

Nota Técnica nº 134/2015–SRM/SRG/ANEEL

Em 5 de agosto de 2015.

Processo: 48500.006210/2014-19
Assunto: **Análise das contribuições recebidas no âmbito da Audiência Pública nº 32/2015.**

I. DO OBJETIVO

1. Analisar as contribuições recebidas no âmbito da Audiência Pública 32/2015, referente aos pleitos da ABRAGE¹ e da APINE² encaminhados a ANEEL sobre o parâmetro “*Generation Scaling Factor*” - GSF.

II. DOS FATOS

2. A APINE, por meio da Carta PRE 352/14, de 18 de novembro de 2014, encaminhou proposta para mitigação do deslocamento da geração hidrelétrica participante do Mecanismo de Realocação de Energia – MRE em função do despacho de geração termelétrica fora da ordem de mérito de custo.

3. Em 12 de fevereiro e 23 de março de 2015, foram realizadas reuniões com a referida Associação, para detalhamento da proposta e discussões.

4. A ABRAGE, por meio da Carta nº 018/2015, de 5 de março de 2015, também encaminhou proposta de mecanismo de ajuste para compensação dos efeitos da substituição da geração das usinas hidrelétricas pelas usinas termelétricas fora da ordem de mérito de custo.

5. Em 6 de março de 2015 e 24 de março de 2015 foram realizadas reuniões com a ABRAGE, também dando continuidade às discussões.

6. Em 19 de maio de 2015 foi emitida a Nota Técnica nº 38/2015-SRG-SRM/ANEEL, apresentando a visão das áreas técnicas sobre o assunto.

7. Em 28 de maio de 2015 foi aberta a Audiência Pública nº 32/2015, com prazo de contribuições até 6 de julho de 2015, cujo objetivo foi obter subsídios e informações adicionais para a discussão conceitual do GSF.

¹ Associação Brasileira das Empresas Geradoras de Energia Elétrica.

² Associação Brasileira dos Produtores Independentes de Energia Elétrica

* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.

Fl. 2 da Nota Técnica nº 134/2015–SRM/SRG/ANEEL, de 5/8/2015.

8. Entre a data de abertura e de fechamento da AP nº 32/2015, o Diretor Relator organizou diversas reuniões com Associações setoriais e instituições do setor elétrico com o objetivo de discutir o assunto³.

III. DA ANÁLISE

CONSIDERAÇÕES GERAIS

9. A discussão sobre o GSF centra-se na qualificação da situação atual como: (i) concretização do risco hidrológico, decorrente do risco ordinário do negócio de geração; ou (ii) extrapolação da álea ordinária, oriunda de medidas alegadas como intervencionistas e que desrespeitariam as condições de risco e retorno pactuadas nos contratos de concessão ou nos contratos de venda dos agentes hidrelétricos.

10. A primeira tese não ensejaria realocação dos resultados da realização adversa do risco hidrológico, tendo em vista a proteção contratual dos consumidores na relação de compra e venda de energia e a ausência de ofensa ao equilíbrio econômico e financeiro, dado que as regras do negócio teriam sido respeitadas e o cenário atual estaria no campo das possibilidades, sendo, portanto, previsível e de consequências calculáveis. Assim, o impacto da escassez hídrica nos resultados financeiros do segmento de geração estaria alocado conforme originalmente pactuado.

11. A segunda tese busca caracterizar a existência de intervenções capazes de sinalizar o fato do príncipe, de modo a eventualmente ensejar alguma compensação e o restabelecimento das condições de equilíbrio pactuadas.

12. Esta Nota Técnica aborda os aspectos de interpretação das regras e avaliação dos resultados. Assim, como argumentado na Nota Técnica nº 38/2015-SRG/SEM/ANEEL – NT 38/2015, mantemos o entendimento de que não há dispositivo contratual, legal, editalício ou regulamentar que tenha limitado o risco dos agentes em relação a decisões de expansão e operação do sistema face ao risco hidrológico e sua expressão financeira decorrente de eventual exposição ao Mercado de Curto Prazo - MCP

13. E ainda, os agentes dispõem de formas de se proteger do risco a que estão submetidos mediante negociação de preços, prazos, diversificação de fontes, modalidades contratuais e quantidades de energia vendida, pois um mesmo agente pode possuir um parque com termelétricas, hidrelétricas e eólicas, por exemplo, dispondo de alternativas de proteção (“*hedge*”) corporativa, a partir da combinação de estratégias. Por essa razão, os resultados dos agentes para o exercício de 2014, expostos na NT 38/2015, demonstram que, mesmo com o GSF igual a 91% em 2014, o problema é suportável na estrutura empresarial dos grupos que atuam no segmento de geração.

14. Algumas contribuições buscaram contornar os argumentos da NT 38/2015 a partir de argumentos que isolassem as unidades de negócio das usinas hidrelétricas e desvendassem os problemas específicos dessas unidades, que precisariam ser compensados independentemente da saúde financeira ou da rentabilidade observada nos grupos empresariais em que estas unidades estão inseridas.

³ ABRAGE, ABIAPE, APINE, ABRAGEL, ABRADDEE, ANACE, CCEE e MME.

* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.

Fl. 3 da Nota Técnica nº 134/2015–SRM/SRG/ANEEL, de 5/8/2015.

15. Esta Nota Técnica analisa os argumentos trazidos pelos participantes na AP 32/2015, constituindo sua Análise de Contribuições, a qual complementa os conceitos explorados na NT 38/2015 e agrega simulações sobre questões específicas trazidas pelos geradores ou demais agentes participantes da discussão.

16. Foram recebidas 28 contribuições, dentre geradores, associações, consumidores e academia. Os principais temas foram a caracterização do risco como hidrológico e, portanto, ordinário ou não hidrológico, decorrente de fato do príncipe, para o que foram discutidos essencialmente os efeitos das decisões de expansão, das decisões de operação e da sinalização de preços sobre o GSF, além dos limites de previsibilidade e pactuação do risco assumido no negócio de geração hidrelétrica.

17. Contribuíram ao processo: Elektro, Abradee, Petrobras, Abragel, Furnas, CPFL Energia, Abiape, Brasil PCH, Eletrosul, Eletronorte, Eletrobras, Abrage, Apine, Cesp, EDP, Light, Neoenergia, CEEE, Saesa, Fiesp, Concelpa/Fiepa, Concemig, Abrace, Anace, Gesel, Banco Santander e duas pessoas físicas.

18. Todas as contribuições foram importantes para a evolução dos estudos, não obstante o resultado final tenha sido 19 contribuições não aceitas e nove aceitas total ou parcialmente.

19. A análise das contribuições será apresentada em blocos, de modo que uma análise pormenorizada pode indicar fatores de concordância em alguns pontos ou conceitos, sendo recomendável uma leitura dos documentos disponíveis no site da ANEEL para uma melhor avaliação de pontos específicos.

20. Contribuições que propuseram a alteração do modelo serão analisadas nesta Nota Técnica apenas em aspectos que envolvam contrapartida aos consumidores, não obstante não seja objeto desta Nota fazer uma análise aprofundada ou numérica dos custos e benefícios de cada alternativa.

A MATRIZ MUDOU SIGNIFICATIVAMENTE DE MODO A IMPEDIR A PREVISÃO DE UM GSF TÃO CRÍTICO QUANTO O ATUAL OU O PROBLEMA É MESMO HIDROLÓGICO?

21. Para discutir os efeitos da alteração de matriz de oferta de energia elétrica e a alegada impossibilidade de se prever a realização de GSF tão críticos quanto os atuais, realizamos um estudo com base nos relatórios anuais da CCEE⁴ e nos relatórios de fiscalização da geração produzidos pela ANEEL. A partir desses dados, é possível observar a evolução da matriz de oferta e do consumo de energia elétrica desde 2001.

⁴ Para o ano de 2014, o valor anual de consumo no centro de gravidade foi integralizado a partir das medições mensais do relatório InfoMercado.

* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.

Fl. 4 da Nota Técnica nº 134/2015–SRM/SRG/ANEEL, de 5/8/2015.

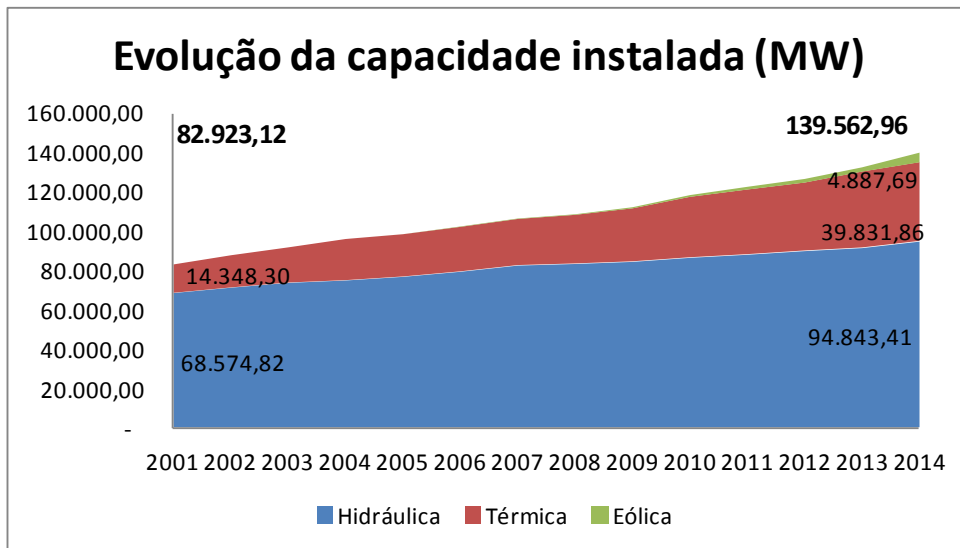


Gráfico 1 – Evolução da capacidade instalada entre 2001 e 2014

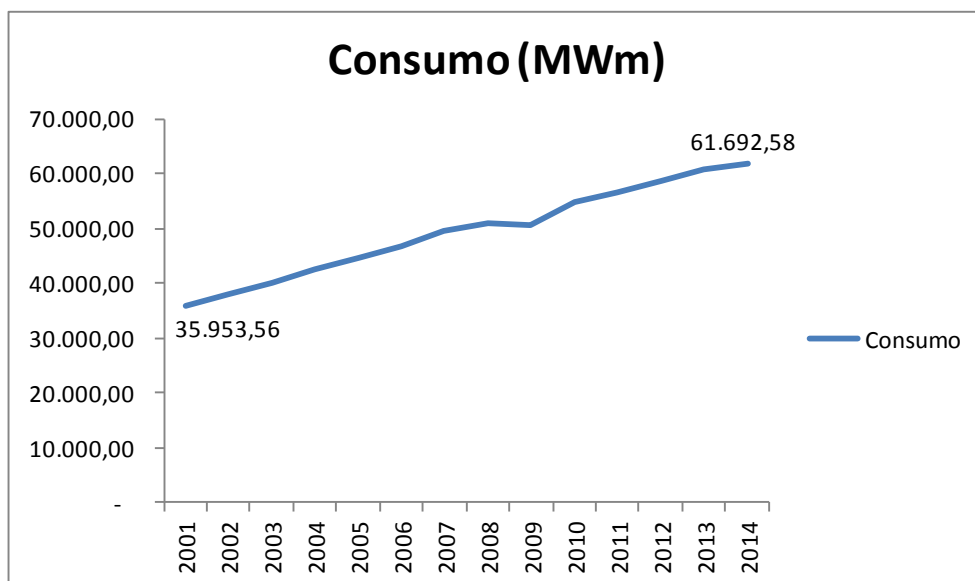


Gráfico 2 – Evolução do consumo entre 2001 e 2014

22. Em cenários de hidrologia favorável, a capacidade instalada do parque hidrelétrico é suficiente para atender boa parte do consumo. Todavia, em cenários de hidrologia desfavorável, é esperado que o Operador do Sistema utilize com maior intensidade as demais fontes disponíveis na matriz, desse modo contribuindo para o maior deslocamento do bloco hidráulico.

23. Para entender qual seria o resultado da operação, foram simulados cenários críticos, comparando os dados de consumo no centro de gravidade de 2001 e 2014 com a matriz disponível em cada ano para atender a esse consumo.

Fl. 5 da Nota Técnica nº 134/2015–SRM/SRG/ANEEL, de 5/8/2015.

24. Essa comparação permitiu a elaboração de um gráfico que estimou qual seria o GSF crítico potencial para cada ano, observando-se a matriz disponível, a partir da premissa de que a garantia física das hidrelétricas no centro de gravidade representa 51% da potência instalada das UHEs⁵. O GSF crítico foi construído assumindo-se a hipótese de o Operador adotar o máximo esforço no despacho das outras fontes da matriz para atendimento do consumo, de modo a deslocar o segmento de geração hidrelétrica.

25. Esse máximo esforço foi testado em níveis diferentes de uso da capacidade instalada de outras fontes, tendo em vista que o Operador pode se deparar com níveis de indisponibilidade dessas fontes em relação à potência instalada.

26. Fazendo essa conta para o ano de 2004, por exemplo, partiu-se das seguintes informações: (i) carga no centro de gravidade de 42.357,51MWm; (ii) garantia física das usinas hidrelétricas de 38.241,34MWm e; (iii) capacidade instalada das outras fontes de 20.811,10MW. Partindo desses dados, foram construídos cenários de atendimento à carga caso as outras fontes desempenhassem a 45% ou 95% de sua capacidade.

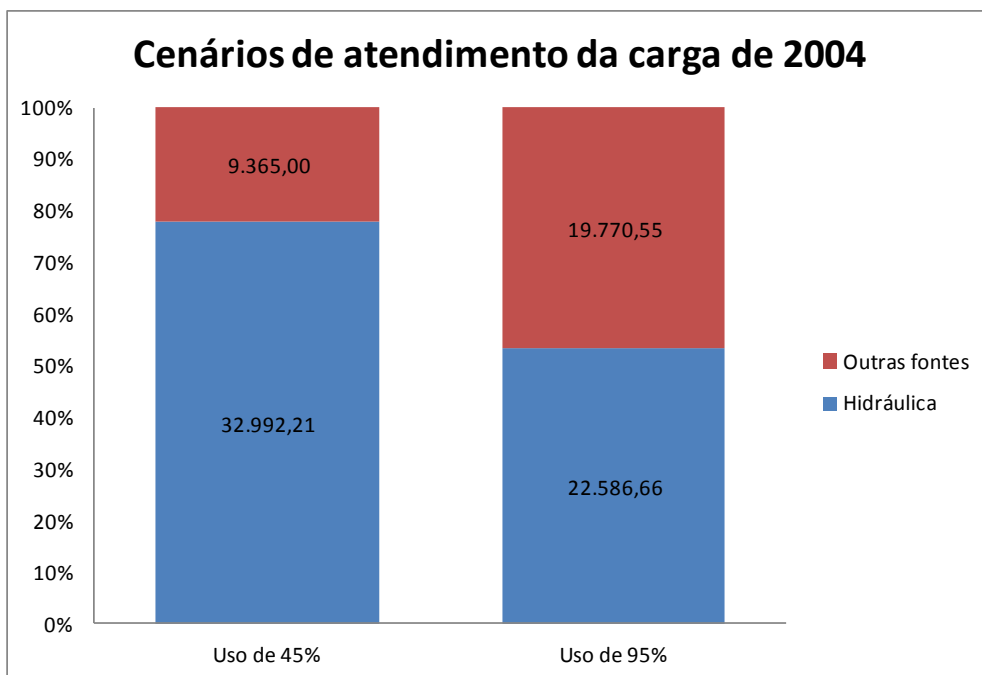


Gráfico 3 – Cenários de atendimento de carga considerando usos de outras fontes

27. A partir desses cenários foi identificado o GSF que teria ocorrido para cada nível de uso da capacidade instalada em outras fontes.

⁵ Valor estimado a partir de informações divulgadas no relatório InfoMercado da CCEE, considerando a relação entre a garantia física do ato de outorga, reduzida em 4,8%, e a capacidade instalada, conforme dados de dezembro de 2014.

* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.

Fl. 6 da Nota Técnica nº 134/2015–SRM/SRG/ANEEL, de 5/8/2015.

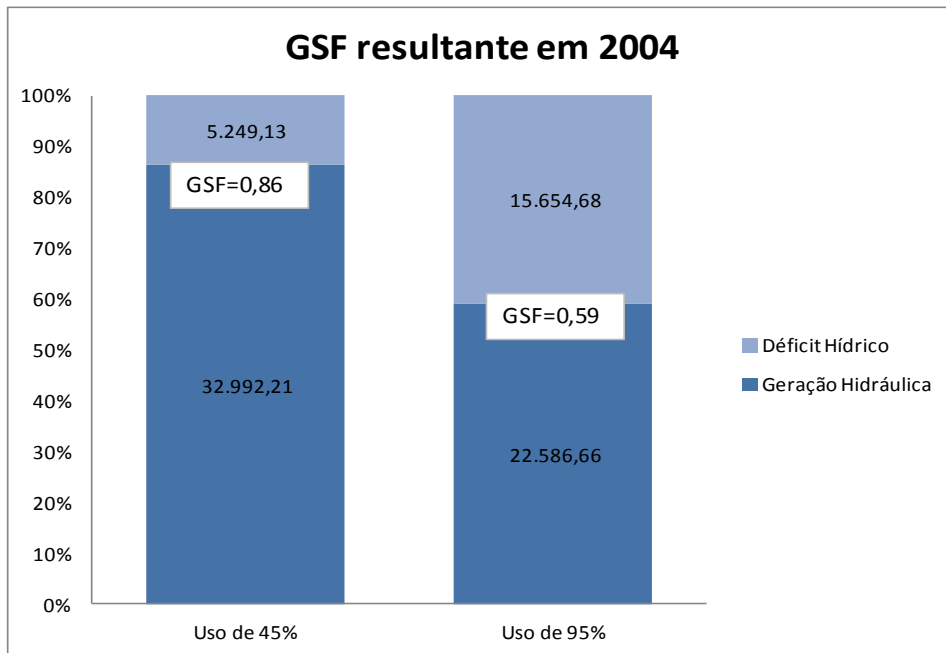


Gráfico 4 – Cenários de GSF com base nas simulações de atendimento de carga

28. Reproduzindo o estudo para todos os anos desde 2001, foi desenvolvido o gráfico a seguir, que apresenta o GSF resultante para diversos níveis de uso da capacidade instalada das fontes não hidrelétricas dada a carga realizada para cada ano no centro de gravidade.

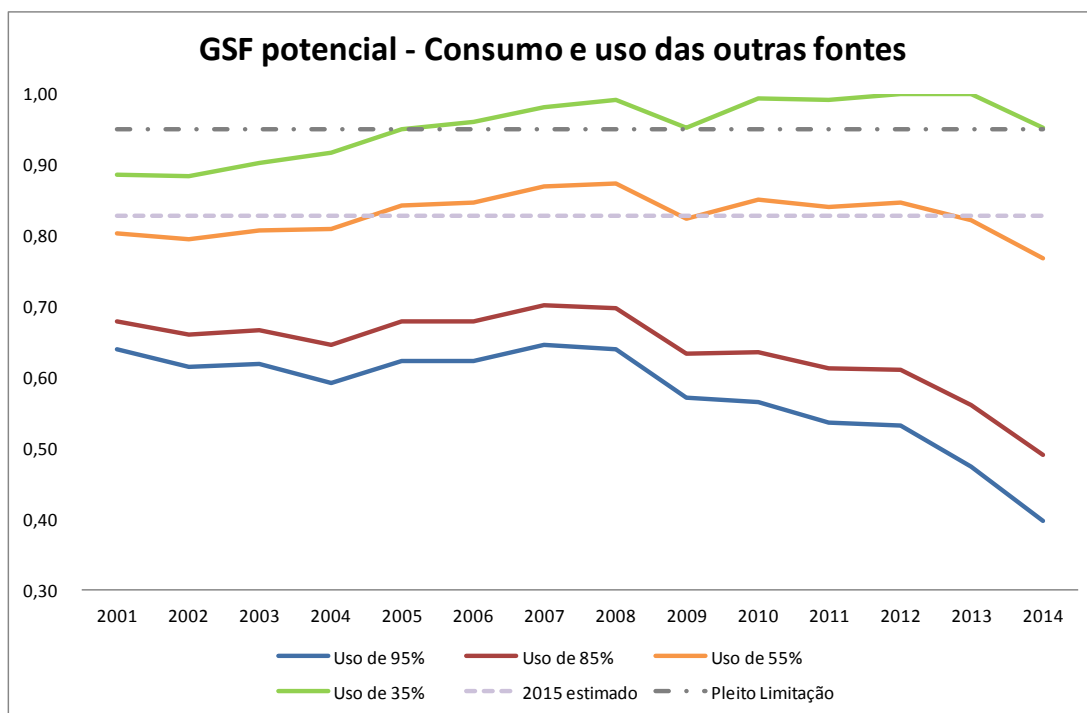


Gráfico 5 – GSF potencial considerando a evolução da matriz

* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.

Fl. 7 da Nota Técnica nº 134/2015–SRM/SRG/ANEEL, de 5/8/2015.

29. De acordo com o Gráfico 5, a hipótese de haver um limite de 95% (ou mesmo 90%) de GSF, conforme pleito dos agentes, pressupõe um cenário no qual as fontes não hidráulicas apresentam fator de capacidade inferior a 35%. Ou seja, caso o Operador necessitasse do máximo esforço das outras fontes, a resposta obtida seria 65% inferior à potência instalada.

30. Caso o conjunto das fontes não hidráulicas registrasse fator capacidade médio superior a 55%, os níveis de GSF crítico seriam inferiores a 80% em todo o histórico. Ou seja, para o nível de GSF esperado em 2015, de aproximadamente 83%, não entendemos razoável a alegação de que a alteração da matriz teria relevância, dado que a realização do cenário atual só é possível com baixo uso da capacidade instalada de outras fontes.

31. Desse modo, é possível verificar que a expansão da potência nominal de outras fontes manteve-se neutra em seus efeitos sobre o GSF, dado o baixo uso da capacidade instalada. Assim, para os níveis atuais de GSF a alteração da matriz não teria relevância.

32. De modo a corroborar a afirmativa anterior, procurou-se inferir estatisticamente acerca da matriz de risco a que estão sujeitos os geradores hidrelétricos ante à composição do parque gerador atualmente instalado, sobre o qual há inegavelmente maior participação das fontes não hidráulicas com vistas ao atendimento ordinário da demanda.

33. Nesse sentido, realizou-se uma simulação estática em que se fixa o parque gerador atual (hidráulico e outras fontes) e a carga que deve ser atendida (incluídos os três patamares de déficit e respectivas profundidades). A única variável estocástica é a afluência. O conjunto de realizações dessa variável, considerada a interdependência temporal e espacial do fenômeno hidrológico, acarreta uma combinação de resultados operativos possíveis de serem concretizados, à medida que diferentes trajetórias de vazões resultam em diferentes decisões operativas e, por conseguinte, distintos níveis de armazenamento do parque hidráulico e custos operativos associados à cada decisão.

34. O modelo utilizado para a realização dessa análise foi o SUIISHI, versão 8.2.7⁶. Foram executadas simulações estáticas⁷ com a série histórica de vazões afluentes. A configuração do parque gerador foi exatamente aquela produzida no âmbito do Programa Mensal da Operação - PMO de junho deste ano. O resultado dessa simulação é disposto na figura a seguir.

35. O motivo de, em alguns resultados, a geração hidrelétrica superar a carga média deve-se ao fato de que a linha vermelha estabelece uma referência para a demanda média do sistema, não incluídas, portanto, as necessidades de carga estratificadas por patamar, tampouco as respectivas profundidades de cada qual dos estratos.

⁶ Modelo de simulação a usinas individualizadas para subsistemas hidrotérmicos interligados – SUIISHI, desenvolvido e mantido pelo CEPEL (Centro de Pesquisas em Energia Elétrica).

⁷ No módulo de simulação estática, considera-se uma configuração hidrotérmica fixa procurando atender a um mercado de energia constante ao longo de uma série hidrológica. Com exceção das vazões afluentes aos reservatórios, todos os demais dados do problema permanecem estáticos ao longo do tempo.

* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.

Fl. 8 da Nota Técnica nº 134/2015–SRM/SRG/ANEEL, de 5/8/2015.

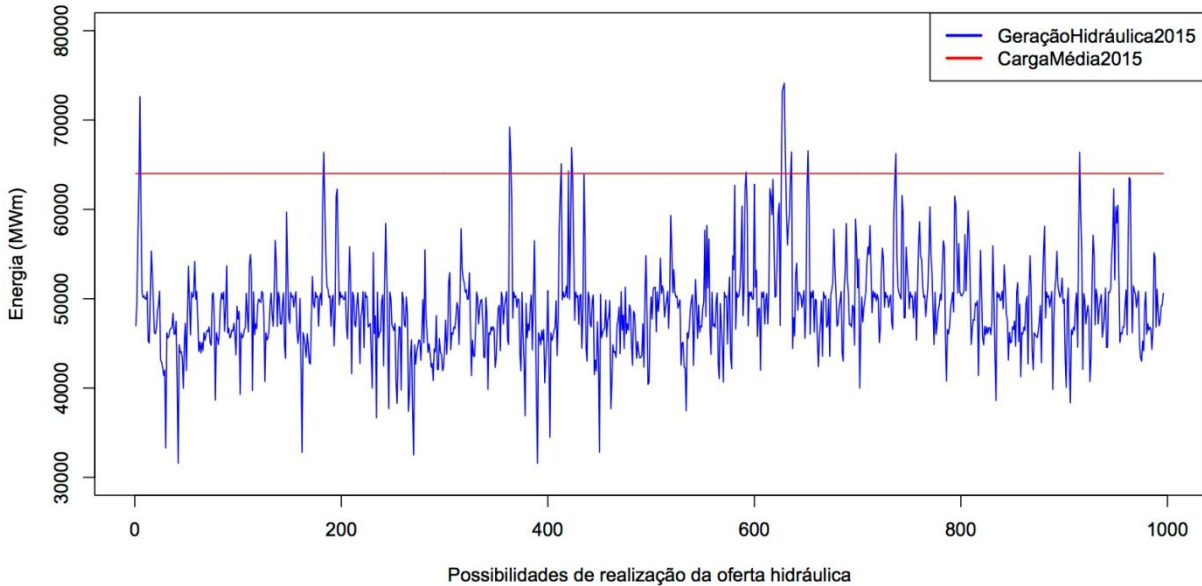


Gráfico 6 – Possibilidades de realização da oferta hidráulica

36. Em cada uma das quase mil combinações de despacho hidráulico desempenhadas pelo simulador, o bloco de geração complementar, associado às outras fontes, seria, em ordem de grandeza, aquele conformado pela diferença aritmética, tomada no eixo das ordenadas, entre a carga estabelecida (~64GWm) e a produção hidrelétrica despachada em cada uma das mil possibilidades simuladas. Em termos médios, o resultado dessa conta levaria a uma produção média proveniente das outras fontes em torno de 15GWm.

37. O resultado dessas combinações estáticas de despacho, por sua vez, possibilita inferir as probabilidades de realização do GSF, uma vez que essa variável nada mais é do que a razão entre a produção hidrelétrica e a respectiva garantia física de todo o bloco hidráulico atual, constante fixa na simulação.

38. A Figura xx apresenta o histograma com a distribuição de frequência do GSF, considerando mil combinações de atendimento à demanda oriundas do parque hidrelétrico. Essas combinações levam em conta não só a composição do bloco de geração oriundo das fontes não hidráulicas, mas também a flutuação de aflúências e os seus consequentes rebatimentos nas decisões do Operador.

Fl. 9 da Nota Técnica nº 134/2015–SRM/SRG/ANEEL, de 5/8/2015.

Histograma de frequências de GSF

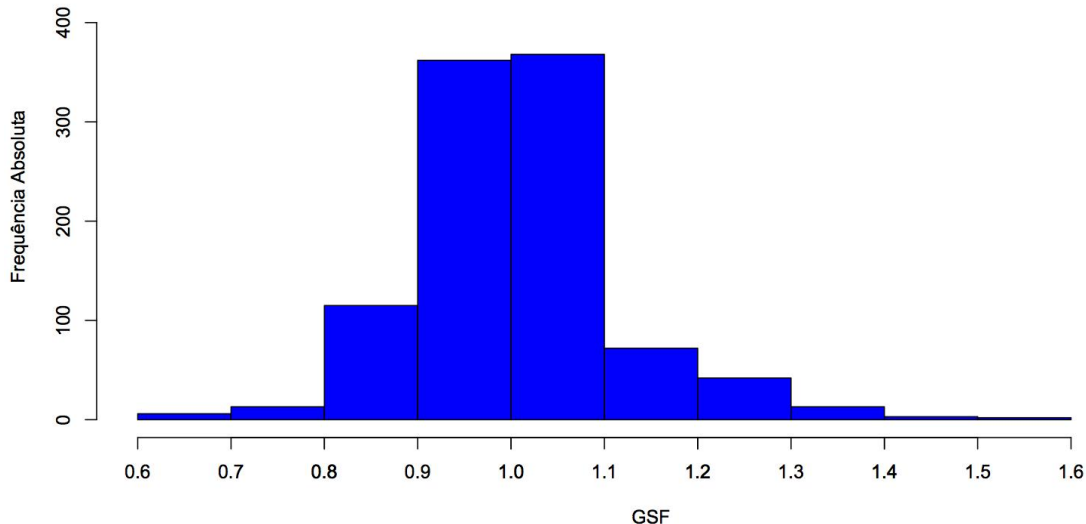


Gráfico 7 – Histograma das possibilidades de realização da oferta hidráulica em relação à garantia física

39. Na figura anterior, nota-se que valor esperado para o GSF (média ponderada entre cada valor de GSF (abscissa) ponderado pela respectiva frequência (ordenada)), em termos estruturais, seria em torno de 1,0. Também é possível concluir desse resultado que os níveis de GSF entre 0,9 e 0,8 constituem parcela relevante da composição ordinária de risco dessa variável, com uma frequência esperada em torno de 10% dentre todas as possibilidades simuladas. Em contrapartida, quase tão frequentes quanto esses patamares de GSF adversos seriam aqueles que confeririam importantes níveis de energia secundária, quando a realização de GSF está entre 1,1 e 1,2.

40. Ou seja, para defender um limite crível de GSF a 95% ou 90%, além de assumir que o fator de capacidade das fontes não hidráulicas deve ser baixo, mesmo em cenários críticos de hidrologia, haveria que se distorcer a composição de risco ordinário do próprio mecanismo, cuja lógica estrutural de funcionamento nada mais é do que acompanhar a própria flutuação hidrológica inerente ao sistema hidroelétrico.

41. De outro modo, para que se defenda a tese de uma mudança estrutural da matriz é impactante, é preciso assumir que o fator de capacidade das fontes não hidráulicas é alto. Só que isso significaria assumir que o GSF sempre teve potencial para ser muito baixo, tendo apenas se intensificado a probabilidade de realizações ainda mais adversas. Entendemos que nenhuma das hipóteses se mostra verdadeira, uma vez que os níveis mais adversos de GSF estariam entre 0,7 e 0,6, com frequências de ocorrência, ainda que pequenas, na casa de 1%. Esses seriam, portanto, os verdadeiros limites teóricos balizadores da problemática em questão.

42. Com efeito, entendemos que a alteração da matriz não é relevante no histórico, tendo em vista que o fator de capacidade das fontes não hidráulicas situa-se abaixo de 55%. Assim sendo, o problema vivenciado atualmente não é agravado pela evolução da matriz.

Fl. 10 da Nota Técnica nº 134/2015–SRM/SRG/ANEEL, de 5/8/2015.

43. Como é possível observar na tabela a seguir, que apresenta o fator de capacidade anual médio das fontes não hidráulicas, o comportamento do Operador e seus efeitos sobre o GSF não se alteraram em relação à crise hídrica de 2001. É possível observar que o fator de capacidade das outras fontes se manteve baixo mesmo com a expansão do parque gerador. Pode-se constatar ainda a possibilidade de intensificar o uso das fontes não hidráulicas sem gerar GSFs mais críticos.

Tabela 1 – Valores realizados de GSF e uso de outras fontes

GSF	Valor realizado	Uso realizado de outras fontes
2001	0,86	aprox. 15%
2002	0,89	aprox. 15%
2003	0,93	aprox. 15%
2004	0,96	aprox. 15%
2013	0,99	aprox. 35%
2014	0,91	aprox. 35%

44. Ainda na linha de que a alteração da matriz não tem efeito relevante na configuração do problema atual, deriva a conclusão de que o GSF é indiferente à garantia física das outras fontes. O deslocamento hidráulico decorrente da operação depende apenas do fator de capacidade do bloco não hidráulico ou do máximo uso possível em cenários de crise hídrica. Isso porque a existência de mais ou menos garantia física nessas outras fontes, ainda que possa ter consequências comerciais em função do aumento da oferta disponível para contratação, não altera os recursos energéticos disponíveis para o Operador do sistema elétrico executar suas estratégias de atendimento da carga.

45. Ressalta-se que o mesmo raciocínio efetuado nesta seção, com dados da matriz realizada, pode ser feito com as matrizes indicadas pelo Plano Decenal de Energia - PDE, resultando invariavelmente numa situação potencialmente mais crítica do que a atual.

46. Ainda em relação à questão da previsibilidade, o Banco Santander fez uma simulação sobre a impossibilidade de prever hidrologias tão desfavoráveis, a partir da apresentação de uma série iniciada em 2003. Esta seção já demonstrou que havia informações disponíveis para uma previsão mais crítica do que o cenário atual, independente de simulações probabilísticas. Além disso, a série escolhida pelo banco desconsidera o período de hidrologia crítica observado em 2001, sendo uma escolha de janela otimista ao desconsiderar o pior evento de crise hidrológica anterior ao atual no passado recente.

47. A partir de 2001, a geração hídrica só voltou a superar a garantia física do MRE depois de 2004. Olhando-se o resultado anual, a média da geração hídrica do período que se estendeu até a reversão do comportamento da geração foi de 91% da garantia física do MRE, mesma média observada para o triênio 2013 a 2015 (para 2015 o GSF estimado é de 83%). E ainda que o cenário atual apresente Preço de Liquidação das Diferenças - PLDs mais altos, em função da alteração do modelo de formação de preço em 2013, houve limitação do PLD teto e aumento do mínimo, mitigando de maneira importante os

Fl. 11 da Nota Técnica nº 134/2015–SRM/SRG/ANEEL, de 5/8/2015.

efeitos financeiros do cenário atual, conforme demonstrado na NT 38/2015, e melhorando as expectativas de retorno dos cenários futuros para a venda da energia secundária.

48. Dessa forma, partindo-se tanto de abordagens determinísticas quanto estocásticas, é possível afirmar que os agentes dispunham de informação suficiente para perceberem o risco máximo a que estariam sujeitos, cabendo a cada um ponderar essas informações em sua tomada de decisão. Independentemente da probabilidade atribuída a cada cenário crítico, entendemos que não deve prosperar a tese de que seria impossível estimar a probabilidade de ocorrência de cenários semelhantes ou piores do que o atual.

RISCO DE DÉFICIT DE 5% É LIMITE DE GSF?

49. Quanto a esse argumento dos agentes, a expansão da matriz apresentada na seção anterior demonstra que a capacidade de atendimento da carga sem risco de déficit seria capaz de gerar GSFs bem mais críticos que 95%. Assim, não há qualquer vinculação do risco de déficit de 5% considerado nos modelos de expansão e de operação com o risco associado ao GSF. O GSF pode ser inferior a 95% sem que qualquer risco de déficit seja verificado, bastando para isso que o Custo Marginal de Operação – CMO se situe na faixa entre a térmica mais cara e o primeiro patamar de corte de carga indicado pelos modelos de formação de preço.

LIMITE DE REDUÇÃO DA GARANTIA FÍSICA DE ATÉ 10% É LIMITE DE GSF?

50. Com relação ao argumento de que o limite de redução da Garantia Física das UHEs vincularia a ocorrência máxima do GSF esperado, é preciso observar que a redução de garantia física representa uma perda de flexibilidade aos agentes geradores na gestão de suas estratégias comerciais.

51. As estratégias comerciais envolvem a definição de preços, prazos e montantes vendidos, de modo que a redução da Garantia Física das UHEs não possui relação com a ocorrência ou não de um regime hidrológico desfavorável. Essa redução significa apenas que o agente terá menor disponibilidade de montantes para contratar a alocação dos riscos decorrentes das variações naturais de afluência e pluviometria.

52. A alteração da disponibilidade de garantia física, obviamente, não é capaz de limitar a ocorrência de hidrologias desfavoráveis, as quais exigiriam o uso da capacidade instalada de outras fontes.

53. Assim, para desvincular a redução máxima de garantia física dos níveis críticos de GSF que poderiam ser observados, foi realizada uma simulação que observa o consumo dos últimos 15 anos e o parque gerador disponível para cada ano, estimando-se o GSF potencial para determinados fatores de capacidade das fontes não hidráulicas.

54. O Gráfico 8 é similar ao Gráfico 5 apresentado anteriormente na discussão sobre a expansão da matriz, com a diferença de considerar uma redução de 10% na garantia física das usinas hidrelétricas, estimando os resultados de GSF para cenários de máximo esforço no despacho de outras fontes disponíveis na matriz, a partir de níveis de produção correspondentes a 45% da respectiva capacidade instalada.

* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.

Fl. 12 da Nota Técnica nº 134/2015–SRM/SRG/ANEEL, de 5/8/2015.

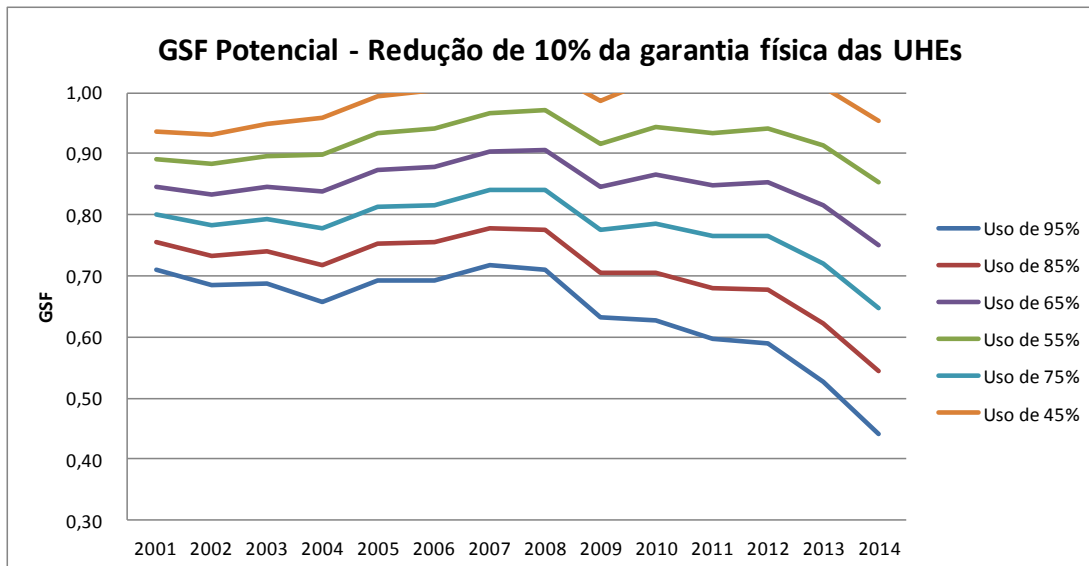


Gráfico 8 – GSF potencial considerando a evolução da matriz e redução de garantia física

55. Como pode ser observado, para qualquer produção das outras fontes a partir de 45%, cenários com GSF menor que um continuariam existindo. Uma produção de 55%, por exemplo, já resultaria num GSF de 85%, muito próximo do valor esperado para 2015. Ou seja, mesmo havendo redução de garantia física, é e sempre foi possível a ocorrência de GSF em níveis tão ou mais críticos do que os observados atualmente a depender do fator de capacidade das fontes não hidráulicas, o qual tende a ser naturalmente mais acentuado em cenários de escassez hídrica.

EQUILÍBRIO ECONÔMICO-FINANCEIRO É GARANTIA DE LUCRO?

56. Quanto à questão do alegado desequilíbrio econômico-financeiro do contrato, destaca-se que não há previsão legal, editalícia ou regulamentar que estipule o parâmetro de aferição de eventual desequilíbrio e nem a possibilidade de transferência do ônus para outros agentes setoriais de decisões gerenciais do titular da usina que se lhe mostrem desfavoráveis.

57. Ressalta-se que nem em segmentos que possuem preços regulados pela ANEEL há garantia de lucro, na medida em que decisões ineficientes por parte dos agentes não são repercutidas nas tarifas dos consumidores finais, sendo assumidas nos resultados percebidos pelos acionistas titulares das concessões. Assim, mesmo havendo uma previsão clara de equilíbrio econômico-financeiro nos contratos de concessão de distribuição, por exemplo, não há proteção ao retorno real obtido pelas empresas, que podem inclusive incorrer em prejuízos sem que o equilíbrio do contrato tenha sido rompido.

58. Essa realidade pode ser observada na tabela a seguir, que demonstra a ocorrência de prejuízos no segmento de distribuição entre os anos de 2010 e 2013. Os dados foram obtidos do Balancete Mensal Padronizado – BMP, disponibilizado publicamente pela ANEEL. Ressalta-se que esses

Fl. 13 da Nota Técnica nº 134/2015–SRM/SRG/ANEEL, de 5/8/2015.

dados são obtidos a partir dos procedimentos definidos no Manual de Contabilidade do Setor Elétrico, de modo que os resultados não são afetados por flutuações de itens da Parcela A⁸.

Tabela 2 – Prejuízos de concessionárias de distribuição entre 2010 e 2013

LUCRO LIQUIDO BMP - em R\$ mi				
EMPRESA	2010	2011	2012	2013
AMAZONAS	- 1.375,19	- 609,50	- 923,41	- 856,02
BOA VISTA	- 115,57	- 171,57	- 138,22	26,00
BRAGANTINA	2,59	- 5,55	4,45	- 27,44
CAIUÁ	- 7,47	- 51,96	- 72,79	- 14,23
CEAL	- 71,32	- 77,60	- 88,61	- 113,57
CEB	- 49,90	- 77,79	- 61,67	0,28
CEEE	- 190,97	- 238,48	- 426,02	- 334,35
CELESC	242,69	196,82	- 138,48	28,73
CELG	- 466,22	- 686,92	- 618,83	- 73,16
CELPA	- 65,75	- 409,70	- 624,35	- 197,01
CELTINS	58,79	25,87	- 6,23	- 7,35
CEMAT	15,34	- 9,03	44,05	- 413,91
CEPISA	- 87,78	57,85	- 51,37	- 185,39
CERON	12,99	- 96,73	29,62	- 318,46
CFLO	14,87	2,78	- 0,27	- 1,12
COOPERALIANÇA	0,44	- 1,02	0,76	- 1,74
CPEE	13,24	15,01	- 0,23	8,09
DME-PC	- 0,36	15,95	11,97	15,14
ELETROACRE	2,64	- 87,93	- 55,27	- 144,02
ELETROCAR	1,85	1,11	- 2,80	- 2,73
ELETROPAULO	1.182,19	1.340,40	- 58,75	188,73
ENERSUL	84,66	130,04	- 31,44	- 44,94
IGUAÇU	2,00	2,25	- 0,03	0,78
JAGUARI	12,05	12,51	4,28	- 4,97
JOÃO CESA	0,07	- 0,10	0,03	- 0,16
NACIONAL	8,85	3,17	9,85	- 1,99
VALE PARANAPANEMA	11,89	8,00	- 5,28	27,28

59. Se essa garantia de lucro não existe nem em segmentos regulados, que não gozam de proteção diferenciada da ANEEL nem de flexibilização de regras para compensar resultados indesejáveis de decisões gerenciáveis mal sucedidas, o que dizer de segmentos que não possuem regulação de preços e que admitem flexibilidade na tomada de decisão pelos agentes, tal como o segmento de geração.

60. Ainda em relação ao lucro do segmento de geração, o Banco Santander sugeriu que a avaliação do lucro líquido de 2014 em comparação a 2013 seria equivocada por trazer efeitos tributários e financeiros que não tem a ver com o desempenho operacional. O Banco sugeriu o uso da margem EBITDA.

⁸ Exceção feita às perdas não técnicas, decorrentes de furto e roubo. A valoração dessas perdas e seu impacto no resultado depende da tarifa de energia de cada empresa. De qualquer forma, a concessionária só terá efeitos negativos se estiver aquém das metas regulatórias, ou seja, se for ineficiente na gestão das perdas não técnicas.

* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.

Fl. 14 da Nota Técnica nº 134/2015–SRM/SRG/ANEEL, de 5/8/2015.

61. Ressaltamos que a margem EBITDA não faz sentido, pois é esperado num ano de crise que a receita dos agentes aumente, pois eventuais sobras comerciais, em meses nos quais a energia alocada pelo MRE é maior que a obrigação contratual, são valoradas a preços (PLD) mais elevados. Ou seja, mesmo um agente vendido em 100% da sua garantia física teria um aumento de receita⁹. Esse fato faz com que a margem EBITDA se reduza sem qualquer piora observável do resultado operacional.

62. Nesse sentido, seria válido observar o EBITDA em valores absolutos realizados, sem compará-lo à receita, com a ressalva de que se perderiam as informações de equivalência patrimonial em participações acionárias não passíveis de consolidação. A informação do EBITDA é demonstrada na tabela a seguir.

Tabela 3 – EBTIDA de empresas de geração em 2013 e 2014

Empresa	2013	2014
AES Tietê	1.525 mi	918 mi
Duke	914 mi	704 mi
Copel Geração	1.852 mi	1.422mi
Tractebel	3.042 mi	2.895 mi
CPFL Geração	1.359 mi	1351 mi
CESP	3.062 mi	4.017 mi
CEMIG Geração	2.985 mi	4.240 mi
CELESC Geração	45 mi	157 mi
Eletrobras Geração	3.817 mi	4.929 mi
EDP Geração	801 mi	532 mi
Alupar Geração	113 mi	168 mi
Neenergia Geração	411 mi	247 mi
Somatório	19.926 mi	21.580 mi

63. Como é possível observar, a demonstração do EBITDA torna ainda mais evidente que o problema financeiro sistêmico decorrente do risco hidrológico alegado pelos geradores não encontra sustentação nos dados. O EBITDA da amostra¹⁰ até subiu em 2014 quando comparado a 2013. Isso demonstra a inconsistência da alegada perda realizada em 2014 (R\$ 18,5 bi), citada na NT 38/2015. Caso essa perda fosse convertida em EBITDA, o resultado operacional de 2014 aumentaria 86%, não obstante já tenha sido superior ao resultado de 2013.

A VARIAÇÃO RECENTE DA CARGA DECORREU DE SINAL DE PREÇO EQUIVOCADO?

64. Na NT 38/2015 já nos manifestamos sobre a impropriedade dos argumentos que buscam tratar as campanhas de eficiência energética ou o aumento das tarifas de energia dos consumidores cativos como medidas similares a racionamento, as quais ensejariam, portanto, reduções dos contratos por quantidade firmados pelos geradores hidrelétricos.

⁹ Ver Relatório de Administração da AES Tietê para o ano de 2014.

¹⁰ Para Eletrobras e Neenergia a depreciação e a amortização foram estimadas a partir da proporção das despesas do segmento de geração na despesa do consolidado. Em todas as empresas foram excluídas provisões e equivalência patrimonial.

* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.

Fl. 15 da Nota Técnica nº 134/2015–SRM/SRG/ANEEL, de 5/8/2015.

65. Como argumentos novos, os geradores indicam que houve uma sinalização errada de preço ao ambiente regulado, que acabou por acelerar o uso dos reservatórios nos anos de 2013 e de 2014, resultando numa crise acentuada em 2015. Isso porque, em 2013, houve uma redução tarifária decorrente da Lei 12.783/2013, a qual, segundo os argumentos dos agentes, teria gerado um comportamento exagerado do consumo.

66. Para analisar esse tema, observamos o comportamento da carga do Ambiente de Contratação Regulada - ACR entre 2011 e 2014. É possível verificar que o crescimento da carga para os biênios 2012/2013 e 2013/2014 manteve-se no nível observado no biênio 2011/2012, não representando um deslocamento excepcional do consumo e tendo um comportamento errático em relação à variação da tarifa média do mercado cativo¹¹.

Tabela 4 – Comportamento do consumo em relação às variações da tarifa de 2011 a 2014

Comportamento do consumo no ACR vis-à-vis a tarifa			
Ano	Carga MWm	Variação Carga	Variação da tarifa média do mercado cativo
2011	41.661,30	-	-
2012	43.180,97	3,65%	5,31%
2013	44.270,94	2,52%	-12,38%
2014	46.354,93	4,71%	20,52%

67. No próprio ano de 2013, que contou com a redução das tarifas em janeiro e depois conviveu com reposicionamentos tarifários positivos no resto do ano, não há uma variação relevante. Mas o que explicaria então o aumento da carga em 2014?

68. A carga responde a outras variáveis além da tarifa ou do preço, tais como comportamento da economia, especialmente para consumidores de alta tensão cativos ou livres, e temperatura para consumidores de baixa tensão, tendo em vista que a temperatura ocasiona flutuações na intensidade de uso de aparelhos de ar condicionado. Como noticiado exaustivamente no verão de 2014, as temperaturas atingiram níveis elevadíssimos no Brasil, batendo recordes históricos¹². As tabelas a seguir apresentam os dados de temperatura e umidade da cidade de São Paulo.

¹¹ Tarifa ponderada pelo mercado de cada nível de tensão, considerando os efeitos de todos os processos tarifários realizados no ano. Ou seja, a variação tarifária de 2013 observa a redução ocorrida em janeiro e os aumentos do resto do ano.

¹² <http://g1.globo.com/fantastico/noticia/2014/02/fantastico-explica-calor-extremo-deste-verao-no-brasil.html>
<http://oglobo.globo.com/sociedade/ciencia/seis-das-10-temperaturas-mais-altas-do-mundo-hoje-foram-registradas-no-rio-11205132>
<http://noticias.uol.com.br/meio-ambiente/ultimas-noticias/redacao/2014/01/31/sp-e-porto-alegre-tem-janeiro-mais-quente-no-rj-e-o-3-com-maior-calor.htm>

Fl. 16 da Nota Técnica nº 134/2015–SRM/SRG/ANEEL, de 5/8/2015.

Tabela 5 – Temperatura máxima média e umidade relativa de São Paulo no verão de 2014 em São Paulo

Mês	2013	2014	2015
Jan	27	32	31
Fev	29	32	29
Mar	27	29	27
Umidade relativa - São Paulo			
Mês	2013	2014	2015
Jan	79%	67%	69%
Fev	75%	63%	74%
Mar	79%	75%	78%

69. Dados extraídos da contribuição da APINE, e reproduzidos a seguir, inclusive corroboram essa tese, dado que os aumentos expressivos de consumo do ACR se deram durante o verão, quando se verificaram picos históricos de carga para todos os submercados em função do calor. Já nos demais meses do ano o crescimento em relação a 2013 foi comportado, subindo 3,63% para o período de abril a dezembro, quase o mesmo crescimento observado de 2011 para 2012, a despeito de a tarifa média já estar 20,52% superior àquela praticada em 2013 e 25,12% mais alta do que a tarifa resultante da redução oriunda da Lei 12.783.

Tabela 6 – Comportamento da carga em 2013 e 2014 (ACR e ACL)

Mês	ACL*			ACR**			SIN (ACL + ACR)		
	Carga 2014 (MW _{méd})	Carga 2013 (MW _{méd})	Var. (%)	Carga 2014 (MW _{méd})	Carga 2013 (MW _{méd})	Var. (%)	Carga 2014 (MW _{méd})	Carga 2013 (MW _{méd})	Var. (%)
Jan	15.931	15.369	+3,7%	48.712	44.086	+10,5%	64.643	59.455	+8,7%
Fev	16.199	16.163	+0,2%	50.377	45.918	+9,7%	66.577	62.081	+7,2%
Mar	16.104	16.053	+0,3%	47.020	45.077	+4,3%	63.124	61.130	+3,3%
Abr	15.728	16.373	-3,9%	45.881	43.839	+4,7%	61.610	60.212	+2,3%
Mai	15.413	16.078	-4,1%	44.428	42.827	+3,7%	59.841	58.905	+1,6%
Jun	14.873	15.985	-7,0%	43.615	42.348	+3,0%	58.488	58.333	+0,3%
Jul	15.003	16.162	-7,2%	43.684	42.559	+2,6%	58.687	58.721	-0,1%
Ago	15.008	16.302	-7,9%	44.384	43.672	+1,6%	59.392	59.974	-1,0%
Set	15.164	16.191	-6,3%	46.299	44.383	+4,3%	61.463	60.573	+1,5%
Out	15.241	16.335	-6,7%	47.699	44.965	+6,1%	62.940	61.300	+2,7%
Nov	15.314	16.311	-6,1%	47.079	45.618	+3,2%	62.393	61.929	+0,7%
Dez	14.144	15.300	-7,6%	47.391	45.845	+3,4%	61.535	61.145	+0,6%
Média	15.337	16.049	-4,4%	46.355	44.250	+4,8%	61.693	60.299	+2,3%

* consumidores livres, consumidores especiais, autoprodutores e consumidores atendidos de forma regulada por geradores de serviço público

** consumidores cativos de distribuidoras

Fonte: Relatórios da CCEE

Fl. 17 da Nota Técnica nº 134/2015–SRM/SRG/ANEEL, de 5/8/2015.

70. Em 2015, com exceção da região Nordeste, que segue com temperaturas elevadíssimas e umidade baixa no interior, o fator já deixou de ser preponderante para se aferir a carga total do sistema. Não obstante a crise econômica passou a ser sentida com maior intensidade, como pode ser visto a seguir pela evolução histórica da variação do PIB apurada a cada trimestre em relação ao ano anterior.

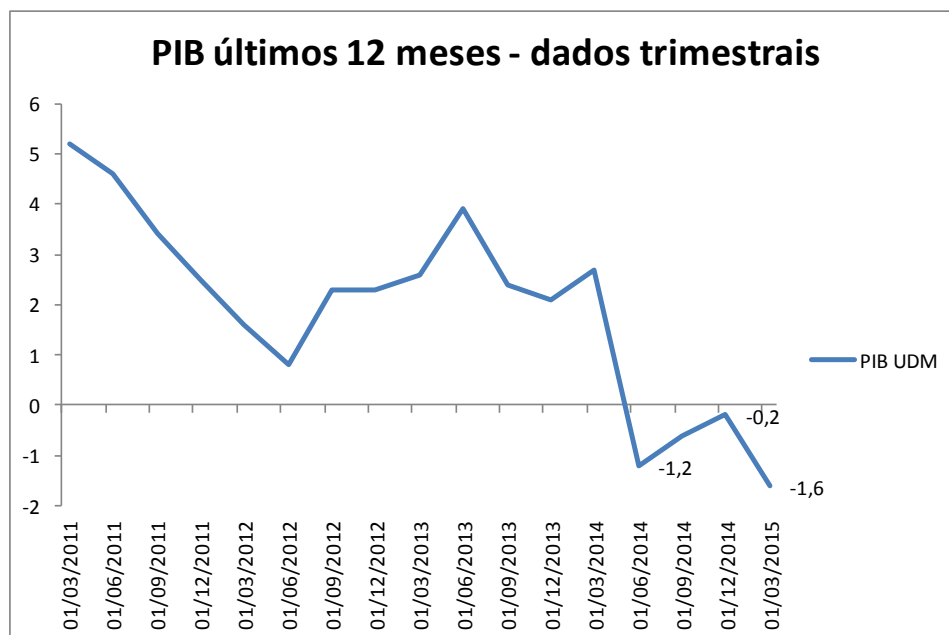


Gráfico 9 – Evolução do PIB dos últimos doze meses por trimestre

71. Como pode ser observado na tabela a seguir, a carga do ACR apresentou queda de 0,5% de janeiro a junho de 2015 em relação aos níveis de 2014, conforme dados dos obtidos no InfoMercado Mensal publicado pela CCEE¹³. O mercado livre, que é mais sensível à variação do PIB, por concentrar o segmento industrial de consumo, apresenta queda de aproximadamente 5% em relação ao mesmo período de 2014.

Tabela 6 – Comportamento da carga em 2014 e 2015 e variação de tarifa (ACR e ACL)

Comportamento do consumo	ACR	ACL	TOTAL	Variação da tarifa média do ACR
comparação de janeiro a junho 2014/2015	-0,490%	-4,939%	-1,613%	43%

72. Essa relação da carga com o PIB, especialmente no segmento industrial, pode ser verificada no histórico de evolução de carga informado pela FIESP em sua contribuição a partir de dados da EPE.

¹³ Para o mês de maio foi utilizado o InfoMercado Semanal, consolidando a carga do dia 1º ao dia 26.

* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.

Fl. 18 da Nota Técnica nº 134/2015–SRM/SRG/ANEEL, de 5/8/2015.

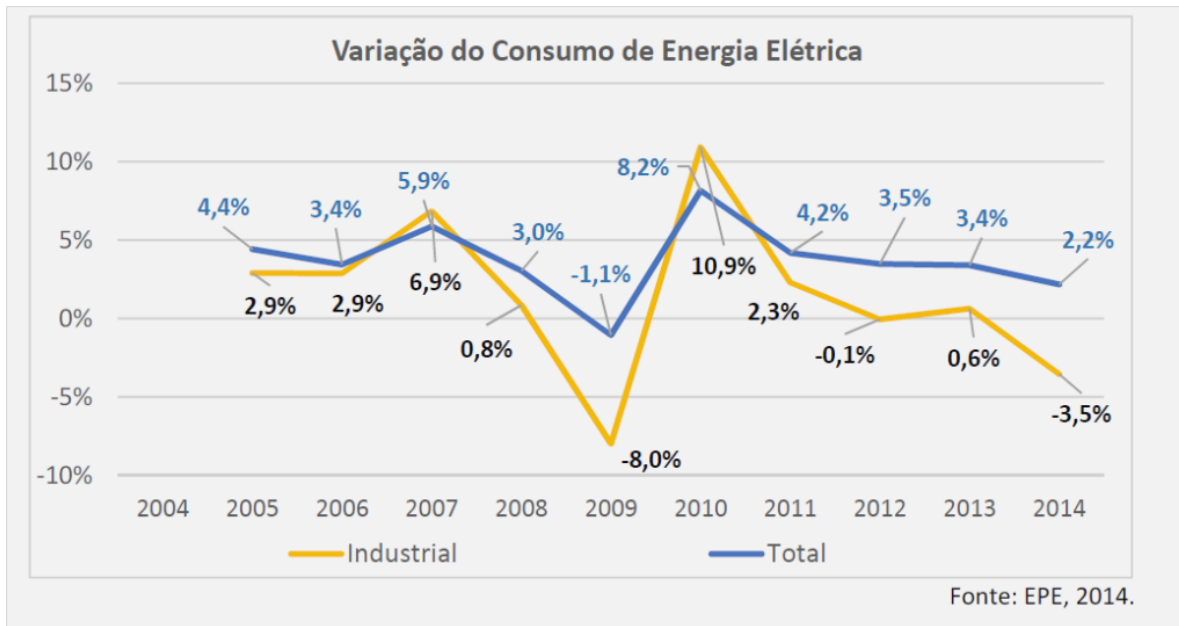


Gráfico 10 – Evolução da carga do segmento industrial e da carga total

73. Da análise realizada, percebe-se que não é possível prosperar a tese de que um sinal de preço equivocado teria acelerado o uso dos reservatórios e piorado a situação atual, pois não é possível afirmar que a flutuação da carga teria sido outra caso as tarifas tivessem assumido outro comportamento, dada a influência não desprezível e até preponderante de outros fatores, como temperatura e atividade econômica.

74. Destaca-se ainda que o fato de a queda da carga não ter ocorrido em 2014, suavizou o GSF daquele ano, que foi concomitante a um nível de PLD elevado. Isso é importante, pois na tentativa de demonstrar ou atribuir a responsabilidade do GSF a um sinal de preço equivocado aplicado no ACR, os geradores apontam o argumento de que seria melhor que a carga tivesse respondido adequadamente a situação de escassez já em 2014 ou que cortes tivessem sido implementados naquele ano.

75. Apesar de a carga ser um dos fatores que contribuem para administrar o abastecimento do sistema, é fato que a afluência das bacias hidrográficas é o fator preponderante da formação do preço¹⁴ e este não teria se alterado de maneira relevante, de modo que é razoável supor que o PLD se manteria elevado mesmo se a carga tivesse caído.

76. Assim, os agentes teriam incorrido em GSFs menores (mais críticos) em 2014 a um PLD médio de R\$ 688 (ou R\$ 822, no caso de o modelo apontar corte de carga), ampliando os efeitos financeiros por eles suportados, sem necessariamente evitar os GSFs baixos de 2015, precificados no limite a R\$ 388.

77. Caso tivesse havido alguma sinalização tardia de preço e assumindo ainda que essa sinalização seria capaz de impactar a carga de forma isolada de maneira relevante, esse suposto atraso

¹⁴ No InfoPLD nº 197 – 2ª semana de julho - é possível verificar a decomposição dos efeitos que levaram a queda do PLD. Fica muito clara a preponderância da afluência em relação ao armazenamento e a carga, por exemplo.

* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.

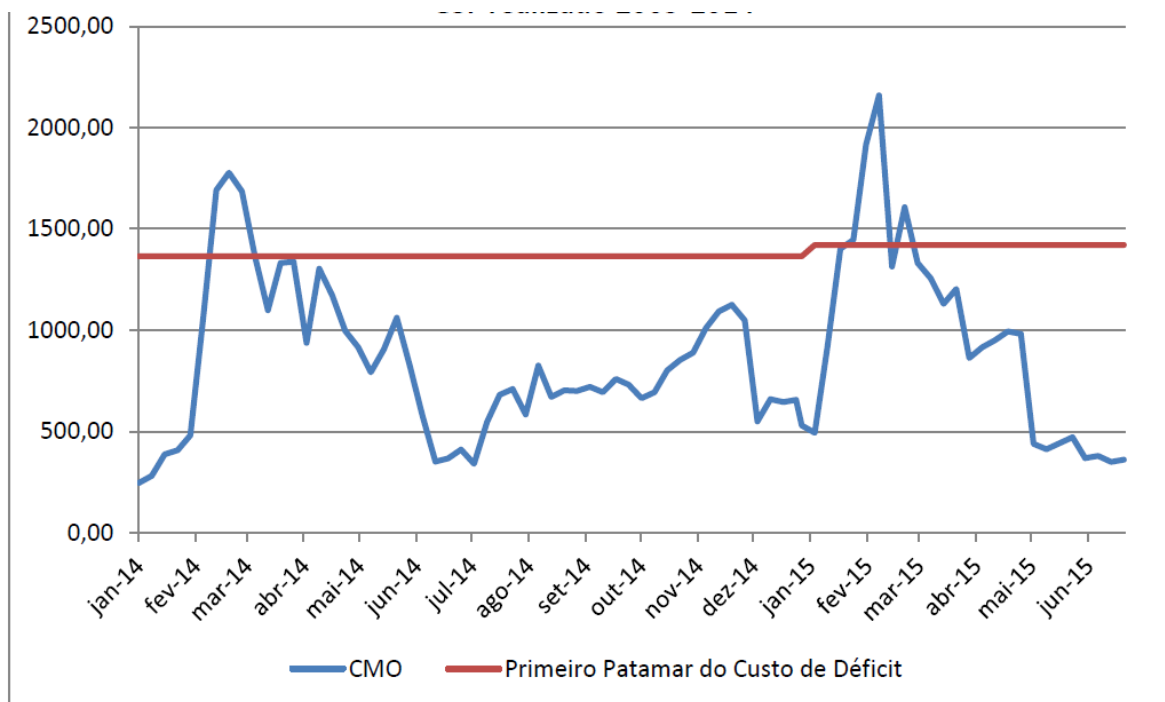
Fl. 19 da Nota Técnica nº 134/2015–SRM/SRG/ANEEL, de 5/8/2015.

beneficiária os geradores, na medida em que a sinalização ocorreria coordenada com uma queda no PLD teto, reduzindo as perdas financeiras de quem estava contratado.

É MELHOR PARA OS GERADORES HIDRELÉTRICOS SE HOVER RACIONAMENTO?

78. Quanto ao argumento de que o corte de carga indicado pelos modelos computacionais deveria ter redundado em racionamento, importa ressaltar que ao longo de todo o ano de 2014, o maior indicativo de corte de carga foi de 0,45%¹⁵ da carga do ano em MWh, sendo pouco razoável assumir que o racionamento dessa dimensão seria a medida mais prudente ou de melhor benefício para a sociedade. Também é questionável a razoabilidade de um racionamento durante a estação chuvosa, quando não se tem uma definição clara das condições armazenamento e suprimento de energia para a estação de baixa pluviometria.

79. Como pode ser visto pela informação de CMO extraída da contribuição da CPFL Energia, a permanência do indicativo de corte foi curta nos períodos analisados, sendo muito maior o período em que o sistema operou com larga margem abaixo do patamar de déficit. A curta permanência é um indício da volatilidade dos resultados do modelo computacional, sendo razoável que o operador disponha de graus de liberdade nas decisões de despacho para tornar a operação mais estável.



Fonte: Boletim Mensal de Monitoramento do Sistema Elétrico Brasileiro – Março/2015

Gráfico 11 – Custo Marginal de Operação de janeiro de 2014 a junho de 2015

¹⁵ O maior e primeiro indicativo de corte de 2014 ocorreu na segunda semana operativa de fevereiro, representando um corte de 4,40% na carga do mês. Se o corte tivesse sido aplicado nessa semana, as três semanas seguintes, que mantiveram o indicativo, resultariam em corte igual a zero, não fazendo sentido somar os montantes de todos os indicativos.

* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.

Fl. 20 da Nota Técnica nº 134/2015–SRM/SRG/ANEEL, de 5/8/2015.

80. Além disso, eventual racionamento vinculado ao indicativo de corte possuiria efeito mitigador apenas na parcela dos contratos por quantidade firmados com o ACR. Isso implica que a redução contratual seria incapaz de compensar o efeito da redução da carga sobre o GSF, pois o ACR é apenas parte do mercado total e os geradores hidrelétricos não estão integralmente vendidos em Contratos de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado - CCEARs. Assim a mitigação é necessariamente menor que o eventual dano esperado. Essa sistemática é exemplificada na contribuição da Elektro, demonstrando que o GSF absorve toda a queda da carga e mitiga apenas a parcela contratada em CCEAR por quantidade.

81. Para averiguar se a sistemática apresenta sustentação nos dados, foi simulada a hipótese de racionamentos de 5% ou 10% da carga. Foi assumida ainda a hipótese de que o *hedge* dos geradores é de 5%, segundo alegações deles mesmos, e que todos os contratos do Ambiente de Contratação Livre - ACL possuem cláusula de redução em caso de racionamento e estão contratados na modalidade por quantidade¹⁶. O nível de contratação no ACL e eventuais bilaterais do ACR foi obtido por diferença (garantia física hidrelétrica subtraída do montante contratual de cotas da Lei 12.783, Itaipu e CCEAR-Q de fonte hidrelétrica para o ano de 2015¹⁷). A garantia física das Pequenas Centrais Hidrelétricas - PCHs fora do MRE foram estimadas em 2600 MWm. A garantia física hidrelétrica somou 53.090 MWm, composta conforme gráfico a seguir. Como é possível observar, um eventual racionamento contaria com mitigação proporcional a até 61,3% da garantia física hidrelétrica.

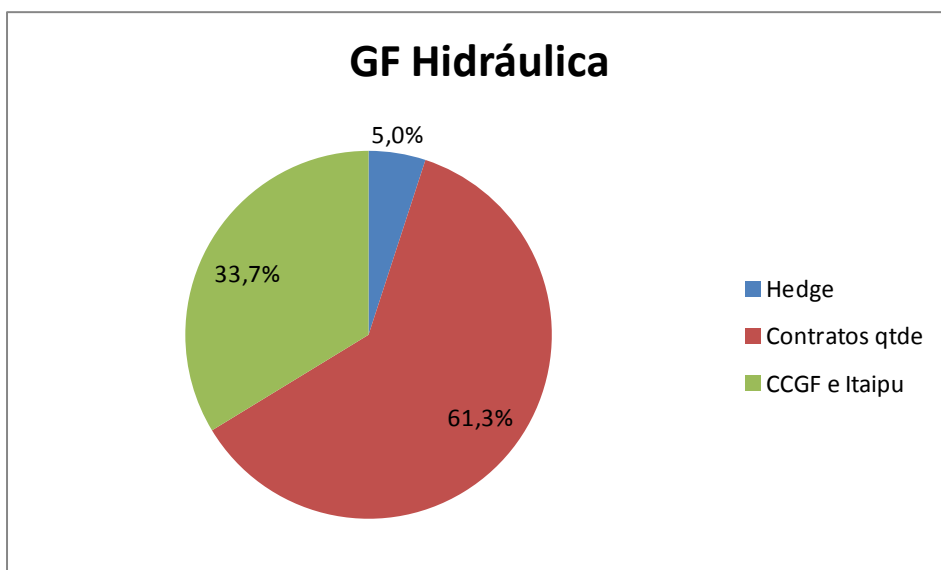


Gráfico 12 – Comprometimento comercial estimado para a fonte hidráulica em 2014

¹⁶ A Lei 10.848, de 2004, estabelece a redução dos contratos apenas do ACR em caso de racionamento. A queda de contratos no ACL depende do arranjo contratual entre as partes, não havendo compulsoriedade na pactuação dessa redução. Também não há vinculação de modalidades contratuais há fontes de energia e nem vedação para que um agente gerador de fonte hidráulica firme um contrato em modalidade por disponibilidade com consumidores livres.

¹⁷ Cotas representam 10.541 MWm de contrato, Itaipu representa 7.367 MWm e CCEAR-Q de fonte hidráulica representa 12.163 MWm.

Fl. 21 da Nota Técnica nº 134/2015–SRM/SRG/ANEEL, de 5/8/2015.

82. Em termos de atendimento de carga, considerando o dado anual de consumo no centro de gravidade realizado em 2014, os contratos por quantidade de fonte hidráulica (CC-Q hidro), com as hipóteses assumidas, representariam 52,7% do atendimento do consumo.

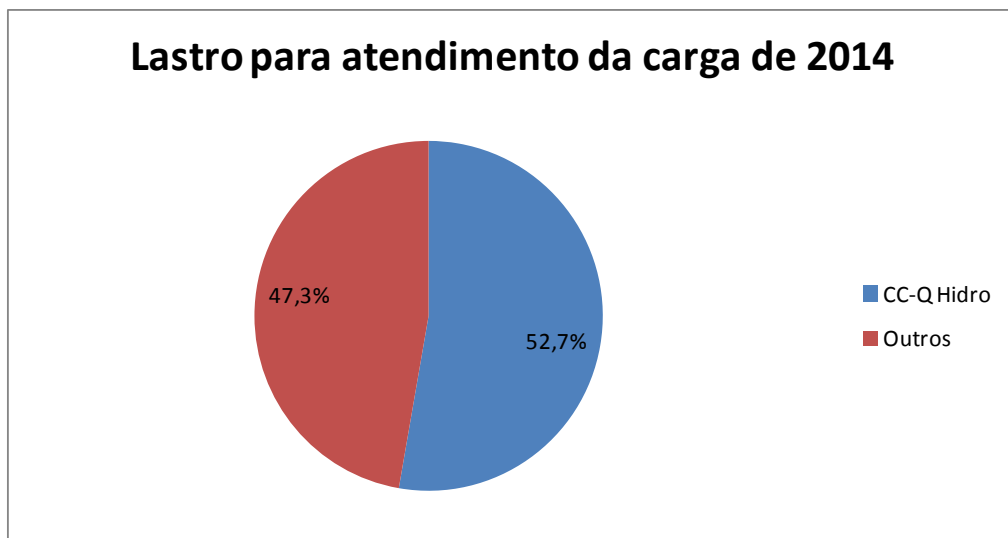


Gráfico 13 – Atendimento da carga de 2014

83. Partindo-se da hipótese de dois cenários de racionamento, 5% e 10%, aplicados sobre a carga de 2014 é possível observar na tabela a seguir que os agentes reduziram sua exposição ao MCP ainda que todo o racionamento deslocasse o bloco hidráulico.

Tabela 7 – Efeito do racionamento na exposição ao MCP dos vendedores de fonte hidráulica

Efeito do racionamento na exposição ao MCP		
Parâmetros	Racionamento de 5%	Racionamento de 10%
Efeito no GSF - redução da carga	-5,81%	-11,62%
Efeito CQ - redução da venda	3,06%	6,13%
Exposição contratual resultante	-2,75%	-5,49%
Varição final de exposição ao MCP	0,32%	0,64%

84. Todavia, analisando-se sobre a ótica financeira, o resultado já não seria vantajoso para o gerador. Isso é demonstrado na análise consolidada na tabela a seguir, cujos parâmetros foram: (i) PLD a R\$388/MWh; e (ii) preço médio de contratos por quantidade a R\$150/MWh.

Tabela 8 – Efeito financeiro final do racionamento aos vendedores de fonte hidráulica

Efeito financeiro do racionamento (PLD=388 e PreçoCC-Q=150)		
Parâmetros	Racionamento de 5%	Racionamento de 10%
Resultado sem racionamento	- 3.390.763.928,84	- 6.781.527.857,68
Resultado com racionamento	- 5.177.293.008,77	- 10.354.586.017,53
Varição do resultado	- 1.786.529.079,93	- 3.573.058.159,85

Fl. 22 da Nota Técnica nº 134/2015–SRM/SRG/ANEEL, de 5/8/2015.

85. Sem a decretação de racionamento, o agente é obrigado a cobrir um contrato de venda equivalente a 5% ou 10% dos CC-Q vendidos a um preço de R\$388/MWh. Todavia, esse efeito é mitigado por uma receita média de R\$150/MWh. Quando o racionamento é decretado o agente perde 5% de receita dos CC-Q e continua com uma exposição quase equivalente à inicial, tendo como efeito líquido praticamente a perda da receita de venda do montante reduzido de contratos.

86. Mas e se o PLD caísse em função da queda da carga, o racionamento não seria vantajoso? É possível chegar a um ponto de equilíbrio a partir do qual o novo nível de preços torna o racionamento vantajoso, mantido o deslocamento da carga no MRE.

87. Quando se compara o ponto de R\$ 250/MWh, que praticamente empata as situações com e sem racionamento, é preciso assumir que a queda da carga teria um grande efeito no PLD, sendo capaz de reduzir o CMO em grande intensidade, tendo em vista que o nível de CMO nesse cenário estaria pelo menos nos patamares de corte.

88. Conforme publicado pela Resolução Homologatória da ANEEL nº 1.837, de 2014, os CMOs que indicam corte de carga são R\$1.420,34/MWh para redução de carga de até 5% e R\$3.064,15/MWh, para redução de carga entre 5% e 10%. Os efeitos necessários da carga nos CMOs de cada cenário, para que o racionamento se torne vantajoso aos geradores, estão representados na tabela a seguir.

Tabela 9 – CMO dos patamares de corte e PLD de equilíbrio financeiro em caso de racionamento

Racionamento	5,00%	10,00%
Patamar de corte	1.420,34	3.064,15
PLD de equilíbrio	250,00	250,00
Queda necessária	1.170,34	2.814,15

89. Para que se faça uma análise de sensibilidade a respeito da possibilidade de a carga afetar tão intensamente o CMO, é possível comparar os cenários de racionamento com os dados do Relatório Executivo do Programa Mensal de Operação – REPMO de Maio de 2015, referente à primeira semana operativa (2/5/2015 a 8/5/2015) ¹⁸.

90. Uma queda de 3,3% da carga média de 2015, afetou em R\$350/MWh o custo médio obtido na Função de Custo Futuro – FCF do modelo NEWAVE, respondendo a 60% da variação da nova FCF em relação ao mês de abril. Essa nova FCF, por sua vez, representou R\$239/MWh de queda no custo marginal do DECOMP. Aplicando-se a razão de 60% ao efeito final da nova FCF na formação do preço, é como se a redução de carga de 3,3% tivesse deslocado o preço final em R\$143/MWh.

91. Ainda que esse valor não tenha uma relação linear com a queda da carga, é improvável que um racionamento de 5%, apenas 1,5 vezes maior do que a queda de carga observada no REPMO de maio de 2015, gere um efeito de redução de preço 8 vezes superior ao verificado. Também é pouco

¹⁸ Essa foi a segunda maior queda do CMO para o subsistema SE/CO e a mais afetada pela carga em todo o histórico. A maior queda do valor do CMO ocorreu da segunda para a terceira semana operativa de fevereiro de 2015, conforme REPMO de Fevereiro de 2015, referente à semana operativa de 14/02/2015 a 20/02/2015. O valor do CMO médio caiu em R\$843,65/MWh, sendo que a carga respondeu por apenas R\$10,67/MWh dessa queda, enquanto a vazão representou R\$734,89/MWh.

Fl. 23 da Nota Técnica nº 134/2015–SRM/SRG/ANEEL, de 5/8/2015.

provável que uma queda da carga 3 vezes maior, no caso do cenário de racionamento a 10%, reduziria o preço em quase 20 vezes.

92. Não obstante, é possível argumentar que o racionamento não seria absorvido integralmente pelo MRE, de modo que por efeito da redução da carga, parte do parque termoelétrico seria desligada, reduzindo a pressão no GSF. Isso pode ocorrer de fato num primeiro momento, mas a menos que ocorra uma reversão na tendência de armazenamento e vazão do sistema, o custo marginal novamente se elevaria, não sustentando um efeito permanente de mitigação do GSF.

93. Como é possível ver também no REPMO de maio de 2015, a vazão teve um efeito muito maior do que a carga, pois afetou a nova FCF em 40% - via indireta em conjunto com armazenamento - e ainda afetou o CMO do DECOMP em R\$ 307/MWh – via direta, ou seja, um efeito agregado de R\$402/MWh. Dessa forma, resta claro que a carga sozinha não teria obtido grande efeito sobre o custo marginal do modelo, mesmo com a queda relevante de 3,3%. Caso a vazão tivesse apresentado um cenário de piora equivalente à melhora verificada, o efeito carga seria integralmente anulado e o custo marginal poderia até subir¹⁹.

94. Assim sendo, e considerando que o fator preponderante de uma crise hidrológica é justamente a afluência insatisfatória e o conseqüente baixo armazenamento, entendemos que não é possível afirmar que o racionamento seria mais vantajoso para os geradores do que os resultados da operação efetivamente realizada, pois a redução de carga não é capaz de afetar o comportamento da afluência, que é a causa do problema atual.

95. Justamente nessa linha, estratégias operativas que buscam evitar o corte de carga, tal como o despacho fora da ordem de mérito ou a geração da energia de reserva, também não podem ser classificadas como prejudiciais aos geradores, pois o efeito dessas estratégias pode ser benéfico ao longo do tempo.

96. Nada garante, e os agentes tampouco conseguiram demonstrar, que uma operação restrita aos resultados dos modelos computacionais geraria resultados melhores do que os atuais para o bloco hidráulico ou que o cenário atual é pior do que os cenários possíveis de serem estimados.

97. É preciso lembrar que os modelos computacionais geram resultados dependentes das decisões passadas, as quais envolveram justamente estratégias operativas que impactaram seus dados de entrada, não fazendo sentido a separação dos resultados, conforme já argumentado na Nota Técnica nº 38/2015-SRG/SRM/ANEEL.

98. Assim não é possível afirmar que o despacho fora do mérito e a reserva são prejudiciais para o gerador hidráulico, pois agem no sentido de evitar o déficit, cujo resultado é absolutamente incerto, dado que mesmo se a carga for cortada, o CMO, e conseqüentemente o PLD, continuarão dependendo

¹⁹ O maior aumento de valor do CMO é referenciado no REPMO de fevereiro de 2014, referente à segunda semana operativa (08/02/2014 a 14/02/2014). O CMO aumentou em R\$625,65/MWh para o subsistema SE/CO, dos quais R\$602,92/MWh se deveram as variáveis de armazenamento (21%) e vazão (79%). Esse efeito de vazão e armazenamento é mais do que suficiente para anular o efeito de queda da carga registrado no REPMO de maio de 2015, referente à primeira semana operativa.

Fl. 24 da Nota Técnica nº 134/2015–SRM/SRG/ANEEL, de 5/8/2015.

fortemente do armazenamento e da afluência, podendo resultar em perdas maiores do que as que seriam suportadas num cenário sem corte de carga.

COMENTÁRIOS SOBRE AS SPEs

99. Com relação às discussões sobre as SPEs, entendemos que não houve argumentos capazes de alterar o entendimento de que essas sociedades devem ser observadas no contexto de seus sócios controladores e não isoladamente.

100. Os agentes criticaram os argumentos da NT 38/2015, sem contudo demonstrarem a independência fática das SPEs em relação às estratégias de gestão de portfólio e de negócios pelos grupos controladores, estratégia esta que é inclusive enfatizada nos relatórios de administração das empresas.

101. Reafirmamos ainda que para viabilizar estruturas financeiras de novos empreendimentos os credores exigem recebíveis em garantia, os quais podem ser alavancados por uma venda agressiva de quantidades a preços baixos ou preços mais altos com quantidades menores.

102. Entendemos que não é válido também o argumento de que preços mais altos seriam contra a modicidade das tarifas. Modicidade não é o preço mais barato ao custo da incerteza e do enfraquecimento das relações contratuais, mas sim o preço mais justo e equilibrado para que essas condições se cumpram, sem que uma parte busque transferir ônus a outra, em confronto com as relações pactuadas.

103. Ao reajustar uma tarifa de uma concessão de distribuição, por exemplo, a ANEEL não está afrontando o princípio da modicidade, mas sim prestando eficácia a esse princípio, na medida em que a nova tarifa é a correta expressão do objeto pactuado, alocando com justeza os ônus e bônus entre as partes.

104. Quando um contrato por quantidade é reajustado pela inflação, tampouco há ofensa à modicidade tarifária, na medida em que o objeto pactuado prevê a manutenção do preço a níveis reais, ainda que os custos associados não evoluam na mesma taxa ou com a mesma intensidade que o índice de inflação²⁰.

ALTERNATIVAS DE REPACTUAÇÃO DE RISCO

105. Na presença de incertezas é natural a arbitragem de limites para a flutuação das variáveis em análise, todavia, a realidade pode se realizar mais danosa que o pior cenário incorporado em uma precificação, seja em nível, frequência ou persistência do problema. Não obstante, isso não necessariamente implicaria que o risco tivesse extrapolado a álea ordinária, intrínseca à atividade econômica do agente. Na tentativa de descaracterizar esse entendimento, os agentes elencaram uma

²⁰ Por exemplo, os custos dos financiamentos do BNDES possuem desvinculação parcial ou integral da inflação, variando conforme flutuação da TJLP. Para UHEs novas esse custo de financiamento é relevante e não acompanha o reajuste do preço (receita), implicando ganho ao longo do tempo em função do descolamento entre IPCA e variação da TJLP. A tendência é que o ofertante precifique esse ganho e o considere no lance dado no leilão.

* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.

Fl. 25 da Nota Técnica nº 134/2015–SRM/SRG/ANEEL, de 5/8/2015.

série de argumentos, buscando estabelecer relações determinísticas que implicariam o prejuízo inequívoco em função de decisões de expansão e operação.

106. No setor elétrico brasileiro os agentes são passivos em relação às decisões centralizadas de expansão e de operação, situando-se essas variáveis, portanto, no campo das incertezas a serem arbitradas nas estratégias de venda e preço. Essa passividade é risco típico do negócio de geração de energia, não sendo manifestação de perda de direito a participação ativa preexistente e podendo ser compensada por decisões autônomas de expansão independentes da decisão centralizada.

107. Ou seja, não há garantia de que a expansão centralizada ou a operação se darão nos moldes esperados por cada agente, a exemplo de não haver garantia quanto ao comportamento da carga, da economia ou da hidrologia que cada um projetou. Nem por isso os efeitos dessas variáveis devem ser tratados em álea extraordinária em caso de frustração dos cenários assumidos pelos agentes.

108. Porém, mais importante ainda que a questão conceitual de definição da alocação do risco é o fato de os efeitos dos itens alegados pelos agentes não poderem ser classificados como prejudiciais nem do ponto de vista econômico e nem do ponto de vista financeiro, tendo em vista a interdependência temporal das decisões questionadas e a ausência de demonstração das alegadas perdas.

109. É preciso ressaltar que o resultado atual encontra-se no universo das possibilidades. Bastaria olhar para o passado, com a matriz, carga e alternativa de operação de cada ano e assumir uma premissa simples, qual seja, a ocorrência de escassez hídrica que ensejasse o máximo esforço no atendimento da demanda. Isso já implicaria GSFs muito mais críticos que o atual, sem qualquer premissa probabilística.

110. E ainda que a análise estatística fosse trazida a termo, o exercício estocástico aqui também desempenhado só veio a ratificar as mesmas conclusões extraídas das abordagens determinística e histórica. GSFs em torno de 0,8, por exemplo, são realizações ordinárias dessa grandeza e, assim, constitui componente integrante da matriz de risco do MRE, nada mais refletindo um dentre outros cenários que compõem a flutuação natural das vazões a que está sujeito o parque hidrelétrico instalado.

111. É possível, e até compreensível, que a intensidade e a persistência da seca tenham superado a expectativa de pior cenário de alguns agentes. Isso, contudo, não é justificativa para alegar álea extraordinária. Trata-se apenas de uma precificação equivocada ou insuficiente diante de uma situação extrema.

112. Como demonstrado ao longo da seção de análise, listam-se as seguintes conclusões:

- (i) O risco máximo alegado pelos agentes não é aderente aos dados disponíveis de carga e matriz de cada ano, pois cenários mais críticos que o atual poderiam ser previstos no histórico desde 2001;
- (ii) A afirmação anterior também é válida sob a ótica probabilística, sendo que GSF críticos são realizações ordinárias da distribuição de probabilidade

Fl. 26 da Nota Técnica nº 134/2015–SRM/SRG/ANEEL, de 5/8/2015.

subjacente ao MRE, nada mais refletindo a mera flutuação natural das vazões a que está sujeito o parque hidrelétrico instalado;

(iii) A matriz elétrica sempre foi capaz de atender a carga sem qualquer risco de déficit com deslocamentos hidrelétricos superiores a 5%. Além disso, mesmo que a redução da garantia física dos geradores fosse aplicada e ela fosse 10% menor, haveria possibilidade de GSF crítico inferior ao atual, não havendo vinculação entre o limite de redução da garantia física ou entre o risco de déficit e o efeito máximo capaz de ser causado por um período de seca;

(iv) A variação da carga não pode ser atribuída às estratégias de efficientização do consumo ou às variações tarifárias. Fatores como temperatura e atividade econômica tem efeito concorrente e até preponderante em relação à tarifa;

(v) Mesmo em segmentos regulados o lucro não é garantido, ainda que estejam preservadas as condições de equilíbrio econômico-financeiro do contrato de concessão. Isso porque não é o resultado que determina o equilíbrio, mas a pactuação dos riscos e o cumprimento das regras;

(vi) Não é possível afirmar que o corte de carga seria benéfico para os agentes, tendo em vista a relação entre o montante vendido pelo bloco hidráulico em contratos por quantidade e os efeitos da redução da carga sobre o MRE. Sem contar que uma queda de carga não afeta a afluência, de modo que na permanência de um cenário de seca, a situação financeira do gerador poderia piorar substancialmente com um racionamento.

113. As conclusões obtidas não impedem a discussão de uma solução que envolva contrapartidas e eventual revisitação do modelo. Os efeitos atuais do risco hidrológico estão alocados adequadamente nos geradores hidrelétricos, pois representam risco ordinário com pactuação prevista nos contratos de venda na modalidade por quantidade. Todavia a discussão atual deixou claro que, seja por precificação equivocada ou por comportamento estratégico dos agentes, é melhor repactuar a alocação do risco do que deixar os geradores apenas com o bônus das flutuações hidrológicas. Nesse sentido, a realocação assimétrica do risco de GSF não é desejável uma vez que imputaria ao consumidor a realização adversa do risco, deixando a realização positiva para o agente gerador.

114. Para tanto, é possível pensar em alternativas de repactuação de risco que envolvam uma adequada contrapartida ao consumidor. As propostas aqui apresentadas não exaurem o campo de possibilidades, representando apenas um desenvolvimento incipiente das ideias lançadas nas contribuições recebidas na Audiência Pública nº 32/2015.

115. De pronto, seria necessário olhar com muita ressalva uma limitação intermediária do risco hidrológico. A limitação do risco hidrológico, ao contrário do que argumenta a CPFL Geração em sua contribuição, estimularia a entrada de agentes com apetite ao risco, pois a responsabilidade por uma decisão ousada seria reduzida, ou seja, agir de forma arriscada passaria a custar menos, estimulando o risco moral e a seleção adversa. Também não há qualquer garantia de que em uma nova crise hídrica os

Fl. 27 da Nota Técnica nº 134/2015–SRM/SRG/ANEEL, de 5/8/2015.

agentes não tentariam novamente realocar os custos da crise aos consumidores, desfazendo a pactuação do risco hidrológico implícita nas condições de compra e venda.

116. Da mesma forma, a implementação de um *constrained-off* energético, aventado na contribuição da ABIAPE, desfaria também a pactuação do risco entre consumidores e geradores hidroelétricos, além de distorcer o conceito atual de *constrained-off* aplicado no mercado brasileiro, o qual está vinculado a razões elétricas.

117. Uma limitação nesse sentido poderia ser viável como um gatilho para solução financeira a agentes geradores contratados, estabelecendo-se, por exemplo, um limite a partir do qual o GSF seria financiado pelo consumidor, assegurado o posterior recebimento do valor financiado.

118. Também seria preciso avaliar cautelosamente as alternativas que já são possíveis de serem adotadas autonomamente pelos agentes, como a diversificação de fontes para mitigação de custos, citada nas contribuições da CPFL Geração, da EDP e do GESEL. Um agente já possui hoje ampla liberdade para diversificar seu portfólio de energia com fontes não correlacionadas com os custos da escassez hídrica, cabendo a ele analisar o benefício econômico dessa decisão. A princípio, não seriam necessárias imposições nesse sentido, quanto mais ao se considerar não ser razoável que o custo dessa decisão seja subsidiado pelo consumidor, caso não houvesse contrapartida clara envolvida.

119. Ainda nessa linha, a constituição de fundos para garantir recursos aos participantes do MRE para enfrentamento de crises hídricas pode ser implementado de imediato a partir de iniciativa dos próprios agentes. Os custos e benefícios de mecanismos dessa natureza se concentram nos geradores titulares de empreendimentos de fonte hidráulica, de modo que, se esses geradores acharem que uma solução com essas características é bem-vinda, eles podem diligenciar imediatamente a sua implementação.

120. Já com relação a alternativas que apresentam contrapartidas mais claras ao consumidor e exigem atuação institucional do Poder Concedente, citam-se algumas propostas extraídas das contribuições recebidas, as quais seriam compatíveis com as conclusões desta Nota Técnica.

121. Uma primeira hipótese de alternativa com contrapartida seria a energia de reserva deixar de ser comprada pelo consumidor, sendo transferida aos participantes do MRE, os quais passariam a ser os arrecadadores do encargo de energia de reserva. O consumidor, portanto, deixaria de pagar o encargo e o MRE melhoraria seu resultado. Essa alternativa permitiria a manutenção do paradigma de alocação de risco hidrológico, mantendo os contratos por quantidade como instrumento de pactuação desse risco entre consumidores e geradores. Os geradores passariam a precificar esse encargo de energia de reserva a cada nova decisão de preço de venda, pois haveria um aumento do custo fixo de operação.

122. Todavia, a precificação do risco hidrológico seria amenizada, justamente em função de as fontes da energia de reserva serem não correlacionadas com eventos de escassez hídrica. No longo prazo é impossível afirmar se o resultado final para o consumidor seria bom ou ruim, pois esse resultado depende da ocorrência e da permanência de períodos de escassez hídrica. Sempre que uma crise ocorrer, o consumidor estará em situação pior do que a atual, não obstante, em cenários de hidrologia normal, seu custo será menor.

Fl. 28 da Nota Técnica nº 134/2015–SRM/SRG/ANEEL, de 5/8/2015.

123. Essa proposta, portanto, mantém a figura dos contratos por quantidade, os quais inserem uma imperfeição do sinal de preço ao consumidor em um cenário de escassez hídrica, mas por outro lado intensifica moderadamente esse sinal ao retirar a receita de energia de reserva que o consumidor auferia justamente nesses períodos, a qual funciona como *hedge* parcial para o ACR em relação aos contratos de cotas da Lei 12.783, de 2013 e da energia de Itaipu.

124. Uma alternativa semelhante à da energia de reserva, mas que combina o conceito de proteção por fonte inversamente correlacionada, extraída da contribuição da EDP, é transferir o resultado financeiro das termelétricas no mercado de curto prazo e a receita fixa dessas usinas para os geradores hidrelétricos, mantendo o lastro comercial nos contratantes. Essa alternativa funciona como um *hedge* financeiro em eventos de crise hídrica, mas aumenta o custo do gerador em cenários de hidrologia favorável.

125. Em cenários de hidrologia boa, o gerador tem um aumento de custo e o consumidor tem uma redução. Em cenário de hidrologia ruim, por sua vez, o consumidor deixa de auferir a receita do despacho dentro ou fora do mérito e o gerador conta com maior proteção do seu resultado financeiro. A medida teria efeito por um período pré-determinado, dando prazo para que os geradores hidrelétricos constituam seus próprios *hedges* aos riscos hidrológicos por meio da implantação de usinas termelétricas próprias.

126. Outra alternativa, extraída da contribuição da Elektro, seria a contratação da fonte hidráulica com o risco hidrológico no comprador²¹. Para as contratações incrementais, bastaria uma previsão nos editais dos leilões de compra de energia especificando a modalidade contratual por disponibilidade. Para os contratos atuais, poderia ser proposta aos geradores uma conversão de modalidade mediante redução do preço de venda, conforme método a ser estudado.

127. Essa proposta teria a vantagem de: (i) retirar do preço de venda a parcela do risco hidrológico; (ii) atribuir previsibilidade de resultados aos geradores; (iii) evitar rediscussões futuras em caso de nova crise hídrica; e (iv) melhorar o sinal de preço ao consumidor, na medida em que o risco hidrológico passaria a compor as bandeiras tarifárias, a exemplo do que já ocorre com Itaipu e CCGF.

128. A desvantagem mais evidente seria o efeito sobre os recebíveis de usinas optantes por repactuar seus contratos, o que, a depender de como o mecanismo fosse implementado, poderia ensejar renegociação das estruturas de financiamento entre bancos e credores²².

129. Seria preciso também avaliar efeitos colaterais das medidas, tais como: o equilíbrio entre os ambientes livre e cativo, a existência e o funcionamento do MRE e os modelos contratuais e estratégias de gestão de portfólio do ACR. A minimização de efeitos colaterais está associada a uma aplicação

²¹ No ACL não existe nenhuma vedação ou regra que impeça que essa modalidade de contratação exista de comum acordo entre as partes compradoras e vendedoras.

²² Seria oportuno que uma mudança dessa natureza fosse acompanhada de uma alteração na gestão da compra de energia das distribuidoras, de modo a simplificar a matriz contratual e uniformizar as tarifas de energia, que possuem pouca gestão por parte das distribuidoras. Essas alterações reduziram o custo de transação no setor e tornariam o mecanismo de bandeiras tarifárias ainda mais eficiente.

Fl. 29 da Nota Técnica nº 134/2015–SRM/SRG/ANEEL, de 5/8/2015.

prospectiva do mecanismo, evitando transferência de prejuízo entre as partes e a consequente seleção adversa de uma aplicação retroativa ou dependente de decisões já tomadas.

130. Ressalta-se que no âmbito da ANEEL, a medida possível dentro do arcabouço legal vigente é a repactuação voluntária dos CCEARs atuais para transferência do risco hidrológico ao consumidor mediante redução de preço, ou seja, não são todas alternativas de repactuação do paradigma de alocação de risco entre consumidores e geradores que poderiam aplicadas regulatoriamente sem previsão legal ou regulamentar.

IV. DO FUNDAMENTO LEGAL

131. 161. As propostas e fundamentos constantes dessa Nota Técnica estão consubstanciados nas Leis nº 9.427, de 1996, nº 10.848, de 2004, e nos Decretos nº 2.335, de 1997, nº 5.163, de 2004, e nº 5.177, de 2004.

V. DA CONCLUSÃO

132. Os níveis atuais de GSF derivam de uma situação hidrológica desfavorável, não prosperando o argumento dos agentes de que o cenário atual é decorrente de fatos do príncipe, imprevisíveis ou de consequências incalculáveis. Os agentes tinham informação disponível para considerar a realização de cenários críticos em suas estratégias de precificação. Todavia, a ausência de precificação de cenários críticos pelos agentes não implica que o risco tenha extrapolado a álea ordinária, intrínseca à atividade econômica do agente, seja em nível, frequência ou persistência de sua concretização.

133. Seja por precificação equivocada ou por comportamento estratégico dos agentes, é melhor repactuar a alocação do risco do que deixar os geradores apenas com o bônus das flutuações hidrológicas. Repassar os efeitos decorrentes do risco hidrológico apenas quando danosos é realocar prejuízo, sem resolver adequadamente o problema de incapacidade preditiva alegado pelos agentes. Repactuar a alocação do risco, por outro lado, é uma medida mais robusta para evitar rediscussões, havendo contrapartida ao consumidor, que suportaria não só eventuais resultados negativos, mas também se beneficiaria dos resultados positivos.

134. Dentre as alternativas de repactuação, entendemos que a solução mais completa é a contratação da fonte hidráulica alocando o risco hidrológico ao consumidor, tanto para a capacidade incremental quanto para a existente, nesse caso com a contrapartida de redução de preço. Assim, os agentes já contratados teriam uma opção de saída da posição de gerenciamento de risco e o consumidor teria a segurança de não ser mais exposto a tentativas de alocação do risco hidrológico apenas em sua manifestação onerosa. Essa alternativa tem ainda a vantagem de poder ser tratada por regulação da ANEEL.

VI. DA RECOMENDAÇÃO

135. Considerando o exposto nesta nota técnica, recomendamos que:

- (i) sejam indeferidos os pleitos da ABRAGE e da APINE;

Fl. 30 da Nota Técnica nº 134/2015–SRM/SRG/ANEEL, de 5/8/2015.

- (ii) seja enviado Ofício ao Ministério de Minas e Energia sugerindo que os novos contratos regulados de venda de energia de fonte hidrelétrica contenham cláusula estabelecendo explicitamente que o risco hidrológico será alocado aos consumidores, de forma que isso possa ser refletido na decisão do preço de venda; e
- (iii) que a avaliação sobre a possibilidade de aditamento dos contratos regulados de venda de energia de fonte hidrelétrica, com o objetivo de transferir o risco hidrológico para os consumidores mediante redução de preço, seja realizada em audiência pública específica e conforme metodologia a ser apresentada em instrução complementar.

PAULO FÉLIX GABARDO
Especialista em Regulação - SRM

GENTIL NOGUEIRA DE SÁ JÚNIOR
Especialista em Regulação - SRM

OTÁVIO RODRIGUES VAZ
Especialista em Regulação – SRM

MURILO ANTUNES BRAGA
Especialista em Regulação - SRM

RAFAEL COSTA RIBEIRO
Especialista em Regulação – SRG

BRUNO GOULART DE FREITAS MACHADO
Especialista em Regulação - SRG

RICARDO TAKEMITSU SIMABUKU
Assessor - SRM

FERNANDO COLLI MUNHOZ
Assessor - SRG

De acordo:

JÚLIO CÉSAR REZENDE FERRAZ
Superintendente de Regulação Econômica
e Estudos do Mercado

CHRISTIANO VIEIRA DA SILVA
Superintendente de Regulação
dos Serviços de Geração