



**XXIII SNTPEE
SEMINÁRIO NACIONAL
DE PRODUÇÃO E
TRANSMISSÃO DE
ENERGIA ELÉTRICA**

FI/GCR/24
18 a 21 de Outubro de 2015
Foz do Iguaçu - PR

GRUPO – VI

GRUPO DE ESTUDO DE COMERCIALIZAÇÃO, ECONOMIA E REGULAÇÃO DE ENERGIA - GCR

BANDEIRAS TARIFÁRIAS: Evolução da metodologia e sugestões de melhoria

**Fellipe Fernandes Goulart dos
Santos (*)
CEMIG**

**Marco Aurélio de Oliveira Dias
CEMIG**

**Marcus Vinícius de Castro
Lobato
CEMIG**

RESUMO

As distribuidoras passaram a ter despesas variáveis com compra de energia, com o início da vigência dos contratos por disponibilidade em 2008. Com aumento gradual da participação desse tipo de contrato nos portfólios de compra, novos custos variáveis foram inseridos na compra de energia. Para diminuir o risco de exposição ao fluxo de caixa das distribuidoras, foi criado o sistema de bandeiras tarifárias, que altera mensalmente o valor da tarifa aplicada aos consumidores cativos, procurando refletir o custo dessa aquisição. Desde sua concepção, esse sistema sofreu alterações, e atualmente engloba toda a parcela variável das distribuidoras. Esse trabalho acompanha essa evolução e propõe melhorias na última metodologia aprovada.

PALAVRAS-CHAVE

Bandeira Tarifária, Fluxo de caixa, Distribuidoras de Energia

1.0 - INTRODUÇÃO

A partir de janeiro de 2015, começou a ser aplicado, pela primeira vez, o mecanismo que transformou a tarifa de energia dos consumidores cativos em tarifas variáveis ao longo dos meses. Esse mecanismo, denominado de bandeiras tarifárias, tem como principal objetivo amenizar o problema de fluxo de caixa das empresas distribuidoras de energia do Sistema Interligado Nacional – SIN, que desde 2008 começaram a ter significativa parte de seus portfólios de compra de energia em contratos com preços variáveis, atrelados ao Preço de Liquidação de Diferenças – PLD.

Antes do surgimento das bandeiras, a tarifa das distribuidoras, que deveria ser suficiente para a cobertura desses custos, ficava congelada até o próximo ciclo de revisão ou reajuste tarifário. Com isso, criava-se um grande descasamento nos recebimentos e pagamentos mensais das distribuidoras que, com o aumento dos contratos por disponibilidade ao longo dos anos e a incorporação de novos riscos de exposição, gerava graves problemas de fluxo de caixa nessas empresas.

Desde a concepção das bandeiras tarifárias em 2011, várias discussões com os agentes do Setor Elétrico Brasileiro - SEB foram realizadas pela ANEEL através de consultas e audiências públicas – CP e AP. No entanto, com as diversas alterações regulatórias inseridas no SEB, como por exemplo, a modelagem do mecanismo de aversão ao risco cVar nos modelos de planejamento da operação e cálculo do preço e a inserção de contratos de cotas de garantia física no portfólio de compra de energia das distribuidoras, a eficácia das bandeiras tarifárias na redução da exposição de fluxo de caixa das distribuidoras, da forma como inicialmente proposta, passou ser questionada.

Além disso, alguns estudos foram publicados avaliando os impactos da bandeira tarifária no consumo dos consumidores cativos. Com o aumento mensal no custo da energia, alguns consumidores podem reduzir o seu

consumo de forma a reduzir o custo adicional provocado pela bandeira. Essa redução de consumo pode gerar redução na receita advinda das bandeiras tarifárias.

Finalmente, em fevereiro de 2015, foi publicado o decreto 8.401/2015, que dispôs sobre a criação da Conta Centralizadora dos Recursos da Bandeira Tarifária. Na prática, esse decreto alterou toda a metodologia de cálculo das bandeiras tarifárias e, ainda em fevereiro de 2015, a ANEEL abriu a audiência pública 006/2015 com o intuito melhoria e aumento da abrangência do instrumento de bandeiras tarifárias.

Esse trabalho se propõe a rever as principais questões que levaram ao deterioramento do fluxo caixa das empresas distribuidoras de energia elétrica no SIN e, avaliar os impactos da aplicação da nova bandeira tarifária proposta pela ANEEL, propondo melhorias na metodologia.

2.0 - CUSTOS VARIÁVEIS DE COMPRA DE ENERGIA

Após o racionamento de 2001, foi constatado [3] que o marco regulatório do setor elétrico não havia conseguido criar as condições para que os novos investimentos em expansão da geração e da transmissão fossem suficientes para atender ao aumento da demanda. Assim, a partir de 2004, a nova legislação setorial procurou suprir essa deficiência com a criação da EPE, para a realização dos estudos de inventários para a construção de novas usinas hidrelétricas – UHEs.

Essa ação se mostrou necessária, pois no período de 1998 a 2004, praticamente não foram realizados estudos de inventário para a construção de novas UHEs, deixando a expansão do sistema elétrico brasileiro frágil. Assim, poucas UHEs foram licitadas e a expansão do sistema ficaria comprometida se outros tipos de usinas não fossem viabilizados. Além disso, foi estabelecido um esquema de leilões para garantir o suprimento às necessidades de aumento de carga das distribuidoras, obrigando a compra de energia nova de forma antecipada em certames organizados pelo Governo.

Contudo, devido à falta de aproveitamentos hidrelétricos em estágio adequado de estudo, bem como devido à necessidade de se atrair nova geração o mais rápido possível, para atrair a atenção dos investidores e incentivar a construção de usinas termelétricas, foi criada a modalidade de contratação por disponibilidade. Essa nova modalidade, transferiu os riscos de exposição de curto prazo e os custos de combustível para a geração de energia para os compradores, no caso as distribuidoras do SIN [4].

Podemos considerar que esse tipo de contrato foi muito bem recebido pelos investidores, o que ocasionou a viabilização de várias usinas termelétricas e eólicas. No entanto, devido à forma como foram formatados os primeiros leilões, as termelétricas mais competitivas foram as usinas que possuíam um menor investimento e um maior custo de geração associado [4].

A Figura 1 a seguir mostra a evolução dos resultados dos leilões de energia nova – LEN, leilões de fontes alternativas – LFA e os leilões estruturantes, (considera o total de 6.135 MW-médios contratados nos leilões das UHEs Santo Antônio, Jirau e Belo Monte) já realizados até o final de 2014 e a Figura 2 representa a entrada temporal desses contratos.

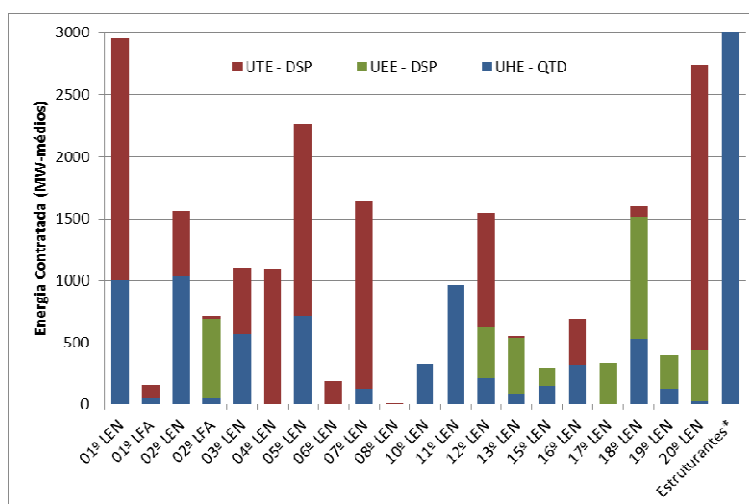


Figura 1 – Energia contratada nos leilões de energia nova realizados. Não considera contratos cancelados.

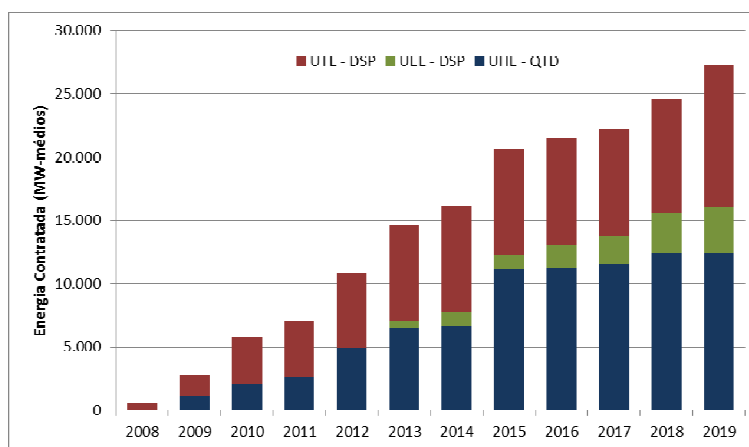


Figura 2 – Energia contratada nos leilões por ordem cronológica de entrega. Não considera contratos cancelados e os atrasos na entrega de energia.

Como pode ser observado na Figura 2, os contratos por disponibilidade tiveram sua estreia em 2008, data de início de suprimento do primeiro leilão de energia nova. Dessa maneira, as empresas distribuidoras de energia elétrica do SIN, que possuíam esses contratos, passaram a perceber pequenas variações nas despesas mensais com a compra de energia a partir desse ano.

De 2008 a 2011, o montante contratado na modalidade disponibilidade, apesar de crescente ao longo dos anos, ainda era relativamente pequena. Além disso, os valores de PLDs verificados nesses anos foram relativamente baixos. Assim, os problemas de fluxo de caixa não eram muito relevantes. No entanto, conforme estudado em [5], as despesas com a compra de energia de uma distribuidora poderia ser até 30% superior ao valor originalmente coberto pela tarifa dessa distribuidora¹.

Considerando que a cobertura tarifária da distribuidora seria suficiente para cobrir toda a despesa fixa com compra de energia, a Figura 3 a seguir ilustra a expectativa de variação apenas das despesas com compra de energia dos contratos por disponibilidade (parcela variável) para 2015, bem como a cobertura tarifária para arcar com essas despesas, ambas calculadas em janeiro de 2014.

Nesse gráfico é possível notar que as despesas com esses contratos podem variar de 25% a 200% do valor inicialmente previsto para a cobertura desses gastos na tarifa de energia. Além disso, apesar de a despesa mais provável de ocorrer acontecer abaixo da cobertura das despesas variáveis (em torno de 25% dessa cobertura), a distribuição de despesas parece muito com uma distribuição uniforme, com a probabilidade de ocorrências variando de 2% a 3% para despesas que podem variar de 50% a 200%.

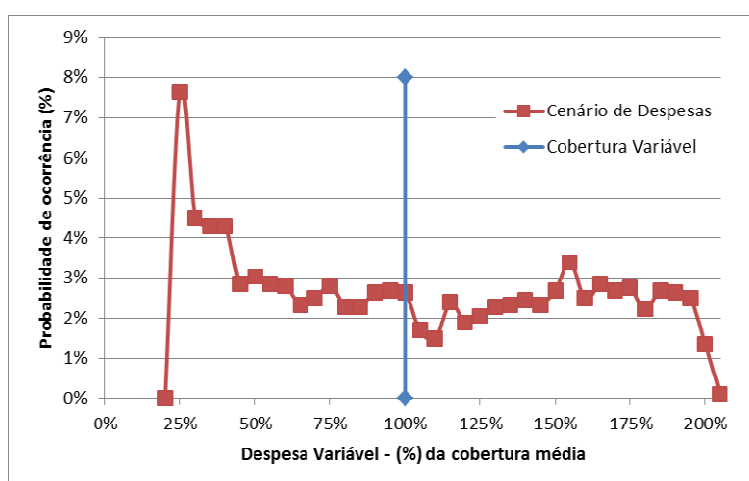


Figura 3 – Distribuição de despesas prováveis de uma distribuidora fictícia estudada em [5].

¹ Considerando que a cobertura tarifária dessa distribuidora foi calculada com base na média dos PLDs em questão. Usualmente, a cobertura tarifária era calculada com valores de PLD abaixo da média, podendo gerar uma variação até maior que os 30% apresentados em [5].

Como podemos observar na Figura 3, a receita esperada para arcar com custos de compra de energia dessa distribuidora seria praticamente constante, ao passo que as despesas podem variar consideravelmente. Assim, é importante notar que as despesas com a compra de contratos por disponibilidade podem variar muito, não sendo prudente a consideração de apenas um único cenário para a definição dessa cobertura.

Para amenizar esse problema no descasamento do fluxo de caixa, foi proposta a criação do sistema de bandeira tarifária, que busca reduzir o descasamento temporal entre o custo de geração para o atendimento ao mercado e a receita com a venda de energia das distribuidoras. Assim, o consumidor final tem a informação, por meio de sinal tarifário, do maior custo da geração de energia naquele momento.

O mecanismo de bandeiras tarifárias é relativamente simples. Se o custo de geração termelétrica for elevado, a bandeira amarela é acionada, elevando as tarifas das distribuidoras em R\$ 15,00 /MWh durante o mês de vigência dessa bandeira. Se os custos são muito elevados, a bandeira vermelha é acionada, elevando as tarifas das distribuidoras em R\$ 30,00 /MWh. Caso contrário, a bandeira permanece verde, sem acréscimo na conta do consumidor. A Tabela 1 resume esses limites.

Tabela 1 – limites de acionamento das bandeiras tarifárias²

	Gatilho³	Custo adicional
Bandeira Verde	-	-
Bandeira Amarela	R\$ 100,00 /MWh	R\$ 15,00 /MWh
Bandeira Vermelha	R\$ 200,00 /MWh	R\$ 30,00 /MWh

Assim, com a sinalização verde, amarela e vermelha, como em um sinal de trânsito, ficou fácil passar a mensagem de como anda a situação do sistema para o consumidor final.

Vale notar que apesar de a proposta originalmente apresentada ter sofrido várias alterações, o resultado que seria alcançado com a aplicação dessas metodologias seria praticamente o mesmo: apenas parte do problema de fluxo de caixa seria resolvido e em cenários um pouco mais críticos de atendimento ao sistema (e de maior custo para as distribuidoras) o problema poderia se agravar ainda mais, conforme exposto em [6].

Isso porque, com o aumento da tarifa, os consumidores são incentivados a reduzirem seu consumo e consequentemente, reduzir o valor pago às distribuidoras, reduzindo também o faturamento das distribuidoras. Vale ressaltar que, mesmo com a redução do consumo, os contratos firmados pelas distribuidoras não são reduzidos e a mesma deve arcar com todos os custos referentes a essa contratação.

Além dos contratos por disponibilidade, os quais, pela própria concepção, levavam à necessidade de um instrumento como as bandeiras tarifárias, novas evoluções na regulação do setor imputaram às distribuidoras outras obrigações que também estavam relacionadas às variações do PLD. A primeira delas foi a nova metodologia de renovação de concessão das UHEs. Essa metodologia prevê a conversão de 95% da garantia física dessas usinas em cotas para o atendimento ao mercado dessas distribuidoras a um custo muito baixo, correspondente apenas aos custos operacionais. No entanto, nesse novo regime, as distribuidoras assumem os riscos hidrológicos, ou seja, os riscos de exposição ao mercado de curto prazo devido à redução da geração hidráulica.

Diante do exposto, a metodologia proposta para entrar em vigor a partir de 2015 não seria suficiente para regularizar as exposições das distribuidoras, gerando graves problemas de fluxo de caixa nas distribuidoras.

Dessa maneira, com a promulgação do decreto 8401/2015 e a abertura da AP 006/2015, a ANEEL alterou a metodologia de cálculo e a aplicação das bandeiras tarifárias, de forma a reduzir o descasamento entre o faturamento e o pagamento das distribuidoras.

3.0 - NOVA PROPOSTA DA AUDIÊNCIA PÚBLICA 006/2015

O decreto 8.401/2015 determinou a criação da conta centralizadora da bandeira tarifária e instituiu que o adicional das bandeiras tarifárias deverá ser calculado anualmente de forma a cobrir a previsão das variações relativas aos custos de geração por fonte termelétrica e à exposição aos PLDs que afetem as distribuidoras.

² Como toda a metodologia, gatilhos e custos adicionais foram alterados desde a criação das bandeiras tarifárias, este trabalho optou por apresentar a proposta original das bandeiras tarifárias como forma de ilustrar as versões anteriores da bandeira.

³ Para a proposta original, o gatilho é a soma dos valores do custo marginal de operação – CMO e do Encargo de Segurança Energética – ESS_SE.

Assim, ao ampliar o conjunto de despesas que devem ser cobertos por mecanismos que variem a tarifa de acordo com a situação do curto prazo, o Decreto deu um importante passo para que os impactos no fluxo de caixa das distribuidoras sejam os menores possíveis.

Na metodologia anterior, cada distribuidora receberia os adicionais da bandeira tarifária e deveriam arcar com os custos variáveis com a compra de energia de forma isolada. Com a criação da conta centralizadora, o custo de todos os contratos por disponibilidade e de toda exposição ao PLD deverá ser calculado pela ANEEL, para então ser definido qual o adicional de bandeira deverá ser aplicado a cada ano.

Nessa nova metodologia, o gatilho que define qual bandeira estará vigente passou a ser o CVU da termelétrica mais cara despachada por ordem de mérito ou segurança energética. Esse valor de CVU deverá ser informado pelo ONS no final de cada mês e será aplicada no mês seguinte.

Nesse cálculo deverá ser considerado:

- a) Variação do custo da parcela variável dos CCEARs na modalidade por disponibilidade em relação à cobertura tarifária concedida;
- b) ESS gerado por usinas despachadas por ordem de mérito com CVU acima do valor teto do PLD;
- c) ESS gerado por segurança energética;
- d) Exposição involuntária ao mercado de curto prazo decorrente de insuficiência contratual;
- e) Risco hidrológico associado à geração dos CCGFs;
- f) Risco hidrológico associado à geração de ITAIPU;
- g) Estimativa de Excedente da CONER associado aos Leilões de Energia de Reserva.

Nesse primeiro ano de aplicação das bandeiras tarifárias através da conta centralizadora, foram calculadas as expectativas dos custos acima relacionados utilizando apenas um cenário de projeção de Custo Marginal de Operação – CMO, PLD e do Ajuste do MRE – GSF. Os valores para o adicional de bandeiras para 2015 são apresentados na Tabela 2.

Tabela 2 – Novos limites de acionamento das bandeiras

	Gatilho⁴	Custo adicional
Bandeira Verde	-	-
Bandeira Amarela	R\$ 200,00 /MWh	R\$ 25,00 /MWh
Bandeira Vermelha	R\$ 388,48 /MWh	R\$ 55,00 /MWh

4.0 - PROPOSTA DE MELHORIA

Como apresentado na seção anterior, a nova metodologia das bandeiras tarifárias tentará cobrir todos os custos variáveis de compra de energia das distribuidoras, ainda não cobertos através de suas tarifas. Assim, para estimar o melhor valor para compor o adicional de bandeiras tarifárias, serão consideradas variáveis como GSF, PLD e CMO.

Como já dito, essa alteração nas premissas de quais parcelas deverão ser consideradas no cálculo do adicional das bandeiras tarifárias foi muito importante. Percebeu-se que não apenas os contratos por disponibilidade poderiam apresentar problemas de descasamento de pagamentos nas distribuidoras, mas que também os novos tipos de contratos imputados às distribuidoras trariam essa variação mensal na despesa.

A Tabela 3 a seguir, adaptada da nota técnica [8] que serviu de suporte para as definições da AP 006/2015 e promulgação da resolução normativa [9] que trata do tema, resume a expectativa de gastos que deverão ser cobertos pelo adicional de bandeiras tarifárias. Para chegar ao valor de R\$ 55,00 /MWh, foi considerada uma premissa de recebimento das bandeiras vigentes em janeiro e fevereiro e uma expectativa de mercado faturado para o restante do ano.

⁴ Gatilho de acionamento é o CVU da termelétrica mais cara a ser despachada por ordem de mérito ou razão energética

Tabela 3 – Expectativa de despesas cobertas pelas bandeiras tarifárias.

Item	Custo Esperado (R\$)	Participação (%)
A) Parcela variável + ESS CCEARs-D	11.808.195.819,36	66,02%
B) ESS CVU>PLDmax	1.153.965.440,14	6,45%
C) Exposição involuntária	5.754.529.191,41	32,17%
D) Risco Hidrológico	3.567.632.141,07	19,95%
E) Encargo Energia de Reserva	-4.399.217.755,76	-24,60%
Total de despesas (1)	17.885.104.836,22	
Expectativa de receita arrecadada (jan e fev) (2)	1.770.750.838,56	
Custo a ser recuperado (3) = (1) – (2)	16.114.353.997,65	
Mercado cativo a ser faturado (mar a dez) (4)	295.125.139,76 MWh	
Adicional da bandeira vermelha (5) = (3) / (4)	R\$ 54,60 /MWh	

Pelos dados apresentados, podemos observar que os itens de maior peso na despesa são os custos das termelétricas contratadas através dos leilões do ACR e a exposição involuntária das distribuidoras.

Como a informação sobre a contratação final de cada distribuidora é uma informação confidencial, não é possível fazer novas simulações sobre esse valor. Assim, vamos focar nos custos das termelétricas contratadas nos leilões do ACR e no risco hidrológico.

Na nota técnica que serviu de suporte para as definições da AP 006/2015, a ANEEL, além de considerar que o PLD será o PLD máximo durante todo o ano de 2015, apresenta a série que representa a expectativa CMO para 2015. Esses valores de CMOs e PLDs serão utilizados para o cálculo da previsão de encargos, despacho termelétrico e da exposição das distribuidoras durante 2015. A referência desses CMOs é a revisão 2 do Programa Mensal de Operação – PMO de janeiro de 2015.

A Figura 4 considera as informações das 2.000 séries sintéticas das saídas do modelo Newave e compara com a série de CMO utilizada para o cálculo do adicional de R\$ 55,00 /MWh.

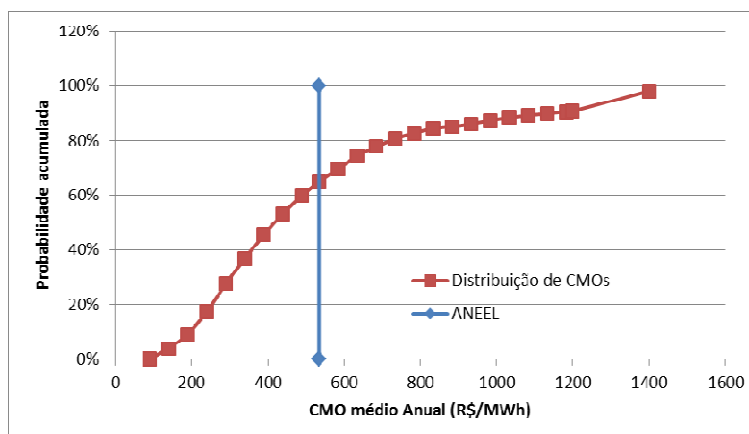


Figura 4 – Comparação da distribuição de CMOs do Newave com a expectativa de CMOs da ANEEL

Pelos valores apresentados na Figura 4 podemos notar que os valores de CMOs utilizados são capazes de proteger as distribuidoras de até 65% dos cenários de CMO gerados pelo Newave. Assim, se as condições energéticas continuarem como estão e os CMOs continuarem acima do patamar de R\$ 1.000/MWh, o adicional de bandeiras calculado não será suficiente para cobrir as despesas variáveis das distribuidoras ao longo de 2015.

Em consonância com a Figura 4, a Figura 5 a seguir apresenta o cálculo da despesa total com as termelétricas do ACR para os 2.000 cenários do Newave, comparado com a projeção de custos realizada na nota técnica. Podemos observar que, apesar de o cenário da nota técnica cobrir um pouco mais de 50% dos cenários do Newave, existe uma possibilidade considerável (em torno de 10%) de ocorrer uma despesa até duas vezes maior que a despesa prevista.

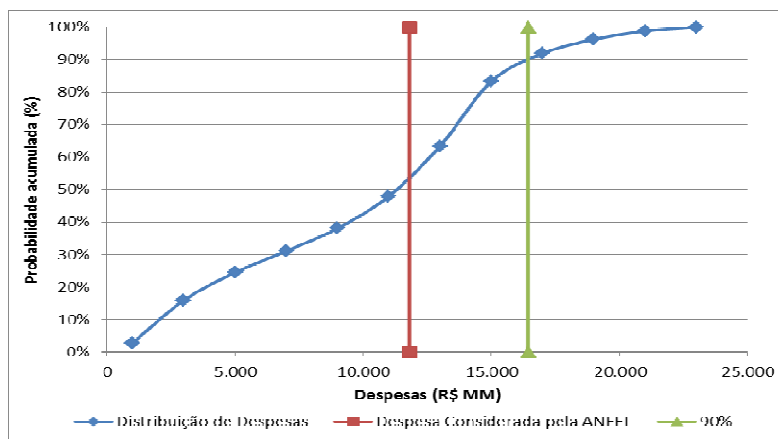


Figura 5 – Comparação da despesa considerada pela ANEEL e as possíveis despesas com as termelétricas do ACR

Além das despesas das termelétricas do ACR, foram simuladas também as despesas do risco hidrológico. Esse cálculo deveria considerar o despacho térmico por ordem de mérito para cada cenário mas, as observações recentes da operação do parque térmico e também a expectativa de evolução dos reservatórios levou à utilização de um despacho termelétrico de, no mínimo, 16.000 durante o ano todo e manteve-se a premissa de mercado do PMO de janeiro de 2015. Não foi feita simulação para caso das receitas com energia de reserva, pois as informações de previsão de geração eólica e biomassa utilizadas para o cálculo da garantia física desses empreendimentos não é conhecida. A Tabela 4 a seguir ilustra essas despesas.

Tabela 4 – Comparação do custo esperado com custos probabilísticos

Custos em R\$ MM	Custo Esperado	P25	P50	P75	P90
Parcela variável + ESS CCEARs-D	11.808,20	5.178,16	11.359,42	13.955,99	16.444,52
Risco Hidrológico	3.567,63	4.729,69	4.864,51	5.455,05	6.906,00
Demais itens ⁵	738,53	738,53	738,53	738,53	738,53
Total a ser recuperado (mar a dez) (1)	16.114,35	10.646,38	16.962,46	20.149,57	24.089,04
Mercado cativo a ser faturado (mar a dez) (2)	295.125,14	295.125,14	295.125,14	295.125,14	295.125,14
Adicional da bandeira vermelha (3) = (1) / (2)	54,60	36,07	57,48	68,27	81,62

Pelos valores expostos na Tabela 4, podemos observar que o adicional de bandeira pode variar bastante, dependendo do nível de confiabilidade que se quer utilizar. Dessa maneira, a avaliação probabilística se torna importante, no sentido de explicitar os riscos que as distribuidoras podem correr em função do aumento desses custos no curto prazo.

Após o reconhecimento do risco, é preciso ponderar se a cobertura para o valor esperado é o melhor critério para preservar o caixa das distribuidoras. O valor esperado pode ser percebido como aquele que minimiza a variação – que certamente ocorrerá – dos valores realmente gastos em relação ao previsto nas tarifas, levando, portanto, à formação de uma menor CVA. Contudo, há que se ter em mente que, dependendo da intensidade das variações, haverá dificuldade para a distribuidora administrar seu fluxo financeiro, tendo que recorrer a empréstimos para honrar os compromissos de curto prazo, podendo até mesmo comprometer seus planos de investimento e culminando com um pedido de Revisão Tarifária Extraordinária.

O ideal seria, então, usar algum critério de risco para dimensionar a proteção pretendida. Por exemplo, para proteger a distribuidora de 90% das ocorrências possíveis, seria necessário utilizar uma bandeira vermelha de cerca de R\$80/MWh.

⁵ Itens onde são considerados os valores de despesa ou receita propostos pela nota técnica (energia de reserva, exposição involuntária, encargos e expectativa de recebimento nos meses de janeiro e fevereiro)

5.0 - CONCLUSÃO

A evolução mais recente na definição do cálculo do adicional das bandeiras tarifárias foi capaz de propor uma metodologia que captura o grande problema enfrentado pelas distribuidoras, no que tange os custos variáveis com a compra de energia: contratos por disponibilidade, encargos, risco hidrológico das cotas e de itaipu, energia de reserva e a exposição involuntária ao mercado de curto prazo.

No entanto, ao utilizar apenas um cenário determinístico para prever essas despesas, a metodologia desconsidera que existe uma grande possibilidade de ocorrência de cenários muito mais graves que o previsto. Essa desconsideração pode gerar uma enorme variação no custo esperado de curto prazo para as distribuidoras, provocando os mesmos problemas de fluxo de caixa que as bandeiras pretendem evitar.

Assim, a proposta deste trabalho é que sejam reconhecidos os cenários que podem levar a resultados piores do que o cenário médio e que seja adotada algum percentil de probabilidade de ocorrência desses cenários que garanta uma maior proteção ao risco de caixa das distribuidoras.

6.0 - REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- (1) BRASIL. Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004. Dispõe sobre a comercialização de energia elétrica. D.O.U., Brasília, DF, 16/03/2004
- (2) BRASIL. Decreto nº 5163, de 30 de julho de 2004. Regulamenta a comercialização de energia elétrica, o processo de outorga de concessões de autorizações de geração de energia elétrica, e dá outras providências. D.O.U., Brasília, DF, 30/07/2004
- (3) Kelman, Jerson. O desequilíbrio entre oferta e demanda de energia elétrica. Brasília: Comissão de Análise do Sistema Hidrotérmico de Energia Elétrica, 2001.
- (4) Bezerra, B., Barroso, L., Gelli, R., Pontes, J., Lino, P., Pereira, M. (2009) "A Eficiência do ICB como Indicador do Resultado Correto do Leilão de Contratos por Disponibilidade", XX SNPTEE, Recife (PE),
- (5) Santos, F. F. G., Dias, M. A. O., Lobato, M. V. C. (2011) "Análise de riscos ao caixa das empresas distribuidoras em função dos contratos por disponibilidade no ACR", XXI SNPTEE, Florianópolis (SC)
- (6) Perez, R. C., Silva, G. H. C., Valenzuela, P., Lino, P. R., Lima, D. A., Ferreira, V. H. "Análise do impacto da resposta da demanda aos sinais econômicos das bandeiras tarifárias na operação eletro-energética de longo prazo do sistema interligado nacional", XXII SNPTEE, Brasília (DF)
- (7) BRASIL. Decreto nº 8401, de 5 de fevereiro de 2015. Dispõe sobre a criação da Conta Centralizadora dos Recursos de Bandeiras Tarifárias. D.O.U., Brasília, DF, 04/02/2015
- (8) ANEEL. Nota Técnica nº 28/2015-SGT/ANEEL, de 5 de fevereiro de 2015. Assunto: Regulamentação da Conta Centralizadora dos Recursos de Bandeiras Tarifárias
- (9) ANEEL. Resolução Normativa Nº 649, de 27 de fevereiro de 2015. Aprova o Submódulo 6.8 dos Procedimentos de Regulação Tarifária – PRORET, que trata das Bandeiras Tarifárias e dá outras providências

7.0 - DADOS BIOGRÁFICOS

	Fellipe Fernandes Goulart dos Santos, natural de Belo Horizonte/MG em 19/03/1981, graduado em Engenharia Elétrica pela UFMG, 2004, mestrado em Otimização pela UFMG, 2012. Ingressou na CEMIG em 2006 onde atua até a presente data na área de Planejamento da Comercialização e Análise de Risco de Energia do grupo CEMIG.
	Marco Aurélio de Oliveira Dias, natural de Belo Horizonte/MG em 18/06/1967, graduação em Engenharia Elétrica pela PUC/MG, 1989, e especialização em planejamento da expansão e operação de sistemas de geração de energia elétrica – UNICAMP, 1993. Participou dos estudos energéticos de inventário de bacias hidrográficas e viabilidade técnico-econômica de usinas hidrelétricas realizados pela CEMIG entre os anos de 1989 a 2001 e das atividades do Grupo de Trabalho do PDE nos ciclos de planejamento de 1994 a 1999 do GCPS. Participou de grupos de trabalho de metodologias e critérios de planejamento de expansão da geração de energia elétrica. Participou do processo de criação, desenvolvimento, e aperfeiçoamento de técnicas de análise de risco na comercialização de energia no ACL. Desde agosto/2001 atua na área de comercialização de energia no atacado.
	Marcus Vinícius de Castro Lobato, natural de Juiz de Fora/MG em, 03/08/1971. Engenheiro eletricitista (95), com mestrado em Sistemas Elétricos de Potência (98), ambos pela UFMG. Ingressou na CEMIG em 1997, atuando inicialmente na área de planejamento da operação energética/pré-despacho e na validação de modelos de despacho hidroenergético. A partir de 2001 passou a atuar na área de comercialização no atacado, apoiando as operações de compra e venda, inclusive nos leilões do novo modelo a partir de 2004. Atualmente responde pela área de planejamento da comercialização e marketing da Diretoria Comercial da Cemig.