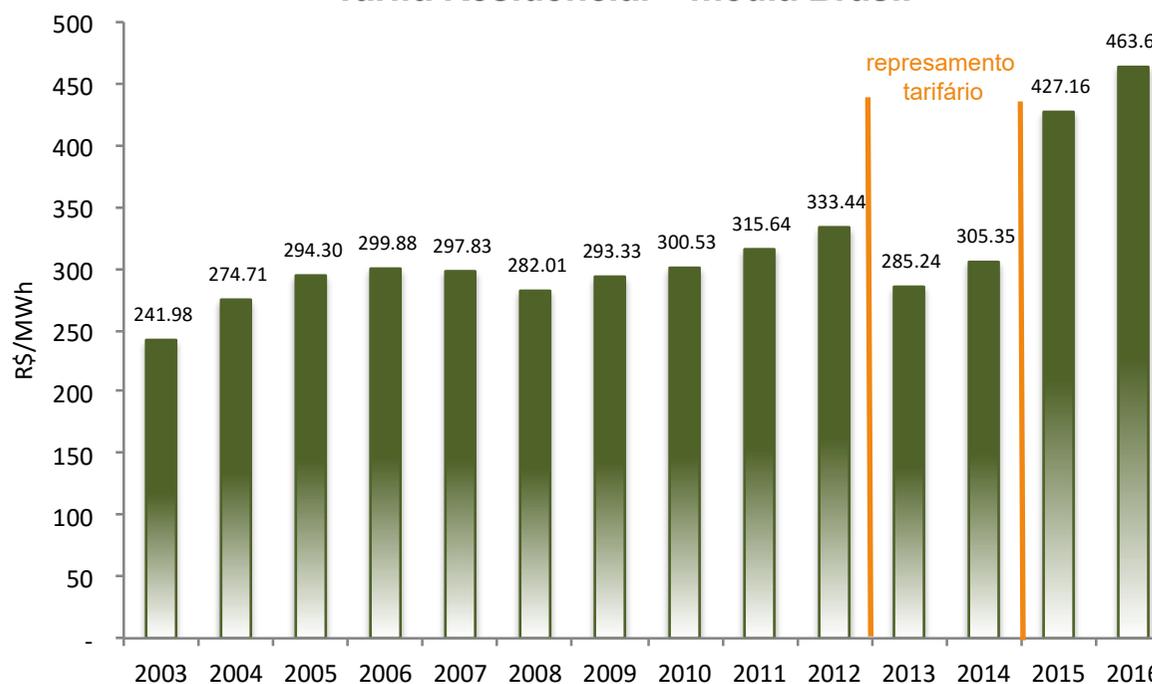
③ Realismo tarifário

A partir de 2015 passou-se a priorizar a aplicação de tarifas que refletissem o real custo da energia. O resultado foi forte elevação das tarifas, não só em função dos altos custos correntes de energia, mas principalmente do represamento tarifário nos períodos anteriores.

Parte da alta também é explicada pelo fato de que o governo optou por não destinar recursos orçamentários para a cobertura de suas políticas sociais, tais como a universalização do fornecimento de energia elétrica, a tarifa social e outros descontos tarifários.

Esses custos voltaram a ser custeados por encargo incluído na conta de energia elétrica (CDE).

Tarifa Residencial – media Brasil



Fonte: Aneel. Elaboração: Instituto Acende Brasil

Os impactos e as reações aos impactos



① O descasamento financeiro das distribuidoras atingiu patamares insustentáveis



- ① Criação da Conta ACR
- ② Estabelecimento do regime de Bandeiras Tarifárias
- ③ Realismo tarifário

② A crise hídrica impactou de forma inusitada os geradores hidrelétricos



- ④ Repactuação do risco hidrológico

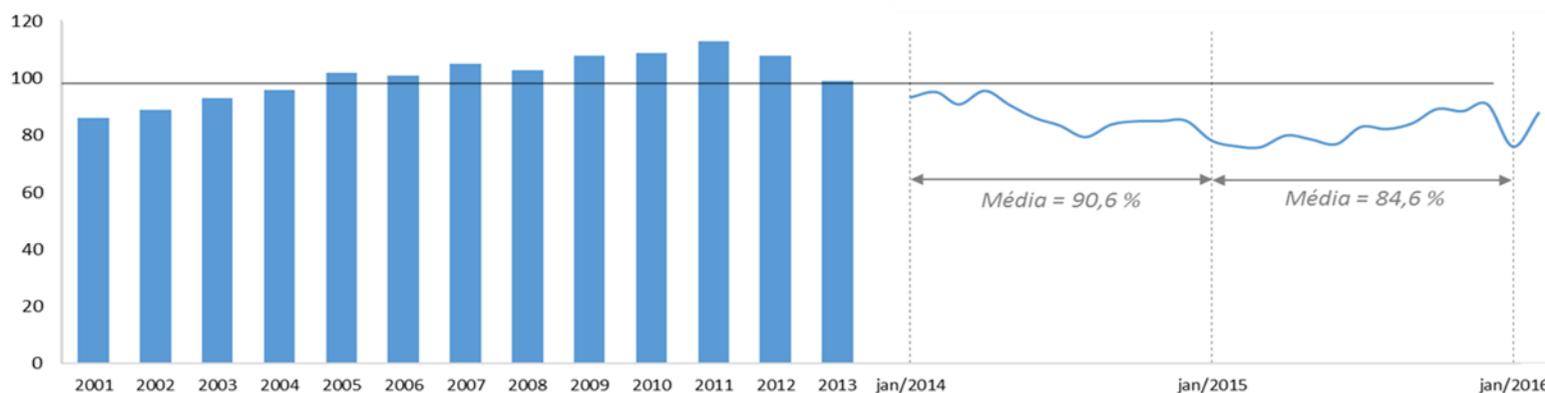
② Crise hídrica

Uma conjunção de fatores levaram a uma **severa redução do acionamento das hidrelétricas**:

- deplecionamento dos reservatórios hidrelétricos em períodos anteriores
- baixas vazões afluentes
- geração termelétrica fora da ordem de mérito econômico
- deslocamento do despacho por fontes intermitentes
- alteração dos procedimentos operativos (crescente aversão ao risco)

Esta redução do despacho hidrelétrico resultou em geração muito abaixo da Garantia Física das usinas hidrelétricas, o que forçou esses geradores a adquirir energia no Mercado de Curto Prazo para honrar seus contratos de comercialização.

O termo técnico para esse fenômeno é **GSF – Generation Scaling Factor**, fator correspondente à fração entre a soma da geração efetiva dos empreendimentos hidrelétricos e a soma de suas Garantias Físicas.



Fonte: BRITO* (2016) e InfoMercado (CCEE)

* BRITO, M. C. T. **Análise da repactuação do risco hidrológico das usinas hidrelétricas do Mecanismo de Realocação de Energia**. Tese de Mestrado, UFRJ/COPPE, 2016.

② Crise hídrica



Conseguiu-se superar a crise hídrica sem imposição de um racionamento, mas não sem sacrifícios

As restrições de uso múltiplo dos recursos hídricos e condicionantes ambientais foram violadas para ampliar a flexibilidade operativa das hidrelétricas

Principais restrições hídricas que foram “flexibilizadas”

	Usina(s)	Restrição	Motivo	Flexibilização
São Francisco	Sobradinho Xingó	VMD: 1300 m ³ /s VMD: 500 m ³ /s	Captação de Água	VMD: 900-1100 m ³ /s VMD: 150-250 m ³ /s
Tocantins	Serra da Mesa	VMD: 300 m ³ /s	Requisito Ambiental	VMD: 66 m ³ /s
Paraná	Ilha Solteira Três Irmãos	46% VU	Hidrovia Tietê-Paraná	5% VU
Tietê	Barra Bonita	48% VU	Hidrovia Tietê-Paraná	5% VU
Tietê	Promissão	29% VU	Hidrovia Tietê-Paraná	5% VU
Grande	Mascarenhas de Moraes	75% VU		5% VU

Fonte: ONS (2014)

Obs.: VMD: Vazão Mínima Defluente; VU = Volume Útil do reservatório

② Crise hídrica

O governo promoveu a contratação de **Energia de Reserva** sem explicitar seus critérios e objetivos.

A maior parte da Energia de Reserva contratada advém de **fontes intermitentes**, isto é, geradores que não podem ser acionados sob demanda.

Seu Custo Variável Unitário é nulo e sua produção é determinada pela disponibilidade do recurso energético utilizado.

A produção das demais geradores do sistema são **deslocadas** por essas usinas.

Embora a contratação dessa energia possa ser desejável da perspectiva sistêmica, ela eleva o risco das hidrelétricas existentes

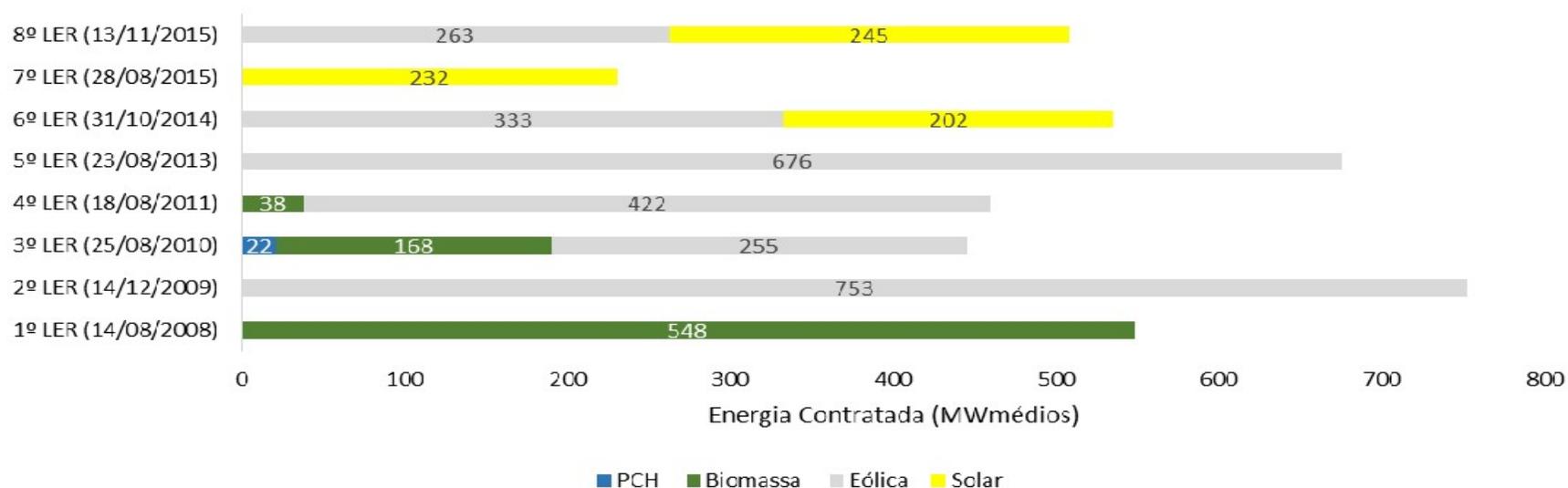


② Crise hídrica

Entre 2008 e 2015 foram contratados mais de 4.157 MW médios de Energia de Reserva cuja produção deslocou a produção das demais geradores:

- PCH 21,7 MW médios
- Biomassa 756,6 MW médios
- Eólica 2.701,5 MW médios
- Solar 678,9 MW médios

Contratação de Energia de Reserva



Fonte: CCEE.

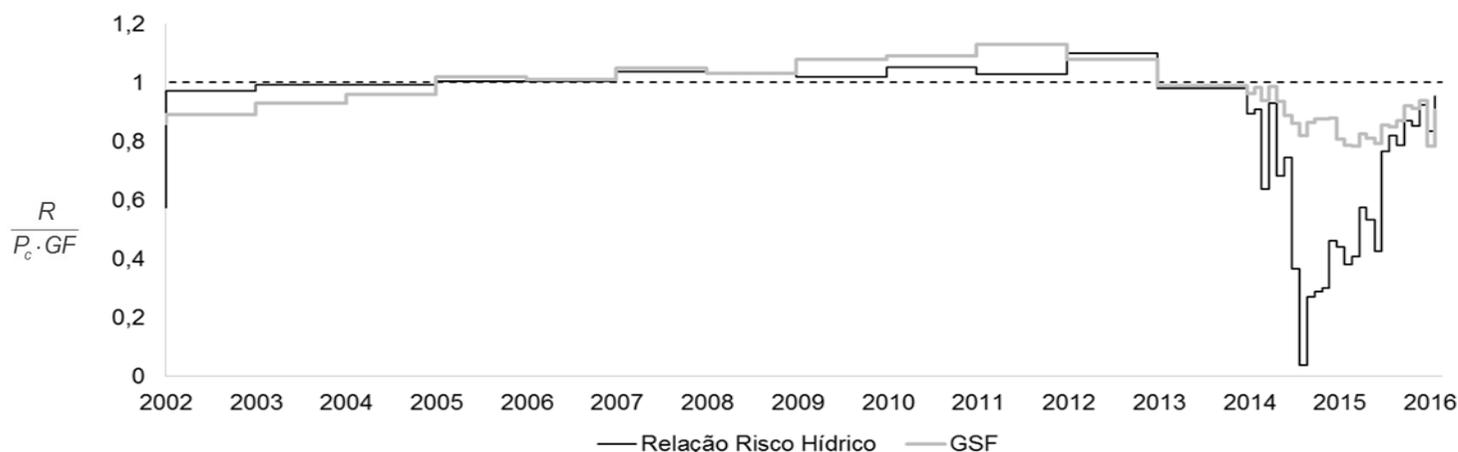
2 Crise hídrica

Embora os períodos de baixa geração hidrelétrica sejam parcialmente contrabalançados por períodos de geração hidrelétrica superior à Garantia Física das usinas, o **impacto econômico é muito assimétrico** porque o PLD nos períodos de estiagem são muito maiores que o PLD nos períodos de hidrologia abundante.

Uma análise do impacto que a redução do GSF pode ter sobre as receitas do gerador hidrelétrico é ilustrado pelo exercício abaixo, que mostra a **relação risco hídrico**:

$$R = P_c \cdot GF + PLD \cdot (GSF - 1) \cdot GF$$

$$\frac{R}{P_c \cdot GF} = 1 + PLD \cdot \frac{GSF - 1}{P_c}$$



O exercício considera que:

- o gerador hidrelétrico contrata a venda de 100% de sua Garantia Física (GF); e que
- o preço de venda (P_c) é R\$ 137,71/MWh.*

A receita (R) do gerador hidrelétrica é normalizada a um: $R/(P_c \cdot GF)$ de forma que;

- $R > 1$ quando a hidrelétrica produz mais que sua GF
- $R = 1$ quando a hidrelétrica produz exatamente sua GF
- $R < 1$ quando a hidrelétrica produz menos que sua GF

A Relação Receita x Risco se manteve próxima de “1” entre 2002 e 2013, mas apresentou forte declínio a partir de 2014, atingindo patamares que comprometeram o equilíbrio econômico-financeiro dos geradores hidrelétricos.

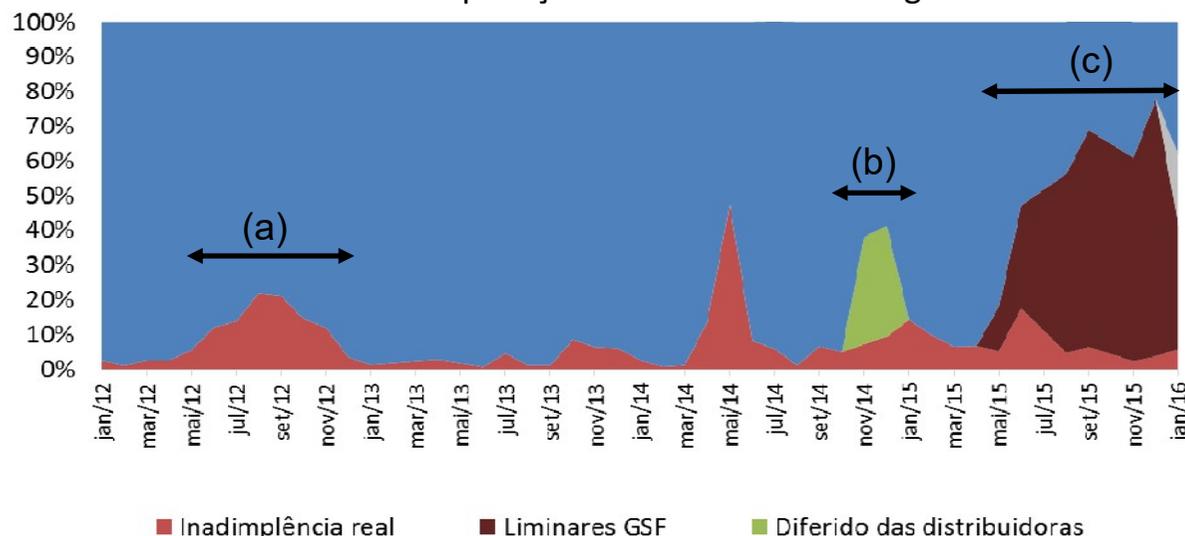
* No exercício adotou-se como o preço de contrato o Custo Marginal de Expansão 2015 calculado pela EPE.

② Crise hídrica

A situação financeira dos geradores hidrelétricos se tornou tão ameaçadora que as empresas obtiveram liminares para não efetuar o pagamento por suas exposições no Mercado de Curto Prazo, resultando em aumento generalizado da inadimplência na Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE).

Foi a maior crise já sofrida na CCEE, que atingiu seu pico em dezembro de 2015, quando o inadimplimento atingiu 78% do montante a ser liquidado, somando cerca de R\$ 3,9 bilhões.

Liquidação no Mercado de Energia



Principais fatores de inadimplência:

- (a) Térmicas da Bertin;
- (b) Indisponibilidade de recursos para repasse da conta ACR para distribuidoras;
- (c) Liminares da GSF.

Fonte: Liquidação do Mercado de Curto Prazo (CCEE). Elaboração: Instituto Acende Brasil

④ Repactuação do risco hidrológico



No final de 2015, o governo proporcionou aos geradores hidrelétricos a possibilidade de repactuação do “risco hidrológico” por meio da **MP 688** (Convertida na Lei 13.203/15), que previu o pagamento de um prêmio de risco destinado à redução de tarifas dos consumidores.

A repactuação foi regulamentada pela **Resolução 684/2015** da Aneel.

Para os geradores com Contratos de Energia no Ambiente de Contratação Regulada foi ofertado um menu de opções com diferentes prêmios de risco em função do nível de proteção para o risco hidrológico.

Para os Contratos de Energia do Ambiente e Contratação Livre proporcionou-se a possibilidade de assunção dos direitos e obrigações vinculados aos Contratos de Energia de Reserva, mas a proposta não foi atrativa e não houve adesão.

Introdução

Causas da Crise

Impactos da Crise

Prognósticos

Conclusões e Recomendações

A fim de avaliar a segurança de suprimento, o **Instituto Acende Brasil realizou simulações** com o programa oficial de planejamento da operação de médio prazo, **Newave***, considerando:

- os **dados oficiais** do *Planejamento Mensal da Operação (PMO)* de junho/2016 utilizados pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS); e
- uma **análise da robustez** considerando cenários alternativos.

Os **cenários alternativos** combinaram:

- variações no cenário de oferta: postergação da data de entrada de operação de usinas;
- variações no cenário de demanda: elevação da projeção da carga.

		OFERTA	
		Referência	Baixa
DEMANDA	Alta	<p>Demanda Alta</p> <ul style="list-style-type: none"> • demanda alta • oferta de referência 	<p>Demanda Alta e Atrasos na Expansão</p> <ul style="list-style-type: none"> • demanda alta • oferta baixa
	Referência	<p>Cenário de Referência</p> <p>Premissas da PMO de junho/2016</p> <ul style="list-style-type: none"> • demanda de referência • oferta de referência 	<p>Atrasos na Expansão</p> <ul style="list-style-type: none"> • demanda de referência • oferta baixa

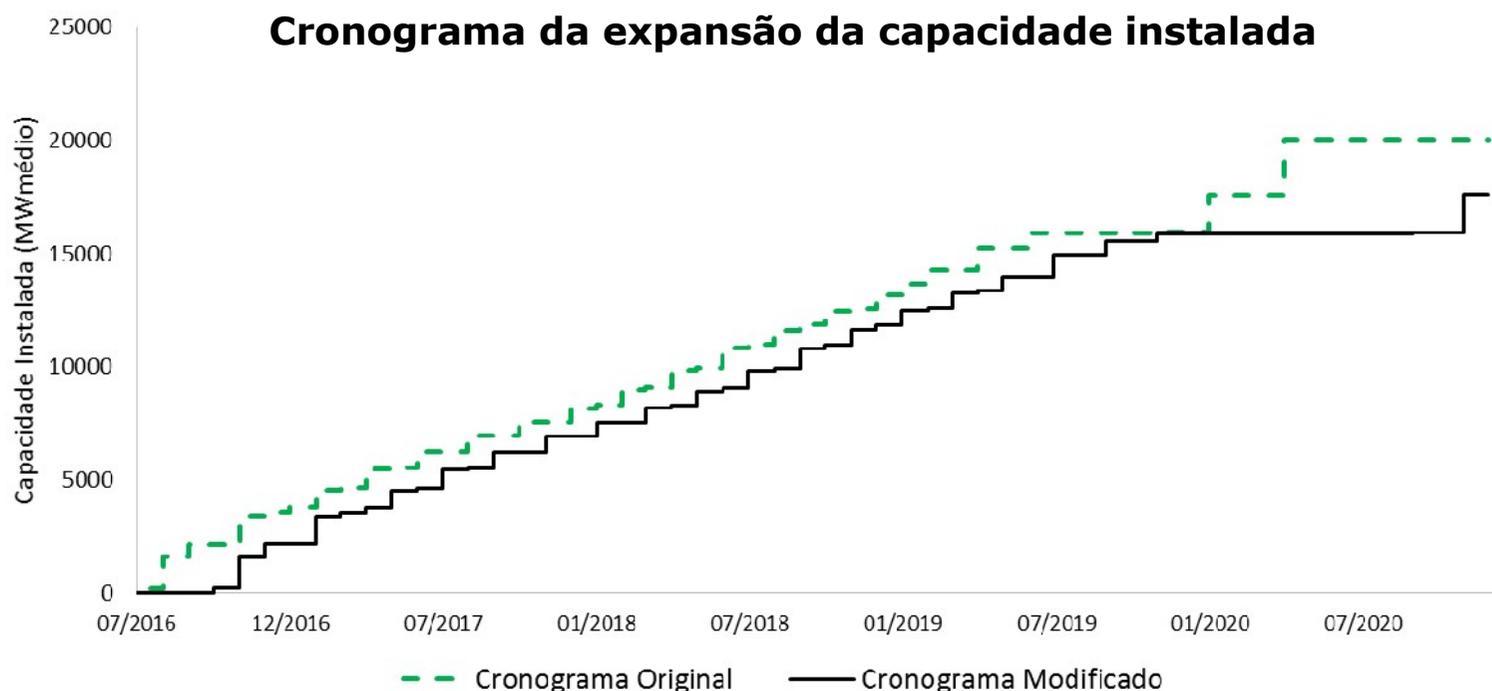
O objetivo do exercício é avaliar como o sistema responde a **cenários plausíveis** que estressariam a capacidade de atendimento do sistema

(*) Como destacado na 9ª edição do Programa Energia Transparente (www.acendebrasil.com.br/estudos) – e também em projeto de P&D sendo executado pelo Instituto Acende Brasil –, o modelo computacional oficial utilizado no planejamento da operação apresenta várias deficiências mas, para efeito de comparações históricas e na ausência de alternativa consensualmente aceita pelo mercado, optou-se por utilizar o modelo oficial nesse exercício.

Expectativas adaptativas

O cenário com “Atrasos na Expansão”, para avaliação da postergação da entrada de novos empreendimentos de geração, utilizou como base o Relatório de Acompanhamento da Expansão da Oferta de Geração de Energia Elétrica* de maio de 2016, publicado pela Aneel. Para cada unidade geradora de energia (máquina) foram adicionados meses de atraso com base no índice de viabilidade estabelecido no documento, de forma que:

- Empreendimentos denominados com Alta Viabilidade – Atraso de 3 meses;
- Empreendimentos denominados com Média Viabilidade – Atraso de 10 meses.

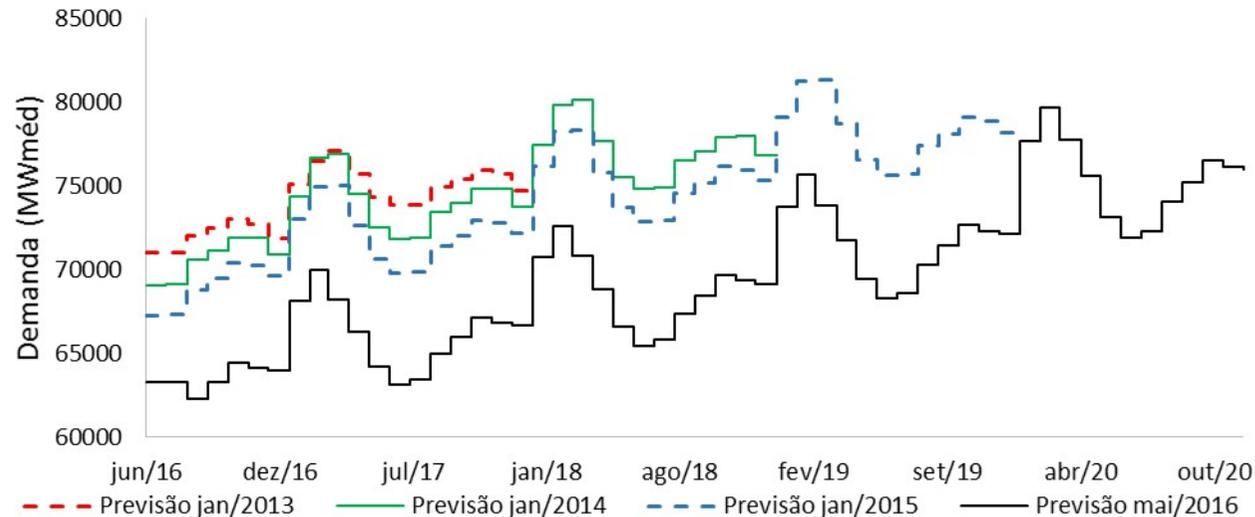


* Assumiu-se que a UHE Santa Branca (62 MW) possui um atraso de 10 meses.

As previsões oficiais têm sido sistematicamente otimistas, sendo seguidamente revisadas para baixo.

Não obstante, para fins de avaliação da segurança de suprimento, convém avaliar a possibilidade de um rompimento da tendência dos últimos anos.

Comparação das projeções de demanda estabelecidas em diferentes momentos



Surgem condições para a reversão de cenário



No relatório de análise da Ata do Copom (Comitê de Política Monetária) de 05/mai/2016, assinada pelo economista **Ilan Goldfajn**, então Economista-Chefe do Banco Itaú e atual presidente do Banco Central, há uma série de mudanças em curso ou esperadas que melhoram as perspectivas futuras da economia brasileira:

- o ajuste do balanço do setor público da “zona expansionista” para a “zona de contenção”;
- a “moderação [da oferta de] do crédito”;
- a continuidade do “processo de distensão do mercado de trabalho”; e
- a redução da pressão inflacionária devido ao crescente “hiato do produto” (redução da produção em relação ao potencial da economia).

Com isso o relatório conclui:

“Esta melhora esperada do balanço de riscos, se confirmada, deve trazer conforto ao Copom para iniciar um ciclo de cortes de juros no segundo semestre.”

A **nova equipe de governo** tem anunciado medidas alinhadas com os itens mencionados acima:

- congelamento dos gastos públicos, em termos reais, nos próximos anos ao nível atual;
- reforma da Previdência;
- devolução de cerca de R\$ 100 bilhões que o BNDES deve ao Tesouro Nacional;
- concessão de autonomia operacional formal para o Banco Central; e
- flexibilização das leis trabalhistas;

Essas medidas, se efetivamente implementadas, devem contribuir para a:

- estabilização macroeconômica;
- restauração da confiança do investidor; e
- gradual recuperação da atividade econômica.

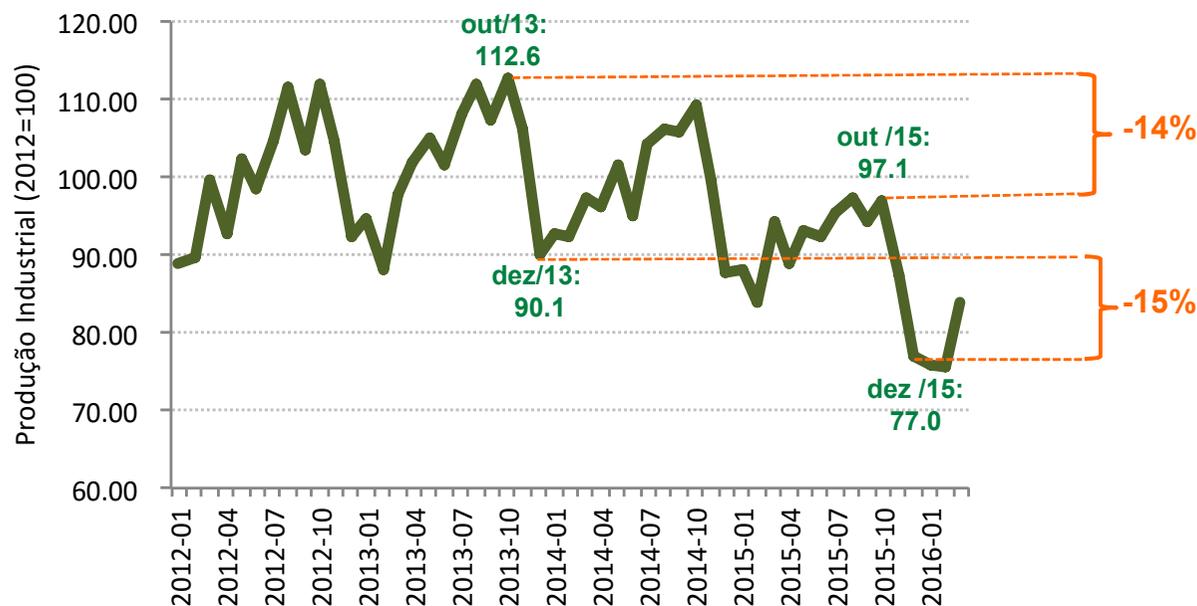
Capacidade ociosa permite retomada rápida

Grande parte da queda de demanda deriva da queda da produção industrial.

Comparando-se a produção industrial de 2015 com a de 2013 (período anterior à recessão), observa-se uma queda na produção industrial da ordem de 15%.

Isso significa que, havendo melhoria da perspectiva para a economia e para a produção industrial, o consumo de energia elétrica no segmento industrial **pode crescer cerca de 17%** (considerando a base menor) somente **com a redução da ociosidade da capacidade já instalada**.

Quantum de produção da indústria geral

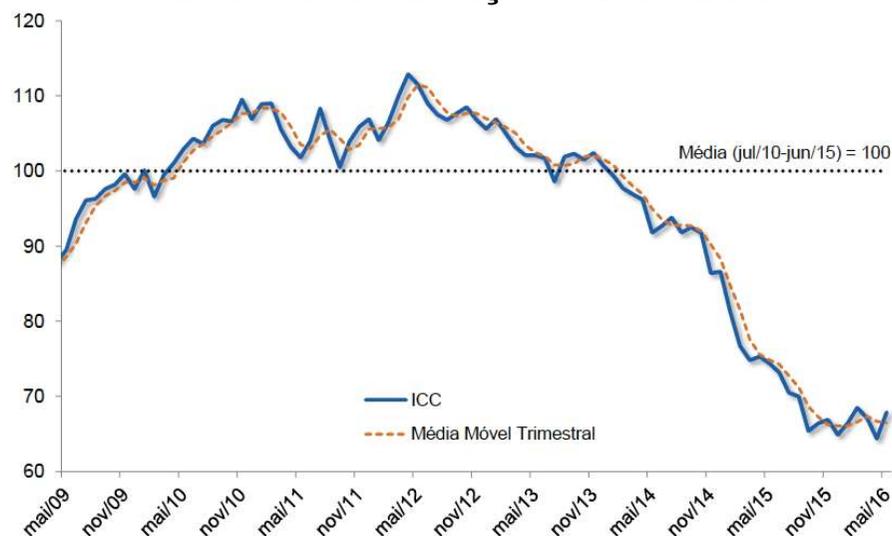


Fonte: IBGE.

Ponto de reversão da confiança do consumidor

Em relação ao consumo comercial e residencial de energia elétrica também pode-se vislumbrar um cenário de retomada do crescimento da demanda.

Índice de Confiança do Consumidor



Fonte: IBRE/FGV

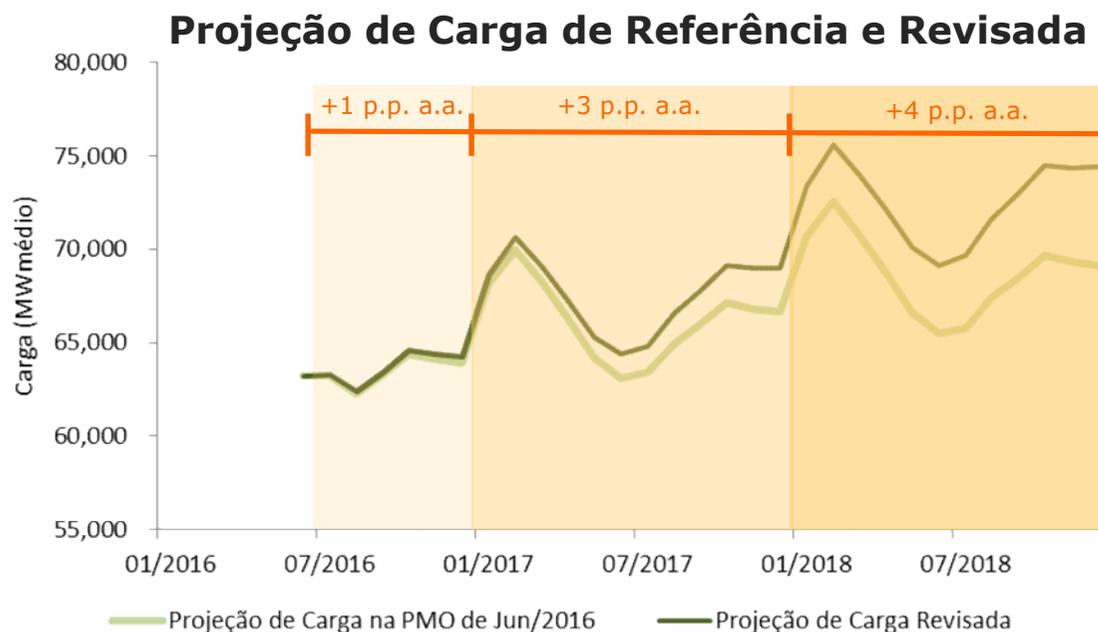
Embora o **Índice de Confiança do Consumidor** da FGV ainda permaneça em patamar baixo, o relatório do mês de maio destaca a melhora das expectativas em relação aos meses seguintes:

“pela primeira vez desde dezembro de 2013, o consumidor não está pessimista em relação à evolução da economia nos meses seguintes. [...] o Índice de Expectativas (IE) avançou 5,3 pontos, a maior alta desde outubro de 2011”.

Projeção de carga utilizada na avaliação

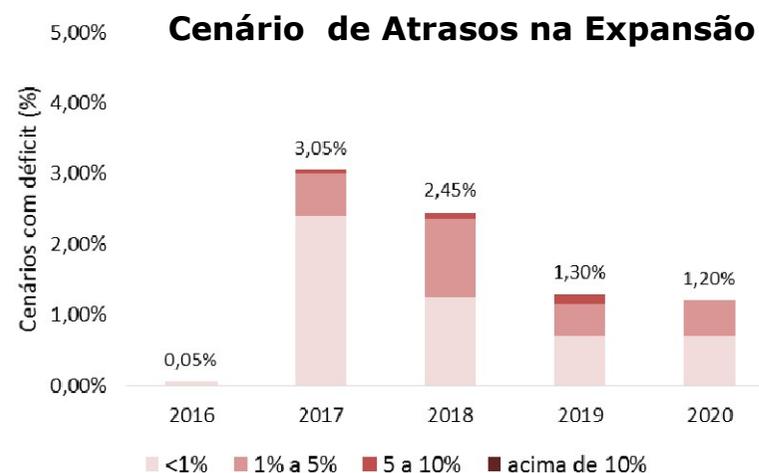
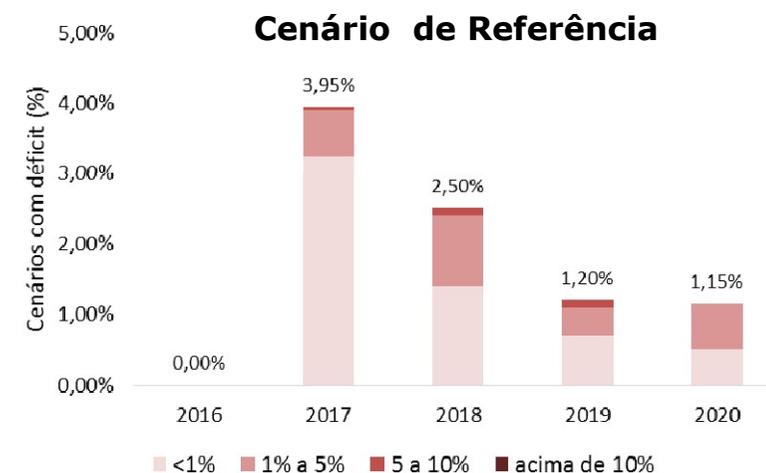
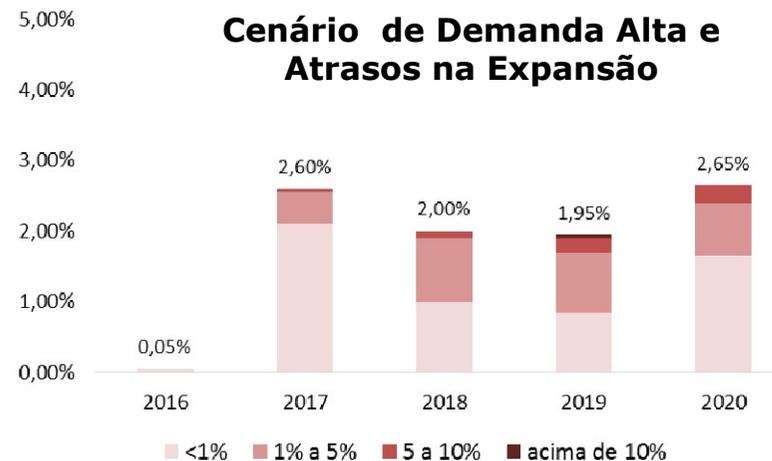
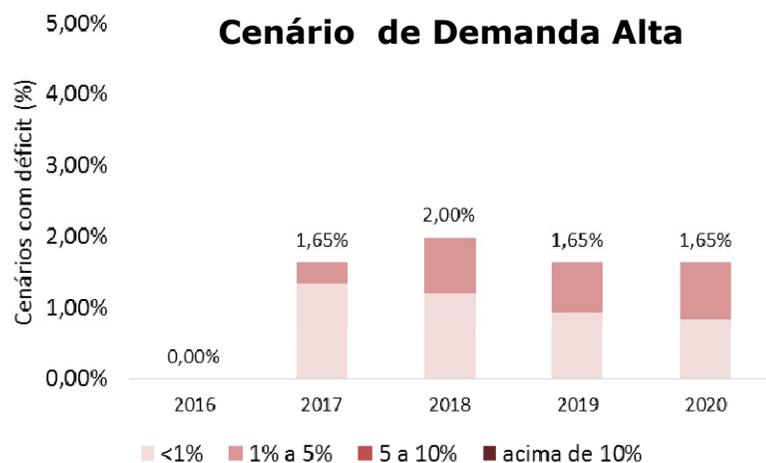
Dadas as considerações apresentadas, considera-se que seria plausível uma **elevação da carga** maior que a considerada no *PMO* de Jun/2016:

- 1 ponto percentual ao ano mais elevada nos meses remanescentes de 2016;
- 3 pontos percentuais ao ano mais elevada no ano de 2017;
- 4 pontos percentuais ao ano mais elevada no ano de 2018.



Fonte: ONS e Instituto Acende Brasil

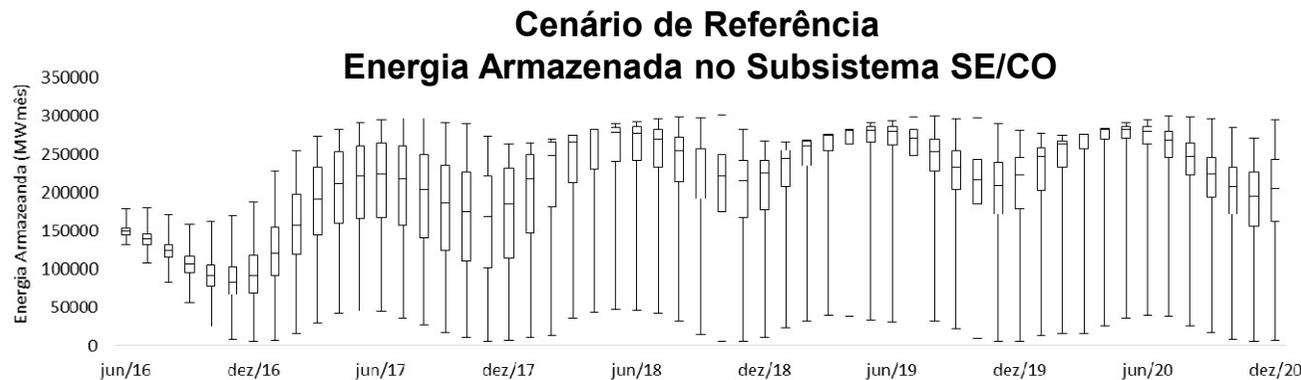
Probabilidade de déficits nos quatro cenários



O risco de déficit não passa do patamar de 3,95%, mesmo nos cenários de estresse (com demanda alta e atrasos na expansão), o que é inferior aos 5% historicamente considerados toleráveis (atualmente o critério corresponde à “maior restrição” entre os 5% e CME=CMO).

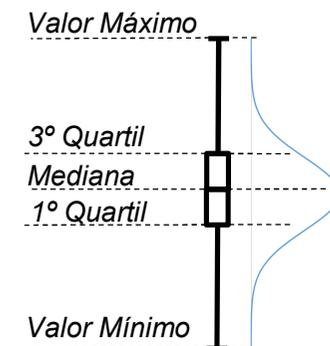
Análise do risco de déficit

Surpreendentemente, o ano de 2017 no **Cenário de Referência** é o que apresenta o maior risco de déficit.



Nos cenários de estresse, o modelo conserva mais água nos reservatórios hidrelétricos no período inicial para mitigar o risco de déficit futuro, mas esse comando também tem o efeito de reduzir o risco de déficit nos períodos iniciais.

O *boxplot* ilustra a distribuição da Energia Armazenada nos dois cenários.



* O *boxplot* é uma representação visual de distribuição de cenários (no caso, os 2000 cenários de afluência modelados no Newave). No gráfico acima, a ponta da haste inferior estabelece o mínimo do conjunto de dados; as bordas horizontais da caixa estabelecem os valores do 1º quartil, mediana e 3º quartil das amostras; e a ponta da haste superior estabelece o valor máximo do conjunto de dados.

Introdução

Causas da Crise

Impactos da Crise

Prognósticos

Conclusões e Recomendações

A crise sofrida nos últimos anos decorre de uma conjunção de fatores:

- Decisões governamentais
- ① baixas vazões afluentes
 - ② atraso na entrada de operação de novos empreendimentos
 - ③ política de contratação de energia inadequada
 - ④ sinalização de preços inapropriada
 - ⑤ dissonância entre os modelos computacionais oficiais e a política de operação

A crise levou a uma série de medidas das quais se destacam:

- ① Criação da Conta ACR
- ② Estabelecimento do regime de Bandeiras Tarifárias
- ③ Realismo tarifário
- ④ Repactuação do risco hidrológico

O Risco de Déficit nos próximos anos está dentro dos limites considerados “aceitáveis”, mesmo nos cenários de estresse que consideram elevação do crescimento da demanda e atrasos na expansão.

Apesar disso, não se pode afastar a possibilidade de ocorrência de períodos de alta de preços.

1. O sistema de contratação de energia no Ambiente de Contratação Regulada deve ser reformulado para permitir melhor gerenciamento do risco.
2. Os modelos computacionais precisam ser alinhados à política operativa do ONS.
3. O governo deve constantemente preservar os sinais tarifários e qualquer artificialidade ou postergação precisa ser fortemente combatida, especialmente em anos eleitorais.

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

