

Nota Técnica nº 167/2020–SGT/SRM/ANEEL

Em 20 de agosto de 2020.

Processo: **48500.006254/2018-64**

Assunto: Proposta de aprimoramento da regulamentação da Conta de Variação de Valores de itens da Parcela A – CVA, da Sobrecontratação de Energia e Exposição ao Mercado de Curto Prazo, dos Demais Componentes Financeiros e das Regras de Repasse dos preços de contratos de compra de energia, de que tratam o Módulo 4 e o Submódulo 6.1 dos Procedimentos de Regulação Tarifária – PRORET.

I - DO OBJETIVO

1. Esta Nota Técnica tem por objetivo submeter à apreciação da Diretoria Colegiada da ANEEL, proposta de aprimoramento da regulamentação da Conta de Variação de Valores de itens da Parcela A – CVA, da Sobrecontratação de Energia e Exposição ao Mercado de Curto Prazo, dos Demais Componentes Financeiros e das Regras de Repasse dos preços de contratos de compra de energia, de que tratam o Módulo 4 e o Submódulo 6.1 dos Procedimentos de Regulação Tarifária – PRORET, após a análise de contribuições da Audiência Pública nº 025/2019.

II - DOS FATOS

2. A Portaria Interministerial MF/MME nº 296/2001, de 25 de outubro de 2001, criou, para efeito de homologação das tarifas de uso do sistema de distribuição e de energia elétrica, a Conta de Compensação de Variação de Valores de Itens da Parcela A - CVA, destinada a registrar as variações, ocorridas no período entre reajustes tarifários anuais, dos valores de itens de custo da Parcela A.

3. Em 24 de janeiro de 2002, a Portaria Interministerial MF/MME nº 25/2002 substituiu a Portaria Interministerial nº 296/2001 e, a partir de 26 de novembro de 2004, a Portaria Interministerial nº 361 incluiu as variações de custos de aquisição de energia elétrica no cálculo do saldo da CVA.

4. Em 30 de julho de 2004, o Decreto nº 5.163/2004 regulamentou a comercialização de

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



P. 2 da Nota Técnica nº 167/2020 – SGT/SRM/ANEEL, de 20/08/2020.

energia elétrica.

5. Em 22 de dezembro de 2011, foi aberta a Audiência Pública nº 78/2011, com o objetivo de colher subsídios e informações adicionais para regulamentar os procedimentos de cálculos relativos aos processos de reajuste tarifário anual das concessionárias de distribuição de energia elétrica e dos componentes financeiros pertinentes, concernentes aos Módulos 3 e 4 do PRORET. Nessa primeira fase, foram disponibilizadas as minutas dos Submódulos 4.2 e 4.3 do PRORET, com propostas de aperfeiçoamentos metodológicos para os cálculos do saldo da CVA e da Sobrecontratação de Energia, respectivamente.

6. Em 14 de setembro de 2012, foi publicado o Decreto nº 7.805/2012, alterando a redação do art. 13 do Decreto nº 5.163/2004, com a finalidade de incluir a energia elétrica das cotas de garantia física de energia e de potência, definidas nos termos da Lei nº 12.783, de 11 de janeiro de 2013, e a energia das cotas de Angra 1 e 2, no cumprimento da obrigação de contratação para o atendimento à totalidade do mercado dos agentes de distribuição. Frente às alterações no Decreto nº 5.163/2004, foi aberta a segunda fase da AP nº 78/2011, sendo disponibilizada a Nota Técnica nº 343/2013-SRE/ANEEL, a qual apresentou proposta de regulamentação dos procedimentos de cálculo do custo de aquisição e de repasse de sobrecontratação da energia proveniente das cotas de Angra 1 e 2 e cotas das usinas cujas concessões foram prorrogadas nos termos da Lei nº 12.783/2013. Como resultado da segunda fase da AP nº 78/2011, foi publicado o Despacho nº 4.225/2013, de 10 de dezembro de 2013, aprovando alteração no cálculo econômico dos custos de compra de energia, no cálculo financeiro da sobrecontratação e na apuração do resultado financeiro no curto prazo¹.

7. Em 13 de março de 2014, foi aberta a terceira fase da AP 78/2011, sendo disponibilizada a Nota Técnica nº 56/2014-SRE/ANEEL, a qual propôs aperfeiçoamento da metodologia de cálculo da sobrecontratação devido ao cenário de exposição ao mercado de curto prazo de algumas distribuidoras de energia elétrica. Como resultado, em 1º de abril de 2014, foi homologada a REN nº 609/2014, alterando a REN nº 255/2007².

8. Em 31 de julho de 2014, foi aberta a quarta fase da AP 78/2011, sendo disponibilizada a Nota Técnica nº 239/2014-SRE/ANEEL, complementada pela Nota Técnica nº 303/2014-SRE/ANEEL, a qual propôs aperfeiçoamento do método de apuração do saldo da CVA, de que trata o Submódulo 4.2 do PRORET, de adaptação do Submódulo 4.3 do PRORET referente à Sobrecontratação de Energia, e de homologação das Regras de Repasse dos Preços de Contratos de Compra de Energia, de que trata o Submódulo 6.1 do PRORET. Como resultado, em 15 de março de 2016, foi homologada a Resolução

¹ Com aplicação a partir de janeiro de 2013, as alterações consistiram em: i) custo econômico da energia calculado pela multiplicação da tarifa média dos contratos vigentes pela energia requerida, líquida do proinfa; ii) montante e preço da sobrecontratação compostos por todos os contratos (fator K vertical), exceto proinfa e geração própria.

² Foi regulamentado o cálculo da previsão do custo de sobrecontratação ou exposição ao mercado de curto prazo, como componente financeiro dos processos tarifários.



P. 3 da Nota Técnica nº 167/2020 – SGT/SRM/ANEEL, de 20/08/2020.

Normativa nº 703/2016, que revogou as resoluções normativas que tratavam do cálculo da CVA e da sobrecontratação e exposição de energia, e aprovou o Módulo 4 e o Submódulo 6.1 do PRORET. Também foi publicado o Despacho nº 652/2016, que tratou do período de vigência das novas regras³.

9. A Resolução Normativa nº 824, de 10 de julho de 2018, estabeleceu os critérios para venda de excedentes (Mecanismo de Venda de Excedentes - MVE) de que trata o parágrafo 13 do artigo 4º da Lei 9.074, de 7 de julho de 1995.

10. Após quatro anos de aplicação da norma vigente, com base na análise dos resultados auferidos e na prática regulatória, foram identificadas oportunidades de aprimoramento de alguns procedimentos e metodologias de cálculo, conforme será apresentado a seguir.

11. Em 18 de junho de 2019, foi instaurada a Audiência Pública nº 25/2019, na modalidade de intercâmbio documental, com duração de 45 dias, no período de 21 de junho a 4 de agosto.

12. Em 08 de outubro de 2019, por meio do Memorando nº 246/2019-SGT/ANEEL, a SGT consultou a Procuradoria acerca da legalidade de algumas propostas discutidas na AP 25/2019, quais sejam definição de uma data base para a atualização da cobertura tarifária e tratamento das competências pagas em atraso na CVA; e consideração dos resultados de risco hidrológico no preço médio dos contratos para fins de cálculo de ajuste de sobrecontratação e de glosa de energia.

13. Em 20 de dezembro de 2019, a Procuradoria Federal encaminhou à SGT, o Parecer nº 00453/2019/PGF/AGU⁴.

14. Em 08 de janeiro de 2020, por meio do Memorando nº 04/2019- SGT/ANEEL, a SGT solicitou esclarecimentos adicionais ao Parecer nº 00453/2019/PGF/AGU⁵, que foram respondidos por meio da Nota nº 00001/2020/PFANEEL/PGF/AGU⁶.

III - DA ANÁLISE

³ Determinou recalcular o saldo da CVA de energia e o repasse da sobrecontratação de energia e exposição MCP a partir das competências de janeiro de 2015, com a finalidade aplicar os seguintes aperfeiçoamentos estabelecidos pelos Submódulos 4.2 e 4.3 do PRORET: “a. Apuração da glosa decorrente de ineficiência na gestão de perdas de energia elétrica e dos ajustes do repasse do resultado financeiro das compras e vendas no MCP em componente específico; b. Exclusão do risco hidrológico para fins de composição do preço de repasse médio dos contratos de compra de energia, exceto para contratos de disponibilidade; e c. Utilização dos montantes contabilizados dos contratos de energia bem como dos resultados do MCP para o saldo da CVA – Compra de Energia e Encargo de Serviços do Sistema.”

⁴ SIC 48516.003951/2019-00

⁵ SIC 48581.000039/2020-00 (VIA 001)

⁶ SIC 48516.000100/2020-00



P. 4 da Nota Técnica nº 167/2020 – SGT/SRM/ANEEL, de 20/08/2020.

III.1 – Audiência Pública nº 25/2019

15. Na AP 25/2019 foram recebidas 60 contribuições de 15 agentes setoriais, dentre os quais: concessionárias de distribuição, conselho de consumidores e outras associações representativas.

16. O Relatório de Análise de Contribuições – RAC, em Anexo, apresenta as respostas a cada uma das contribuições recebidas na AP 25/2019, que foram segregadas em 19 principais temas: encaminhamento periódico de informações pelas distribuidoras; criação de data base para atualização da cobertura tarifária; proposta de alteração da Portaria Interministerial MF/MME nº 25/2002; inadimplência do MCP e inadimplência por desligamento do agente; preço médio dos contratos de compra de energia para fins de cálculo de ajuste de sobrecontratação e ajuste de glosa de energia; apuração dos efeitos do Mecanismo de Venda de Excedente - MVE; dentre outros.

17. A tabela 1 sintetiza o resultado das análises das contribuições da AP 25/2019.

Tabela 1 – Avaliação das contribuições da AP 25/2019.

Assunto	Aceita	Aceita Parcialmente	Já prevista	Não Aceita	Não se aplica	Total de Contribuições
Estruturação do Módulo 4 do PRORET			1			1
CVA ESS			1			1
Encaminhamento periódico de informações	1	1				2
Consideração de competências de energia concatenados ao MCP			2			2
Criação de data base para atualização da cobertura tarifária	1	7		2		10
Retirada de custos	1					1
Cálculo da CVA Rede Básica			1			1
Adequação de fórmula para cálculo da glosa de energia	1		1			2
Cálculo do ajuste de glosa de perdas				1		1
Proposta de alteração da PI 25/2002			2	4		6
Inadimplência do MCP e Inadimplência por Desligamento do agente				3		3



P. 5 da Nota Técnica nº 167/2020 – SGT/SRM/ANEEL, de 20/08/2020.

Assunto	Aceita	Aceita Parcialmente	Já prevista	Não Aceita	Não se aplica	Total de Contribuições
Preço Médio dos Contratos de compra de energia (ajuste de sobrecontratação e de glosa)		3	2	7		12
Apuração dos efeitos do MVE		5		5	1	11
Compensação financeira pelo efeito tarifário decorrente de acordo bilateral				1		1
Outras contribuições				1	1	2
Abrangência e Retroatividade	1					1
Resultado Financeiro das compras e vendas do MCP	1					1
Repasso CCC	1					1
Máximo esforço e involuntariedade					1	1
Total	7	16	10	24	3	60

18. Nos itens a seguir, serão analisados os temas e as propostas de aprimoramento de procedimentos e metodologias apresentados na AP 025/2019 que mais tiveram contribuições, quais sejam: criação de data base para atualização da cobertura tarifária e tratamento das competências pagas em atraso na CVA; proposta de alteração da Portaria Interministerial MF/MME nº 25/2002; preço Médio dos contratos de compra de energia para fins de cálculo de ajuste de sobrecontratação e ajuste de glosa de energia; apuração dos efeitos do Mecanismo de Venda de Excedentes. Além disso, será tratada a vigência das novas disposições dos Submódulos do PRORET.

19. Também serão apresentados como anexos a esta Nota Técnica, Análise de Impacto Regulatório referente ao preço médio dos contratos de compra de energia para fins de cálculo de ajuste de sobrecontratação e ajuste de glosa de energia, as alterações nos textos dos respectivos Submódulos do PRORET, Relatório de Análise de Contribuições e minuta de Resolução Normativa.

Submódulo 4.2 do PRORET

III. 2. Criação de data base para atualização da cobertura tarifária e tratamento das competências pagas em atraso na CVA

20. Na AP nº 25/019, as áreas técnicas propuseram a definição de uma data de referência para



P. 6 da Nota Técnica nº 167/2020 – SGT/SRM/ANEEL, de 20/08/2020.

a cobertura tarifária no cálculo da CVA, de modo a aproximar os conceitos de faturamento e cobertura tarifária, mitigando o descompasso entre o pagamento dos custos e a realização da receita, problema este que vinha sendo levantado por algumas distribuidoras no cálculo da CVA CDE.

21. De acordo com a proposta inicial, para se calcular o saldo de CVA, seria apurado o delta entre a cobertura tarifária e a despesa da competência apenas quando ocorresse o efetivo pagamento. Ou seja, em caso de pagamento em atraso, para aquela competência, o saldo de CVA somente seria apurado posteriormente, evitando-se grandes flutuações tarifárias (retirada da cobertura e inclusão do pagamento em processos tarifários distintos). No entanto, após realizado o pagamento, a cobertura deveria ser atualizada desde o último dia útil da competência da fatura. Trata-se, portanto, da definição de uma data base para a cobertura tarifária diferente da data do pagamento. Somente após o cálculo da diferença entre o somatório das despesas nas datas de pagamento e da cobertura tarifária atualizada desde o último dia útil da competência das despesas até a data do efetivo pagamento, seria calculado o saldo da CVA 5º dia útil.

22. Portanto, a alteração desse aspecto no Submódulo 4.2 do PRORET visava além de mitigar o descompasso entre o pagamento dos itens da Parcela A e seu correspondente faturamento dos consumidores, descrever o tratamento para casos em que a distribuidora realizasse o pagamento de tais custos com atraso.

23. Também se propôs que, caso houvesse parcelamento do pagamento das competências em atraso, fosse priorizada a amortização das competências mais antigas, de modo a priorizar uniformização de procedimento e melhor controle da realização financeira da repactuação da dívida. De modo diverso, a cada parcela paga ocorreria a quitação parcial de cada uma das competências de forma que as competências somente seriam pagas apenas quando do pagamento da última parcela.

24. De forma geral, as contribuições foram no sentido de discordar da proposta tanto para o caso geral (em que as distribuidoras tenham cumprido as obrigações intrasetoriais de pagamento de itens de custo de energia, transporte e encargo sem mora) quanto para o tratamento das competências pagas em atraso. Somente uma concessionária mostrou-se favorável à definição de uma data de referência para a cobertura tarifária, embora tenha sugerido, como referência, o 15º dia útil do mês subsequente à competência.

25. Resumidamente, os argumentos contrários à proposta para o caso geral foram os seguintes:

- a. Inovação metodológica sem previsão na Portaria Interministerial nº 25/2002;
- b. No cálculo tarifário, a receita considerada da distribuidora já seria uma *proxy*;
- c. A proposta não observa a regulamentação comercial disposta na REN 414/2010, em que a data de vencimento da fatura depende tanto da data de leitura (em função de características da



P. 7 da Nota Técnica nº 167/2020 – SGT/SRM/ANEEL, de 20/08/2020.

distribuição espacial dos consumidores daquela área de concessão) quanto da opção de data de vencimento pelo consumidor. Portanto, faltaria consideração dos dias necessários para processamento da leitura, faturamento, entrega e prazo de vencimento das faturas.

- d. Também seria necessária consideração do prazo em que parcela da receita relativa aos descontos tarifários é custeada por reembolsos da CDE (até dois meses e meio após o fim da competência).
- e. A heterogeneidade das concessões devido a características espaciais, de estratificação do mercado e de opção comercial de seus consumidores inviabilizaria a criação de uma data regulatória única para as distribuidoras.

26. Sobre o primeiro ponto, destaca-se que a SGT solicitou posicionamento da Procuradoria, apresentada por meio do Parecer nº 453/2019/PFANEEL/PGF/AGU, em que opinou pela possibilidade de definição de uma data base para a atualização monetária da cobertura tarifária como procedimento geral para a apuração do saldo da CVA, visto que está *“em linha com o art. 4º, da Portaria Interministerial MF/MME nº 25/2002, que trata justamente da competência da ANEEL pela fiscalização e aprovação dos valores contabilizados na CVA para que possa haver o repasse às tarifas das distribuidoras do valor do respectivo saldo de CVA”*. Nesse sentido, a regulação proposta não contraria a PI MF/MME nº25/2002.

27. Por sua vez, o argumento de que no cálculo tarifário, a *“receita da distribuidora”* seria uma *proxy* não inviabiliza a proposta. De fato, sabe-se que, em vários itens no cálculo tarifário tanto de reajuste como de revisão tarifária, a receita regulatória não expressa o faturamento real da distribuidora, visto que é obtido por meio da multiplicação entre tarifas vigentes e mercado faturado, ou seja, não se leva em consideração as diferenças ocorridas no lote de faturamento. Por outro lado, a alteração proposta no cálculo da CVA representaria significativa mitigação do descompasso entre o pagamento dos custos e a realização da receita.

28. Muitas contribuições também apontaram a falta de consideração dos dias necessários para processamento da leitura, faturamento, entrega e prazo de vencimento das faturas, além do prazo em que parcela da receita relativa aos descontos tarifários é custeada por reembolsos da CDE (até dois meses e meio após o fim da competência). E, por fim, alegam o desafio envolvido na determinação de uma data regulatória única para representar a realização da receita de todas as distribuidoras, tendo em vista as particularidades de cada área de concessão. Portanto, após análise das contribuições, a SGT considerou não ser o momento oportuno para a criação de uma data base para a retirada da cobertura para os casos gerais, tendo em vista as especificidades de cada distribuidora e a atual falta de informação disponível para um cálculo mais preciso de cada ciclo de faturamento.

29. Por sua vez, os argumentos contrários à proposta para o caso em que as obrigações setoriais foram cumpridas com mora foram os seguintes:

- a. Não há benefício para as distribuidoras. Representa dupla penalização. O consumidor não é



P. 8 da Nota Técnica nº 167/2020 – SGT/SRM/ANEEL, de 20/08/2020.

diretamente lesado pelo atraso nos pagamentos de itens da Parcela A. A cobertura tarifária, paga pelo consumidor, é plenamente revertida para o pagamento das respectivas obrigações, considerando que todo o principal compõe o saldo devedor da dívida renegociada. A concessionária arca com as devidas penalidades pelo atraso, considerando que as multas e juros são custos exclusivos da distribuidora, não repassados aos itens financeiros da tarifa. Assim, não haveria razão para imputar dupla penalização às concessionárias por aplicar SELIC apenas à cobertura tarifária no cálculo, majorando o valor a ser devolvido à tarifa.

- b. Divergência metodológica da amortização das competências mais antigas. Os termos de repactuações das dívidas referentes a itens da Parcela A são firmados com base no saldo devedor. O saldo devedor dessa repactuação pode ser dividido em número de parcelas superior à quantidade de pagamentos em atraso, resultando em valores diferentes das parcelas originais. Observando contratos de repactuações de itens da parcela A, percebe-se que o valor de cada parcela da dívida é calculado pela repartição uniforme do saldo devedor, sendo essa parcela fixa atualizada mensalmente por Selic. Nesse contexto, a cada parcela paga, ocorre a amortização parcial de cada uma das competências repactuadas. Contrariamente ao que ocorre na repactuação, na metodologia proposta pela ANEEL paga-se sempre uma fração da competência mais antiga.

30. Para os casos de inadimplência, a SGT mantém a proposta inicial de que a retirada da cobertura tarifária seja feita a partir do último dia útil da data da competência do item de custo, de modo a devolver ao consumidor o valor referente ao faturamento de itens da conta de energia que não foram tempestivamente pagos pela concessionária.

31. Conforme já apresentado pela SGT em outras ocasiões, os valores referentes às coberturas constituem capital efetivamente subtraído, na forma de tarifas, da poupança dos consumidores, os quais, portanto, deixaram de usufruir dos benefícios deste por um período. Nesse sentido, os consumidores fazem jus à remuneração pelas coberturas, antecipadas à concessionária e não utilizadas por esta para a devida finalidade na data prevista. Não considerar a devida remuneração das coberturas desembolsadas pelos consumidores seria incentivar a inadimplência das distribuidoras, estimulando-as a utilizarem esse capital para fins diversos da sua previsão, já que o custo de captação de tal recurso seria nulo. Por outro lado, os pagamentos só constituem capital, sobre o qual deve incidir eventual correção, a partir do momento em que houver o desembolso por parte da concessionária.

32. O inadimplemento das distribuidoras gera impactos nos demais segmentos do setor elétrico (geração, transmissão, comercialização, serviços, etc), gerando transtornos e custos aos demais agentes. Portanto, é necessário que a regulamentação do assunto, conforme proposto pela SGT, iniba o represamento ou utilização de recursos em finalidades diversas da qual foram destinados. Eventuais multas e juros cobrados pela CCEE devido ao inadimplemento das obrigações devem ser considerados compensações pelos transtornos causados aos demais agentes do setor elétrico e, por isso, devem ser assumidos exclusivamente pela concessionária, a única responsável pelo inadimplemento, não onerando



P. 9 da Nota Técnica nº 167/2020 – SGT/SRM/ANEEL, de 20/08/2020.

seus consumidores. A proposta da Audiência Pública não apresenta uma penalização adicional à distribuidora inadimplente, apenas está sendo tratada a especificidade do pagamento em atraso de modo a desincentivá-lo. Portanto, não faz sentido a afirmação de algumas distribuidoras de “dupla penalização”.

33. E, por fim, sobre a proposição inicial da SGT de amortização de competências mais antigas (“*Caso haja parcelamento para pagamento de competências pagas em atraso, será considerado que os pagamentos já efetuados tenham sido realizados de modo a amortizar primeiramente as competências mais antigas*”), sugerimos acatar a contribuição, por meio da retirada desse dispositivo do PRORET de modo que a metodologia de cálculo possa ocorrer de acordo com os termos de repactuação aprovados.

III. 3. Proposta de alteração da Portaria Interministerial MF/MME nº 25/2002

34. Por meio da Nota Técnica nº 73/2019-SGT/SRM/ANEEL, a SGT avaliou o pleito da Associação Brasileira de Distribuição de Energia Elétrica – ABRADDEE de adequação da Portaria Interministerial nº 25/2002 para reconhecer custos financeiros adicionais incorridos pelas distribuidoras, nos termos a seguir:

“Art 3º- A – Será considerado, para fins dos cálculos de remuneração financeira tratados nos artigos 2º e 3º, o multiplicador 1,11 sobre a taxa SELIC, quando o saldo da CVA estiver na condição devedora à concessionária de distribuição de energia elétrica”.

35. A ABRADDEE argumentou que a partir de 2012, a CVA não tem cumprido adequadamente seu fim de neutralizar os impactos econômicos da variação dos itens da Parcela A, tendo em vista sua desproporcionalidade, passando a comprometer, inclusive, a capacidade de investimento das distribuidoras, bem como a própria adimplência intrassetorial.

36. Na referida Nota Técnica, solicitou-se que a ABRADDEE oferecesse, durante o período de contribuições da Audiência Pública, melhor detalhamento de sua proposta bem como avaliasse pertinência de se majorar a Selic apenas no caso de valores positivos de CVA em prejuízo dos consumidores, o que foi feito por meio de sua contribuição à AP 25/2019, conforme se transcreve a seguir:

“Na avaliação da ANEEL, a proposta da ABRADDEE criaria “assimetria na atualização dos valores da CVA, visto que os consumidores não se beneficiariam do multiplicador de 1,11 quando o saldo estivesse a seu favor”. Solicita a Agência um melhor detalhamento da proposta pela ABRADDEE, bem como avaliação da pertinência de se majorar a Selic apenas no caso de valores positivos de CVA.

Inicialmente a ABRADDEE reconhece os aprimoramentos incorporados pela Agência nos adicionais e nas regras de acionamento das bandeiras tarifárias, mencionados na Nota Técnica 73, buscando o equilíbrio financeiro especialmente com os custos do MCP decorrentes do risco hidrológico dos contratos regulados imputado às distribuidoras. Porém, cabe ressaltar que, mesmo



P. 10 da Nota Técnica nº 167/2020 – SGT/SRM/ANEEL, de 20/08/2020.

com o Sistema de Bandeiras Tarifárias, o resíduo do descompasso financeiro deixado para a CVA ainda é desproporcional às finanças das distribuidoras.

Em relação à proposta de aprimoramento apresentada pela ABRADÉE, o racional, de fato, é o reconhecimento da assimetria dos custos financeiros incorridos pelas distribuidoras entre as posições credoras e devedoras da CVA, assim como para qualquer outra pessoa física ou jurídica. Apenas as instituições financeiras têm a assimetria em condição favorável aos seus resultados econômicos.

Como mencionado, a própria Aneel reconhece que há um spread sobre o custo financeiro da Selic, conforme consta o Apêndice III dos Contratos de Concessão prorrogados que considera, para fins de aferição dos parâmetros mínimos de sustentabilidade econômica e financeira, que a dívida líquida tem um custo médio de 1,11 vezes a taxa Selic.

Adicionalmente, no submódulo 2.9 do PRORET, aprovado pela REN 791/2017, que regulamenta a admissibilidade dos pedidos de revisão tarifária extraordinária das distribuidoras, a ANEEL reconhece que há limite de captação das distribuidoras com dilatação desse spread de risco de curto prazo relacionado aos desvios dos custos da Parcela A, chegando a 1,4 vezes a taxa Selic. A partir desse patamar, se faz necessário acionar esse mecanismo de ajuste nominal das tarifas, conforme Nota Técnica nº 187/2017–SRM- SGT/ANEEL. Também as evidências empíricas dessa assimetria estão apresentadas em estudos contratados pela Abradee e pelo Instituto ABRADÉE da Energia.

Como visto, a necessidade foi exposta e a oportunidade se qualifica pelo momento (i) de baixa taxa da Selic; (ii) de modernização dos mecanismos privados de financiamento, pois a CVA poderá ser adquirida por instituições financeiras, retirando a pressão sobre o caixa das distribuidoras; e conseqüentemente (iii) de mitigação de pleitos de revisão tarifária extraordinária, regulamentados pela REN 791/2017 da ANEEL.

Por fim, a despeito dos argumentos apresentados, ainda que a ANEEL entenda que o fator 1,11 Selic deva ser aplicado sobre o saldo da CVA independentemente da posição credora ou devedora, seria oportuno que a regulamentação do art. 19 da Lei nº 12.783/2013, que visa excluir os efeitos da variação cambial da tarifa de repasse de potência da UHE Itaipu, seja encaminhada pela Agência.

Isto porque, apesar na neutralidade econômica dada pela CVA, há impacto no capital de giro das distribuidoras, repercutindo nos planos de investimentos e nos compromissos financeiros programados dessas concessionárias, além de custos de remuneração financeira que posteriormente repercutirão nas tarifas dos consumidores finais”.

37. Conforme exposto, a ABRADÉE reafirmou seu pleito de se majorar a Selic apenas no caso de valores positivos de CVA, tendo em vista a alegada assimetria dos custos financeiros incorridos pelas distribuidoras entre as posições credoras e devedoras da CVA. Além disso, reiterou que a própria ANEEL reconheceu “um *spread* sobre o custo financeiro da Selic”, tanto no Apêndice III dos Contratos de Concessão prorrogados quanto no Submódulo 2.9 do PRORET. Em suma, a ABRADÉE não apresentou argumentos adicionais aos apresentados em seu pleito inicial para reconhecimento de custos financeiros adicionais incorridos pelas distribuidoras no cálculo da CVA.



P. 11 da Nota Técnica nº 167/2020 – SGT/SRM/ANEEL, de 20/08/2020.

38. Destaca-se que os fatores multiplicativos inclusos nos Contratos de Concessão e no Submódulo 2.9 do PRORET cumprem objetivos distintos à remuneração financeira aplicada ao saldo de CVA.

39. O Anexo III do novo modelo de Contrato de Concessão⁷ de distribuição de energia elétrica definiu os parâmetros mínimos de sustentabilidade econômica e financeira, por meio de uma inequação, a serem cumpridos pelas concessionárias de distribuição. Em síntese, a empresa apresenta condição de sustentabilidade mínima se a geração operacional de caixa⁸ for suficiente para custear investimentos de reposição⁹ e juros da dívida¹⁰.

40. A Superintendência de Fiscalização Econômica e Financeira - SFF apurou, em setembro de 2014, a taxa média de juros de 111% do CDI para o segmento de distribuição para as captações indexadas ao CDI¹¹. Nesta metodologia, considerou-se a Selic que recorrentemente é a referência de custo do CDI.

41. Nesse sentido, o parâmetro 1,11 x SELIC seria uma aproximação aos juros anuais da dívida de uma distribuidora e não propriamente o custo de captação de recursos para custeio do descasamento entre custos e cobertura tarifária de itens de Parcela A.

42. O Submódulo 2.9 do PRORET, por sua vez, estabeleceu procedimentos e critérios de admissibilidade de pedidos de Revisão Tarifária Extraordinária- RTE das concessionárias de distribuição. Um dos requisitos descritos é a evidência de desequilíbrio econômico-financeiro, como quando a remuneração regulatória do capital é inferior ao somatório do custo da dívida de longo e curto prazo¹². A

⁷ Correspondente às concessões prorrogadas nos termos do Decreto nº 8.461/2015 ou que assinaram termo aditivo nos termos do Despacho nº 2.194/2016

⁸ Lucros antes de juros, impostos, depreciação e amortização (LAJIDA) ajustado por eventos não recorrentes

⁹ Quota de Reintegração Regulatória (QRR)

¹⁰ Os juros da dívida são definidos como a dívida líquida multiplicada por 1,11 vezes a taxa SELIC. A Dívida Líquida, por sua vez, corresponde aos empréstimos, financiamentos e debêntures adicionados de passivos setoriais e tributários em atraso e renegociados, déficit atuarial, mútuos passivos com partes relacionadas, derivativos a pagar, passivos regulatórios e suprimento e compra de Energia elétrica para revenda de curto prazo, deduzida dos ativos financeiros, compostos pelo somatório de Caixa e Equivalentes de Caixa, Investimentos Temporários, Derivativos a Receber, Ativos Regulatórios e Créditos a Receber do Fundo da CDE

¹¹ Nota Técnica nº 0175/2015-SCT-SFE-SFF-SRD-SEM/ANEEL, de 8 de junho de 2015.

¹² $RC_{Reg} \leq (Dívida_{Reg} + G_{EXT}) \times 1,11 \times SELIC + D_{PA} \times 1,40 \times SELIC$

Sendo que:

RC_{Reg} : é o resultado da tarifa de Fio B vigente relativa à Remuneração do Capital (RC) regulatória aplicada ao mercado faturado dos 12 meses anteriores à data do pleito. A Remuneração do Capital regulatória inclui 33,56% do CAIMI;

$Dívida_{Reg}$: é a participação regulatória do capital de terceiros multiplicada pela soma da Base de Remuneração Líquida (BRL) e da Base de Anuidade Regulatória Líquida (BARL) da última revisão tarifária, atualizada pelo IPCA até o 13º mês anterior à data do pleito. A $Dívida_{Reg}$ deve ser ajustada pelo efeito das Obrigações Especiais e saldo da RGR;



P. 12 da Nota Técnica nº 167/2020 – SGT/SRM/ANEEL, de 20/08/2020.

dívida de curto prazo refere-se ao desequilíbrio da Parcela A medido pelo descasamento de Parcela A já incluso no último processo tarifário e ainda não amortizado (financeiro em amortização) somado ao financeiro que se formou desde o último processo tarifário (financeiro em constituição).

43. De fato, na metodologia de RTE reconheceu-se que o custo de captação para enfrentar desequilíbrios de Parcela A pudesse ser maior em momentos de estresse do mercado de capitais com um fator k adicional. Por outro lado, o objetivo do regulamento foi apresentar indicadores de casos extremos que indicassem a necessidade de realização de processo não ordinário de mudança tarifária.

44. De forma geral, as contribuições para esse tema podem ser reunidas em dois grupos. Os conselhos e associações de consumidores concordaram com o posicionamento da Aneel de que a solução definitiva para a questão não é onerar os consumidores cativos, mas equacionar questões estruturais do setor, por meio do aprimoramento dos mecanismos de previsão dos custos da Parcela A e das bandeiras tarifárias, ao invés da alteração da remuneração do saldo da CVA. Essas contribuições apontam ainda que a proposta da ABRADÉE trata de forma assimétrica consumidores e distribuidoras, sem análise do custo de oportunidade do capital para o consumidor.

45. Por outro lado, outras contribuições reiteraram o posicionamento da ABRADÉE de que a alteração no cálculo da CVA deveria expressar o reconhecimento da assimetria dos custos financeiros incorridos pelas distribuidoras entre as posições credoras e devedoras da CVA, - assim como ocorreria para qualquer pessoa física ou jurídica, pois as remunerações são diferenciadas nas duas situações, - mas reconheceram que mesmo que a correção de $1,11 \times SELIC$ fosse feita tanto para valores positivos como negativos, já representaria um avanço em relação à situação regulatória atual. De forma geral, sugerem que o fator seja aplicado no saldo líquido do mês de competência, após abater possíveis efeitos positivos que viesse a minorar a exposição financeira.

46. Houve também contribuição que sugeriu taxa de remuneração variável entre 11% e 40% acima da SELIC para CVAs positivas. Outra, ainda, apontou a existência de problema regulatório relacionado à possível incapacidade de a CVA neutralizar o impacto econômico e financeiro incidente nas distribuidoras no contexto atual em que a SELIC está abaixo do valor do Custo de Capital Ponderado (*Weighted Average Cost of Capital – WACC*) da atividade de distribuição. Desse modo, expôs que o multiplicador proposto deveria ser avaliado e comparado com alternativas de solução para o problema apontado, como a consideração do valor máximo entre a SELIC e o WACC real depois de impostos,

GEXT: Gasto Extraordinário de Parcela B;

SELIC: taxa média anual, resultante de fator diário acumulado nos últimos 252 dias úteis anteriores ao último dia do mês anterior à data do pleito; e

DPA: Desequilíbrio de Parcela A.



P. 13 da Nota Técnica nº 167/2020 – SGT/SRM/ANEEL, de 20/08/2020.

utilizado pela Agência como referência para a taxa regulatória de remuneração da atividade de distribuição.

47. Discordamos dessa última proposta, tendo em vista que o suposto problema regulatório estaria relacionado à incapacidade da CVA de neutralizar o impacto econômico e financeiro nas distribuidoras pelos descasamentos entre custos e cobertura tarifária de itens da Parcela A. Nesse sentido, a taxa de remuneração da CVA deveria se aproximar à taxa de captação de recursos e não à taxa regulatória de remuneração da atividade de distribuição. O custo médio ponderado de capital (*Weighted Average Cost of Capital – WACC*) deve refletir o retorno que o investidor exige, ou espera ter, para, em vez de ter liquidez corrente ou aportar recursos em ativo livre de risco, aportá-los no segmento de distribuição de energia elétrica brasileiro. A taxa de remuneração deve, pois, (i) compensar o custo de oportunidade dos recursos e (ii) ser compatível com o risco associado ao empreendimento ao qual o investimento será alocado. Portanto, a remuneração do capital investido estaria relacionada à Base de Remuneração Regulatória Líquida (montantes investidos pela concessionária ainda não depreciados) e não à Parcela A. A Parcela A envolve custos relacionados a itens que a distribuidora não tem gestão completa e por isso esses valores são repassados para os consumidores, não se relacionando aos investimentos propriamente ditos da distribuidora.

48. Portanto, após a análise das contribuições à AP 25/2019, a área técnica corrobora a proposta de manutenção da taxa de remuneração da CVA, conforme disposto atualmente na PI MF/MME nº25/2002. Em suma, a regulação deve buscar, prioritariamente, aprimorar a criação de mecanismos que impeçam a formação de descasamentos entre a cobertura tarifária e custos.

Submódulo 4.2 e 4.3 do PRORET

III. 4. Preço Médio dos contratos de compra de energia para fins de cálculo de ajuste de sobrecontratação e ajuste de glosa de energia

49. Com a homologação da 1ª versão do Submódulo 4.3 dos Procedimentos de Regulação Tarifária – PRORET, a partir de 2015, os efeitos do risco hidrológico das cotas de CCGF, de Itaipu e das Usinas Repactuadas passaram a ser desconsiderados na apuração dos custos de aquisição de energia acima do limite de 105% da carga regulatória, garantindo assim o repasse integral às tarifas. Isto porque, conforme o referido Submódulo, utiliza-se para o cálculo do resultado do Mercado de Curto Prazo – MCP o mesmo preço apurado para fins de apuração da glosa de energia (quando a perda real é acima da regulatória).

50. Cabe aqui lembrar os motivos que levaram à retirada dos custos de risco hidrológico da apuração da glosa de energia, os quais foram expostos na Nota Técnica nº 39/2016-SGT/ANEEL relativa ao fechamento da 4ª fase da AP 78/2011:



P. 14 da Nota Técnica nº 167/2020 – SGT/SRM/ANEEL, de 20/08/2020.

(...) por se tratar de custos atribuídos de forma compulsória às distribuidoras, que possuem tratamentos diferenciados (cobertura via Conta Bandeiras), e que podem tomar dimensão significativa, entende-se que os riscos hidrológicos não devem ser considerados na valoração da glosa de energia, garantindo assim o repasse integral às tarifas dos consumidores.

(...)

Adicionalmente, a retirada dos riscos hidrológicos da valoração da glosa, assim como a retirada das compras de energia no MCP, torna o sinal econômico de combate a perdas mais estável ao longo do tempo e harmoniza o procedimento utilizado para a valoração das perdas com aquele adotado no reajuste econômico.

Além disso, a eliminação dos riscos hidrológicos na valoração da glosa de energia torna o preço médio mensal dos contratos mais flat, trazendo maior estabilidade também nos resultados daquelas distribuidoras que possuem um perfil sazonal de perdas.

51. Desta forma, a retirada do risco hidrológico na valoração da glosa de energia buscou dar um sinal mais estável ao combate às perdas, ao mesmo tempo em que buscou evitar que as distribuidoras arcassem com custos que poderiam tomar dimensão significativa.

52. Por outro lado, os efeitos do risco hidrológico e da energia secundária fazem parte do custo de aquisição de energia elétrica e, portanto, entende-se que o incentivo regulatório de combate às perdas possa ser aprimorado, ao incluir no cálculo do preço médio dos contratos de compra de energia os efeitos do risco hidrológico das cotas de CCGF, de Itaipu e das Usinas Repactuadas.

53. O art 1º § 5º da Lei nº 12.783/2013 assegura que os riscos hidrológicos serão assumidos pelas distribuidoras, com direito de repasse à tarifa do consumidor final. Destaca-se que o repasse pode não ser integral de modo a restringir o repasse de custo de compra de energia eficiente ao consumidor.

54. Do mesmo modo, a desconsideração desses efeitos para a apuração dos resultados do MCP tem gerado distorções, conforme exposição a seguir.

55. No processo de homologação dos montantes de exposição e sobrecontratação involuntária dos agentes de distribuição para o ano de 2016, verificou-se que diversas empresas pleitearam que os montantes de sobrecontratação fossem considerados como "involuntários", alegando que foram utilizados todos os mecanismos disponíveis para que o montante contratado total permanecesse dentro do limite de 5%.

56. Diferentemente, durante o ano de 2017, muitas empresas que estavam sobrecontratadas acima de 105% do mercado regulatório em 2016, ao invés de procurarem descontratar energia pelos mecanismos criados, adquiriram ainda mais energia, destacadamente pelo mecanismo de MCSD de Energia Nova. Um dos fatores que motivaram esta mudança de comportamento foi a própria variação do



P. 15 da Nota Técnica nº 167/2020 – SGT/SRM/ANEEL, de 20/08/2020.

preço de liquidação das diferenças (PLD), que em 2017 foi bastante superior ao de 2016.

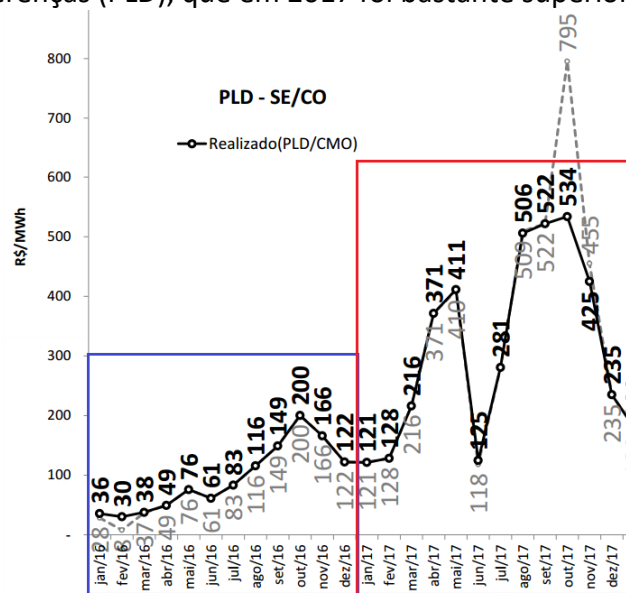


Gráfico 1: Valores do PLD no Submercado SE/CO nos anos de 2016 e 2017.

57. Portanto, verificamos que a atual regra de comercialização de energia aliada à metodologia de repasse dos custos da sobrecontratação de energia às tarifas não está fornecendo o incentivo regulatório adequado, resultando empresas com altos níveis de contratação, desviando o foco das empresas das atividades fins e assumindo riscos na gestão de energia. Como exemplo, pode-se observar, no quadro abaixo, o aumento do nível de sobrecontratação, sobre o mercado real, de 2016 para 2017 de algumas distribuidoras.

Tabela 2: Nível de Sobrecontratação de Energia.

	2016	2017
CAIUÁ	11%	18%
CEMIG	4%	8%
CEPISA	5%	10%
CJE	7%	11%
CNEE	14%	15%
COELBA	5%	7%
COELCE	10%	13%
DMEPC	25%	35%
EDEVP	17%	21%
ESCELSA	7%	9%

58. Ademais, ao definirmos que o risco hidrológico não faz parte do preço da energia liquidada no MCP, gera-se uma distorção à medida em que todo o risco é imputado ao consumidor, ficando a distribuidora com o resultado no MCP em que parte do custo da energia acima do 105% da carga regulatória não é a ela atribuída.



P. 16 da Nota Técnica nº 167/2020 – SGT/SRM/ANEEL, de 20/08/2020.

59. Por exemplo, em 2017 ocorreu esse movimento por parte de algumas distribuidoras buscando uma sobrecontratação voluntária acima de 105%, dado os valores elevados de PLD. Por outro lado, nesse mesmo ano também pôde ser verificado que para o mesmo período o consumidor arcou integralmente com os custos de risco hidrológico de Itaipu, das cotas de garantia física e das usinas repactuadas nos termos da Lei nº 12.203/2015, dado que o GSF médio para o ano de 2017 foi de 79,4%. Assim, o consumidor arcou com R\$ 18 bilhões no ano de 2017, dado a geração das referidas usinas inferior à garantia física.

60. Pela regra vigente, algumas distribuidoras poderão lucrar no mercado de curto prazo com a liquidação dos montantes contratuais, sendo que para mantê-los, os consumidores arcarão com os custos de aquisição da energia no MCP quando a geração foi inferior à garantia física. Assim, entende-se como inadequado o repasse dos lucros da liquidação da sobra de energia no MCP às distribuidoras, sem que parte do risco hidrológico seja atribuído à sobrecontratação.

61. Com base nesse entendimento, foi proposto na Nota Técnica nº 73/2019- SGT/SRM/ANEEL que no cálculo do preço médio de compra de energia para apuração dos resultados do mercado de curto prazo e de ajuste de glosa fossem considerados os efeitos do risco hidrológico e da energia secundária associados à contratação de Itaipu Binacional, das cotas de garantia física de energia definidos para as usinas hidrelétricas cujas concessões foram prorrogadas nos termos da Lei nº 12.783/2013 e das usinas repactuadas nos termos da Lei nº 13.203/2015.

62. As contribuições recebidas foram heterogêneas, ao passo que as concessionárias alegaram a ilegalidade e inviabilidade da proposta da AP 25/2019, associações e conselhos de consumidores se posicionaram a favor da inclusão dos efeitos do risco hidrológico e da energia secundária na precificação da energia.

63. As distribuidoras, de forma geral, apresentaram como argumentos o fato de que a Distribuidora não tem gestão sobre o volume contratado sujeito ao risco hidrológico e que não haveria vinculação do repasse final desses riscos hidrológicos aos consumidores com o nível de sobrecontratação das distribuidoras. As áreas técnicas discordam da argumentação apresentada. O fato de a distribuidora não ter gerência sobre o volume contratado sujeito ao risco hidrológico não significa que os impactos decorrentes do risco hidrológico devam ser desconsiderados do preço médio de energia, dado que são custos de compra de energia elétrica. A alteração regulatória visa melhorar a precificação do custo de energia elétrica a ser incluída nas estratégias de compra de energia da concessionária. Para se definir que haja um “lucro”/“prejuízo” no mercado de curto prazo, na parcela relativa ao risco da distribuidora (acima do limite de 105% da carga, considerando a involuntariedade) devem ser considerados todos os custos com a compra de energia, inclusive aquele relacionado ao risco hidrológico.

64. Também houve contribuições que opinaram pela ilegalidade da proposta. Sobre esse ponto, destaca-se que a legalidade da alteração do cálculo proposto do preço médio dos contratos de



P. 17 da Nota Técnica nº 167/2020 – SGT/SRM/ANEEL, de 20/08/2020.

compra de energia para fins de cálculo de ajuste de sobrecontratação e ajuste de glosa de energia foi ratificada por meio do Parecer nº 00453/2019/PFANEEL/PGF/AGU.

65. Sobre a inclusão dos efeitos do risco hidrológico no caso específico do preço de energia para fins de cálculo do ajuste de glosa de energia, houve contribuição de que a Aneel teria deixado de apresentar evidências de que os incentivos regulatórios para a redução de perdas seriam aprimorados por meio da nossa proposta, teria faltado a apresentação e detalhamento de um problema regulatório a ser solucionado ou mitigado e, portanto, não haveria fundamento conceitual para a inclusão do risco hidrológico no preço médio para o cálculo da glosa de perdas.

66. Relembramos que nos processos tarifários, em consonância com a regra definida nos contratos de concessão de distribuição, é concedida cobertura tarifária para fazer frente aos custos de compra de energia para o atendimento ao mercado regulatório da distribuidora, observados os limites regulatórios de perdas de energia.

67. Nesse sentido, caso o nível realizado de perdas seja superior ao nível regulatório, haverá um custo de compra de energia não arcado pelas tarifas homologadas. Por sua vez, na apuração do saldo da CVA, para as empresas cuja perda real é superior à perda regulatória, é calculado o ajuste da glosa de energia, de modo que não haja repasse da diferença entre o preço real dos contratos de compra de energia e a tarifa média de energia concedida nos processos tarifários ao consumidor aplicado ao montante em que o nível real de perdas supere o nível regulatório. O cálculo do ajuste de glosa de energia assegura que o montante de perda real de energia acima da perda regulatória onere somente as concessionárias de distribuição. Para essas empresas, na metodologia vigente, a glosa de energia é valorada pelo preço médio realizado dos contratos de compra de energia, excluindo os custos com o risco hidrológico.

68. Nesse sentido, a parte mais significativa do incentivo regulatório de perdas está no cálculo econômico da compra de energia, por meio do percentual de perdas regulatório definido no processo de revisão tarifária da distribuidora. Por outro lado, na apuração do saldo da CVA, a partir do cálculo do ajuste de glosa de energia, a glosa de energia (montante de energia do mercado real que supera o mercado regulatório) é precificada ao preço médio realizado dos contratos de compra de energia. Nesse sentido, a proposta apresentada na AP 25/2019 de se incluir o risco hidrológico na precificação dos contratos de compra de energia para fins de ajuste de glosa visa não repassar ao consumidor o custo do risco hidrológico relativo ao montante de glosa de energia. A proposta visa à alocação justa do custo do risco hidrológico. A inclusão dos efeitos do risco hidrológico acentua o sinal regulatório para redução do nível de perdas.

69. No AIR anexo a essa Nota Técnica, incluímos análise sobre o impacto dos efeitos da proposta no ajuste de glosa de energia para as empresas que apresentam nível ineficiente de perdas reais.

70. Desta forma, mantém-se o entendimento de que a inclusão dos efeitos do risco hidrológico



P. 18 da Nota Técnica nº 167/2020 – SGT/SRM/ANEEL, de 20/08/2020.

e da energia secundária na valoração da glosa de energia e da sobrecontratação de energia voluntária é apropriada na medida em que fazem parte do custo de aquisição de energia elétrica e a medida contribui para o aperfeiçoamento do sinal regulatório.

Submódulo 4.3 do PRORET

III. 5. Apuração dos efeitos do Mecanismo de Venda de Excedentes

71. A Lei nº 13.360, de 17 de novembro de 2016, incluiu o § 13 no art. 4º da Lei nº 9.074, de 7 de julho de 1995, estabelecendo que as concessionárias de distribuição de energia podem, conforme regulação da Aneel, negociar com consumidores contratos de venda de energia elétrica lastreados no excesso de energia contratada para atendimento à totalidade do mercado.

72. A REN nº 824/2018 regulamentou o § 13 do art. 4º da Lei nº 9.074/1995, definindo os critérios para a realização do Mecanismo de Venda de Excedentes de Energia Elétrica – MVE, pelo qual as distribuidoras podem vender seu excedente de energia a consumidores livres, agentes concessionários, permissionários e autorizados de geração, a comercializadores e a agentes de autoprodução.

73. Especificamente em relação ao repasse tarifário dos resultados financeiros da venda de energia no MVE, a referida REN nº 824/2018 definiu em seu art. 5º que:

I - O efeito das vendas de excedentes será refletido no processo de reajuste ou revisão tarifária da distribuidora subsequente à contabilização dos respectivos contratos na CCEE e ao encerramento da contabilização do ano civil, conforme metodologia de cálculo a ser definida no Módulo 4 do Proret;

II - As vendas de montantes referentes aos cento e cinco por cento em relação ao mercado regulatório da distribuidora, ou à sua sobrecontratação involuntária, terão 50% de seus efeitos compartilhados em caso de benefício financeiro ou 100% repassados à distribuidora em caso de prejuízo;

§ 1º O benefício financeiro de que trata o inciso II consiste na diferença, caso positiva, entre o valor da venda de excedente e o PLD médio do submercado no período da venda.

§ 2º O prejuízo de que trata o inciso II consiste na diferença, caso negativa, entre o valor da venda de excedente e o PLD médio do submercado no período da venda.

III - As vendas de montantes referentes à sobrecontratação voluntária terão seus efeitos, benefício ou prejuízo, integralmente atribuídos à distribuidora.

74. Assim, o que se depreende do comando estabelecido no art. 5º da REN nº 824/2018 é que a venda de energia no MVE pela distribuidora deve deixar o consumidor em uma situação financeira igual ou melhor caso não houvesse a venda. Isto porque, caso a distribuidora venda no MVE parte da



P. 19 da Nota Técnica nº 167/2020 – SGT/SRM/ANEEL, de 20/08/2020.

sobrecontratação involuntária e isso resulte em prejuízo financeiro, tendo como parâmetro o valor do PLD em que a energia seria liquidada, a distribuidora deve ressarcir o consumidor. Por outro lado, se a venda no MVE de parcela de sobrecontratação do consumidor gerar um lucro, haverá o compartilhamento entre consumidor e distribuidora na razão de 50%.

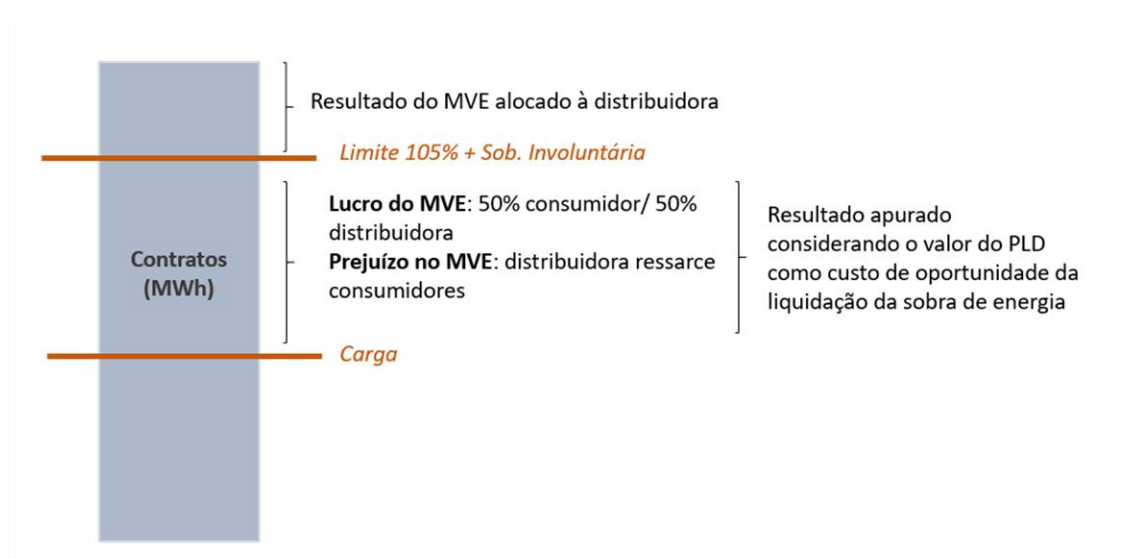


Figura 1 – Critérios gerais de apuração dos resultados do MVE estabelecidos na REN nº 824/2018

75. Nesse sentido, a Nota Técnica nº 73/2019-SGT/SRM/ANEEL, juntamente com a minuta do Submódulo 4.3 do PRORET, submetidos à Audiência Pública 25/2019, propuseram as regras de repasse dos resultados financeiros do MVE, tendo como premissa básica a situação de neutralidade do consumidor. De forma resumida, foram propostos os seguintes procedimentos:

- Etapa 1: A receita auferida com a venda de energia no MVE pela distribuidora é considerada na apuração da CVA. Em contrapartida, o resultado mensal apurado no MCP observará uma liquidação de energia a menor, visto que a distribuidora possuirá menor disponibilidade de energia para venda no curto prazo após sua participação no MVE.
- Etapa 2: Com o fechamento do ano civil e a publicação do despacho da sobrecontratação/exposição involuntária, é apurado ajuste anual do resultado do MCP, com os seguintes componentes:
 - a. *AJ_MVE_Distribuidora*: ajuste financeiro dos montantes de MVE atribuídos à parcela voluntária de sobrecontratação, sendo obtido pela diferença entre o preço médio dos contratos e o preço de venda do MVE;
 - b. *AJ_MVE_Consumidor*: ajuste financeiro da venda de energia no MVE até o limite da sobrecontratação atribuída ao consumidor, de forma a garantir ao consumidor a



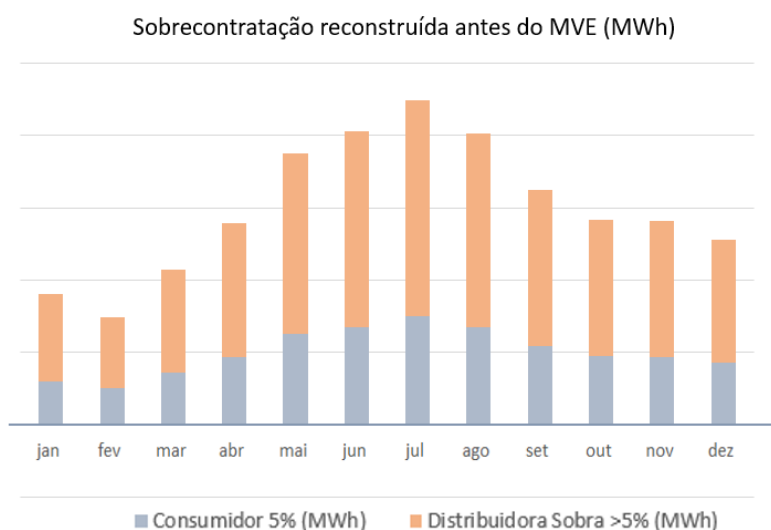
P. 20 da Nota Técnica nº 167/2020 – SGT/SRM/ANEEL, de 20/08/2020.

situação de neutralidade, devolvendo assim a diferença entre o preço de venda do MVE e o valor do PLD; e

- c. *AJ_MVE_Compartilhamento*: ajuste financeiro para o compartilhamento entre consumidor e distribuidora do lucro da venda de energia no MVE associado à energia até o limite da sobrecontratação do consumidor.

76. Na apuração dos componentes de ajustes da Etapa 2, foi proposto na AP 25/2019 a reconstrução dos resultados de liquidação de energia do MCP caso não houvesse sido realizada a venda de energia no MVE. Desta forma, os resultados financeiros obtidos com a venda no MVE poderiam ser comparados com a situação original, garantindo assim a neutralidade do consumidor. A figura a seguir exemplifica como o procedimento foi proposto.

Passo 1: Reconstrução da liquidação de energia no MCP



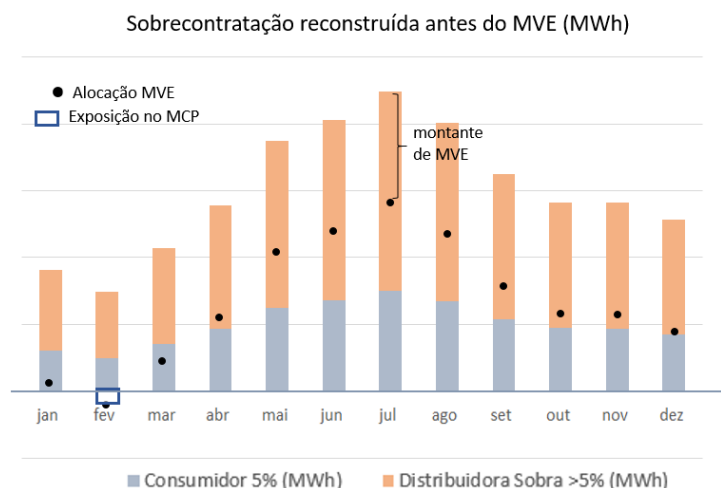
- *Os montantes de energia vendidos pela distribuidora no MVE são adicionados nas compras e vendas do MCP.*
- *Após a reconstrução da compra e venda antes do MVE, proporcionaliza-se mensalmente os montantes de sobrecontratação entre consumidor e distribuidora.*

No exemplo, temos um nível de sobrecontratação de 15%, sendo 5% do consumidor (parcela azul) e 10% da distribuidora (parcela laranja).



P. 21 da Nota Técnica nº 167/2020 – SGT/SRM/ANEEL, de 20/08/2020.

Passo 2: Verificação da alocação do MVE entre distribuidora e consumidor



- Verifica-se então a alocação da energia vendida no MVE, alocando prioritariamente na sobrecontratação mensal da distribuidora.
- Na figura, alocação é realizada de cima para baixo.

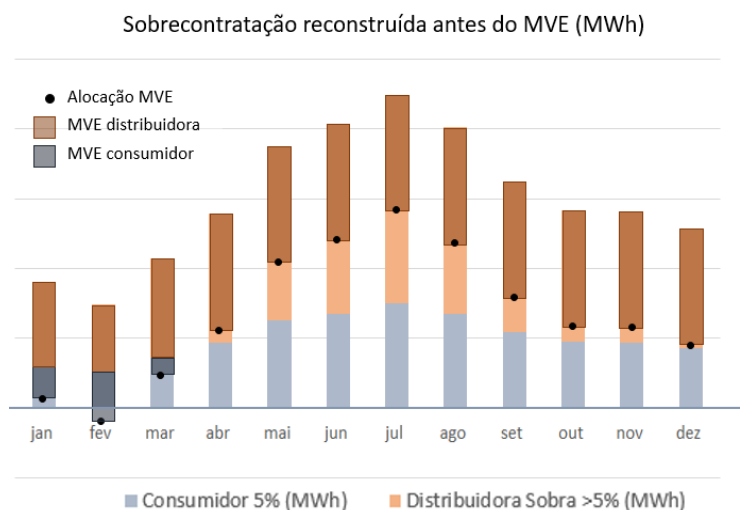
No exemplo temos uma venda de energia no MVE de 8% de sobrecontratação anual.

Nos meses de janeiro à março, parte do MVE é alocado à sobrecontratação do consumidor.

Já no mês de fevereiro, a venda de energia causou uma exposição no MCP.



Passo 3: Apuração dos resultados financeiros do MVE



- Após a alocação da energia do MVE na parcela do consumidor e da distribuidora, apuram-se as parcelas de ajuste financeiro.
- Para o MVE da distribuidora, a diferença entre o preço do MVE e Pmix é repassado à distribuidora.
- Para o MVE do consumidor, garante-se a neutralidade em relação ao custo de oportunidade que se dá pelo valor mensal do PLD. Por outro lado, se o preço do MVE for maior que o PLD, o lucro é rateado entre distribuidora e consumidor

Note que a exposição causada pela venda de MVE no mês de fevereiro é coberto pela neutralidade do MVE.

Figura 2 – Procedimento proposto na AP 25/2019 para a apuração dos resultados financeiros do MVE

77. No Passo 1 da Figura acima, temos a reconstrução do resultado de compra e venda antes da realização do MVE. No exemplo dado, temos um nível de sobrecontratação de 15%, sendo 5% do consumidor e 10% da distribuidora. Note que mensalmente, 1/3 da sobrecontratação mensal é alocada



P. 22 da Nota Técnica nº 167/2020 – SGT/SRM/ANEEL, de 20/08/2020.

ao consumidor e 2/3 da sobrecontratação mensal é alocada à distribuidora. Como resultado financeiro da venda de energia no MCP é dado mensalmente pelo valor do PLD e do preço médio dos contratos, a proporcionalização mensal da sobrecontratação em MWh entre consumidor e distribuidora garante que ambos tenham a respectiva proporção do resultado financeiro.

78. Feita essa reconstrução do nível de sobrecontratação anterior ao MVE, verifica-se no Passo 2 se o montante mensal vendido no MVE se refere à parcela do consumidor ou à parcela da distribuidora. A alocação do MVE se dá de cima para baixo, pois o MVE é prioritariamente alocado à distribuidora conforme REN nº 824/2018. Na figura 2, toda área acima da alocação do MVE se refere à energia comercializada no MVE. Assim no Passo 3 da Figura acima pode-se observar a parcela do MVE alocado à distribuidora (laranja mais escuro) e a parcela do consumidor (azul mais escuro).

79. É importante observar que na metodologia proposta na AP 25/2019 o consumidor fica neutro à realização do MVE, sendo garantido a ele o mesmo resultado financeiro no MCP caso não houvesse venda no MVE. Na parcela de MVE do consumidor, compara-se o preço mensal do MVE com o PLD. Se o preço do MVE for mais baixo que o PLD, a distribuidora ressarce o consumidor. Por outro lado, se o preço no MVE for mais alto que o PLD, há uma repartição do lucro de 50% para a distribuidora e 50% para o consumidor.

80. Destaca-se que, no exemplo, há uma exposição no MCP no mês de fevereiro causada pela venda de energia no MVE. Pelo procedimento proposto, o consumidor ficará também neutro a essa exposição, sendo que o risco ao PLD, nesta parte, ficaria com a distribuidora.

81. Na audiência pública AP 25/2019 foram recebidas diversas contribuições contrárias ao procedimento proposto, em especial em relação à reconstrução do nível de sobrecontratação anterior ao MVE. Distribuidoras como as dos grupos Energisa, Neoenergia, Enel e a ABRADÉE pleitearam que a alocação do MVE fosse realizada observando o nível de contratação anual da distribuidora.

82. Por exemplo, na Figura 2 temos uma distribuidora com 15% de sobrecontratação antes do MVE, onde 5% é do consumidor e 10% da distribuidora. Temos ainda um MVE relativo à 8% de sobrecontratação anual. Pelo pleito das distribuidoras, toda a energia vendida no MVE seria alocada à distribuidora pois os 8% estão dentro da parcela dos 10% da distribuidora.

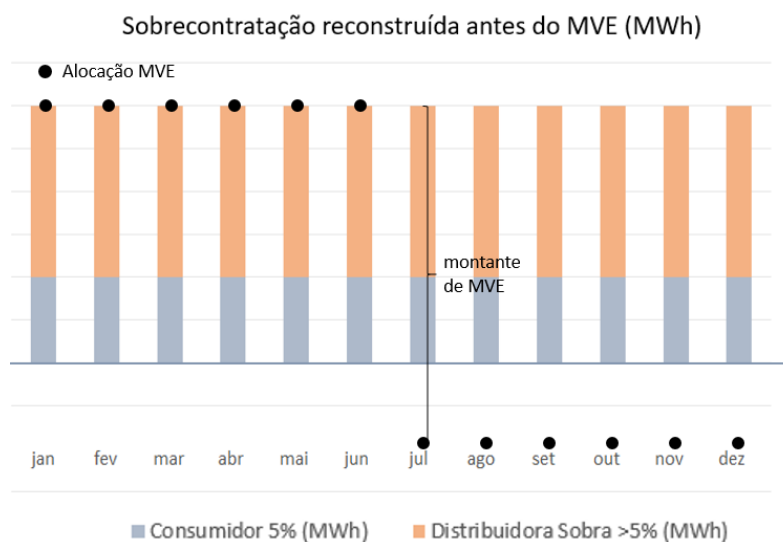
83. Para tanto, a ABRADÉE alega em sua contribuição que, ao realizar a segregação em base mensal, a metodologia proposta permite que a sazonalidade do recurso e do requisito influencie a alocação entre os efeitos compartilhados com os consumidores e os efeitos exclusivos à distribuidora. Argumenta ainda que a distribuidora não possui gestão dos volumes mensais vendidos no MVE que justifique a apuração mensal, além do portfólio contratual das distribuidoras em grande parte não ser gerenciável. Por fim, argumenta que, com base no art. 38 do Decreto 5.163/2004 e na REN nº 824/18, entende-se que a segregação entre efeitos compartilhados com os consumidores e os efeitos exclusivos à distribuidora deve ser realizada em base anual e não mensal.



P. 23 da Nota Técnica nº 167/2020 – SGT/SRM/ANEEL, de 20/08/2020.

84. Ao analisar o pleito das distribuidoras, as áreas técnicas entendem que este não deve ser atendido em especial devido à existência de produtos semestrais e trimestrais do MVE. Ao realizar a venda de energia nesses produtos a distribuidora pode interferir na proporcionalização mensal da sobrecontratação entre consumidor e distribuidora. Tal interferência não garantirá mais a neutralidade do MVE ao consumidor, podendo por vezes haver a transferência de resultados financeiros entre consumidor e distribuidora. A figura a seguir busca exemplificar o problema observado na implementação dessa proposta.

MVE alocado prioritariamente à distribuidora



Neste exemplo, temos um nível de sobrecontratação de 15%, sendo 5% do consumidor (parcela azul) e 10% da distribuidora (parcela laranja).

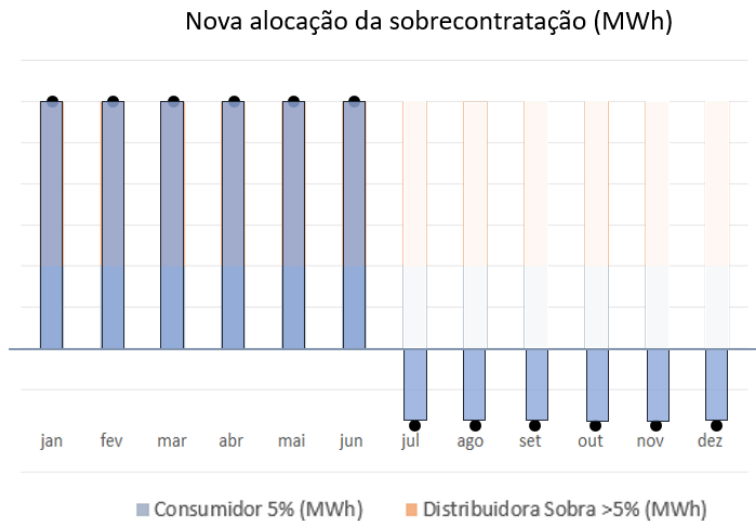
Porém no MVE, a distribuidora vendeu 2/3 de toda a sobrecontratação no último produto semestral.

Logo, a sobrecontratação após a realização do MVE passou para 5% no ano.



P. 24 da Nota Técnica nº 167/2020 – SGT/SRM/ANEEL, de 20/08/2020.

MVE alocado prioritariamente à distribuidora



Caso o pleito que o MVE seja alocado prioritariamente à sobrecontratação da distribuidora, o perfil de sobrecontratação do consumidor é alterado.

No exemplo, toda a sobrecontratação do primeiro semestre passou para o consumidor. Enquanto que no segundo semestre o consumidor passou a comprar no MCP.

Com esse procedimento, não é garantida a neutralidade do consumidor.

Figura 3 – Procedimento pleiteado na AP 25/2019 para a apuração dos resultados financeiros do MVE

85. Na figura acima temos novamente uma situação em que a distribuidora está sobrecontratada em 15% no ano civil, sendo 5% do consumidor e 10% da distribuidora. Para facilitar a visualização, a sobrecontratação foi definida no exemplo como flat, ficando novamente a distribuidora com 2/3 da sobrecontratação mensal e o consumidor com 1/3. Porém, a distribuidora optou por vender toda a sua sobrecontratação (10%) no MVE do segundo semestre. Com isso, nesse semestre a posição no MCP passou de venda para compra. Caso o pleito das distribuidoras apresentado na AP 25/2019 fosse atendido integralmente, toda a venda do MVE ficaria na parcela de sobrecontratação da distribuidora, pois no exemplo a distribuidora vendeu exatamente seus 10% de sobrecontratação. Com isso, a parcela do consumidor passa a ser a sobrecontratação restante depois do MVE. Note no segundo gráfico da Figura acima que o consumidor ficaria com toda a sobrecontratação do primeiro semestre e toda a exposição causada pela venda no MVE no segundo semestre.

86. Essa mudança no perfil de sobrecontratação do consumidor altera seu resultado financeiro no mercado de curto prazo à medida que os valores do PLD mudam mensalmente. Se neste exemplo o PLD for baixo no primeiro semestre e alto no segundo semestre, teremos o consumidor arcando com um prejuízo pois ficará com toda a sobrecontratação a um baixo PLD e exposta a um alto PLD. Pela metodologia proposta pelas distribuidoras, o ajuste do MVE não iria neutralizar tal situação.

87. Assim, o que pode ser observado é que o resultado da venda do MVE, quando apurado em base mensal, blinda o consumidor justamente da sazonalidade da venda da energia excedente. Além disso, quanto ao argumento da ABRADÉE de que a sobrecontratação conforme Decreto nº 5.163/2004



P. 25 da Nota Técnica nº 167/2020 – SGT/SRM/ANEEL, de 20/08/2020.

define que a sobrecontratação é apurada no ano civil, de fato o limite da voluntariedade é anual, porém os resultados financeiros da parcela do consumidor e da distribuidora se dá pela metodologia atual com base em valores de compra e venda no MCP e PLD mensais. Portanto, o procedimento proposto na AP segue a metodologia do cálculo da sobrecontratação atual.

88. Entretanto, entende-se parte das contribuições das distribuidoras, particularmente no MVE produto anual, na medida em que elas não possuem a completa gestão da sobrecontratação mensal, incorrendo em risco da venda do MVE anual estar alocada mensalmente na parcela do consumidor.

89. Nesse sentido, buscando mitigar o risco das distribuidoras na venda do MVE, ao mesmo tempo em que protege o consumidor de alterações no perfil mensal da sobrecontratação, devido à possibilidade de venda de energia nos produtos trimestrais e semestrais, propõe-se que a energia vendida no MVE produto anual possa ser alocado prioritariamente à parcela de sobrecontratação da distribuidora.

90. Para tanto, são propostas as seguintes etapas para apuração do resultado financeiro do MVE:

- a. Reconstroi-se a compra e venda mensal no MCP, considerando toda a energia vendida no MVE. Obtém-se assim o MCP original.
- b. Com base no MCP original, apura-se a parcela de sobrecontratação anual da distribuidora e a compara com os montantes vendidos no MVE produto anual.
 1. O montante do MVE anual que for inferior ou igual à sobrecontratação da distribuidora será alocado prioritariamente à distribuidora.
 2. Apura-se o montante do MVE residual, obtido pela diferença entre o montante total do MVE e o montante do MVE anual alocado prioritariamente a distribuidora.
- c. Reconstroi-se a compra e venda mensal no MCP considerado a venda de energia do MVE residual, sendo denominado de MCP'.
- d. Com base no MCP', apura-se a parcela de sobrecontratação mensal do consumidor e da distribuidora e verifica-se se a venda do MVE está localizada na sobrecontratação mensal do consumidor.

91. Assim, com essa nova proposta temos a inclusão de uma fase inicial em que o montante de energia vendida no MVE anual é alocado prioritariamente à distribuidora.

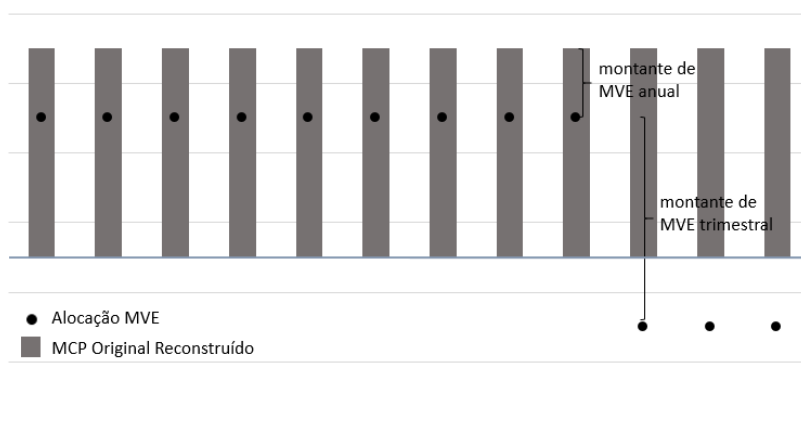
92. Para visualizarmos a proposta final de apuração do repasse dos resultados do MVE, vamos a um terceiro exemplo ilustrado na Figura 4. Neste exemplo, verifica-se no Passo 1 uma sobrecontratação de 15% (5% do consumidor e 10% da distribuidora), quando é realizada a reconstrução do MCP original. Além disso, a distribuidora participou do MVE produto anual e do MVE produto trimestral, vendendo 5% da sobrecontratação no produto anual e 3,75% no produto do último trimestre do ano. Tendo em vista que o montante vendido no MVE produto anual é inferior à sobrecontratação da distribuidora no MCP



P. 26 da Nota Técnica nº 167/2020 – SGT/SRM/ANEEL, de 20/08/2020.

Original, essa pode ser alocada integralmente a ela. Desta forma, no Passo 2 da Figura 4 temos o expurgo da energia do MVE anual (área cinza escuro) para a reconstrução do MCP' (área cinza claro do Passo 2 da Figura 4).

Passo 1: Reconstrução da liquidação de energia do MCP original

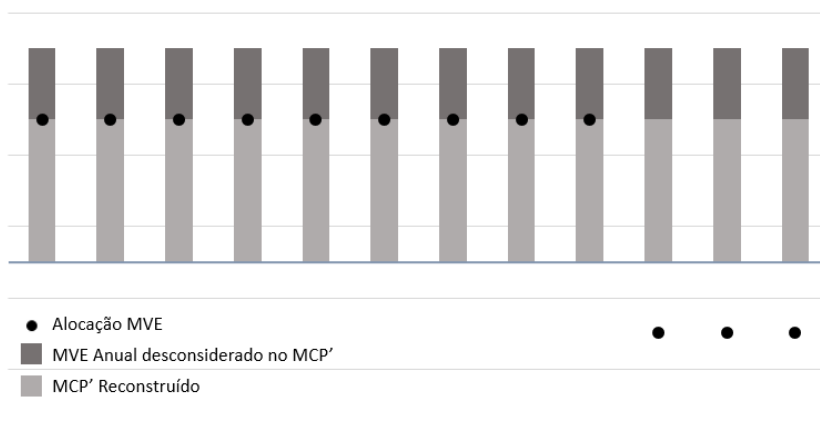


Com a reconstrução do MCP, temos no exemplo uma sobrecontratação de 15% flat ao longo do ano, sendo 5% associada ao consumidor e 10% à distribuidora.

Ainda, a distribuidora vendeu 5% da sobrecontratação no produto anual e 3,75% no último produto trimestral do ano.



Passo 2: Reconstrução da liquidação de energia do MCP'



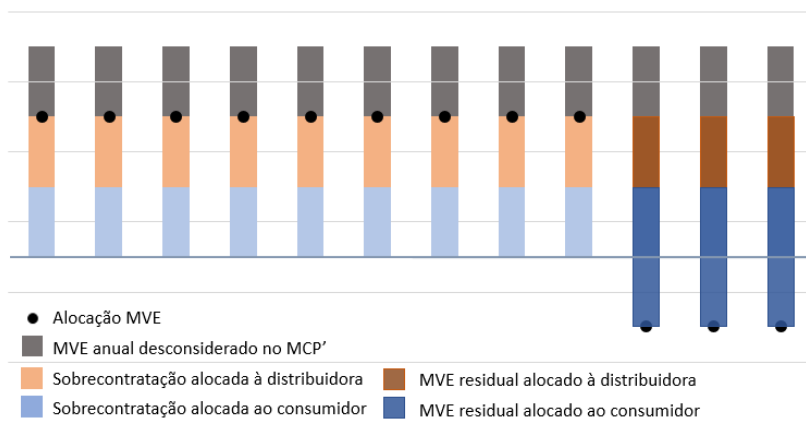
Como a parcela do MVE anual é inferior (5%) à sobrecontratação da distribuidora (10%), essa pode ser alocada prioritariamente à distribuidora, de forma integral.

Logo, no exemplo, a parte em cinza escuro é expurgada do cálculo e a parte cinza claro passa a ser o MCP'.



P. 27 da Nota Técnica nº 167/2020 – SGT/SRM/ANEEL, de 20/08/2020.

Passo 3 e 4: Verificação da alocação do MVE entre distribuidora e consumidor



A partir do MCP' reconstruído, é realizada sazonalização da sobrecontratação mensal entre distribuidora e consumidor e em seguida é realizada a alocação do MVE residual respeitando tal sazonalização.

No exemplo, o MVE residual é composto por todo MVE do último trimestre.

Figura 4 – Proposta final para a apuração dos resultados financeiros do MVE

93. Uma vez reconstruído o MCP', temos nos Passos 3 e 4 da Figura 4 a segregação da sobrecontratação entre distribuidora e consumidor e posteriormente a alocação dos montantes do MVE residual respeitando tal sazonalização. Importante neste caso ressaltar, que o risco do PLD na parcela de exposição do MVE residual alocado ao consumidor fica com a Distribuidora, nos últimos três meses do ano, não sendo repassado ao consumidor.

94. Dessa forma, essa proposta garante que a distribuidora não incorra em riscos de variação do PLD quando a venda no MVE produto anual refere-se à parcela voluntária de sobrecontratação. Esse procedimento é entendido como razoável porque a venda de energia no produto anual é realizada em um momento em que a sazonalização da sobrecontratação e os valores mensais do PLD não são conhecidos.

95. Por outro lado, essa proposta garante que o consumidor não seja prejudicado por vendas de energia em produtos semestrais e trimestrais. Se o pleito das distribuidoras, de que todo o MVE fosse alocado prioritariamente à distribuidora, essa teria a possibilidade de selecionar os meses em que a sobrecontratação seria a ela alocada, podendo deixar para o consumidor a sobrecontratação em meses cujo PLD fosse baixo.

96. Sob outro aspecto, entende-se que os produtos com duração inferior a um ano são benéficos, pois aumentam a possibilidade de venda da energia excedente. Porém, a distribuidora, ao



P. 28 da Nota Técnica nº 167/2020 – SGT/SRM/ANEEL, de 20/08/2020.

optar pela venda nesses produtos, terá risco de PLD, sendo responsável por definir sua estratégia de venda, seja com a duração do produto, seja com a modalidade preço fixo ou PLD + Spread, tendo como restrição a garantia da neutralidade do consumidor.

97. Propõe-se assim, após a análise das contribuições recebidas na AP 25/2019, que o resultado financeiro do MVE seja apurado conforme as seguintes componentes:

- a. *AJ_MVE_Distribuidora*: ajuste financeiro dos montantes de MVE residual atribuídos à parcela voluntária de sobrecontratação, sendo obtido pela diferença entre o preço médio dos contratos e o preço de venda do MVE;
- b. *AJ_MVE_Consumidor*: ajuste financeiro da venda de energia no MVE residual até o limite da sobrecontratação atribuída ao consumidor, de forma a garantir ao consumidor a situação de neutralidade, devolvendo assim a diferença entre o preço de venda do MVE e o valor do PLD;
- c. *AJ_MVE_Compartilhamento*: ajuste financeiro para o compartilhamento entre consumidor e distribuidora do lucro da venda de energia no MVE associado à energia até o limite da sobrecontratação do consumidor; e
- d. *AJ_MVE_Anual_Prioritário*: ajuste financeiro referente à alocação prioritária do MVE produto anual à distribuidora, obtido pela diferença entre o preço médio dos contratos e preço do MVE produto anual.

98. Por fim, recomenda-se que a regra ora proposta tenha como vigência janeiro de 2019, com início da venda de energia no MVE. Já em relação ao preço médio dos contratos, recomenda-se que seja utilizado o mesmo critério de valoração da sobrecontratação de energia, para o qual foi proposta a inclusão do risco hidrológico a partir das competências de janeiro de 2021.

IV – ANEXOS

99. A presente Nota Técnica possui os seguintes anexos:

- a) Anexo 1 – Formulário de Análise de Impacto Regulatório
- b) Anexo 2 - Relatório de Análise de Contribuições
- c) Anexo 3 – Submódulo 4.2 do PRORET
- d) Anexo 4 – Submódulo 4.4 do PRORET
- e) Anexo 5 – Submódulo 4.3 do PRORET
- f) Anexo 6 – Submódulo 6.1 do PRORET
- g) Anexo 7 – Minuta de Resolução Normativa

IV. DO FUNDAMENTO LEGAL

100. A Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996, art. 3º, com redação dada pela Lei nº 10.848,



P. 29 da Nota Técnica nº 167/2020 – SGT/SRM/ANEEL, de 20/08/2020.

de 15 de março de 2004, art. 9º, estabelece incumbência da ANEEL para homologar as tarifas de energia elétrica na forma da mencionada Lei, das normas pertinentes e do Contrato de Concessão.

101. O Decreto nº 2.335, de 6 de outubro de 1997, Anexo I, art. 4º, inciso X, estabelece a competência da ANEEL para atuar, na forma da lei e dos contratos de concessão, nos processos de definição e controle de preços e tarifas.

102. O Decreto nº 5163, de 30 de julho de 2004, que regulamenta a comercialização de energia elétrica.

V. DA CONCLUSÃO

103. Esta Nota Técnica apresentou análise sobre os itens em que a área técnica identificou possibilidades de aprimoramento regulatório, sejam eles decorrentes de alterações nos procedimentos de fiscalização da SFF, de lacunas regulatórias para procedimentos de cálculo já realizados atualmente, mas ainda não contemplados no regulamento, ou mesmo decorrentes de um melhor sinal regulatório para as concessionárias de distribuição de energia elétrica, após análise das contribuições da AP nº 25/2019.



P. 30 da Nota Técnica nº 167/2020 – SGT/SRM/ANEEL, de 20/08/2020.

VI. DA RECOMENDAÇÃO

104. Pelo exposto nesta Nota Técnica, recomendamos que a Diretoria Colegiada da ANEEL aprove a minuta de Resolução Normativa anexa que altera os Submódulos 4.2, 4.3, 4.4 e 6.1 do PRORET e exclui os Submódulos 4.2 A e 4.4 A do PRORET.

(Assinado digitalmente)
 ANDRÉ VALTER FEIL
 Especialista em Regulação – SGT

(Assinado digitalmente)
 ANDREY VINÍCIUS ALTOÉ
 Especialista em Regulação – SGT

(Assinado digitalmente)
 BENNY DA CRUZ MOURA
 Especialista em Regulação – SRM

(Assinado digitalmente)
 CRISTINA SCHIAVI NODA
 Especialista em Regulação – SGT

(Assinado digitalmente)
 FABIANO COSTA CAMILO
 Especialista em Regulação – SGT

(Assinado digitalmente)
 FELIPE AUGUSTO CARDOSO MORAES
 Especialista em Regulação – SGT

(Assinado digitalmente)
 LEONARDO DE ARAÚJO SILVA
 Especialista em Regulação – SGT

(Assinado digitalmente)
 PEDRO ELIAS WEBER DE DEUS AMARAL
 Especialista em Regulação – SRM

(Assinado digitalmente)
 RAQUEL GONÇALVES CARVALHO
 Especialista em Regulação – SGT

(Assinado digitalmente)
 VINICIUS MENEZES RODOVALHO
 Especialista em Regulação – SGT

De acordo:

(Assinado digitalmente)
 DAVI ANTUNES LIMA
 Superintendente de Gestão Tarifária

(Assinado digitalmente)
 OTÁVIO RODRIGUES VAZ
 Superintendente de Regulação Econômica e
 Estudos do Mercado



RAC AP 25/2019 – Aprimoramento do Módulo 4 e do Submódulo 6.1 dos Procedimentos de Regulação Tarifária – PRORET

1 Estruturação do Módulo 4 do PRORET

1.1 Neoenergia

“Foi proposta nesta AP a eliminação da publicação dos submódulos 4.2 e 4.4 segregados em 4.2 com 4.2 A; 4.4 e 4.4 A, devido à aplicação para empresas que aderiram aos novos aditivos do contrato de concessão.

A Neoenergia entende que os submódulos: 4.2 com 4.2 A; 4.4 e 4.4 A podem ser unificados contanto que os tratamentos específicos, decorrente das diferentes condições previstas nos respectivos contratos de concessão, sejam devidamente preservados”.

i.Resposta ANEEL/SGT: Já prevista. A proposta apresentada busca evitar duplicidade de normativos, mantendo as peculiaridades aplicáveis aos processos tarifários das distribuidoras que tiveram concessões prorrogadas nos termos do Decreto nº 8.461/15 ou que assinarem o termo aditivo ao contrato de concessão nos termos do Despacho nº 2.194/16.

2 CVA de Encargo de Serviços de Sistema - ESS

2.1 Neoenergia

“Tendo em vista que, com base na regulamentação vigente, a fixação da cobertura tarifária do ESS e EER é feita separadamente, e no procedimento atual de apuração, efetua-se o rateio proporcional da cobertura tarifária mensal dos dois encargos em função dos valores considerados no pagamento para o respectivo mês, a ANEEL propôs nessa AP, para fins de adequação do cálculo da CVA, que a cobertura dos encargos seja considerada de forma separada.

A alteração visa à simplificação e adequação do procedimento, considerando que as coberturas são definidas de forma específica e com datas de pagamento distintas.

Dessa forma, a Neoenergia concorda com a adequação do procedimento, para apuração das CVA do ESS e EER considerando as respectivas coberturas tarifárias homologadas”.

ii.Resposta ANEEL/SGT: Já prevista. Entendeu-se que a alteração é mais adequada porque a apuração de cada componente separadamente ensejará melhores análises posteriormente, como, por exemplo, avaliação se a cobertura tarifária de custos com o ESS e EER está sendo adequada e cumprindo, simultaneamente, os objetivos de equilíbrio econômico-financeiro da concessionária e modicidade tarifária.

3 Encaminhamento periódico de informações pelas distribuidoras

3.1 Light

“O Ofício Circular nº 590/2017-SFF/ANEEL, detalhado pelo manual e instrução de envio, determina que as distribuidoras de energia elétrica devem encaminhar mensalmente à ANEEL os dados dos pagamentos de encargos e compra de energia, que compõem o saldo da CVA e que não possuem liquidação centralizada, até o 10º dia do segundo mês posterior à competência dos pagamentos efetuados.

Agregando esses dados recebidos via DUTONET com as informações retiradas dos relatórios da CCEE, a agência terá insumo suficiente para calcular e acompanhar o saldo da CVA mensalmente, não sendo mais necessário aguardar os processos tarifários para a identificação de descasamentos relevantes entre custos e cobertura, bem como permitirá a sua validação mensal, evitando o acúmulo de atividades nos processos tarifários.

Nesse contexto, na NT 73/2019 a ANEEL propõe que esse procedimento seja regulamentado pelo submódulo 4.2 do PRORET.

A Light apoia a proposta e sugere que a agência crie uma interface que permita que as distribuidoras possam consultar e validar mensalmente as informações registradas – tanto as informadas via DUTONET quanto as obtidas pela ANEEL nos relatórios da CCEE – de forma que seja possível a sua validação prévia antes do processo tarifário.

Por fim, é importante ressaltar que, se mantida a ressazonalização da componente glosa de perdas descrita na seção III.9 da NT 73/2019, a CVA mensal a ser divulgada terá caráter preliminar, dado que sua apuração dependerá de uma projeção da carga até o próximo processo tarifário. Isso posto, e de acordo com outros motivos expostos na seção V desta contribuição, a Light reafirma seu pleito para a retirada desse parâmetro do cálculo da glosa de perdas.

Adicionalmente aos pontos acima, a versão do PRORET em Audiência Pública suprimiu o parágrafo que definia o cronograma de envio de informações, sendo até 45 dias antes à data do reajuste para SGT encaminhar a memória de cálculo da CVA para a distribuidora e até 15 dias antes do reajuste para resposta da distribuidora. Porém, não obstante os aprimoramentos no processo de envio de informações que estão sendo propostos, a Light entende que é fundamental que seja mantido no PRORET um cronograma com os principais marcos do processo tarifário, entre eles a data limite para recebimento da memória de cálculo da CVA a ser homologada”.

iii. Resposta ANEEL/SGT: Parcialmente aceita. A SGT concorda que o cronograma de troca de informações e planilhas anterior ao processo tarifário seja mantido. Ressaltamos que para a apuração da CVA Mensal as glosas regulatórias não serão consideradas, tanto pela falta de informações existentes no momento do cálculo, quanto para a simplificação do procedimento. Relativo à interface para as distribuidoras consultarem as informações já enviadas, ressaltamos que as planilhas com cálculo mensal contendo os dados recebidos do duto da SFF e CCEE já são disponibilizadas em caráter informativo no FTP da ANEEL, porém existe um projeto para que o cálculo possa ser realizado no futuro pelas distribuidoras via SIASE.

3.2 Neoenergia

“Em relação à possibilidade de acompanhar a composição do saldo da CVA e os resultados obtidos, através da disponibilização mensal aos agentes para que possam validá-los preventivamente, conforme citado na NT nº 73/2019, e através do Ofício Circular nº 24, emitido em 25 de julho de 2017 pela SGT/ANEEL, avaliamos como positivo, desde que seja considerado os valores mensais atualizados de custos (DUTONET) e cobertura, de forma mensal e acumulada referente ao período tarifário em processamento.

Assim entende-se como uma evolução a criação do fluxo de informações por meio do DUTONET, mas ressalta-se que não deixa de haver um grande volume de informações a serem fiscalizadas e conciliadas, dessa forma, é importante haver possibilidade de que ajustes e complementações sejam feitas, mediante fiscalização, no processo tarifário subsequente, não eliminando essa etapa nesse momento.

(...) Diante do exposto, a Neoenergia concorda com a regulamentação sobre a obrigatoriedade do prazo para o envio mensal dos dados de pagamentos de itens da Parcela A por meio do DUTONET e o retorno da fiscalização para antes do processo de reajuste, mas ressalta sobre a necessidade de haver eventuais pendências remanescentes a serem deixadas para conclusão no processo tarifário subsequente, principalmente acerca das conciliações de ressarcimentos na CVA ENERGIA”.

iv. Resposta ANEEL/SGT: Aceita. A SGT ressalta que a CVA Mensal tem caráter informativo e de monitoramento, assim concordamos que pendências remanescentes devem ser ajustadas na apuração final da CVA no ato do processo tarifário.

4 Consideração somente de competências de pagamentos de compra de energia concatenadas à liquidação do MCP na CCEE

4.1 Neoenergia

“Nesta AP, a ANEEL propõe uma nova data de corte para apuração da CVA Energia, vinculada à competência da última liquidação do mercado de curto prazo realizada anterior ao 30º dia (D-30) em relação ao reajuste em processamento.

Pela regra atual, para apuração das CVA’s, devem ser considerados os pagamentos D-30, no entanto, devido ao processo de liquidação pela CCEE que contempla parte das despesas bem como de informações necessárias para apuração da CVA ENERGIA isso tem gerado, no último mês da CVA em processamento, uma segregação de apurações que deveriam ser realizadas de forma conjunta como, por exemplo, a despesa do contrato de longo prazo de disponibilidade vir a ser apurada separadamente de sua despesa com o condomínio virtual, devido à primeira ocorrer dentro do prazo de corte (D-30) e a segunda apenas após a liquidação do MCP que ocorre após 2 meses da competência. Isso pode provocar distorções, como apuração na primeira parcela de ativos ou passivos que seriam anulados parcialmente pela segunda parcela, que somente seria reconhecida no processo tarifário posterior.

Além disso, com a consideração do mês de forma parcial é preciso um cuidado adicional com o procedimento para concatenação no processo posterior.

Dessa forma, a Neoenergia visando a simplificação e melhor controle do processo de apuração da CVA ENERGIA, concorda com o novo procedimento proposto de considerar apenas até a última competência já liquidada pela CCEE antes de D-30”.

v. Resposta ANEEL/SGT: Já prevista. A proposta apresentada pela SGT visa maior estabilidade tarifária e melhor controle do processo de apuração da CVA energia.

4.2 Neoenergia

Tratamento para dedução da cobertura na falta de pagamentos

“Historicamente, em uma série de CVA’s, ocorrem situações nas quais podem não haver pagamentos efetuados naquela competência, por exemplo, como ocorre hoje, rotineiramente na CVA ESS/EER.

Inclusive, teremos esse fato ocorrendo nesse ano de 2019, também para a CVA CDE CONTA-ACR, uma vez que os pagamentos se encerram em set/2019 e a cobertura foi dada para 12 meses. Para solucionar esta questão, de eventual falta de pagamentos, vem sendo adotado procedimento de considerar, na data prevista, o valor zero para o pagamento e feita a apuração em confronto com a cobertura, o que gera devolução integral da cobertura remunerada a partir da data de pagamento até a data do processo tarifário subsequente, o que entendemos que atende a norma prevista.

No caso da CVA ENERGIA, ainda existem outros aspectos a serem considerados. Existe ocorrência de falta de faturamento por parte de algumas geradoras por motivos diversos, quer sejam devido à ressarcimentos maiores que o valor da fatura mensal, atrasos de operação comercial, liminares judiciais, perda de outorga entre outros.

Nessa linha, algumas situações de falta de faturamento podem implicar em consequências futuras como a própria mudança dos montantes (MWh) contratados pela distribuidora.

Por exemplo, já houve casos de perda de outorga estabelecida pela própria ANEEL. Nesses casos, os montantes contratados são revistos e contabilizados posteriormente pela CCEE.

Assim, o procedimento de apuração da CVA ENERGIA, quanto aos montantes (MWh) considerados deve ter compatibilidade com procedimentos previstos para apuração das RECONTABILIZAÇÕES de montantes (acrônimos PCL nos relatórios da CCEE) que ocorrem e que são apurados conforme procedimentos previstos no PRORET 4.2, contemplados na guia “TAP ENERGIA RECONTAB” da planilha da CVA ENERGIA, na qual admite-se que a cobertura do montante (MWh) integral da CONTABILIZAÇÃO já foi equacionada por meio da CVA ENERGIA.

Portanto, para solucionar esta questão, o procedimento que vêm sendo adotado na CVA ENERGIA atualmente é de considerar no cálculo toda a devolução da cobertura por competência com base nos montantes contratados estabelecidos nos relatórios de CONTABILIZAÇÃO (CT0001) emitidos pela CCEE, o que pode ser feito de duas formas:

- i. Rateando todo o montante (MMWh) contratado por produto pelos contratos pagos na competência apurada na CVA; OU*
- ii. Lançando pagamentos com valor zero para os casos em que, embora previstos e conste dos relatórios, não houve pagamentos efetuados.*

Importante salientar que, para a compra de energia todos os contratos são contemplados nos relatórios da CCEE, portanto, sendo uma referência adequada uma vez que essas informações serão utilizadas nas apurações dos efeitos do Mercado de Curto Prazo – MCP.

Assim, o procedimento prevê que a apuração da CVA ENERGIA deve levar em conta os montantes da CONTABILIZAÇÃO original, os quais, inclusive, devido à problemas associados aos geradores, podem vir a ser modificados e são ajustados posteriormente por RECONTABILIZAÇÕES.

De outra forma, se for deixado para descontar a cobertura de pagamentos não efetuados, apenas quando estes ocorrerem efetivamente, o que em alguns casos pode não ocorrer, os montantes a serem considerados perderão coerência com os relatórios da CCEE que poderão vir a ser modificados posteriormente, justamente, devido às mudanças decorrentes desses contratos que serão ajustados via RECONTABILIZAÇÃO.

Assim, tendo em vista o controle do equacionamento da cobertura, eliminação de pendências para processos tarifários posteriores e a coerência com a sistemática de contabilização e recontabilizações do MCP, é importante manter o acerto integral da cobertura na apuração da competência na CVA ENERGIA e garantir o reconhecimento da despesa quando a mesma ocorrer (..) a Neoenergia entende que deve ser mantido o procedimento de equacionamento de toda a cobertura na apuração da competência, mesmo para os casos em que não houve pagamentos de faturamento previstos, evitando que restem pendências para processos tarifários futuros e

mantendo coerência tanto com a apuração de outras CVA's quanto com a apuração das recontabilizações, bem como, manter o reconhecimento da despesa em atraso quando a mesma ocorrer".

vi. Resposta ANEEL/SGT: Já prevista. A ANEEL não está propondo nesta AP mudar a forma como a cobertura em MWh será retirada ou deixar pendências para CVAs futuras. Mas sim manter coerência entra a consideração de pagamentos via Método 2 com os custos centralizados na CCCE considerados via método 3. Acredita-se que não houve correto entendimento da frase “ propõe-se que, no caso em que haja competências pagas em atraso, para fins de cálculo do saldo de CVA, seja apurado o delta entre a cobertura tarifária e a despesa da competência apenas quando ocorrer o efetivo pagamento”. A ANEEL quis abordar os casos em que haja, de fato, inadimplência da concessionária de determinado item de Parcela A e não aqueles descritos pela Neoenergia que rotineiramente ocorrem na compra de energia. Nessa hipótese, poderia ser aventada a possibilidade de se retirar toda a cobertura no processo tarifário e quando fosse realizado o pagamento o valor seria “devolvido” no processo subsequente. Dessa forma, haveria uma flutuação tarifária não desejável ao consumidor, razão pela qual se propôs que o delta somente seria calculado quando houvesse o adimplemento da obrigação setorial.

5 Criação de data base para atualização da cobertura tarifária

5.1 ABRADEE

“Observa-se que no caput do art. 2º da referida Portaria Interministerial está expresso que a metodologia consiste apenas no somatório das diferenças, se positivas ou negativas, entre o valor dos itens nos períodos em que menciona, acrescido da remuneração financeira, não havendo qualquer menção à consideração de variações de mercados ou aplicação de remuneração sobre a data base da cobertura tarifária.

Ademais, destaca o referido Parecer da Procuradoria Federal na ANEEL que “uma vez positivadas as regras do mecanismo da CVA, à ANEEL cabe sua fiscalização e sua apuração, nos termos da Portaria Interministerial no 25/2002”, concluindo, dentre outros itens, que:

(iii) a ANEEL não possui competência para promover alterações na metodologia de cálculo da Conta de Variações de itens da Parcela A – CVA e está vinculada às regras previstas nas leis, e especificamente, na Portaria Interministerial MF/MME no 25/2002 e nos contratos de concessão.

Na nossa avaliação, a criação de uma data base para a cobertura tarifária proposta nesta audiência pública configura-se como inovação metodológica regulatória, pois visa capturar variações não previstas no regulamento interministerial.

Tal fato fica evidente com o seguinte exemplo: imagine uma concessionária que na data do reajuste em processamento teve todos os seus custos reconhecidos na tarifa e sem modificações até o reajuste tarifário seguinte, ou seja, não houve variações de custo por hipótese. Por todo o arcabouço regulatório e pela regulamentação da CVA, não haveria apuração de saldo de CVA, pois não houve variações de custo.

Entretanto, supondo que em média a data de vencimento das faturas dessa distribuidora seja no dia 20 de cada mês, ou seja, a data base da cobertura tarifária, e a data de pagamento de seus supridores seja no dia 25 de cada mês, o resultado do cálculo da CVA, proposta nesta audiência pública, será diferente de zero. Nesse caso, haveria apuração de saldo de CVA, sem a variação de custos em desacordo com o disposto na Portaria Interministerial.

Destacamos ainda que a receita da distribuidora inclusive é uma proxy, pois o cálculo tarifário leva em conta a diferença temporal entre a aplicação da tarifa e o período de leitura de cada lote de faturamento.

(...)

Ainda que se pudesse considerar que a alteração proposta estivesse alinhada com o determinado pela Portaria Interministerial nº 25/2002, o que se admite a título de mera argumentação, o estabelecimento de datas base deveria observar a regulamentação comercial que a REN 414/2010 impõe às distribuidoras.

(...)

Ou seja, a data de vencimento da fatura depende de dois fatores: (i) da data de leitura, o que depende de características da distribuição espacial dos consumidores daquela área de concessão (ii) da opção de data de vencimento pelo consumidor.

Pode-se, portanto, haver diferenças significativas entre as concessões devido unicamente às características espaciais (por exemplo, maiores ou menores áreas rurais), de estratificação do Mercado (baixa e alta tensão, cativo ou livre) e de opção comercial de seus consumidores a partir do art. 124 da REN 414/2010.

(...)

Ainda que se admitisse, a título de argumentação, que a diferença entre as distribuidoras se devesse a diferenças de eficiência operacional no processo de leitura e faturamento, em se tratando de avaliação de eficiência de atividade inerente de distribuição, deveria ser analisada a diferença entre distribuidoras por meio de um estudo em audiência pública específica para se discutir a metodologia de estabelecimento de uma meta de data de vencimento adequada a cada concessão. Até mesmo porque a aplicação que se pretende terá um impacto relevante em caixa e resultado da distribuidora o suficiente para se ignorar a razão das diferenças de datas entre as distribuidoras.

vii. Resposta ANEEL/SGT: Parcialmente Aceita. Inicialmente cumpre esclarecer que o tema tratado no Parecer nº 1059/2009 – PF/ANEEL foi a neutralidade dos itens da Parcela A. Na ocasião, o então Diretor- Geral solicitou análise jurídica da Procuradoria Federal a respeito da existência de competência da ANEEL, à luz da legislação vigente e dos contratos de concessão de serviço público de distribuição de energia elétrica, para alterar a metodologia de cálculo da CVA, de modo a capturar as variações de mercado, ou seja, discussão distinta da proposta apresentada na AP nº 25/2019.

Sobre a proposta apresentada na AP nº 25/2019, a SGT solicitou posicionamento da Procuradoria, apresentada por meio do Parecer nº 453/2019/PFANEEL/PGF/AGU, em que opinou pela possibilidade de definição de uma data base para a atualização monetária da cobertura tarifária como procedimento geral para a apuração do saldo da CVA, visto que está “em linha com o art. 4º, da Portaria Interministerial MF/MME nº 25/2002, que trata justamente da competência da ANEEL pela fiscalização e aprovação dos valores contabilizados na CVA para que possa haver o repasse às tarifas das distribuidoras do valor do respectivo saldo de CVA”.

Por outro lado, após analisar as contribuições, a SGT considera não ser o momento oportuno para a criação de uma data base para a retirada da cobertura para os casos gerais, tendo em vista as especificidades de cada distribuidora e a atual falta de informação disponível para um cálculo mais preciso de cada ciclo de faturamento. Para os casos de inadimplência, a SGT mantém a proposta inicial de que a retirada da cobertura tarifária seja feita a partir do último dia útil da data da competência do item de custo, de modo a devolver ao consumidor o valor referente ao faturamento de itens da conta de energia que não foram tempestivamente pagos pela concessionária.

5.2 Companhia Estadual de Distribuição de Energia Elétrica – CEEE-D

“Julgamos inadequada a criação de uma data base para atualização das coberturas tarifárias pela SELIC entre o último dia útil da data da competência e a data de pagamento. Nas páginas 36 e 37 da Nota Técnica n° 238/2018 – SGT/ANEEL, referente ao Processo de Reajuste Tarifário da CEEE-D em 2018, a Agência sustenta a aplicação desse método: “Dado que a distribuidora pagou as obrigações intrasetoriais com atraso, para fins de cálculo do saldo de CVA, a cobertura foi atualizada desde o último dia útil da competência da fatura paga em atraso, ou seja, por meio da definição de uma data base para a cobertura diferente da do pagamento. A definição de uma data base para a cobertura tarifária tem por objetivo não beneficiar a distribuidora que tenha faturado o valor previsto na tarifa e não tenha realizado o pagamento devido de encargos, custos de rede básica ou compra de energia”.

A ANEEL justifica a definição de datase diferentes para cobertura e pagamento para não beneficiar a distribuidora pela inadimplência. Contudo, ocorre que na oportunidade, o Submódulo 4.2A do PRORET não previa a atualização da cobertura tarifária com a aplicação de uma data base, o que suscitou inclusive um recurso administrativo por parte da CEEE-D no seu último processo de reajuste tarifário. Além disso, ao contrário do entendimento exarado, o atraso no pagamento NÃO traz qualquer benefício às concessionárias.

Ao repactuar dívidas setoriais, o principal, valor para o qual efetivamente a concessionária recebeu cobertura, será acrescido de multas e juros, tanto moratórios, na composição do saldo devedor, como remuneratórios, que incidem a cada parcela paga. Dessa maneira, o prejuízo causado pela inadimplência aos órgãos competentes pelos itens da Parcela A (CCEE, Eletrobrás, etc.) será devidamente compensado, conforme previsão regulatória e contratual.

Por outro lado, o consumidor não é diretamente lesado pelo atraso nos pagamentos de itens da Parcela A. A cobertura tarifária, paga pelo consumidor, é plenamente revertida para o pagamento das respectivas obrigações, considerando que todo o principal compõe o saldo devedor da dívida renegociada. A concessionária arca com as devidas penalidades pelo atraso, considerando que as multas e juros são custos exclusivos da Distribuidora, não repassados aos itens financeiros da tarifa. Assim, não há razão para imputar dupla penalização às concessionárias por aplicar SELIC apenas à cobertura tarifária no cálculo, majorando o valor a ser devolvido à tarifa. O consumidor não faz jus aos valores relacionados ao atraso, não havendo necessidade de reversão à modicidade de valores que serão pagos através das multas e juros imputados exclusivamente às distribuidoras. Na prática, tal ação implica na redução da efetiva cobertura para pagamento do principal que compõe as parcelas repactuadas das quotas inadimplidas.

Todo valor originariamente devido comporá o saldo devedor pago pelas distribuidoras. Ou seja, a redução do Delta provocado pela atualização exclusiva da cobertura tarifária resultará em desequilíbrio econômico e financeiro da Concessão.

Dessa forma, por representar dupla penalização da concessionária, mostra-se inadequada a metodologia proposta pelo órgão regulador ao imputar à concessionária uma redução nas coberturas tarifárias em razão do atraso nos pagamentos, penalidade já aplicada pelo acréscimo de multas, juros moratórios e remuneratórios e não relacionada à modicidade tarifária. Por tal razão, esta concessionária requer a alteração proposta para o texto destacado”.

(...)

“Metodologicamente, divergimos da amortização das competências mais antigas. Isso decorre de que os termos de repactuações das dívidas referentes a itens da Parcela A são firmados com base no saldo devedor. Além disso, o saldo devedor dessa repactuação pode ser dividido em número de parcelas superior à quantidade de pagamentos em atraso, resultando em valores diferentes das parcelas originais.

Observando contratos de repactuações de itens da parcela A, percebe-se que o valor de cada parcela da dívida é calculado pela repartição uniforme do saldo devedor, sendo essa parcela fixa

atualizada mensalmente por Selic. Nesse contexto, a cada parcela paga, ocorre a amortização parcial de cada uma das competências repactuadas.

Contrariamente ao que ocorre na repactuação, na metodologia proposta pela ANEEL paga-se sempre uma fração da competência mais antiga.

Uma vez que tal método pode tornar a constituição de CVA mais trabalhosa, elaboramos um modelo de planilha (em anexo a esta contribuição) exemplificando a forma de cálculo da CVA Encargos, especificamente CDE Uso repactuada, que foi compartilhado com a ANEEL no nosso último Processo de Reajuste Tarifário, devidamente acatado por esta Agência. Esse modelo pode ser utilizado para os demais itens da parcela A, que, por ventura, sejam repactuados.

Vale ressaltar que no nosso último RTA, a metodologia proposta já foi aplicada para essas repactuações, logo, caso a ANEEL considere a amortização primeiramente das parcelas de competência mais antiga, provocará um descasamento do que já foi reconhecido no Reajuste Tarifário de 2018 da CEEE-D, haja vista se sobrepor ao método anteriormente empregado”.

- viii. Resposta ANEEL/SGT: Parcialmente Aceita. Para os casos de inadimplência, a SGT mantém a proposta inicial de que a retirada da cobertura tarifária seja feita a partir do último dia útil da data da competência do item de custo, de modo a devolver ao consumidor o valor referente ao faturamento de itens da conta de energia que não foram tempestivamente pagos pela concessionária. Conforme já apresentado na análise do recurso interposto pela CEEE-D em face da Resolução que homologou o reajuste tarifário anual de 2018 da concessionária, os valores referentes às coberturas constituem capital efetivamente subtraído, na forma de tarifas, da poupança dos consumidores, os quais, portanto, deixaram de usufruir dos benefícios deste por um período. Nesse sentido, os consumidores fazem jus à remuneração pelas coberturas, antecipadas à Concessionária e não utilizadas por esta para a devida finalidade na data prevista. Não considerar a devida remuneração das coberturas desembolsadas pelos consumidores seria incentivar a inadimplência das distribuidoras, estimulando-as a utilizarem esse capital para fins diversos da sua previsão, já que o custo de captação de tal recurso seria nulo. Por outro lado, os pagamentos só constituem capital, sobre o qual deve incidir eventual correção, a partir do momento em que houver o desembolso por parte da concessionária. O inadimplemento das distribuidoras gera impactos nos demais segmentos do setor elétrico (geração, transmissão, comercialização, serviços, etc), gerando transtornos e custos aos demais agentes. Portanto, é necessário que a regulamentação do assunto, conforme proposto pela SGT, iniba o represamento ou utilização de recursos em finalidades diversas da qual foram destinados. Eventuais multas e juros cobrados pela CCEE devido ao inadimplemento das obrigações devem ser considerados compensações pelos transtornos causados aos demais agentes do setor elétrico e, por isso, devem ser assumidos exclusivamente pela concessionária, a única responsável pelo inadimplemento, não onerando seus consumidores. A proposta apresenta não apresenta uma penalização adicional à distribuidora inadimplente, apenas está sendo tratada a especificidade do pagamento em atraso de modo a desincentivá-lo.**
- Sobre a proposição inicial da SGT de amortização de competências mais antigas (“Caso haja parcelamento para pagamento de competências pagas em atraso, será considerado que os pagamentos já efetuados tenham sido realizados de modo a amortizar primeiramente as competências mais antigas”), sugerimos a retirada dessa disposição de modo que a metodologia de cálculo possa ocorrer de acordo com os termos de repactuação aprovados.**

5.3 Celesc

“Vale destacar que a prerrogativa de “pagamento em atraso” poderá gerar entendimentos contrários entre o Regulador e os demais agentes, em especial nos casos onde o poder judiciário determina a realização dos pagamentos em um outro período, afastando a possibilidade de caracterizar a concessionária como inadimplente.

Ainda, a CVA se destina a registrar as variações ocorridas no ciclo tarifário dos valores regulatórios dos custos da Parcela A e, portanto, o mecanismo proposto não deverá ser aplicado para tratar de itens extratarifários, como, por exemplo, acordos entre as distribuidoras e a CCEE, gestora de algumas contas no setor.

Isto posto, a Celesc D recomenda a inclusão de um dispositivo nos Submódulos para que a concessionária seja considerada adimplente com setor caso realize os pagamentos a partir de datas estabelecidas em dispositivos legais”.

ix. Resposta ANEEL/SGT: Não aceita. As obrigações setoriais das concessionárias de distribuição estão definidas em inúmeros dispositivos normativos, - a exemplo do art. 10 da Lei nº 8.631, de 04/03/1993, com redação dada pela Lei nº 10.848, de 15/03/2004,- não sendo, portanto, necessária sua reafirmação em dispositivo do PRORET.

5.4 Celesc

“Quanto à definição de uma data base para a cobertura tarifária, apesar de cada distribuidora possuir um ciclo de faturamento próprio, não distribuído de forma homogênea no mês, a Audiência Pública propõe que, para fins de atualização da cobertura, a consideração do último dia útil.

O primeiro aspecto a ser observado na discussão deste ponto é que as concessões de distribuição de energia no Brasil apresentam uma elevada heterogeneidade de características físicas, geográficas, sociais, culturais, econômicas e de estágio de desenvolvimento. E no caso do ciclo de faturamento adotado pelas concessionárias não é diferente, sendo estabelecidos de acordo com a realidade de cada localidade e distintas das demais concessões.

Assim, o modelo a ser adotado pelo regulador deve ser aprimorado de forma que reflita a realidade de cada concessionária, bem como as especificidades de sua área de concessão. Ou seja, considerar o último dia do mês sem avaliar os possíveis impactos não é o tratamento mais adequado.

Essa perspectiva de prejuízo é relevante para a Celesc D uma vez que o novo aditivo assinado pela concessionária estabelece metas de qualidade do serviço prestado e de eficiência com relação à gestão econômico-financeira. Em relação aos cinco primeiros anos (2016 a 2020), no caso de descumprimento de qualquer uma das metas anuais estabelecidas, por dois anos consecutivos ou quaisquer das metas no final do período de cinco anos, será iniciado o processo de extinção da concessão.

Portanto, no próximo ano, em 2020, a Celesc D tem metas exigentes de qualidade e de sustentabilidade sob risco da abertura do processo de caducidade da concessão. Dessa forma, o impacto das alterações propostas vem de encontro ao interesse das companhias, em especial para aquelas que assinaram o novo termo aditivo ao contrato de concessão”.

(...)

“Assim, entende-se ser fundamental que o assunto em tela seja discutido de maneira mais ampla, assertiva (ou seja mecanismos que realmente lidem com a origem das consequências vividas) e envolvendo todas as partes que cabem aqui, por isso acredita-se ser necessária uma segunda fase da AP.

A CVA está regulamentada pela Portaria Interministerial no 25, de 24 de janeiro de 2002, cuja última alteração se deu pela Portaria no 361/2004. Portanto, está sendo proposta uma nova

regulamentação infra-legal, no caso uma Resolução Normativa da ANEEL, sem ter havido qualquer mudança na Portaria que criou a CVA.

Do ponto de vista regulatório, e até mesmo jurídico, a mudança de entendimento, e conseqüentemente de um novo regulamento infra-legal, deve ter um forte amparo legal, sob pena de judicializar a questão e trazer uma percepção de aumento do risco regulatório e de imprevisibilidade no negócio”

x.Resposta ANEEL/SGT: Parcialmente aceita. A SGT solicitou posicionamento da Procuradoria, apresentada por meio do Parecer nº 453/2019/PFANEEL/PGF/AGU, em que opinou pela possibilidade de definição de uma data base para a atualização monetária da cobertura tarifária como procedimento geral para a apuração do saldo da CVA, visto que está “em linha com o art. 4º, da Portaria Interministerial MF/MME nº 25/2002, que trata justamente da competência da ANEEL pela fiscalização e aprovação dos valores contabilizados na CVA para que possa haver o repasse às tarifas das distribuidoras do valor do respectivo saldo de CVA”.

Por outro lado, após analisar as contribuições, a SGT considera não ser o momento oportuno para a criação de uma data base para a retirada da cobertura para os casos gerais, tendo em vista as especificidades de cada distribuidora e a atual falta de informação disponível para um cálculo mais preciso de cada ciclo de faturamento. Para os casos de inadimplência, a SGT mantém a proposta inicial de que a retirada da cobertura tarifária seja feita a partir do último dia útil da data da competência do item de custo, de modo a devolver ao consumidor o valor referente ao faturamento de itens da conta de energia que não foram tempestivamente pagos pela concessionária.

5.5 CPFL

“O Art 2º da Portaria Interministerial MF/MME nº 25/2002 dispõe: (...)Assim sendo, não há outra interpretação possível além da que o valor dos pagamentos dos itens de custo da CVA deva ser comparado com a respectiva cobertura tarifária, definida no momento do processo tarifário, para daí ser atualizada monetariamente até o processo tarifário subsequente. É este procedimento que garante o equilíbrio do resultado operacional das distribuidoras.

A despeito do equilíbrio no resultado operacional obtido pela constituição do componente financeiro, o custo dos itens da Parcela A, sobretudo o custo com a Compra de Energia, têm comprometido severamente o caixa das empresas nos últimos anos, levando as concessionárias à captarem recursos no mercado financeiro para fazer frente aos custos dos quais ela é mera repassadora e comprometendo sua capacidade de investimento

Pela natureza de relação direta com os clientes finais, às distribuidoras foi delegada a função de gestão do capital de giro do setor. Arcando temporalmente, porém de maneira constante com saldos relevantes de ativo financeiro setorial (CVA, Exposição entre submercados, risco hidrológico, etc), apesar dos esforços desta Agência em minimizar esses impactos como adoção das bandeiras tarifárias e a previsão de cobertura do risco hidrológico, derivados de mecanismos de repasse de riscos dos demais agentes do setor e cenários hidrológicos adversos que imputaram e imputam altos custos de financiamento do capital. Para ficarmos em exemplos recentes, podemos citar dois exemplos de desembolsos não cobertos pela tarifa que impactaram severamente o caixa das distribuidoras, o primeiro foi a revisão no ano passado da necessidade de orçamento da CDE e o segundo o efeito da exposição de CCEAR entre submercados, este último com impacto de aproximadamente R\$ 500 milhões no caixa das distribuidoras do Grupo CPFL.

(...)

O gráfico acima traz o saldo dos ativos e passivos regulatórios ao longo dos trimestres, de onde pode se depreender que as distribuidoras têm enfrentado um déficit de caixa, comprovando que

as mesmas não têm se beneficiado financeiramente do curto descompasso entre o faturamento da cobertura tarifária e o pagamento efetivo dos custos. Pelo contrário, atualmente, as distribuidoras exercem o inglório papel de financiador do Setor, levando meses para recuperar os valores aportados para fazer frente aos custos da Parcela A. Prova disto são os processos tarifários que ocorreram em 2019, cujos percentuais de reposicionamento econômico foram inexpressivos e o aumento das tarifas causado pelos componentes financeiros.

(...) Adicionalmente, causa estranheza a preocupação da Agência em querer adequar o cálculo da atualização monetária da CVA ao princípio financeiro de que qualquer valor realizado deva ser comparado numa mesma data base, uma vez que já se manifestou contrariamente a isso quando do pleito da CPFL Piratininga de atualização monetária da referência inicial dos Custos Operacionais - COAT até a data base da Revisão Tarifária Periódica – RTP.

(...) Assim, conclui-se que qualquer variação influenciada pelo dinheiro no tempo ou por algum indexador financeiro é registrada no resultado financeiro e, portanto, caso esse cálculo seja implementado, a variação considerada na cobertura tarifária, sem de fato ter sido ocasionado por revisão ou reajuste tarifário, deverá ser tratada como resultado financeiro tanto nas contabilizações mensais quanto no momento de homologação dos valores constituídos nos processos tarifários.

Alertamos que a metodologia proposta de atualização da cobertura não foi avaliada de forma profunda, nem mesmo seus efeitos, podendo trazer impactos no EBTIDA, que é utilizado como parâmetros para cálculos dos covenants financeiros. Alertamos também que qualquer alteração na metodologia atual deve ser aplicada apenas em um novo ciclo tarifário, após o reajuste ou revisão das distribuidoras, pois se aplicada em ano corrente trará impactos em resultado das empresas, sem a possibilidade de adequação prévia à nova regra, pois os ativos e passivos de CVA são calculados mensalmente conforme regra vigente.

Posto isto, passemos à avaliação da data base proposta pela Nota Técnica nº 73/2019 SGT/SRM/ANEEL.

Como o objetivo é mitigar o descompasso entre pagamento dos custos e realização da receita a ANEEL utilizou um ciclo de faturamento teórico para definição da data base, este se inicia no primeiro dia da competência de entrega da energia e vai até o último dia da competência subsequente. A partir desta análise, propôs-se o último dia útil da competência de entrega de energia como data base da cobertura tarifária. O Grupo CPFL, ao analisar a proposta, identificou que faltou, no caso teórico da ANEEL, a consideração dos dias necessários para processamento da leitura, faturamento, entrega e prazo de vencimento das faturas.

O tempo necessário para executar o processamento da leitura, faturamento e entrega da conta de luz pode variar entre as concessionárias de distribuição, a depender da eficiência de sua operação. De qualquer modo, seria necessário considerar um prazo diferente de zero para estes três processos. Já o prazo de vencimento das faturas é regulamentado através da REN 414/2010, e definido em 5 dias úteis após a data da entrega da fatura.

Um outro ponto que chamamos a atenção é para a fórmula presente na minuta do Submódulo 4.2 do PRORET que está incompleta. Deve-se incluir o acrônimo QMe,m conforme abaixo:

$$CVA_{5DU\ CONTRATOS} = \sum_{m \in M} \sum_{e \in E} \left(\frac{PR_{e,m}}{SELIC_{DP}} - \frac{TM_{CT}^m}{SELIC_{DB}} \times QMe,m \right) \times SELIC_{5DU}$$

(...)

Em suma:

- i) Que no cálculo da CVA sejam mantidas as coberturas estabelecidas no momento do processo tarifário;
- ii) Que em sendo alterada a forma de cálculo, o resultado da CVA gerado em decorrência da atualização monetária da cobertura seja contabilizado como resultado financeiro;

- iii) Que em sendo alterada a forma de cálculo, a nova metodologia seja aplicada apenas para os valores constituídos a partir do próximo evento tarifário;
- iv) Que em sendo alterada a forma de cálculo, a nova metodologia considere o tempo de processamento da leitura, processamento do faturamento, entrega da fatura e prazo de vencimento para definição da data base de cobertura”.

xi. Resposta ANEEL/SGT: Parcialmente aceita. A SGT solicitou posicionamento da Procuradoria, apresentada por meio do Parecer nº 453/2019/PFANEEL/PGF/AGU, em que opinou pela possibilidade de definição de uma data base para a atualização monetária da cobertura tarifária como procedimento geral para a apuração do saldo da CVA, visto que está “em linha com o art. 4º, da Portaria Interministerial MF/MME nº 25/2002, que trata justamente da competência da ANEEL pela fiscalização e aprovação dos valores contabilizados na CVA para que possa haver o repasse às tarifas das distribuidoras do valor do respectivo saldo de CVA”.

Por outro lado, após analisar as contribuições, a SGT considera não ser o momento oportuno para a criação de uma data base para a retirada da cobertura para os casos gerais, tendo em vista as especificidades de cada distribuidora e a atual falta de informação disponível para um cálculo mais preciso de cada ciclo de faturamento. Para os casos de inadimplência, a SGT mantém a proposta inicial de que a retirada da cobertura tarifária seja feita a partir do último dia útil da data da competência do item de custo, de modo a devolver ao consumidor o valor referente ao faturamento de itens da conta de energia que não foram tempestivamente pagos pela concessionária.

Também retificamos a incompletude da fórmula conforme contribuição.

5.6 EDP

“(...)Ao analisar o fluxo de caixa da distribuidora em si, têm-se uma divergência temporal entre o faturamento do cliente e seu respectivo pagamento. A entrada real no caixa da distribuidora não ocorre segundo o ciclo de faturamento, conforme redação dada pela Resolução Normativa 414/2010.

Com isso, sem entrar no mérito de possíveis inadimplências no pagamento esperado, tem-se um intervalo que varia de 5 a 35 dias após o término no ciclo. Linearizando o ciclo de recebimentos, conforme metodologia empregada pela ANEEL para simular o Faturamento, uma nova mediana é encontrada, localizada em torno do 15º dia do mês subsequente à competência. Considerando a data de recebimento ao invés da data de faturamento, a atualização da cobertura tarifária dos itens da parcela A se aproximaria do caixa real da distribuidora, contribuindo para aprimorar a neutralidade e a semelhança entre os cálculos dos processos tarifários e a real operacionalização da “venda” de energia ao consumidor final. Isso posto, a EDP sugere a alteração da data única para cobertura do último dia útil do mês de competência para o 15º dia útil do mês subsequente à competência.

A EDP entende que a atualização financeira da cobertura deve estar concatenada com as entradas da caixa da distribuidora e sugere a data média, 15º dia útil do mês subsequente à competência.

xii. Resposta ANEEL/SGT: Não aceita. após analisar as contribuições, a SGT considera não ser o momento oportuno para a criação de uma data base para a retirada da cobertura para os casos gerais, tendo em vista as especificidades de cada distribuidora e a atual falta de informação disponível para um cálculo mais preciso de cada ciclo de faturamento. Para os casos de inadimplência, a SGT mantém a proposta inicial de que a retirada da cobertura tarifária seja feita a partir do último dia útil da data da competência do item de custo, de modo a devolver ao consumidor o valor referente ao faturamento de itens da conta de energia que não foram tempestivamente pagos pela concessionária.

5.7 Enel

(...)a Medida Provisória nº 2.227/2001 excepcionou dessa regra o mecanismo de compensação das variações dos valores dos itens da “Parcela A” dos contratos de concessão de distribuição de energia elétrica:

(...) A exposição de motivos quando da publicação da Medida Provisória deixava claro que o objetivo “[do mecanismo previsto nesta Medida Provisória] era “evitar que volatilidades de curto prazo sejam transferidas aos preços e tarifas a serem praticados na cadeia de comercialização de energia elétrica”. Logo, veja que em todas as manifestações, seja no texto da Medida Provisória quanto na exposição de motivos, buscava-se compensar a Variação de Custos de Parcela A, e nada além disto.

Com a edição da Lei 10.848/2004, o regime de livre contratação foi substituído por um de contratação regulada, no qual as datas de modificações de preços de Parcela A não mais poderiam ser negociados para coincidirem com a data de reajuste tarifário:

(...)Neste contexto regulatório, a Portaria Interministerial nº 25/2002 determinou:

Art. 2º O saldo da CVA é definido como o somatório das diferenças, positivas ou negativas, entre o valor do item na data do último reajuste tarifário da concessionária de distribuição de energia elétrica e o valor do referido item na data de pagamento, acrescida da respectiva remuneração financeira.

§ 2º A remuneração financeira de que trata o caput incidirá sobre o saldo da CVA de cada item da "Parcela A" mencionado no art. 1º desde a data da ocorrência de diferença no valor do item até a data de reajuste tarifário contratual subsequente e será calculada com base na taxa de juros SELIC em igual período.

§ 3º As variações de que trata o inciso IX serão calculadas em função das modificações de preços efetivamente praticadas na aquisição de energia elétrica, incluídas as decorrentes dos §§ 3º e 4º do art. 28 do Decreto no 5.163, de 30 de julho de 2004.

Ressalta-se que, se as variações dos custos já tiverem sido consideradas na revisão ou no reajuste do ano anterior, não há que se registrar na Conta de Compensação da CVA. Esse objeto da CVA, de capturar variações de Custos, não está sendo observado na proposta desta Audiência Pública. Tal fato fica evidente com o seguinte exemplo: imagine uma concessionária que na data do reajuste em processamento teve todos os seus custos reconhecidos na tarifa e que não houve modificações até o reajuste tarifário seguinte. Por todo o arcabouço regulatório de serviço pelo preço e pela regulamentação da CVA, não deveria haver apuração de saldo de CVA, pois não houve variações de custo.

Da real data-média de faturamento

Ainda que se pudesse considerar que a alteração proposta estivesse alinhada com o regime regulatório de serviço pelo preço, cumprisse com o determinado pela Portaria nº 25/2002 e observasse a jurisprudência da Agência a respeito da consideração dos lotes diários de faturamento, o que se admite a título de mera argumentação, o estabelecimento de datas base deveria observar a regulamentação comercial que a REN 414/2010 impõe às distribuidoras. Conforme o art. 124:

Art. 124. O prazo mínimo para vencimento da fatura deve ser de 5 (cinco) dias úteis, contados da data da respectiva apresentação.

§ 1º Quando se tratar de unidades consumidoras enquadradas nas classes Poder Público, Iluminação Pública e Serviço Público, o prazo deve ser de 10 (dez) dias úteis.

§ 2º Quando da solicitação do fornecimento, alteração de titularidade ou, sempre que solicitado, a distribuidora deve oferecer pelo menos 6 (seis) datas de vencimento da fatura

para escolha do consumidor, distribuídas uniformemente, em intervalos regulares ao longo do mês.

Ou seja, a data de vencimento da fatura depende de dois fatores:

(i) Data de leitura, o que depende de características da distribuição espacial dos consumidores daquela área de concessão;

(ii) Opção de data de vencimento do consumidor.

Pode-se, portanto, haver diferenças significativas entre as concessões devido unicamente a características espaciais (por exemplo, maiores ou menores áreas rurais), de estratificação do Mercado (baixa e alta tensão, cativo ou livre) e de opção comercial de seus consumidores a partir do art. 124 da REN 414.

É preciso, igualmente, considerar o caso dos consumidores livres. Estes são, compulsoriamente, medidos ao final do último dia do mês, o que acaba por concentrar boa parte das leituras no final do mês de apuração. No caso deles, a maioria por Telemedição, acaba por envolver o tempo de impressão de faturas em gráficas e entrega pelos Correios antes da apresentação da fatura ao consumidor, data a partir da qual são computados 5 dias úteis.

Outros efeitos que precisam ser considerados são:

(i) o descasamento tarifário da aplicação da TUSD e TE para Supridas, bem como a aplicação da TUSD para geradoras cotistas, ambos após a data de reajuste tarifário destes outorgados;

(ii) o recebimento dos Subsídios dois meses e meio após o fim da competência, segundo regulamenta a REN 800/2017;

(iii) o refaturamento, visto que muitas vezes se trata de recuperação de competências passadas em caso de constatação de fraudes.

Todos eles alongam o prazo médio de vencimento de uma determinada competência, e precisariam ser devidamente considerados para que não se capturasse diferenças entre datas de pagamento de fornecedores e recebimento de consumidores que não existam na prática.

Atualmente, a ANEEL pode fazer estudos de qual a data média de vencimento de cada mês por meio do SIASE, cuja informação agrega a data de vencimento, data de leitura e valor faturado. Importante lembrar que é preciso considerar dois meses subsequentes para estimar qual o ponto médio de vencimento, visto que a energia consumida em um determinado mês é faturada naquele mês e no mês subsequente por meio do calendário diário de leitura.

Um estudo preliminar realizado a partir de dados do SIASE do Grupo Enel revela como a diferença de características de áreas de concessão impacta no prazo médio de vencimento da Fatura:

Tabela 1: Dia médio de leitura e prazo médio de vencimento - Distribuidoras do Grupo Enel

Companhia	Dia médio de leitura no Mês ¹	Dias entre o Vencimento e a Leitura	Vencimento médio Faturamento M	Vencimento médio de Faturamento M e M+1	Efeito Subsídios CDE
Enel SP	16	16	1º de M+1	16 de M+1	17 de M+1
Enel GO	16	20	6 de M+1	22 de M+1	22 de M+1
Enel RJ	16	15	1º de M+1	16 de M+1	16 de M+2
Enel CE	16	19	5 de M+1	20 de M+1	22 de M+1

Fonte: Elaboração própria

Nota: ¹considerando a média ponderada pelo Valor Faturado

Ainda que se admitisse, a título de argumentação, que a diferença entre as distribuidoras se devesse à otimização operacional no processo de leitura e faturamento, esta avaliação de eficiência de atividade inerente de distribuição deveria ser feita por meio de um estudo em audiência pública específica - para discutir a metodologia de estabelecimento de uma “data ótima” de vencimento adequada a cada concessão. Inclusive porque a aplicação a que se pretende nesta Audiência Pública teria um impacto relevante em caixa e em resultado da distribuidora, suficiente para se ignorar a razão das diferenças de datas entre as companhias.

Do pedido

Visto que não é possível pela Medida Provisória nº 2.227/2001, Lei 10.848/2004, Portaria nº 25/2002 e pelo regime de serviço pelo preço alterar a CVA de forma a capturar diferença entre datas de vencimento de faturamento de consumidores e pagamento de fornecedores, bem como sem modificar todo o modelo de cálculo tarifário, o que se pede é a simples revisão das competências associadas às Cotas de CDE, conforme pedido feito no âmbito da Audiência Pública nº 14/2018.

Em suma, quando houve a antecipação de 30 dias na data de pagamento da CDE foram pagas no mesmo mês duas competências distintas da CDE, sem a devida apuração de CVA. O que se pede agora é, justamente, o retorno à condição anterior: que as cotas de CDE sejam pagas no mês subsequente ao da competência. Para tanto, seria necessária a operação inversa do que foi realizado em 2018: que em dois meses subsequentes sejam pagas cotas de CDE da mesma competência. Isso permitiria o registro de CVA.

Por fim, ressaltamos que a maneira mais segura de se equilibrar o orçamento da CDE é obter o equilíbrio por competência, e não apenas por fluxo de caixa. Portanto, o equilíbrio atual de caixa no qual as distribuidoras pagam suas cotas no dia 10 do mês de competência e os beneficiários recebem os recursos até 65 dias após a sua arrecadação, torna o fluxo de caixa equilibrado, mas não enfrenta o desequilíbrio entre Contas a Pagar e a Receber da CDE.

O seguinte problema pode ocorrer caso se termine uma concessão: a concessionária não teria mais nenhuma obrigação de pagamento do fundo CDE após o último pagamento de cota no dia 10 do Mês anterior ao fim da concessão, mas ainda teria direito de receber subsídios de 2 competências anteriores que ainda não lhe foram ressarcidos. A CDE enfrentaria então uma situação de ter que pagar os subsídios sem a fonte de sua receita, pois as cotas de pagamento da CDE já estariam quitadas pela distribuidora. Portanto, sugerimos que a competência do pagamento da cota de pagamento para a CDE seja atrasada em 1 mês, de forma a melhorar o equilíbrio entre Contas a Pagar e a Receber da CDE”.

xiii.Resposta ANEEL/SGT: Parcialmente aceita. Após analisar as contribuições, a SGT considera não ser o momento oportuno para a criação de uma data base para a retirada da cobertura para os casos gerais, tendo em vista as especificidades de cada distribuidora e a atual falta de informação disponível para um cálculo mais preciso de cada ciclo de faturamento. Para os casos de inadimplência, a SGT mantém a proposta inicial de que a retirada da cobertura tarifária seja feita a partir do último dia útil da data da competência do item de custo, de modo a devolver ao consumidor o valor referente ao faturamento de itens da conta de energia que não foram tempestivamente pagos pela concessionária.

5.8 Energisa

“Nos termos da NT 73/2019, é proposta a criação de uma data base para atualização da cobertura tarifária e tratamento das competências pagas em atraso na CVA, de modo a evitar que a

distribuidora se beneficie financeiramente do faturamento do valor previsto nas tarifas sem o correspondente pagamento de encargos, custos de rede básica ou de compra de energia.

No entanto, é importante que o impacto seja estimado, para que seja possível discutir corretamente a relação custo benefício, encontrar possíveis formas de mitigação e, inclusive, verificar a possibilidade de dispensa do AIR por enquadramento como atos normativos de evidente baixo impacto.

Nas simulações efetuadas em algumas distribuidoras do Grupo Energisa, observou-se perda financeira de aproximadamente 3% do valor das CVAs homologadas nos últimos eventos tarifários.

Desta forma, a adoção da proposta de definição da data base sem a apresentação de um problema regulatório, a estimativa de impactos e principalmente a realização de uma análise de custo e benefício traz grande risco ao setor”.

- xiv. Resposta ANEEL/SGT: Aceita. Após analisar as contribuições, a SGT considera não ser o momento oportuno para a criação de uma data base para a retirada da cobertura para os casos gerais, tendo em vista as especificidades de cada distribuidora e a atual falta de informação disponível para um cálculo mais preciso de cada ciclo de faturamento. Para os casos de inadimplência, a SGT mantém a proposta inicial de que a retirada da cobertura tarifária seja feita a partir do último dia útil da data da competência do item de custo, de modo a devolver ao consumidor o valor referente ao faturamento de itens da conta de energia que não foram tempestivamente pagos pela concessionária.**

5.9 Light

“(…)Incialmente, acompanhando ótica da ANEEL, o ciclo de faturamento deveria considerar a data que efetivamente a cobertura foi faturada pela concessionária. Neste sentido, a agência deveria acrescentar em sua análise o período ocorrido entre a data de leitura e o vencimento da fatura.

Portanto, deve-se considerar os dias necessários para impressão e entrega da fatura, assim como o prazo mínimo entre a data de apresentação e vencimento, estabelecidos pelo art. 124 da REN 414/2010 como de 10 dias úteis para classes de Poder Público, Serviço Público e Iluminação Pública e de 5 dias úteis para demais classes. Por fim, e potencialmente com maior impacto, deve-se incorporar na análise o fato do consumidor poder escolher a sua data de vencimento, como previsto no §2º do mesmo art. 124 da REN 414/2010.

Esses efeitos alongam o prazo médio de vencimento da fatura e devem ser considerados na análise do ciclo de faturamento realizada pela ANEEL, o que irá deslocar significativamente a mediana do exemplo ilustrado na Figura 1.

No entanto, independente desta análise sobre o ciclo de faturamento, o mais relevante é que a alteração da data base da cobertura tarifária proposta pela ANEEL, no entendimento da Light, não obedece ao que determina a Portaria Interministerial nº 25/2002 (posteriormente modificada pela Portaria Interministerial nº 361/2004), que trata da criação da CVA, que, em seu artigo 2º, afirma: “Art. 2º O saldo da CVA é definido como o somatório das diferenças, positivas ou negativas, entre o valor do item na data do último reajuste tarifário da concessionária de distribuição de energia elétrica e o valor do referido item na data de pagamento, acrescida da respectiva remuneração financeira.”

Ou seja, o cálculo da CVA deve se ater ao resultado da diferença entre a despesa da Parcela A e sua cobertura tarifária (em termos de preço), sendo a remuneração financeira aplicada a esta diferença. Caso contrário, poderiam ocorrer meses com formação de CVA apesar da despesa ser igual à cobertura tarifária da respectiva competência. Ainda, essa alteração traria distorções no

resultado contábil das concessionárias, uma vez que o cálculo CVA deixaria de respeitar o regime contábil por competência.

(...)

Dado as explicitações acima, no entendimento da Light, é fundamental que a ANEEL mantenha a metodologia atual, tendo sido a CVA criada para apurar as diferenças entre o preço dos itens da Parcela A no momento de sua despesa e o preço de sua respectiva tarifária, remunerando financeiramente esta diferença a partir da data em que a despesa ocorre, ou seja, da data de pagamento”.

xv. Resposta ANEEL/SGT: Parcialmente aceita. A SGT solicitou posicionamento da Procuradoria, apresentada por meio do Parecer nº 453/2019/PFANEEL/PGF/AGU, em que opinou pela possibilidade de definição de uma data base para a atualização monetária da cobertura tarifária como procedimento geral para a apuração do saldo da CVA, visto que está “em linha com o art. 4º, da Portaria Interministerial MF/MME nº 25/2002, que trata justamente da competência da ANEEL pela fiscalização e aprovação dos valores contabilizados na CVA para que possa haver o repasse às tarifas das distribuidoras do valor do respectivo saldo de CVA”.

Por outro lado, após analisar as contribuições, a SGT considera não ser o momento oportuno para a criação de uma data base para a retirada da cobertura para os casos gerais, tendo em vista as especificidades de cada distribuidora e a atual falta de informação disponível para um cálculo mais preciso de cada ciclo de faturamento. Para os casos de inadimplência, a SGT mantém a proposta inicial de que a retirada da cobertura tarifária seja feita a partir do último dia útil da data da competência do item de custo, de modo a devolver ao consumidor o valor referente ao faturamento de itens da conta de energia que não foram tempestivamente pagos pela concessionária.

5.10 Neenergia

Data base financeira relativa à cobertura tarifária

Item	Prazo médio (dias)
Ciclo de Leitura	30
Faturamento / apresentação da fatura	2
Vencimento	14
Arrecadação equivalente	39
Total	85

“Considerando que, a maior parte dos pagamentos da compra de energia ou da rede básica ocorre com vencimento nos dias 15 (D+45) e 25 (D+55) do mês seguinte; e 5 (D+65) do mês subsequente à competência, ou seja, os pagamentos ocorreriam em D+55 em média, então, considerando a data base do recebimento da cobertura em D+85, pode-se ponderar sobre a possibilidade de que, atualmente, pode existir uma perda financeira para as distribuidoras e não um ganho como apresentou a ANEEL.

Além desses prazos, também seria necessário fazer considerações sobre a parcela da receita que é recebida relativa aos descontos. A CDE relativa aos subsídios tarifários do Rural, Irrigante/ Aquicultura, Abastecimento e Fontes Incentivadas, é paga até o 10º dia útil do mês seguinte à competência, ou seja, em torno de D+45. E a Subvenção de Baixa Renda (Diferença Mensal de Receita – DMR) que, geralmente, é paga no dia 15 do 2º mês seguinte à competência, portanto, em torno de D+75.

Ainda que a arrecadação seja processo gerenciável por parte, da distribuidora, em que pese aspectos reconhecidos pelo regulador relativos ao comportamento sócio econômico do mercado da concessão, regras e prazos previstos na regulamentação, ficou demonstrado que não se pode afirmar a existência de um ganho financeiro em relação à receita da cobertura tarifária apenas com base nos fatos econômicos e que, para determinação de uma data base financeira para tratamento específico e segregado da cobertura tarifária nas CVA's, a proposta carece de maiores aprofundamentos para consideração de outros aspectos, prazos e de regras previstas.

Diante do exposto, a Neenergia entende que em relação ao critério da data base para dedução da cobertura, entende que deve ser mantido o procedimento previsto na Portaria Interministerial nº 025/2002, que considera as datas de pagamento como referência tanto para apuração das diferenças quanto da remuneração da diferença líquida de ambas as parcelas, da cobertura e do valor pago, entre a data de pagamento e a data do processo tarifário subsequente.

xvi. Resposta ANEEL/SGT: Parcialmente aceita. A SGT solicitou posicionamento da Procuradoria, apresentada por meio do Parecer nº 453/2019/PFANEEL/PGF/AGU, em que opinou pela possibilidade de definição de uma data base para a atualização monetária da cobertura tarifária como procedimento geral para a apuração do saldo da CVA, visto que está “em linha com o art. 4º, da Portaria Interministerial MF/MME nº 25/2002, que trata justamente da competência da ANEEL pela fiscalização e aprovação dos valores contabilizados na CVA para que possa haver o repasse às tarifas das distribuidoras do valor do respectivo saldo de CVA”.

Por outro lado, após analisar as contribuições, a SGT considera não ser o momento oportuno para a criação de uma data base para a retirada da cobertura para os casos gerais, tendo em vista as especificidades de cada distribuidora e a atual falta de informação disponível para um cálculo mais preciso de cada ciclo de faturamento. Para os casos de inadimplência, a SGT mantém a proposta inicial de que a retirada da cobertura tarifária seja feita a partir do último dia útil da data da competência do item de custo, de modo a devolver ao consumidor o valor referente ao faturamento de itens da conta de energia que não foram tempestivamente pagos pela concessionária.

6 Retirada de custos de rede básica não repassáveis

6.1 Neoenergia

“Na proposta em AP, a ANEEL apresentou proposta para regularizar procedimentos sobre a exclusão de custos cobrados pelo ONS por meio do Aviso de Débito – AVD, não repassáveis às tarifas, tais com o Adicional de Encargo de Uso do Sistema de Transmissão – ADCEUST, o EUST adicional (pela cobrança retroativa a aumentos de MUST), a Parcela de Ineficiência por ultrapassagem – PI e Parcela de Ineficiência de Sobrecontratação – PIS, a serem tratados na CVA Rede Básica por exclusão pelo Método 3.

Especificamente em relação ao item EUST adicional, conforme proposta prevista no item 76 do submódulo 4.2 do PRORET, além do que já está previsto, da glosa não ser feita quando o faturamento for de competência posterior à celebração do aditivo, também é necessário prever situações nas quais a distribuidora cumpriu todos os prazos prévios de solicitação previstos na regulamentação para alteração do contrato, mas a assinatura do aditivo somente ocorreu

posteriormente à competência em função de atrasos de tramitação por parte do ONS ou das transmissoras, uma vez que o processo não depende apenas da distribuidora.

Diante do exposto, sem prejuízo do mérito de eventuais discussões conceituais sobre a pertinência do repasse tarifário de alguns itens (Ex: ADCEUST, EUST Adicional), por se tratar da formalização de procedimento já adotado pela agência, a Neoenergia concorda com esse procedimento proposto”.

xvii. Resposta ANEEL/SGT: Aceita. A análise particular de cada caso de custos de ADCEUST e EUST adicional a serem repassados à tarifa continuará a ser feita em cada processo tarifário.

7 Cálculo da CVA Rede Básica

7.1 Neoenergia

“Na proposta em AP, na apuração da CVA Rede Básica, a ANEEL apresenta aprimoramentos para o tratamento das coberturas das parcelas de encargos do ONS da TUSDg (A2), Exportação da TUSDg (A2) e uso da rede básica pela Usina de Itaipu como duodécimos uma vez que tais valores não são estabelecidos nem tem correlação proporcional ao MUST contratado (em kW) e vinham sendo tratados incluídos nas tarifas da cobertura da rede básica de ponta em R\$/kW.

A Neoenergia concorda com o procedimento proposto, pois este vem a melhor representar o cálculo da cobertura dessas parcelas a ser contemplada na CVA”.

xviii. Resposta ANEEL/SGT: Já prevista.

8 Adequação da fórmula para o cálculo da glosa de energia

8.1 Light

“Na seção III.8 da NT 73/2019 a ANEEL propõe a inclusão do símbolo “ Σ ” que, de fato, estava faltando na equação 27 do Submódulo 4.2 do PORET.

A Light concorda com a adequação e, adicionalmente, propõe uma avaliação mais detalhada do parâmetro πm da referida equação, definido pela equação abaixo e descrito como “percentual médio de perda regulatória relativo ao mês m , definido no processo tarifário imediatamente anterior ao do mês em análise.

Ocorre que a aplicação de um percentual médio de perda regulatória para representar tanto as perdas técnicas, não técnicas e da rede básica pode distorcer fortemente os resultados dependendo da variação do mercado da concessionária (Livre, Cativo BT, Cativo Total) ao longo dos meses. Essa distorção gerada pela utilização do parâmetro agregado de perdas faz com que a energia requerida regulatória adotada para o cálculo da glosa de perdas deixe de ser aderente à energia requerida regulatória da tarifa estrutural.

Por essa razão, a Light propõe que o montante de energia referente à perda regulatória utilizado para formação da Energia Requerida Regulatória seja apurado isoladamente, respeitando a forma como cada componente deste montante é calculado nos processos tarifários, conforme resumido a seguir:

$$EREQ_m = E_m^{for^n} + PREG_m$$

Onde:

$E_m^{for^n}$ = montante de energia faturada aos clientes da distribuidora no mês m

$PREG_m$ = montante de energia referente à perda regulatória no mês m

$$PREG_m = PNT_m + PT_m + PRB_m$$

Onde:

PNT_m = Perda Não Técnica Regulatória do mês m

PT_m = Perda Técnica Regulatória do mês m

PRB_m = Perda Regulatória na Rede Básica do mês m

Sendo que:

$$PNT_m = \%PNT_m * E_m^{for^nBT}$$

$$PT_m = \frac{\%PT_m * (E_m^{for^n} + E_m^{CLD} + PNT_m)}{1 - \%PT_m}$$

$$PRB_m = \%PRB_m * (E_m^{for^n} + PNT_m + PT_m)$$

Onde:

$E_m^{for^nBT}$ = montante de energia faturada aos clientes de BT da distribuidora no mês m

E_m^{CLD} = montante de energia faturada aos clientes livres e distribuidoras no mês m

$\%PNT_m$ = percentual de PNTs considerado em DRP do Reajuste imediatamente anterior ao o mês m

$\%PT_m$ = percentual de PTs considerado em DRP do Reajuste imediatamente anterior ao o mês m

$\%PRB_m$ = percentual de PRB considerado em DRP do Reajuste imediatamente anterior ao o mês m

Diante do exposto, a Light solicita que o cálculo do parâmetro π_m seja realizado com o percentual específico de cada tipo de perda sobre seus respectivos montantes de energia, para cada mês. Com essa alteração evita-se distorções geradas por variações do mercado, mantendo a coerência com o cálculo da tarifa estrutural.”

xix. Resposta ANEEL/SGT: Já prevista. Atualmente, o cálculo do parâmetro π_m já é realizado com o percentual específico de cada tipo de perda sobre seus respectivos montantes de energia, para cada mês, de acordo com as fórmulas 29 e seguintes da versão 1.0 do Submódulo 4.2 do PRORET (calculado na planilha SPARTA, guia Energia, Informações para o cálculo da sobrecontratação, Perdas DRA realizadas).

8.2 Energisa

“A minuta do Submódulo 4.3 define o cálculo da energia requerida regulatória para fins de apuração do nível de contratação para o ano civil como o somatório da energia apurada para aplicação da glosa de perdas de energia, conforme fórmula 25 do Submódulo 4.2.

Na fórmula, consta o coeficiente “M”, que é conjunto de meses que compõem o cálculo do saldo da CVA de energia, ou seja, ano regulatório. Sendo a sobrecontratação apurada de acordo com o ano civil, a manutenção da menção ao Submódulo 4.2 geraria uma comparação de cargas em

diferentes períodos. Portanto, sugerimos adequar a redação de modo a refletir a metodologia que já vem sendo aplicada, utilizando o ano civil.

Esta contribuição, assim como o detalhamento da formulação algébrica, foi apresentada no âmbito da Audiência Pública nº 63/2018, cujo objeto também era revisão e consolidação do PRORET. Cabe ressaltar que não houve o encerramento da audiência, tampouco apresentadas as análises sobre as contribuições.

xx. Resposta ANEEL/SGT: Aceita. A sugestão apresentada pela Energisa deixa claro que os períodos considerados para o cálculo de energia requerida são distintos no Submódulo 4.2 e 4.3 do PRORET.

Ainda sobre o tópico “fórmulas para o cálculo de glosa de energia”, a SGT verificou que ainda subsistia problemas na posição do somatório nas fórmulas dos cálculos da glosa de energia (fórmula 25 do Submódulo 4.2) e da própria glosa de energia (fórmula 24 do Submódulo 4.2), razão pela qual retificamos conforme disposto a seguir. Destaca-se que essas alterações não geram nenhum impacto tarifário, visto que nenhum procedimento está sendo alterado, apenas estão sendo feitas adequações nas fórmulas de forma que o repasse das diferenças de preços seja limitado aos montantes contratuais para o atendimento da carga regulatória da distribuidora, por meio do cálculo da energia requerida regulatória que é ponderado pela sazonalização da carga da distribuidora no período de cálculo da CVA. Dessa forma, seguem as fórmulas 24 e 25 do Submódulo 4.2 atualizadas:

$$Glosa_m = \max\left(0; TRC_m + \sum_{e \in NM} QM_{e,m} - E_m^{req}\right) \quad (24)$$

$$E_m^{req} = \sum_{m \in M} \left((1 + \pi_m) \times (E_{a,m}^{forn} + E_{a,m}^{su} + PRO_{a,m}^{su}) \right) \times \frac{TRC_m + \sum_{e \in NM} QM_{e,m}}{\sum_{m \in M} (TRC_m + \sum_{e \in NM} QM_{e,m})} \quad (25)$$

9 Cálculo do ajuste de glosa de perdas na CVA energia

9.1 Light

“Na seção III.9 da NT 73/2019, a ANEEL trata do cálculo da Energia Requerida Regulatória, em particular do parâmetro utilizado para ressazonalizar o mercado faturado pela carga do mês.

Na referida NT a ANEEL cita pleitos anteriores da Light que solicitaram a eliminação desse parâmetro, por apresentar distorções no resultado da companhia ao forçar uma relação paralela e irreal entre as perdas e carga da concessionária.

Na visão da agência “a sazonalização pela carga deve ser feita, uma vez que a perda de energia guarda uma relação direta com a carga real do mês e não com o mercado mensal faturado, em função das próprias características de faturamento”. Na sequência, agência também cita que “o somatório do montante de glosa dos 12 meses corresponde ao valor total da energia requerida do período. Desse modo, a sazonalização da energia requerida pela carga realizada de cada mês não compromete a neutralidade dos custos de energia assegurado pelo contrato de concessão da distribuidora”.

Sobre a primeira afirmação, é importante destacar que a perda real verificada em determinado mês é apurada pela diferença entre a carga e o mercado faturado. Portanto, diferente do afirmado na NT 73/2019, ambas as variáveis são determinantes para o cálculo das perdas. Ainda, a perda que afeta o resultado contábil da distribuidora é resultado direto desse cálculo e considera, portanto, as características de faturamento da concessionária.

Quanto ao segundo argumento, de que a ressazonalização não compromete a neutralidade do resultado por não alterar o somatório do volume de glosa nos 12 meses, cumpre destacar que a distorção citada pela Light não advém de diferença de volume nesses 12 meses, mas sim da diferença mensal de preços.

Portanto, uma vez que a sazonalidade das perdas reais não acompanha a sazonalidade do mercado faturado – e os preços variam significativamente a cada mês – o ajuste atualmente realizado provoca uma distorção no cálculo da glosa de perdas. (grifo nosso)

Para exemplificar essa distorção a Figura 2 apresenta o perfil de glosa de perdas da Light em 2018, com e sem o ajuste determinado pela equação 27 do submódulo 4.2A do Proret. A linha laranja ilustra a glosa que de fato representa a compra de energia da Light no período, enquanto a linha verde reflete uma glosa artificial, ajustada pela metodologia da ANEEL.

(...)

Por sua vez, a Figura 3 apresenta a diferença de preços no período. Como pode ser verificado, em janeiro/2018 a glosa real da Light foi de cerca de 350 GWh e a empresa teve que comprar energia a R\$ 192,69/MWh, sendo este o valor que afetou o resultado contábil da companhia. No entanto, devido a ressazonalização, a metodologia regulatória considera, equivocadamente, que o montante de glosa comprado pela Light em janeiro foi de apenas cerca de 150GWh.

Da mesma forma, a metodologia considera que a Light comprou cerca de 100 GWh para glosa de perdas em junho/2018 a um preço de R\$ 221,39/MWh, quando, na verdade, a empresa não teve glosa de perdas no mês.

(...)

Sobre a variação mensal no preço, é importante ter em mente que o peso expressivo dos contratos por disponibilidade na carteira das concessionárias pode torná-la significativa. Isso porque o preço efetivo do contrato por disponibilidade (considerando sua parcela fixa, a variável e o resultado na CCEE) está diretamente associado ao Preço de Liquidação das Diferenças (“PLD”), que pode variar bastante entre os meses. Essa variação será ainda mais expressiva caso prospere a proposta de se incluir as despesas com Risco Hidrológico no preço médio, item tratado na seção VII desta contribuição.

Por fim, a aplicação da ressazonalização considerando todo do ano tarifário faz com que o cálculo da CVA e seu registro contábil dependam de projeções para os meses futuros até que se complete o período de apuração, aumentando ainda mais a volatilidade nos resultados das distribuidoras, o que não é desejável.

Diante do exposto, a Light reafirma seu pleito para a retirada do fator de ressazonalização do cálculo da Energia Requerida Regulatória, eliminando assim a distorção causada por impor uma falsa aderência do mercado faturado com a carga real da concessionária”.

xxi. Resposta ANEEL/SGT: Não Aceita. Em sua argumentação, para ilustrar a possível distorção provocada pelo cálculo disposto no Submódulo 4.2 do PRORET, a empresa apresenta, por meio de gráfico, o perfil de perdas da Light com e sem o ajuste determinado pela equação do PRORET. Entretanto, a concessionária não demonstra que o montante mensal de perdas reais acompanha o mercado mensal faturado. A Light destaca ainda que a perda real verificada em determinado mês é apurada pela diferença entre a carga e o mercado faturado. Portanto, ambas as variáveis seriam determinantes para o cálculo das perdas. Sobre esse ponto, esclarecemos que o montante de glosa, em MWh, é apurado pela diferença entre a carga real (acrônimo TRC) e a carga regulatória (energia requerida regulatória com a sazonalização pela carga mensal). Nesse sentido, o mercado faturado influencia somente no cálculo do montante anual de glosa de energia. Portanto, a Light não trouxe novos argumentos que levassem ao aprimoramento da forma atual de apuração da energia regulatória de cada mês (sazonalizada de acordo com a carga mensal) para fins de

cálculo de ajuste de glosa de energia, razão pela qual sua contribuição não deve ser acolhida.

10 Proposta de alteração da Portaria Interministerial MF/MME nº 25/2002

10.1 Conselho de Consumidores da Cemig - Concemig

“O problema citado pela ABRADDEE de fato existe: em situações de escassez hídrica as distribuidoras têm seus custos com compra de energia elevados e podem ser levadas a ter em casos extremos que captar recursos no mercado financeiro para capital de giro a taxas superiores à SELIC e no processo tarifário seguinte são ressarcidas via tarifas com valores corrigidos pela SELIC.

Todavia, a proposta de solução da ABRADDEE apresenta inconsistências colocadas pela própria ANEEL, a começar pela assimetria na atualização dos valores da CVA.

Também é fato que as recentes alterações promovidas tanto nos valores das Bandeiras Tarifárias, resultantes da AP 008/2019, como na incorporação do GSF na regra de acionamento das Bandeiras a partir de 2017, contribuem para diminuir o montante a ser recuperado nas tarifas dos processos tarifários para cobrir os custos adicionais com a compra de energia pelas distribuidoras. Entendemos ainda que a solução definitiva para a questão não é onerar ainda mais os consumidores cativos, mas equacionar as questões estruturais do modelo do setor atualmente em vigor, na linha do que preconizava a CP 033/2017 do MME, cujas propostas básicas estão sendo revisitadas através de comissão especial criada no MME para este fim, com promessa de conclusão e apresentação ao mercado ainda no segundo semestre deste ano. Um dos principais objetivos deste trabalho deve ser reduzir o custo da parcela A das tarifas, que tem crescido de forma acentuada, certamente reduzindo os custos de expansão no fornecimento de energia. Assim, nossa posição é de rejeição pela ANEEL e MME ao pleito colocado pela ABRADDEE”.

xxii. Resposta ANEEL/SGT: Já prevista. Todas as considerações do Conselho de Consumidores da Cemig estão de acordo com as análises apresentadas pelas áreas técnicas sobre o tema.

10.2 Associação Brasileira de Grandes Consumidores Industriais de Energia e de Consumidores Livres - Abrace

“De acordo com esta proposta, além da Selic, deveria ser considerado um spread para refletir o custo de financiamento das distribuidoras. Por outro lado, quando o saldo apurado for a favor do consumidor, seria mantida a regra de correção por Selic. Esta mudança seria necessária, segundo a ABRADDEE, para compensar as distribuidoras pela elevação, verificada desde 2013, do saldo da CVA, que a tornou excessivamente onerosa para as distribuidoras.

A proposta em análise trata de forma assimétrica consumidores e distribuidoras, de modo injustificado, uma vez que não há nenhuma análise a respeito do custo de oportunidade da CVA para o consumidor. Importante lembrar os setores produtivos da economia são consumidores de energia elétrica e, portanto, um tratamento assimétrico da CVA privilegia um setor da economia, o de distribuição de energia elétrica, em detrimento dos demais, com consequência sobre a produção, o emprego e a renda.

De maneira acertada, a Aneel propõe rejeitar a alteração, já que desde 2013, o Poder Concedente e a agência reguladora têm tomado providências para lidar com eventos extraordinários que afetaram a CVA e criaram mecanismos para evitar os descompassos entre custos da parcela A e

o caixa das distribuidoras. A ABRACE compartilha da visão de que a solução para o problema apontado é o aprimoramento dos mecanismos de previsão dos custos da parcela A e das bandeiras tarifárias, não a alteração da remuneração do saldo da CVA”.

xxiii.Resposta ANEEL/SGT: Já prevista. As considerações da Abrace estão de acordo com as análises apresentadas pelas áreas técnicas sobre o tema.

10.3 Neoenergia

“Considerando que o objetivo das distribuidoras na melhoria da taxa de remuneração das CVA´s é o equilíbrio das condições financeiras, inclusive a possibilidade de securitização da dívida, a proposta de aplicação de uma taxa equivalente à 1,11 x SELIC, conforme propôs a ABRADDEE, deveria ser com reconhecimento da assimetria dos custos financeiros incorridos pelas distribuidoras entre as posições credoras e devedoras da CVA, assim como ocorre para qualquer outra pessoa física ou jurídica, pois as remunerações são diferenciadas nas diferentes situações. Diante do exposto, a Neoenergia entende que é preciso melhorar as condições de remuneração das CVA´s para compatibilizar com as condições de mercado, permitindo uma melhor gestão financeira da dívida, inclusive exigida pela ANEEL, e recomenda que a correção das CVA´s deva ser feita por 1,11 x SELIC, ainda que seja feita em todas as condições, tanto quando os saldos forem credores ou devedores, neste caso, não reconhecendo a assimetria, pois já será um avanço em relação à situação atual. E que deveria aplicar a nova regra em todas as etapas de atualização, tanto na remuneração da fase de constituição, de amortização, do saldo até o 5º dia útil anterior ao processo tarifário e na projeção para os 12 meses subsequentes ao reajuste tarifário em processamento”.

xxiv.Resposta ANEEL/SGT: Não aceita. A Neoenergia não apresentou argumentos adicionais aos apresentados pela Abradee para reconhecimento de custos financeiros adicionais incorridos pelas distribuidoras no cálculo da CVA.

10.4 Enel

“Na análise da Nota Técnica nº 73/2019, a ANEEL concluiu que a proposta de remunerar o descasamento tarifário por uma taxa maior que a SELIC criaria assimetria dentro do mesmo ano tarifário, no qual os deltas positivos seriam valorados por 11% acima da SELIC e os negativos apenas pela SELIC.

(...)Em primeiro lugar, o que é de fato importante é a posição agregada de todos os lançamentos da CVA, após abater dos valores positivos de descasamento tarifário os valores negativos, em todos os tipos de CVA.

Em segundo lugar, a natureza volátil do risco hidrológico - cuja projeção pode mudar radicalmente no mero espaço de alguns dias - faz com que as distribuidoras precisem deixar um volume significativo de caixa disponível a cobrir quando necessário flutuações de projeção hidrológica. O prazo médio para se estruturar uma captação de grande porte (como são as captações devidas ao risco hidrológico) podem levar até 90 dias para (i) negociação com bancos comerciais e (ii) aprovação em Conselho de Administração, o que ultrapassa o prazo necessário para obter caixa para honrar pagamentos de custo de risco hidrológico ou de submercado.

(...)Do fato, sugerimos uma taxa de remuneração variável entre 11% e 40% acima da SELIC para CVAs positivas, sendo o valor máximo de 40% associado a uma CVA de 3 vezes o EBITDA regulatório, que é o valor dos covenants dos contratos de captação financeira (a partir do qual a

ultrapassagem desse limite implicaria em outros custos além do spread, como o waiver para renegociação dos limites contratuais. No caso de negociações individuais de empresas, pode chegar a 4% da dívida líquida. No caso da Conta ACR, cuja negociação foi coletiva e setorial, chegou a 2%).

(...)

Dos pedidos subsidiários

Conforme mencionado na Nota Técnica nº 73/2019, de fato a regulação deve buscar a criação de mecanismos que impeçam a formação de descasamentos entre a cobertura tarifária e custos. E neste sentido o grupo Enel já encaminhou propostas para os principais causadores de descasamento tarifário:

- (i) CDE - homologação de orçamento bienal, visto que a cobertura tarifária das distribuidoras sempre buscará o equilíbrio do ano vigente e do ano seguinte. Há efeitos já conhecidos que afetarão um ano e não o seguinte (ou vice-versa), que devem ser considerados no orçamento bienal. Decisões da ANEEL ao longo do ano que afetem a CDE devem ser acompanhados de Análise de Impacto Regulatório que atualizaria o referido orçamento bienal ao longo do ano.
- (ii) Custo de Itaipu (taxa de câmbio) - possibilidade de contratação antes do processo tarifário de um hedge cambial que pré-definiria o câmbio para o ano tarifário inteiro, considerando essa curva na CVA ou a diferença do câmbio contratado para o câmbio realizado em algum componente financeiro acessório ao custo de compra de energia, assim como os contratos de Garantia Financeira associados aos CCEARs;
- (iii) Risco de Submercado - consideração da diferença de submercado no disparo das bandeiras tarifárias, consideração de cobertura tarifária para a projeção de risco de submercado, modificação das regras de comercialização para o rateio do Alívio de Exposições Financeiras considerar a exposição de CCEARs, a realização de Leilões de Energia Existente por submercado, o reforço da Rede Básica para eliminar a diferença de preços entre submercados;
- (iv) Bandeiras Tarifárias - considerar cobertura até 100% dos eventos históricos de PLD e GSF na Bandeira Vermelha 2, melhorar a modelagem do custo do acionamento de CCEARs por disponibilidade no cálculo do adicional.

xxv. Resposta ANEEL/SGT: Não aceita. Embora a proposição da Enel apresente, na opinião da área técnica, um avanço em relação à proposta da Abradee ao considerar a posição agregada de todos os lançamentos da CVA, após serem descontados os valores negativos dos valores positivos de descasamento tarifário, a proposta não merece provimento, tendo em vista que não apresentou argumentos adicionais aos apresentados pela Abradee, já analisados por meio da Nota Técnica nº73/2019-SGT/SRM/ANEEL, para reconhecimento de custos financeiros adicionais incorridos pelas distribuidoras no cálculo da CVA. Sobre os pedidos subsidiários, embora se reconheça a relevância dos pleitos, eles estão fora do escopo da Audiência Pública e serão considerados oportunamente.

10.5 EDP

“As variações da Parcela A possuem grande impacto no caixa das distribuidoras. Em 2017, a compra de energia correspondeu à 39% do total da tarifa. Esse percentual, somado às fatias de Transmissão (4%), aos tributos (29%) e encargos setoriais (11%) corresponde ao total da Parcela A que a distribuidora recolhe dos consumidores. A divergência entre os fluxos de recebimento e

pagamento tem impacto relevante no caixa das distribuidoras que, como consequência, necessitam ter recursos extras para garantir seus compromissos (...)

Já para a energia, as oscilações de preço vêm gerando CVA de montantes expressivos às distribuidoras, com carregamentos financeiros que consomem até 80% do EBITDA. Como consequência, os custos com captação de empréstimos de curto prazo para gestão do caixa vêm afetando sobremaneira o equilíbrio econômico-financeiro das distribuidoras (...)

Em um ambiente de normal funcionamento da economia e do setor elétrico, tais captações (em termos de spread sobre o CDI) dificilmente se aproximam da SELIC, de forma que as distribuidoras não conseguem recuperar o repasse ao consumidor todo o custo de gestão da CVA incorrido ao longo da janela tarifária. Com a crescente alocação de riscos na Parcela A (amplificado pelo Risco Hidrológico), a demanda por crédito nas distribuidoras encarece essa necessária captação (...)

*Assim, conforme pleito da ABRADDEE, a EDP concorda com a necessidade do reconhecimento do custo de exposição do caixa aos spreads praticados no mercado, ao aplicar um fator 1,11*SELIC, visto que há uma assimetria não coberta pela neutralidade da CVA ao desconsiderar os custos do efeito “caixa” para o agente de distribuição.*

Entendemos que a possibilidade da aplicação desse fator poderia incorrer em impactos duplicados nos casos em que a parcela positiva viesse a abater os montantes negativos. Portanto, sugere-se que esse fator seja aplicado no saldo líquido negativo do mês de competência, após abater possíveis efeitos positivos que viesse a minorar a exposição financeira.

xxvi. Resposta ANEEL/SGT: Não aceita. Embora a proposição da EDP presente, na opinião da área técnica, um avanço em relação à proposta da ABRADDEE ao considerar a posição agregada de todos os lançamentos da CVA, após serem descontados os valores negativos dos valores positivos de descasamento tarifário, a proposta não merece provimento, tendo em vista que não apresentou argumentos adicionais aos apresentados pela Abradee, já analisados por meio da Nota Técnica nº73/2019-SGT/SRM/ANEEL, para reconhecimento de custos financeiros adicionais incorridos pelas distribuidoras no cálculo da CVA.

10.6 Energisa

“No caso da proposta da ABRADDEE para inclusão de um multiplicador igual a 1,11 sobre a taxa SELIC, verifica-se a existência de um problema regulatório concreto, relacionado com a incapacidade da CVA neutralizar o impacto econômico e financeiro incidente nas distribuidoras ao longo no contexto atual, em que a SELIC está abaixo do valor do Custo de Capital Ponderado (Weighted Average Cost of Capital – WACC) da atividade de distribuição. Sendo assim, o multiplicador proposto deveria ser avaliado e comparado com outras alternativas de solução para o problema apontado, como a consideração do valor máximo entre a SELIC e o WACC real depois de impostos, utilizado pela Agência, como referência para a taxa regulatória de remuneração da atividade de distribuição. (...)

Além disso, a situação se agrava quando analisado o carregamento financeiro incorrido, que chega a consumir até 80% do EBTIDA do setor de distribuição, conforme demonstrado no gráfico abaixo (...)

xxvii. Resposta ANEEL/SGT: Não aceita. As áreas técnicas discordam da proposta apresentada pela Energisa de se considerar o valor máximo entre a SELIC e o WACC como taxa de remuneração de descasamentos de itens da Parcela A. Conforme exposto pela Energisa, o problema regulatório estaria relacionado à incapacidade da CVA de neutralizar o impacto econômico e financeiro nas distribuidoras pelos descasamentos entre custos e cobertura tarifária de itens da Parcela A. Se consideramos como verdadeiro o problema regulatório exposto, a taxa de remuneração da CVA deveria se aproximar à taxa de captação de

recursos e não à taxa regulatória de remuneração da atividade de distribuição. O custo médio ponderado de capital (Weighted Average Cost of Capital – WACC) deve refletir o retorno que o investidor exige, ou espera ter, para, em vez de ter liquidez corrente ou aportar recursos em ativo livre de risco, aportá-los no segmento de distribuição de energia elétrica brasileiro. A taxa de remuneração deve, pois, (i) compensar o custo de oportunidade dos recursos e (ii) ser compatível com o risco associado ao empreendimento ao qual o investimento será alocado. Portanto, a remuneração do capital investido estaria relacionada à Base de Remuneração Regulatória Líquida (montantes investidos pela concessionária ainda não depreciados) e não à Parcela A. A Parcela A envolve custos relacionados a itens que a distribuidora não tem gestão completa e por isso esses valores são repassados para os consumidores, não se relacionando aos investimentos da distribuidora.

11 Inadimplência do MCP e inadimplência por desligamento do agente

11.1 Light

“Na seção III.12 da NT 73/2019 a ANEEL propõe incluir parágrafo no PRORET informando que as despesas associadas aos acrônimos CCEE relativos à inadimplência por desligamento dos agentes não serão repassadas à tarifa do consumidor final.

No entanto, tais despesas estão associadas aos custos não gerenciáveis de compra de energia e, portanto, devem ser repassadas às tarifas. Nesse contexto, o artigo 1º da Portaria Interministerial 25/2002 descreve os itens que compõem a CVA.

“Art. 1º Criar, para efeito de cálculo da revisão ou do reajuste da tarifa de fornecimento de energia elétrica, a Conta de Compensação de Variação de Valores de Itens da "Parcela A" – CVA destinada a registrar as variações, ocorridas no período entre reajustes tarifários, dos valores dos seguintes itens de custo da "Parcela A", de que tratam os contratos de concessão de distribuição de energia elétrica:

I - tarifa de repasse de potência proveniente de Itaipu Binacional;

II - tarifa de transporte de energia elétrica proveniente de Itaipu Binacional;

III - quota de recolhimento à Conta de Consumo de Combustíveis - CCC;

IV - quota de recolhimento à Conta de Desenvolvimento Energético - CDE;

V - tarifa de uso das instalações de transmissão integrantes rede básica;

VI - compensação financeira pela utilização dos recursos hídricos;

VII - encargos de serviços de sistema - ESS;

VIII - quotas de energia e custeio do Programa de Incentivo Fontes Alternativas de Energia Elétrica - Proinfa;

IX - custos de aquisição de energia elétrica.

Dessa forma, a Light entende que as despesas associadas aos acrônimos CCEE relativos à inadimplência por desligamento dos agentes devem impactar o cálculo da CVA”.

xxviii. Resposta ANEEL/SGT: Não aceita. A contribuição não apresenta argumentos que refutem os fundamentos da proposta apresentada na AP. Conforme entendimento na Nota Técnica nº 143/2017-SRM/ANEEL, a consideração na tarifa de custos referentes à inadimplência por desligamento dos agentes, por exemplo, acaba desestimulando a reversão de decisões judiciais que afastem a exigibilidade do pagamento de certos agentes na CCEE ou mesmo estabelecendo privilégios de agentes para recebimento de tais valores, como no caso de uma distribuidor realizar um acordo fora do âmbito do MCP que seja benéfico a gerador de seu grupo econômico.

11.2 Neenergia

“Nesta AP, a ANEEL propõe especificar procedimento para não reconhecer os custos contabilizados pela CCEE, por meio de Mecanismo Auxiliar de Cálculo – MAC, relativas à Desligamentos Agentes na CCEE, sem sucessão.

A título de exemplo, para demonstrar relevância dos valores associados a esse item, podemos citar que no período de referência do reajuste 2018 da COELBA, entre fev/2017 e jan/2018, a CCEE cobrou, por meio de MAC, nos relatórios de liquidação (SUM001.3), custos relevantes da ordem de R\$1,1 milhões relativos a essa Inadimplência por Desligamentos de Agentes na CCEE. Na proposta em AP, a ANEEL apresenta entendimento de que o repasse tarifário não seria adequado, pois poderia desestimular a distribuidora a recuperar os valores inadimplidos ou a reverter decisões judiciais, além de que em alguns casos a cobrança é realizada bilateralmente em ambiente alheio à CCEE e aponta alguns efeitos indesejados caso houvesse o repasse tarifário. Ressaltamos que esses agentes desligados, já foram cobrados pela CCEE, que de ofício tem essa obrigação, mas não obteve sucesso em tais cobranças.

Assim, é remota a possibilidade de a distribuidora ter recuperação desses valores na “relação bilateral” com esses agentes que se desligaram da CCEE e não tiveram sucessão.

Ocorre que, em função da regra de rateio desses custos (participação de voto na CCEE), a distribuidora está recebendo o encargo de efetuar cobrança relativa a agentes com os quais pode não ter qualquer relação contratual direta, fato que dificulta sobremaneira o recebimento de tais valores.

Verificamos que, no exemplo citado acima da Coelba, os custos obrados em 2017, foram basicamente associados a clientes livres que encerraram suas atividades ou faliram. Também de geradores dos quais não havia produtos contratados pela distribuidora. (...)

Em relação à afirmação da ANEEL contida na Nota Técnica, de que isso “desestimularia o agente de distribuição a recuperar os valores inadimplidos ou a reverter judicialmente decisões que afastem a exigibilidade de pagamento pelos devedores do MCP”, uma vez que a recuperação do valor pago estaria assegurada pela tarifa, é preciso ressaltar que obrigação de cobrança desses valores tradicionalmente era da CCEE e, em nosso entendimento, deveria continuar sendo da CCEE, até porque minimiza os custos envolvidos nas respectivas ações de cobrança o que se reverteria para a modicidade tarifária.

Esse mesmo entendimento poderá ser observado pelo posicionamento de todos os segmentos do setor elétrico, por ocasião das contribuições relativas à AP 50/2017, visto que houve unanimidade no sentido de não implantação da bilateralidade na cobrança da inadimplência geral do MCP, proposto pela ANEEL no item 54 da Nota Técnica nº 144/2017-SRM/ANEEL, mesmo considerando que seria facultada a representação dos credores pela CCEE, conforme segue.

“54. Após a finalização deste processo de liquidação, os débitos serão tratados bilateralmente, facultada a representação pela CCEE, e os encargos moratórios serão atribuídos aos respectivos credores, proporcionalmente a suas posições líquidas”.

Dessa forma, a Neenergia solicita reconsideração para que seja reconhecido esses custos na tarifa, inclusive revendo glosas em processos tarifários anteriores, bem efetuar avaliação de novas regras, tanto de procedimentos para cobrança desses custos pela CCEE quanto da forma de contabilização por meio do MCSE, para que, eventuais sucessos na obtenção de regresso por parte das distribuidoras, relativos a esses custos, sejam revertidos para modicidade tarifária.

xxix. Resposta ANEEL/SGT: Não aceita. Resumidamente, a Neenergia apresenta como argumentos a favor da consideração do custo decorrente da inadimplência por desligamento de agente nos processos tarifários: a relevância dos valores associados a esse item e a baixa probabilidade de recuperação desses valores, além de tentar

demonstrar que a cobrança da inadimplência deveria continuar sendo realizada pela CCEE. Sobre o primeiro ponto, destaca-se que conforme apresentado na Nota Técnica nº73/2019-SGT/SRM/ANEEL, os valores possuem baixa representatividade em relação à receita das distribuidoras. Por sua vez, se considerarmos que de fato há baixa probabilidade de recuperação desses valores, há ratificação do argumento de que a inclusão desses custos na tarifa dos consumidores desestimularia ainda mais a distribuidora a recuperar os valores inadimplidos, razão pela qual a área recomenda a manutenção da proposta apresentada na AP 25/2019 de não incluir o custo relativo à inadimplência no mercado de curto prazo e à inadimplência por desligamento do agente nos processos tarifários.

11.3 Enel

“Os agentes inadimplentes na CCEE podem ser desligados por inadimplência, após processo administrativo instruído na Câmara. Após seu desligamento, a distribuidora ou o ONS têm 30 dias para seu desligamento da rede, conforme disposto na REN 545/2013.

Normalmente, a CCEE representa os agentes para a cobrança judicial ou extrajudicial, até porque em muitos casos os custos judiciais seriam maiores que o valor da causa, que é o valor do débito aplicado ao rateio entre os agentes da CCEE. No limite, se todos os agentes da CCEE decidissem por instruir os processos individualmente, os custos judiciais seriam multiplicados pelos 6.800 agentes da CCEE, o que não seria eficiente do ponto de vista administrativo.

Em que pese que o tema da inadimplência seja tratado na Parcela B dentro da metodologia de Receitas Irrecuperáveis, essa metodologia abrange apenas a inadimplência de faturamento de consumidores dentro da área de concessão da distribuidora, e não de agentes desligados da CCEE.

O Memorando 103/2018 opinou que o repasse do rateio de inadimplência às tarifas das distribuidoras não é eficiente, na medida em que não incentiva ações de cobrança individuais - e não delegadas à CCEE. Deveria então haver mecanismo de estímulo à eficiência e à cobrança por parte das distribuidoras.

Na regulação pelo preço, tal mecanismo seria o repasse por meio da Parcela B, que ficaria fixo valores durante um ciclo tarifário estimulando os distribuidores a buscarem a recuperação de valores e repassando à modicidade tarifária.

Essa seria uma via possível, visto que daria algum tipo de tratamento à inadimplência na CCEE, hoje um tema não tratado nem na metodologia de Receitas Irrecuperáveis nem na CVA. Entretanto, em se tratando de um agente que já foi desligado da rede, esse crédito é de baixo rating de crédito - ou um crédito podre, de difícil recuperação.

Em havendo baixa probabilidade de execução da recuperação do crédito de um agente desligado, sugerimos dar tratamento do custo na CVA e não na Parcela B, por simplicidade administrativa.

Quanto à avaliação da Nota Técnica nº 73/2019 de que o impacto frente à receita total das distribuidoras é baixo, de 0,02%, na contabilização da CCEE há milhares de linhas de custo que individualmente são baixas, mas nem por isso haveria motivo de não as repassar visto que no mérito são custos inerentes e passíveis de reconhecimento tarifário. Por fim, os impactos devem ser medidos sob o Lucro do acionista em distribuição, que serão os entes que de fato arcarão com o impacto em caso de não repasse, e não sobre o faturamento total de distribuição”.

xxx.Resposta ANEEL/SGT: Não aceita. Conforme já exposto na Audiência Pública, o repasse do rateio dessa inadimplência às tarifas das distribuidoras não fornece sinal regulatório desejável, dado que desestimularia o agente de distribuição a recuperar os valores inadimplidos ou a reverter judicialmente decisões que afastem a exigibilidade de pagamento pelos devedores do MCP. Portanto, a opção regulatória proposta já representa

“mecanismo de estímulo à eficiência e à cobrança por parte das distribuidoras” defendido pela Enel. Sob o ponto de vista operacional, o tratamento da inadimplência na CCEE de forma análoga ao que é feito no item “Receitas Irrecuperáveis” (por meio da definição de um percentual regulatório de inadimplência a ser repassado nas tarifas) representa um desafio regulatório, na medida em que há assimetria de informação quanto ao valor realmente inadimplido, visto que em alguns cenários a cobrança dos valores inadimplidos é realizada bilateralmente por cada agente (via acordo bilateral, cobrança judicial, venda dos direitos creditícios, etc.) em ambiente alheio à CCEE. Além disso, não foi possível compreender o argumento apresentado pela Enel de que “em havendo baixa probabilidade de execução da recuperação do crédito de um agente desligado, sugerimos dar tratamento de custo na CVA e não na Parcela B, por simplicidade administrativa”.

12 Preço Médio dos Contratos de Compra de Energia para fins de cálculo de ajuste de sobrecontratação e ajuste de glosa de energia

12.1 ABRADDEE

“Contudo, a ANEEL, na presente audiência pública, justifica a necessidade de intervenção regulatória, conforme Relatório de Análise de Impacto Regulatório nº 01/2019-SGT/ANEEL, avaliando que (i) a atual regra não está fornecendo o incentivo regulatório adequado, resultando em empresas com altos níveis de contratação e (ii) em cenários de PLD alto e sobrecontratação acima de 5%, as distribuidoras recebem um “lucro” no mercado de curto prazo enquanto caberia ao consumidor arcar integralmente com os custos de aquisição da energia no MCP quando a geração foi inferior à garantia física.”

Ainda no parágrafo 102 da Nota Técnica nº 73/2019-SGT/ANEEL argumenta que o direito ao repasse dos riscos hidrológicos previsto na Lei nº 12.783/2013 “pode não ser integral de modo a restringir o repasse de custo de compra de energia eficiente ao consumidor”. (grifamos)

Neste ponto específico, cabe ressaltar algumas ponderações adicionais da Associação sobre as justificativas apresentadas pela ANEEL, sem prejuízo ao encaminhamento de Parecer preparado pelo Escritório Souto Correa para a ABRADDEE, em anexo.

Para demonstrar a justificativa (i) de que a atual regra não fornece o incentivo adequado, a ANEEL afirma que durante o ano de 2017, “muitas empresas que estavam sobrecontratadas acima de 105% do mercado regulatório em 2016, ao invés de procurarem descontratar energia pelos mecanismos criados, adquiriram ainda mais energia, destacadamente pelo mecanismo de MCSD de Energia Nova”. Refirma a ANEEL que a atual regra resulta em empresas “com altos níveis de contratação, desviando o foco das empresas das atividades fins e assumindo riscos na gestão de energia”.

Contudo, entendemos que essa justificativa da Agência esteja fundamentada numa avaliação parcial, na nossa visão, dos dados e fatos que ocorreram na época. Destacamos inicialmente a baixa representatividade relativa da sobrecontratação mencionada pela ANEEL. Nesse caso, com base nos percentuais apresentados pela Agência, observamos que o montante total de sobrecontratação, acima do limite regulatório, representa aproximadamente 1% do mercado nacional de distribuição de energia elétrica de 2017. Mesmo se considerarmos apenas o mercado das empresas citadas pela ANEEL, estima-se cerca de 4% de sobrecontratação acima do limite regulatório com base nos percentuais apresentados.

Além disso, diferentemente do afirmado pela Agência, observamos que, durante o ano de 2017, houve esforço significativo das distribuidoras para mitigar a sobrecontratação generalizada, mesmo com a diminuição do mercado em relação ao ano anterior e com a entrada de energia

nova contratada antecipadamente como prevê o marco regulatório. Assim sendo, conforme pode ser constatado na figura a seguir, mesmo considerando o efeito anual de -3.314MWh das reduções decorrentes do MCSD EN e acordos bilaterais, o resultado líquido do período foi de -745MWh. Ou seja, os fatos demonstram que não houve a compra de energia nos mecanismos citados com a deliberada intenção de aumento da sobrecontratação. (...)

Em relação à justificativa (ii) de que as distribuidoras recebem um “lucro” no mercado de curto prazo enquanto caberia ao consumidor arcar integralmente com os custos relativos ao risco hidrológico, parece haver uma forçosa interpretação para relacionar as duas situações. A apropriação do resultado no mercado de curto prazo acima do limite regulatório, seja positivo ou negativo, é reconhecido como risco da distribuidora não tendo relação com o nível de geração inferior à garantia física das usinas hidrelétricas, risco do empreendedor da usina repassado para o comprador regulado, além do que eventual sobrecontratação não é causada pelo nível do risco hidrológico, evidentemente.

Já a afirmação da ANEEL de que não é garantido pela legislação o repasse integral dos riscos hidrológicos, cabe destacar que, ao contrário, o Parecer do Escritório Souto avalia que a Lei 12.783/2013 “determina o repasse direto do risco hidrológico à tarifa do consumidor, sem qualquer limitação, razão pela qual é incabível falar-se em sua inclusão na metodologia da glosa de perdas” Ainda mais, ressalta o Parecer que “... eventual inclusão do risco hidrológico no rol de contratos das distribuidoras alteraria, ainda, o equilíbrio econômico-financeiro do contrato de concessão das distribuidoras, devendo tal medida se dar por alteração da legislação e mediante acordo entre as partes”.

Isto porque “... é defeso à ANEEL pretender dar voz a conteúdo que a norma não disse, sob pena de interferir na atividade legislativa. Não cabe à ANEEL ampliar o conteúdo da norma para extrair dela o efeito pretendido, ainda que legítimo”.

É importante destacar, no caso de prosperar eventuais alterações, a conclusão do Parecer sobre efeitos retroativos da aplicação sobre os mecanismos regulatórios previstos anteriormente:

Mesmo que não houvesse ilegalidade na proposta da ANEEL, no caso de alteração superveniente da metodologia, deve-se preservar o saldo da CVA já contabilizado pelas distribuidoras, uma vez que decorrente da metodologia então em vigor e, pois, protegido pelo ato jurídico perfeito.

(...) eventual alteração da norma pela ANEEL não pode ter efeitos retroativos, em especial ao Mecanismo de Venda de Excedente já operacionalizados pela CCEE em 2019, uma vez que a Administração Pública deve respeitar os atos consolidados sob o regulamento anterior, em atenção aos princípios constitucionais do direito adquirido e do ato jurídico perfeito”.

Por fim, ressaltamos as principais conclusões do Parecer elaborado pelo Escritório Souto Correa: A inclusão do risco hidrológico no preço médio dos contratos das distribuidoras não tem respaldo legal. Isso porque o Decreto 5.163/2004 (arts. 36 e 38) autorizam o repasse ao consumidor do preço em até 105% (cento e cinco por cento) da energia elétrica contratada.

Por energia elétrica contratada entende-se toda a energia proveniente das possíveis formas de contratação de energia pelas distribuidoras previstas no art. 13 do Decreto nº 5.163/2004, que não incluem a aquisição de energia decorrente do risco hidrológico.

Dessa forma, as regras de repasse e da glosa de energia devem incidir sobre as possíveis formas de contratação de energia pelas distribuidoras, não incluída a contratação em razão do risco hidrológico.

O art. 1º, §5º a Lei 12.783/2013 determina o repasse direto do risco hidrológico à tarifa do consumidor, sem qualquer limitação, razão pela qual é incabível falar-se em sua inclusão na metodologia da glosa de perdas.

Eventual inclusão do risco hidrológico no rol de contratos das distribuidoras alteraria, ainda, o equilíbrio econômico-financeiro do contrato de concessão das distribuidoras, devendo tal medida se dar por alteração da legislação e mediante acordo entre as partes.

Portanto, não houve qualquer alteração no marco legal que pudesse justificar a mudança de entendimento da ANEEL, de forma a incluir o custo do risco hidrológico no rol de contratos das distribuidoras, com efeitos econômicos na glosa das perdas.

Mesmo que não houvesse ilegalidade na proposta da ANEEL, no caso de alteração superveniente da metodologia, deve-se preservar o saldo da CVA já contabilizado pelas distribuidoras, uma vez que decorrente da metodologia então em vigor e, pois, protegido pelo ato jurídico perfeito.

Por fim, eventual alteração da norma pela ANEEL não pode ter efeitos retroativos, em especial ao Mecanismo de Venda de Excedente já operacionalizados pela CCEE em 2019, uma vez que a Administração Pública deve respeitar os atos consolidados sob o regulamento anterior, em atenção aos princípios constitucionais do direito adquirido e do ato jurídico perfeito”.

xxxi. Resposta ANEEL/SGT. Parcialmente Aceita. Inicialmente cabe discordar da ponderação da Abradee de que a sobrecontratação observada tenha baixa representatividade. Ao se analisar somente as empresas destacadas na Nota Técnica nº73/2019-SGT/SRM/ANEEL, a sobrecontratação representa mais de 9% do mercado de distribuição de energia elétrica de 2017, ao se considerar o total de energia sobrecontrada sobre o mercado total, ou cerca de 15% considerando-se a média de sobrecontratação das empresas¹, o que não é desprezível. Como é sabido, é indesejável a existência de uma sobrecontratação generalizada, dado que causa efeitos sobre o lastro de energia disponível no mercado livre e afeta o sinal de expansão do sistema. Sobre o esforço das distribuidoras para mitigar a sobrecontratação, apontamos, por exemplo, a não declaração de sobras pelas distribuidoras no último MCSD de Energia Nova de 2017, ocorrido no mês de outubro, o que reforça a tese de que a regulação merece aprimoramentos.

A Abradee afirma, ainda, que “em relação à justificativa (ii) de que as distribuidoras recebem um “lucro” no mercado de curto prazo enquanto caberia ao consumidor arcar integralmente com os custos relativos ao risco hidrológico, parece haver uma forçosa interpretação para relacionar as duas situações. A apropriação do resultado no mercado de curto prazo acima do limite regulatório, seja positivo ou negativo, é reconhecido como risco da distribuidora não tendo relação com o nível de geração inferior à garantia física das usinas hidrelétricas, risco do empreendedor da usina repassado para o comprador regulado, além do que eventual sobrecontratação não é causada pelo nível do risco hidrológico, evidentemente”. Sobre esse ponto, destaca-se que a proposta apresentada não busca modificar a apropriação do resultado no mercado de curto prazo acima do limite regulatório pelas distribuidoras, visto que esse risco é definido em outras disposições normativas. A alteração regulatória visa melhorar a precificação do custo de energia elétrica a ser inclusa nas estratégias de compra de energia da concessionária. Para se definir que haja um “lucro” no mercado de curto prazo, devem ser considerados todos os custos com a compra de energia, inclusive aquele relacionado ao risco hidrológico. A gestão de compra de energia de uma concessionária depende dos itens inclusos em sua precificação, definidos pela regulação. Ao se subestimar os custos de compra de energia, gera-se, “artificialmente”, mais cenários de ganhos no mercado de curto prazo, o que evidentemente impulsiona a sobrecontratação das distribuidoras.

Por sua vez, a legalidade da alteração do cálculo proposto do preço médio dos contratos de compra de energia para fins de cálculo de ajuste de sobrecontratação e ajuste de glosa de energia foi ratificada por meio do Parecer nº 00453/2019/PFANEEL/PGF/AGU.

E, por fim, destaca-se que a proposta é de que a metodologia a ser aprovada após a conclusão da AP nº 25/2019 não tenha efeitos retroativos, tendo em vista os argumentos destacados pela Abradee.

¹ Considerando-se todas as distribuidoras, a média de sobrecontratação foi cerca de 8%, o que também é significativo.

12.2 Conselho de Consumidores da Cemig - Concemig

“A argumentação da NT 073/2019 deixa claro que existe uma distorção na regra atual de excluir a parte referente ao risco hidrológico do preço médio dos contratos de compra de energia para fins de cálculo de ajuste de sobrecontratação.

Esta distorção pode levar a uma transferência indevida de lucro do consumidor para a distribuidora a depender do nível de sobrecontratação e do PLD vigente.

Fica demonstrado ainda que tal situação de fato ocorreu em 2017 e 2018, caracterizando a nosso ver uma quebra do princípio da neutralidade da parcela A.

Desta forma, apoiamos a proposta de alteração feita pela ANEEL de incluir no preço médio para fins de cálculo de ajuste de sobrecontratação e ajuste de glosa de energia a parcela referente ao risco hidrológico”.

xxxii. Resposta ANEEL/SGT. Já prevista. As considerações do Conselho de Consumidores da Cemig estão de acordo com as análises apresentadas pelas áreas técnicas sobre o tema.

12.3 Energisa

Glosa de perdas elétricas

“Na NT 73/2019, a ANEEL informa que os efeitos do risco hidrológico fazem parte do custo de aquisição de energia elétrica, indicando que o incentivo regulatório de combate às perdas poderá ser aprimorado, ao incluir no cálculo do preço médio dos contratos de compra de energia os efeitos do risco hidrológico das cotas de Garantia Física, de Itaipu e das Usinas Repactuadas.

Entretanto, entende-se que a ANEEL deixou de apresentar evidências de que os incentivos regulatórios para a redução de perdas seriam aprimorados por meio da inclusão do risco hidrológico no valor da glosa.

Sobretudo, esta ausência de evidências é ainda mais relevante pelo fato de a Agência dispor de um diagnóstico amplo e profundo, realizado por meio da Avaliação de Resultado Regulatório (ARR) nº 01/2019-ANEEL, no âmbito da Consulta Pública nº 003/2019, que demonstra que a evolução das perdas não técnicas tem sido decrescente desde 2011, com ritmo de queda expressivo entre as empresas de capital privado.

Por fim, em relação ao ambiente regulatório existente, para glosa de perdas, a análise também deixou de apresentar/detalhar um problema regulatório a ser solucionado ou mitigado. Conforme exposto na NT 73/2019 e na AIR 01/2019, a alteração regulatória seria motivada apenas pela mudança de preferência do Regulador.

Desta forma, entende-se não haver fundamento conceitual para a inclusão do risco hidrológico no preço médio para o cálculo da glosa de perdas.

Sobrecontratação Voluntária de Energia

(...) A motivação expressa acima, todavia, não circunscreve claramente o problema regulatório a ser enfrentado e tampouco identifica o nexo de causalidade, visto que: (i) as distribuidoras não possuem qualquer gestão sobre a contratação das cotas de Itaipu e de Garantia Física, bem como ao repasse do risco hidrológico das usinas repactuadas; e, sobretudo (ii) o repasse dos riscos hidrológicos independe do nível de cobertura contratual das distribuidoras.

Isto porque esse repasse depende apenas: (i) de resultados da usina de Itaipu no MRE e da cota-parte da distribuidora; (ii) das usinas hidrelétricas cotistas no MRE e do fator de rateio da distribuidora; e (iii) do valor total de repasse do Risco Hidrológico das usinas repactuadas e do fator de rateio da distribuidora.

Sendo assim, não há vinculação do repasse final desses riscos hidrológicos aos consumidores com o nível de sobrecontratação das distribuidoras, conforme sugere o texto do Relatório de AIR 01/2019, acima transcrito.

Ainda sim, na AIR 01/2019, item 6.2 Resultados Obtidos e Comparação das Alternativas, é apresentado que acima de 105% de contratação e para um mesmo PLD e GSF o percentual de receita da Distribuidora alocada ao consumidor diminui com o aumento do nível de contratação, induzindo o leitor a acreditar que o montante financeiro total (em reais) também diminui, enquanto que se mantém constante (numerador). A redução do percentual de alocação ao consumidor é decorrente do aumento da receita das Distribuidoras (denominador).

Desta forma, também entende-se não haver fundamento conceitual para a inclusão do risco hidrológico no preço médio para o cálculo do ajuste da sobrecontratação, ressaltando que a própria AIR 01/2019 reconhece que a Distribuidora não tem gestão sobre o volume contratado sujeito ao risco hidrológico (em média 43,5% da carga).

Mecanismo de Venda de Excedentes

A Resolução Normativa nº 824/2018 definiu, no inciso III de seu art. 5º, que: “As vendas de montantes referentes à sobrecontratação voluntária terão seus efeitos, benefício ou prejuízo, integralmente atribuídos à distribuidora”.

Pela NT 73/2019 é proposto que o ajuste referente ao resultado da venda de energia no MVE, a parcela de energia acima do limite de sobrecontratação passe a incluir o risco hidrológico no preço médio para fins de apuração dos resultados no mercado de curto prazo.

Segundo a ANEEL, a inclusão do risco hidrológico nesse preço teve por motivação induzir as distribuidoras a não manterem elevados níveis de sobrecontratação. Esta motivação está clara a partir do seguinte parágrafo transcrito da citada Nota Técnica: “Portanto, verificamos que a atual regra de comercialização de energia aliada à metodologia de repasse dos custos da sobrecontratação de energia às tarifas não estão fornecendo o incentivo regulatório adequado, resultando empresas com altos níveis de contratação, desviando o foco das empresas das atividades fins e assumindo riscos na gestão de energia.”.

Contudo, a inclusão do risco hidrológico no preço médio para apuração dos resultados do mercado de curto prazo aumenta o risco da distribuidora no MVE, podendo desestimulá-la a ofertar neste mecanismo suas sobras voluntárias superiores a 5%.

Em suma, a alteração proposta que teve por objetivo induzir as distribuidoras a não manterem elevados níveis de sobrecontratação tende a ter efeito reverso, uma vez que reduz a eficácia do mecanismo, já que o Risco Hidrológico não entra na precificação do mercado livre e as Distribuidoras estariam competindo de forma desigual neste ambiente”.

xxxiii. Resposta ANEEL/SGT. Não aceita. Sobre a inclusão dos efeitos do risco hidrológico no preço de energia para fins de cálculo do ajuste de glosa de energia, a Energisa argumenta que a Aneel teria deixado de apresentar evidências de que os incentivos regulatórios para a redução de perdas seriam aprimorados por meio da nossa proposta, teria faltado a apresentação e detalhamento de um problema regulatório a ser solucionado ou mitigado e, portanto, não haveria fundamento conceitual para a inclusão do risco hidrológico no preço médio para o cálculo da glosa de perdas. Relembramos que nos processos tarifários, em consonância com a regra definida nos contratos de concessão de distribuição, é concedida cobertura tarifária para fazer frente aos custos de compra de energia para o atendimento ao mercado regulatório da distribuidora, observados os limites regulatórios de perdas de energia. Nesse sentido, caso o nível realizado de perdas seja superior ao nível regulatório, haverá um custo de compra de energia não arcado pelas tarifas homologadas. Por sua vez, na apuração do saldo da CVA, para as empresas cuja perda real é superior à perda regulatória, é calculado o ajuste da glosa de energia, de modo que não haja repasse da

diferença entre o preço real dos contratos de compra de energia e a tarifa média de energia concedida nos processos tarifários ao consumidor aplicado ao montante em que o nível real de perdas supere o nível regulatório. O cálculo do ajuste de glosa de energia assegura que o montante de perda real de energia acima da perda regulatória onere somente as concessionárias de distribuição. Para essas empresas, na metodologia vigente, a glosa de energia é valorada pelo preço médio realizado dos contratos de compra de energia, excluindo os custos com o risco hidrológico. Nesse sentido, a parte mais significativa do incentivo regulatório de perdas está no cálculo econômico da compra de energia, por meio do percentual de perdas regulatório definido no processo de revisão tarifária da distribuidora. Por outro lado, na apuração do saldo da CVA, a partir do cálculo do ajuste de glosa de energia, a glosa de energia (montante de energia do mercado real que supera o mercado regulatório) é precificada ao preço médio realizado dos contratos de compra de energia. Nesse sentido, a proposta apresentada na AP 25/2019 de se incluir o risco hidrológico na precificação dos contratos de compra de energia para fins de ajuste de glosa visa não repassar ao consumidor o custo do risco hidrológico relativo ao montante de glosa de energia. A proposta visa à alocação justa do custo do risco hidrológico. A inclusão dos efeitos do risco hidrológico acentua o sinal regulatório para redução do nível de perdas.

Por sua vez, sobre a inclusão dos efeitos do risco hidrológico no preço de energia para fins de cálculo do ajuste de sobrecontratação, a Energisa discorda da proposta tendo em vista que a Distribuidora não tem gestão sobre o volume contratado sujeito ao risco hidrológico e que não haveria vinculação do repasse final desses riscos hidrológicos aos consumidores com o nível de sobrecontratação das distribuidoras. A SGT discorda da argumentação apresentada pela Energisa. O fato de a distribuidora não ter gerência sobre o volume contratado sujeito ao risco hidrológico não significa que os impactos decorrentes do risco hidrológico devam ser desconsiderados do preço médio de energia, dado que são custos de compra de energia elétrica. A alteração regulatória visa melhorar a precificação do custo de energia elétrica a ser inclusa nas estratégias de compra de energia da concessionária. Para se definir que haja um “lucro”/”prejuízo” no mercado de curto prazo, na parcela relativa ao risco da distribuidora (acima do limite de 105% da carga, considerando a involuntariedade) devem ser considerados todos os custos com a compra de energia, inclusive aquele relacionado ao risco hidrológico. Destaca-se ainda que o aumento da contratação decorrente de um aumento inesperado de cotas ou migração de consumidores livres, por exemplo, é levado em consideração na definição do montante de sobrecontratação involuntária.

12.4 Equatorial

“Conforme exposição apresentada na AIR nº 01/2019-SGT/ANEEL, o problema regulatório relacionado com a sobrecontratação de energia estaria relacionado com o aumento de pleitos administrativos, por parte das distribuidoras, a partir de 2017, para que as mesmas fossem consideradas como “voluntárias”, nos termos do Decreto nº 5.163, de 30 de julho de 2004 (...) Nesse ponto, concorda-se com a Agência que a classificação da elevação do patamar de PLD como causa para pleitos de exposição voluntária tem verossimilhança lógica. Entretanto, é preciso pontuar que a ANEEL ainda não homologou os montantes de sobrecontratação voluntária e involuntária dos exercícios de 2016, 2017 e 2018, de modo que pode haver outras explicações mais pertinentes.

No caso de empresas do grupo Equatorial verifica-se que o nível de contratação tem sido fortemente impactado pela redução do montante de energia requerida.

Além disso, a lista de distribuidoras com sobrecontratação acima do limite regulatório de 105%, apresentada pela AIR nº 01/2019-SGT/ANEEL, não é representativa do universo das empresas de distribuição, sendo que os desvios mais expressivos foram apontados em empresas pequenas, o Departamento Municipal de Eletricidade de Poços de Caldas – DMEPC, onde efeitos conjunturais, como a movimentação de consumidores potencialmente livres e frustrações na expansão do mercado, podem produzir efeitos expressivos.

A análise da questão também não pode ser realizada por um viés simplista, no qual apenas o ano de 2017 é avaliado de forma isolada. A condição de contratação das distribuidoras no ano de 2017 deriva de decisões tomadas ao longo dos 5 anos anteriores, ou seja, desde 2012, quando ainda se tinha um cenário positivo de crescimento econômico em todo o país. Assim, grande parte do excesso de energia deriva de frustração de expectativas de crescimento de mercado, e da evidente inadequação dos mecanismos disponíveis para ajuste do nível de contratação, mesmo com a evolução observada nos últimos, o que inclui, por exemplo: i) queda da obrigação de renovação de contratos de energia existente nos leilões A-1, ii) criação do MCSD de Energia Nova, iii) possibilidade de acordos bilaterais com geradores.

Vale frisar que a CELPA não participa de processos de compra de energia desde 2015, ou seja, o nível atual de contratos deriva de decisões anteriores. No caso de CEMAR a situação é similar, exceto pela compra no A-1 de 2017 (entrega em 2018), mas para este caso não houve sobrecontratação voluntária.

Adicionalmente, um ponto fundamental para o suposto ganho é a realização de um PLD acima do preço médio de compra. Deste modo, o agente deveria ser capaz de prever, com nível razoável de segurança, o PLD com antecedência de 5 anos, o que, como se sabe, é impossível. De fato, o setor como um todo (inclusive a ANEEL no âmbito da definição da sistemática de bandeiras, por exemplo), é incapaz de prevê-lo para o semestre seguinte.

Assim, é evidente que as incertezas (previsão de PLD e previsão de mercado, para citar o básico) associadas com um suposto movimento de gerar um excedente de energia (superior a 5%), resulta em risco de perdas muito superior às chances de sucesso, haja vista que o cenário final de um ano específico (2017, no caso), tem sua configuração final resultante de decisões tomadas ao longo dos 5 anos anteriores, e decisões tomadas no próprio ano. A análise totalmente ex-post realizada precisa de muitos aprimoramentos de forma a permitir que se possa ter conclusões confiáveis.

Finalmente, destaca-se que muito embora o valor de realização do risco hidrológico seja função do PLD, não é possível afirmar que o risco hidrológico faça parte do preço da energia liquidada no MCP. Na realidade, o valor explicativo do PLD sobre o GSF é fraco, como demonstrado pela própria ANEEL na AIR nº 01/2019-SGT/ANEEL (Figura 6) e na Nota Técnica nº 133/2017-SRG-SRM-SGT/ANEEL (Figura 7) exarada no âmbito do Processo nº 48500.004186/2017-18 que instruiu o aperfeiçoamento da metodologia de apuração das Bandeiras Tarifárias (...)

Embora o coeficiente de determinação R^2 da Figura 8, da ordem de 0,7631, indique que aproximadamente 76% das variações no PLD podem ser justificadas pelas variações do GSF, a regressão exponencial apresentada não é suficiente para descrever a lógica entre ambas, pois (i) o histórico utilizado é curto, com registros após o ano de 2016, em que condições hidrológicas desfavoráveis foram observadas na maior parte do tempo; (ii) o coeficiente de determinação é indicativo para sinalizar melhora/piora na inserção de outras variáveis ao modelo, não sendo suficiente para indicar, isoladamente, uma boa regressão; e (iii) graficamente, a nuvem de pontos apresentada no diagrama de dispersão não está próxima da curva de regressão. Assim, as análises a partir da Tabela 4 da AIR nº 01/2019-SGT/ANEEL podem apresentar certo grau de fragilidade.

E, de acordo com a Nota Técnica nº 133/2017-SRG-SRM-SGT/ANEEL, além da elevada dispersão de valores positivos e negativos observada até o referencial de 500 R\$/MWh, para qualquer intervalo de PLD selecionado dentro desse limiar, a frequência de custos de GSF positivos (saldos

de energia secundária) ou negativos é aproximadamente a mesma, em torno de 50%. Vale apontar que mesmo padrão de dissimilaridade também foi verificado quando se contrastaram as mesmas variáveis em realizações mais recentes do histórico (últimos 7 anos).

A explicação para o fenômeno, ainda de acordo com a Nota Técnica nº 133/2017-SRG-SRM-SGT/ANEEL, decorre do fato de o CMO/PLD serem instrumentos normalmente direcionados a reproduzirem tendências sazonais de longo prazo do regime hidrológico, mas que são fortemente reposicionadas em face da conjuntura fluviométrica observada no curto prazo. Isso faz com que elas tenham forte componente de expectativa embutida em seus mecanismos de formação, tornando-as não só variáveis naturalmente mais voláteis, mas que muitas vezes podem se distanciar das condições estruturais de suprimento energético do sistema.

Dessa forma, o custo do GSF (a realização do risco hidrológico) não só é diretamente afetado pelo preço spot, mas também guarda relação com a dimensão física atrelada à hidroeletricidade, devendo ser ela, portanto, inserida nesse contexto.

Tais elementos, conforme indicado anteriormente, ampliam a incerteza sobre os resultados obtidos no mercado de curto prazo, principalmente ao se considerar que o resultado final (exposição ou sobrecontratação, voluntárias ou não), de determinado ano decorrem de decisões tomadas ao longo de pelo menos 5 anos, que envolve projeção de mercado (faturado), perdas, e resultados de mecanismos de compra (leilões, MCSD's e etc), além da necessidade de se conhecer o próprio PLD. Ou seja, as incertezas são colossais, de forma que é evidente que a análise realizada pela ANEEL precisa de maiores aprofundamentos para se validar se há, ou não, necessidade real de ajuste do sinal regulatório.

Assim, considerando o acima exposto, a Equatorial entende que os efeitos do Risco Hidrológico não devem ser inseridos na apuração do efeito da sobrecontratação voluntária. Todavia, caso a Agência entenda ser necessário um ajuste no sinal, recomenda-se o aprofundamento dos estudos sobre o tema, buscando avaliar melhor a intensidade do sinal regulatório, e a cadeia de eventos que resulta na condição final de cada ano. A Equatorial tem convicção de que uma análise aprofundada do tema irá evidenciar que a proposta trazida no âmbito da AP 25/2019 não deve prosperar.

xxxiv. Resposta ANEEL/SGT. Não aceita. Inicialmente cabe discordar da ponderação da concessionária de que a lista de distribuidoras com sobrecontratação acima do limite regulatório de 105% apresentada pela AIR 01/2019- SGT/ANEEL não seja representativa do universo das empresas de distribuição. Ao se analisar somente as empresas destacadas na Nota Técnica nº73/2019-SGT/SRM/ANEEL, a sobrecontratação representa mais de 9% do mercado de distribuição de energia elétrica de 2017, ao se considerar o total de energia sobrecontrada sobre o mercado total, ou cerca de 15% considerando-se a média de sobrecontratação das empresas², o que não é desprezível. Como é sabido, é indesejável a existência de uma sobrecontratação generalizada, dado que causa efeitos sobre o lastro de energia disponível no mercado livre e afeta o sinal de expansão do sistema. Sobre o esforço das distribuidoras para mitigar a sobrecontratação, apontamos, por exemplo, a não declaração de sobras pelas distribuidoras no último MCSD de Energia Nova de 2017, ocorrido no mês de outubro, o que reforça a tese de que a regulação merece aprimoramentos. Além disso, o aprimoramento regulatório não impede que a concessionária continue a fazendo um planejamento adequado de compra de energia para atendimento a seu mercado consumidor.

² Considerando-se todas as distribuidoras, a média de sobrecontratação foi cerca de 8%, o que também é significativo.

12.5 Equatorial

“Em relação ao ambiente regulatório existente, para a representação de perdas (e glosa de contratação ineficiente de energia), a ANEEL não apresentou um problema regulatório a ser solucionado ou mitigado. Conforme exposto na Nota Técnica nº 73/2019-SGT/SRR/ANEEL e, em passant, na AIR nº 01/2019-SGT/ANEEL, a alteração regulatória seria motivada apenas pela mudança de preferência do Regulador.

De fato, por ocasião do fechamento da 4ª fase da Audiência Pública nº 78/2011 e aprovação da atual versão do Módulo 4 do PRORET, a Diretoria Colegiada da ANEEL considerou inadequada a incorporação do risco hidrológico no custo da energia elétrica glosada em caso de perdas superiores aos limites regulatório, nos termos da motivação apresentada pelo Diretor Relator:

(...)

Todavia, apesar de não ter havido nenhuma alteração no ambiente legal, regulatório e econômico relativo ao risco hidrológico alocado aos consumidores regulados, a SRM e a SGT passaram a defender que, como o objetivo do cálculo do ajuste de glosa de energia é não repassar ao consumidor a diferença entre o preço real dos contratos de compra de energia e a tarifa média de cobertura referente à parcela ineficiente de energia, o incentivo regulatório de combate às perdas pode ser aprimorado. Assim, sugere incluir no cálculo do preço médio dos contratos de compra de energia os efeitos do risco hidrológico das cotas de CCGF, de Itaipu e das usinas repactuadas.

Trata-se, portanto, de um ajuste de preferência do Regulador que passaria a favorecer a intensidade do sinal regulatório em detrimento de sua estabilidade.

(...)

A ausência de definição do problema regulatório é acompanhada da inexistência denexo de causalidade, visto que: (i) as distribuidoras não possuem qualquer gestão sobre a contratação das cotas de Itaipu e de Garantia Física, bem como ao repasse do risco hidrológico das usinas repactuadas; e, sobretudo (ii) o repasse dos riscos hidrológicos independe no nível de cobertura contratual das distribuidoras.

Sendo assim, os riscos hidrológicos repassados para as distribuidoras independem do nível de contratação de cada uma. Não há, pois, vinculação do repasse final desses riscos hidrológicos aos consumidores com o nível de contratação das distribuidoras em 2017, conforme texto do Relatório de AIR nº 01/2019-SGT/ANEEL, acima transcrito.

Da mesma forma a ANEEL apresenta de evidências de que os incentivos regulatórios para a redução de perdas seriam aprimorados por meio da inclusão do risco hidrológico no valor da glosa.

(...)

Portanto, a proposta de alteração regulatória apresentada pela Nota Técnica nº 73/2019-SGT/SRM/ANEEL propõe o aprimoramento dos incentivos de combates às perdas por meio de estratégia diametralmente oposta à sugerida pelo conduzido com base em evidências e nexos de causa e efeito pela ARR nº 01/2019-ANEEL.

(...)

A título ilustrativo, a Tabela 1 apresenta o efeito da incorporação do custo de risco hidrológico na glosa de energia para o exercício de 2018 na CELPA, CEPISA e CEAL, nesse ano ao CEMAR não teve glosa de energia.

Tabela 1 - Impacto da incorporação do Risco Hidrológico no preço da energia

	CELPA	CEPISA	CEAL
Preço original (R\$/MWh)	192,91	192,98	154,30
Preço + RH (R\$/MWh)	233,13	210,81	198,31
Efeito do Risco Hidrológico (%)	20,8%	9,2%	28,5%

Fonte: Elaboração própria a partir dos dados disponibilizados na Nota Técnica nº 182/2018-SGT/ANEEL, na Nota Técnica nº 252/2018-SGT/ANEEL e na Nota Técnica nº 207/2018-SGT/ANEEL.

Pelo exposto, verifica-se que o impacto da incorporação do risco hidrológico é desproporcional, pois depende, em última instância, da quantidade de cotas de usinas renovadas, Itaipu e usinas repactuadas no portfólio de contratos de cada empresa. Vale frisar que o peso dessas três componentes no portfólio de cada empresa é totalmente não-gerenciável, de forma que a inclusão do RH traz, para o preço, uma variável não gerenciável e cujo valor apresenta forte oscilação a cada ano. Assim, com a adoção da proposta submetida pela Audiência Pública nº 25/2019, o sinal regulatório passaria a ter um comportamento errático, fruto da incorporação de elementos não gerenciáveis pela própria distribuidora.

Além disso, cabe ressaltar que, como será detalhado mais adiante, o risco hidrológico possui uma probabilidade de longo prazo de 50% de se realizar como receita, nesse caso, considerando a magnitude do efeito verificado nas empresas do grupo Equatorial no exercício de 2018, o sinal de incentivo pretendido pela ANEEL seria invertido, tornando a regulação distorcida e inadequada. Neste contexto, a Equatorial Energia entende que a inclusão do risco hidrológico na composição dos preços da energia é inadequada, e deve ser excluída da proposta da AP em todas as suas facetas (Glosa de Perdas, Sobrecontratação e MVE)”.

xxxv. Resposta ANEEL/SGT. Não aceita. A SGT discorda que a mudança metodológica afete a estabilidade regulatória. A metodologia atual tem sido aplicada sobre as competências de jan/15 adiante, ou seja, há mais de 4 anos, tempo suficiente para identificação de pontos que mereçam aprimoramentos regulatórios. Sobre a alegação de que não houve identificação de problemas regulatórios, cumpre salientar que a adequação na precificação dos contratos de compra de energia e a justa alocação de custos de risco hidrológico, por exemplo, visam a adequação do sinal regulatório às distribuidoras. Por sua vez, o argumento de que as distribuidoras não possuem gestão sobre a contratação das cotas de Itaipu e de Garantia Física e sobre o repasse do risco hidrológico das usinas repactuadas e de que há independência do repasse dos riscos hidrológicos com o nível de cobertura contratual das distribuidoras não inviabilizam a proposta que visa melhorar a precificação dos custos de energia ao incluir o hidrológico e da energia secundária.

12.6 Celesc

“Contudo, é importante que se discuta a utilização do risco hidrológico nesse processo de maneira mais ampla em uma segunda fase, uma vez que o comando legal explicita o repasse do risco hidrológico, sem considerar a possibilidade de um repasse parcial.

Conforme destacado anteriormente, o risco hidrológico começa a ser de responsabilidade do consumidor com a criação do regime de cotas e em seguida tem seu escopo ampliado com a repactuação do risco hidrológico nos termos da Lei no 13.203.

O papel da distribuidora neste processo sempre foi de intermediária para realizar estes repasses, inclusive do ponto de vista das contrapartidas da citada repactuação, tendo impacto econômico neutro, ainda que as distribuidoras enfrentem sérios problemas de descasamento de cobertura tratando-se do aspecto caixa em função da alta volatilidade e grandiosidade dos valores. Assim,

a Celesc D entende que no arcabouço legal regulatório do setor não existe espaço para que o risco hidrológico impacte seus serviços.

O cálculo do PMIX leva em consideração os contratos e os preços para a determinação de uma cobertura econômica. Assim, inserir na liquidação de MCP o valor financeiro do risco hidrológico pode provocar um desequilíbrio econômico indesejado. O princípio seria neutralizar o efeito da diferença entre o PMIX e valor de PLD, ou seja, não seria razoável considerar a previsão do risco hidrológico pois ele não é um componente de preços dos contratos. Pelo exposto, entende-se que é essencial que a nova metodologia não contamine e não se afaste das premissas regulatórias, trazendo equilíbrio e razoabilidade na revisão proposta”.

(...)

“Assim, ainda que não trazida explicitamente na posição da área técnica, a proposta altera o Submódulo 4.2 do PRORET. Nesse tópico específico, a Celesc D entende que a metodologia proposta cria uma nova distorção uma vez que uma distribuidora que decida alcançar limite regulatório de contratação, ainda assim o risco hidrológico seria usado na glosa das suas perdas de energia, majorando o valor.

Assim, diante da complexidade do tema, da repercussão financeira e dos aspectos legais e regulatórios expostos, é fundamental que se discuta de maneira mais ampla numa segunda fase, sempre com a premissa de identificar a origem das possíveis distorções para buscar soluções que atuem nessa origem, e não somente nos efeitos”.

xxxvi. Resposta ANEEL/SGT. Não aceita. A legalidade da alteração do cálculo proposto do preço médio dos contratos de compra de energia para fins de cálculo de ajuste de sobrecontratação e ajuste de glosa de energia foi ratificada por meio do Parecer nº 00453/2019/PFANEEL/PGF/AGU. Além disso, uma adequada precificação do custo de energia aprimora o incentivo regulatório do combate de perdas.

12.7 Abrace

“O segundo ponto de atenção diz respeito à valoração das glosas de energia, que a Aneel identificou que traz um incentivo à sobrecontratação em algumas situações, já que parte do custo de energia adquirida pelas distribuidoras, aquela associada ao risco hidrológico, é integralmente paga pelos consumidores ainda que seja feita a glosa. Nesse sentido, a proposta apresentada na nota técnica para correção deste incentivo inadequado é salutar”.

xxxvii. Resposta ANEEL/SGT. Já prevista. As considerações da Abrace estão de acordo com as análises apresentadas pelas áreas técnicas sobre o tema

12.8 Cemig

“(…) devemos lembrar que os custos relativos ao risco hidrológico são formados pelas componentes dos Riscos de Cotas, Itaipu e Repactuadas.

Conforme “Regras de Comercialização” da CCEE, no caderno “Consolidação de Resultados”, versão 2019.1.0, o repasse dos Risco Hidrológico, é feito da seguinte forma:

1. Efeito do Repasse do Risco Hidrológico do ACR: é o valor total do repasse do mês vezes o “Fator de Rateio”. Esse fator para os agentes de distribuição é determinado pela razão entre consumo da distribuidora e o consumo total das distribuidoras apurado pela CCEE (acrônimo “TRC”).

2. *Efeito de Itaipu: é rateado de acordo com o acrônimo “NET_IT” que depende do acrônimo “QP_IT” que é a cota-parte de Itaipu alocado a cada distribuidora.*

3. *Efeito das Cotas de Garantia física: é rateado em função do acrônimo “F_CCGF” que é o rateio das Cotas de Garantia Física definido pela Aneel para cada distribuidora.*

O rateio dos montantes dos contratos de energia das Cotas de Itaipu e de Garantia Física alocados para cada distribuidora estão definidos no PRORET Submódulos 6.2 e 11.2, respectivamente, e se baseiam no mercado faturado total das distribuidoras cotistas de Itaipu e de Cotas.

A NT 73/2019 argumenta que a manutenção do repasse integral do risco hidrológico não deve ser mantida por ser “inadequado o repasse dos lucros” das liquidações onde há contratação acima do limite de 5%. Ocorre que os montantes de risco hidrológico aos quais as distribuidoras estão expostas não tem correlação com as decisões de contratação de energia e sim são com a alocação compulsória dos riscos que é feita de acordo com os seus mercados faturados ou medidos pela CCEE.

Assim, não há que se fazer associações entre sobrecontratação e despesas com risco hidrológico. A despesa com esses itens será a mesma tanto em situação de equilíbrio quanto de sobrecontratação.

Além disso, as empresas são penalizadas por terem expressivas despesas financeiras necessárias para suportar o carregamento da CVA geradas pelos custos de risco hidrológico, que são compulsoriamente alocados, mesmo com o faturamento de bandeiras tarifárias, que tem sido insuficiente para cobrir essas despesas nos meses mais gravosos devido aos valores insuficientes dos adicionais. Dessa forma, as empresas não devem ser penalizadas novamente na apuração da sobrecontratação e das perdas de energia.

Ademais, o incentivo regulatório de combate às perdas não deve ser tratado através do preço médio dos contratos de energia e assim através da metodologia do cálculo das coberturas de perdas.

Contribuição: manter as regras atuais para o preço médio dos contratos de compra de energia para fins de cálculo de ajuste de sobrecontratação e ajuste de glosa de energia que desconsideram os custos com o risco hidrológico.

xxxviii. Resposta ANEEL/SGT. Não aceita. A proposta visa à alocação adequada dos custos decorrentes do risco hidrológico e limitar o repasse ao consumidor ao valor relacionado ao limite regulatório de 105% do mercado regulatório, conforme disposto no Decreto nº 5.163/04. Conforme já exposto anteriormente, a gestão de compra de energia de uma concessionária depende dos itens inclusos em sua precificação, definidos pela regulação. Sobre o cálculo do ajuste de glosa de energia, relembramos que nos processos tarifários, em consonância com a regra definida nos contratos de concessão de distribuição, é concedida cobertura tarifária para fazer frente aos custos de compra de energia para o atendimento ao mercado regulatório da distribuidora, observados os limites regulatórios de perdas de energia. Nesse sentido, caso o nível realizado de perdas seja superior ao nível regulatório, haverá um custo de compra de energia não arcado pelas tarifas homologadas. Por sua vez, na apuração do saldo da CVA, para as empresas cuja perda real é superior à perda regulatória, é calculado o ajuste da glosa de energia, de modo que não haja repasse da diferença entre o preço real dos contratos de compra de energia e a tarifa média de energia concedida nos processos tarifários ao consumidor aplicado ao montante em que o nível real de perdas supere o nível regulatório. O cálculo do ajuste de glosa de energia assegura que o montante de perda real de energia acima da perda regulatória onere somente as concessionárias de distribuição. Para essas empresas, na metodologia vigente, a glosa de energia é valorada pelo preço médio realizado dos contratos de compra de energia, excluindo os custos com o risco hidrológico. Nesse sentido, a parte mais significativa do incentivo regulatório de perdas está no cálculo econômico da compra de

energia, por meio do percentual de perdas regulatório definido no processo de revisão tarifária da distribuidora. Por outro lado, na apuração do saldo da CVA, a partir do cálculo do ajuste de glosa de energia, a glosa de energia (montante de energia do mercado real que supera o mercado regulatório) é precificada ao preço médio realizado dos contratos de compra de energia. Nesse sentido, a proposta apresentada na AP 25/2019 de se incluir o risco hidrológico na precificação dos contratos de compra de energia para fins de ajuste de glosa visa não repassar ao consumidor o custo do risco hidrológico relativo ao montante de glosa de energia.

12.9 DMED

(...) Entretanto, conforme consta na NT ANEEL nº. 73/2019, especialmente no seu parágrafo 102, houve engano cometido pelo Regulador na interpretação dos dispositivos legais acima mencionados.

Isso porque a despeito da garantia legal de repasse integral dos efeitos do risco hidrológico ao consumidor de energia elétrica, consta na referida NT que o “repasse pode não ser integral de modo a restringir o repasse de custo de compra de energia eficiente ao consumidor”.

Sobre isso, cabe mencionar que caso fosse essa a intenção do legislador referente aos dispositivos legais em análise, certamente haveria destaque nas próprias leis com a inserção de ressalvas de que o repasse poderia não ser integral.

Dessa maneira, atua a Agência Reguladora de forma a alterar o real sentido das Leis, regulamentando os dispositivos legais ou normatizando-os em sentido ampliativo, em prejuízo da concessionária de energia elétrica.

Resta evidente que o risco hidrológico possui tratamento diferenciado da aquisição de energia elétrica, o que não foi observado pela ANEEL.

Ademais, o custo do risco hidrológico é um ônus imposto por determinação legal, rateado proporcionalmente ao mercado/carga da distribuidora de energia elétrica, com direito de repasse integral aos consumidores.

Por outro lado, a aquisição de energia elétrica das distribuidoras (cujo custo médio é representado pelo PMIX) é determinado pelos contratos que são elegíveis à essas empresas, aplicando-se, somente neste caso, o contido nos Arts. 13 e 38 do Decreto 5.163/2004, não havendo, portanto, fundamento na manifestação contida no parágrafo 115 da NT ANEEL nº. 73/2019.

Além da impossibilidade legal identificada anteriormente, existe ainda outro fato apto a afastar a proposta apresentada pelo Regulador, conforme será destacado a seguir.

Partindo-se para análise de causalidade entre risco hidrológico e sobrecontratação de energia, a proposta da ANEEL de incorporar esse custo ao preço médio de compra de energia para efeito do cálculo de sobrecontratação se mostra incoerente, pois, o risco hidrológico é rateado às distribuidoras em função de seus faturamentos/cargas e não de seus contratos, ou seja, não há relação de causalidade entre sobrecontratação de energia e custo de risco hidrológico e, portanto, não há o que se falar em distribuidora sobrecontratada se apropriando de “lucro” do consumidor.

(...) Portanto, de forma geral, esclareceu-se que o custo de risco hidrológico está associado ao faturamento/carga das distribuidoras e não aos seus contratos e, por esse motivo, não é lógico associá-lo à sobrecontratação de energia. Logo, uma distribuidora com seu balanço energético equilibrado ou apresentando sobrecontratação possui o mesmo custo associado de risco hidrológico.

Adicionalmente, a título de exemplo, visando conhecer a magnitude dos impactos da proposta da ANEEL, caso essa alteração fosse realizada no último RTA da DMED (ocorrido em 22/11/2018) o prejuízo para a distribuidora seria da ordem de 25% de sua Remuneração do Capital (RC).

Importante ainda acrescentar que a proposta de retroatividade a janeiro de 2019, contida no parágrafo 113 da NT ANEEL nº. 73/2019, também não se mostra adequada, considerando que

será em prejuízo da distribuidora de energia elétrica, o que afronta diretamente a garantia prevista no art. 5º, inc. XXXVI, da CF/1988 e o contido no art. 2º, inc. XIII, da Lei 9.784/1999. Além disso, haveria afronta também ao princípio da segurança jurídica ao se alterar uma situação já consolidada e concluída sob a égide da regra vigente.

É a presente contribuição apresentada pela distribuidora DME Distribuição S.A. – DMED nos seguintes termos:

a) Que não seja realizada alteração no submódulo 4.3 dos PRORET nos termos propostos na NT ANEEL nº. 73/2019, no que se refere à incorporação do custo do risco hidrológico no preço médio dos contratos de compra de energia para cálculo de ajuste de sobrecontratação, em razão da ausência de amparo legal, considerando o contido no § 5º do artigo 1º da Lei 12.783/2013, Art. 2ª, § 1º e §8º, alínea "c" da Lei 10.848/2004 e Art. 1ª, § 1º da Lei 13.203/2015, que garantem o repasse integral do Risco Hidrológico ao consumidor e, ainda, pelo fato de que não há relação de causalidade entre sobrecontratação de energia e custo de risco hidrológico;

b) Alternativamente, mas sem prejuízo do pleito contido em "a", caso seja alterada a regra vigente, a contribuição é para que não haja retroatividade aos seus efeitos, de forma a observar a garantia prevista no art. 5º, inc. XXXVI, da CF/1988 e ao contido no art. 2º, inc. XIII, da Lei 9.784/1999".

xxxix. Resposta ANEEL/SGT. Parcialmente Aceita. A legalidade da alteração do cálculo do preço médio dos contratos de compra de energia para fins de cálculo de ajuste de sobrecontratação e ajuste de glosa de energia foi ratificada por meio do Parecer nº 00453/2019/PFANEEL/PGF/AGU. Além disso, a ilustração apresentada pela DMED de que caso essa alteração fosse realizada no último RTA da DMED, o prejuízo para a distribuidora seria da ordem de 25% de sua Remuneração do Capital serve para endossar a proposta da Aneel, visto que se a nova metodologia fosse anterior, a concessionária teria menos incentivos para se sobrecontratar. A concessionária, inclusive, apresentou elevado nível de sobrecontratação de energia no ano de 2017.

E, por fim, destaca-se que a proposta é de que a metodologia a ser aprovada após a conclusão da AP nº 25/2019 não tenha efeitos retroativos, tendo em vista os argumentos já destacados pela DMED.

12.10 Light

"O preço médio de compra de energia utilizado para o cálculo do ajuste da sobrecontratação acima de 105% e para o cálculo da glosa de perdas é determinado pela equação 28 do Submódulo 4.2A do PRORET.

Na NT 73/2019 a ANEEL apresenta suas razões para propor a alteração dessa equação de forma a voltar a incluir em sua formação os efeitos do risco hidrológico das cotas de CCGF, de Itaipu e das Usinas Repactuadas. Nesse contexto, as justificativas da Agência são separadas em dois grupos: inicialmente são apresentadas as razões para a inclusão da despesa no preço da glosa de perdas e, em seguida, são indicadas supostas distorções que a desconsideração dos efeitos do risco hidrológico tem gerado nos resultados do ajuste da sobrecontratação acima do 105%.

A Light entende que, apesar da versão atual do PRORET considerar o mesmo preço de referência para ambos os itens, as metodologias de ajuste da sobrecontratação e de glosa de perdas têm conceitos e consequências distintas e, portanto, devem ser avaliadas separadamente e de forma independente. Ainda, verifica-se que os potenciais impactos da alteração do preço do ajuste da sobrecontratação foram avaliados no Relatório de Análise Regulatório no 01/2019, disponibilizado nesta AP, não tendo sido apresentado, entretanto, nenhum estudo de avaliação dos impactos da inclusão do risco hidrológico no preço da glosa de perdas.

No que se refere à glosa de perdas, a ANEEL apresenta nos itens 101 e 102 da NT 73/2019 as suas justificativas para a alteração metodológica proposta.

“101. Por outro lado, os efeitos do risco hidrológico e da energia secundária fazem parte do custo de aquisição de energia elétrica e, portanto, entende-se que o incentivo regulatório de combate às perdas possa ser aprimorado, ao incluir no cálculo do preço médio dos contratos de compra de energia os efeitos do risco hidrológico das cotas de CCGF, de Itaipu e das Usinas Repactuadas”.

102. O art 1º § 5º da Lei nº 12.783/2013 assegura que os riscos hidrológicos serão assumidos pelas distribuidoras, com direito de repasse à tarifa do consumidor final. Destaca-se que o repasse pode não ser integral de modo a restringir o repasse de custo de compra de energia eficiente ao consumidor.”

Inicialmente, é importante notar que a razão apresentada no parágrafo 101 da NT 73/2019 é diametralmente oposta à decisão anterior da agência, conforme trecho do Voto do Diretor Relator da 4ª fase da AP 78/2011, transcrito abaixo, quando a decisão foi por retirar o risco hidrológico do preço da glosa de perdas.

“57. (...) frente às condições hidrológicas desfavoráveis e à significância de seus custos, foram criados tratamentos específicos para a cobertura dos riscos hidrológicos atribuídos às distribuidoras de forma compulsória por meio de Leis e Decretos. Além disso, tais custos podem ser desproporcionais, a depender da hidrologia, tendo impactos sobre o equilíbrio econômico financeiros da concessão.

58. Dessa forma, por se tratar de custos atribuídos de forma compulsória às distribuidoras, que possuem tratamentos diferenciados (cobertura via Conta Bandeiras), e que podem tomar dimensão significativa, a SGT recomendou que os riscos hidrológicos não fossem considerados na valoração da glosa de energia, garantindo assim o repasse integral para cálculo do saldo da CVA.

59. Ainda sobre a proposta, a SGT ressalta que a retirada dos riscos hidrológicos da valoração da glosa, assim como a retirada das compras de energia no MCP, torna o sinal econômico de combate às perdas mais estável ao longo do tempo e harmoniza o procedimento utilizado para a valoração das perdas com aquele adotado no reajuste econômico. Além disso, a eliminação dos riscos hidrológicos na valoração da glosa de energia torna o preço médio mensal dos contratos mais estável, trazendo maior estabilidade também nos resultados daquelas distribuidoras que possuem um perfil sazonal de perdas.” (Grifamos)

De fato, eventual mudança de posicionamento da ANEEL em prol da inclusão do risco hidrológico no preço da glosa seria um retrocesso metodológico, pois incluiria uma despesa desproporcional e atribuída às distribuidoras de forma compulsória no sinal econômico do incentivo ao combate às perdas. Ainda, tal fato traria uma indesejada sensação da insegurança regulatória ao setor, em particular para concessionárias localizadas em áreas com alta complexidade socioeconômica, onde o sucesso da estratégia de combate ao furto de energia e seus impactos no resultado da companhia é fator determinante para avaliação e tomada de decisão de investidores de longo prazo.

Adicionalmente, e ainda mais relevante, é o fato das Leis 12.783/2013 e 13.203/2015 garantirem às distribuidoras o direito de repasse dos custos relacionados ao risco hidrológico à tarifa do consumidor, conforme a seguir.

Art. 1º da Lei 12.783/2013:

“Art. 1º A partir de 12 de setembro de 2012, as concessões de geração de energia hidrelétrica alcançadas pelo art. 19 da Lei nº 9.074, de 7 de julho de 1995, poderão ser prorrogadas, a critério do poder concedente, uma única vez, pelo prazo de até 30 (trinta) anos, de forma a assegurar a continuidade, a eficiência da prestação do serviço e a modicidade tarifária.

(...)

§ 5º Nas prorrogações de que trata este artigo, os riscos hidrológicos, considerado o Mecanismo de Realocação de Energia - MRE, serão assumidos pelas concessionárias e permissionárias de distribuição do SIN, com direito de repasse à tarifa do consumidor final.” (Grifou-se).

Art. 10 da Lei 13.203/2015:

“A Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004, passa a vigorar com as seguintes alterações:

“Art. 2º

§ 1º Na contratação regulada, a critério do Ministério de Minas e Energia, os riscos hidrológicos serão assumidos, total ou parcialmente, pelos geradores ou pelos compradores, com direito de repasse às tarifas dos consumidores finais, conforme as seguintes modalidades contratuais:”
(Grifou-se).

Não cabe, portanto, a interpretação da ANEEL disposta no item 102 da NT 73/2019 de que “o repasse pode não ser integral de modo a restringir o repasse de custo de compra de energia eficiente ao consumidor”. Isso porque não há nas Leis qualquer limitação, sendo absoluto e sem restrições o direito ao repasse dessa despesa à tarifa do consumidor final.

Confirma essa tese o Parecer Jurídico do escritório Souto Correa Advogados, elaborado para Abradee e anexo à contribuição da associação, com trecho transcrito abaixo:

“Resta claro, portanto, que o risco hidrológico não faz parte do custo de aquisição de energia elétrica, pois a lei conferiu tratamento diferenciado a ele. O custo de aquisição de energia elétrica é determinado pelos contratos que são elegíveis às distribuidoras, conforme art. 13 do Decreto 5.163/2004, e o risco hidrológico é ônus adicional imposto por lei às distribuidoras com direito claro e inequívoco de repasse à tarifa.

Assim, é defeso à ANEEL pretender dar voz a conteúdo que a norma não disse, sob pena de interferir na atividade legislativa. Não cabe à ANEEL ampliar o conteúdo da norma para extrair dela o efeito pretendido, ainda que legítimo.

Segundo regra elementar de hermenêutica, quando a lei não distingue, não cabe ao intérprete distinguir (*ubi lex non distinguit, nec nos distinguere debemus*).

...

De fato, não há na norma qualquer limitação ao repasse ou comando à ANEEL de como proceder esse repasse. O direito ao repasse é absoluto e não comporta restrições.”

Portanto, fica evidente que a proposta de incluir o risco hidrológico no preço da glosa de perdas não deve prosperar por estar em desacordo ao que dispõe as Leis 12.783/2013 e 13.203/2019.

Tal proposta também está em desacordo com o princípio da segurança jurídica, dado que a inclusão do risco hidrológico nos contratos de compra de energia das concessionárias de distribuição foi imposta através de Leis, que alteram unilateralmente tais contratos. A Constituição Federal, em seu artigo 5º, inciso XXXVI, veda expressamente a alteração de atos jurídicos perfeitos pela superveniência de legislação e regulamentação, conforme transcrito abaixo:

“Art. 5º. (...)

(...)

XXXVI - a lei não prejudicará o direito adquirido, o ato jurídico perfeito e a coisa julgada;”

Essa inconstitucionalidade não gerou, até o momento, questionamento judicial por parte dos agentes porque havia a presunção de ausência de danos. No entanto, caso o risco hidrológico passe a ser incluído no preço da glosa de perdas, ficaria evidente o ônus econômico do aumento do custo das perdas, promovendo, assim, o interesse dos agentes em agir.

Pelo exposto, como em respeito à segurança jurídica intervenções unilaterais em contratos (atos jurídicos perfeitos) não devem trazer prejuízos às partes – ou seja, não deveriam afetar os resultados das concessionárias –, surge a necessidade de manter o risco hidrológico fora do cômputo da glosa de perdas, em conformidade com o regulamento hoje vigente.

Finalmente, com relação à proposta de inclusão do risco hidrológico no preço de referência do cálculo do ajuste de sobrecontratação acima do 105%, a ANEEL avaliou como motivação o fato de algumas distribuidoras terem se beneficiado de sobrecontratação voluntária em cenário de PLD alto e GSF baixo durante o ano de 2017.

Nesse contexto, no Relatório de Impacto Regulatório a ANEEL representa simulações realizadas para distribuidoras das regiões Sul/Sudeste/Centro-Oeste em cenários hipotéticos, e concluiu que a partir de sobrecontratação acima de 16,6% o “lucro” de um cenário com PLD igual a R\$ 511/MWh

e GSF de 0,65 seria todo transferido para distribuidora, passando o consumidor a arcar com todo o custo.

De partida, é importante ressaltar que o objetivo das concessionárias de distribuição de energia elétrica não é assumir riscos na gestão dos seus contratos de energia. Portanto, é de interesse das distribuidoras evitar situações conjunturais de supercontratação como a verificada nos últimos anos. Para tanto, é necessário a estabelecimento de mecanismos que permitam, de fato, o ajuste do seu nível de contratação. Porém, como é de conhecimento da Agência, os mecanismos vigentes não foram suficientes para evitar a situação de sobrecontratação generalizada verificada nos últimos anos.

Assim, caso a ANEEL entenda que deve limitar a possibilidade de ganho ou perda das distribuidoras nessas situações, seria mais adequado ajustar o mecanismo de alocação de risco através da elevação limite de repasse para, por exemplo, 110% da energia contratada. Porém, caso permaneça o entendimento de que deve ser alterado o preço do cálculo do ajuste da sobrecontratação, que seja realizado apenas com efeitos na equação 16 do Submódulo 4.3, mantendo inalterado (isto é, sem a inclusão do risco hidrológico) o preço da glosa de perdas aplicada na equação 24 do Submódulo 4.2.

Diante do exposto, a Light entende que: (i) a proposta de incluir o risco hidrológico no preço da glosa de perdas não deve prosperar, pois inclui uma despesa desproporcional e atribuída às distribuidoras de forma compulsória no sinal econômico ao combate ao furto e, principalmente, por estar em desacordo ao que dispõe a Lei 12.783/2013; e (ii) a motivação da ANEEL para inclusão do risco hidrológico no preço do ajuste da sobrecontratação acima do 105% seria melhor alcançada pela elevação do limite de repasse para, por exemplo, 110% da energia contratada.”.

(...)

A Light, em complemento à sua contribuição:

“A CCEE, em seu Caderno 10 - Consolidação dos Resultados, versão 2019.1.0, das “Regras de Comercialização”, descreve a metodologia de cálculo dos repasses dos riscos hidrológicos de Itaipu, das cotas de garantia física e das usinas repactuadas (ACR). podemos observar que a alocação do risco hidrológico do ACR é proporcional à carga da distribuidora e não à quantidade de contratos referentes às usinas repactuadas que a concessionária possui.

Portanto, uma vez que a referida despesa não tem relação com os contratos de energia da concessionária, tendo sua natureza similar a dos encargos setoriais, fica ainda mais evidente que ela não deve compor o preço médio de compra de energia a ser utilizado no cálculo da glosa de perdas.

Adicionalmente, como o critério de rateio considera a carga que, por sua vez, inclui as perdas praticadas pela concessionária, a inclusão do risco hidrológico no preço médio penalizaria duplamente as distribuidoras que atuam em áreas socialmente complexas e possuem perdas elevadas.

Diante do exposto, anteriormente na sua contribuição e por meio deste complemento, a Light reitera sua posição de que o risco hidrológico não deve ser incluído do cálculo da glosa de perdas”.

- xl. Resposta ANEEL/SGT. Não aceita. Sobre o estudo do impacto da inclusão do risco hidrológico e energia secundária na compra de energia, destacamos a avaliação realizada no AIR, anexo da Nota Técnica. Por sua vez, a alteração do limite de repasse involuntário para 110% não resolve o problema regulatório de incentivo à sobrecontratação pois não contemplaria o aprimoramento na precificação da energia, ao se considerar os efeitos do risco hidrológico e energia secundária. E por fim, A legalidade da alteração do cálculo proposto foi ratificada por meio do Parecer nº 00453/2019/PFANEEL/PGF/AGU, que incluiu em sua análise os contratos das usinas repactuadas.**

12.11 EDP

“(...) por se tratar de custos atribuídos de forma compulsória às distribuidoras, que possuem tratamentos diferenciados (cobertura via Conta Bandeiras), e que podem tomar dimensão significativa, a SGT recomendou que não fossem considerados na valoração da glosa de energia, garantindo assim o repasse integral no cálculo do saldo da CVA.

A EDP reitera o posicionamento anterior desta agência e elenca outros fatores que contrapõem a proposta apresentada nesta AP:

- *Impossibilidade de gestão ativa dos contratos associados ao Risco Hidrológico;*
- *Custeio do Risco Hidrológico dos CCEAR repactuados através do Prêmio de Risco;*
- *Custeio do Risco Hidrológico previsto nas Bandeiras Tarifárias;*
- *Distorção do sinal econômico de combate às perdas;*
- *Redução da eficiência na Gestão da Sobrecontratação.*

(...)

a) Mecanismo de Compensação de Sobras e Déficits (MCSD) de Energia Existente

(...) Logo, este mecanismo não tem sido efetivo para a gestão do nível de contratação das distribuidoras, devido à redução dos contratos de energia existente no portfólio destas, e nem para a gestão dos custos com Risco Hidrológico, pois não existe a possibilidade de redução de contratos com RH associado nesse mecanismo.

b) MCSD de Energia Nova

(...) Embora o mecanismo se apresente como uma possibilidade adicional à gestão do nível de contratação das distribuidoras, não é possível minorar os efeitos do Risco Hidrológico, uma vez que as usinas repactuadas não são passíveis de redução contratual. Além disto, a Resolução Normativa 824/2018 limitou a participação no mecanismo apenas para usinas que ainda não iniciaram a operação comercial, redução para praticamente zero a possibilidade de “devolução” de energia aos geradores em condições de sobrecontratação;

Logo, este mecanismo não tem sido efetivo para a gestão do nível de contratação das distribuidoras em situação em que todas estas se encontram sobrecontratadas, pois a possibilidade de redução de contratos com geradores foi muito limitada, e nem para a gestão dos custos com Risco Hidrológico, pois a possibilidade de redução de contratos repactuados, com RH associado, foi eliminada.

c) Acordos Bilaterais

(...) Logo, este mecanismo não tem sido efetivo para a gestão do nível de contratação das distribuidoras, pois a abrangência de aplicação foi limitada, e nem para a gestão dos custos com Risco Hidrológico, pois contratos com RH associados não podem participar do mecanismo.

d) Mecanismo de Venda de Excedentes (MVE)

(...) Neste mecanismo, a distribuidora realiza uma venda de energia através de um CCEAL, sem relacionamento com contratos específicos de seu portfólio. Portanto, o MVE não implica em redução de contratos de Cotas de Garantia Física, nem o Contrato de Itaipu Binacional, nem mesmo a energia das usinas cujo Risco Hidrológico foi repactuado, ficando as distribuidoras com o Risco Hidrológico destes contratos.

(...) Em relação à sobrecontratação das distribuidoras, o repasse dos custos de aquisição de energia acima do limite de 105% do montante total de energia elétrica definido pelo Decreto 5.163/2004 é um risco do acionista, que fica com o bônus em caso de resultados positivos e com o ônus em caso de resultados negativos.

As distribuidoras são incentivadas a realizar uma otimização de sua contratação, avaliação o risco x benefício de cada cenário, sendo que uma estratégia positiva implica em benefícios diretos para o consumidor, que necessariamente assume os resultados até 105%.

(...) Ao acrescentar o custo do Risco Hidrológico no custo médio dos contratos, criam-se dois incentivos com impacto negativo para o consumidor: (i) gestão para que o nível de contratação não ultrapasse 105%, e (ii) sazonalização de contratos de forma a não ficar sobrecontratado em meses com maior risco de exposição ao RH.

(...) Desta forma, para minimizar o risco de exposição nos meses com expectativa e alto RH, as distribuidoras serão incentivadas a adotar uma estratégia de sazonalização em que evitam ficar sobrecontratadas ou que fiquem subcontratadas nestes meses, dobrando o impacto dos PLDs altos, com alto custo no MCP e alto custo de RH, afetando o caixa destas em meses críticos e repassando custos maiores aos consumidores.

Assim, a EDP é contra a inclusão do Custo do Risco Hidrológico no PMIX, pois entende que é uma medida que traz incentivos antieconômicos às distribuidoras e consumidores.

xli. Resposta ANEEL/SGT. Não aceita. Vide resposta no item xxxiii e xxxviii.

12.12 Neonergia

Contraditório sobre a afirmativa de que os efeitos do risco hidrológico e da energia secundária fazem parte do custo de aquisição de energia elétrica

“O parágrafo 115 da Nota Técnica nº 73/2019-SGT/ANEEL afirma que o aperfeiçoamento proposto estaria de acordo com o Decreto nº 5.163/2004. Ora, primeiro há que se considerar que no advento do novo modelo do setor elétrico inaugurado em 2004 não existiam os contratos de cotas, portanto, até então toda menção a “custos de aquisição de energia elétrica” não considerava, logicamente os custos do risco hidrológico.

As novas modalidades de contratos surgidas posteriores a este decreto, embora tenham inaugurado uma nova forma de adquirir energia, e exemplo dos contratos de cotas criados por meio da Lei nº 12.783/2013, não poderiam, no entanto, prejudicar o equilíbrio econômico financeiro instituindo “novos custos” não repassados ao consumidor. Por este motivo, o advento de novas modalidades de contratos com custos “adicionais” aos “custos de aquisição de energia elétrica” foram instituídas com a garantia de repasse destes custos adicionais (risco hidrológico) aos consumidores. Ou seja, o legislador teve a preocupação de não interferir na ordem vigente que reflete o equilíbrio econômico financeiro das distribuidoras, inserindo na lei supracitada o §5º do Art. 1º.

(...)

Parece que a razão maior da ANEEL para a conclusão de alocação dos riscos hidrológicos nas glosas, está contida, de fato, no parágrafo 102 da Nota Técnica nº 73/2019-SGT/ANEEL onde é citado exatamente este dispositivo da Lei nº 12.783/2013, porém a ANEEL afirma que o repasse “pode” não ser integral. No entanto, entendemos que essa é uma interpretação inadequada da referida lei.

Em nosso entendimento, podemos afirmar que o legislador, no §5º do Art. 1º da referida Lei, ao prever o direito ao repasse, não fez qualquer restrição a ele ou autorizou a ANEEL a estabelecer limitações. Logo, onde a lei não limitou, não faria sentido o intérprete fazê-lo.

A Lei 12.783/2013 não só criou um novo tipo de contrato – cotas- como também modificou o sistema de remuneração dos geradores ali enquadrados, optando por uma tarifa que cobrisse a Receita Anual do Gerador – RAG, optando por alocar o risco hidrológico ao consumidor, via repasse às tarifas de distribuição. Sendo assim, tratando-se de um risco inerente à geração de energia, não faria sentido lógico aloca-lo com parcela de ônus ao serviço público de distribuição,

que não é produtor nem consumidor e, ademais, não se apropria do risco, quando este resulta em sinalização positiva.

Outros motivos apresentados pela ANEEL para justificar a proposta de inclusão do risco hidrológico na glosa de perdas, sobras e exposições

No parágrafo 104 e 105 da Nota Técnica nº 73/2019- SGT/ANEEL, a ANEEL relata que em 2016 diversas empresas pleitearam que os montantes de sobrecontratação fossem considerados como “involuntários” e, em 2017, muitas empresas que estavam sobrecontratadas acima de 105%, ao invés de procurarem descontratar energia pelos mecanismos criados, adquiriram ainda mais energia, destacadamente pelo mecanismo de MCSD de Energia Nova, motivas pelo PLD elevado. Parece notório que a agência busca uma maior oneração para a distribuidora ao propor a inclusão do risco hidrológico no cálculo do preço médio dos contratos para efeito de glosa em função de algumas distribuidoras mais inclinadas ao risco no ano de 2017. Ora, a crítica da agência ao comportamento de assunção de risco por parte da distribuidora parece contraditória à sua posição na hora de determinar as regras do MVE onde foi, deliberadamente, inserido o conceito de risco à distribuidora ao inaugurar a liberdade para declarar preço no mecanismo.

Além do mais, o pleito de sobrecontratação involuntária em 2016, sob a alegação de que foram utilizados todos os mecanismos disponíveis para que o montante contratado total permanecesse dentro do limite de 5%, não possui correlação com o comportamento verificado no ano seguinte, uma vez que o pleito de 2016 pode, sim, ser perfeitamente adequado, e dado o cenário de PLD favorável à distribuidora, a mesma ter mudado seu planejamento estratégico para 2017. Também é importante destacar que o pleito de sobrecontratação involuntária passa por análise da ANEEL sendo acatado se plausível, portanto, o simples ato de “pleitear” sobrecontratação involuntária em 2016 e, no ano seguinte, em 2017 assumir o risco de adquirir mais contratos vislumbrando possíveis ganhos, inclusive tendo em vista que eventuais perdas seriam assumidas pela empresa, não parecem ser suficientes, principalmente considerando que a ANEEL restringiu sua análise exclusivamente a “dois anos apenas” com relação ao comportamento de “poucas distribuidoras”, para embasar a defesa do recrudescimento da dosimetria da penalidade de glosa, principalmente não encontrando esta decisão um amparo legal.

Já no parágrafo 99, a ANEEL buscou lembrar os motivos que levaram à retirada dos custos de risco hidrológico da apuração da glosa de energia, expostos na Nota Técnica nº39/2016-SGT/ANEEL relativa ao fechamento da 4ª fase da AP 78/2011, sem citar os instrumentos legais que suportam tal decisão inequívoca.

Percebe-se que não houve suspensão de quaisquer motivos citados que pudesse corroborar a repentina decisão de inserir os custos de risco hidrológico na apuração da glosa de energia. (...) Sendo assim, não parece coerente apresentar uma alternativa diferente daquela até então praticada quando consideramos que os motivos alegados para adoção da atual prática continuam vigentes.

Custos de Risco Hidrológico oriundos das Usinas Repactuadas são ainda mais críticos e indefensáveis

- *Preponderância dos custos do risco hidrológico: dosimetria desproporcional na glosa de sobrecontratação e de perdas*

(...) Sendo assim, há que se admitir que a transferência deste custo a uma proporção de 90% dos contratos de compra de energia são a prova de que no âmbito da geração tais custos assumiriam um caráter insustentável e de difícil gestão, sendo estrategicamente necessário repassar estes custos para a Conta Bandeiras nos termos da MP nº 688/2015, convertida na Lei 13.203/2015, que dispõe sobre a repactuação do risco hidrológico de geração de energia elétrica.

Portanto, não parece razoável que a ANEEL proponha atribuir esse pesado ônus às distribuidoras como forma de aumentar a penalidade nas glosas de perdas e sobrecontração

- Distorção do caráter pactual do Acordo GSF

A MP 688/2015, convertida na Lei 13.203/2015, definiu em seu §1º, do Artigo 1º que esses custos seriam cobertos pela Conta Centralizadora dos Recursos de Bandeiras Tarifárias, impondo condições tão somente aos geradores com relação aos aspectos ligados aos termos da repactuação.

(...)

- Critério de rateio do risco hidrológico oriundo das usinas repactuadas prejudicam a consideração destes custos nas glosas

(...) Também nenhuma gestão as distribuidoras possuem com relação ao risco hidrológico oriundo das usinas repactuadas. No entanto, para este último vale a observação de que, embora estes custos se originem de CCEARs (em montantes específicos para cada empresa), houve a dissociação com a contratação individual de cada distribuidora, optando-se por uma distribuição equitativa baseada no consumo mensal verificado.

Neste sentido, essa parcela adicional na glosa de perdas e sobrecontração representaria uma espécie de penalidade rateada, onde, num caso extremo, mesmo que a distribuidora se desfizesse de todos os seus CCEARs que foram repactuados, ainda assim, arcaria com custos referentes ao risco hidrológico de outras usinas repactuadas, o que não faz sentido, nem condiz com a linha de gestão pela eficiência.

Conclusão sobre o tratamento do Risco Hidrológico

Diante do exposto, a Neoenergia entende que a inclusão dos efeitos do risco hidrológico das cotas de CCGF, de Itaipu e das Usinas Repactuadas no cálculo do preço médio dos contratos de compra de energia para efeito de glosa de perda e sobrecontração, além de não ter amparo legal (o que por si só já não encerra a questão), não encontra justificativa em função da compulsoriedade dos contratos supracitados e, principalmente, do risco repactuado, os quais a distribuidora foi, em todo o processo de criação destes novos dispositivos, agente passivo.

xlii. Resposta ANEEL/SGT. Não aceita. Vide resposta no item xxxiii e xxxviii.

12.13 Enel

“(...)portanto, que a partir de uma série de Leis e Decreto que sucederam à assinatura do Aditivo do Contrato de Concessão de 2005 - no qual se estabelecia critérios para definir a prioridade de repasse tarifário dentre o rol de contratos de compra de energia celebrados -, o risco hidrológico passou paulatinamente de risco econômico dos geradores - com possibilidade de gestão - para risco financeiro dos distribuidores - sem possibilidade de gestão, imputando até 2018 um total de R\$ 47,4 bilhões pagos pelo ACR.

Análise jurídica

A atividade empresarial de distribuição de energia elétrica compreende riscos inerentes ao negócio. Entre eles, podemos citar busca pela eficiência em atividades como o faturamento e arrecadação dos consumidores, prestação de serviço de disponibilização da rede, combate às perdas de energia e flutuações de mercado. A presente discussão é relevante pois influencia diretamente o custo associado a dois destes riscos associados ao custo de compra de energia:

(i) Glosa de perdas; e

(ii) Glosa de sobrecontração.

Quando um concessionário de distribuição celebra contrato com o Poder Concedente para prestação de serviços, é estabelecido uma avença onde ele aceita incorrer em riscos próprios do negócio em troca de uma remuneração pré-estabelecida. Essa remuneração é atualizada pelos mecanismos de Reajuste e Revisão Tarifária, cláusulas econômicas presentes no contrato de concessão.

O Contrato de Concessão de Distribuição tem em sua Cláusula Sétima suas definições econômicas. Atualmente, existem dois tipos de Contratos de Concessão vigentes. Passamos a analisar o texto das cláusulas econômicas à luz do contexto da alocação de riscos de negócio vigente à época da assinatura de ambos.

(...)O portfólio de compra de energia das distribuidoras foi radicalmente alterado a partir de 2013, quando a Lei 12.783 alterou a lógica de comercialização de energia existente no mercado regulado. Todas as usinas cuja concessão venceria em 2015 tiveram sua energia comercializada por meio de cotas a partir de 2013, ao invés dos Leilões de energia existentes previstos para 2012 e 2013.

A 2ª fase da Audiência Pública nº 78 discutiu como alocar as cotas de garantia física para fins de glosas de perdas e sobrecontratação, visto que esse novo modelo de comercialização não estava previsto na redação das cláusulas econômicas do Contrato de Concessão.

Como não poderia deixar de ser, a análise à época identificou que a Administração Pública não poderia alterar o equilíbrio econômico-financeiro do contrato de concessão como reflexo da edição de alterações legislativas. Portanto, foi preservado antes de tudo o preço médio da glosa de repasse de custo de compra de energia. Nesse sentido, ainda que sem a alteração da cláusula econômica do contrato de concessão, foi proposta a consideração do preço médio da totalidade dos contratados de compra de energia, valor este que se equilibraria com o preço médio de todos os CCEARs antes da edição da Lei.

Com relação ao risco hidrológico, a 4ª fase da Audiência reconheceu, no mérito, que o combate a perdas necessita de um sinal econômico de estável de longo prazo, e não exposto a conjunturas como o montante de chuva daquele mês. No plano da observância da Cláusula Econômica do Contrato de Concessão, foi considerado que o risco hidrológico é equiparado à compra de energia involuntária no mercado de curto prazo, que não está considerada na Cláusula econômica do Contrato de Concessão como passível de glosa de repasse tarifário.

(...)a proposta da presente Audiência Pública vai além e transforma parte deste risco até então financeiro em risco econômico, ao incorporá-lo na glosa de energia de sobrecontratação ou de perdas.

No caso de perdas, a regulação estabelece metas de perdas não técnicas, de tal forma que a meta é de forma geral abaixo das perdas praticadas pelas concessionárias no ano de referência⁷. No ano de 2018, aplicando-se o preço médio da cobertura de cada processo tarifário, a perda não repassada à tarifa corresponde a R\$ 1,7 bilhão (ou 13% do EBITDA ajustado de distribuição).

(...)a proposta da presente Audiência Pública vai além e transforma parte deste risco até então financeiro em risco econômico, ao incorporá-lo na glosa de energia de sobrecontratação ou de perdas.

No caso de perdas, a regulação estabelece metas de perdas não técnicas, de tal forma que a meta é de forma geral abaixo das perdas praticadas pelas concessionárias no ano de referência⁷. No ano de 2018, aplicando-se o preço médio da cobertura de cada processo tarifário, a perda não repassada à tarifa corresponde a R\$ 1,7 bilhão (ou 13% do EBITDA ajustado de distribuição).

Aplicada em 2018, a mudança regulatória proposta acrescentaria na perda regulatória em torno de 15% a mais na glosa de perdas. Em determinados meses, a perda eleva-se em mais de R\$ 100/MWh por conta da geração mais baixa alocada pelo MRE do que os contratos de Cotas, Itaipu e CCEARs por Quantidade registrados no ACR, sem que as distribuidoras tenham flexibilidade para gerir ativamente níveis de contratação e não se expor ao risco de submercado.

O caso dos CCEARs por Quantidade repactuados por opção do gerador a partir da alteração de modelo de comercialização na Lei 13.203/2015 é evidenciado abaixo. Esses contratos eram atos jurídicos perfeitos que garantiam aos compradores a energia firme contratada em troca do preço ofertado em Leilão. Por meio de Lei posterior, o gerador deixa de ter o risco hidrológico econômico e não possui mais a obrigação de entregar a energia firme outrora contratada. A proposta da Audiência Pública prevê agora transformar essa transferência de custos como risco econômico, alterando o preço médio de glosa de energia.

Da irretroatividade das normas

A proposta em discussão propõe a aplicação da inclusão do custo do risco hidrológico nas competências a partir de janeiro de 2019.

Ainda que se pudesse considerar que a alteração proposta não afetasse o equilíbrio econômico-financeiro inicial do contrato de concessão de distribuição, admite-se que a edição da norma não pode afetar atos já consumados sob a regulamentação vigente ao seu tempo.

Isso porque, até a eventual decisão de Diretoria e publicação do Diário Oficial, já terão sido realizados ao menos oito meses do ano de 2019, para os quais não é mais possível alterar as decisões a cerca do nível de contratação.

As distribuidoras possuem um número limitado de ocasiões em que podem tomar decisão de ajustes do nível de contratação. É preciso considerar, portanto, que uma decisão de nível de contratação é tomada antes da Declaração de Necessidades do Leilão A-1, no ano anterior ao que se avalia o repasse da sobrecontratação. Portanto, a norma não pode retroagir a meses nos quais não há mais como se alterar a decisão de nível de contratação.

Dessa forma, há a necessidade de esse tipo de alteração regulatória que muda as decisões de nível de contratação seja feito com antecedência à declaração de necessidade dos leilões de energia, de forma que a gestão da distribuidora possa levar em conta o aumento do custo da exposição à sobrecontratação acima dos limites regulatórios em suas declarações de necessidade de compra de energia.

xliii.Resposta ANEEL/SGT. Não aceita. Vide resposta no item xxxiii e xxxviii.

13 Apuração dos efeitos do Mecanismo de Venda de Excedente – MVE

13.1 ABRADDEE

“A metodologia de cálculo proposta na Nota Técnica incorpora esta avaliação ao cálculo de sobrecontratação ou exposição. Contudo, nas simulações realizadas, a metodologia proposta apresentou dois efeitos indesejados que impactam a apuração tanto da sobrecontratação como da exposição.

O primeiro efeito é observado ao simular uma venda no MVE maior que as sobras anuais, conforme figura a seguir. Neste caso a álgebra deveria identificar que a distribuidora ficou exposta ao mercado de curto prazo e aplicar as penalidades previstas, porém o que ocorreu foi uma apuração equivocada de sobrecontratação. Ou seja, além de não ser afetada pelo fato de estar subcontratada, a distribuidora ainda teria a apuração de uma sobrecontratação acima do limite de repasse regulatório.

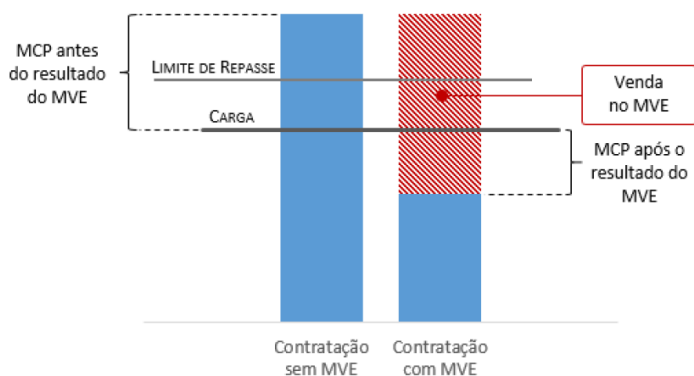


Figura 2 – Venda de MVE maior que Sobras

O segundo efeito é observado ao simular uma venda no MVE que seja suficiente para que as sobras anuais fiquem dentro dos limites de repasse regulatório. Neste caso a álgebra não deveria identificar sobrecontratação de energia, porém isto ocorreu.

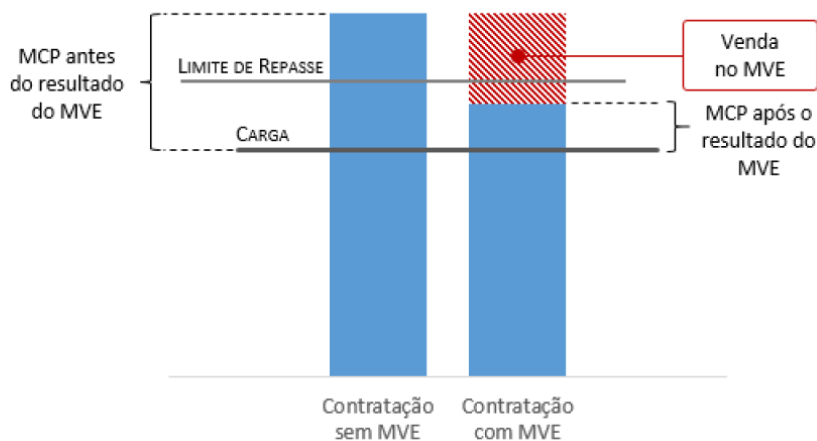


Figura 3 – Venda de MVE suficiente para as sobras ficarem dentro do limite de repasse

Os efeitos indesejados são ocasionados pela utilização do acrônimo MCP' (MCP antes do resultado do MVE) para verificação da posição contratual da distribuidora.

Além dos efeitos citados anteriormente, a metodologia proposta apresentou resultados incoerentes ao realizar a segregação entre os efeitos compartilhados com os consumidores e os efeitos exclusivos à distribuidora, alocando vendas de energia involuntária como voluntária e vice-versa.

É importante lembrar que o pleito de abatimento da venda no MVE prioritariamente sobre as sobras voluntárias foi acatado pela Agência, conforme indicado pela NT nº 191/2018-SRM/ANEEL2, assim como a ordem de abatimento, priorizando as vendas a preço fixo sobre as vendas a PLD + Spread.

Voltando para a análise, destacamos que a causa primária para a alocação incorreta é que a metodologia realiza a segregação em base mensal ao invés de base anual. Ao realizar a segregação em base mensal, a metodologia proposta permite que a sazonalidade do recurso e do requisito influencie a alocação entre os efeitos compartilhados com os consumidores e os efeitos exclusivos à distribuidora.

A REN 824/18, estabelece em seu § 1º do art. 4º que:

“§ 1º Os contratos resultantes do Mecanismo de Venda de Excedentes serão registrados no centro de gravidade do submercado do vendedor, com sazonalização e modulação flat.” (grifamos)

Ou seja, a distribuidora não possui gestão dos volumes mensais vendidos neste mecanismo que justifique a apuração mensal. Além do mais, do portfólio contratual das distribuidoras, o perfil sazonal de uma parte muito representativa não é gerenciável por ela, por exemplo, Itaipu, Angra, CCGFs, CCEARs por Disponibilidade, Proinfa e alguns Contratos Bilaterais.

Além disso, esta Resolução também menciona no inciso II do art. 5º que:

“II - As vendas de montantes referentes aos cento e cinco por cento em relação ao mercado regulatório da distribuidora, ou à sua sobrecontratação involuntária, terão 50% de seus efeitos compartilhados em caso de benefício financeiro ou 100% repassados à distribuidora em caso de prejuízo;” (grifamos)

O Decreto 5163/04, por sua vez, define no art. 38 que:

“Art. 38. No repasse dos custos de aquisição de energia elétrica, de que tratam os arts. 36 e 37, às tarifas dos consumidores finais, a Aneel deverá considerar até cento e cinco por cento do montante total de energia elétrica contratada em relação à carga anual de fornecimento do agente de distribuição.” (grifamos)

Com base na redação do Decreto 5.163/04 e da REN 824/18, entendemos, então, que a segregação entre efeitos compartilhados com os consumidores e os efeitos exclusivos à distribuidora deve ser realizada em base anual, diferentemente do proposto na Nota Técnica nº 73/2019-SGT/ANEEL.

(...)

Adicionalmente, discordamos da proposta de utilização do PLD percebido pela distribuidora considerando os efeitos no curto prazo, pois, conforme REN 824/2018, o benefício ou prejuízo financeiro do MVE será balizado pelo PLD médio do submercado no período da venda. A utilização dessa precificação inclui, inevitavelmente, os efeitos de exposição financeira do MCP na apuração do MVE.”

xliv. Resposta ANEEL/SGT. Parcialmente aceita. Primeiramente cabe esclarecer que a venda de energia no MVE é uma opção dada à distribuidora, devendo essa avaliar os riscos incorridos. Porém, buscando mitigar o risco das distribuidoras, ao mesmo tempo em que protege o consumidor de alterações no perfil mensal da sobrecontratação, devido à possibilidade de venda de energia nos produtos trimestrais e semestrais, foi proposto que a energia vendida no MVE produto anual possa ser alocado prioritariamente à parcela de sobrecontratação da distribuidora.

Esse procedimento é entendido como razoável porque a venda de energia no produto anual é realizada em um momento em que a sazonalização da sobrecontratação e os valores mensais do PLD não são conhecidos.

Dessa forma, essa proposta garante que a distribuidora não incorra em riscos de variação do PLD quando a venda no MVE produto anual refere-se à parcela voluntária de sobrecontratação. Por outro lado, garante que o consumidor não seja prejudicado por vendas de energia em produtos semestrais e trimestrais.

Se o pleito das distribuidoras, de que todo o MVE fosse alocado prioritariamente à distribuidora, essa teria a possibilidade de selecionar os meses em que a sobrecontratação seria a ela alocada, podendo deixar para o consumidor a sobrecontratação em meses cujo PLD fosse baixo.

Porém, destaca-se aqui que a distribuidora, ao optar pela venda nos produtos trimestrais e semestrais, terá risco de PLD, sendo responsável por definir sua estratégia de venda, seja com a duração do produto, seja com a modalidade preço fixo ou PLD + Spread, tendo como restrição a garantia da neutralidade do consumidor.

Por fim, no que se refere à utilização do PLD, será utilizado o PLD médio do submercado ao invés do PLD percebido pela distribuidora.

13.2 Celesc

“Entende-se que o Regulador determinou que a distribuidora assumira um novo risco ao vender excedentes no MVE de parcela de energia dedicada aos consumidores. Qual seja, quando o preço de equilíbrio do Mecanismo for menor do que o PLD médio a distribuidora deve ressarcir o consumidor na diferença.

A proposta de compartilhamento apenas dos ganhos com o consumidor, além de aumentar a margem de risco da distribuidora, também cria uma assimetria na qual somente o consumidor cativo fica numa posição isenta de risco, numa parcela de energia para a qual as distribuidoras já tiveram assegurada isenção de risco e na qual o consumidor já está exposto hoje ao risco da volatilidade do preço do PLD. Assimetria essa que colide com o posicionamento da SGT, ao analisar a proposta da ABRADDEE sobre o reconhecimento dos custos financeiros adicionais incorridos pelas distribuidoras, conforme se reproduz no item 89, da Nota Técnica nº 73/2019, que apresenta a proposta de aprimoramento posta em discussão na AP 25/2019:

“89. Além disso, como apresentada, a proposta da ABRADDEE cria assimetria na atualização dos valores da CVA, visto que os consumidores não se beneficiariam do multiplicador de 1,11 quando o saldo estivesse a seu favor. No limite, caso dois componentes passíveis de CVA apresentem descasamento em sentido contrário, apenas o favorável à distribuidora seria majorado, penalizando o consumidor, sem, de fato, resultar num comprometimento do fluxo de caixa”.

Isso posto, observa-se que a premissa do MVE busca resguardar o consumidor, em uma parcela de energia que legalmente ele já está exposto ao risco, e impõe à distribuidora um novo risco ao vender excedente no mecanismo.

Assim, com vistas a perseguir um tratamento simétrico, entende-se necessário rediscutir o compartilhamento dos resultados financeiros alcançados pela distribuidora na venda no MVE, que foram regulamentados na REN no 824/2019, cuja metodologia de cálculo está sendo discutida na AP no 25/2019, de modo que se possa avaliar uma proposta na qual a distribuidora, não sendo uma comercializadora, não assumira mais um risco no gerenciamento do portfólio de energia do consumidor.”.

xlv. Resposta ANEEL/SGT. Não aceita. Vide resposta xlv. Quanto às regras de compartilhamento dos resultados financeiros do MVE, estas foram definidas na REN nº 824/2019, não sendo objeto de discussão da AP 25/2019, mas somente os critérios de repasse tarifário.

13.3 Energisa

“O MVE, assim como os MCSDs, foi criado para que as distribuidoras possam reduzir suas sobras contratuais de energia, buscando evitar a sobrecontratação e, conseqüentemente, exposição ao PLD. O efeito prático do MVE na apuração da sobrecontratação ou exposição ao MCP deve ser idêntico ao efeito das cessões em MCSDs. Ambos são tratados de forma similar pela CCEE ao impactar diretamente a liquidação do MCP, além de suas receitas serem integralmente contempladas na CVA, afetando o preço de repasse médio dos contratos de compra de energia. Há de se considerar que a cobertura contratual de uma distribuidora, mesmo que se mantenha entre 100% e 105% em base anual, pode apresentar meses com subcontratação e outros com sobrecontratação superior a 5%. Estas oscilações são motivadas por fatores que escapam à gestão da distribuidora, a exemplo da sazonalização dos CCEARs e das Cotas de Energia, cujo

montante total contratado não segue o perfil da carga – o que futuramente será agravado com a sazonalização dos CCEARs por quantidade de usinas eólicas com o perfil da disponibilidade mensal de geração.

Por isso, entende-se que não deva haver alteração na metodologia de apuração dos componentes financeiros de sobrecontratação e exposição presentes atualmente no Submódulo 4.3 do PRORET.

Apuração do MVE

Porém, a metodologia de apuração do MVE apresentada nos documentos desta AP, calcula mensalmente os volumes “voluntários” e “involuntários”, resultando em distorções em relação ao cálculo anual, aumentando o risco desse mecanismo, inclusive para os eventos que já ocorreram em 2019, sem que as distribuidoras disponham de qualquer instrumento de gestão mensal do nível de contratação. O próprio MVE é negociado em bases anual, semestral e trimestral.

Como forma de ilustrar alguns cenários de distorção ocasionados pela apuração mensal, a consultoria RegE Barros Correia Advisers apresenta nos parágrafos 21 a 25 situações hipotéticas de empresas que teriam participado do MVE, mostrando as distorções que buscamos evitar no caso de implementação da metodologia proposta na NT 73/2019.

Dessa forma, sugerimos que a apuração dos volumes para o cálculo dos efeitos do MVE seja feita conforme passos abaixo descritos:

- 1) Cálculo da sobrecontratação anual conforme realizado atualmente e considerando os efeitos das vendas no MVE como redutores do nível de contratação;
- 2) Definição das involuntariedades anuais também conforme procedimento atual;
- 3) Cálculo do limite de repasse anual da mesma forma como realizado atualmente;
- 4) Cálculo do volume anual vendido no MVE pela Distribuidora, desconsiderando sazonalidade da venda;
- 5) Cálculo da sobrecontratação anual desconsiderando os efeitos das vendas no MVE como redutores do nível de contratação;
- 6) Comparação da sobrecontratação estipulada no item 5 com o limite de repasse do item 3 para definição do percentual de energia vendida no MVE acima do limite de sobrecontratação do ano civil, ou seja, venda voluntária;
- 7) Definição do percentual de energia vendida no MVE dentro do limite de sobrecontratação (percentual remanescente ao item 6), ou seja, venda involuntária no MVE;
- 8) Aplicar os percentuais dos itens 6 e 7 sobre o volume de venda no MVE de cada mês, para calcular as parcelas voluntárias e involuntárias, bem como os respectivos resultados financeiros mensais;
- 9) A soma dos resultados financeiros mensais define o resultado financeiro anual de cada parcela do MVE, sendo que o resultado anual associado à parcela voluntária seria integralmente assumido pela distribuidora e o associado à parcela involuntária integralmente assumido pela distribuidora em caso de prejuízo ou 50% compartilhados com o consumidor em caso de benefício.

xlvi. Resposta ANEEL/SGT. Aceita parcialmente. Cabe ressaltar inicialmente que não se está propondo calcular mensalmente volumes “voluntários” e “involuntários” quando a distribuidora estiver alocada entre 100% e 105% antes do MVE, como foi possível entender da contribuição. De fato, neste caso, toda energia seria considerada involuntária, porém, diferentemente de um MCSD, conforme REN 824/18, deve haver um cálculo de “neutralidade” para o consumidor. A metodologia do cálculo, apresentada na AP, segue a mesma lógica do cálculo de sobrecontratação em vigor. Apenas se está reconstruindo os contratos com o MVE e obtendo-se assim uma nova sazonalização. Porém, entende-se parte da contribuição da distribuidora na medida em que ela não possui a completa gestão da sobrecontratação mensal. No intuito de respeitar e garantir a

neutralidade para o consumidor, com relação a sazonalizações que poderiam ser feitas em cenários favoráveis a distribuidora sem uma contrapartida ao consumidor, a metodologia final considerou então o MVE anual como alocação prioritária, visto que para este não haveria risco de sazonalizações em detrimento da neutralidade para o consumidor e para os produtos MVE semestral e trimestral manteve-se a metodologia apresentada anteriormente.

13.4 Equatorial

“Deste modo, a formulação pode ser sintetizada conforme abaixo:

- a) *CVA Energia – sem alteração em relação ao MVE, ou seja, todos os contratos (faturas) são considerados normalmente até a data de corte;*
- b) *Resultado do MCP – o valor apurado a título de resultado MCP, que neutraliza os efeitos do mercado de curto prazo, deve considerar as compras e vendas apuradas pela CCEE, em cada mês, e o respectivo volume vendido no MVE. Esta abordagem é equivalente ao cenário no qual não há MVE, e reflete a condição praticada pela ANEEL até 2018, quando não havia MVE, e todo o efeito é apurado a PLD (simula-se a venda do montante do MVE a PLD), de forma que qualquer ganho ou perda será apurado apenas quando o ano civil estiver fechado;*
- c) *Estes dois pontos (itens a e b) são aplicados no ano corrente, sem necessidade de fechamento do ano civil. Deste modo, tem-se basicamente uma condição “antes do MVE”. Após o fechamento do ano civil, tem-se a apuração do ajuste da sobrecontratação, conforme os passos seguintes:*
- d) *c) Ajuste Sobrecontratação – o valor é apurado após o fechamento do ano civil, ao se comparar o total de compras e vendas no mercado de curto prazo, adicionado ao montante vendido no MVE (valorado a PLD), com o limite de sobrecontratação e as sobrecontratações involuntárias. Assim, os efeitos apurados no item “b” acima são neutralizados para o volume de energia que é tratado como sobrecontratação voluntária. Conforme a abordagem atual da ANEEL o valor é apurado para o ano, e ressazonalizado para cada mês – este procedimento é mantido;*
- e) *d) Ajuste MVE – o volume de energia negociado no MVE que excede a sobrecontratação voluntária, é então apurada, considerado o ano civil, de forma análoga ao efeito da sobrecontratação, e redistribuído a cada mês no qual houve venda no MVE. O valor do ganho, ou prejuízo, do MVE é apurado a cada mês pela diferença entre o PLD do mês e o preço de venda.*

Na visão da Equatorial Energia esta abordagem é a mais simples, na medida em que não afeta a condição do ano corrente (em relação à condição atualmente praticada “antes do MVE”), e deixa os ajustes do MVE para o ano subsequente, com o período civil fechado, conforme REN 824/2018. Também, em observância à REN 824/2018, o ganho ou perda do MVE é apurado apenas pela diferença entre PLD e preço de venda.

Naturalmente, há também o ajuste para o caso de exposição, que não é tratado aqui, na medida em que não houve alteração para este ponto. Também não foi abordado a questão da atualização pela Selic, que deve ser incorporada à formulação.

xlvi. Resposta ANEEL/SGT. Parcialmente aceita. Será calculado o ajuste da sobrecontratação antes do MVE e após o MVE, mantendo-se a metodologia atual de sazonalizar as vendas nos meses que existem sobra de energia. Assim, objetivamos manter o consumidor neutro aos resultados do MVE como diz a REN 824/18.

13.5 Celesc

“Ademais, na análise apresentada na Nota Técnica nº 73/2019-SGT/ANEEL, observa-se que a proposta é apurar os resultados do MVE ao final do ano civil. No entanto, entende-se que o momento de apuração da sobra voluntária ou involuntária da distribuidora deve se dar na realização do MVE e não apenas ao final do ano civil. Isso porque, o ajuste anual não reflete as proporções no momento em que as operações foram realizadas e isso pode distorcer o resultado, uma vez que as sobras involuntárias podem se alterar a depender de outros mecanismos realizados ao longo do período.

Esse aspecto processual também remete a razoabilidade de rediscutir o tema de forma mais aprofundada, mediante uma segunda fase da AP no25/2019.

Assim, diante da complexidade do tema, da repercussão financeira e dos aspectos legais e regulatórios expostos, é fundamental que se discuta de maneira mais ampla numa segunda fase, sempre com a premissa de identificar a origem das possíveis distorções para buscar soluções que atuem nessa origem, e não somente nos efeitos”.

xlvi. Resposta ANEEL/SGT. Não aceita. Ao participar do MVE a distribuidora deve projetar seu próprio portfólio analisando se a energia a ser vendida é voluntária ou não. Se a mesma considera excessivo o risco de participar do mecanismo tem a opção de não participar ou participar apenas do produto PLD+ágio. Ressaltamos também que os montantes de sobra/exposição voluntária são calculados apenas uma vez por ano em processo específico.

13.6 CPFL

“Nas simulações realizadas, a metodologia proposta na Nota Técnica 73 apresentou 2 efeitos indesejados que impactam a apuração tanto da sobrecontratação como da exposição.

O primeiro efeito é observado ao simular uma venda no MVE maior que as sobras anuais, conforme figura 2. Neste caso a álgebra deveria identificar que a distribuidora ficou exposta ao mercado de curto prazo e aplicar as penalidades previstas, porém o que ocorreu foi uma apuração equivocada de sobrecontratação. Ou seja, além de não ser afetada pelo fato de estar subcontratada, a distribuidora ainda teria a apuração de uma sobrecontratação acima do limite de repasse regulatório. Isso ocorre pelo fato da proposta da NT73/19 observar os acrônimos V_{ano}^{MCP} e C_{ano}^{MCP} para identificar se a distribuidora encerrou o ano sobrecontratada ou exposta, conforme formulação do parágrafo 23 da Minuta do submódulo 4.3 do PRORET. Ou seja, está sendo proposto considerar a contratação da coluna “Contratação sem MVE” e não a da “Contratação com MVE”, a qual reflete o balanço anual final da distribuidora. (...)

O segundo efeito é observado ao simular uma venda no MVE que seja suficiente para que as sobras anuais fiquem dentro dos limites de repasse regulatório, conforme figura 3. Neste caso a álgebra não deveria identificar sobrecontratação de energia, porém isto ocorreu.

Além dos efeitos citados acima, a metodologia proposta apresentou resultados incoerentes ao realizar a segregação entre MVEcons e MVEDist, alocando vendas de energia involuntária como voluntária e viceversa.

A causa primária para a alocação incorreta é que a metodologia realiza a segregação em base mensal ao invés de base anual. Ao realizar a segregação em base mensal, a metodologia proposta permite que a sazonalidade do recurso e do requisito influencie a alocação entre MVEcons e MVEDist, conforme pode ser observado no parágrafo 29 da minuta do PRORET, onde é definido os montantes mensais destes acrônimos: MVE_m^{cons} e MVE_m^{dist}

Além disso a minuta do PRORET, em seu parágrafo 26, não propõe ajustes na formulação do Limite de Sobrecontratação no ano civil $SOBRE_{ano}^{lim}$ em decorrência das vendas efetuadas no MVE,

como é feito com outros acrônimos do MCP (MCP', V', C', etc.). Ressalta-se que como a declaração das distribuidoras nos MCSD futuros (mecanismo classificado como "máximo esforço" para reconhecimento de sobras involuntárias) serão afetadas pelos resultados das vendas efetuadas no MVE, seria necessário ajustar o acrônimo ^{SOBRE}_{ano}^{inv}. Ou seja, caso não houvesse MVE, as declarações da distribuidora nos MCSDs futuros seriam divergentes (no mínimo, a parcela vendida no MVE seria adicionada às declarações dos MCSDs futuros) resultando num reconhecimento maior de sobras involuntárias.

Além disso, a própria regulação e legislação que precede o MVE, considera a obrigação de lastro contratual das concessionárias de distribuição bem como os ajustes de sobras involuntárias e eventuais glosas, de maneira anual(...)

Do destaque acima, extrai-se que a distribuidora não possui gestão dos volumes mensais vendidos neste mecanismo que justifique a apuração mensal. Além do mais, do portfólio contratual das distribuidoras, o perfil sazonal de uma parte muito representativa não é gerenciável por ela, por exemplo, Itaipu, Angra, CCGFs, CCEARs por Disponibilidade, Proinfra e alguns Contratos Bilaterais que possuem sazonalização flat ou no perfil do SIMPLES (...)

Portanto, com base na redação do Decreto 5.163/04 e da REN 824/18, entendemos que a segregação entre efeitos compartilhados com os consumidores (MVEcons) e os efeitos exclusivos à distribuidora (MVE_{dist}) deve ser realizada em base anual, diferentemente do proposto na Nota Técnica 73. Entendemos que a REN 824/18 está alinhada ao proposto pelo Decreto 5.163/04 no que tange a apuração anual dos "cento e cinco por cento em relação ao mercado regulatório (...)

Proposta de aprimoramento para segregação dos efeitos do MVE

Partindo do pressuposto que a metodologia de apuração do ajuste anual do MVE está dissociada da apuração da sobrecontratação e exposição, nos resta propor um aprimoramento no método para auferir os efeitos compartilhados com o consumidor e os efeitos exclusivos da distribuidora.

O objetivo da proposta de aprimoramento do método é:

1. Realizar a segregação entre efeitos compartilhados e efeitos exclusivos avaliando o balanço energético anual da distribuidora.
2. Considerar o limite de repasse conhecido pela distribuidora no momento da tomada de decisão de participar ou não do MVE.

(...) A partir da definição das equações acima, o Grupo CPFL propõe que a segregação dos montantes vendidos no MVE seja realizada observando o Limite de Repasse Anual do momento de tomada de decisão da distribuidora.

(...)

Proposta de Tratamento de ressarcimento decorrente de Inadimplência no MVE

Nota-se então que existe a necessidade de definir uma metodologia de cálculo para o repasse tarifário dos ressarcimentos provenientes de inadimplência dos compradores na liquidação do MVE, uma vez que a inadimplência pode ser oriunda de uma venda de sobras voluntárias (pertencente à distribuidora) ou involuntárias (pertencentes aos consumidores).

A CPFL propõe que o repasse tarifário dos ressarcimentos observe a segregação entre ressarcimento compartilhado com o consumidor e ressarcimento exclusivo da distribuidora com o mesmo critério utilizado para apuração do repasse da receita do MVE, conforme Art. 5º da REN 824/18 (...)

Aproveitando o tema, apesar de não fazer parte do escopo desta audiência pública, o Grupo CPFL sugere aprofundar a discussão sobre o cancelamento imediato dos contratos resultantes do MVE em caso de inadimplência. Esta medida é importante para garantir uma melhor gestão do portfólio de contratos das distribuidoras, uma vez que, ao ocorrer o não pagamento da liquidação do MVE é gerado uma incerteza quanto as liquidações futuras do comprador inadimplente. Caso a inadimplência seja critério suficiente para a rescisão contratual imediata, a distribuidora poderia se utilizar de outros mecanismos futuros para mitigar este efeito (MVE ou mesmo MCSD)".

Em suma:

- v) Que seja mantida a metodologia de cálculo vigente para apuração da sobrecontratação de energia e exposição ao mercado de curto prazo;
- vi) Que seja feita a dissociação entre a metodologia de cálculo para segregação dos efeitos do MVE e a metodologia de apuração de sobrecontratação de energia e exposição ao mercado de curto prazo, ou seja, as apurações devem ser feitas separadamente;
- vii) O aprimoramento na metodologia de segregação dos montantes vendidos no MVE, observando o Limite de Repasse Anual do momento de tomada de decisão de venda no MVE;
- viii) A inclusão de metodologia para o repasse tarifário dos ressarcimentos, observando a segregação entre ressarcimento compartilhado com o consumidor e ressarcimento exclusivo da distribuidora com o mesmo critério utilizado para apuração do repasse da receita do MVE, conforme Art. 5º da REN 824/18.

xlix. Resposta ANEEL/SGT. Aceita parcialmente. Entende-se parte da contribuição da distribuidora na medida em que ela não possui a completa gestão da sobrecontratação mensal. No intuito de respeitar e garantir a neutralidade para o consumidor, com relação a sazonalizações que poderiam ser feitas em cenários favoráveis a distribuidora sem uma contrapartida ao consumidor, a metodologia final considerou então o MVE anual como alocação prioritária. Para este tipo de produto não haveria risco de sazonalizações para o consumidor, visto que o MVE é sazonalizado de maneira flat e por ser um produto anual. Para os produtos MVE semestral e trimestral manteve-se a metodologia apresentada anteriormente.

13.7 Neenergia

(...) Neste submódulo são calculados dois impactos financeiros principais, sendo um, o ajuste por sobrecontratação ou exposição, e o outro a soma dos efeitos associados à venda de energia pelo MVE, não capturados pela CVA Método 2, sendo eles a relação entre preço de compra e preço de venda da energia e alocação ou não de benefício financeiro ao consumidor conforme previsto em resolução. A proposta apresentada altera o cálculo vigente de ajuste de sobrecontratação e exposição aparentemente sem necessidade, sendo possível o tratamento dos dois impactos separadamente, de forma a simplificar o cálculo e evitar precificações incorretas decorrentes de sazonalidade.

Apresentaremos a seguir algumas constatações sobre a metodologia proposta nesta AP:

(i) O acrônimo criado MCPcons possui uma incoerência em sua álgebra, pois em várias situações termina por alocar ao consumidor uma energia superior àquela de direito (5% mais eventual sobre involuntária). Isso acontece porque a fórmula proposta desconsidera parcela de energia alocada ao vetor C_{mcp} . É possível observar uma ressazonalização de volume quando esse acrônimo é calculado, o que causa distorções em toda a cadeia de cálculos posteriores. Adicionalmente, para o cálculo desse mesmo acrônimo em situação de exposição, a fórmula deveria ser um espelho da sobrecontratação, o que não acontece. A proposta da NEOENERGIA é a exclusão do acrônimo MCPcons.

(ii) A etapa seguinte é a alocação de volume relativo ao MVE para o consumidor e para a distribuidora. A formulação apresentada, em linhas gerais, realiza essa distribuição a depender da posição mensal na qual a distribuidora se encontrou no MCP, o que significa que existem casos em que a distribuidora, mesmo finalizando o ano sobrecontratada acima de 5%, alocaria energia do MVE para o consumidor. Também observamos casos em que, mesmo com a correção do acrônimo anterior, a distribuidora ao terminar o ano enquadrada (entre 100% e 105%) alocou ao consumidor energia associada ao MVE em proporção maior do que a proporção do enquadramento. Nosso entendimento é de que o fato decisivo de alocação deve estar associado ao fechamento do ano civil, quando do conhecimento dos volumes voluntários e involuntários e não da comparação mensal, como apresentado pela Agência. Nossa proposta é alterar a

metodologia de cálculo dos acrônimos MVEcons e MVE distr, de forma que o condicionante para alocação de energia ao consumidor seja anual, sendo analisado o volume de energia vendida no mecanismo em relação ao volume d contratos e o limite de repasse.

(iii) Na proposta apresentada pela Agência, para se retornar à situação contratual da distribuidora antes do MVE, soma-se ao MCP final a energia vendida no MVE. O passo seguinte proposto é uma ressazonalização desse novo MCP, denominado MCP', a partir do qual se calculam os vetores V'_{mcp} e C'_{mcp} . Essa nova sazonalização difere do MCP pós MVE, o que gera um impacto financeiro relevante quando comparamos o ajuste por sobrecontratação calculado pelo PRORET vigente e pela fórmula proposta na nota técnica. Isso significa que feitas as correções apontadas anteriormente, o AJ_SOBRE apresentaria relevante variação financeira em função simplesmente da nova sazonalização que esse volume apresentaria valorada pelos preços anuais.

Em função desse ponto principalmente, nossa sugestão é mater o cálculo de ajuste de sobrecontratação e exposição vigente do PRORET, sem alteração referente ao MVE, devendo o mesmo ser calculado separadamente.

(iv) Em relação aos acrônimos financeiros, observamos algumas inconsistências. Por exemplo, o AJ_SOBRE em decorrência do MCPcons inconsistente, atribui uma energia sobrecontratada voluntária em valores inferiores ao que efetivamente realizaram, gerando uma precificação incorreta da sobrecontratação. Mesmo que o acrônimo MCPcons fosse corrigido, sua nova ressazonalização, que difere da cura final do MCP, ao ser precificada mensalmente acarreta em diferenças significativas financeiras quando comparado com o cálculo do PRORET vigente.

Esse impacto reforça a necessidade de separação dos cálculos de ajuste de sobrecontratação e exposição e do MVE.

(..)

Diante do exposto, a Neoenergia entende que as alterações propostas na NT 73/2019 SGT/SRM/ANEEL, no que tange a implementação dos componentes financeiros relativos ao MVE, não atendem plenamente o seu propósito, devido às razões apontadas ao longo desta seção. A empresa apresentou proposta alternativa, com equações que resolvem de maneira satisfatória esses problemas e, portanto, recomenda a sua adoção para o resultado da presente audiência pública. De todo modo, independentemente da adoção desta formulação algébrica específica, a Neoenergia entende que o regramento adotado pela agência deve:

- i. Separar as apurações financeiras do componente de sobrecontratação/exposição e dos componentes relativos ao MVE;
- ii. Condicionar o compartilhamento com o consumidor, quando da sua existência, à posição anual da distribuidora;
- iii. Considerar o volume efetivamente vendido no MVE no seu respectivo mês de competência;
- iv. Preservar a separação entre os montantes de energia destinados à apuração da sobrecontratação dos destinados à apuração do MVE, evitando dessa forma distorções de nova sazonalização no cálculo e alocação indevida da energia para a distribuidora ou para o consumidor; e
- v. Preservar o PLD médio do submercado como referência para os componentes relativos ao MVE, enquanto para o componente da sobrecontratação permanece a referência do PLD médio percebido pela distribuidora em função das suas negociações do mercado de curto prazo.

Além disso, reforçamos o pedido de divulgação antecipada dos volumes passíveis de involuntariedade, o pedido de dar maior clareza ao cálculo dos montantes involuntários e o pedido de que a parcela da multa ao consumidor (relativa ao desligamento de um agente comprador) seja repassada somente quando do seu efetivo pagamento”.

I. Resposta ANEEL/SGT. Aceita parcialmente. Houve a alteração de algumas fórmulas devido a mudanças metodológicas e foram levadas em conta as sugestões na contribuição do item “i”. Com relação as demais contribuições, entende-se parte delas na medida em que a distribuidora não possui a completa gestão da sobrecontratação mensal. No intuito de respeitar e garantir a neutralidade para o consumidor, com relação a sazonalizações que poderiam ser feitas em cenários favoráveis a distribuidora sem uma contrapartida ao consumidor, a metodologia final considerou então o MVE anual como alocação prioritária. Para este tipo de produto não haveria risco de sazonalizações para o consumidor, visto que o MVE é sazonalizado de maneira flat e por ser um produto anual. Para os produtos MVE semestral e trimestral manteve-se a metodologia apresentada anteriormente.

13.8 Copel

“Em relação ao cálculo da sobrecontratação acima dos limites regulatórios, entendemos que não há necessidade de alteração no regramento atual do PRORET, para o cálculo dos acrônimos AJ_SOBREano e AJ_EXPano.

Tanto a existência de montantes de MVEs, quanto as cessões de MCSDENs são tratadas de maneira análoga (com sinal negativo na CVA) e resultam na apuração de montantes já líquidos para a operação de curto prazo. Quando acumulados em 12 meses (ano civil), refletirão a operação “real” do MCP.

Assim, sugerimos que os efeitos do MVE possam ser calculados em módulo à parte do cálculo da sobrecontratação acima dos limites regulatórios, considerando os aspectos de voluntariedade (benefício ou prejuízo atribuídos à distribuidora) e de involuntariedade (com compartilhamento de ganhos com o consumidor, se for o caso).

Adicionalmente, reforçamos a necessidade da publicação dos limites de sobrecontratação involuntária dos anos de 2016, 2017 e 2018, como forma de “dar vazão” ao cálculo (atualmente “represado”) dos efeitos destas sobrecontratações, nos processos tarifários daqueles anos”.

II. Resposta ANEEL/SGT. Não aceita. Está sendo definido um cálculo em que o MVE seja considerado no cálculo da sobrecontratação, de forma que possa ser definida uma neutralidade para o consumidor. Esta neutralidade não existe no cálculo do MCSD EN.

13.9 Enel

“A Nota Técnica nº 73/2019 endereça o problema da separação entre parcela voluntária e involuntária do MVE criando uma ordem de prioridade entre MVEs de produtos de preço fixo e de preço em função do PLD. A partir desta distinção, a regra traça a parcela do MVE que é voluntária da parcela do MVE que é involuntária.

Entretanto, consideramos que a proposta acaba por desconsiderar quaisquer ações de ajuste do nível de contratação intra-anuais, como são os casos de:

- 1) Leilões de Ajuste;
- 2) MCSDs de Energia Existente;
- 3) CSDs de Energia Nova.

Ao se desconsiderar os mecanismos intra-anuais de alteração do nível de contratação, a proposta assume que foi o MVE que alterou a quantidade de sobras a serem liquidadas pelo PLD. Ao se tomar essa premissa, montantes de venda no MVE acima dos 105% podem ficar dentro do limite de 105%, levando os distribuidores ao risco de preço de venda no MVE associados ao PLD.

Por esse motivo, é preciso separar o que é efeito do MVE (no qual incide risco ex-post de eficiência no preço de venda) do que é efeito de demais mecanismos. Os demais mecanismos, por não envolverem diretamente oferta de preço, não estão sujeitos à risco de preço. O MCSD de energia existente, inclusive, é o único mecanismo com garantia de redução para neutralidade da opção de migração de consumidores cativos ao mercado livre, evento que ocorre durante o ano, e possivelmente após a decisão de venda no MVE.

Conforme contribuição do grupo Enel na Audiência Pública nº 49/2018, a fim de delimitar o risco do MVE, propõe-se a definição objetiva da ordem de prioridade dos mecanismos de ajuste da sobrecontratação, inclusive do MVE, na definição dos intervalos de sobrecontratação voluntária ou involuntária.

Diante do exposto, propõe-se que a apuração do resultado econômico, após o término do ano e a realização do nível de contratação da distribuidora, seja definida na seguinte ordem:

- 1º) MCSD - Energia Existente;
 - 2º) Produtos MVE de PLD + Spread, em ordem cronológica;
 - 3º) MCSD - Energia Nova;
 - 4º) Produtos MVE de preço fixo, em ordem cronológica.
- (...)

Do risco de sazonalização mensal

Ademais dos ajustes de mecanismos intra-anuais de nível de contratação, as sobras mensais de contratação podem ser fruto de:

1. Sazonalização possível dos contratos - Os contratos de Itaipu, Nuclear (Angra) e CCEARs por Disponibilidade tem sazonalização mensal flat. O contrato de PROINFA de acordo com o perfil definido pelo Agente Comercializador do PROINFA. Apenas as Cotas de Garantia Física (23% do portfólio) podem ser sazonalizadas pelo perfil do Simples e os CCEARs por Quantidade (29% do portfólio) até o limite de variação de 15% da média anual (ou pelo Simples caso o gerador não aceite);

2. Variações mensais da projeção de carga - algumas distribuidoras possuem uma curva de sazonalidade maior do que 15% da média mensal e só podem sazonalizar essa variação em 52% dos contratos (CCEARs por quantidade e Cotas de Garantia Física). A temperatura mensal ou chuvas são variáveis previsíveis no momento da realização da sazonalização mensal. Outra variável de menor previsibilidade é o desempenho mensal da economia.

Por causa desses fatos, o nível de contratação das distribuidoras não é uniforme ao longo dos meses. Considerando que 48% dos contratos não são passíveis de sazonalização, no ano de 2018, por exemplo, 41 distribuidoras não conseguiriam de partida sazonalizar todos os meses com o mesmo montante de sobra.

(...) Dessa forma, o perfil de sobra mensal que se busca manter após a participação do MVE tem desequilíbrio, no mês a mês. Alguns meses podem ter sobras próximas de zero enquanto outros meses podem ter sobras acima dos 105%.

O problema ocorre quando se busca manter a sazonalização original apesar de o MVE ter um perfil flat para a venda de energia. Isso acaba necessariamente esbarrando em meses em que não há essa quantidade de energia flat acima de 105%. Da maneira proposta na Audiência Pública, a distribuidora fica exposta à aferição de eficiência de preços por “invadir” a sobra do consumidor naquele mês.

O exemplo a seguir foi feito com base em uma venda de 12 meses no MVE de forma a coincidir as sobras após a venda do MVE em 105%. Repare como as sobras acima de 105% - a área acima da linha tracejada verde -, são, antes do MVE, variáveis mês a mês (...)

Como o MVE faz a venda flat em todos os meses, há inevitavelmente meses em que o MVE cruza com a linha de sobras repassáveis (linha tracejada verde) (...)

Em todos os meses nos quais isso ocorrer, haverá risco de preço para os distribuidores, mesmo tendo se vendido um produto de 12 meses (nos quais não se escolhe o mês a se vender).

O mesmo efeito, em menor escala, ocorre dentro dos meses de venda de um produto de 6 meses ou de 3 meses.

Visto que não há como se vender no MVE com uma curva diferente da flat e que de qualquer maneira a curva original de sazonalidade do consumidor que se busca preservar é fruto muitas vezes de acaso, sugerimos apuração com base anual ou, minimamente, abandonar o risco de neutralidade dentro dos meses de venda do MVE”.

lil.Resposta ANEEL/SGT. Não aceita. Será calculado o ajuste da sobrecontratação antes do MVE e após o MVE, mantendo-se a metodologia atual de sazonalizar a sobrecontratação nos meses que existem sobra de energia. Assim, objetivamos manter o consumidor neutro aos resultados do MVE como diz a REN 824/18.

13.10 EDP

“Baseado nessa proposta, a EDP elencou três aprimoramentos que serão apresentados abaixo:

- *Impactos no repasse da sobrecontratação*
- *Tratamento da involuntariedade*
- *Proposta de apuração do MVE*

Impactos no repasse da sobrecontratação

(...) A proposta de repasse contida na NT 73, sugere uma comparação do mercado de curto prazo do consumidor antes e após a participação da distribuidora no MVE e, em cima da variação desses valores institui os ajustes da sobrecontratação e do mecanismo, de forma mensal.

Dessa forma, como podemos ver na Figura 8, sempre que a energia apurada no MCP real ficar abaixo do MCP'cons (exposição ao MCP sem a ocorrência do MVE e limitado ao montante involuntário de sobrecontratação) não há repasse da sobrecontratação para o consumidor. (...)

Esse mecanismo de cálculo implica em uma distorção da sobrecontratação, fazendo com que, para se igualar os montantes totais ou método atual, é necessário que a distribuidora se mantenha acima de 105% em todos os meses após o processamento do MVE.

Ao comparar a alocação de energia mensal entre as duas metodologias de repasse (vigente e proposta) na Figura 9, percebe-se que a atual proposta acaba por repassar um montante total de sobrecontratação diferente.

Desta forma, todo o repasse da sobrecontratação fica concentrado nos meses nos quais a distribuidora tenha um nível de sobrecontratação acima de 105% já considerando o MVE.

Outra distorção percebida ao analisar a metodologia, diz respeito ao repasse já realizado. Como a apuração é feita em relação às Vendas e Compras no MCP (variáveis com apóstrofo dizem respeito à situação caso não fosse processado o MVE), o montante já contabilizado não se altera para se adequar às flutuações do nível de contratação durante o ano.

Por exemplo, supondo uma distribuidora que já contabilizou todo o período do primeiro semestre, conforme apresentado na Figura 10, e que devido ao comportamento de seu mercado pretende declarar no MVE do último trimestre, para garantir que anualmente se mantenha entre os limites regulatórios, com 104%, conforme apresentado na Figura 11 (...)

Aplicando a metodologia proposta, o ajuste da sobrecontratação para esta distribuidora seria realizado conforme apresentado na Figura 12, no qual os meses que estão acima de 105% (janeiro, maio, junho, julho, agosto e setembro) permanecem com repasse de sobrecontratação, ainda que a distribuidora apresente, no ano, um nível de 104% (...)

Supondo novamente que ao realizar a declaração para o produto trimestral no MVE a distribuidora tome uma atitude mais agressiva e não preveja um aumento significativo da carga, de tal forma

que na apuração anual ela se encontre exposta, abaixo de 100% de contratação, com um perfil conforme a Figura 13. Nesse cenário, seria observado o ajuste apresentado na Figura 14, que é exatamente o mesmo realizado no cenário no qual o nível de contratação se manteve entre os limites regulatórios (...)

No limite, supondo que seja possível a distribuidora descontratar toda a sua energia nesse último semestre (havendo demanda e não havendo limitação na declaração do produto), ela ficaria totalmente descontratada e ainda haveria repasse referente ao ajuste de sobrecontratação. E, apesar de haver limites na descontratação via MVE, não há nada que impeça a distribuidora de, porventura, vir a ficar subcontratada devido aos mecanismos.

Essa distorção faz com que tal metodologia não atenda o disposto no Decreto nº 7.945/2013, além de ser refutado pela própria Nota Técnica, cuja abrangência diz respeito ao “repasse do custo de aquisição do montante de sobrecontratação, limitado aos cinco por cento em relação à carga anual regulatória de fornecimento da distribuidora e ao repasse do custo da energia referente à exposição ao mercado de curto prazo”(…)

A EDP entende que a apuração da sobrecontratação voluntária deve ocorrer de forma independente da apuração dos efeitos do MVE, de forma anual e após o fim do ano civil, mantendo-se o regramento atual, para fins de estabilidade regulatória às distribuidoras.

Sobre a involuntariedade

Outro ponto a ser levado em consideração é que a definição tanto da sobrecontratação quanto do MVE fica atrelada à sobrecontratação involuntária anual, cuja regulamentação permanece sem definição.

Desde a prorrogação das concessões das usinas hidrelétricas que se enquadravam nos critérios dispostos pelo art 19 da Lei nº 9.074/1995 via Cotas de Garantia Física, e conseqüente redução dos contratos de energia existente, a flexibilidade de gestão do portfólio das distribuidoras foi altamente impactada.

Conjuntamente, esse período coincidiu com uma crise econômica nacional, representado com a evolução do PIB da Figura 15, no qual o consumo de energia foi altamente impactado, conforme é possível visualizar na Figura 16, que apresenta a divergência entre os cenários previstos de carga e a realização abaixo do esperado (...)

Desde então, as distribuidoras vêm solicitando à ANEEL, via pleitos e participação pública, o reconhecimento da involuntariedade da sobrecontratação do período e a publicação do despacho que caracteriza a situação, formalizando o acontecido e garantindo a neutralidade da concessão. Além disso, pede-se a definição da regra de involuntariedade, de forma que para cenários vindouros seja possível gerenciar os montantes de energia no portfólio da distribuidora com maior eficácia.

Ao atrelar o repasse de mais um mecanismo de gestão do nível de contratação das distribuidoras – MVE à involuntariedade, a EDP entende que há uma necessidade de maior urgência na definição das regras de voluntariedade, haja vista o impacto cumulativo possível de ocorrer e o impacto na estratégia de participação das distribuidoras no MVE.

Proposta de apuração do MVE

A proposta para o repasse do MVE é formulada de tal maneira que, ao usar como base o MCP para realizar a apuração mensal, há uma sazonalização dos efeitos do MVE conforme perfil de contratos da distribuidora, como pode ser visto na Figura 19, na qual são apresentados o MCP real e o MCP (...)

Regulatoriamente, foi definido conforme redação da Resolução Normativa nº 824/2018 que o mecanismo deverá ser processado de forma flat (...)

Dessa forma, assim como o MCSD, a EDP entende que para efeitos de CVA, o tratamento do MVE deve ser realizado independente dos ajustes de sobrecontratação. Comparando o montante

vendido no ano no mecanismo com o total de energia contratada pela distribuidora, pode-se separar o montante voluntário e involuntário – caso este ocorra – e ao realizar a sazonalização flat pelos meses do ano é possível apurar o resultado que cabe ao agente de distribuição e ao consumidor, sem imputar alterações à sazonalização prevista para os contratos firmados via MVE. Este procedimento deve ser realizado apenas nos reajustes tarifários posteriores ao fechamento do ano civil, assim como é feito para o ajuste da sobrecontratação (...)

Além disso, para fins de estabilidade tarifária, entende-se que a apuração do MCP deve ser mantida conforme a exposição real, sendo todo o efeito do MVE apurado ao término do ano civil, tal qual processo atual de sobrecontratação. Essa medida evitaria a necessidade de ajustes e possíveis reversão de repasses ao consumidor, garantindo maior previsibilidade aos processos. Por fim, a proposta EDP visa garantir a norma estabelecida pela REN 824/2018 que define o processamento flat do MVE, o que atribui melhor gerenciamento dos riscos do mecanismo pela distribuidora.

A EDP se posiciona a favor de uma apuração do MVE flat, apartada da sobrecontratação, e que os resultados de ganhos ou perdas sejam computados apenas ao término do ano civil, sendo que no decorrer deste, para efeitos de MCP, seja considerada a contabilização da CCEE, sem ajustes.

liii. Resposta ANEEL/SGT. Aceita parcialmente. Entende-se parte da contribuição da distribuidora na medida em que ela não possui a completa gestão da sobrecontratação mensal. No intuito de respeitar e garantir a neutralidade para o consumidor, com relação a sazonalizações que poderiam ser feitas em cenários favoráveis a distribuidora sem uma contrapartida ao consumidor, a metodologia final considerou então o MVE anual como alocação prioritária. Para este tipo de produto não haveria risco de sazonalizações para o consumidor, visto que o MVE é sazonalizado de maneira flat e por ser um produto anual. Para os produtos MVE semestral e trimestral manteve-se a metodologia apresentada anteriormente. Com relação ao aspecto de voluntariedade do MVE cabe citar o Artigo 4º da REN 824/18 onde: “O Mecanismo de Venda de Excedentes deverá observar as seguintes diretrizes: I - A participação dos agentes de distribuição será voluntária, e estes poderão declarar montante de energia elétrica e preço no próprio submercado, por tipo de energia – convencional ou convencional especial...”.

13.11 EDP

“Dado que há mensalmente o pagamento do Prêmio do Risco, ou abatimento deste do Ativo Regulatório, e o recebimento do Deslocamento Hidrológico até o limite do valor repactuado, desde a AP 070/2017 que tratou da regulamentação de venda de excedentes, a EDP pleiteia que, no caso de haver uma suspensão ou redução temporária do CCEAR, durante o período de suspensão, o Agente Gerador continue a pagar o Prêmio de Risco, mas que não haja recebimento do Deslocamento Hidrológico. Assim, haveria uma operação ganha-ganha:

- Ganha o Agente de Geração, que aloca a energia para mitigar o Risco Hidrológico que está exposto.
- Ganha o Consumidor, que deixa de ter o custo do Deslocamento Hidrológico e ainda assim recebe o Prêmio de Risco.

O tratamento dado a este impasse foi a impossibilidade de modificação de contratos que contam com esta prerrogativa, novamente reduzindo a flexibilidade de gestão de portfólio das Distribuidoras.

A EDP é a favor da redução de contratos repactuados com os geradores no MCSD de Energia Nova, sendo que o agente de geração permanece pagando o prêmio de risco da repactuação e assume o Risco Hidrológico da parte descontratada”.

liv. Resposta ANEEL/SGT. Não se aplica. A contribuição foge do escopo da Audiência Pública.

14 Compensação financeira pelo efeito tarifário decorrente de acordo bilateral entre partes signatárias de CCEAR

14.1 Neoenergia

“Tendo em vista as alterações nas regras para Acordos Bilaterais de reduções de contratos de compra de energia, conforme estabelecidos pela REN 711/2016 e alterado pela REN 824/2018, foi proposto nessa AP a retirada da previsão do componente no submódulo 4.4 do PRORET. A Neoenergia concorda com a alteração, mas que seja esclarecido explicitamente que a regra só será aplicável a contratos celebrados a partir de sua edição, dado o caráter de ato jurídico perfeito dos acordos já celebrados, mantendo-se, assim, vigente a versão anterior do submódulo 4.4 do PRORET para apuração e reconhecimento de tais componentes financeiros decorrentes dos acordos bilaterais firmados antes da mudança efetuada pela REN 824/2018”.

iv. Resposta ANEEL/SGT. Não aceita. A SGT entende como desnecessário o esclarecimento, visto que as novas regras referentes aos acordos bilaterais referentes à REN 711/2016 alteradas pela REN 824/2018 são aplicáveis apenas aos acordos realizados após a publicação da última. Nesse sentido, para apuração do componente financeiro decorrente de acordos firmados anteriormente à publicação da REN 824/2018, haverá aplicação de versão anterior do submódulo 4.4 do PRORET.

15 Outras Contribuições

15.1 EDP

Visão de futuro da distribuidora

“O mercado de energia elétrica brasileiro apresenta um baixo nível de liberalização. Apenas 30% dos consumidores exercem o direito de escolha a respeito da compra para seu atendimento, apesar dos diversos atributos para atraí-los, desde uma maior previsibilidade até a possibilidade de negociação livre de preços.

Diante do potencial de liberalização de mercado, a EDP propôs um cronograma de etapas para garantir a estabilidade do mercado livre e a possibilidade de migração de todas as unidades consumidoras, conforme Figura 24

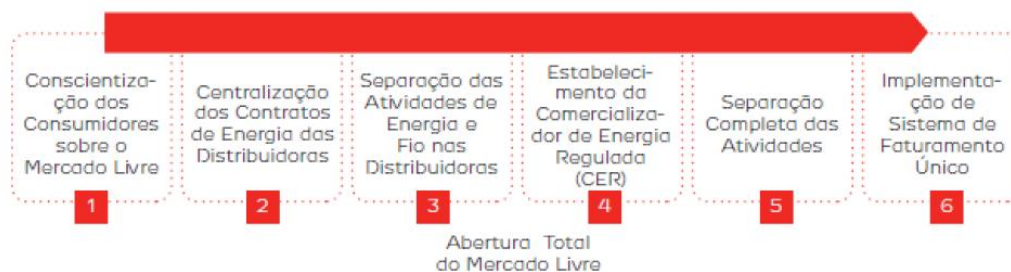


Figura 24 – Cronograma de medidas a serem implementadas para assegurar separação das atividades do setor de distribuição

lvi.Resposta ANEEL/SGT. Não aceita. Apesar da importância do assunto tratado, essas propostas fogem do escopo desta audiência pública.

15.2 Celesc

Nova Fase de Audiência Pública

“Percebe-se que a correção desses problemas estruturais precisa ser solucionados na origem do fator gerador de tal maneira a não contaminar as premissas estabelecidas. Também é fundamental o envolvimento do formulador de políticas para que sejam respeitados os arcabouços legais e regulatórios vigentes.

Assim, entende-se ser fundamental que o assunto em tela seja discutido de maneira mais ampla, assertiva (ou seja, mecanismos que realmente lidem com a origem das consequências vividas) e envolvendo todas as partes que cabem aqui, por isso acredita-se ser necessário uma segunda fase de diálogo.

A proposta essencial da Celesc D é a instauração de uma nova fase de AP, para buscar soluções que atuem na origem dos problemas e não somente em seus efeitos”.

lvii.Resposta ANEEL/SGT. Não aceita. Não se identificou claramente os assuntos a serem tratados nessa nova etapa da audiência pública. A SGT acredita que os temas apresentados no âmbito da Audiência Pública já possuem maturidade para serem deliberados pela diretoria colegiada da Agência.

16 Abrangência e Retroatividade

16.1 Neoenergia

“A ANEEL propôs que as regras apresentadas na AP das alterações dos submódulos do PRORET sejam aplicadas a partir de janeiro de 2019, portanto, retroativamente.

Ao propor uma metodologia que, ao ser futuramente publicada, será aplicável a fatos já consumados, a ANEEL acaba por ignorar a regra jurídica da não retroatividade da norma (salvo, na esfera das penalidades, para beneficiar o agente imputado). Trata-se de aplicar aos regulamentos editados pela Agência, (porque, afinal, são normas, ainda que infralegais), o princípio geral do art. 6º, caput e seu §1º da Lei de Introdução às Normas do Direito Brasileiro – LINDB (Decreto- lei nº4.657), a seguir transcrita:

Art 6º - A Lei em vigor terá efeito imediato e geral, respeitados o ato jurídico perfeito, o direito adquirido e a coisa julgada.

§1ºReputa-se ato jurídico perfeito o já consumado segundo a lei vigente ao tempo em que se efetuou.

Não fosse suficiente a indicação acima – que, diga-se, possui assento constitucional, conforme dicção expressa do art. 5º, inciso XXXVI – a mesma LINDB possui dispositivo destinado a garantir a segurança jurídica, mesmo diante de mudanças de interpretação sobre um mesmo dispositivo legal, sem alteração de seu texto, como é o caso dos artigos 23 e 24.

Portanto, se a legislação assegura a segurança jurídica sem a alteração normativa, com muito mais ênfase a garantirá ao administrado nas hipóteses de alteração normativa, seja em nível legal ou regulamentar.

Daí porque a boa técnica determina que as alterações legislativas ou regulamentares, ao afetarem um exercício contábil, devam ser aplicáveis apenas ao exercício subsequente à sua edição, ou seja, de forma prospectiva.

Ressalta-se que, conforme o próprio submódulo 4.2 do PRORET é determinado que as distribuidoras devam contabilizar o saldo da CVA conforme Manual de Contabilidade do Setor Elétrico – MCSE, conforme segue:

169. A concessionária de distribuição de energia elétrica deverá contabilizar o saldo da CVA em conta específica conforme Manual de Contabilidade do Setor Elétrico – MCSE.

O MCSE estabelece procedimentos de contabilização para os ativos e passivos regulatórios, os quais dessa forma repercutem em efeitos nas contas contábeis, portanto, afetando os resultados apresentado nas demonstrações publicadas da concessionária.

Assim, embora que determinado período da CVA em processamento ainda não foi apurado pela ANEEL em um processo tarifário, considerando o regime por competência estabelecido pelo MCSE, os efeitos das regras vigentes já surtiram resultados.

Diante do exposto, a Neenergia solicita que as alterações de regras propostas apenas tenham vigência para a competência posterior à publicação das novas versões do PRORET e, de preferência, apenas a partir do primeiro mês do próximo ano civil, neste caso, em janeiro de 2020, uma vez que algumas apurações são efetuadas em relação ao resultado total do ano civil, como é o caso da sobrecontratações ou das exposições financeiras no MCP.

Iviii. Resposta ANEEL/SGT: Aceita. As alterações propostas nesta AP terão vigência a partir do ano civil seguinte à homologação pela diretoria.

17 Resultado Financeiro das compras e vendas no MCP

17.1 Copel

Do PRORET, 4.3, parágrafo 14:

“A energia do mercado de curto prazo mensal, MCP_m , é a diferença entre o total de energia dos contratos líquidos no mês e a carga real da distribuidora, $REAL_m$, dados fornecidos pela CCEE.

Onde:

$$MCP_m = TEC_m - TEC_m^{NM} - CQ_m - REAL_m$$

CQ_m = Total de energia relativa a contratos de venda no mês m , em MWh;

Ou, alternativamente:

Tal proposição poderia ser ainda resumida em:

$MCP_m = PCL_m - TRC_m$, onde:

PCL_m = Contratação líquida no mês m ;

TRC_m = Consumo total (carga) no mês m .

Atualmente a contabilização da CCEE tem modelado as cessões dos MCSDENs e os montantes do MVE como “contratos de venda” da distribuidora. Isto permite que a liquidação do MCP seja dada pelos montantes líquidos contratados da distribuidora vs sua carga no centro de gravidade. A proposição consiste de uma simples atualização da fórmula do PRORET, incluindo os efeitos dos contratos de venda”.

Do PRORET, 4.3, parágrafo 17:

“O PLD_m depende da distribuição das negociações de curto prazo da distribuidora dentro de um determinado mês, conforme abaixo:

$$PLD_m = \frac{AJ_EF_CCEAR_m + EF_CCEAR_N_REM_m + TAJ_EF_GER_m + TM_MCP_m}{MCP_m}$$

Onde:

AJ_EF_CCEAR_m = Ajuste de Exposições Financeiras, no mês *m*;

EF_CCEAR_N_REM_m = Exposições Negativas Remanescentes, no mês *m*;

TAJ_EF_GER_m = Total de Ajustes Referentes ao Excedente Financeiro, no mês *m*;

TM_MCP_m = Total Mensal do Resultado no Mercado de Curto Prazo, no mês *m*;

Atualmente a especificação do PRORET para o PLD_m é muito conceitual, deixando margem para interpretações sobre a formação do preço PLD_m que podem divergir do que é considerado e percebido nos processos tarifários das distribuidoras.

Assim, a proposição visa especificar a formulação do PLD_m tal como é considerada (calculada) na planilha da CVA, atualmente.

Esta especificação ganha importância na medida em que o PLD_m é subsídio de cálculo de “delta” e de “sobrecontração” acima dos limites regulatórios.

lix. Resposta ANEEL/SGT: Aceita. Concordamos com a formulação proposta “MCP_m = PCL_m – TRC_m”, dado que atualiza a fórmula de acordo com a contabilização da CCEE. Sobre a definição do PLD_m concordamos em especificar os acrônimos inclusos, embora também propomos item que esclareça que eventuais novos acrônimos que representem negociações de curto prazo da distribuidora também serão considerados.

18 Repasse CCC

18.1 Energisa

A Nota Técnica Nº 036-SFF-SFG-SRG/ANEEL, de 12/03/2019, que tratou das manifestações à fiscalização e reprocessamento mensal dos benefícios reembolsados pela Conta de Consumo de Combustíveis – CCC à Energisa Mato Grosso – Distribuição de Energia S.A., no período de 30 de julho de 2009 a 30 de abril de 2017, no parágrafo 55 menciona que o consumidor local deverá perceber até o ACR_{med} em sua tarifa. Logo, na ocorrência do Custo Total de Geração - CTG mensal inferior ao ACR_{med}, não cabe reembolso pela CCC, sendo a diferença revertida à tarifa. Assim sendo, no período de janeiro/2016 a dezembro/2016, o qual o CTG mensal ficou inferior ao ACR_{med} para a distribuidora Energisa Mato Grosso, o valor mensal a ser reembolsado ficou negativo de forma que será revertido à tarifa no próximo evento tarifário, em atenção ao supracitado no parágrafo anterior.

Novamente, ao longo de 2019, na Energisa Mato Grosso, observa-se o cenário cujo o CTG mensal está inferior ao ACR_{med}.

Contudo, a Câmara Comercializadora de Energia Elétrica – CCEE está compensando o valor negativo referente ao repasse CCC apurado neste período, no valor de modicidade tarifária da conta CDE. Logo, o valor a ser repassado do subsídio de modicidade tarifária à EMT será menor pela realização do encontro de contas de CTG com o acenado subsídio tarifário.

Diante disso, o Grupo Energisa entende que se faz necessário elucidar o procedimento no regulamento, de forma a incluir a seguinte redação no PRORET 6.1, parágrafos 77 e 78, que tratam dos contratos celebrados no sistema isolado:

“Para fins de repasse às tarifas dos consumidores finais, o custo total de geração nos sistemas isolados incorrido mensalmente pela concessionária de distribuição será repassado a tarifa

limitado ao custo médio da energia e potência comercializadas pelos agentes de distribuição no âmbito do ACR (ACR médio) publicado pela ANEEL por meio do Despacho para cada ano civil. Assim, o repasse dos custos com compra de energia para as distribuidoras do sistema isolado é dado conforme fórmula a seguir:

$$PR^{m;i;isolado} = \min (ACR \text{ médio}^m; \underline{CTG \text{ médio}^m})$$

onde:

$PR^{m;i;isolado}$: preço de repasse relativo ao contrato i , em R\$/MWh, no mês m ;

ACR médio m : custo médio da energia e potência comercializadas pelos agentes de distribuição no âmbito do AC, definido pela ANEEL por despacho, em R\$/MWh, vigente no mês m ; e

CTG médio m : custo total mensal de geração dos contratos com centrais de geração no Sistema Isolado, ou contratos ainda vigentes firmados antes da interligação.”

Ademais, no PRORET 4.2, parágrafo 135, que trata dos itens que serão considerados como método três na apuração da Conta de Compensação de Variações de Valores de Itens da “Parcela A”, sugere-se a seguinte inclusão:

“(xiii) Financeiro associado ao valor mensal a ser reembolsa pela CCC, quando no mês de apuração “ m ”, o CTG m ser inferior ao ACR m ”.

Portanto, o Grupo Energisa entende que, na ocorrência do CTG mensal inferior ao ACR médio, o financeiro apurado negativo deverá ser repassado na tarifa da distribuidora contribuindo para a modicidade tarifária local, não sendo deduzido do repasse CDE mensal conforme atual procedimento adotado pela CCEE.

Ix. Resposta ANEEL/SGT. Aceita. Entende-se que a CCC deve cobrir os custos de geração que excedam o ACR médio, ou seja, tem por princípio socializar, por meio do fundo setorial, os custos de geração superiores a um patamar compatível com a média do Sistema Interligado Nacional. A ocorrência do CTG inferior ao ACR médio na apuração mensal significa que, para aquele período não há necessidade de subsídio e, portanto, não é cabível reembolso por parte da CCC e a diferença deve ser revertida à tarifa (ou seja, a tarifa deve contemplar o menor custo de geração).

19 Consolidação das regras de apuração do máximo esforço e involuntariedades

19.1 Energisa

Assim como o item anterior, o Grupo Energisa sinalizou na Audiência Pública nº 63/2018 a necessidade da definição da metodologia de apuração das involuntariedades e do “máximo esforço” no PRORET.

A definição dos procedimentos de cálculo e verificação da involuntariedade trarão maior estabilidade regulatória na gestão do portfólio das distribuidoras, contribuindo para que o processo de homologação dos montantes de exposição e sobrecontratação ao final do ano civil seja realizado de forma célere e previsível.

Ixi. Resposta ANEEL/SGT. Não se aplica. A Audiência Pública 25/2019 não tratou da atualização dos normativos dispostos na Resolução Normativa nº453/2011.



AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA

Módulo 4: Componentes Financeiros das Tarifas de Distribuição

Submódulo 4.2

Conta de Compensação de Variação de Valores de Itens da Parcela “A”

Revisão	Motivo da revisão	Instrumento de aprovação pela Aneel	Data de Vigência
1.0	Versão aprovada (após realização da 4ª fase AP 78/2011)	Resolução Normativa nº 703/2016	De 28/03/2016 a xx/xx/2020
1.1	Revisão aprovada (após realização da AP 25/2019)	Resolução Normativa nº xxx/2019	De xx/xx/2020 em diante

Assunto	Submódulo	Revisão	Data de Vigência
Conta de Compensação de Variação de Valores de Itens da “Parcela A”	4.2	1.1	D.O.U. xx/xx/2018

ÍNDICE

1. OBJETIVO	3
2. ABRANGÊNCIA	3
3. ASPECTOS GERAIS	3
4. CVA 5º DIA ÚTIL	6
4.1. APLICAÇÃO DO MÉTODO 1	7
4.1.1. Conta de Desenvolvimento Energético	7
4.1.2. Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica	10
4.1.3. Encargo de Serviços do Sistema	11
4.2. APLICAÇÃO DO MÉTODO 2	13
4.2.1. Transporte de Itaipu	13
4.2.2. CFURH	15
4.2.3. Rede Básica	16
4.2.4. Compra de Energia	20
4.2.4.1. Concessionária no SIN	25
4.2.4.1.1. Montantes mensais de energia dos contratos	26
4.2.4.1.2. Preços dos contratos	27
4.2.4.1.2.1. CCEAR por quantidade, LA, Itaipu, PROINFA, GP	27
4.2.4.1.2.2. CCEAR por disponibilidade, CCGF, CCEN, MCSD	28
4.2.4.1.2.3. GD e Bilaterais	30
4.2.4.1.3. Datas de pagamento e número de parcelas	30
4.2.4.1.4. MCSD EN	30
4.2.4.1.5. Venda de Excedentes de Energia	31
4.2.4.2. Concessionárias com contratos com centrais de geração no Sistema Isolado	31
4.3. APLICAÇÃO DO MÉTODO 3	32
4.3.1. APLICAÇÃO DO MÉTODO 3 AOS EVENTOS FINANCEIROS DE CONTABILIZAÇÃO DA CCEE	34
4.3.2. APLICAÇÃO DO MÉTODO 3 AOS EVENTOS DE RECONTABILIZAÇÃO DA CCEE	35
4.3.2.1. EES	35
4.3.2.2. EVENTOS FINANCEIROS DE CONTABILIZAÇÃO DA CCEE	35
4.3.2.3. ENERGIA	36
5. CVA EM PROCESSAMENTO	37
6. CVA SALDO A COMPENSAR	38
8. ASPECTOS COMPLEMENTARES	39

Assunto	Submódulo	Revisão	Data de Vigência
Conta de Compensação de Variação de Valores de Itens da “Parcela A”	4.2	1.1	D.O.U. xx/xx/2018

1. OBJETIVO

1. Estabelecer os procedimentos e critérios para a apuração do saldo da Conta de Compensação de Variação de Valores de Itens da Parcela “A”, CVA, de que trata a Portaria Interministerial (PI) MF/MME nº 025, de 24 de janeiro de 2002, com redação alterada pela Portaria Interministerial MF/MME nº 361, de 26 de novembro de 2004, aplicáveis às concessionárias de serviço público de distribuição de energia elétrica.

4.2

2. ABRANGÊNCIA

2. Os critérios e procedimentos definidos neste submódulo são aplicáveis na apuração do saldo da CVA relativa aos processos tarifários realizados a partir de janeiro de 2015.

3. ASPECTOS GERAIS

3. Em um processo tarifário, os custos regulatórios são determinados por previsão e estão sujeitos a variações durante a vigência do novo período tarifário. Alguns custos possuem um mecanismo de captura dos desvios entre a previsão e o valor realizado, previsto pela PI MF/MME nº 025, de 2002.
4. Assim, durante o ciclo tarifário, apuram-se os desvios destes custos em relação ao valor previsto na tarifa fixada no início de cada ciclo tarifário e que são compensados por ocasião do processo tarifário seguinte.
5. Consoante PI MF/MME nº 025, de 2002, art. 1º, a CVA se destina a registrar as variações ocorridas no ciclo tarifário dos valores regulatórios dos seguintes itens de custo da Parcela “A”:
 - (i) Tarifa de repasse de potência proveniente de Itaipu Binacional;
 - (ii) Tarifa de transporte de energia elétrica proveniente de Itaipu Binacional;
 - (iii) Quota de recolhimento à Conta de Consumo de Combustíveis – CCC;
 - (iv) Quota de recolhimento à Conta de Desenvolvimento Energético – CDE;
 - (v) Tarifa de uso das instalações de transmissão integrantes da Rede Básica;
 - (vi) Compensação financeira pela utilização dos recursos hídricos;
 - (vii) Encargos de serviços de sistema – ESS;
 - (viii) Quotas de energia e custeio do Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica – Proinfa; e
 - (ix) Custos de aquisição de energia elétrica.

Assunto	Submódulo	Revisão	Data de Vigência
Conta de Compensação de Variação de Valores de Itens da “Parcela A”	4.2	1.1	D.O.U. xx/xx/2018

6. As variações de que trata o inciso ix do parágrafo 5 são calculadas em função das modificações de preços praticadas na aquisição de energia elétrica, incluídas as decorrentes do Decreto nº 5.163, de 30 de julho de 2004, art. 28, §§ 3º e 4º.
7. A CVA reflete variação de custo unitário (uso das instalações de transmissão integrantes da Rede Básica, transporte da energia de Itaipu, repasse de potência de Itaipu, compensação financeira pela utilização dos recursos hídricos e aquisição de energia elétrica) ou variação de custo total (CCC, CDE, ESS, Proinfa e ajustes financeiros oriundos dos processos de determinação dos custos reais).
8. Quando a CVA se referir a variações de custo unitário, o saldo é calculado pelo diferencial de preço, real e previsto, aplicado ao montante associado ao mês de competência para o respectivo custo.
9. Quando a CVA se referir a variações de custo total, o saldo é calculado pelo diferencial de custo, real e previsto, do mês de competência para o respectivo custo.
10. O saldo da CVA para cada item é definido como as diferenças calculadas conforme parágrafos 8 e 9, acrescidas das respectivas remunerações financeiras, taxa de juros SELIC, PI MF/MME 025, de 2002, art. 2º, §2º.
11. Para fins de apuração do saldo, a CVA é segregada em duas partes: *CVA 5º Dia Útil* e *CVA em Processamento*.
 - (i) A CVA 5º Dia Útil refere-se à diferença entre o somatório das despesas nas datas de pagamento e a previsão tarifária considerada no último processo tarifário homologado da concessionária, acrescida da remuneração financeira, taxa de juros SELIC para o período, até o 5º dia útil anterior à data do processo tarifário em processamento.
 - (ii) A CVA em Processamento é obtida pela aplicação da remuneração projetada para o período de doze meses subsequentes sobre o saldo da CVA 5º dia útil e seu valor deverá ser considerado como componente financeiro no processo tarifário, PI MF/MME 025, de 2002, art. 3º, §2º.
12. A taxa de juros projetada de que trata o parágrafo 11, item (ii) será dada pelo menor valor obtido pela comparação entre a taxa média ajustada dos financiamentos diários apurados no Sistema Especial de Liquidação e de Custódia – SELIC – para títulos públicos federais, divulgada pelo Banco Central do Brasil, referente aos trinta dias anteriores à data de reajuste tarifário anual, e a projeção de variação indicada no mercado futuro, trinta dias antes da data de reajuste tarifário anual, da taxa média de depósitos interfinanceiros negociados na Bolsa de Mercadorias e Futuros para prazo de doze meses, PI MF/MME 025, de 2002, art. 3º, §3º.

Assunto	Submódulo	Revisão	Data de Vigência
Conta de Compensação de Variação de Valores de Itens da “Parcela A”	4.2	1.1	D.O.U. xx/xx/2018

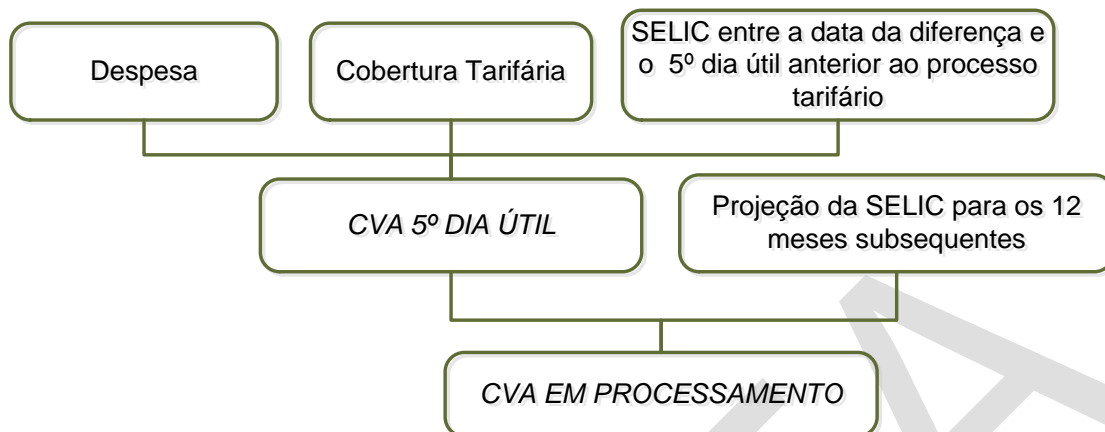


Figura 1- Esquema Geral de Apuração da CVA em Processamento

13. Ao final do período de compensação da *CVA em Processamento*, correspondente aos 12 meses subsequentes ao processo tarifário, será verificado se o saldo foi efetivamente compensado, por meio da *CVA Saldo a Compensar*, PI MF/MME 025, de 2002, art. 3º, §4º.
14. A apuração da CVA Saldo a Compensar observará:
 - (i) As variações ocorridas entre o mercado de energia elétrica utilizado na definição do processo tarifário da concessionária e o mercado verificado nos 12 meses da compensação; e
 - (ii) A diferença entre a taxa projetada e a taxa SELIC verificada.
15. O valor da CVA Saldo a Compensar deve ser considerado como componente financeiro no processo tarifário.

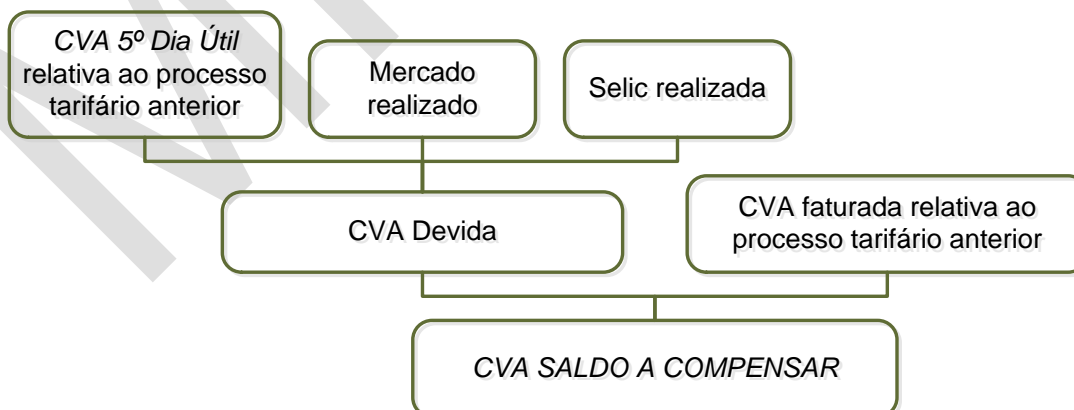


Figura 2- Esquema Geral de Apuração da CVA Saldo a Compensar

Assunto	Submódulo	Revisão	Data de Vigência
Conta de Compensação de Variação de Valores de Itens da “Parcela A”	4.2	1.1	D.O.U. xx/xx/2018

4. CVA 5º DIA ÚTIL

16. O método de apuração da *CVA 5º dia útil* de cada item da Parcela A será definido conforme a natureza da variação entre a previsão tarifária e o pagamento. Assim, a apuração da CVA foi dividida em três métodos, sendo estes:

(i) **Método Tipo 1: Variações de Custos.**

O Método 1 é empregado para a apuração da *CVA 5º dia útil* dos itens da Parcela A que tem seus valores definidos como cotas de custeio, em R\$, bem como os oriundos dos processos de determinação dos custos reais.

Para os elementos associados a variação de cotas de custeio, o saldo da CVA é obtido por meio da apuração da diferença entre as despesas realizadas, em R\$, nas datas de pagamento e a respectiva previsão concedida, em R\$, vigente na competência de apuração, acrescida da remuneração financeira até o 5º dia útil anterior à data do processo tarifário em processamento.

O Método 1, referente às cotas de custeio, é utilizado para a apuração da *CVA 5º dia útil* dos seguintes itens da Parcela A: CDE, Proinfa e ESS/EER.

(ii) **Método Tipo 2: Variações de Preços.**

O Método 2 é empregado para a apuração da *CVA 5º dia útil* dos itens da Parcela A que tem seus valores definidos pela aplicação de preços (R\$/MW ou R\$/MWh), ou custo médio, sobre montantes de potência ou energia (MW ou MWh).

Por este método, o saldo da CVA é obtido por meio da aplicação da diferença de preços (R\$/MW ou R\$/MWh) nas datas de pagamento e a respectiva previsão tarifária (R\$/MW ou R\$/MWh) concedida no processo tarifário da concessionária, vigente na competência de apuração, sobre o montante de demanda ou energia contratada (MW ou MWh), acrescida da remuneração financeira até o 5º dia útil anterior à data do processo tarifário em processamento.

O Método 2 é utilizado para a apuração da *CVA 5º dia útil* dos seguintes itens da Parcela A: Transporte da energia de Itaipu, Rede Básica, CFURH e Compra de Energia.

Para o caso da CVA de energia, considera-se as quantidades resultantes da contabilização da CCEE, se o contrato for modelado naquela câmara.

Método Tipo 3: Ajustes Financeiros.

O Método 3 é empregado quando ocorrem alterações de valores de despesas e não houver variações de quantidades de potência ou de energia, sendo as coberturas relativas a competências já consideradas na apuração do saldo da

Assunto	Submódulo	Revisão	Data de Vigência
Conta de Compensação de Variação de Valores de Itens da “Parcela A”	4.2	1.1	D.O.U. xx/xx/2018

CVA de anos anteriores, mas que, pelo regime de caixa, o ajuste financeiro se deu em data pertencente ao período de apuração da *CVA 5º dia útil*.

Por este método, o saldo da CVA é obtido por meio da apuração dos valores dos ajustes financeiros, em R\$, na data de pagamento ou recebimento, acrescidos da remuneração financeira até o 5º dia útil anterior à data do processo tarifário em processamento.

O Método 3 pode ser utilizado para todos os itens da Parcela A de que trata o parágrafo 5 deste Submódulo, quando ocorrerem ajustes financeiros relativos a competências consideradas na apuração do saldo da CVA de anos anteriores.

17. Os valores de previsão são aqueles utilizados no processo que definiu as tarifas homologadas vigentes na data de competência do cálculo das diferenças.
18. Para os valores de efetivo pagamento, são empregadas as informações encaminhadas pela CCEE e os registros do banco de pagamentos fiscalizados pela SFF.
19. A distribuidora encaminhará os dados de pagamentos até o 10º dia do segundo mês posterior ao fechamento daquele em que forem efetuados os pagamentos, conforme orientações da SFF. Por sua vez, a SGT disponibilizará, mensalmente, os cálculos parciais das CVAs das concessionárias. A SGT encaminhará o memorial de cálculo do saldo da CVA para a distribuidora em D-45, tendo a empresa até D-20 para propor os ajustes em datas de pagamentos e valores em função do efetivo faturamento observado.
20. Para o cálculo do saldo da *CVA 5º dia útil*, o período de apuração será formado pelas competências a partir do último mês considerado no cálculo da CVA anterior até a competência cujo pagamento ocorra até 30 (trinta) dias antes do processo tarifário. Ressalta-se que somente serão consideradas as competências de pagamentos de compra de energia provenientes de CCEAR-Q, CCEAR-D, Itaipu, CCEN e CCGF, se tiver ocorrido a respectiva liquidação centralizada na CCEE.
21. A efetiva fiscalização do saldo da CVA no 5º dia útil é efetuada pela Superintendência de Fiscalização Econômica e Financeira – SFF/ANEEL – segundo regulamento próprio.

4.1. APLICAÇÃO DO MÉTODO 1

4.1.1. Conta de Desenvolvimento Energético

22. A CDE foi criada pela Lei nº 10.438/2002, posteriormente alterada pelas Leis nº 10.762/2003, nº 10.848/2004, 12.783/2013, 13.299/2016 e 13.360/2016 e regulamentada pelos Decretos nº 7.891/2013 e 9.022/2017, para:

Assunto	Submódulo	Revisão	Data de Vigência
Conta de Compensação de Variação de Valores de Itens da “Parcela A”	4.2	1.1	D.O.U. xx/xx/2018

- (i) promover a competitividade da energia produzida a partir de fontes eólica, pequenas centrais hidrelétricas, biomassa, gás natural e carvão mineral nacional, nas áreas atendidas pelos sistemas interligados;
 - (ii) promover a universalização do serviço de energia elétrica em todo o território nacional;
 - (iii) custear a subvenção econômica destinada à modicidade da tarifa de fornecimento de energia elétrica aos consumidores finais integrantes da Subclasse Residencial Baixa Renda;
 - (iv) prover recursos para previsão dos dispêndios da Conta de Consumo de Combustíveis – CCC ; e
 - (v) custear os descontos incidentes sobre as tarifas aplicáveis aos usuários do serviço público de distribuição e transmissão de energia elétrica;
 - (vi) custear a subvenção para cooperativas de eletrificação rural devido à reduzida densidade de carga em relação à principal distribuidora supridora;
 - (vii) custear Programas de Desenvolvimento e Qualificação de Mão de Obra Técnica, no segmento de instalação de equipamentos de energia fotovoltaica; e
 - (viii) custear a gestão e movimentação da CDE, da CCC e da RGR pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE, incluídos os custos administrativos, os custos financeiros e os tributos.
23. O pagamento das cotas de custeio da CDE é realizado mensalmente pelas distribuidoras do Sistema Interligado Nacional – SIN – à CCEE.
24. Os dados de pagamento são obtidos a partir das informações da fiscalização da SFF.
25. A previsão tarifária anual concedida à concessionária para fazer frente aos pagamentos das cotas de CDE corresponde ao valor considerado para este encargo setorial no processo tarifário anterior ao mês de competência da previsão. Em termos mensais, a previsão tarifária corresponde à anual dividida por 12.
26. A apuração do saldo da CVA da CDE é efetuada em duas partes: CDE Uso e CDE Energia.
27. O saldo da *CVA 5º dia útil* referente à CDE Uso será obtido:

$$CVA_{5DU_{CDE_USO}} = \sum_m \left(\frac{PGTO_{CDE_m^{USO}} - \frac{CT_{CDE_m^{USO}}}{12}}{SELIC_{DP}} \right) \times SELIC_{5DU} \quad (1)$$

Assunto	Submódulo	Revisão	Data de Vigência
Conta de Compensação de Variação de Valores de Itens da “Parcela A”	4.2	1.1	D.O.U. xx/xx/2018

onde:

$PGTO_CDE_m^{USO}$: valor do duodécimo da cota da CDE Uso, definida pela ANEEL em resolução específica, referente ao mês de competência m ;

$CT_CDE_m^{USO}$: valor da cobertura da cota da CDE Uso, em R\$, considerado no processo tarifário anterior ao mês de competência m ;

DP : é a data de pagamento;

$5DU$: é a data que representa o quinto dia útil anterior à data do processo tarifário sob cálculo;

e

$SELIC_k$: número índice da taxa SELIC referente à data k .

28. O saldo da CVA 5º dia útil referente à CDE Energia será obtido:

$$CVA_{5DU_{CDE_ENERGIA}} = \sum_m \left(\frac{PGTO_CDE_m^{ENERGIA} - \frac{CT_CDE_m^{ENERGIA}}{12}}{SELIC_{DP}} \right) \times SELIC_{5DU} \quad (2)$$

onde:

$PGTO_CDE_m^{ENERGIA}$: valor do duodécimo da cota da CDE Energia, definida pela ANEEL em resolução específica, referente ao mês de competência m ; e

$CT_CDE_m^{ENERGIA}$: valor da cobertura da cota da CDE Energia, em R\$, considerado no processo tarifário anterior ao mês de competência m .

29. Para a previsão tarifária da CDE relativa ao mês de competência coincidente com o mês do reajuste ou revisão tarifária, ordinária ou extraordinária, da concessionária, o valor será *pro rata die* considerando as informações referentes ao mês precedente e ao subsequente da data do processo tarifário, conforme fórmula a seguir:

mês de processo tarifário $\Rightarrow CT_CDE_m^T$

$$= \frac{CT_CDE_{m-1}^T \times (\delta - 1) + CT_CDE_{m+1}^T \times (D - \delta + 1)}{D} \quad (3)$$

onde:

D : quantidade de dias do mês do processo tarifário da distribuidora;

m : índice para o mês do ano civil, sendo $m \in \{1; 2; 3 \dots 12\}$;

T : conjunto composto pela CDE Uso e CDE Energia; e

δ : dia de início de vigência do processo tarifário da distribuidora.

Assunto	Submódulo	Revisão	Data de Vigência
Conta de Compensação de Variação de Valores de Itens da “Parcela A”	4.2	1.1	D.O.U. xx/xx/2018

30. A CVA CDE Energia (Decreto 7.945 ou Conta ACR) será apurada apenas nos casos em que as cotas homologadas pela ANEEL não forem concatenadas com os processos de reajuste e revisão tarifária.

4.1.2. Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica

31. O Proinfa foi instituído pela Lei nº 10.438/2002, com redação alterada pelas Leis nº 10.762/2003 e nº 10.889/2004, com o objetivo de aumentar a participação de fontes alternativas renováveis na produção de energia elétrica, privilegiando empreendedores que não tenham vínculos societários com concessionárias de geração, transmissão, ou distribuição de energia elétrica, e visando, também, o aumento da participação de agentes no setor elétrico.

32. O pagamento das cotas de custeio do Proinfa é realizado mensalmente pelas distribuidoras do SIN à Eletrobrás.

33. Os dados de pagamento são obtidos a partir de informações da fiscalização da SFF.

34. A cobertura tarifária anual concedida à concessionária para fazer frente aos pagamentos das cotas de Proinfa corresponde ao valor considerado no processo tarifário anterior ao mês de competência da previsão. Em termos mensais, a cobertura tarifária corresponde à previsão tarifária anual dividida por 12.

35. O saldo da CVA 5º dia útil referente ao Proinfa será obtido conforme a seguinte fórmula:

$$CVA_{5DU_{PROINFA}} = \sum_m \left(\frac{PGTO_{PROINFA_m} - \frac{CT_{PROINFA_m}}{12}}{SELIC_{DP}} \right) \times SELIC_{5DU} \quad (4)$$

onde:

$PGTO_{PROINFA_m}$: valor do duodécimo da cota do Proinfa, definida pela ANEEL em resolução específica, referente ao mês de competência m ; e

$CT_{PROINFA_m}$: valor da cota do Proinfa, em R\$, considerado no processo tarifário anterior ao mês de competência m .

36. Para a previsão tarifária do Proinfa relativa ao mês de competência coincidente com o mês do reajuste ou revisão tarifária, ordinária ou extraordinária, da concessionária, o valor será *pro rata die* considerando as informações referentes ao mês precedente e ao subsequente da data do processo tarifário, conforme fórmula a seguir:

$$\text{mês de processo tarifário} \Rightarrow CT_{PROINFA}^m \quad (5)$$

Assunto	Submódulo	Revisão	Data de Vigência
Conta de Compensação de Variação de Valores de Itens da “Parcela A”	4.2	1.1	D.O.U. xx/xx/2018

$$= \frac{CT_PROINFA_{m-1} \times (\delta - 1) + CT_PROINFA_{m+1} \times (D - \delta + 1)}{D}$$

4.1.3. Encargo de Serviços do Sistema

4.2

37. Para fins de cálculo da CVA ESS, considera-se Encargo de Energia de Reserva - EER - como componente de formação do custo ESS.
38. O Decreto nº 5.163, de 2004, estabeleceu que a contabilização e a liquidação do ESS são efetuadas pela CCEE, conforme as Regras e Procedimentos de Comercialização de Energia, e que os serviços do sistema devem ser compostos inclusive pelos serviços ancilares prestados aos usuários do SIN, compreendendo, dentre outros:
- (i) os custos decorrentes da geração despachada independentemente da ordem de mérito, por restrições de transmissão dentro de cada submercado;
 - (ii) a reserva de potência operativa, em MW, disponibilizada pelos geradores para a regulação da frequência do sistema e sua capacidade de partida autônoma;
 - (iii) a reserva de capacidade, em MVAR, disponibilizada pelos geradores, superior aos valores de referência estabelecidos para cada gerador em Procedimentos de Rede do ONS, necessária para a operação do sistema de transmissão; e
 - (iv) a operação dos geradores como compensadores síncronos, a regulação da tensão e os esquemas de corte de geração e alívio de cargas.
39. O EER, conforme previsto no Decreto nº 6.353, de 2008, representa todos os custos decorrentes da contratação da energia de reserva, entendida como aquela destinada a aumentar a segurança no fornecimento de energia elétrica ao SIN, proveniente de usinas especialmente contratadas mediante leilões para este fim, incluindo os custos administrativos, financeiros e tributários, que são rateados entre os usuários finais de energia elétrica do SIN.
40. Os pagamentos associados ao ESS e ao EER são contabilizados e liquidados mensalmente pelas distribuidoras do SIN no âmbito da CCEE, conforme Regras de Comercialização.
41. Para fins de apuração da CVA de ESS/EER serão utilizados os valores informados pela CCEE relativos à contabilização, **evento 0 (zero)**, conforme regras definidas no Módulo 10 – Consolidação de Resultados das Regras de Comercialização, que serão consolidados pela ANEEL por meio das variáveis:

Assunto	Submódulo	Revisão	Data de Vigência
Conta de Compensação de Variação de Valores de Itens da “Parcela A”	4.2	1.1	D.O.U. xx/xx/2018

- $VL_ENCARGOS_{a,m}$: Total de pagamentos de ESS do perfil de agente “a”, no mês de apuração “m”.
 - $VL_TAR_ENC_{a,m}$: Total de Alívio Retroativo Referente ao Pagamento de Encargos do perfil de agente “a”, no mês de apuração “m”.
 - $VL_AJ_EER_C_{a,m}$: Valor de EER final ajustado, com sucessão, do perfil de agente “a”, no mês de apuração “m”.
 - $VL_RES_EXCD_ER_{a,m}$: Valor do Excedente Financeiro da Energia de Reserva por cada perfil de “a”, no mês de apuração “m”.
 - $VL_E_DESC_{a,m}$: Valor dos ajustes decorrentes do custo de descolamento de usinas que se enquadrem na situação $PLD < CVU \leq CMO$, do perfil do agente “a”, no mês de apuração “m”.
42. Para a definição das datas de pagamento, será empregado o Calendário da Liquidação Financeira da Energia de Reserva para EER e o Calendário da Liquidação Financeira para ESS, ambos disponíveis no sítio da CCEE.
43. A previsão tarifária anual concedida à concessionária para fazer frente aos pagamentos de ESS/EER corresponde ao valor considerado para estes encargos setoriais no processo tarifário anterior ao mês de competência da previsão. Em termos mensais, a previsão tarifária corresponde à previsão tarifária anual, CT_ESS e CT_EER , dividida por 12.
44. A previsão tarifária anual concedida à concessionária para fazer frente aos pagamentos de ESS e de EER corresponde ao valor considerado para cada um desses encargos, separadamente, no processo tarifário anterior ao mês de competência da previsão. Em termos mensais, a previsão tarifária corresponde à anual dividida por 12.
45. O saldo da CVA 5º dia útil referente ao ESS/EER será obtido conforme a seguinte fórmula:
- (i) Para o subcomponente ESS:

$$CVA_{5DU}^0_{ESS} = \sum_m \left(\frac{VL_ENCARGOS^0_{a,m} - VL_TAR_ENC^0_{a,m} - CT_ESS^m}{SELIC_{DP}} \right) \times SELIC_{5DU} \quad (6)$$

Assunto	Submódulo	Revisão	Data de Vigência
Conta de Compensação de Variação de Valores de Itens da “Parcela A”	4.2	1.1	D.O.U. xx/xx/2018

onde:

CT_{ESS}^m : valor da cobertura do ESS, em R\$, considerado no processo tarifário anterior ao mês de competência m .

(ii) Para o subcomponente EER:

$$CVA_{5DU}_{EER}^0 = \sum_m \left(\frac{VL_{AJ_EER_C_{a,m}^0} - VL_{RES_EXCD_ER_{a,m}^0} - CT_{EER}^m}{SELIC_{DP}} \right) \times SELIC_{5DU} \quad (7)$$

onde:

CT_{EER}^m : valor da cobertura do EER, em R\$, considerado no processo tarifário anterior ao mês de competência m .

46. Para a previsão tarifária do ESS e do EER relativa ao mês de competência coincidente com o mês do reajuste ou revisão tarifária, ordinária ou extraordinária, da concessionária, o valor será *pro rata die* considerando as informações referentes ao mês precedente e ao subsequente da data do processo tarifário, obtido conforme a seguinte fórmula:

mês de processo tarifário $\Rightarrow CT_{ESS}^m$

$$\frac{CT_{ESS}^{m-1} \times (\delta - 1) + CT_{ESS}^{m+1} \times (D - \delta + 1)}{D} \quad (8)$$

mês de processo tarifário $\Rightarrow CT_{EER}^m$

$$\frac{CT_{EER}^{m-1} \times (\delta - 1) + CT_{EER}^{m+1} \times (D - \delta + 1)}{D} \quad (9)$$

4.2. APLICAÇÃO DO MÉTODO 2

4.2.1. Transporte de Itaipu

47. O Transporte da energia de Itaipu refere-se ao custo com as instalações de transmissão, que não integram a Rede Básica, e são de uso exclusivo da UHE Itaipu. O pagamento é realizado mensalmente pelas distribuidoras cotistas a Furnas Centrais Elétricas S.A. - Furnas.
48. A CVA de Transporte de Itaipu tem como finalidade capturar a diferença de preços entre a tarifa de transporte da energia de Itaipu vigente na data de pagamento e a

Assunto	Submódulo	Revisão	Data de Vigência
Conta de Compensação de Variação de Valores de Itens da “Parcela A”	4.2	1.1	D.O.U. xx/xx/2018

de previsão tarifária considerada no processo tarifário da concessionária, na data de competência, aplicada sobre o montante de potência contratada.

49. Os valores mensais da potência contratada, bem como a respectiva tarifa de transporte da energia elétrica proveniente da UHE Itaipu, são definidos pela ANEEL em resolução específica.
50. Os dados de pagamento são obtidos a partir de informações da fiscalização da SFF..
51. A tarifa de previsão tarifária concedida à concessionária para fazer frente aos pagamentos do custo do Transporte de Itaipu corresponde à considerada no processo tarifário anterior ao mês de competência.
52. O saldo da CVA 5^o dia útil referente ao Transporte de Itaipu será obtido conforme a seguinte fórmula:

$$CVA_{5DU_{Itaipu}} = \sum_m \left(\frac{PGTO_{TI_m} - TTI_{CT}^m \times PI^m}{SELIC_{DP}} \right) \times SELIC_{5DU} \quad (10)$$

onde:

$PGTO_{IT}_m$: pagamentos de Transporte de Itaipu, referente ao mês de competência m incluindo o respectivo pagamento do PIS e da COFINS;

TTI^m : tarifa de transporte da energia proveniente da UHE Itaipu, definida pela ANEEL em resolução específica, vigente no mês de competência m ;

TTI_{CT}^m : tarifa de transporte da energia proveniente da UHE Itaipu considerada como cobertura no processo tarifário anterior no mês de competência m ; e

PI^m : montante de potência contratada relativa à UHE Itaipu, definida pela ANEEL em resolução específica, no mês de competência m .

53. Para a previsão tarifária de Transporte da energia proveniente de Itaipu relativa ao mês de competência coincidente com o mês do reajuste ou revisão, ordinária ou extraordinária, tarifária da concessionária, o valor será *pro rata die* considerando as informações referentes ao mês precedente e ao subsequente da data do processo tarifário, obtido conforme a seguinte fórmula:

$$\begin{aligned} \text{mês de processo tarifário} &\Rightarrow TTI_{CT}^m \\ &= \frac{TTI_{CT}^{m-1} \times (\delta - 1) + TTI_{CT}^{m+1} \times (D - \delta + 1)}{D} \end{aligned} \quad (11)$$

Assunto	Submódulo	Revisão	Data de Vigência
Conta de Compensação de Variação de Valores de Itens da “Parcela A”	4.2	1.1	D.O.U. xx/xx/2018

4.2.2. CFURH

54. A Compensação Financeira pela Utilização de Recursos Hídricos (CFURH) foi criada pela Lei n.º 7.990, de 1989, que institui, para os Estados, Distrito Federal e Municípios, compensação financeira pelo aproveitamento de recursos hídricos. O pagamento da CFURH é realizado mensalmente à União pelas geradoras enquadradas nos critérios definidos na Lei n.º 7.990, de 1989, conforme valores definidos pela ANEEL.
55. O valor mensal da CFURH corresponde a um fator de 6,75% do valor da energia constante da fatura, excluídos os tributos e empréstimos compulsórios, sendo que o valor da energia constante da tarifa é obtido pela aplicação da Tarifa Atualizada de Referência – TAR – homologada anualmente pela ANEEL sobre a energia mensal gerada pela respectiva hidrelétrica.
56. A CVA referente à CFURH aplica-se às distribuidoras que possuem usinas hidrelétricas pagadoras deste encargo e tem como finalidade capturar a diferença de preços entre a TAR vigente na data de pagamento e a TAR de previsão tarifária considerada no processo tarifário da distribuidora, aplicada sobre o montante de energia gerada pela usina.
57. Os dados de pagamento são obtidos a partir de informações da fiscalização da SFF.
58. A tarifa de previsão tarifária concedida à concessionária para fazer frente aos pagamentos da CFURH corresponde à TAR considerada no processo tarifário anterior ao mês de competência.
59. O saldo da CVA 5º dia útil referente à CFURH será obtido conforme a seguinte fórmula:

$$CVA_{5DU_{CFURH}} = \sum_m \left(\frac{PGTO_{TAR}^m - TAR_{CT}^m \times 0,0675 \times E_{CFURH}^m}{SELIC_{DP}} \right) \times SELIC_{5DU} \quad (12)$$

onde:

$PGTO_{TAR}^m$: pagamento CFURH relativo ao mês de competência m ;

TAR_{CT}^m : tarifa atualizada de referência considerada no processo tarifário anterior ao mês de competência m ; e

E_{CFURH}^m : montante mensal de energia gerada pela usina, no mês de competência m .

Assunto	Submódulo	Revisão	Data de Vigência
Conta de Compensação de Variação de Valores de Itens da “Parcela A”	4.2	1.1	D.O.U. xx/xx/2018

60. Para a previsão tarifária da CFURH relativa ao mês de competência coincidente com o mês do reajuste ou revisão, ordinária ou extraordinária, tarifária da concessionária, o valor será *pro rata die* considerando as informações referentes ao mês precedente e ao subsequente da data do processo tarifário, obtido conforme a seguinte fórmula:

$$\begin{aligned}
 & \text{mês de processo tarifário} \Rightarrow TAR_{CT}^m \\
 & = \frac{TAR_{CT}^{m-1} \times (\delta - 1) + TAR_{CT}^{m+1} \times (D - \delta + 1)}{D}
 \end{aligned}
 \tag{13}$$

4.2.3. Rede Básica

61. O custo de Rede Básica para a distribuidora refere-se às despesas associadas ao uso das instalações de transmissão integrantes da Rede Básica (incluído os transformadores de fronteira) e das Demais Instalações de Transmissão – DIT – compartilhadas entre distribuidoras, sendo compostas pelos itens a seguir:
- (i) Uso pela distribuidora das instalações de Rede Básica e DIT compartilhadas entre distribuidoras;
 - (ii) Uso pela usina de Itaipu das instalações de Rede Básica; e
 - (iii) Uso pelas centrais geradoras, conectadas em nível de tensão de 88 kV ou 138 kV, do sistema de transmissão.
 - (iv) Valores do Adicional de Encargo de Uso do Sistema de Transmissão – ADCEUST e a Parcela de Ineficiência por ultrapassagem – PI.
62. As tarifas de uso do sistema de transmissão (TUST) são homologadas pela ANEEL em resoluções específicas.
63. Para a apuração do saldo da CVA, é necessário obter a tarifa média de previsão para comparar com o custo efetivo associado às despesas de Rede Básica para o respectivo mês de competência.
64. Há dois postos tarifários no âmbito da transmissão: ponta e fora ponta.
65. Os montantes de uso pertencentes à Rede Básica são contratados pelas distribuidoras por meio da celebração de contratos de uso do sistema de transmissão (CUST) com o ONS.

Assunto	Submódulo	Revisão	Data de Vigência
Conta de Compensação de Variação de Valores de Itens da “Parcela A”	4.2	1.1	D.O.U. xx/xx/2018

66. Para fins de apuração da CVA, em relação ao MUST, empregam-se os dados disponibilizados pela Superintendência de Gestão Tarifária – SGT/ANEEL e considerados nos processos tarifários.
67. Para a tarifa média de cobertura para rede básica no período de ponta do processo tarifário, no mês m , considera-se:

$$TMRB_{ponta}^m = \frac{\sum_m (EUST_{COB_{RB_{ponta}}}^m + EUST_{COB_{RBF_{ponta}}}^m)}{\sum_m MUST_{ponta}^m} \quad (14)$$

onde:

$EUST_{COB_{RB_{ponta}}}^m$: encargo de uso do sistema de transmissão empregado como cobertura no período de ponta, em R\$, no processo anterior ao do mês de competência m ;

$EUST_{COB_{RBF_{ponta}}}^m$: encargo de uso do sistema de transmissão empregado como cobertura no período de ponta, em R\$, no processo anterior ao do mês de competência m ; e

$RB_{COB_{Itaipu}}^m TUSDg_{ONS_{COB}}^m TUSDg_{T_{COB}}^m MUST_{ponta}^m$: montante de uso do sistema de transmissão para o período de ponta, em MW, empregado como cobertura no processo anterior ao do mês de competência m .

68. Para a tarifa média de cobertura para rede básica no período de fora de ponta do processo tarifário, no mês m , considera-se:

$$TMRB_{fponta}^m = \frac{\sum_m (EUST_{COB_{RB_{fponta}}}^m + EUST_{COB_{RBF_{fponta}}}^m)}{\sum_m MUST_{fponta}^m} \quad (15)$$

onde:

$EUST_{COB_{RB_{fponta}}}^m$: encargo de uso do sistema de transmissão empregado como cobertura no período fora de ponta, em R\$, no processo anterior ao do mês de competência m ;

$EUST_{COB_{RBF_{fponta}}}^m$: encargo de uso do sistema de transmissão empregado como cobertura no período fora de ponta, em R\$, no processo anterior ao do mês de competência m ; e

$MUST_{fponta}^R$: montante de uso do sistema de transmissão para o período fora de ponta, em MW, empregado como cobertura no processo anterior ao do mês de competência m .

69. Para a tarifa média de Rede Básica relativa à previsão tarifária do mês de competência coincidente com o mês do processo tarifário da concessionária, seu valor será obtido *pro rata die* para o mês precedente e o subsequente, em função da data do processo tarifário, conforme a seguinte fórmula:

Assunto	Submódulo	Revisão	Data de Vigência
Conta de Compensação de Variação de Valores de Itens da “Parcela A”	4.2	1.1	D.O.U. xx/xx/2018

$$\begin{aligned}
 \text{mês de processo tarifário} &\Rightarrow TMRB_{PST}^m \\
 &= \frac{TMRB_{PST}^{m-1} \times (\delta - 1) + TMRB_{PST}^{m+1} \times (D - \delta + 1)}{D}
 \end{aligned} \tag{16}$$

onde:

PST: conjunto dos postos tarifários ponta e fora de ponta.

70. Para fins de apuração dos pagamentos a serem considerados na CVA de Rede Básica, as informações serão obtidas por meio dos pagamentos fiscalizados pela SFF.
71. Serão consideradas as datas de pagamento conforme fiscalização da SFF.
72. Os montantes informados pela SGT serão distribuídos proporcionalmente ao valor pago na respectiva competência.
73. O saldo da CVA 5º dia útil referente à Rede Básica será obtido conforme a fórmula:

$$\begin{aligned}
 CVA_{5DU_{RB}} &= \left(\sum_m \sum_p \left(\frac{PGTO_{RB}^m - COB_{RB}^m}{SELIC_{DP}} \right) \times FPM_p \right) \times SELIC_{5DU} \\
 &- \sum_m \sum_p \left(\frac{GLOSA_{RB}^m \times \left(1 + \frac{PIS_COFINS^m}{TOTAL\ AVD\ TRIB^m} \right)}{SELIC_{DP}} \right) \\
 &\times FPM_p \times SELIC_{5DU}
 \end{aligned} \tag{17}$$

onde:

PGTO_{RB}^m: pagamento de custos da Rede Básica, em R\$, no mês de competência *m*;

COB_{RB}^m: cobertura tarifária de Rede Básica, em R\$, no mês de competência *m*;

GLOSA_{RB}^m: glosa de valores, em R\$, no mês de competência *m*, relativos à aplicação dos critérios de eficiência na contratação de Rede Básica definidos nos regulamentos pela ANEEL;

TOTAL AVD TRIB^m: Valor total do AVD com tributos, em R\$, verificado no mês de competência *m*; e

Assunto	Submódulo	Revisão	Data de Vigência
Conta de Compensação de Variação de Valores de Itens da “Parcela A”	4.2	1.1	D.O.U. xx/xx/2018

PIS_COFINS^m : montante de PIS/PASEP e COFINS, em R\$, expresso no AVD, no mês de competência m .

74. Sendo que:

$$COB_RB^m = TMRB_{ponta}^m \times MUST_{ponta}^m + TMRB_{fponta}^m \times MUST_{fponta}^m + \frac{RB_COB_{Itaipu}^m + TUSDg_ONS_COB^m + TUSDg_T_COB^m}{12} \quad (18)$$

onde:

$RB_COB_{Itaipu}^m$: despesa relativa ao uso da Rede Básica pela UHE Itaipu, em R\$, empregado como cobertura no processo anterior ao do mês de competência m ;

$TUSDg_ONS_COB^m$: despesa da componente “parcela relativa ao custeio do ONS da TUSDg”, aplicável às centrais geradoras conectadas no nível de tensão de 138 kV ou 88 kV, em R\$, empregado como cobertura no processo anterior ao do mês de competência m ;

$TUSDg_T_COB^m$: despesa da componente “parcela relativa ao fluxo de exportação para a rede básica da TUSDg”, aplicável às centrais geradoras conectadas no nível de tensão de 138 kV ou 88 kV, em R\$, empregado como cobertura no processo anterior ao do mês de competência m ;

$MUST_{ponta}^m$: montante de uso do sistema de transmissão para o período de ponta, em MW, informado pela SGT para o mês de competência m ; e

$MUST_{fponta}^m$: montante de uso do sistema de transmissão para o período de fora de ponta, em MW, informado pela SGT para o mês de competência m .

75. Para a apuração da glosa de energia, serão considerados os valores dos seguintes itens constantes dos Avisos de Débito (AVD) emitidos pelo ONS (Módulo 15, Administração de serviços de encargos de transmissão dos Procedimentos de Rede – contendo os valores a serem pagos pelas distribuidoras pelo uso dos ativos da Rede Básica, uso da Rede Básica pela UHE Itaipu e as componentes de despesa relativa às centrais geradoras conectadas em sua rede no nível de tensão 138 kV e 88 kV):

- (i) EUST (Adicional): Refaturamento do encargo de uso do sistema de transmissão;
- (ii) Redução Onerosa de MUST;
- (iii) Parcela de Ineficiência na Sobrecontratação (PIS);
- (iv) Adicional Ressarcimento por Sobrecarga;
- (v) Adicional pela contratação pelo uso do sistema de transmissão (ADCEUST): No caso da distribuidora cuja concessão não foi prorrogada nos termos do

Assunto	Submódulo	Revisão	Data de Vigência
Conta de Compensação de Variação de Valores de Itens da “Parcela A”	4.2	1.1	D.O.U. xx/xx/2018

- Decreto nº 8.461/2015 ou que não assinou o termo aditivo ao contrato de concessão nos termos do Despacho nº 2.194/2016.
- (vi) Parcela de Ineficiência por Ultrapassagem (PIU): No caso da distribuidora cuja concessão não foi prorrogada nos termos do Decreto nº 8.461/2015 ou que não assinou o termo aditivo ao contrato de concessão nos termos do Despacho nº 2.194/2016.
- (vii) 4/3 (quatro terços) da Parcela de Ineficiência por Ultrapassagem (PIU): No caso da distribuidora cuja concessão foi prorrogada nos termos do Decreto nº 8.461/2015 ou que assinou o termo aditivo ao contrato de concessão nos termos do Despacho nº 2.194/2016.
76. Especificamente em relação ao item EUST (Adicional), a glosa não será aplicada quando se tratar de faturamento com competência posterior à celebração de aditivo do Contrato de Uso do Sistema de Transmissão – CUST –, sujeito ao pleito e à apresentação dos documentos comprobatórios pela concessionária.
77. Deverão ser considerados na apuração da glosa os custos associados à contratação de ponto não conectado por responsabilidade da distribuidora.
78. Para os casos em que a distribuidora possua custos de rede básica e não haja celebrado CUST com o ONS, a apuração da CVA Rede Básica será feita por meio do método 1, ou seja, por meio da apuração da diferença entre as despesas realizadas, em R\$, nas datas de pagamento e a respectiva previsão concedida, em R\$, vigente na competência de apuração, acrescida da remuneração financeira até o 5º dia útil anterior à data do processo tarifário em processamento.

4.2.4. Compra de Energia

79. Nos processos tarifários, é concedida previsão tarifária para o atendimento da carga regulatória da concessionária, refletida pela aplicação de uma tarifa média de compra de energia sobre a energia requerida.
80. O repasse tarifário da diferença entre os preços praticados dos contratos de compra de energia e a tarifa média de previsão tarifária considerada no processo tarifário da distribuidora, limitado à carga regulatória, será realizado por meio da apuração de dois componentes distintos:

$$CVA_5DU_{ENERGIA} = CVA_5DU_{CONTRATOS} - CVA_5DU_{GLOSA} \quad (19)$$

onde:

Assunto	Submódulo	Revisão	Data de Vigência
Conta de Compensação de Variação de Valores de Itens da “Parcela A”	4.2	1.1	D.O.U. xx/xx/2018

$CVA_{5DU_{CONTRATOS}}$: componente relativo ao repasse das diferenças entre os preços dos contratos de compra de energia e a tarifa média de previsão tarifária considerada no processo tarifário da distribuidora, em R\$; e

$CVA_{5DU_{GLOSA}}$: componente relativo à glosa de energia decorrente de ineficiência na gestão de perdas de energia elétrica, em R\$.

4.2

81. Quando ocorrer recontabilizações de montantes contratuais, de carga e dos resultados do mercado de curto prazo, para as competências a partir de janeiro de 2015, será automaticamente apurado ajuste financeiro com o objetivo de refletir as alterações no resultado da $CVA_{5DU_{ENERGIA}}$ considerada em processo tarifário, o qual será repassado pelo Método 3.
82. O recálculo de que trata o parágrafo anterior será realizado até 5 anos após seu mês de competência.
83. Situações excepcionais de recontabilizações de montantes contratuais ou de carga trazidas pelas concessionárias ou identificadas pela ANEEL poderão ser tratadas em processos específicos, desde que o ajuste financeiro resultante do cálculo seja considerado relevante.
84. O saldo da $CVA_{5DU_{CONTRATOS}}$ será obtido conforme:

$$CVA_{5DU_{CONTRATOS}} = \sum_{m \in M} \sum_{e \in E} \left(\frac{PR_{e,m} - TM_{CT}^m}{SELIC_{DP}} \times QM_{e,m} \right) \times SELIC_{5DU} \quad (20)$$

onde:

DP : é a data de pagamento;

$5DU$: é a data que representa o quinto dia útil anterior à data do processo tarifário sob cálculo;

TM_{CT}^m : é a tarifa média de compra de energia referente ao mês de competência m , estabelecida no processo tarifário imediatamente anterior ao mês de competência;

$SELIC_k$: número índice da taxa SELIC referente à data k ;

E : conjunto dos contratos da distribuidora, modelados ou não na CCEE;

M : conjunto dos meses de cálculo do saldo da CVA;

$PR_{e,m}$: preço de repasse regulatório, obtido conforme aplicação das restrições de repasse dos custos unitários, definidas no Submódulo 6.1 do PRORET; e

$QM_{e,m}$: quantidade mensal de energia associada ao contrato “ e ”, no mês de apuração “ m ”, associada ao último evento contábil disponibilizado pela CCEE.

85. Para a previsão tarifária da compra de energia relativa ao mês de competência coincidente com o mês do processo tarifário da concessionária, o valor será *pro rata die* considerando as informações referentes ao mês precedente e ao subsequente da data do processo tarifário. O valor do *pro rata die* da tarifa média é dado pela seguinte fórmula:

Assunto	Submódulo	Revisão	Data de Vigência
Conta de Compensação de Variação de Valores de Itens da “Parcela A”	4.2	1.1	D.O.U. xx/xx/2018

mês de processo tarifário \Rightarrow

$$TM_CT^m = \frac{TM_CT^{m-1} \cdot (\delta - 1) + TM_CT^{m+1} \cdot (D - \delta + 1)}{D} \quad (21)$$

86. A componente CVA_5DU_{GLOSA} , que tem como finalidade limitar o repasse das diferenças de preços associados apenas aos montantes contratuais para o atendimento da carga regulatória da distribuidora, será obtido conforme a seguinte fórmula:

$$CVA_5DU_{GLOSA} = \sum_m ((PRM_m - TM_CT^m) \times Glosa_m) \times FCM_m \quad (22)$$

onde:

PRM_m : preço de repasse médio, histórico, dos contratos de compra de energia, para fins de valoração da glosa de energia, no mês de competência “m”, em R\$/MWh; e

$Glosa_m$: glosa de energia relativa às perdas acima da meta regulatória no mês de competência “m”, em MWh; e

FCM_m = fator de atualização obtido pela relação entre o delta atualizado para o quinto dia útil e o valor histórico, ambos definidos no cálculo das diferenças entre preço dos contratos e coberturas tarifárias, para o mês m.

Sendo que:

$$FCM_m = \frac{\sum_{e \in E} \left(\frac{PR_{e,m} - TM_CT^m}{SELIC_{DP}} \times QM_{e,m} \right) \times SELIC_{5DU}}{\sum_{e \in E} \left((PR_{e,m} - TM_CT^m) \times QM_{e,m} \right)} \quad (23)$$

87. A glosa de energia é obtida por:

$$Glosa_m = \max \left(0; TRC_m + \sum_{e \in NM} QM_{e,m} - E_m^{req} \right) \quad (24)$$

onde:

TRC_m : carga da distribuidora no mês “m”, obtida a partir dos dados de consumo medido da CCEE, em MWh;

$QM_{e,m}$: energia contratada pela distribuidora no mês “m”, em MWh;

E_m^{req} : energia requerida pela distribuidora no mês “m”, em MWh; e

NM : conjunto de contratos não modelados na CCEE da distribuidora.

Assunto	Submódulo	Revisão	Data de Vigência
Conta de Compensação de Variação de Valores de Itens da “Parcela A”	4.2	1.1	D.O.U. xx/xx/2018

Sendo:

$$E_m^{req} = \sum_{m \in M} \left((1 + \pi_m) \times (E_{a,m}^{forn} + E_{a,m}^{su} + PRO_{a,m}^{su}) \right) \times \frac{TRC_m + \sum_{e \in NM} QM_{e,m}}{\sum_{m \in M} (TRC_m + \sum_{e \in NM} QM_{e,m})} \quad (25)$$

onde:

π_m : percentual médio de perda de energia relativo ao mês m , definido no processo tarifário imediatamente anterior ao do mês em análise e atualizado de acordo com o mercado realizado.

$E_{a,m}^{forn}$: montante de energia elétrica faturada aos clientes da distribuidora para uso final pela concessionária “a” no mês “m”, em MWh;

$E_{a,m}^{su}$: montante de energia elétrica faturada a outras empresas de distribuição para revenda a consumidores finais pela concessionária “a” no mês “m”, em MWh;

PRO_{pam}^{su} : energia de PROINFA correspondente às supridas da concessionária “a” no mês “m”, em MWh; e

M : conjunto dos meses que compõe o cálculo do saldo da CVA de energia.

88. No cálculo da glosa deve-se empregar as últimas contabilizações disponíveis.
89. O preço de repasse médio dos contratos de compra de energia, utilizado na valoração de glosa de perdas PRM_m , será obtido pela aplicação da seguinte fórmula:

$$PRM_m = \frac{\sum_{e \in CCEE} QM_{e,m} \times P_{e,m} + \sum_{e \notin CCEE} QM_{e,m} \times P_{e,m} + \sum RH_m}{\sum_{e \in CCEE} QM_{e,m} + \sum_{e \notin CCEE} QM_{e,m} - QM_{PROINFA,m}} \quad (26)$$

onde:

$e \in CCEE$ = contratos modelados na CCEE; e

$e \notin CCEE$ = contratos não modelados na CCEE.

RH_m : efeitos dos riscos hidrológicos, da energia secundária associados à contratação de Itaipu Binacional, das cotas de garantia física de energia definidas para as usinas hidrelétricas cujas concessões foram prorrogadas nos termos da Lei nº 12.783/2013 e das usinas repactuadas nos termos na Lei nº 13.203, de 8 de dezembro de 2015, no mês “m”, em R\$ e dos prêmios de risco associados.

90. A parcela dos efeitos de riscos hidrológicos e da energia secundária, de que trata a equação (26), será incluída no preço médio da valoração da glosa de energia a partir das competências de janeiro de 2021. Sob essa parcela, deverão ser deduzidos os respectivos prêmios de risco associados à repactuação do risco hidrológico.

Assunto	Submódulo	Revisão	Data de Vigência
Conta de Compensação de Variação de Valores de Itens da “Parcela A”	4.2	1.1	D.O.U. xx/xx/2018

91. O percentual de perdas sobre energia vendida para o mês “m”, π_m , corresponde ao valor percentual das perdas regulatórias de distribuição e rede básica sobre a energia vendida para o mês “m”.

$$\pi_m = \frac{PD_m^{IRT} + PRB_m^{IRT}}{E_{a,m}^{forn} + E_{a,m}^{su} + PRO_{a,m}^{SU}} \quad (27)$$

onde

PD_m^{IRT} : perdas anuais no sistema de distribuição, calculada pela multiplicação de mercado do mês π_m e o percentual de perdas da distribuição consideradas no processo tarifário anterior.

PRB_m^{IRT} : perdas anuais na rede básica do SIN, calculada pela multiplicação de mercado do mês π_m e o percentual de perdas da Rede Básica consideradas no processo tarifário anterior.

92. A formulação das perdas, em cada processo tarifário, é a seguinte:

$$PD = PT + PNT \quad (28)$$

$$PT = \frac{\%PT \times (E^{forn} + E^{su} + E^{CL,D} - E^{A1} + PNT)}{1 - \%PT} \quad (29)$$

$$PNT = \%PNT \cdot E^{fornBT} \quad (30)$$

$$PRB = \%PRB \times (E^{forn} + E^{su} + PD) \quad (31)$$

onde:

PD : perdas no sistema de distribuição;

PT : perdas técnicas no sistema de distribuição;

PNT : perdas não técnicas no sistema de distribuição;

PRB : perdas na rede básica do SIN;

$\%PT$ = percentual de perdas técnicas definido na revisão tarifária periódica.

$\%PNT$: percentual de perdas não técnicas definido na revisão tarifária periódica;

$\%PRB$: percentual de perdas na rede básica;

E^{forn} : energia de revenda;

E^{su} : energia de repasse;

$E^{CL,D}$: energia referente ao uso de consumidores livres e outras distribuidoras não supridas

E^{A1} : energia entregue aos consumidores livres e cativos conectados no nível A1;

E^{fornBT} : energia de revenda referente ao grupo; e

E^{inj} : energia injetada na rede de distribuição.

Assunto	Submódulo	Revisão	Data de Vigência
Conta de Compensação de Variação de Valores de Itens da “Parcela A”	4.2	1.1	D.O.U. xx/xx/2018

93. Caso o mês “*m*” seja o do aniversário tarifário, a perda correspondente a este será a média ponderada pelos dias de vigência a que se refere cada percentual dos meses imediatamente anterior e posterior a “*m*”.

$$m = \text{mês de processo tarifário} \Rightarrow \pi_m = \frac{\pi_{m-1} \times (\delta - 1) + \pi_{m+1} \times (D - \delta + 1)}{D} \quad (32)$$

94. Nos itens a seguir observam-se as especificidades relativas às formas de contratação de energia para o atendimento ao mercado e os critérios de apuração para fins de repasse na CVA Energia.

4.2.4.1. Concessionária no SIN

95. Conforme o Decreto nº 5.163, de 2004, art. 13, com redação alterada pelo Decreto 7.805, de 2012, será contabilizada a energia elétrica, no cumprimento da obrigação de contratação para o atendimento à totalidade do mercado dos agentes de distribuição, associada às seguintes modalidades:

- (i) Contratada até 16 de março de 2004;
- (ii) Contratada nos leilões de compra de energia elétrica proveniente de empreendimentos de geração existentes, inclusive os de ajuste, e de novos empreendimentos de geração; e
- (iii) Proveniente de:
 - a) Geração distribuída;
 - b) Usinas que produzam energia elétrica a partir de fontes eólicas, pequenas centrais hidrelétricas e biomassa, contratadas na primeira etapa do Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica – Proinfa;
 - c) Itaipu Binacional;
 - d) Cotas de garantia física de energia e de potência definidas para as usinas hidrelétricas cujas concessões forem prorrogadas nos termos da Lei nº 12.783, de 11 de janeiro de 2013;
 - e) Angra 1 e 2.

96. Na apuração do saldo da CVA de energia, serão utilizadas as informações do sistema de contabilização da CCEE, no qual cada contrato de compra da concessionária recebe um número, que será o identificador empregado.

97. No caso do contrato não ser modelado emprega-se a codificação da distribuidora.

Assunto	Submódulo	Revisão	Data de Vigência
Conta de Compensação de Variação de Valores de Itens da “Parcela A”	4.2	1.1	D.O.U. xx/xx/2018

98. Conforme o Decreto nº 5.163, de 2004, art. 16, as concessionárias de distribuição que tenham mercado próprio inferior a 500 GWh/ano poderão adquirir energia elétrica:
- (i) Com tarifa regulada do seu atual agente supridor;
 - (ii) Contratada nos leilões de compra de energia elétrica proveniente de empreendimentos de geração existentes, inclusive os de ajuste, e de novos empreendimentos de geração;
 - (iii) Proveniente de geração distribuída; e
 - (iv) Mediante processo de licitação pública promovido pela concessionária.
99. Neste submódulo, são classificadas como concessionárias supridas aquelas que se encontram no SIN, que não são agentes da CCEE e que, portanto, possuem agente supridor.

4.2.4.1.1. Montantes mensais de energia dos contratos

100. Existe mecanismo que oferece a possibilidade de redução dos montantes contratados decorrentes dos leilões de energia elétrica proveniente de empreendimentos existentes, conforme previsto no Decreto nº 5.163, de 2004, art. 29, tal é chamado de Mecanismo de Compensação de Sobras e Déficits – MCSD.
101. A CCEE informará mensalmente à ANEEL a quantidade de energia associado ao contrato “e”, no mês de apuração “m”, $QM_{e,m}$, posição líquida, após MCSD.
102. Como resultado da realização do MCSD, há concessionárias cedentes, que reduzam o montante contratado, e concessionárias cessionárias, que aumentam o montante contratado.
103. Define-se $QTP_{SAZ_{e,m}}$ como a quantidade total das cessões sazonalizada passada do CCEAR, associada ao contrato “e”, no mês de apuração “m” – nesse caso o perfil de sazonalização é o definido pelo cessionário e vendedor.
104. Define-se $QTA_{SAZ_{e,m}}$ como a quantidade total das cessões sazonalizada atual do CCEAR associada ao contrato “e”, no mês de apuração “m” – nesse caso o perfil de sazonalização é o definido pelo cedente e vendedor.
105. Como o MCSD é liquidado centralizadamente pela CCEE, é necessário deduzir do montante $QMC_{e,m}$ o total das cessões sazonalizadas (passadas e atuais).

Assunto	Submódulo	Revisão	Data de Vigência
Conta de Compensação de Variação de Valores de Itens da “Parcela A”	4.2	1.1	D.O.U. xx/xx/2018

$$QM_{e,m} = QMC_{e,m} - (QTP_SAZ_{e,m} + QTA_SAZ_{e,m}) \quad (33)$$

106. Por sua vez o montante de energia deduzido compõe a energia cessionária, $QMCEC_{e,m}$, e cujo preço é determinado pela CCEE.

$$QMCEC_{e,m} = QTP_SAZ_{e,m} + QTA_SAZ_{e,m} \quad (34)$$

107. Caso haja um contrato não modelado pela CCEE, a concessionária de distribuição deverá informar mensalmente os dados referentes aos montantes em plataforma específica da ANEEL.

108. Os montantes devem ser sempre os do evento contábil disponibilizado pela CCEE.

4.2.4.1.2. Preços dos contratos

4.2.4.1.2.1. CCEAR por quantidade, LA, Itaipu, PROINFA, GP

109. Para os CCEAR de energia existente e de energia nova na modalidade por quantidade, leilões de ajustes e geração própria, a ANEEL empregará um banco de preços com valor normatizado em relação ao índice de correção definido em cada contrato.

$$P_{e,m} = P_{e,ref} \times \frac{IC_{e,m}}{IC_{e,ref}} \quad (35)$$

onde:

$P_{e,m}$: preço do contrato “e”, no mês de apuração “m”;

$P_{e,ref}$: preço do contrato “e”, no mês de referência para correção;

$IC_{e,ref}$: índice de correção do contrato “e”, no mês de referência para correção; e

$IC_{e,m}$: índice de correção do contrato “e”, relativo ao mês de apuração “m”.

110. Para a atualização do preço do contrato, será utilizada a data de reajuste definida no contrato de compra e venda de energia e, por padrão, considera-se a data de aniversário da concessionária quando não informado.

111. No caso de central de geração em atraso ou com divergência de faturamento, caberá à distribuidora corrigir o valor do montante faturado em unidades monetárias, bem como no preço médio unitário.

112. O preço do contrato de Itaipu é regulamentado pelo Decreto nº 4550, de 2002, e se observa as disposições lá conferidas sobre reajuste e pagamento.

Assunto	Submódulo	Revisão	Data de Vigência
Conta de Compensação de Variação de Valores de Itens da “Parcela A”	4.2	1.1	D.O.U. xx/xx/2018

$$P_{Itaipu,m} = \frac{TP_{Itaipu,y} \times CP_{Itaipu,m} \times TC_US\$_{DP-1,m,y}}{EC_CCEE_{Itaipu,m}} \quad (36)$$

onde:

$P_{Itaipu,m}$: preço do contrato “Itaipu”, no mês de apuração “m”, em US\$;

$TP_{Itaipu,y}$: preço do contrato “Itaipu” para o ano “a” que pertence o mês “m”;

$CP_{Itaipu,m}$: cota parte da potência de Itaipu da empresa;

$TC_US\$_{DP-1,m,y}$: taxa de conversão do dólar americano para a moeda brasileira no dia anterior ao de pagamento; e

$EC_CCEE_{Itaipu,m}$: quantidade mensal de energia associada ao contrato “Itaipu”, no mês de apuração “m”, associada ao último evento contábil disponibilizado pela CCEE.

113. O preço de Proinfa e de **GP com custos na Parcela B** é considerado como sendo zero.
114. O preço de GP é o valor regulatório conforme definido no submódulo 2.8 do PRORET.

4.2.4.1.2.2. CCEAR por disponibilidade, CCGF, CCEN, MCSD

115. Para os contratos de CCEAR de energia nova na modalidade por disponibilidade, de cota de garantia física, de compra de energia nuclear e os contratos relativos ao MCSD, as despesas são calculadas pela CCEE.
116. Para CCEAR na modalidade disponibilidade o preço é obtido por meio da relação entre o somatório das despesas associadas das n parcelas do contrato “e”, no mês de apuração “m”, e o valor de energia associada à despesa, $QM_{e,m}$, conforme fórmula a seguir:

$$P_{e,m} = \frac{\left(\sum_N Pn_RV_{e,m} + AJ_{PNRV_{e,m}} \right) + TRESS_{e,m} + ECD_{e,m}}{QM_{e,m}} \quad (37)$$

onde:

$TRESS_{e,m}$: total de ressarcimentos do contrato “e”, relativo ao mês de apuração “m”;

$ECD_{e,m}$: efeitos de disponibilidade do contrato “e”, relativo ao mês de apuração “m”

$Pn_RV_{e,m}$: receita de venda calculada em até três parcelas, sendo “n” a parcela da receita do contrato “e”, relativo ao mês de apuração “m”; e

$AJ_Pn_RV_{e,m}$: ajuste da receita de venda calculado em até três parcelas, sendo “n” a parcela do contrato “e”, relativo ao mês de apuração “m”.

Assunto	Submódulo	Revisão	Data de Vigência
Conta de Compensação de Variação de Valores de Itens da “Parcela A”	4.2	1.1	D.O.U. xx/xx/2018

117. A partir do preço calculado conforme §116, excluídos $TRESS_{e,m}$ e $ECD_{e,m}$, obtém-se a distribuição dos montantes por parcela:

$$QM_{PN_{e,m}} = \frac{\sum_N Pn_{RV_{e,m}} + AJ_{PN_{RV_{e,m}}}}{P_{e,m}} \quad (38)$$

onde:

$QM_{PN_{e,m}}$: quantidade de energia associada à parcela N que pertence o mês “ m ”.

118. No caso de o(s) valor(es) da(s) parcela(s) não conferir(em) com o valor lançado ou o número de parcelas ser diferente, caberá à distribuidora corrigir os dados para refletir a situação correta.
119. Para MCSD, o preço é calculado pela CCEE para cada uma das cessões, pois a empresa cessionária recebe contratos de diversos agentes vendedores com diferentes datas de reajuste.
120. Para CCGF tem-se:

$$P_{e,m} = \frac{RVM_{e,m}}{QM_{e,m}} \quad (39)$$

onde:

$RVM_{e,m}$: receita de venda mensal do perfil de agente de distribuição “ a ”, do contrato “ e ”, por mês de apuração “ m ”; e

$QM_{e,m}$: energia dos cotistas atribuída ao agente de distribuição para a geradora cotista “ a ”, no mês de apuração “ m ”.

121. Para CCEN tem-se:

$$P_{a,m} = \frac{RFM_{CCEN_{a,m}} + PV_{CCEN_{a,m}}}{QM_{a,m}} \quad (40)$$

onde:

$PV_{CCEN_{a,m}}$: parcela variável mensal do perfil de agente de distribuição “ a ”, por mês de apuração “ m ”;

$RFM_{CCEN_{a,m}}$: receita fixa mensal do perfil de agente de distribuição “ a ”, sem $PV_{CCEN_{a,m}}$, por mês de apuração “ m ”;

Assunto	Submódulo	Revisão	Data de Vigência
Conta de Compensação de Variação de Valores de Itens da “Parcela A”	4.2	1.1	D.O.U. xx/xx/2018

$QM_{a,m}$: somatório da energia das centrais de geração nucleoeletricas atribuída ao agente de distribuição “a”, no mês de apuração “m”.

4.2.4.1.2.3. GD e Bilaterais

4.2

122. Para os contratos de geração distribuída e bilaterais, as distribuidoras informarão os dados de pagamento, custo faturado e montante.

123. O preço será determinado pela relação:

$$P_{e,m} = \frac{\sum_N Pn_CF_{e,m}}{QM_{e,m}} \quad (41)$$

onde:

$Pn_CF_{e,m}$: custo faturado parcelas, sendo “n” a parcela da receita do contrato “e”, relativo ao mês de apuração “m”;

$QM_{e,m}$: somatório da energia da central de geração atribuída ao agente de distribuição “a”, no mês de apuração “m”.

124. Se o contrato for modelado pela CCEE será empregado o montante contabilizado.

125. Se o contrato não for modelado pela CCEE será empregado o valor declarado.

126. A partir do preço calculado conforme §123, obtém-se a distribuição dos montantes por parcela:

$$QM_PN_{e,m} = \frac{\sum_N Pn_CF_{e,m}}{P_{e,m}} \quad (42)$$

onde:

$QM_PN_{e,m}$: quantidade de energia associada à parcela N que pertence o mês “m”.

4.2.4.1.3. Datas de pagamento e número de parcelas

127. Para a definição das datas de pagamentos e o número de parcelas dos contratos de compra de energia, serão observadas as informações validadas pela SFF/ANEEL.

4.2.4.1.4. MCS D EN

128. A REN nº 693/2015 estabeleceu os critérios para aplicação do mecanismo de compensação de sobras e déficits de energia elétrica e de potência de contrato de

Assunto	Submódulo	Revisão	Data de Vigência
Conta de Compensação de Variação de Valores de Itens da “Parcela A”	4.2	1.1	D.O.U. xx/xx/2018

comercialização de energia elétrica proveniente de novos empreendimentos de geração, denominado de MCSD EN.

129. A liquidação do MCSD EN é realizada de forma centralizada pela CCEE e os valores de receita ou de pagamento decorrente do mecanismo deverão ser considerados na apuração o saldo da CVA Energia, bem os respectivos montantes contratuais contabilizados.

4.2

4.2.4.1.5. Venda de Excedentes de Energia

130. A Lei nº 13.360, de 17 de novembro de 2016, incluiu o § 13 no art. 4º da Lei nº 9.074, de 7 de julho de 1995, estabelecendo que as concessionárias de distribuição de energia podem, conforme regulação da Aneel, negociar com consumidores contratos de venda de energia elétrica lastreados no excesso de energia contratada para atendimento à totalidade do mercado.
131. A REN nº 824/2018 regulamentou o § 13 do art. 4º da Lei nº 9.074/1995, definindo os critérios para a realização do Mecanismo de Venda de Excedentes de Energia Elétrica – MVE, pelo qual as distribuidoras podem vender seu excedente de energia a consumidores livres, agentes concessionários, permissionários e autorizados de geração, a comercializadores e a agentes de autoprodução.
132. A receita oriunda da venda de energia no MVE, bem como a respectiva redução dos montantes contratuais, será considerada na apuração do saldo da CVA conforme informações de liquidação da CCEE. Quanto aos critérios de repasse tarifário do MVE definidos no Art. 5º da REN nº 824/2018, estes serão observados quando da apuração dos resultados financeiros do MCP, conforme os procedimentos definidos no Submódulo 4.3 do PRORET.

4.2.4.2. Concessionárias com contratos com centrais de geração no Sistema Isolado

133. Em função da sistemática de reembolso dos custos de geração, para os contratos com centrais de geração no Sistema Isolado – SI – ou contratos ainda vigentes firmados antes da interligação, utiliza-se o conceito de condomínio virtual.
134. Sob esse conceito, os custos unitários são calculados em função do custo total mensal de geração, CT_{ISO_m} , e da quantidade mensal de geração associada, QM_m , de forma que o preço é obtido conforme a aplicação da fórmula a seguir:

$$P_m = \frac{CT_{ISO_m}}{QM_m} \quad (43)$$

Assunto	Submódulo	Revisão	Data de Vigência
Conta de Compensação de Variação de Valores de Itens da “Parcela A”	4.2	1.1	D.O.U. xx/xx/2018

135. O custo total mensal de geração será informado pela Eletrobrás à ANEEL de acordo com sistema específico para este fim.
136. A quantidade mensal total de geração associada será obtida por meio:
- (i) Do Sistema de Coleta de Dados Operacionais, SCD, mantido pela Eletrobrás: para as centrais de geração não modeladas na CCEE; e
 - (ii) Da CCEE: quando a central de geração é modelada nesta câmara.
137. Enquanto o sistema não estiver operacional, a concessionária de distribuição deverá informar mensalmente os dados referentes aos montantes em plataforma específica da ANEEL.
138. Com relação às datas de pagamento, consideram-se as datas fiscalizadas pela SFF.
139. As restrições de repasse dos custos unitários, associadas ao condomínio, são tratadas no submódulo 6.1 do PRORET.

4.3. APLICAÇÃO DO MÉTODO 3

140. São considerados como método três:
- (i) Reversão das receitas oriundas da Conta Centralizadora de Recursos da Bandeira Tarifária, Conta Bandeiras, conforme critérios definidos no Submódulo 6.8 do PRORET.
 - (ii) Reversão das receitas oriundas do pagamento pelos geradores de indenização decorrente da redução parcial permanente da energia contratada ou rescisão contratual, conforme disposto no art. 2º §11 da Resolução Normativa nº 824/2018.
 - (iii) Reversão de 50% do valor da multa decorrente de desligamento do agente comprador da CCEE participante do Mecanismo de Venda de Excedentes, conforme disposto no art. 2º, §11 da Resolução Normativa nº 824/2018.
 - (iv) Custos de ESS/EER e de compra de energia apurados pela CCEE por meio do Mecanismo Auxiliar de Cálculo – MAC, com exceção do referente à inadimplência por desligamento de agente, conforme disposto no art. 4º, VIII, da Resolução Normativa nº 824
 - (v) Efeito de contratação, em R\$, atribuído ao agente “a”, no mês de apuração “m”, decorrente do CCGF.
 - (vi) Efeito de contratação, em R\$, atribuído ao agente “a”, no mês de apuração “m”, decorrente do CCEN.

Assunto	Submódulo	Revisão	Data de Vigência
Conta de Compensação de Variação de Valores de Itens da “Parcela A”	4.2	1.1	D.O.U. xx/xx/2018

- (vii) Efeito de contratação, em R\$, atribuído ao agente “a”, no mês de apuração “m”, decorrente do CCEAR.
- (viii) Efeito de contratação, em R\$, atribuído ao agente “a”, no mês de apuração “m”, decorrente de Itaipu.
- (ix) Efeito de contratação, em R\$, atribuído ao agente “a”, no mês de apuração “m”, decorrente de usinas aptas.
- (x) Ressarcimentos, em R\$, associados aos contratos no ambiente de contratação regulada.
- (xi) Ajuste decorrente do MCSD Ex-Post do perfil do agente “a”, no mês de apuração “m”.
- (xii) Riscos financeiros, em R\$, decorrentes de diferenças de preços entre submercados associados aos CCEAR por quantidade, conforme os valores dos seguintes acrônimos apurados pela CCEE:
- EF_m^{Nrem} : exposição financeira negativa remanescente da distribuidora no mês “m”;
 - EF_m^{AJrem} : ajuste da exposição residual da distribuidora no mês “m”; e
 - AJ_m^{SR} : rateio das receitas remanescentes do alívio das exposições financeiras no mês “m”.
- (xiii) Glosa de valores de custo da Rede Básica não repassáveis à tarifa, conforme definido no item 75.
- (xiv) Financeiro associado aos reembolsos mensais da CCC, quando no mês de apuração “m” o custo total de geração for inferior ao ACR médio.
141. Para a reversão das receitas de Bandeiras Tarifárias, de que trata o item (i) do parágrafo anterior, não deverá ser considerada a receita de Bandeira Tarifária relativa ao mês de competência cuja liquidação dos resultados do mercado de curto prazo, por motivos de postergação, não foi realizada dentro do período de apuração da CVA.
142. Também é utilizado quando houver alterações de valores de despesas de pagamento ou de cobertura – variação de montantes de energia ou de potência, método dois ou montantes monetários no método um – relativos a competências consideradas na apuração do saldo da CVA de anos anteriores, mas que, pelo regime de caixa, o ajuste financeiro se deu em data pertencente ao período de processamento da CVA em análise.
143. Caberá à distribuidora informar, quando do envio da CVA para a SGT/ANEEL, os dados relativos a quaisquer acertos financeiros de componentes de CVA realizados por modos não descritos no módulo 4 bem como o fluxo financeiro efetivamente realizado no período de apuração do respectivo saldo.

Assunto	Submódulo	Revisão	Data de Vigência
Conta de Compensação de Variação de Valores de Itens da “Parcela A”	4.2	1.1	D.O.U. xx/xx/2018

4.3.1. APLICAÇÃO DO MÉTODO 3 AOS EVENTOS FINANCEIROS DE CONTABILIZAÇÃO DA CCEE

144. São os itens elencados no §136, obtidos no processo de contabilização da CCEE, evento de referência zero:

$$\begin{aligned}
 EEC_{a,m} = & ECCEN_{a,m} + ECCGF_{a,m} + ECD_{a,m} + ECQA_{a,m} + ECIT_{a,m} + \sum_{e \in E} TRESS_{e,m} \\
 & + \sum_{aj \in MAC} AJ_{aj,m} + MCSD_XP_{a,m}
 \end{aligned} \quad (44)$$

onde:

$EEC_{a,m}$: resultados, em R\$, atribuído ao agente “a”, no mês de apuração “m”;

$MCSD_XP_{a,m}$: ajuste decorrente do MCSD Ex-Post do perfil do agente “a”, no mês de apuração “m”;

$ECD_{a,m}$: efeito do contrato de disponibilidade, em R\$, atribuído ao agente “a”, no mês de apuração “m”;

$ECCEN_{a,m}$: efeito, em R\$, atribuído ao agente “a”, no mês de apuração “m”, decorrente do CCEN.

$ECCGF_{a,m}$: efeito, em R\$, atribuído ao agente “a”, no mês de apuração “m”, decorrente do CCGF.

$ECQA_{a,m}$: efeito, em R\$, atribuído ao agente “a”, no mês de apuração “m”, decorrente de usinas aptas.

$ECIT_{a,m}$: efeito, em R\$, atribuído ao agente “a”, no mês de apuração “m”, decorrente de Itaipu.

$AJ_{aj,m}$: ajuste, em R\$, “aj”, no mês de apuração “m”, efetuado por mecanismo auxiliar de cálculo.

$TRESS_{e,m}$: total de ressarcimentos associadas ao contrato “e”, no mês de apuração “m”.

145. O saldo da CVA 5º dia útil é obtido por meio da apuração dos valores dos ajustes financeiros, em R\$, na data de pagamento ou recebimento, acrescidos da remuneração financeira até o 5º dia útil anterior à data do processo tarifário em processamento:

$$CVA_{5DU_{ajustes}} = \sum_m \left(\frac{EEC_{a,m}}{SELIC_{DP}} \right) \times SELIC_{5DU} \quad (45)$$

Assunto	Submódulo	Revisão	Data de Vigência
Conta de Compensação de Variação de Valores de Itens da “Parcela A”	4.2	1.1	D.O.U. xx/xx/2018

4.3.2. APLICAÇÃO DO MÉTODO 3 AOS EVENTOS DE RECONTABILIZAÇÃO DA CCEE

146. Para cada recontabilização, evento n , será lançada a diferença entre os valores em relação ao evento anterior, $n-1$, na data de liquidação do processo de recálculo:

4.2

4.3.2.1. EES

147. Subdivide-se em dois:

(i) Para o subcomponente ESS:

$$\Delta_{ESS}^m = VL_ENCARGOS_{a,m}^n - VL_RES_EXCD_ER_{a,m}^n - VL_ENCARGOS_{a,m}^{n-1} + VL_RES_EXCD_ER_{a,m}^{n-1} \quad (46)$$

(ii) Para o subcomponente EER:

$$\Delta_{EER}^m = VL_AJ_EER_C_{a,m}^n - VL_RES_EXCD_ER_{a,m}^n - VL_AJ_EER_C_{a,m}^{n-1} + VL_RES_EXCD_ER_{a,m}^{n-1} \quad (47)$$

148. Os deltas serão atualizados pela SELIC da data de liquidação, observando o mapa de liquidação da CCEE, para o quinto dia útil.

$$\Delta_{5DU}_{ESS}^m = \Delta_{ESS}^m \times \frac{SELIC_{5DU}}{SELIC_{DP}} \quad (48)$$

$$\Delta_{5DU}_{EER}^m = \Delta_{EER}^m \times \frac{SELIC_{5DU}}{SELIC_{DP}} \quad (49)$$

4.3.2.2. EVENTOS FINANCEIROS DE CONTABILIZAÇÃO DA CCEE

149. Como no caso de ESS refere-se a diferença em unidades monetárias entre dois eventos contábeis consecutivos:

$$\Delta_{EEC}_{a,m} = EEC_{a,m}^n - EEC_{a,m}^{n-1} \quad (50)$$

onde:

$\Delta_{EEC}_{a,m}$: diferença de resultados, em R\$, atribuído ao agente “a”, no mês de apuração “m”;

$EEC_{a,m}^n$: resultado financeiro da CCEE, em R\$, atribuído ao agente “a”, no mês de apuração “m”, evento n ;

Assunto	Submódulo	Revisão	Data de Vigência
Conta de Compensação de Variação de Valores de Itens da “Parcela A”	4.2	1.1	D.O.U. xx/xx/2018

$EEC_{a,m}^{n-1}$: resultado financeiro da CCEE, em R\$, atribuído ao agente “a”, no mês de apuração “m”, evento n-1.

150. Os valores são calculados de acordo com a equação (50).
151. Os deltas serão atualizados pela SELIC da data de liquidação para o quinto dia útil.

$$\Delta_{5DU_{EEC}^m} = \Delta_{EEC_{a,m}} \times \frac{SELIC_{5DU}}{SELIC_{DP}} \quad (51)$$

4.3.2.3. ENERGIA

152. No caso tanto da CVA Contrato quanto da Glosa de energia é possível alteração de variáveis físicas.
153. O recálculo do componente da CVA Contratos será realizado sobre a parcela de cobertura sobre o valor médio, **a cada evento de contabilização da CCEE**:

$$\Delta_{CVA_{CONTRATOS}^m} = TM_m \times \Delta Q_m \quad (52)$$

onde:

ΔQ_m : variação, em MWh, no mês de apuração “m”, mantendo o preço médio de energia do cálculo original.

154. Em que:

$$\Delta Q_m = \sum_{e \in CCEE} (QM_{e,m}^n - QM_{e,m}^{n-1}) + \sum_{e \notin CCEE} (QM_{e,m}^n - QM_{e,m}^{n-1}) - QM_{PROINFA,m}^n - QM_{PROINFA,m}^{n-1} \quad (53)$$

155. O lançamento do ajuste será de acordo com o calendário de liquidação do MCP.
156. As variações de pagamentos serão lançadas como método três, como ajuste de faturamento do contrato e, consoante sua efetiva liquidação e não como recálculo.
157. O recálculo do componente da Glosa de energia será realizado **concatenado com ano tarifário**, sempre considerando as últimas variáveis disponíveis, para todos os meses em função do cálculo envolver modulação, o que acopla os resultados de todos os meses.
158. Os deltas serão atualizados pela SELIC da data de liquidação da recontabilização para o quinto dia útil.

Assunto	Submódulo	Revisão	Data de Vigência
Conta de Compensação de Variação de Valores de Itens da “Parcela A”	4.2	1.1	D.O.U. xx/xx/2018

$$\Delta_{5DU}_{CONTRATOS}^m = \Delta_{CVA}_{CONTRATOS}^m \times \frac{SELIC_{5DU}}{SELIC_{DP}} \quad (54)$$

$$\Delta_{5DU}_{GLOSA}^m = \Delta_{CVA}_{GLOSA}^m \times \frac{SELIC_{5DU}}{SELIC_{DP}} \quad (55)$$

5. CVA EM PROCESSAMENTO

159. A apuração do saldo da CVA em *Processamento* é obtida pela aplicação da remuneração projetada para o período de doze meses subsequentes sobre o saldo da CVA 5º dia útil, conforme a seguinte fórmula:

$$CVA_{PROC} = \left(\sum_{item} CVA_{5DU}_{item} \times \frac{TRF \times (1 + TRF)^{12}}{(1 + TRF)^{12} - 1} \right) \times 12 \quad (56)$$

onde:

CVA_{PROC}: saldo da CVA em *Processamento* a ser considerado no processo tarifário;

CVA_{5DU}_{item}: saldo da CVA no 5º dia útil anterior à data do processo tarifário em *processamento*;

item: itens de custos da CVA; e

TRF: taxa mensal de remuneração financeira projetada, em %.

160. A Taxa Mensal de Remuneração Financeira Projetada – TRF – será obtida conforme fórmula a seguir:

$$TRF = (1 + \min(SELIC_{30d}, SELIC_{BMF}))^{\frac{1}{12}} - 1 \quad (57)$$

onde:

SELIC_{30d}: taxa SELIC anualizada, divulgada pelo Banco Central do Brasil, referente ao 30º dia anterior à data do processo tarifário; e

SELIC_{BMF}: projeção indicada no mercado futuro para a taxa média de depósitos interfinanceiros negociados na Bolsa de Mercadorias e Futuros – BM&F para prazo de doze meses, referente ao 30º dia anterior à data do processo tarifário.

Assunto	Submódulo	Revisão	Data de Vigência
Conta de Compensação de Variação de Valores de Itens da “Parcela A”	4.2	1.1	D.O.U. xx/xx/2018

6. CVA SALDO A COMPENSAR

161. Ao final do período de compensação, correspondente aos 12 meses subsequentes ao processo tarifário, verifica-se se o saldo da CVA foi compensado, considerando:
- As diferenças ocorridas entre o mercado de energia elétrica utilizado na definição do processo tarifário da concessionária e o realizado no período de compensação; e
 - A diferença entre a taxa SELIC projetada e a taxa SELIC apurada.
162. A *CVA Saldo a Compensar* é apurada considerando-se o valor do saldo da CVA 5º dia útil do processo tarifário anterior por item da Parcela A, atualizado pela SELIC efetiva mensal do 1º mês do período de compensação, deduzindo-se o valor do saldo da CVA em Processamento faturado no respectivo mês. Ao saldo parcial resultante dessa primeira operação aplica-se o mesmo procedimento no 2º mês e assim, sucessivamente, até o 12º mês do período de compensação.
163. Desta forma, a *CVA saldo a compensar* por item, CVA_SC_{item} , é obtida pela aplicação das seguintes fórmulas:

$$CVA_SC_{item} = \sum_{n=1}^m (CVA_5DU_{item}^{PR} \times (1 + SELIC_n) - CVAfat_n^{item}) \quad (58)$$

onde:

$CVA_5DU_{item}^{PR}$: *CVA saldo a compensar do quinto dia útil do processo tarifário anterior ao em cálculo, PR;*

$CVAfat_n^{item}$: *valor faturado da CVA do item no mês n; e*

$SELIC_n$: *taxa mensal da SELIC acumulada no mês n.*

164. A CVA Faturada por item da Parcela A é obtida pela aplicação do componente tarifário relativo à CVA em Processamento do ano anterior, vigente na Data de Referência Anterior (DRA), sobre o Mercado de Referência, conforme submódulo 7.3 do PRORET.
165. A apuração da *CVA saldo a compensar* deverá considerar, quando existente, valor devido por unidade consumidora migrante, de que trata o art. 4º da Resolução Normativa nº 473, de 24 de janeiro de 2012.
166. O valor final da CVA 5º dia útil será aquele fiscalizado pela SFF.

Assunto	Submódulo	Revisão	Data de Vigência
Conta de Compensação de Variação de Valores de Itens da “Parcela A”	4.2	1.1	D.O.U. xx/xx/2018

8. ASPECTOS COMPLEMENTARES

167. Caso haja competências pagas em atraso, para fins de cálculo do saldo de CVA, será apurado o delta entre a cobertura tarifária e a despesa da competência, apenas quando ocorrer o efetivo pagamento.
168. Caso haja competências pagas em atraso, a CVA 5º Dia Útil refere-se à diferença entre o somatório das despesas nas datas de pagamento e a previsão tarifária considerada no último processo tarifário homologado da concessionária atualizada da data base para a data de pagamento, acrescida da remuneração financeira, taxa de juros SELIC para o período, até o 5º dia útil anterior à data do processo tarifário em processamento. Para fins de atualização da cobertura, considera-se como data base, o último dia útil da competência.
169. Caso haja o parcelamento do pagamento das competências em atraso, a amortização se dará pela priorização das competências mais antigas, com exceção em que a regra da repactuação aprovada defina critério diferente.
170. No cálculo do saldo da CVA, não serão considerados multa e juros de mora.
171. A concessionária de distribuição de energia elétrica deverá contabilizar o saldo da CVA em conta específica conforme Manual de Contabilidade do Setor Elétrico – MCSE.

4.2



AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA

Módulo 4: Componentes Financeiros das Tarifas de Distribuição

Submódulo 4.4

DEMAIS COMPONENTES FINANCEIROS

Revisão	Motivo da revisão	Instrumento de aprovação pela ANEEL	Data de Vigência
1.0	Primeira versão aprovada (após realização da AP 78/2011)	Resolução Normativa nº 703/2016	De 28/03/2016 a 21/04/2016
1.1	Revisão aprovada (após realização da AP 12/2016)	Resolução Normativa nº 711/2016	A partir de 22/04/2016
1.2	Revisão aprovada (após realização da AP 44/2016)	Resolução Normativa nº 746/2016	A partir de 29/11/2016
1.3	Revisão aprovada (após realização da AP 04/2017)	Resolução Normativa nº 796/2017	A partir de 19/12/2017
1.4	Revisão aprovada (após realização da segunda fase da AP 86/2016)	Resolução Normativa nº 803/2018	A partir de 26/1/2018
1.5	Revisão aprovada (após realização da AP 25/2019)	Resolução Normativa nº xxx/2019	A partir de XX/XX/2020

Assunto	Submódulo	Revisão	Data de Vigência
DEMAIS COMPONENTES FINANCEIROS	4.4	1.	D. O. 26/01/2018

ÍNDICE

1. OBJETIVO	4
2. ABRANGÊNCIA	4
3. PRINCÍPIOS GERAIS	4
4. LISTAGEM DOS DEMAIS COMPONENTES FINANCEIROS	5
5. DEFINIÇÃO E METODOLOGIA DE CÁLCULO	6
5.1. GARANTIAS FINANCEIRAS DE CCEARS	6
5.1.1. DEFINIÇÃO	6
5.1.2. VALORES ADMISSÍVEIS	6
5.1.3. METODOLOGIA DE CÁLCULO	6
5.2. PENALIDADE POR DESCUMPRIMENTO DE META DE UNIVERSALIZAÇÃO	6
5.2.1. DEFINIÇÃO	6
5.2.2. VALORES ADMISSÍVEIS	7
5.2.3. METODOLOGIA DE CÁLCULO	7
5.3. COMPENSAÇÃO POR VIOLAÇÃO DE LIMITES DE CONTINUIDADE	8
5.3.1. DEFINIÇÃO	8
5.3.2. VALORES ADMISSÍVEIS	8
5.3.3. METODOLOGIA DE CÁLCULO	8
5.4. NEUTRALIDADE DOS ENCARGOS SETORIAIS	9
5.4.1. DEFINIÇÃO	9
5.4.2. VALORES ADMISSÍVEIS	9
5.4.3. METODOLOGIA DE CÁLCULO	9
5.5. NEUTRALIDADE DA PARCELA A	10
5.5.1. DEFINIÇÃO	10
5.5.2. VALORES ADMISSÍVEIS	12
5.5.3. METODOLOGIA DE CÁLCULO - NATUREZA FIXA	12
5.5.4. METODOLOGIA DE CÁLCULO – AQUISIÇÃO DE ENERGIA	12
5.5.5. METODOLOGIA DE CÁLCULO – USO DOS SISTEMAS DE TRANSMISSÃO	13
5.5.6. METODOLOGIA DE CÁLCULO – USO DOS SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO	13
5.5.7. METODOLOGIA DE CÁLCULO – TRANSPORTE DE ITAIPU	14
5.5.8. METODOLOGIA DE CÁLCULO – RECEITA IRRECUPERÁVEL	14
5.6. DESCASAMENTO DA TUSD GERAÇÃO	15
5.6.1. DEFINIÇÃO	15
5.6.2. VALORES ADMISSÍVEIS	15
5.6.3. METODOLOGIA DE CÁLCULO	15
5.7. DESCASAMENTO DA TUSD DISTRIBUIÇÃO	16
5.7.1. DEFINIÇÃO	16
5.7.2. VALORES ADMISSÍVEIS	16
5.7.3. METODOLOGIA DE CÁLCULO	16
5.8. DESCASAMENTO DAS TARIFAS DE PERMISSIONÁRIAS	17
5.8.1. DEFINIÇÃO	17
5.8.2. VALORES ADMISSÍVEIS	17
5.8.3. METODOLOGIA DE CÁLCULO	17
5.9. RECÁLCULO DE PROCESSO TARIFÁRIO ANTERIOR	18
5.9.1. DEFINIÇÃO	18
5.9.2. VALORES ADMISSÍVEIS	18
5.9.3. METODOLOGIA DE CÁLCULO	18
5.10. SUPRIMENTO FORA DA FAIXA DE TOLERÂNCIA	19
5.10.1. DEFINIÇÃO	19
5.10.2. VALORES ADMISSÍVEIS	19
5.10.3. METODOLOGIA DE CÁLCULO	19
5.11. ACORDO BILATERAL DE CCEAR	Erro! Indicador não definido.

Assunto	Submódulo	Revisão	Data de Vigência
DEMAIS COMPONENTES FINANCEIROS	4.4	1.	D. O. 26/01/2018

5.11.1.	DEFINIÇÃO.....	Erro! Indicador não definido.
5.11.2.	VALORES ADMISSÍVEIS	Erro! Indicador não definido.
5.11.3.	METODOLOGIA DE CÁLCULO	Erro! Indicador não definido.
5.12.	PREVISÃO DE RISCO HIDROLÓGICO.....	20
5.12.1.	DEFINIÇÃO.....	20
5.12.2.	VALORES ADMISSÍVEIS	20
5.12.3.	METODOLOGIA DE CÁLCULO	21

Assunto	Submódulo	Revisão	Data de Vigência
DEMAIS COMPONENTES FINANCEIROS	4.4	1.	D. O. 26/01/2018

1. OBJETIVO

1. Elencar de forma exaustiva os Componentes Financeiros que ainda não tenham sido definidos nos demais módulos do PRORET, ou em outros regulamentos, denominados aqui como Demais Componentes Financeiros, DCF, e estabelecer a metodologia de cálculo para fins de apuração do índice de reposicionamento das tarifas, e, onde couber, substituir as metodologias existentes.

2. ABRANGÊNCIA

2. São aplicáveis à apuração dos Componentes Financeiros no âmbito dos reajustes tarifários anuais e das revisões tarifárias periódicas das concessionárias de distribuição de energia elétrica.

3. PRINCÍPIOS GERAIS

3. Todos os DCF terão um critério para sua admissão no cálculo tarifário, que estão descritos no item 5 deste Submódulo. Quaisquer montantes, faturas ou pleitos que não atenderem o critério de admissibilidade serão desconsiderados.
4. Quando o critério de admissibilidade se basear em faturas de compra ou venda de serviços, só serão admissíveis aqueles valores que forem aceitos pela Fiscalização da ANEEL.
5. Como regra geral, para fins de remuneração dos DCF, será utilizada a Taxa de Juros do Sistema Especial de Liquidação e de Custódia (Selic), publicada pelo Banco Central do Brasil (Bacen), acumulada do mês posterior ao da ocorrência do pagamento/recebimento do valor financeiro até o mês anterior ao do processo tarifário da concessionária de distribuição.
6. Os DCF, calculados conforme item 5 deste submódulo, serão remunerados por meio da seguinte fórmula:

$$DCF_{AT_{tp}} = \sum_{m \in M} DCF_m^{tp} \times \left(\prod_{i=m+1}^{n-1} (1 + SELIC_d) - 1 \right) \quad (1)$$

onde:

DCF_{AT} : Valor total do DCF, tipo tp, em unidades monetárias, auditado e validado pela ANEEL, com remuneração pela Taxa Selic;

DCF_m^{tp} : Valor do componente financeiro, tipo tp, em unidades monetárias, auditado e validado pela ANEEL, no mês de competência m;

$SELIC_D$: Taxa Selic diária, publicado pelo Bacen, entre o primeiro dia útil do mês posterior ao do pagamento/recebimento do valor financeiro pela concessionária (m

Assunto	Submódulo	Revisão	Data de Vigência
DEMAIS COMPONENTES FINANCEIROS	4.4	1.	D. O. 26/01/2018

+ 1) até o último dia útil do mês anterior ao do seu reajuste ou revisão tarifária (n - 1);

*tp: tipo do componente financeiro, conforme regras deste submódulo; e
M: conjunto de meses analisados.*

7. Para a Taxa Selic diária não disponíveis na data de conclusão da instrução do processo pela área técnica, será replicado o último valor publicado pelo Bacen.
8. Para fins de cálculo dos DCF, período de referência corresponde aos dozes meses anteriores ao mês do reajuste ou revisão tarifária em processamento.
9. Caso não haja tempo hábil para se obter os dados mensais necessários para realizar quaisquer cálculos deste submódulo, o valor será estimado com base nos valores realizados no mês imediatamente anterior.
10. Os valores estimados com base neste parágrafo serão considerados finais, não cabendo ajuste posterior pela apuração efetiva do item.

4.4

4. LISTAGEM DOS DEMAIS COMPONENTES FINANCEIROS

11. Serão considerados como DCF os seguintes itens:
 - i. Garantias financeiras de CCEARs;
 - ii. Penalidade por descumprimento da meta de Universalização;
 - iii. Compensação por violação de limites de continuidade;
 - iv. Neutralidade dos encargos setoriais;
 - v. Neutralidade da Parcela A;
 - vi. Descasamento da TUSD Geração;
 - vii. Descasamento da TUSD Distribuição;
 - viii. Descasamento das tarifas de permissionárias;
 - ix. Recálculo de processo tarifário anterior;
 - x. Suprimento fora da faixa de tolerância; e
 - xi. Previsão de Risco Hidrológico.
12. Somente os DCF listados acima poderão ser considerados na forma definida neste Submódulo, não admitido outro tipo de cálculo ou metodologia de apuração, ainda que se trate de assunto correlato ou semelhante.
13. Apenas componentes financeiros definidos nos procedimentos de regulação tarifária ou em regulamentação específica poderão ser considerados para fins de reajuste e revisão das tarifas.

Assunto	Submódulo	Revisão	Data de Vigência
DEMAIS COMPONENTES FINANCEIROS	4.4	1.	D. O. 26/01/2018

5. DEFINIÇÃO E METODOLOGIA DE CÁLCULO

5.1. GARANTIAS FINANCEIRAS DE CCEARS

5.1.1. DEFINIÇÃO

14. Repasse dos custos decorrentes da liquidação e custódia das garantias financeiras previstas nos contratos de que tratam os art. 15 (geração distribuída por chamada pública), art. 27 (CCEAR de leilões de energia nova e existente) e art. 32 (leilões de ajuste) do Decreto nº 5.163/2004.

5.1.2. VALORES ADMISSÍVEIS

15. Faturas pagas dentro do Período de Fiscalização e referentes aos custos com Garantias Financeiras previstos nos contratos de que tratam os art. 15, art. 27 e art. 32 do Decreto nº 5.163/2004, devidamente fiscalizados.

5.1.3. METODOLOGIA DE CÁLCULO

16. O DCF da Garantia CCEAR será igual ao somatório dos montantes validados pela fiscalização, conforme a seguinte fórmula:

$$GFIN_m = \sum_{e \in E} GFIN_{e,m} \quad (2)$$

onde:

$GFIN_m$: Custos fiscalizados, em unidades monetárias, relativos à liquidação e custódia das garantias financeiras, no mês de competência m , para o conjunto de contratos com repasse admissível;

$GFIN_{e,m}$: Custo fiscalizado, em unidades monetárias, relativo à liquidação e custódia das garantias financeiras, no mês de competência m , para o contrato “ e ”;

E : Conjunto de contratos com repasse admissível.

5.2. PENALIDADE POR DESCUMPRIMENTO DE META DE UNIVERSALIZAÇÃO

5.2.1. DEFINIÇÃO

17. Trata-se da penalidade instituída pelo art. 14, §8º, da Lei nº 10.438/2002, regulamentada pela Resolução nº 223/2003, a ser aplicada nas tarifas das distribuidoras de energia elétrica que descumprirem as metas de universalização.
18. O repasse deste DCF ocorrerá no processo tarifário seguinte à decisão administrativa da ANEEL pela aplicação da penalidade por descumprimento das metas, conforme metodologia definida a seguir.

Assunto	Submódulo	Revisão	Data de Vigência
DEMAIS COMPONENTES FINANCEIROS	4.4	1.	D. O. 26/01/2018

5.2.2. VALORES ADMISSÍVEIS

19. As informações necessárias para apuração do redutor tarifário - como as metas de universalização e o total de pedidos de atendimento não realizados - serão apuradas e informadas pela Superintendência de Fiscalização dos Serviços de Eletricidade (SFE).

5.2.3. METODOLOGIA DE CÁLCULO

20. A penalidade imposta à distribuidora é calculada por meio de um fator redutor, cuja fórmula está descrita a seguir:

$$\text{Redutor} = \text{INC_MPU} \times \text{RP}\% \times \text{EOC} \times \text{BRL} \quad (3)$$

onde:

INC_MPU: índice de não cumprimento das metas do plano de universalização apurado pela fiscalização;

Meta: total de pedidos de fornecimento que se enquadrem nos critérios de atendimento no âmbito da universalização, a serem realizados de acordo com os Programas Anuais;

RP %: taxa de Remuneração de Capital Próprio Regulatória definida na Revisão Tarifária subsequente à apuração das metas;

EOC: Estrutura Ótima de Capital Próprio definido na Revisão Tarifária subsequente à apuração das metas; e

BRL: Base de Remuneração Líquida definida na Revisão Tarifária subsequente à apuração das metas.

21. O valor redutor deve ser limitado pelo Valor do Retorno Total do Capital, relacionado ao custo estimado dos ativos correspondentes ao atendimento das ligações não realizadas, obtido pela seguinte fórmula:

$$\text{Limitador} = \left(\frac{\text{WACC}}{1 - T} \right) \times \left(\sum_{i \in n} \text{TNR}_i \times \text{CUSTO}_i \right) \quad (4)$$

onde:

WACC: Custo Médio Ponderado do Capital;

T: carga tributária efetiva;

TNR: número total de ligações não realizadas no período fiscalizado considerando as metas estabelecidas por tipo de meta;

CUSTO: é o custo de uma ligação de unidade consumidora para fins de universalização por tipo de meta, a ser definido para cada concessionária pela ANEEL no ano em que ocorrer a apuração das metas;

Assunto	Submódulo	Revisão	Data de Vigência
DEMAIS COMPONENTES FINANCEIROS	4.4	1.	D. O. 26/01/2018

22. A penalidade também deverá ser limitada a 2% do faturamento da distribuidora nos 12 meses anteriores à publicação do Despacho que informar a apuração do número de pedidos de fornecimento não atendidos.
23. O valor do DCF de penalidade por descumprimento de meta de universalização deverá ser dividido em parcelas iguais ao longo do ciclo tarifário até a próxima Revisão Tarifária Periódica, conforme fórmula a seguir:

$$PDMU = \frac{\min(\text{Redutor}; \text{Limitador}; 0,02 \times \text{FAT})}{n} \quad (5)$$

onde:

PDMU: parcela da penalidade por descumprimento da meta de universalização, em unidades monetárias;

FAT: faturamento da distribuidora nos 12 meses anteriores à publicação do Despacho que informar a apuração do número de pedidos de fornecimento não atendidos, obtido no Sistema de Acompanhamento de Informações de Mercado para Regulação Econômica (SAMP) e deverá incluir as receitas de fornecimento, suprimento e de uso; e

n: é igual ao número de procedimentos tarifários até a Revisão Tarifária Periódica subsequente.

5.3. COMPENSAÇÃO POR VIOLAÇÃO DE LIMITES DE CONTINUIDADE

5.3.1. DEFINIÇÃO

24. Repasse aos consumidores da compensação financeira recebida pelas distribuidoras devido a violação dos limites de continuidade nos pontos de conexão dos acessos à rede de outras distribuidoras, conforme item 6.1.5.2 do Módulo 8 dos Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST.

5.3.2. VALORES ADMISSÍVEIS

25. O valor da compensação financeira devido a violação dos limites de continuidade pela distribuidora acessada, para fins de apuração do DCF da distribuidora acessante, será informado pela SRD, discriminado por mês de competência, distribuidora acessada e acessante.

5.3.3. METODOLOGIA DE CÁLCULO

26. O DCF será calculado, para o período de referência, conforme fórmula a seguir:

Assunto	Submódulo	Revisão	Data de Vigência
DEMAIS COMPONENTES FINANCEIROS	4.4	1.	D. O. 26/01/2018

$$CompCont_m = - \sum_{d \in D} CompCont_d \quad (6)$$

onde:

CompCont_m: Valor total da compensação financeira, em unidades monetárias, recebida pela concessionária de distribuição acessante, no mês de competência m;

CompCont_d: valor da compensação financeira, em unidades monetárias, recebida pela concessionária de distribuição acessante, no mês de competência m, referente à distribuidora acessada d; e

D: conjunto de distribuidoras acessadas pela distribuidora acessante.

4.4

5.4. NEUTRALIDADE DOS ENCARGOS SETORIAIS

5.4.1. DEFINIÇÃO

27. Este DCF é resultante do aditivo ao Contrato de Concessão, firmado em 2010, que alterou a forma de cálculo dos processos tarifários ordinários para assegurar a neutralidade dos Encargos Setoriais da “Parcela A”.
28. Os encargos setoriais vigentes são: Conta de Desenvolvimento Energético – CDE, Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica – PROINFA, Encargo de Serviços do Sistema – ESS, Encargo de Energia de Reserva – EER, Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica – TFSEE, Contribuição ao Operador Nacional do Sistema – ONS e Compensação Financeira pela Utilização de Recursos Hídricos – CFURH.
29. A neutralidade dos encargos setoriais é calculada com relação à variação de mercado no período de referência, consideradas as diferenças mensais entre os valores faturados de cada encargo e os respectivos valores contemplados no reajuste ou revisão tarifária anterior.

5.4.2. VALORES ADMISSÍVEIS

30. As informações utilizadas para o cálculo da neutralidade dos encargos setoriais são relativas ao mercado faturado, informado pelas distribuidoras no SAMP, e às componentes tarifárias dos encargos setoriais calculadas e publicadas pela ANEEL, conforme Módulo 7 do PRORET.

5.4.3. METODOLOGIA DE CÁLCULO

31. A Neutralidade dos Encargos Setoriais é calculada, para o período de referência, conforme fórmula abaixo:

Assunto	Submódulo	Revisão	Data de Vigência
DEMAIS COMPONENTES FINANCEIROS	4.4	1.	D. O. 26/01/2018

$$NEUT_m = \sum_{e \in E} FAT_m^e \times \left(1 - \frac{CT_m^e}{\sum_{m \in M} FAT_m^e} \right) \quad (7)$$

onde:

$NEUT_m$: Neutralidade dos encargos setoriais, em unidades monetárias, no mês de competência m , modulado conforme perfil de faturamento do encargo no período de referência;

FAT_m^e : Valor resultante da aplicação do componente tarifário correspondente ao encargo setorial “e”, vigentes na Data de Referência Anterior (DRA), ao Mercado de Referência, conforme submódulo 7.3, no mês de competência m ;

CT_m^e – Valor considerado no processo tarifário anterior a título de cobertura tarifária do encargo setorial “e”;

M : período de referência, correspondente aos dozes meses anteriores ao reajuste ou revisão tarifária.

E : conjunto de encargos setoriais vigentes.

4.4

5.5. NEUTRALIDADE DA PARCELA A

5.5.1. DEFINIÇÃO

32. Este DCF é resultante das condições definidas pela Lei nº 12.783/2013 e pelo aditivo contratual aprovado pelo Despacho nº 2.194/2016, que estendem a neutralidade dos Encargos Setoriais para toda a Parcela “A”. Portanto, esse componente financeiro é somente aplicável nos reajustes tarifários anuais e nas revisões tarifárias periódicas das concessionárias de distribuição de energia elétrica prorrogadas nos termos do Decreto nº 8.461/2015 ou que assinaram o termo aditivo ao contrato de concessão, aprovado pelo Despacho nº 2.194/2016.
33. Os itens da Parcela “A” estão definidos no Submódulo 2.1 A do PRORET.
34. A Neutralidade é calculada considerando as diferenças mensais apuradas entre os valores faturados de cada item no Período de Referência e os respectivos valores contemplados nos Reposicionamento Tarifário anterior.
35. Os valores faturados serão calculados considerando as tarifas de base econômica, salvo se o cálculo for a de Neutralidade de itens financeiros, quando será usada uma tarifa derivada especificamente para este fim. Os valores contemplados serão especificados por item da Parcela A, conforme definidos neste submódulo.
36. Todos os componentes financeiros relacionados à Parcela A, incluindo os Demais Componentes Financeiros, o CVA saldo a compensar, bem como o financeiro de neutralidade, serão considerados como itens da Parcela A e terão seus valores neutralizados conforme descrito nesta seção.

Assunto	Submódulo	Revisão	Data de Vigência
DEMAIS COMPONENTES FINANCEIROS	4.4	1.	D. O. 26/01/2018

37. Somente os componentes tarifários de Parcela A serão considerados no cálculo da neutralidade.
38. A CVA, será neutralizada por meio do cálculo do CVA saldo a compensar, não sendo aplicável os cálculos dispostos nesta seção para sua neutralidade.
39. A Neutralidade da Parcela A é calculada com relação à variação de mercado no período de referência, consideradas as diferenças mensais entre os valores faturados de cada item da Parcela A e os respectivos valores contemplados no reajuste ou revisão tarifária anterior.
40. A Neutralidade dos itens da Parcela A será subdividida em duas categorias:
 - i. Neutralidade dos itens da Parcela A de natureza fixa;
 - ii. Neutralidade dos itens da Parcela A de natureza variável;
41. Os itens da Parcela A com Neutralidade de natureza fixa são: Encargos Setoriais, Encargos de Conexão dos Sistemas de Transmissão/Distribuição, os componentes financeiros relacionados à Parcela A, a parcela relativa ao custeio do ONS da TUSDg e a parcela relativa ao fluxo de exportação para a rede básica da TUSDg, ambas aplicáveis às centrais geradoras conectadas ao nível de tensão de 138KV ou 88 KV, e a despesa relativa ao uso da Rede Básica pela UHE Itaipu.
42. Os itens da Parcela A com Neutralidade de natureza variável são: Custo de Aquisição de Energia, Encargos de Uso dos Sistemas de Transmissão/Distribuição, Transporte de Itaipu e Receitas Irrecuperáveis.
43. O cálculo da Neutralidade dos itens de natureza fixa será padronizado e todos os componentes terão a mesma equação, conforme metodologia definida.
44. O cálculo da Neutralidade dos itens de natureza variável considerará as especificidades de cada componente, conforme metodologia definida.
45. Com exceção da Neutralidade dos encargos setoriais, a Neutralidade será calculada apenas a partir do último dia do mês de assinatura do aditivo ao contrato de concessão, nos termos do Despacho nº 2.194/2016, limitado ao período de referência, ou seja, dos últimos 12 meses.
46. Todos os itens de neutralidade serão calculados considerando até o mês anterior ao do reajuste ou revisão. Os valores referentes ao mês de reajuste ou revisão serão considerados no próximo processo tarifário.

Assunto	Submódulo	Revisão	Data de Vigência
DEMAIS COMPONENTES FINANCEIROS	4.4	1.	D. O. 26/01/2018

5.5.2. VALORES ADMISSÍVEIS

47. As informações utilizadas para o cálculo da neutralidade dos itens de Parcela A são relativas ao mercado faturado, informadas pelas distribuidoras no SAMP, e às componentes tarifárias calculadas e publicadas pela ANEEL, conforme Módulo 7 do PRORET.

5.5.3. METODOLOGIA DE CÁLCULO - NATUREZA FIXA

48. A Neutralidade dos Itens de Cobertura Tarifária de natureza fixa do mês m é calculada, para o período de referência, conforme fórmula abaixo:

$$Neutralidade_{fixa,i,m} = \left(CT_i \times \frac{FAT_m^i}{\sum_{m \in M} FAT_m^i} - FAT_m^i \right) \quad (8)$$

onde:

$Neutralidade_{fixa,i,m}$: Neutralidade da do item “i” da Parcela “A” com natureza fixa do mês m , em unidades monetárias ;

FAT_m^i : Valor resultante da aplicação do componente tarifário correspondente ao item “i” da Parcela “A” com natureza fixa, “i”, estabelecida pelo processo tarifário anterior, ao Mercado de Referência, conforme submódulo 7.3, no mês de competência m ;

CT_i : Valor considerado no processo tarifário anterior a título de cobertura tarifária do item “i” da Parcela “A” com natureza fixa;

M : período de referência, correspondente aos dozes meses anteriores ao reajuste ou revisão tarifária.

49. Para o cálculo da Neutralidade dos Componentes Financeiros, a apuração do valor será realizada por componente tarifário.
50. A componente tarifária utilizada para o cálculo do valor faturado para a Neutralidade dos Componentes Financeiros será realizada subtraindo-se a tarifa de base CVA e a tarifa de base econômica da tarifa de aplicação.

5.5.4. METODOLOGIA DE CÁLCULO – AQUISIÇÃO DE ENERGIA

51. A Neutralidade do Custo de Aquisição de energia do mês m é calculada conforme a fórmula abaixo:

$$Neutralidade_{energia,m} = (ER_{A-1,m} \times TM_{A-1} - FAT_{energia,m}) \quad (9)$$

onde:

Assunto	Submódulo	Revisão	Data de Vigência
DEMAIS COMPONENTES FINANCEIROS	4.4	1.	D. O. 26/01/2018

$ER_{A-1,m}$: Energia requerida considerando o mercado de fornecimento e suprimento do mês m do período de referência, aplicando os parâmetros de perda regulatória do processo anterior;

TM_{A-1} : Tarifa média de repasse do processo anterior; e

$FAT_{energia,m}$: Valor resultante da aplicação do componente tarifário correspondente ao Custo de Aquisição de Energia, Perda Técnica, Perda não Técnica, Perda de RB sobre o mercado Cativo, Perda de RB sobre o Mercado de Referência para o mês m .

5.5.5. METODOLOGIA DE CÁLCULO – USO DOS SISTEMAS DE TRANSMISSÃO

52. A Neutralidade do Uso dos Sistemas de Transmissão contempla os Encargo de Uso associados a TUSDg e o MUST Itaipu.

53. A Neutralidade do Uso dos Sistemas de Transmissão e/ou Distribuição do mês m é calculada conforme a fórmula abaixo:

$$Neutralidade_{rb,m} = (TMRB_{ponta} \times MW_{ponta,m} + TMRB_{fponta} \times MW_{fponta,m} - FAT_{rb,m}) \quad (10)$$

onde:

$TMRB_{ponta}$, $TMRB_{fponta}$: Tarifa média de Cobertura Tarifária de Rede Básica, respectivamente no posto de ponta e fora de ponta, aplicável ao período de referência, expressa em R\$/kW.mês e determinada no processo tarifário anterior ao do cálculo da Neutralidade;

$MW_{ponta,m}$, $MW_{fponta,m}$: Montante contratado de EUST respectivamente no posto de ponta e fora de ponta, do mês m do período de referência; e

$FAT_{rb,m}$: Valor resultante da aplicação do componente tarifário correspondente ao EUST Nodal, EUST Fronteira, EUST Itaipu, TUSDg RB e TUSDg ONS ao Mercado de Referência no mês m .

54. A $TMRB_{ponta}$ e a $TMRB_{fponta}$ são calculadas conforme a equações 14 e 15 do submódulo 4.2 do PRORET.

5.5.6. METODOLOGIA DE CÁLCULO – USO DOS SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO

55. A Neutralidade do Uso dos Sistemas de Distribuição do mês m é calculada conforme a fórmula abaixo:

$$Neutralidade_{EUSD,m} = \sum_{d \in D} \sum_{t \in T} (TUSD_{d,t,p} \times MW_{d,t,p,m} + TUSD_{d,t,fp} \times MW_{d,t,fp,m} + TUSD_{d,t,MWh} \times EACUSD_{d,t,MWh}) - FAT_{EUSD,m} \quad (11)$$

onde:

Assunto	Submódulo	Revisão	Data de Vigência
DEMAIS COMPONENTES FINANCEIROS	4.4	1.	D. O. 26/01/2018

$TUSD_{d,t,p}$, $TUSD_{d,t,fp}$: A tarifa EUSD aplicável para a contratação para a distribuidora d , no período de referência, para o nível de tensão t no período de ponta e fora de ponta, respectivamente;

$MW_{d,t,p,m}$, $MW_{d,t,fp,m}$: Montante faturado de EUSD com a distribuidora d , no mês m do período de referência, no nível de tensão t no período de ponta e fora de ponta, respectivamente, observando a contratação eficiente,

$TUSD_{d,t,MWh}$ e $EACUSD_{d,t,MWh,m}$: A tarifa EUSD de energia aplicável para a distribuidora d , no mês m do período de referência, no nível de tensão t e a Energia em MWh associada com a mesma; e

$FAT_{EUSD,m}$: Valor resultante da aplicação do componente tarifário correspondente ao EUSD ao Mercado de Referência no mês m .

4.4

5.5.7. METODOLOGIA DE CÁLCULO – TRANSPORTE DE ITAIPU

56. A Neutralidade de Transporte de Itaipu do mês m é calculada conforme a fórmula abaixo:

$$a) \text{ Neutralidade}_{Tr. Itaipu,m} = D.I._m \times TTI_{A-1} - Fat_{Tr.Itaipu,m} \quad (12)$$

onde:

$D.I._m$: Demanda de Itaipu correspondente ao mês m , homologadas pela ANEEL;

TTI_{A-1} : Tarifa de transporte de energia elétrica proveniente de Itaipu Binacional considerada no último processo tarifário; e

$Fat_{Tr.Itaipu,m}$: Valor resultante da aplicação do componente tarifário correspondente ao transporte de Itaipu aplicado ao mercado de referência no mês m .

5.5.8. METODOLOGIA DE CÁLCULO – RECEITA IRRECUPERÁVEL

57. A Neutralidade de Receita Irrecuperável não será calculada no primeiro processo tarifário após a prorrogações (Lei nº 12.783/2013) ou após a assinatura do termo aditivo ao contrato de concessão (Despacho nº 2.194/2016).

58. A Neutralidade de Receita Irrecuperável do mês m é calculada conforme a fórmula abaixo:

$$\text{Neutralidade}_{RI,m} = \frac{\text{Receita Realizada}_m + \text{Rec. de Bandeiras}_m}{(1 - \text{ICMS} - \text{PIS} - \text{COFINS})} \times \{\sum_C (\rho_c \times RI_c)\} - Fat_{RI,m} \quad (13)$$

onde:

$\text{Receita Realizada}_m$: Receita auferida no mês m do período de referência, calculada aplicando a tarifa de aplicação (incluindo financeiros) ao mercado de referência, sem considerar os eventuais descontos tarifários;

$\text{Rec. de Bandeiras}_m$: a receita proveniente das bandeiras tarifárias no mês m , aplicável somente para as Concessões que já passaram pela primeira revisão após o 3º ciclo;

Assunto	Submódulo	Revisão	Data de Vigência
DEMAIS COMPONENTES FINANCEIROS	4.4	1.	D. O. 26/01/2018

$FAT_{RI,m}$: Valor resultante da aplicação do componente tarifário correspondente à Receita Irrecuperável aplicado ao mercado de referência no mês m ;

ρ_C : participação da classe de consumo C na receita total verificada no período de referência;

e

RI_c : percentual de receitas irrecuperáveis regulatória, relativa à classe C , do grupo ao qual pertence à empresa.

59. O RI_c será o mesmo percentual empregado para calcular a Receita Irrecuperável no processo anterior, que deverá por sua vez observar a metodologia vigente de cálculo da Receita Irrecuperável.

5.6. DESCASAMENTO DA TUSD GERAÇÃO

5.6.1. DEFINIÇÃO

60. Recomposição de receita da distribuidora pelo descasamento entre as datas do seu processo tarifário e as datas de reajuste ou revisão da Receita Anual de Geração das Usinas Hidrelétricas em regime de cotas nos termos da Lei nº 12.783/2013, CCGF, que acessam o seu sistema de distribuição.
61. Os agentes de geração que acessam o sistema de distribuição pagam o encargo de uso da rede, conforme disposto na Resolução Normativa nº 506/2012, com base no montante de uso contratado, MUSD, e na Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição modalidade Geração, TUSDg, definida no Submódulo 7.1 do PRORET.
62. O financeiro é constituído em função das distribuidoras acessadas só poderem alterar o faturamento da TUSDg aplicada a essas centrais de geração a partir do reconhecimento desse custo na composição da receita do gerador, o que ocorre a partir do dia 1º de julho de cada ano, com vigência até 30 de junho do ano seguinte.

5.6.2. VALORES ADMISSÍVEIS

63. Mercado faturado, informado pelas distribuidoras no SAMP, e tarifárias calculadas e publicadas pela ANEEL, conforme Módulo 7 do PRORET.

5.6.3. METODOLOGIA DE CÁLCULO

64. O DCF relativo ao descasamento da TUSDg aplicada à CCGF, será calculado nos processos tarifários das distribuidoras, para o período de referência, conforme fórmula a seguir:

$$VL_{TUSDg_CCGF}_m = \sum_{c \in G} (TUSDg_{VIG}^{g,m} - TUSDg_{PT}^{g,m}) \times MUSD^{g,m} \quad (14)$$

onde:

Assunto	Submódulo	Revisão	Data de Vigência
DEMAIS COMPONENTES FINANCEIROS	4.4	1.	D. O. 26/01/2018

$VL_{TUSDg_CCGF_m}$: Valor da recomposição de receita, em unidade monetárias, pelo descasamento da TUSDg aplicada às CCGF, no mês de competência m;

$MUSD^{g,m}$: Montante de uso faturado da CCGF g, no mês de competência m;

$TUSDg_{VIG}^{g,m}$: TUSDg aplicada à CCGF g, no mês de competência m;

$TUSDg_{PT}^{g,m}$: TUSDg considerada no último processo tarifária da distribuidora para a CCGF g;

e

G: conjunto das centrais de geração em regime de cotas nos termos da Lei nº 12.783/2013.

5.7. DESCASAMENTO DA TUSD DISTRIBUIÇÃO

5.7.1. DEFINIÇÃO

65. Recomposição da receita das distribuidoras que acessam a rede de outras concessionárias ou permissionárias de distribuição, devido ao descasamento entre as suas datas de aniversário contratual.

66. As distribuidoras que acessam a rede de outras concessionárias ou permissionárias de distribuição pagam o encargo de uso do sistema de distribuição, conforme disposto na Resolução Normativa nº 506/2012.

5.7.2. VALORES ADMISSÍVEIS

67. Mercado de energia faturado, informado pelas distribuidoras no SAMP, montantes de uso contratados e tarifas calculadas e publicadas pela ANEEL, conforme Módulo 7 do PRORET.

5.7.3. METODOLOGIA DE CÁLCULO

68. O DCF relativo ao descasamento da TUSD DISTRIBUIÇÃO, será calculado nos processos tarifários das distribuidoras acessantes, para o período de referência, conforme fórmula a seguir:

$$VL_{TUSD D^m} = \sum_{d \in D} (TUSD D_{VIG}^{d,m} - TUSD D_{PT}^{d,m}) \times MercadoFaturado^{d,m} \quad (15)$$

onde:

$VL_{TUSD D_m}$: Valor da recomposição de receita da distribuidora acessante, em unidades monetárias, pelo descasamento das tarifas da modalidade distribuição da distribuidora acessada d, no mês de competência m;

$MercadoFaturado_m$: Mercado faturado para fins de cálculo do encargo de uso do sistema de distribuição pago pela distribuidora acessante à distribuidora acessada d, no mês de competência m;

$TUSD D_{VIG}^{d,m}$: Valores da TUSD D da distribuidora acessada d, no mês de competência m;

$TUSD D_{PT}^{d,m}$: Valores da TUSD D da distribuidora acessada d considerada no último processo tarifária da distribuidora acessante; e

Assunto	Submódulo	Revisão	Data de Vigência
DEMAIS COMPONENTES FINANCEIROS	4.4	1.	D. O. 26/01/2018

D: conjunto das distribuidoras acessadas.

5.8. DESCASAMENTO DAS TARIFAS DE PERMISSIONÁRIAS

5.8.1. DEFINIÇÃO

69. Recomposição de receita da distribuidora pelo descasamento entre as datas do seu processo tarifário e as datas do reajuste ou revisão das permissionárias de distribuição que acessam a rede e/ou compram energia da distribuidora.
70. As permissionárias que acessam a rede de distribuidoras pagam o encargo de uso do sistema de distribuição, conforme disposto na Resolução Normativa nº 506/2012.
71. As permissionárias que compram energia de distribuidora supridora celebram o Contrato de Comercialização de Energia com Agente Supridor - CCE500SUP, conforme Submódulo 11.1 do PRORET.
72. O financeiro é constituído em função da distribuidora acessada/supridora só poder alterar o faturamento das tarifas TUSD e TE aplicadas a permissionárias nos processos tarifários destas.

5.8.2. VALORES ADMISSÍVEIS

73. Mercado faturado, informado pelas distribuidoras no SAMP, e tarifárias calculadas e publicadas pela ANEEL, conforme Módulo 7 do PRORET.

5.8.3. METODOLOGIA DE CÁLCULO

74. O DCF relativo ao descasamento das tarifas TUSD e TE aplicadas às permissionárias de distribuição, será calculado nos processos tarifários das distribuidoras acessadas/supridoras, para o período de referência, conforme fórmula a seguir:

$$\begin{aligned}
 VL_{Per}_m = & \sum_{p \in P} (TUSD_{VIG}^{p,m} - TUSD_{PT}^{p,m}) \times MercadoFaturadoTUSD^{p,m} \\
 & + \sum_{p \in P} (TE_{VIG}^{p,m} - TE_{PT}^{p,m}) \times MercadoFaturadoTE^{p,m}
 \end{aligned} \quad (16)$$

onde:

VL_{Per}_m : Valor da recomposição de receita, em unidade monetárias, pelo descasamento da tarifas TUSD e TE aplicadas às permissionárias de distribuição, no mês de competência m ;
 $MercadoFaturadoTUSD^{p,m}$: Mercado faturado para fins de cálculo do encargo de uso do sistema de distribuição pago pela permissionária p , no mês de competência m ;
 $TUSD_{VIG}^{p,m}$: TUSD aplicada à permissionária p , no mês de competência m ;

Assunto	Submódulo	Revisão	Data de Vigência
DEMAIS COMPONENTES FINANCEIROS	4.4	1.	D. O. 26/01/2018

$TUSD_{PT}^{p,m}$: TUSD considerada no último processo tarifária da distribuidora acessada para a permissionária p ;

$MercadoFaturadoTE^{p,m}$: Mercado faturado para fins de cálculo do suprimento de energia à permissionária p , no mês de competência m

$TE_{VIG}^{p,m}$: TE aplicada à permissionária p , no mês de competência m ;

$TE_{PT}^{p,m}$: TE considerada no último processo tarifária da distribuidora supridora para a permissionária p ; e

P : conjunto de permissionárias acessantes/supridas.

5.9. RECÁLCULO DE PROCESSO TARIFÁRIO ANTERIOR

5.9.1. DEFINIÇÃO

75. O recálculo de processos tarifários anteriores poderá ocorrer em decorrência do provimento de Pedido de Reconsideração interposto tempestivamente pela concessionária, ou por iniciativa da ANEEL, em decorrência de erro de cálculos ou de dados nos processos tarifários anteriores, observado o disposto no Submódulo 3.1 do PRORET.
76. O DCF de recálculo de processos tarifários anteriores pode ser de dois tipos:
- Ajuste financeiro: diferença entre a receita anual obtida após o procedimento de recálculo do respectivo reajuste ou revisão tarifária e a receita anual originalmente calculada, em unidades monetárias;
 - Ajuste tarifário: diferenças entre as tarifas resultantes do recálculo e as tarifas originalmente homologadas, aplicadas ao mercado de referência do reajuste/revisão em processamento.

5.9.2. VALORES ADMISSÍVEIS

77. Valores resultantes do cumprimento do Pedido de Reconsideração deferido pela ANEEL, ou, quando for o caso, valores recalculados por iniciativa da ANEEL.

5.9.3. METODOLOGIA DE CÁLCULO

78. Para o item (a), o DCF será calculado pela seguinte fórmula:

$$VL_REC_m^a = (RA_1^{Cor} - RA_1^{PT}) \times (1 + r_m) \quad (17)$$

onde:

$VL_REC_m^a$: Valor do DCF, em unidade monetárias, no mês de competência do processo tarifário anterior;

RA_1^{PT} : Receita Anual considerada no processo tarifário anterior; e

Assunto	Submódulo	Revisão	Data de Vigência
DEMAIS COMPONENTES FINANCEIROS	4.4	1.	D. O. 26/01/2018

RA_1^{Cor} : Receita Anual do processo tarifário anterior recalculada, incorporando as devidas correções.

r_m : Variação do Mercado de Referência, em MWh, do processo tarifário corrente em relação ao processo tarifário anterior; e

Mercado de Referência: mercado faturado, conforme definido no Submódulo 3.1 do PRORET.

79. Para o item (b), o DCF será calculado considerando as tarifas por item de custo, conforme definido no Submódulo 7.1 do PRORET, sem considerar a aplicação de descontos tarifários, conforme fórmula abaixo:

$$VL_REC_m^b = REC_FAT_m^{Cor} - REC_FAT_m^{PT} \quad (18)$$

onde:

$VL_REC_m^b$: Valor do DCF, em unidade monetárias, no mês de competência m ;

$REC_FAT_m^{PT}$: Valor da receita resultante da multiplicação do Mercado de Referência pelas tarifas homologadas do processo tarifário anterior; e

$REC_FAT_m^{Cor}$: Valor da receita resultante da multiplicação Mercado de Referência pelas tarifas do processo anterior recalculadas, incorporando as devidas correções.

5.10. SUPRIMENTO FORA DA FAIXA DE TOLERÂNCIA.

5.10.1. DEFINIÇÃO

80. Refere-se à receita proveniente do faturamento do suprimento de energia às distribuidoras com mercado próprio inferior a 500 Gwh, fora da faixa de tolerância, que deve ser deduzida da receita requerida das supridoras, conforme estabelece o item 6.2 do Submódulo 11.1 do PRORET.

5.10.2. VALORES ADMISSÍVEIS

81. Mercado faturado, informado pelas distribuidoras no SAMP, montantes de energia contratados entre a supridora e a suprida, e tarifas calculadas e publicadas pela ANEEL, conforme Módulo 7 do PRORET.

5.10.3. METODOLOGIA DE CÁLCULO

82. Deverá ser apurada os limites inferior (90%) e superior (110%) da faixa de tolerância, utilizando como base o valor anual contratado.
83. Caso o valor faturado anual esteja fora do intervalo definido pelos limites inferior e superior, é calculado o módulo da diferença, Δ_FAT_AN , entre o montante em MWh

Assunto	Submódulo	Revisão	Data de Vigência
DEMAIS COMPONENTES FINANCEIROS	4.4	1.	D. O. 26/01/2018

faturado anual, FAT_{AN} , e o limite anual mais próximo deste valor, LIM_{CONT} , em MWh, conforme a fórmula a seguir:

$$\Delta_{FAT_{AN}} = \text{abs}(FAT_{AN} - LIM_{CONT}) \quad (19)$$

84. A partir do delta anual, $\Delta_{FAT_{AN}}$, é calculado o delta mensal, Δ_{FAT_m} , proporcionalizado de acordo com o faturamento mensal, FAT_m , conforme a fórmula a seguir:

$$\Delta_{FAT_m} = \Delta_{FAT_{AN}} \times \frac{FAT_m}{FAT_{AN}} \quad (20)$$

85. Para calcular os valores em unidades monetárias do faturamento fora da faixa de tolerância, VL_{ULT_m} , deve-se multiplicar os deltas faturados mensais por duas vezes as respectivas tarifas de suprimento vigentes naquele mês, conforme fórmula a seguir:

$$VL_{ULT_m} = \Delta_{FAT_m} \times 2 \times TE_m \quad (21)$$

- 55-A. Caso o montante de energia anual contratada não seja informado pela distribuidora suprida, a faixa fora da tolerância será de 20% do montante de energia anual faturada, nos termos do Submódulo 11.1 do PRORET.
- 55-B. Caso a distribuidora suprida seja atendida pela distribuidora supridora por mais de um ponto de conexão, o montante contratado alocado em cada ponto de conexão será proporcional à energia medida.

5.11. PREVISÃO DE RISCO HIDROLÓGICO

5.11.1. DEFINIÇÃO

86. Previsão para cobertura dos riscos hidrológicos associados às usinas comprometidas com contratos de Cotas de Garantia Física (CCGF), à usina de Itaipu e às usinas hidrelétricas cuja energia foi contratada no Ambiente de Contratação Regulada – ACR, e que firmaram Termo de Repactuação de Risco em conformidade com a Lei nº 13.203/2015.

5.11.2. VALORES ADMISSÍVEIS

Assunto	Submódulo	Revisão	Data de Vigência
DEMAIS COMPONENTES FINANCEIROS	4.4	1.	D. O. 26/01/2018

87. Montantes de cotas de garantia física, Itaipu e usinas repactuadas, previsão de risco hidrológico e fator de transferência de risco, informados pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE, e limite superior da faixa de acionamento da bandeira tarifária verde, calculado conforme Módulo 6.8 do PRORET.

5.11.3. METODOLOGIA DE CÁLCULO

88. O componente financeiro relativo à previsão do risco hidrológico associado às usinas comprometidas com Contratos de Cotas de Garantia Física (CCGF) será calculado com a seguinte fórmula:

$$RH_{CCGF,d} = Energia_{CCGF,d} \times (1 - GSF_{previsto}) \times 0,5 Valor_{teto_verde} \quad (22)$$

onde:

$RH_{CCGF,d}$: Previsão de risco hidrológico associado às usinas CCGF para a distribuidora “d”;

$Energia_{CCGF,d}$: Montante de energia de cotas de garantia física, em MWh, alocada para a distribuidora “d” em DRP;

$GSF_{previsto}$: Previsão de risco hidrológico para os próximos 12 meses informado pela CCEE em D-30;

$Valor_{teto_verde}$: Limite superior da faixa de acionamento da bandeira tarifária verde, calculado conforme submódulo 6.8 do PRORET;

89. O componente financeiro relativo à previsão do risco hidrológico associado à usina de Itaipu será calculado com a seguinte fórmula:

$$RH_{Itaipu,d} = Energia_{Itaipu,d} \times (1 - GSF_{previsto}) \times 0,5 Valor_{teto_verde} \quad (23)$$

onde:

$RH_{Itaipu,d}$: Previsão de risco hidrológico associado à usina de Itaipu para a distribuidora “d”;

$Energia_{Itaipu,d}$: Montante de energia de Itaipu, em MWh, alocada para a distribuidora “d” em DRP;

$GSF_{previsto}$: Previsão de risco hidrológico para os próximos 12 meses informado pela CCEE em D-30;

$Valor_{teto_verde}$: Limite superior da faixa de acionamento da bandeira tarifária verde, calculado conforme submódulo 6.8 do PRORET;

90. O componente financeiro relativo à previsão do risco hidrológico associado às usinas repactuadas será calculado com a seguinte fórmula:

$$RH_{CCEAR,d} = Energia_{CCEAR} \times FTR_{CCEAR,d} \times (1 - GSF_{previsto}) \times 0,5 Valor_{teto_verde} \quad (24)$$

onde:

Assunto	Submódulo	Revisão	Data de Vigência
DEMAIS COMPONENTES FINANCEIROS	4.4	1.	D. O. 26/01/2018

$RH_{CCEAR,d}$: Previsão de risco hidrológico associado às usinas repactuadas para a distribuidora “d”;

$Energia_{CCEAR,d}$: Montante de energia anual, informado pela CCEE, associado às usinas repactuadas, em MWh;

$FTR_{CCEAR,d}$: Fator de rateio do valor do repasse do risco hidrológico do ACR, calculado pela CCEE de acordo com as regras de comercialização;

$GSF_{previsto}$: Previsão de risco hidrológico para os próximos 12 meses informado pela CCEE em D-30;

$Valor_{teto_verde}$: Limite superior da faixa de acionamento da bandeira tarifária verde, calculado conforme submódulo 6.8 do PRORET;

91. A previsão de risco hidrológico definida no processo tarifário será revertida no processo tarifário subsequente, devidamente atualizada nos termos do parágrafo 6 deste submódulo.
92. Caso o agente de distribuição dispense a previsão para cobertura dos riscos hidrológicos, o financeiro não será incluso no processo tarifário, sem prejuízo de que as diferenças entre a cobertura tarifária e a despesa efetivamente incorrida sejam apuradas pela CVA Energia no processo tarifário subsequente.
93. Na hipótese do subitem anterior, os repasses da Conta Centralizadora dos Recursos de Bandeiras Tarifárias – CCRBT serão calculados utilizando a previsão para cobertura dos riscos hidrológicos calculada na forma definida neste Submódulo, a fim de não afetar a Conta Bandeiras e os consumidores de outros agentes de distribuição.



AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA

Módulo 4: Componentes Financeiros

Submódulo 4.3

SOBRECONTRATAÇÃO DE ENERGIA E EXPOSIÇÃO AO MERCADO DE CURTO PRAZO

Revisão	Motivo da revisão	Instrumento de aprovação pela ANEEL	Data de Vigência
1.0	Versão aprovada (após realização da AP 78/2011)	Resolução Normativa n.º 703/2016	A partir de 28/03/2016
1.1	Primeira revisão aprovada (após realização da AP 25/2019)	Resolução Normativa n.º xxx/2020	De xx/xx/2020 em diante

Procedimentos de Regulação Tarifária

Assunto	Submódulo	Revisão	Data de Vigência
SOBRECONTRATAÇÃO DE ENERGIA E EXPOSIÇÃO AO MERCADO DE CURTO PRAZO	4.3	1.0	28/03/2016

1. OBJETIVO.....	3
2. ABRANGÊNCIA	3
3. CÁLCULO DA SOBRECONTRATAÇÃO DE ENERGIA E EXPOSIÇÃO E O RESULTADO DO MCP	3
3.1. RESULTADO FINANCEIRO DAS COMPRAS E VENDAS NO MCP	5
3.2. AJUSTE DO REPASSE DO RESULTADO FINANCEIRO DAS COMPRAS E VENDAS NO MCP	7
3.2.1 DEFINIÇÃO DO LIMITE DE SOBRECONTRATAÇÃO	8
3.2.2 SITUAÇÃO NO MERCADO DE CURTO PRAZO ANTERIOR AO MVE.....	9
3.2.3 ALOCAÇÃO PRIORITÁRIA À DISTRIBUIDORA DO MVE ANUAL.....	10
3.2.4 SITUAÇÃO ANTERIOR NO MCP DESCOTADA A ALOCAÇÃO PRIORITÁRIA DO MVE ANUAL 11	
3.2.5 PARCELAS DE AJUSTES DO RESULTADO DO MCP.....	13
4. CASO EXCEPCIONAL — INTERLIGAÇÃO NO SISTEMA ISOLADO	17

4.3

MANUTENÇÃO

Assunto	Submódulo	Revisão	Data de Vigência
SOBRECONTRATAÇÃO DE ENERGIA E EXPOSIÇÃO AO MERCADO DE CURTO PRAZO	4.3	1.0	28/03/2016

1. OBJETIVO

1. Apresentar os critérios de cálculo da apuração do repasse de custos da sobrecontratação de energia ou da exposição ao mercado de curto prazo, nos processos de reajuste e de revisão tarifária das concessionárias de distribuição de energia elétrica.

2. ABRANGÊNCIA

2. Aplicam-se ao repasse do custo de aquisição do montante de sobrecontratação, limitado aos cinco por cento em relação à carga anual regulatória de fornecimento da distribuidora e ao repasse do custo da energia referente à exposição ao mercado de curto prazo, com competência a partir de janeiro de 2019.
3. As distribuidoras que se enquadram neste submódulo são aquelas agentes da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), com exceção daquelas com mercado próprio inferior a 500 GWh/ano que compram energia exclusivamente do atual agente supridor com tarifa regulada.

3. CÁLCULO DA SOBRECONTRATAÇÃO DE ENERGIA E EXPOSIÇÃO E O RESULTADO DO MCP

4. O repasse da sobrecontratação de energia e da exposição ao mercado de curto prazo às tarifas do consumidor final da distribuidora será realizado sob a forma de dois componentes financeiros composto pelas seguintes parcelas:
 - (i) apuração do resultado financeiro mensal, para o ciclo de cálculo, decorrente das compras e vendas no mercado de curto prazo, calculado de acordo as regras definidas na seção 3.1 deste submódulo, considerando a receita de bandeiras referentes ao mercado de curto prazo; e
 - (ii) ajuste do resultado financeiro, descrito no item (i), observando os limites de repasse de sobrecontratação de energia, de exposição voluntária e os resultados do Mecanismo de Venda de Excedentes - MVE, após a finalização dos resultados no ano civil, conforme regras definidas na seção 3.2 deste submódulo.
5. O resultado mensal total final de curto prazo ajustado de energia será obtido, no mês m , conforme a seguinte fórmula:

$$TMAF_MCP_m = TMA_MCP_m - REC_BAN_MCP_m \quad (1)$$

onde:

Assunto	Submódulo	Revisão	Data de Vigência
SOBRECONTRATAÇÃO DE ENERGIA E EXPOSIÇÃO AO MERCADO DE CURTO PRAZO	4.3	1.0	28/03/2016

$TMAF_MCP_m$: componente financeiro final de repasse dos custos de mercado de curto prazo deduzidos de receita de bandeiras de exposição, para o mês m , em R\$;

TMA_MCP_m : componente financeiro de repasse dos custos de mercado de curto prazo, para o mês m , em R\$; e

$REC_BAN_MCP_m$: componente financeiro de receita, referentes ao mercado de curto prazo, da Conta Centralizadora de Recursos da Bandeira Tarifária, conforme critérios definidos no Submódulo 6.8 do PRORET, para o mês m , em R\$.

6. Para a reversão das receitas de Bandeiras Tarifárias, $REC_BAN_MCP_m$, não deverá ser considerada a receita de Bandeira Tarifária relativa ao mês de competência cuja liquidação dos resultados do mercado de curto prazo, por motivos de postergação, não foi realizada dentro do mercado do período de apuração da CVA.
7. O ajuste do resultado financeiro do mercado de curto prazo será obtido conforme a seguinte fórmula:

$$\begin{aligned}
 AJ_FIN_EXPSOB_{ano} &= AJ_SOBRE_{ano} \\
 &+ AJ_MVE_Distribuidora_{ano} + AJ_MVE_Consumidor_{ano} \\
 &+ AJ_EXPO_{ano} - AJ_MVE_Compartilhamento_{ano} \\
 &+ AJ_MVE_Anual_Prioritário_{ano}^{dist}
 \end{aligned} \tag{2}$$

onde:

$AJ_FIN_EXPSOB_{ano}$: componente financeiro de ajuste do repasse dos custos de sobrecontratação de energia, exposição ao mercado de curto prazo e dos resultados no MVE, para o ano civil, em R\$;

AJ_SOBRE_{ano} : ajuste da sobrecontratação de energia relativo à parcela voluntária que exceder no ano civil o limite da sobrecontratação, em R\$;

$AJ_MVE_Distribuidora_{ano}$: ajuste da sobrecontratação de energia relativo à parcela voluntária que exceder no ano civil o limite da sobrecontratação relativo aos montantes do MVE, em R\$;

$AJ_MVE_Consumidor_{ano}$: ajuste relativo à parcela de energia no MVE até o limite da sobrecontratação no ano civil, em R\$;

AJ_EXPO_{ano} : ajuste da exposição no mercado de curto prazo relativo à parcela voluntária, no ano civil, em R\$;

$AJ_MVE_Compartilhamento_{ano}$: ajuste referente ao compartilhamento do lucro resultante da venda de energia no MVE associada à energia até o limite da sobrecontratação no ano civil, em R\$; e

$AJ_MVE_Anual_Prioritário_{ano}^{dist}$: ajuste referente à alocação prioritária do MVE produto anual à distribuidora, em R\$.

Assunto	Submódulo	Revisão	Data de Vigência
SOBRECONTRATAÇÃO DE ENERGIA E EXPOSIÇÃO AO MERCADO DE CURTO PRAZO	4.3	1.0	28/03/2016

8. O resultado do item 4.i é considerado nos processos tarifários no mesmo período de apuração da CVA, de que trata o submódulo 4.2 do PRORET.

$$AJ_{MCP} = \sum_{m \in M} TMAF_{MCP_m} \quad (3)$$

onde:

AJ_{MCP}: componente financeiro de repasse dos custos de mercado de curto prazo, para o ano civil, em R\$; e

M: conjunto de meses que compõe o cálculo corrente do saldo da CVA.

9. O componente financeiro de ajuste do repasse dos custos de sobrecontratação de energia, exposição ao mercado de curto prazo e dos resultados no MVE será repassado no processo tarifário subsequente ao ano civil de referência, após a publicação do despacho de involuntariedade.
10. Quando ocorrer recontabilizações de montantes contabilizados de contratos e de carga, para as competências a partir de janeiro de 2015, será automaticamente apurado ajuste financeiro com o objetivo de refletir as alterações no resultado do *AJ_FIN_EXPSOB_{ano}* ou do *AJ_MCP*.
11. O recálculo de que trata o parágrafo anterior será efetuado até 5 anos após seu mês de competência, observado o disposto no parágrafo anterior.
12. Situações excepcionais de recontabilizações de montantes contratuais ou de carga trazidas pelas concessionárias ou identificadas pela ANEEL poderão ser tratadas em processos específicos, desde que o ajuste financeiro resultante do cálculo seja considerado relevante.

3.1. RESULTADO FINANCEIRO DAS COMPRAS E VENDAS NO MCP

13. Para o cálculo do repasse da sobrecontratação de energia ou da exposição ao mercado de curto prazo é necessária a apuração dos resultados no mercado de curto prazo da distribuidora com dados disponibilizados pela CCEE. Destaca-se que, para esse cálculo, não se considera a inadimplência no mercado de curto prazo.
14. A energia do mercado de curto prazo mensal, *MCP_m*, é a diferença entre o total de energia dos contratos no mês, *TEC_m*, e a carga real da distribuidora, *REAL_m*, dados fornecidos pela CCEE.

$$MCP_m = PCL_m - TRC_m \quad (4)$$

Assunto	Submódulo	Revisão	Data de Vigência
SOBRECONTRATAÇÃO DE ENERGIA E EXPOSIÇÃO AO MERCADO DE CURTO PRAZO	4.3	1.0	28/03/2016

onde:

MCP_m : energia liquidada no mercado de curto prazo no mês m pela distribuidora, em MWh;

PCL_m : posição contratual líquida no mês m , em MWh; e

TRC_m : consumo total de energia no mês m , em MWh.

15. É feita a segregação do vetor anual de negociações no curto prazo de acordo com o sinal, separando o montante de cada mês em compra ou venda de curto prazo.

$$V_m^{MCP} = \max(0; MCP_m) \quad (5)$$

$$C_m^{MCP} = \max(0; -MCP_m) \quad (6)$$

onde:

C_m^{MCP} : montante comprado no mercado de curto prazo no mês m pela distribuidora, em MWh; e

V_m^{MCP} : montante vendido no mercado de curto prazo no mês m pela distribuidora, em MWh.

16. Para os cálculos definidos e formulados neste submódulo, a CCEE fornece os parâmetros para cálculo do preço de liquidação das diferenças (PLD) mensal, correspondente a cada distribuidora, que é a média das despesas e receitas unitárias advindas das negociações de energia no MCP, ponderadas pelas quantidades, em megawatt-hora (MWh).
17. O PLD_m depende da distribuição das negociações de curto prazo da distribuidora dentro de um determinado mês, conforme abaixo:

$$PLD_m = \frac{AJ_EF_CCEAR_m + EF_CCEAR_N_REM_m + TAJ_EF_GER_m + TM_MCP_m + X_m}{MCP_m} \quad (7)$$

onde:

PLD_m : preço de liquidação de diferenças no mês m da distribuidora, em R\$/MWh;

$AJ_EF_CCEAR_m$: Ajuste de Exposições Financeiras, no mês m , em R\$;

$EF_CCEAR_N_REM_m$: Exposições Negativas Remanescentes, no mês m , em R\$;

$TAJ_EF_GER_m$: Total de Ajustes Referentes ao Excedente Financeiro, no mês m , em R\$;

TM_MCP_m : Total Mensal do Resultado no Mercado de Curto Prazo, no mês m , em R\$; e

X_m : Eventuais novos acrônimos que representem negociações de curto prazo da distribuidora (despesas e receitas unitárias advindas das negociações de energia no MCP, em R\$).

Assunto	Submódulo	Revisão	Data de Vigência
SOBRECONTRATAÇÃO DE ENERGIA E EXPOSIÇÃO AO MERCADO DE CURTO PRAZO	4.3	1.0	28/03/2016

18. O resultado financeiro das compras e vendas no mercado de curto prazo é apurado conforme a seguinte fórmula:

$$TMA_{MCP_m} = \sum_m \frac{V_m^{MCP} \times (TM_{CT_m} - PLD_m) + C_m^{MCP} \times (PLD_m - TM_{CT_m})}{SELIC_{DL,m}} \times SELIC_{5DU} \quad (8)$$

onde:

TM_{CT_m} : tarifa média de compra de energia referente ao mês de competência m , estabelecida no processo tarifário imediatamente anterior a ele, em R\$/MWh;

$SELIC_k$: número índice da taxa SELIC referente à data k ;

DL, m : é a data de liquidação dos resultados do mercado de curto prazo relativo ao mês m ; e

$5DU$: é a data que representa o quinto dia útil anterior à data do processo tarifário sob cálculo.

19. Para a cobertura tarifária da compra de energia relativa ao mês de competência coincidente com o mês do processo tarifário da concessionária, o valor será pro rata die considerando as informações referentes ao mês precedente e ao subsequente da data do processo tarifário. O valor do pro rata die da tarifa média é dado pela seguinte fórmula:

mês de processo tarifário ⇒

$$TM_{CT}^m = \frac{TM_{CT}^{m-1} \times (\delta - 1) + TM_{CT}^{m+1} \times (D - \delta + 1)}{D} \quad (9)$$

onde:

D : quantidade de dias do mês do processo tarifário da distribuidora;

m : índice para o mês do ano civil, sendo $m \in \{1; 2; 3 \dots 12\}$;

T : conjunto composto pela CDE Uso e CDE Energia; e

δ : dia de início de vigência do processo tarifário da distribuidora.

3.2. AJUSTE DO REPASSE DO RESULTADO FINANCEIRO DAS COMPRAS E VENDAS NO MCP

20. O resultado financeiro das compras e vendas no mercado de curto prazo, calculado conforme regras descritas na sessão anterior, deverá sofrer ajuste no processo tarifário subsequente, após a publicação do despacho de involuntariedade, em virtude da aplicação dos limites de repasse da sobrecontratação de energia e da exposição ao mercado de curto prazo e da venda de energia pela distribuidora no MVE.

Assunto	Submódulo	Revisão	Data de Vigência
SOBRECONTRATAÇÃO DE ENERGIA E EXPOSIÇÃO AO MERCADO DE CURTO PRAZO	4.3	1.0	28/03/2016

3.2.1 DEFINIÇÃO DO LIMITE DE SOBRECONTRATAÇÃO

21. O repasse da sobrecontratação é limitado a 5% da energia anual requerida regulatória da concessionária. Sobre ele é adicionado a sobrecontratação involuntária, conforme regulamentado pela Resolução Normativa nº 453/2011.
22. A energia requerida regulatória é obtida como o somatório da energia requerida mensal apurada para fins de aplicação da glosa de perda de energia. A energia requerida regulatória no ano civil é dada pela seguinte forma:

$$E_{ano}^{req} = \sum_{m=1}^{12} E_m^{req} \quad (10)$$

onde:

E_{ano}^{req} : requisito regulatório no ano civil correspondente à distribuidora, em MWh;

E_m^{req} : requisito regulatório no mês m correspondente à distribuidora, em MWh;

m : índice para o mês do ano civil, sendo $m \in \{1; 2; 3... 12\}$.

$$E_m^{req} = \sum_{m=1}^{12} \left((1 + \pi_m) \times (E_{a,m}^{for} + E_{a,m}^{su} + PRO_{a,m}^{su}) \right) \times \frac{TRC_m + \sum_{e \in NM} QM_{e,m}}{\sum_{m=1}^{12} (TRC_m + \sum_{e \in NM} QM_{e,m})} \quad (11)$$

onde:

π_m : percentual médio de perda de energia relativo ao mês m , definido no processo tarifário imediatamente anterior ao do mês em análise e atualizado de acordo com o mercado realizado.

$E_{a,m}^{for}$: montante de energia elétrica faturada aos clientes da distribuidora para uso final pela concessionária "a" no mês "m", em MWh;

$E_{a,m}^{su}$: montante de energia elétrica faturada a outras empresas de distribuição para revenda a consumidores finais pela concessionária "a" no mês "m", em MWh;

PRO_{pam}^{su} : energia de PROINFA correspondente às supridas da concessionária "a" no mês "m", em MWh.

23. O limite da sobrecontratação é obtido pela seguinte equação:

$$SOBRE_{ano}^{lim} = 0,05 \times E_{ano}^{req} + SOBRE_{ano}^{inv} \quad (12)$$

Assunto	Submódulo	Revisão	Data de Vigência
SOBRECONTRATAÇÃO DE ENERGIA E EXPOSIÇÃO AO MERCADO DE CURTO PRAZO	4.3	1.0	28/03/2016

onde:

$SOBRE_{ano}^{lim}$: limite de sobrecontratação no ano civil, correspondente à distribuidora, em MWh; e

$SOBRE_{ano}^{inv}$: sobrecontratação involuntária definida no ano civil, correspondente à distribuidora, em MWh.

3.2.2 SITUAÇÃO NO MERCADO DE CURTO PRAZO ANTERIOR AO MVE

24. Para fins de cálculo do ajuste dos resultados do MCP, deve-se apurar a situação original de liquidação de energia no MCP caso não houvesse venda de energia no MVE pela distribuidora, conforme equação a seguir:

$$MCP_m^{original} = TEC_m - TEC_m^{NM} - REAL_m + MVE_m \quad (13)$$

onde:

$MCP_m^{original}$: energia a ser liquidada no mercado de curto prazo no mês m pela distribuidora antes do resultado do MVE, em MWh; e

MVE_m : energia vendida no MVE no mês m pela distribuidora, em MWh.

25. A segregação do vetor anual de negociações no curto prazo é refeita de acordo com o sinal, separando o montante de cada mês em compra ou venda de curto prazo, devido à inclusão da energia vendida pela distribuidora no MVE.

$$V_{original_m}^{MCP} = \max(0; MCP_m^{original}) \quad (14)$$

$$C_{original_m}^{MCP} = \max(0; -MCP_m^{original}) \quad (15)$$

onde:

$V_{original_m}^{MCP}$: montante mensal de venda no mercado de curto prazo pela distribuidora, caso não houvesse o MVE, em MWh; e

$C_{original_m}^{MCP}$: montante mensal de compra de energia no mercado de curto prazo da distribuidora, caso não houvesse o MVE, em MWh.

26. A apuração da situação de contratação de energia anterior ao MVE é realizada para o ano civil, da seguinte forma:

(i) Se $V_{original_{ano}}^{MCP} > C_{original_{ano}}^{MCP}$, há sobrecontratação:

$$SOBRE_{original_{ano}} = \max(0; V_{original_{ano}}^{MCP} - C_{original_{ano}}^{MCP}) \quad (16)$$

Assunto	Submódulo	Revisão	Data de Vigência
SOBRECONTRATAÇÃO DE ENERGIA E EXPOSIÇÃO AO MERCADO DE CURTO PRAZO	4.3	1.0	28/03/2016

onde:

$SOBRE_original_{ano}$: excedente de contratação da distribuidora no ano civil, caso não houvesse MVE, em MWh.

$V_original_{ano}^{MCP}$: montante de venda no mercado de curto prazo no ano civil pela distribuidora caso não houvesse venda no MVE, em MWh; e

$C_original_{ano}^{MCP}$: montante de compra de energia no mercado de curto prazo no ano civil da distribuidora caso não houvesse venda no MVE, em MWh.

4.3

(ii) Se $C_original_{ano}^{MCP} > V_original_{ano}^{MCP}$, há exposição:

$$EXPO_original_{ano} = \max(0; C_original_{ano}^{MCP} - V_original_{ano}^{MCP}) \quad (17)$$

onde:

$EXPO_original_{ano}$: exposição de contratação da distribuidora no ano civil, caso não houvesse MVE, em MWh.

Sendo:

$$V_original'_{ano}^{MCP} = \sum_{m=1}^{12} V_original'_m{}^{MCP} \quad (18)$$

$$C_original'_{ano}^{MCP} = \sum_{m=1}^{12} C_original'_m{}^{MCP} \quad (19)$$

3.2.3 ALOCAÇÃO PRIORITÁRIA À DISTRIBUIDORA DO MVE ANUAL

27. Em caso de sobrecontratação no ano civil acima do limite de sobrecontratação, verifica-se primeiramente a parcela da energia comercializada por meio do MVE produto anual a ser alocada prioritariamente à distribuidora, conforme equação a seguir:

$$\begin{aligned}
 & MVE_Anual_{ano}^{\%dist} \\
 & = \min \left(MVE_Anual_{ano}; \max \left(SOBRE_original_{ano} - SOBRE_{ano}^{lim}; 0 \right) \right) \quad (20) \\
 & \div MVE_Anual_{ano}
 \end{aligned}$$

onde:

Assunto	Submódulo	Revisão	Data de Vigência
SOBRECONTRATAÇÃO DE ENERGIA E EXPOSIÇÃO AO MERCADO DE CURTO PRAZO	4.3	1.0	28/03/2016

$MVE_Anual_{ano}^{\%dist}$: parcela da energia vendida no produto anual alocada prioritariamente à sobrecontratação da distribuidora, em %; e

MVE_Anual_{ano} : energia vendida no produto anual no ano, em MWh.

28. Os valores mensais do MVE produto anual alocado prioritariamente à distribuidora são obtidos conforme equação a seguir:

$$MVE_Anual_m^{dist} = MVE_Anual_m \times MVE_Anual_{ano}^{\%dist} \quad (21)$$

onde:

$MVE_Anual_m^{dist}$: montante mensal de energia vendida no MVE produto anual alocada prioritariamente à sobrecontratação da distribuidora, em MWh.

29. O produto anual comercializado ao preço fixo será alocado prioritariamente para a parcela da sobrecontratação voluntária, sendo complementado pelo produto anual PLD + Ágio.

3.2.4 SITUAÇÃO ANTERIOR NO MCP DESCONTADA A ALOCAÇÃO PRIORITÁRIA DO MVE ANUAL

30. Uma vez apurada a parcela da energia do MVE produto anual alocada à distribuidora, obtém-se o valor residual do MVE, dado pela seguinte equação:

$$MVE_Residual_m = MVE_m - MVE_Anual_m^{dist} \quad (22)$$

onde:

$MVE_Residual_m$: montante mensal do MVE, após dedução do MVE produto anual alocado prioritariamente à distribuidora, em MWh; e

MVE_m : montante mensal do MVE, em MWh.

31. A energia que seria liquidada no MCP caso não houvesse venda de energia do $MVE_Residual$ é dada pela equação a seguir:

$$MCP'_m = TEC_m - TEC_m^{NM} - REAL_m + MVE_Residual_m \quad (23)$$

onde:

Assunto	Submódulo	Revisão	Data de Vigência
SOBRECONTRATAÇÃO DE ENERGIA E EXPOSIÇÃO AO MERCADO DE CURTO PRAZO	4.3	1.0	28/03/2016

MCP'_m : energia a ser liquidada no mercado de curto prazo no mês m pela distribuidora antes da venda de energia relativa ao $MVE_Residual$, em MWh,

32. A segregação do vetor anual de negociações no curto prazo é refeita de acordo com o sinal, separando o montante de cada mês em compra ou venda de curto prazo, devido à inclusão da energia vendida pela distribuidora no MVE, descontada a parcela do MVE produto anual alocada à distribuidora.

$$V'_m{}^{MCP} = \max(0; MCP'_m) \quad (24)$$

$$C'_m{}^{MCP} = \max(0; -MCP'_m) \quad (25)$$

onde:

$V'_{ano}{}^{MCP}$: montante de venda no mercado de curto prazo no ano civil pela distribuidora, caso não houvesse a venda de energia do $MVE_Residual$, em MWh; e

$C'_{ano}{}^{MCP}$: montante de compra de energia no mercado de curto prazo no ano civil da distribuidora, caso não houvesse a venda de energia do $MVE_Residual$, em MWh.

33. A apuração da situação de contratação de energia anterior ao $MVE_Residual$ é realizada para o ano civil, da seguinte forma:

(i) Se $V'_{ano}{}^{MCP} > C'_{ano}{}^{MCP}$, há sobrecontratação:

$$SOBRE_{ano} = \max(0; V'_{ano}{}^{MCP} - C'_{ano}{}^{MCP}) \quad (26)$$

onde:

$SOBRE_{ano}$: excedente de contratação da distribuidora no ano civil, em MWh.

$V'_{ano}{}^{MCP}$: montante de venda no mercado de curto prazo no ano civil pela distribuidora caso não houvesse a venda de energia do $MVE_Residual$, em MWh; e

$C'_{ano}{}^{MCP}$: montante de compra de energia no mercado de curto prazo no ano civil da distribuidora caso não houvesse a venda de energia do $MVE_Residual$, em MWh.

(ii) Se $C'_{ano}{}^{MCP} > V'_{ano}{}^{MCP}$, há exposição:

$$EXPO_{ano} = \max(0; C'_{ano}{}^{MCP} - V'_{ano}{}^{MCP}) \quad (27)$$

onde:

$EXPO_{ano}$: exposição de contratação da distribuidora no ano civil, em MWh.

Sendo:

$$V'_{ano}{}^{MCP} = \sum_{m=1}^{12} V'_m{}^{MCP} \quad (28)$$

Assunto	Submódulo	Revisão	Data de Vigência
SOBRECONTRATAÇÃO DE ENERGIA E EXPOSIÇÃO AO MERCADO DE CURTO PRAZO	4.3	1.0	28/03/2016

$$C'_{ano}{}^{MCP} = \sum_{m=1}^{12} C'_m{}^{MCP} \quad (29)$$

3.2.5 PARCELAS DE AJUSTES DO RESULTADO DO MCP

34. O repasse tarifário da sobrecontratação é calculado considerando a posição contratual anterior à realização do MVE, descontada a parcela do produto anual alocada prioritariamente à distribuidora, conforme formulações a seguir.

$$MCP'_m{}^{dist} = \max \left(SOBRE_{ano} - SOBRE_{ano}^{lim}; 0 \right) \times \frac{V'_m{}^{MCP}}{V'_{ano}{}^{MCP}} \quad (30)$$

onde:

$MCP'_m{}^{dist}$: sobrecontratação mensal associada à distribuidora, caso não houvesse o $MVE_{residual}$, em MWh.

35. A energia comercializada pela distribuidora no $MVE_{Residual}$ é alocada prioritariamente à parcela de sobrecontratação mensal associada à distribuidora, conforme equação a seguir:

$$MVE_m^{dist} = \min(MVE_{Residual}_m; MCP'_m{}^{dist}) \quad (31)$$

onde:

MVE_m^{dist} : energia do $MVE_{Residual}$ alocada prioritariamente à distribuidora, em MWh

36. Consequentemente, a sobrecontratação associada à distribuidora, na situação posterior à realização do $MVE_{Residual}$ é dada por:

$$MCP_m^{dist} = \max (MCP'_m{}^{dist} - MVE_m^{dist}; 0) \quad (32)$$

onde:

MCP_m^{dist} : sobrecontratação associada à distribuidora, na situação posterior à realização do $MVE_{Residual}$, em MWh

37. Já o montante de MVE atribuído ao consumidor é obtido pela equação a seguir:

Assunto	Submódulo	Revisão	Data de Vigência
SOBRECONTRATAÇÃO DE ENERGIA E EXPOSIÇÃO AO MERCADO DE CURTO PRAZO	4.3	1.0	28/03/2016

$$MVE_m^{cons} = MVE_Residual_m - MVE_m^{dist} \quad (33)$$

onde:

MVE_m^{cons} : montante mensal do MVE_Residual que é atribuído ao consumidor, em MWh.

38. Com relação ao MVE_Residual, os produtos comercializados ao preço fixo serão alocados prioritariamente à parcela voluntária, de acordo com as fórmulas de formação de preço do MVE a seguir:

$$PMVE_m^{cons} = \left(PMVE_m^{PLD+\acute{a}gio} \times \min(MVE_m^{cons}, MVE_{residual_m}^{PLD+\acute{a}gio}) + PMVE_m^{fixo} \times \max(MVE_m^{cons} - MVE_{residual_m}^{PLD+\acute{a}gio}, 0) \right) \div MVE_m^{cons} \quad (34)$$

$$PMVE_m^{dist} = \left(PMVE_m^{fixo} \times \min(MVE_m^{dist}, MVE_{residual_m}^{fixo}) + PMVE_m^{PLD+\acute{a}gio} \times \max(MVE_m^{dist} - MVE_{residual_m}^{fixo}, 0) \right) \div MVE_m^{dist} \quad (35)$$

onde:

$PMVE_m^{cons}$: preço médio ponderado dos produtos do mecanismo de venda de excedentes da distribuidora no mês "m", associado à parcela do MVE do consumidor, em R\$/MWh;

$PMVE_m^{dist}$: preço médio ponderado dos produtos do mecanismo de venda de excedentes da distribuidora no mês "m", associado à parcela do MVE da distribuidora, em R\$/MWh;

$MVE_{residual_m}^{PLD+\acute{a}gio}$: parcela de energia vendida no MVE residual na modalidade "PLD + ágio", no mês m pela distribuidora, em MWh;

$MVE_{residual_m}^{fixo}$ parcela de energia vendida no MVE residual na modalidade "preço fixo", no mês m pela distribuidora, em MWh;

$PMVE_m^{PLD+\acute{a}gio}$: preço médio ponderado dos produtos do MVE residual da distribuidora comercializados na modalidade "PLD + ágio", no mês "m", em R\$/MWh; e

$PMVE_m^{fixo}$ preço médio ponderado dos produtos do MVE residual da distribuidora comercializados na modalidade "preço fixo", no mês "m", em R\$/MWh.

39. O ajuste da sobrecontratação acima do limite regulatório será apurado conforme as seguintes equações:

$$AJ_SOBRE_{ano} = \sum_m \frac{MCP_m^{dist} \times (PLD_m - PR_EXPSOB_m)}{SELIC_{DL,m}} \times SELIC_{5DU} \quad (36)$$

onde:

Assunto	Submódulo	Revisão	Data de Vigência
SOBRECONTRATAÇÃO DE ENERGIA E EXPOSIÇÃO AO MERCADO DE CURTO PRAZO	4.3	1.0	28/03/2016

PR_EXPSOB_m : Preço médio para fins de apuração dos resultados no mercado de curto prazo no mês “m” em R\$/MWh, definido conforme equação (26) e vigência definidas no Submódulo 4.2 do PRORET.

40. O ajuste da venda de energia no MVE relativo à parcela da distribuidora será apurado conforme a seguinte equação:

$$AJ_MVE_Distribuidora_{ano} = \sum_m MVE_m^{dist} \times (PMVE_m^{dist} - PR_EXPSOB_m) \times \frac{SELIC_{5DU}}{SELIC_{DL,m}} \quad (37)$$

41. O ajuste da venda de energia no MVE relativo à parcela do consumidor será apurado conforme a seguinte equação:

$$AJ_MVE_Consumidor_{ano} = \sum_m \frac{MVE_m^{cons} \times (PMVE_m^{cons} - PLD_{subm,m})}{SELIC_{DL,m}} \times SELIC_{5DU} \quad (38)$$

onde:

$PLD_{subm,m}$: PLD médio do submercado da distribuidora no mês “m”, em R\$/MWh.

42. Caso o $AJ_MVE_Consumidor_{ano}$ seja maior que zero, o ajuste referente ao compartilhamento do lucro resultante da venda de energia no MVE associada à energia até o limite da sobrecontratação no ano civil, será obtido conforme equação a seguir:

Se $AJ_MVE_Consumidor_{ano} > 0$:

$$AJ_MVE_Compartilhamento_{ano} = \frac{AJ_MVE_Consumidor_{ano}}{2} \quad (39)$$

Se $AJ_MVE_Consumidor_{ano} < 0$:

$$AJ_MVE_Compartilhamento_{ano} = 0$$

43. O ajuste relativo ao montante de energia do MVE anual alocado prioritariamente à distribuidora será apurado conforme a seguinte equação:

Assunto	Submódulo	Revisão	Data de Vigência
SOBRECONTRATAÇÃO DE ENERGIA E EXPOSIÇÃO AO MERCADO DE CURTO PRAZO	4.3	1.0	28/03/2016

$$\begin{aligned}
 AJ_MVE_Anual_Prioritário_{ano}^{dist} &= \sum_m MVE_Anual_m^{dist} \\
 &\times \left(PMVE_m^{dist_anual_prioritário} - PR_EXPSOB_m \right) \times \frac{SELIC_{5DU}}{SELIC_{DL,m}}
 \end{aligned} \quad (40)$$

Sendo:

$$\begin{aligned}
 PMVE_m^{dist_anual_prioritário} &= \left(PMVE_m^{fixo} \times \min(MVE_Anual_m^{dist}; MVE_Anual_m^{fixo}) \right. \\
 &+ \left. PMVE_m^{PLD+\acute{a}gio} \times \max(MVE_Anual_m^{dist} - MVE_Anual_m^{fixo}; 0) \right) \\
 &\div MVE_Anual_m^{dist}
 \end{aligned} \quad (41)$$

onde:

$PMVE_m^{dist_anual_prioritário}$: preço médio ponderado dos produtos do mecanismo de venda de excedentes da distribuidora no mês "m", alocado prioritariamente à distribuidora, em R\$/MWh;

$MVE_Anual_m^{PLD+\acute{a}gio}$: parcela de energia vendida no MVE produto anual na modalidade "PLD + ágio", no mês m pela distribuidora, em MWh;

$MVE_Anual_m^{fixo}$: parcela de energia vendida no MVE produto anual na modalidade "preço fixo", no mês m pela distribuidora, em MWh;

$PMVE_m^{PLD+\acute{a}gio}$: preço médio ponderado dos produtos do mecanismo de venda de excedentes da distribuidora comercializados na modalidade "PLD + ágio", no mês "m", em R\$/MWh; e

$PMVE_m^{fixo}$: preço médio ponderado dos produtos do mecanismo de venda de excedentes da distribuidora comercializados na modalidade "preço fixo", no mês "m", em R\$/MWh.

44. Em caso de exposição no ano, o montante de repasse da exposição, em MWh, é calculado conforme a seguinte fórmula:

$$MCP_m^{cons} = - EXPO_{ano} \times \frac{C_m^{MCP}}{C_{ano}^{MCP}} \quad (42)$$

onde:

MCP_m^{cons} : exposição mensal associada ao consumidor, antes da realização do MVE, em MWh.

45. No repasse da exposição no mercado de curto prazo, a parcela de compra considerada como voluntária deve observar o limite do Valor Anual de Referência – VR.

Assunto	Submódulo	Revisão	Data de Vigência
SOBRECONTRATAÇÃO DE ENERGIA E EXPOSIÇÃO AO MERCADO DE CURTO PRAZO	4.3	1.0	28/03/2016

46. A apuração do ajuste da exposição no mercado de curto prazo quando voluntária, será realizada conforme a seguinte fórmula:

$$\begin{aligned}
 AJ_EXPO_{ano} = & - \sum_m \max(0; EXPO_{ano} - EXPO_{ano}^{inv}) \times \frac{C_m^{MCP}}{C_{ano}^{MCP}} \quad (43) \\
 & \times (\max(0; PLD_m - VR_m)) \times \frac{SELIC_{5DU}}{SELIC_{DL,m}}
 \end{aligned}$$

onde:

$EXPO_{ano}^{inv}$: limite de exposição involuntária definida em Despacho da ANEEL, em MWh; e

VR_m : valor anual de referência para o ano civil do mês m , conforme definido no art. 34 do Decreto n.º 5.163/2004, em R\$/MWh.

4. CASO EXCEPCIONAL — INTERLIGAÇÃO NO SISTEMA ISOLADO

47. O Decreto n.º 7.246, de 28 de julho de 2010, com redação alterada pelo Decreto n.º 10.050, de 9 de outubro de 2019, que regulamenta a transição do sistema isolado ao sistema interligado dessas distribuidoras, definiu que:

“Art. 22. Os agentes de distribuição interligados ao SIN não estarão sujeitos aos limites de que tratam os art. 24, 36, 38 e 41 do Decreto n.º 5.163, de 30 de julho de 2004, nos três anos subsequentes ao da respectiva interligação.

§ 1º O custo total de geração correspondente à sobrecontratação de energia elétrica, pelo período definido no caput, será considerado no custo total de geração de energia elétrica nos Sistemas Isolados de que trata o art. 11, § 2º.

§ 2º O custo decorrente da sobrecontratação de energia elétrica dos agentes de distribuição de que trata o caput, reconhecida pela ANEEL como exposição involuntária no prazo de cinco anos subsequentes ao da respectiva interligação, será considerado no custo total de geração de energia elétrica nos Sistemas Isolados de que trata o art. 11, § 2º.” (NR)

48. A regra de repasse tarifário dos resultados financeiros da sobrecontratação ou exposição das distribuidoras interligadas ao SIN, nos cinco anos subsequentes à interligação, estão definidos no Submódulo 5.1 do PRORET, referente à Conta de Consumo de combustíveis – CCC.
49. Para as distribuidoras não interligadas ou que foram interligadas há um período menor que três anos, em caso de benefício financeiro decorrente da venda de energia no MVE, 50% da diferença positiva entre o valor da venda de excedente e o PLD médio do submercado no período da venda será compartilhada com a CCC e

Assunto	Submódulo	Revisão	Data de Vigência
SOBRECONTRATAÇÃO DE ENERGIA E EXPOSIÇÃO AO MERCADO DE CURTO PRAZO	4.3	1.0	28/03/2016

em caso de prejuízo, a diferença negativa entre o valor da venda de excedente e o PLD médio do submercado no período da venda será ressarcida à CCC.

50. O cálculo do mercado de curto prazo mensal deve envolver apenas montantes de energia circulantes na parte interligada. O mercado de curto prazo será dado pela diferença entre o total de energia contratada para atendimento à parte interligada e a carga real informada pela CCEE:

$$MCP_m = TEC_m^{inter} - REAL_m \quad (44)$$

onde:

TEC_m^{inter} : total de energia contratada para a parte interligada no mês m , em MWh.

51. Além disso, deve ser feito um ajuste no mercado real mensal informado pela CCEE, visando englobar a carga associada à parte isolada da área de concessão da distribuidora, cuja medição não é vista pela CCEE. O mercado real ajustado corresponderá ao mercado real da parte interligada, informado pela CCEE, somado ao total de contratos bilaterais que suprem a parte isolada da concessão:

$$REAL_m^{ajus} = REAL_m + EC_m^{bil(iso)} \quad (45)$$

onde:

$EC_m^{bil(iso)}$: energia provinda de contratos bilaterais utilizados para atender a carga isolada no mês m , em MWh; e

$REAL_m^{ajus}$: carga real ajustada da distribuidora no mês m , em MWh.

52. A carga real ajustada será então utilizada para o cálculo do requisito regulatório mensal e anual, bem como para o cálculo da carga regulatória de referência no lugar da carga real informada pela CCEE, visto que essa só contém a energia proveniente da parte interligada.



AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA

Módulo 6: Demais Procedimentos.

Submódulo 6.1

REGRAS DE REPASSE DOS PREÇOS DE CONTRATOS DE COMPRA DE ENERGIA

Revisão	Motivo da revisão	Instrumento de aprovação pela ANEEL	Data de Vigência
1.0	Primeira versão aprovada (após realização da AP 78/2011)	Resolução Normativa nº 703/2016	28/03/2016
1.1	Revisão aprovada (após realização da AP 25/2019)	Resolução Normativa nº xx/2020	xx/xx/2020

Assunto	Submódulo	Revisão	Data de Vigência
REGRAS DE REPASSE DOS PREÇOS DE CONTRATOS DE COMPRA DE ENERGIA	6.1	1.0	28/03/2016

1. OBJETIVO.....	3
2. ABRANGÊNCIA	3
3. ESQUEMA GERAL	3
4. CONDIÇÕES GERAIS.....	4
4.1. CONTRATOS	4
4.2. REGRAS GENÉRICAS	4
4.3. VARIÁVEIS DE CÁLCULO.....	6
5. CONDIÇÕES ESPECÍFICAS.....	8
5.1. LEILÃO DE ENERGIA EXISTENTE.....	8
5.2. LEILÃO DE AJUSTE	9
5.3. CONTRATAÇÃO POR AGENTE DE DISTRIBUIÇÃO INFERIOR A 500 GWH/ANO – CHAMADA PÚBLICA.....	9
5.4. GERAÇÃO DISTRIBUÍDA – CHAMADA PÚBLICA	10
5.4.1. Parcela de ajuste por atraso em operação comercial	12
5.5. LEILÃO DE ENERGIA NOVA.....	13
5.5.1. Regras algébricas para determinação dos montantes.....	14
5.5.2. Parcela de repasse.....	14
5.6. CONTRATO BILATERAL ANTERIOR À LEI 10.848/2004	16
5.6.1. Resolução nº 22/2001	17
5.6.2. Resolução nº 256/2001	18
5.6.3. Resolução nº 248/2002	19
5.6.4. Nota técnica nº 23/2003-SEM/ANEEL	20
5.7. CONTRATO CELEBRADO NO SISTEMA ISOLADO	22
5.8. ENERGIA ADQUIRIDA NO MERCADO DE CURTO PRAZO	23

Assunto	Submódulo	Revisão	Data de Vigência
REGRAS DE REPASSE DOS PREÇOS DE CONTRATOS DE COMPRA DE ENERGIA	6.1	1.0	28/03/2016

1. OBJETIVO

1. Descrever as regras e os critérios de aplicação do repasse dos preços de contratos de compra de energia.

2. ABRANGÊNCIA

2. Os critérios definidos neste Submódulo são aplicados nos processos tarifários para definição do limite de preços quando do repasse dos custos de contratos de compra de energia.
3. Devem ser adotados no repasse dos custos de compra de energia na Data de Reajuste em Processamento – DRP –, salvo as exceções definidas no Submódulo 3.4 do PRORET, no cálculo da Conta de Variação dos Itens da Parcela A – CVA – para o item compra de energia, de que trata o Submódulo 4.2 do PRORET, e no cálculo dos custos de sobrecontratação de energia e de exposição ao mercado de curto prazo, de que trata o Submódulo 4.3 do PRORET.

3. ESQUEMA GERAL

4. Em função de diferentes normas, o custo regulatório com compra de energia de uma concessionária apresenta desvios com relação ao custo real de compra.
5. Há duas ações que explicam esta divergência: (i) conjunto de restrições aplicadas sobre o custo médio de aquisição; e (ii) desvio entre a quantidade contratada e o efetivo mercado de referência do processo tarifário e as perdas regulatórias associadas - sobrecontratação.
6. Neste Submódulo, são apresentadas as restrições referentes ao primeiro grupo.
7. A figura a seguir apresenta o efeito da aplicação das regras de repasse sobre o custo de aquisição de energia.

Assunto	Submódulo	Revisão	Data de Vigência
REGRAS DE REPASSE DOS PREÇOS DE CONTRATOS DE COMPRA DE ENERGIA	6.1	1.0	28/03/2016

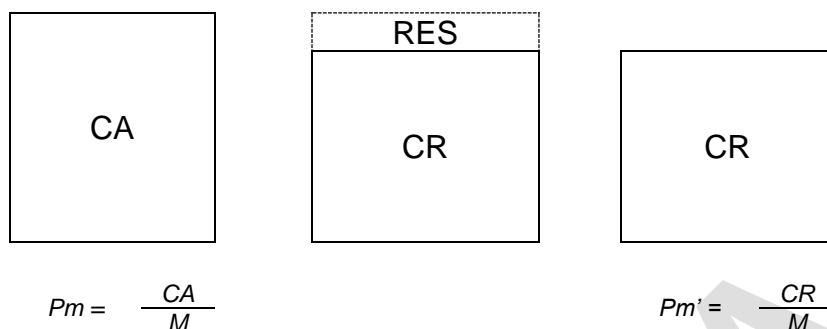


Figura 1 – Representação do efeito das regras de repasse sobre o custo de aquisição de energia (CA), aplicação das restrições (RES) e custo regulatório final (CR).

4. CONDIÇÕES GERAIS

4.1. CONTRATOS

8. No submódulo 4.2 do PRORET, item 4.2.4, efetua-se a classificação dos contratos de compra de energia e com base nesta, as restrições para repasse do custo regulatório são ordenadas.
9. Os critérios de repasse da energia adquirida no mercado de curto prazo pela distribuidora, para o atendimento a sua carga, também são definidos neste Submódulo.

4.2. REGRAS GENÉRICAS

10. O agente de distribuição que não atender a obrigação de contratar a totalidade de sua carga, definida no Decreto nº 5.163/2004, irá adquirir energia elétrica no mercado de curto prazo da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), sendo aplicada regra de repasse dos custos às tarifas dos consumidores.
11. De acordo com o Decreto nº 5.163/2004, art. 18, §4º, fica garantida a neutralidade da concessionária distribuidora na compra no ambiente regulado, nos volumes superiores a sua declaração, com relação ao repasse dos custos de aquisição às tarifas dos consumidores finais, para os seguintes leilões:
 - (i) LEN para os anos “A – 3”, “A – 4”, “A – 5”, “A – 6”;
 - (ii) LEE para os anos “A”, “A – 1”, “A – 2”, “A – 3”, “A – 4”, “A – 5”;
 - (iii) LFA para os anos “A – 1”, “A – 2”, “A – 3”, “A – 4”, “A – 5”, “A – 6”; e
 - (iv) Provenientes de projetos de geração indicados por Resolução do Conselho Nacional de Política Energética – CNPE –, conforme disposto no inciso VI do art.

Assunto	Submódulo	Revisão	Data de Vigência
REGRAS DE REPASSE DOS PREÇOS DE CONTRATOS DE COMPRA DE ENERGIA	6.1	1.0	28/03/2016

- 2º da Lei nº 9.478, de 6 de agosto de 1997, nos anos “A – 5”, “A – 6” e “A – 7”.
- (v) Proveniente de novo empreendimento de geração com licitação conjunta dos ativos de transmissão necessários para seu escoamento nos anos “A – 5”, “A – 6” e “A – 7”.
12. Conforme Decreto nº 7.246/2010, art. 22, as regras de limite de repasse não se aplicam aos agentes de distribuição integrados ao Sistema Interligado Nacional - SIN nos três anos subsequentes ao da respectiva interligação.
13. As modalidades de contratação podem ser por quantidade ou por disponibilidade. Assim, de acordo com Decreto 5.163/2004, art. 28:
- (i) Nos contratos por quantidade, os custos decorrentes dos riscos hidrológicos são assumidos pelos agentes vendedores e os riscos referentes às diferenças entre os submercados são repassados aos consumidores finais.
- (ii) Nos contratos por disponibilidade, os custos decorrentes dos riscos hidrológicos serão assumidos pelos agentes compradores, e eventuais exposições financeiras no mercado de curto prazo da CCEE, positivas ou negativas, serão assumidas pelos agentes de distribuição, garantido o repasse ao consumidor final.
14. Consoante Decreto nº 5.163/2004, art. 18, todos os agentes de distribuição, a partir de 1º de janeiro de 2006, deverão apresentar declaração ao Ministério de Minas e Energia, conforme prazos e condições estabelecidos em ato do Ministro de Estado de Minas e Energia, definindo os montantes a serem contratados por meio dos leilões, a que se refere o art. 19 do Decreto, para recebimento da energia elétrica no centro de gravidade de seus submercados e atendimento à totalidade de suas cargas.
15. Em função do Decreto nº 5.163/2004, art. 24, cada agente de distribuição poderá contratar energia elétrica correspondente ao seu montante de reposição e à recuperação de mercado.
16. Entende-se por montante de reposição a quantidade de energia elétrica decorrente: (i) do vencimento de contratos de compra de energia elétrica da distribuidora no ano “A-1”; e (ii) da redução da quantidade contratada pela distribuidora no ano “A” em relação ao ano “A-1”. Entende-se por recuperação de mercado o somatório do montante de reposição não contratado nos cinco anos anteriores ao ano de realização do leilão.
17. Não integram o montante de reposição as reduções referidas no art. 29 do Decreto nº 5.163/2004 e o vencimento de contratos celebrados por meio de leilões de ajuste referidos no art. 26.

Assunto	Submódulo	Revisão	Data de Vigência
REGRAS DE REPASSE DOS PREÇOS DE CONTRATOS DE COMPRA DE ENERGIA	6.1	1.0	28/03/2016

18. Conforme Decreto nº 5.163/2004, art. 36, inciso VI, o repasse é integral para os valores de aquisição de energia dos leilões proveniente de fontes alternativas e dos leilões nos anos A-5, A-6 e A-7 com energia proveniente de projetos de geração indicados por Resolução do CNPE e aprovada pelo Presidente da República.
19. Somente serão considerados, para fins de repasse, os contratos registrados, aprovados ou homologados pela ANEEL.

4.3. VARIÁVEIS DE CÁLCULO

20. O valor anual de referência, VR , utilizado para definir o repasse às tarifas dos consumidores finais dos custos de aquisição de energia elétrica previstos no Decreto nº 5.163/2004, é calculado e homologado pela Aneel.
21. O VR_i , para o ano de início de suprimento i , representa a média dos preços dos LEN "A - 6", "A - 5", "A - 4" e "A - 3" que possuem vigência no ano em questão, ponderada pela energia contratada em cada um dos leilões.
22. O valor do VR_i^n , normalizado pelo número índice do indicador de correção monetária aplicado aos contratos dos leilões, usado em diversas regras para definição do preço máximo de repasse, é dado por:

$$VR_i^n = \frac{VL6_i}{NICM6} \times Q6_i + \frac{VL5_i}{NICM5} \times Q5_i + \frac{VL4_i}{NICM4} \times Q4_i + \frac{VL3_i}{NICM3} \times Q3_i \quad (1)$$

$$Q6_i + Q5_i + Q4_i + Q3_i$$

onde:

VR_i^n : valor de referência para o ano de início de suprimento i , normalizado pelo número índice do indicador de correção monetária;

$VL6_i$: valor médio de aquisição nos leilões de compra de energia elétrica proveniente de novos empreendimentos de geração realizados no ano "A - 6", ponderado pelas respectivas quantidades adquiridas para início de suprimento no ano i ;

$Q6_i$: quantidade total, expressa em MWh por ano, adquirida nos leilões de compra de energia elétrica proveniente de novos empreendimentos de geração, realizados no Ano "A - 6";

$NICM6$: número índice do indicador de correção monetária empregado nos novos empreendimentos de geração realizados no ano "A - 6" na data base do cálculo de $VL6_i$;

$VL5_i$: valor médio de aquisição nos leilões de compra de energia elétrica proveniente de novos empreendimentos de geração realizados no ano "A - 5", ponderado pelas respectivas quantidades adquiridas para início de suprimento no ano i ;

$Q5_i$: quantidade total, expressa em MWh por ano, adquirida nos leilões de compra de energia elétrica proveniente de novos empreendimentos de geração, realizados no Ano "A - 5";

$NICM5$: número índice do indicador de correção monetária empregado nos novos

Assunto	Submódulo	Revisão	Data de Vigência
REGRAS DE REPASSE DOS PREÇOS DE CONTRATOS DE COMPRA DE ENERGIA	6.1	1.0	28/03/2016

empreendimentos de geração realizados no ano "A – 5" na data base do cálculo de $VL5_i$;
 $VL4_i$: valor médio de aquisição nos leilões de compra de energia elétrica proveniente de novos empreendimentos de geração realizados no ano "A - 4", ponderado pelas respectivas quantidades adquiridas para início de suprimento no ano i ;

$Q4_i$: quantidade total, expressa em MWh por ano, adquirida nos leilões de compra de energia elétrica proveniente de novos empreendimentos de geração, realizados no Ano "A - 4";

$NICM4$: número índice do indicador de correção monetária empregado nos novos empreendimentos de geração realizados no ano "A – 4" na data base do cálculo de $VL4_i$;

$VL3_i$: valor médio de aquisição nos leilões de compra de energia elétrica proveniente de novos empreendimentos de geração realizados no ano "A - 3", ponderado pelas respectivas quantidades adquiridas para início de suprimento no ano i ;

$NICM3$: o número índice do indicador de correção monetária empregado nos novos empreendimentos de geração realizados no ano "A – 3" na data base do cálculo de $VL3_i$; e

$Q3_i$: quantidade total, expressa em MWh por ano, adquirida nos leilões de compra de energia elétrica proveniente de novos empreendimentos de geração, realizados no ano "A - 3".

23. Como se emprega índices de correção monetária, tanto nos contratos de LEE quanto nos de LEN, **os valores monetários serão normalizados** por número índice, para facilitar os cálculos para as diferentes datas base.
24. Conforme Decreto nº 5.163/2004, art. 36, sempre que for necessário, será aplicado o VR_i , vigente no ano de início da entrega da energia contratada e, para garantir a manutenção do seu valor econômico, aplicar-se-á índice de correção monetária previsto nos CCEAR, tendo janeiro como mês de referência:

$$VR_a = VR_i^n \times NICM_{dez,a-1} \quad (2)$$

onde:

VR_a : valor anual de referência atualizado para o ano a do mês de competência para apuração da CVA;

$NICM_{dez,a-1}$: número índice do indicador de correção monetária, previsto nos CCEAR, do mês de dezembro do ano anterior ao de competência para apuração da CVA.

25. Em determinadas regras de repasse, utiliza-se o valor da declaração de necessidade de montantes a serem contratados por meio de leilões, de que trata o Decreto nº 5.163/2004, art. 18.
26. Para fins deste regulamento, a declaração de necessidade é definida como $DN_{a,e}^{k \in \{A-3, A-4\}}$; em que k é a modalidade, a o ano da declaração e e é a distribuidora.
27. A carga da empresa, contabilizada na CCEE, para o ano k em relação ao de suprimento i é $C_{i,e}^{k \in \{A-5\}}$; em que i é o ano de referência e e é a distribuidora.

Assunto	Submódulo	Revisão	Data de Vigência
REGRAS DE REPASSE DOS PREÇOS DE CONTRATOS DE COMPRA DE ENERGIA	6.1	1.0	28/03/2016

28. Para os LEN, os montantes devem ser discriminados da seguinte forma:

- (i) Montantes consolidados, M , para a empresa e , por modalidade, “A – 3”, “A – 4”, “A – 5” ou “A – 6”, resultantes dos diferentes leilões com início do suprimento no ano i .

$$M_{i,e}^{k \in \{A-3, A-4, A-5, A-6\}} = \sum MLEN_{i,k,e} \quad (7)$$

onde:

$MLEN_{i,k,e}$: montante de energia contratada no leilão de energia nova para a empresa e , com início de suprimento no ano i , relativo às modalidades k (“A – 3”, “A – 4”, “A – 5” ou “A – 6”).

- (ii) Montantes consolidados, após frustrações, MF , para a empresa e , por modalidade, “A – 3”, “A – 4”, “A – 5” ou “A – 6”, resultantes dos diferentes leilões com início do suprimento no ano i .

$$MF_{i,e}^{k \in \{A-3, A-4, A-5, A-6\}} = \sum MFLEN_{i,k,e} \quad (8)$$

onde:

$MFLEN_{i,k,e}$: montante de energia contratada no leilão de energia nova, após frustrações, para a empresa e , com início de suprimento no ano i , relativo às modalidades k (“A – 3”, “A – 4”, “A – 5” ou “A – 6”).

5. CONDIÇÕES ESPECÍFICAS

5.1. LEILÃO DE ENERGIA EXISTENTE

29. O Decreto nº 5.163/2004, art. 36, inciso III, determina o repasse integral dos custos com aquisição referentes aos Leilões de Energia Existente – LEE. Assim, tem-se que:

$$PR_{j,v}^n = \frac{P_{j,v}}{NICMP_j} \quad (9)$$

onde:

$PR_{j,v}^n$: preço de repasse normalizado associado ao produto j e vendedor v do leilão;

$P_{j,v}$: preço associado ao produto j e vendedor v do leilão; e

$NICMP_j$: número índice do indicador de correção monetária na data base do cálculo de $P_{j,v}$.

Assunto	Submódulo	Revisão	Data de Vigência
REGRAS DE REPASSE DOS PREÇOS DE CONTRATOS DE COMPRA DE ENERGIA	6.1	1.0	28/03/2016

5.2. LEILÃO DE AJUSTE

30. O repasse do preço dos Leilões de Ajuste – LA –, conforme Decreto nº 5.163/2004, art. 36, inciso IV, com redação dada pelo decreto nº 8.379, de 15 de dezembro de 2014, é dado pela seguinte fórmula:

$$PR_{LA}^m = \text{máximo}(SMA_VR; \overline{CMOP}_{LA}^m) \quad (16)$$

onde:

PR_{LA}^m : preço de repasse do LA no mês m ;

SMA_VR : média móvel de cinco anos do VR atualizado; e

\overline{CMOP}_{LA}^m : média estimada dos Custos Marginais de Operação - CMO futuros do submercado de entrega da energia, limitados aos Preços de Liquidação das Diferenças - PLD mínimos e máximos, referentes aos períodos de suprimento dos contratos negociados, calculados com base na configuração do Plano Mensal da Operação - PMO do Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS.

31. Para os LA, trabalha-se com valores não normalizados de preço. Caso haja regra de atualização, deverão ser respeitados os critérios definidos no respectivo contrato.

5.3. CONTRATAÇÃO POR AGENTE DE DISTRIBUIÇÃO INFERIOR A 500 GWH/ANO – CHAMADA PÚBLICA

32. Quando a contratação de energia for adquirida mediante processo de licitação promovido por agente de distribuição que tenha mercado inferior a 500 GWh/ano, de acordo com o Decreto nº 5.163/2004, art. 45, o repasse será limitado ao custo de aquisição da energia proveniente de seu respectivo supridor local, com tarifas reguladas pela ANEEL.

$$PR_{<500GWh}^m = \text{mín}(TS^m; P_{<500GWh}^m) \quad (17)$$

onde:

$PR_{<500GWh}^m$: Preço de repasse da energia contratada por meio de licitação de chamada pública, realizada por agentes de distribuição com mercado inferior a 500 GWh/ano, em R\$/MWh, no mês m ;

TS^m : Tarifa de Suprimento do supridor local, em R\$/MWh, definido em resolução da ANEEL, vigente no mês m ; e

$P_{<500GWh}^m$: Preço da energia contratada por meio de licitação de chamada pública, realizada por agentes de distribuição com mercado inferior a 500 GWh/ano, em R\$/MWh, no mês m .

Assunto	Submódulo	Revisão	Data de Vigência
REGRAS DE REPASSE DOS PREÇOS DE CONTRATOS DE COMPRA DE ENERGIA	6.1	1.0	28/03/2016

5.4. GERAÇÃO DISTRIBUÍDA – CHAMADA PÚBLICA

33. Na contratação da geração distribuída prevista na alínea a do inciso II do § 8o do art. 2º da Lei nº 10,848/2004, a Aneel autorizará o repasse integral dos custos de aquisição de energia elétrica pelos agentes de distribuição para a tarifa de seus consumidores finais, até o maior valor entre o Valor Anual de Referência – VR e o Valor Anual de Referência Específico – VRES.
34. O Valor Anual de Referência Específico – VRES será calculado pela Empresa de Pesquisa Energética – EPE, considerando condições técnicas e fonte da geração distribuída, e será aprovado pelo Ministério de Minas e Energia.
35. Os preços tetos dos VRES serão atualizados anualmente pelo IPCA, enquanto não forem estabelecidos novos valores por nova Portaria do Ministério de Minas e Energia.”
36. Por sua vez o repasse do custo de Geração Distribuída contratada através de chamada pública, conforme Decreto nº 5.163/2004, art. 36, inciso V, é dado pela seguinte fórmula:

$$PRB_{GD_CP}^m = \min(\max(VR_a; VRES_a); P_{GD_CP}^m) \quad (18)$$

onde:

$PRB_{GD_CP}^m$: preço de repasse antes de ressarcimentos por indisponibilidade ou atraso da geração distribuída contratada através de chamada pública no mês m ;

VR_a : valor anual de referência atualizado para o ano a do mês de competência para apuração da CVA; e

$VRES_a$: valor anual de referência específico atualizado para o ano a do mês de competência para apuração da CVA; e

$P_{GD_CP}^m$: preço da geração distribuída contratada por chamada pública no mês m .

37. Para a geração distribuída contratada por chamada pública, trabalha-se com valores não normalizados de preço. Caso haja atualização de preços, devem ser observadas as regras de atualização definidas no contrato de geração distribuída.
38. De acordo com o Decreto nº 5.163/2004, art. 15, o contrato de compra e venda de energia elétrica proveniente de geração distribuída deverá prever, em caso de atraso do início da operação comercial ou de indisponibilidade da unidade geradora, a aquisição de energia no mercado de curto prazo pelo agente de distribuição.
39. As eventuais reduções de custos de aquisição de energia elétrica decorrente de atraso do início da operação comercial ou de indisponibilidade da unidade geradora

Assunto	Submódulo	Revisão	Data de Vigência
REGRAS DE REPASSE DOS PREÇOS DE CONTRATOS DE COMPRA DE ENERGIA	6.1	1.0	28/03/2016

deverão ser consideradas no repasse às tarifas dos consumidores finais com vistas à modicidade tarifária, vedado o repasse de custos adicionais.

40. Há duas situações possíveis: atraso para entrada em operação e indisponibilidade.
41. Caso a unidade de geração da central de geração esteja **indisponível**, o preço de repasse será dado por:

$$PR_{GD_CP}^m = \frac{(PRB_{GD_CP}^m + PRI_{GD_CP}^m) \times MI + PRB_{GD_CP}^m \times (MC - MI)}{MC} \quad (19)$$

onde:

$PR_{GD_CP}^m$: Preço de repasse da energia contratada por meio de licitação de chamada pública, realizada por agentes de distribuição, em R\$/MWh, no mês m ;

MI : parcela do contrato de energia de geração distribuída indisponível, em MWm; e

MC : montante do contrato de energia de geração distribuída, em MWm.

42. O cálculo do valor do preço de repasse por indisponibilidade, PRI , deve observar os seguintes critérios (REN/ANEEL 614, de 03 de junho de 2014):
- (i) **Se a energia for adquirida pela distribuidora**: o preço de repasse por indisponibilidade deve ser o menor valor entre o PLD médio do mês e o preço da energia do contrato de compra original;

$$PRI_{GD_CP}^m = \min(\overline{PLD}; PRB_{GD_CP}^m) \quad (20)$$

onde:

\overline{PLD} : valor médio mensal do PLD do submercado de entrega de energia associado ao montante do contrato de venda original de geração distribuída adquirida pela distribuidora no mercado de curto prazo para o faturamento referente ao mês m .

- (ii) **Se a energia for adquirida por contratos de compra**: menor valor entre o PLD médio do mês e o preço da energia do contrato de compra original considerando fator de redução, FR .

$$PRI_{GD_CP}^m = \min(\overline{PLD}; PRB_{GD_CP}^m \times FR) \quad (21)$$

onde:

FR : fator de redução de indisponibilidade; igual a 0,75 se a indisponibilidade for de até 12 meses; igual a 0,5 se a indisponibilidade for superior a 12 meses.

43. A informação dos dados necessários para cálculo dos preços de repasse por indisponibilidade, $PRI_{GD_CP}^m$, conforme regras dispostas na REN nº 614/2014, será dada pela CCEE.

Assunto	Submódulo	Revisão	Data de Vigência
REGRAS DE REPASSE DOS PREÇOS DE CONTRATOS DE COMPRA DE ENERGIA	6.1	1.0	28/03/2016

44. Caso a CCEE não informe os dados necessários para cálculo do preço de repasse ou os preços de repasse, $PR_{GD_CP}^m$, emprega-se o **PLD médio do mês** como preço de repasse efetuando-se o ajuste financeiro quando as informações forem disponibilizadas, no processo tarifário subsequente.
45. Caso unidade de geração da central de geração esteja com **atraso** para operação comercial, o preço de repasse será dado por:

$$PR_{GD_CP}^m = \frac{(PR_{GD_CP}^m + PRA_{GD_CP}^m) \times MA + PR_{GD_CP}^m \times (MC - MA)}{MC} \quad (22)$$

onde:

$PR_{GD_CP}^m$: preço de repasse antes de ressarcimentos por indisponibilidade ou atraso da geração distribuída contratada através de chamada pública no mês m ;

$PRA_{GD_CP}^m$: parcela de ajuste por atraso em operação comercial para o preço de repasse da geração distribuída bruta contratada através de chamada pública, em R\$/MWh, no mês m ;

MA : parcela do contrato de energia de geração distribuída em atraso, em MWh; e

MC : montante total do contrato de energia de geração distribuída.

46. A parcela de ajuste por atraso na operação comercial, $PRA_{GD_CP}^m$, é obtida conforme regras descritas na seção 5.4.1 deste submódulo.

5.4.1. Parcela de ajuste por atraso em operação comercial

47. O preço de repasse deve observar o marco temporal determinado pela REN nº 595/2013, que é fevereiro de 2014.
48. Para os **preços de repasse com competências anteriores a 2014**, a parcela de ajuste por atraso na operação comercial, $PRA_{GD_CP}^m$, é dada pela aplicação das regras definidas na REN nº 595/2013, art. 4º. Tem-se que:
- (i) **para os três primeiros meses**: caso o vendedor não apresente os contratos de compra para garantir o contrato de venda original, deve-se repassar o menor valor entre o PLD e o preço da energia no contrato de compra original.

$$PRA_{GD_CP}^m = \min(\overline{PLD}; PR_{GD_CP}^m) \quad (23)$$

onde:

1. $PRA_{GD_CP}^m$: parcela de ajuste por atraso em operação comercial para o preço de repasse da geração distribuída bruta contratada através de chamada pública, em R\$/MWh, no mês m ;

Assunto	Submódulo	Revisão	Data de Vigência
REGRAS DE REPASSE DOS PREÇOS DE CONTRATOS DE COMPRA DE ENERGIA	6.1	1.0	28/03/2016

(ii) a partir da celebração do contrato de compra de energia de garantia ou após os três primeiros meses, tem-se que:

$$PRA_{GD_CP}^m = \min(1,1 \times \overline{PLD}; VCE; CVU; (1 - FR) \times PRB_{GD_CP}^m) \quad (24)$$

onde:

VCE: valor do contrato de compra de energia de garantia informado pela CCEE para o faturamento referente ao mês *m*; e

CVU: custo variável de geração ou de disponibilização da energia informado pela CCEE, em caso de empreendimento termelétrico.

49. Para os **preços de repasse com competências a partir de 2014**, a parcela de ajuste por atraso na operação comercial será determinada pela CCEE e informada mensalmente a SGT.
50. Caso a CCEE não informe os dados necessários para cálculo dos preços de repasse das usinas com atraso na operação comercial, emprega-se o **PLD médio do mês**, devendo ser efetuado ajuste financeiro no processo tarifário subsequente após a disponibilização das informações.

5.5. LEILÃO DE ENERGIA NOVA

51. As regras de repasse dos LEN foram definidas no Decreto nº 5.163/2004, mas houve alterações em função da publicação do Decreto nº 9.143/2017. Assim, para os LEN, o repasse dar-se-á conforme a data de cada um dos contratos.
52. O repasse do valor de aquisição da energia elétrica dos leilões de compra de energia elétrica proveniente de novos empreendimentos realizados nos anos “A – 5” e “A – 6”, conforme Decreto nº 5.163/2004, art. 36, inciso I, é repasse integral.

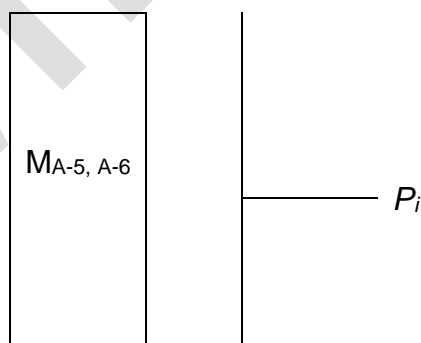


Figura 2 – Representação do efeito das regras de repasse sobre o montante de aquisição de energia em “A – 5” e “A – 6” ($M_{A-5,A-6}$) no qual é valorado pelo preço do leilão.

Assunto	Submódulo	Revisão	Data de Vigência
REGRAS DE REPASSE DOS PREÇOS DE CONTRATOS DE COMPRA DE ENERGIA	6.1	1.0	28/03/2016

53. O repasse nos leilões de compra de energia elétrica proveniente de novos empreendimentos realizados nos anos “A – 3” e “A – 4”, conforme Decreto nº 5.163/2004, art. 36, inciso II, deve-se observar:
- Repasse integral dos custos de aquisição do montante da energia elétrica correspondente a 2% por cento da carga do agente de distribuição comprador verificada no ano “A-5”, acrescido da diferença, se positiva, entre o montante total contratado nos leilões “A-3” e “A-4” ocorridos durante o ano e o montante decorrente da Declaração de Necessidade do agente para esses leilões;
 - Repasse ao menor valor entre a média ponderada pela energia de VL6 e VL5 e a média ponderada pela energia de VL4 e VL3, ambos corrigidos monetariamente, para a parcela adquirida que exceder os montantes referidos na alínea (i).

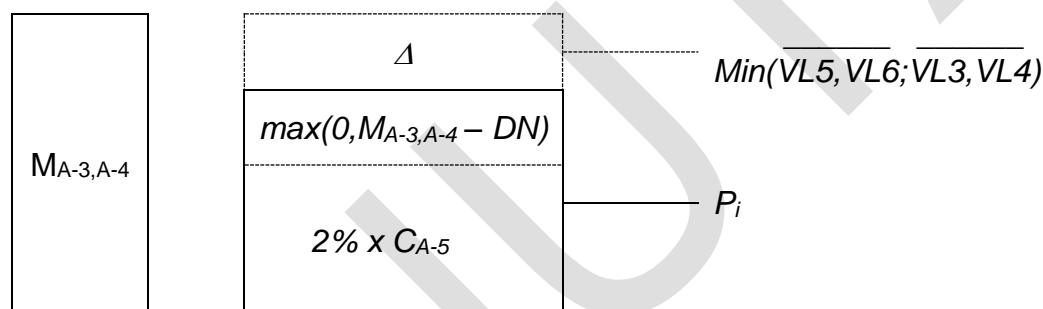


Figura 3 – Representação do efeito das regras de repasse sobre o montante de aquisição de energia em “A – 3” e “A – 4” ($M_{A-3,A-4}$), no qual até 2% da carga acrescida da diferença, se positiva, entre o montante total contratado nos leilões “A-3” e “A-4” ocorridos durante o ano e o montante decorrente da Declaração de Necessidade do agente, DN, para esses leilões é valorado pelo preço do leilão atualizado e o excedente é valorado pelo menor valor entre a média ponderada de VL5, VL6 e VL3, VL4.

5.5.1. Regras algébricas para determinação dos montantes

54. O montante, em MWm, da modalidade “A – 3” e “A – 4”, cujo repasse é realizado ao menor valor entre o $\overline{VL5VL6}$ e $\overline{VL3VL4}$, é dado pela aplicação da seguinte regra:

$$\begin{aligned}
 M_{\min VL5VL6, VL3VL4} &= \max \left\{ 0; M_{i,e}^{A-3,A-4} - \left(0,02 \times C_{i,e}^{A-5} + \max(0, M_{i,e}^{A-3,A-4} - DN_{i,e}^{A-3,A-4}) \right) \right\} \quad (35)
 \end{aligned}$$

5.5.2. Parcela de repasse

55. O preço de repasse, em R\$/MWh, é dado por:

Assunto	Submódulo	Revisão	Data de Vigência
REGRAS DE REPASSE DOS PREÇOS DE CONTRATOS DE COMPRA DE ENERGIA	6.1	1.0	28/03/2016

$$PR_{j,v} = PRB_{j,v}^n \times NICMP_d + PCD_{j,v}^m + PRACG_{j,v}^m \quad (46)$$

onde:

$PR_{j,v}$: preço de repasse para o produto j e vendedor v ;

$PRB_{j,v}^n$: parcela de repasse bruta normalizada para o produto j e vendedor v ;

$NICMP_d$: número índice para correção monetária na data base d para os contratos da modalidade k ;

$PCD_{j,v}^m$: parcela de efeito de contratação de disponibilidade mais ressarcimentos para o mês m , associado ao produto j e vendedor v ;

$PRACG_{j,v}^m$: parcela de preço de usina em atraso para o mês m , associado ao produto j e vendedor v .

56. A parcela de repasse bruta, PRB , desconsidera o efeito do risco hidrológico e dos atrasos das centrais de geração:

$$PRB_{j,v}^n = \left(\frac{P_{j,v}}{NICMP_j} \times MI_{i,e}^k + \overbrace{VR_i^n \times MVR_{i,e}^k}^{T2} + \underbrace{\min \left(\frac{VL5VL6_l}{NICM5,6}, \frac{VL3VL4_l}{NICM3,4} \right)}_{T3} \times MMinVL5VL6, VL3VL4_{i,e} \right) \times \frac{1}{MF_{i,e}^k} \quad (47)$$

| $MF_{i,e}^k = (MI_{i,e}^k + MVR_{i,e}^k + MMinVL5VL6, VL3VL4_{i,e}^k)$

onde:

i : ano de início de suprimento do produto j e vendedor v ;

k : modalidade de contratação, "A - 3", "A - 4", "A - 5" ou "A - 6";

$PRB_{j,v}^n$: parcela de repasse bruta normalizada para o produto j e vendedor v ;

$MI_{i,e}^k$: montante, MWm, referente ao repasse integral da modalidade k , com início de suprimento em i , para a empresa e ;

$MVR_{i,e}^k$: montante, MWm, referente ao repasse pelo VR da modalidade k , com início de suprimento em i , para a empresa e ;

$MMinVL5VL6, VL3VL4_{i,e}$: montante, MWm, referente ao repasse pelo menor valor entre a média ponderada de VL5 e VL6 e a média ponderada de VL3 e VL4 da modalidade "A - 3" e "A - 4", com início de suprimento em i , para a empresa e ;

$MF_{i,e}^k$: montante após frustrações, MWm, referente à modalidade k , com início de suprimento em i , para a empresa e .

Assunto	Submódulo	Revisão	Data de Vigência
REGRAS DE REPASSE DOS PREÇOS DE CONTRATOS DE COMPRA DE ENERGIA	6.1	1.0	28/03/2016

57. A **parcela T1** refere-se ao montante cujo repasse deve ser o preço integral do contrato e depende das condições apresentadas nos itens **Erro! Fonte de referência não encontrada.** e **Erro! Fonte de referência não encontrada..**
58. A **parcela T2** refere-se ao montante cujo repasse deve ser efetuado ao valor de VR e depende das condições apresentadas nos itens **Erro! Fonte de referência não encontrada.** e **Erro! Fonte de referência não encontrada..**
59. A **parcela T3** refere-se aos volumes superiores à sua declaração de necessidade cujo repasse deve ser feito ao menor valor entre a média ponderada de VL5 e VL6 e a média ponderada de VL3 e VL4 e depende das condições apresentadas nos itens **Erro! Fonte de referência não encontrada.** e **Erro! Fonte de referência não encontrada..**
60. Os montantes de cada parcela de repasse, em MWm, são normalizados pelo resultado do LEN uma vez que o montante é alocado ao longo dos meses do ano em acordo com as Regras de Comercialização, permitindo segregar todas as parcelas de demanda mensais nos seus diferentes componentes.
61. Para os LEN, a parcela de repasse bruta, **após desnormalização**, deve ser alterada em função dos efeitos dos riscos hidrológicos e do mercado de curto prazo, para os contratos de disponibilidade somente, e os atrasos da entrada em operação comercial de unidades de geração de centrais de geração, para os contratos de disponibilidade e quantidade.
62. Se a entrada em operação comercial de uma unidade de uma central de geração estiver atrasada, deve-se considerar as informações da CCEE.
63. Para os LEN considera-se que os preços empregados nas regras de repasse são **desnormalizados** com referência a dezembro do ano anterior ao do mês de competência, $NICMP_d$.
- 5.6. CONTRATO BILATERAL ANTERIOR À LEI 10.848/2004**
64. De acordo com o Decreto 5.163/2004, art. 37, ficam mantidas as normas para cálculo do repasse dos custos de aquisição da energia elétrica proveniente de contratos celebrados até 16 de março de 2004.
65. Os procedimentos de repasse devem respeitar as condições existentes à época em que foram firmados e terão validade durante a vigência destes contratos. Os critérios foram definidos por meio da publicação dos seguintes atos:

Assunto	Submódulo	Revisão	Data de Vigência
REGRAS DE REPASSE DOS PREÇOS DE CONTRATOS DE COMPRA DE ENERGIA	6.1	1.0	28/03/2016

- (i) Resolução nº 22/2001 (revogada pela Resolução nº 248/2002),
- (ii) Resolução nº 256/2001 (revogada pela Resolução nº 248/2002),
- (iii) Resolução nº 248/2002,
- (iv) Resolução nº 487/2002 (altera a Resolução nº 248/2002),
- (v) Resolução nº 488/2002; e
- (vi) Notas Técnicas nº 23/2003-SEM/ANEEL e nº 81/2003-SEM/ANEEL.

5.6.1. Resolução nº 22/2001

66. Para os contratos bilaterais aprovados pela Aneel conforme regras estabelecidas na Resolução nº 22/2001, os preços de repasse são obtidos conforme fórmulas a seguir:

$$\text{Se: } P_i \geq 1,15 \times VN_i \quad \text{Tem-se que:} \quad PR_i = 1,115 \times VN_i \quad (48)$$

$$\text{Se: } 1,1 \times VN_i \leq P_i < 1,15 \times VN_i \quad \text{Tem-se que:} \quad PR_i = 0,5 \times P_i + 0,54 \times VN_i \quad (49)$$

$$\text{Se: } 1,05 \times VN_i \leq P_i < 1,1 \times VN_i \quad \text{Tem-se que:} \quad PR_i = 0,8 \times P_i + 0,21 \times VN_i \quad (50)$$

$$\text{Se: } 0,95 \times VN_i \leq P_i < 1,05 \times VN_i \quad \text{Tem-se que:} \quad PR_i = P_i \quad (51)$$

$$\text{Se: } 0,9 \times VN_i \leq P_i < 0,95 \times VN_i \quad \text{Tem-se que:} \quad PR_i = 0,8 \times P_i + 0,19 \times VN_i \quad (52)$$

$$\text{Se: } 0,85 \times VN_i \leq P_i < 0,9 \times VN_i \quad \text{Tem-se que:} \quad PR_i = 0,5 \times P_i + 0,46 \times VN_i \quad (53)$$

$$\text{Se: } P_i < 0,85 \times VN_i \quad \text{Tem-se que:} \quad PR_i = 0,885 \times VN_i \quad (54)$$

onde:

P_i : Preço da energia relativa ao contrato bilateral i , em R\$/MWh;

PR_i : Preço de repasse da energia relativa ao contrato bilateral i , em R\$/MWh; e

VN_i : Valor Normativo a ser aplicado na regra de repasse do contrato bilateral i , em R\$/MWh.

67. Os valores do Valor Normativo, VN , para cada contrato de compra de energia vigente em junho de 2001 estão descritos na Tabela a seguir:

Assunto REGRAS DE REPASSE DOS PREÇOS DE CONTRATOS DE COMPRA DE ENERGIA	Submódulo 6.1	Revisão 1.0	Data de Vigência 28/03/2016
--	-------------------------	-----------------------	---------------------------------------

Tabela 1 – Valores Normativos

FONTE	VN0
Competitiva	72,35
Termelétrica a Carvão	74,86
Pequena Central Hidrelétrica – PCH	79,29
Termelétrica Biomassa e Resíduo	89,86
Usina Eólica	112,21
Usina Solar Fotovoltaica	264,12

68. O Valor Normativo é atualizado para o mês anterior ao processo tarifário, conforme fórmula a seguir:

$$VN_i = VN0_i \times \left(K1_i \times \frac{IGPM1_i}{IGPM0_i} + K2_i \times \frac{COMB1_i}{COMB0_i} + K3_i \times \frac{IVC1_i}{IVC0_i} \right) \quad (55)$$

onde:

VN_1 : Valor Normativo atualizado para o mês do último reajuste do contrato bilateral i até a Data do Reajuste;

$VN0_i$: Valor Normativo vigente em janeiro de 2001;

$K1_i$: fator de ponderação do índice IGP-M, definindo no contrato bilateral i ;

$K2_i$: fator de ponderação do índice de combustíveis, definindo no contrato bilateral i ;

$K3_i$: fator de ponderação do índice de variação cambial, definindo no contrato bilateral i ;

$IGPM1_i$: valor acumulado do índice IGP-M até o mês anterior a data de atualização do VN;

$IGPM0_i$: 1,000;

$COMB1_i$: preço do gás natural vigente no mês anterior a data de atualização do VN;

$COMB0_i$: preço do gás natural vigente em janeiro de 2001;

$IVC1_i$: média da cotação de venda do dólar norte-americano, divulgada pelo Banco Central do Brasil, no mês anterior a data de atualização do VN;

$IVC0_i$: R\$ 1,9633/US\$;e

i : contrato bilateral i .

69. Os fatores de ponderação, $K1$, $K2$ e $K3$, estão estabelecidos em cada contrato bilateral aprovado pela ANEEL, devendo respeitar os valores mínimos descritos na Tabela a seguir.

Assunto REGRAS DE REPASSE DOS PREÇOS DE CONTRATOS DE COMPRA DE ENERGIA	Submódulo 6.1	Revisão 1.0	Data de Vigência 28/03/2016
---	--------------------------------	------------------------------	--

Tabela 2 – Valor mínimo para $K1$, definido na Resolução 22/2001

FONTE	$K1$ (mínimo)
Competitiva	0,25
Termelétrica a Carvão	0,25
Pequena Central Hidrelétrica – PCH	0,25
Termelétrica Biomassa e Resíduo	0,25
Usina Eólica	0,25
Usina Solar Fotovoltaica	0,25

5.6.2. Resolução nº 256/2001

70. A Resolução nº 256/2001 estabeleceu os valores normativos para as centrais termelétricas com geração a gás natural, amparadas pela Portaria Interministerial MME/MF nº 176/2001 (usinas integrantes do Programa Prioritário de Termelétricidade – PPT), vinculados aos valores definidos na Resolução nº 22/2001, conforme Tabela a seguir.

Tabela 4 – Valor Normativo definido pela Resolução 256/2001

FONTE	$VN0$ (R\$/MWh)	$K1$ (mínimo)
Central Termelétrica a Gás Natural >350 MW	91,06	0,25
Central Termelétrica a Gás Natural ≤ 350 MW	106,40	0,25

5.6.3. Resolução nº 248/2002

71. A Resolução nº 248/2002, com redação alterada pela Resolução nº 487/2002, atualizou os procedimentos para o cálculo dos limites de repasse dos preços de compra de energia elétrica.
72. Os contratos bilaterais aprovados sob os critérios definidos na Resolução 248/2002 deverão considerar o Valor Normativo como limite superior, conforme regras descritas a seguir:

$$\text{Se: } P_i \geq VN_i, \quad \text{Tem-se que:} \quad PR_i = VN_i \quad (56)$$

$$\text{Se: } P_i < VN_i, \quad \text{Tem-se que:} \quad PR_i = P_i \times \left(1 + \frac{VN_i - P_i}{4 \times VN_i}\right) \quad (57)$$

onde:

P_i : Preço da energia relativa ao contrato bilateral i , em R\$/MWh;

PR_i : Preço de repasse da energia relativa ao contrato bilateral i , em R\$/MWh; e

VN_i : Valor Normativo a ser aplicado na regra de repasse do contrato bilateral i , em R\$/MWh.

Assunto	Submódulo	Revisão	Data de Vigência
REGRAS DE REPASSE DOS PREÇOS DE CONTRATOS DE COMPRA DE ENERGIA	6.1	1.0	28/03/2016

73. O Valor Normativo é atualizado para o mês anterior ao processo tarifário, conforme fórmula a seguir:

$$VN_i = VN0_i \times \left(F1_i \times \frac{IGPM1_i}{IGPM0_i} + F2_i \times \frac{IVC1_i}{IVC0_i} \right) \quad (58)$$

onde:

VN_1 : Valor Normativo atualizado para o mês do último reajuste do contrato bilateral i até a Data do Reajuste;

$VN0_i$: Valor Normativo vigente em janeiro de 2001;

$F1_i$: fator de ponderação do índice IGP-M, definindo no contrato bilateral i ;

$F2_i$: fator de ponderação do índice de variação cambial, definindo no contrato bilateral i ;

$IGPM1_i$: valor acumulado do índice IGP-M até o mês anterior a data de atualização do VN;

$IGPM0_i$: 1,000;

$IVC1_i$: média da cotação de venda do dólar norte-americano, divulgada pelo Banco Central do Brasil, no mês anterior a data de atualização do VN;

$IVC0_i$: R\$ 1,9633/US\$;

i : contrato bilateral i .

74. O Valor Normativo único, representativo de fonte competitiva, foi definido conforme:

Tabela 5 – Valor Normativo para fonte competitiva, definido pela Resolução nº 248/2001

VNO (R\$/MWh)	K1 (mínimo)
72,35	0,25

5.6.4. Nota técnica nº 23/2003-SEM/ANEEL

75. O preço de repasse para os contratos bilaterais aprovados pela ANEEL conforme regras definidas na Nota Técnica nº 23/2003-SEM/ANEEL é dado pela aplicação das seguintes etapas:

1: Definir a referência de preço de mercado e calcular os preços de referência com base no leilão (PML) para cada ano a partir de 2003;

2: Verificar se o contrato foi protocolado na ANEEL antes ou depois do leilão;

3: Se o contrato foi protocolado antes do leilão, comparar seu preço com a referência de mercado, se houver, e com o VN da fonte, estabelecendo como preço passível de repasse o que for menor;

4: Se o contrato foi protocolado após o leilão devem ser seguidas as seguintes etapas:

Assunto	Submódulo	Revisão	Data de Vigência
REGRAS DE REPASSE DOS PREÇOS DE CONTRATOS DE COMPRA DE ENERGIA	6.1	1.0	28/03/2016

a) se o contrato tem duração compreendida nos prazos dos contratos de leilão (máximo de seis anos) e o início do suprimento é durante o ano de 2003, seu limite de repasse são os próprios preços do leilão por submercado, da seguinte maneira:

- P2; se contrato é de até dois anos;
- P4: se o contrato tem entre três e quatro anos;
- P6: se o contrato tem entre cinco e seis anos;

Obs.:

P2 = preço do leilão para contrato de até dois anos;

P4 = preço do leilão para contrato de quatro anos;

P6 = preço do leilão para contrato de seis anos.

b) se o contrato está compreendido nos prazos dos contratos do leilão, mas o início do suprimento é a partir de janeiro de 2004, seu limite de repasse é o PML ou VN da respectiva fonte, o que for menor.

c) se o contrato é conforme (a), mas tem quantidade de energia crescente ou decrescente, seu preço passível de repasse é o PME ou o VN da fonte, o que for menor.

d) se o contrato tem duração maior do que seis anos, seu limite de repasse é o PMRM ou VN da fonte, o que for menor. O PMRM é a média ponderada (pelo número de anos) entre o PML e o VN.

5: Encaminhamento de correspondência para a SRE e SFF para as providências cabíveis;

6: Recebimento de correspondência da SRE informando as providências tomadas;

7: Correspondência para concessionárias descrevendo se o contrato foi homologado e qual o limite de repasse estabelecido;

8: Fim da análise

PREÇO DE REFERÊNCIA DE MERCADO - PML (SE)

Procedimentos de Regulação Tarifária

Assunto	Submódulo	Revisão	Data de Vigência
REGRAS DE REPASSE DOS PREÇOS DE CONTRATOS DE COMPRA DE ENERGIA	6.1	1.0	28/03/2016

6.1

Início	Duração (em anos)											
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
2003	55,00	55,00	65,07	70,11	79,04	84,99	89,24	92,43	94,91	98,89	98,52	99,87
2004	55,00	70,11	75,15	85,05	90,99	94,95	97,78	99,80	101,55	102,87	103,95	104,74
2005	85,22	85,22	95,06	99,98	102,94	104,74	104,74	104,74	104,74	104,74	104,74	104,74
2006	85,22	99,88	104,74	104,74	104,74	104,74	104,74	104,74	104,74	104,74	104,74	104,74
2007	104,74	104,74	104,74	104,74	104,74	104,74	104,74	104,74	104,74	104,74	104,74	104,74
2008	104,74	104,74	104,74	104,74	104,74	104,74	104,74	104,74	104,74	104,74	104,74	104,74

Início	Duração (em anos)											
	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
2003	101,01	101,89	102,84	103,59	104,24	104,74	104,74	104,74	104,74	104,74	104,74	104,74
2004	104,74	104,74	104,74	104,74	104,74	104,74	104,74	104,74	104,74	104,74	104,74	104,74
2005	104,74	104,74	104,74	104,74	104,74	104,74	104,74	104,74	104,74	104,74	104,74	104,74
2006	104,74	104,74	104,74	104,74	104,74	104,74	104,74	104,74	104,74	104,74	104,74	104,74
2007	104,74	104,74	104,74	104,74	104,74	104,74	104,74	104,74	104,74	104,74	104,74	104,74
2008	104,74	104,74	104,74	104,74	104,74	104,74	104,74	104,74	104,74	104,74	104,74	104,74

Preços	2 anos	4 anos	6 anos
mar03	55,00	70,11	84,99

VALOR NORMATIVO POR FONTE

n°	FONTE	VN R\$/MWh ¹	março/2003 ²
1	Competitiva	72,35	104,74
2	Termelétrica Carvão Nacional	74,86	
3	Pequena Central Hidrelétrica - PCH	79,29	114,79
4	Termelétrica Biomassa	89,86	130,09
5	Usina Eólica	112,21	162,45
6	Usina Solar Foto-voltáica	264,12	382,38

¹Referência janeiro de 2001²considerando K1=1 k2=0 e k3=0

7	maior 350 MW	91,06*	126,36*
8	menor igual 350 MW	106,4*	147,64*

¹Referência julho de 2001²considerando K1=1 k2=0 e k3=0

5.7. CONTRATO CELEBRADO NO SISTEMA ISOLADO

76. A Lei nº 12.111/2009, art. 3º, define que a Conta de Consumo de Combustíveis - CCC, de que trata o § 3º do art. 1º e o art. 8º da Lei nº 8.631, de 4 de março de 1993, passará a reembolsar, a partir de 30 de julho de 2009, o montante igual à diferença entre o custo total de geração da energia elétrica, para o atendimento ao serviço público de distribuição de energia elétrica nos Sistemas Isolados, e a valoração da quantidade correspondente de energia elétrica pelo custo médio da potência e energia comercializadas no Ambiente de Contratação Regulada – ACR – do Sistema Interligado Nacional – SIN –, conforme regulamento.

Assunto	Submódulo	Revisão	Data de Vigência
REGRAS DE REPASSE DOS PREÇOS DE CONTRATOS DE COMPRA DE ENERGIA	6.1	1.0	28/03/2016

77. Para fins de repasse às tarifas dos consumidores finais, o custo total de geração nos sistemas isolados incorrido mensalmente pela concessionária de distribuição será limitado ao custo médio da energia e potência comercializadas pelos agentes de distribuição no âmbito do ACR (*ACR médio*) publicado pela ANEEL por meio Despacho para cada ano civil.
78. Assim, o repasse dos custos com compra de energia para as distribuidoras do sistema isolado é dado conforme fórmula a seguir:

$$PR_{i;isolado}^m = \min(ACR \text{ médio}^m; CTG \text{ médio}^m) \quad (60)$$

onde:

$PR_{i;isolado}^m$: preço de repasse relativo ao contrato i , em R\$/MWh, no mês m ; e

$ACR \text{ médio}^m$: custo médio da energia e potência comercializadas pelos agentes de distribuição no âmbito do ACR, definido pela ANEEL por despacho, em R\$/MWh, vigente no mês m .

$CTG \text{ médio}^m$: custo total mensal de geração dos contratos com centrais de geração no Sistema Isolado, ou contratos ainda vigentes firmados antes da interligação.

5.8. ENERGIA ADQUIRIDA NO MERCADO DE CURTO PRAZO

79. O Decreto nº 5.163/2004, art. 42, estabelece que caso o agente de distribuição não atenda a obrigação de contratar a totalidade de sua carga, a energia elétrica adquirida no mercado de curto prazo da CCEE será repassada às tarifas dos consumidores finais ao menor valor entre o Preço de Liquidação de Diferenças - PLD e o VR.
80. O repasse dos custos de aquisição no mercado de curto prazo da CCEE é dado pelas seguintes regras:
- (i) Repasse integral para o montante de compra de energia limitado à exposição involuntária, calculada conforme critérios definidos na REN nº 453/2011; e
 - (ii) Repasse do menor valor entre o PLD e o VR na parcela que exceder ao montante de exposição involuntária.
81. O repasse dos custos com a energia liquidada no curto prazo é realizado no cálculo dos custos de Sobrecontratação de Energia e Exposição ao Mercado de Curto Prazo, de que trata o Submódulo 4.3 do PRORET.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL

RESOLUÇÃO NORMATIVA Nº , DE DE DE 2020

Alterar os Submódulos 4.2, 4.2 A, 4.3, 4.4, 4.4 A e 6.1 dos Procedimentos de Regulação Tarifária – PRORET.

O DIRETOR-GERAL DA AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL, no uso de suas atribuições regimentais, de acordo com deliberação da Diretoria, tendo em vista o disposto no art. 2º da Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996, o que consta no Processo nº 48500.006254/2018-64, e as contribuições recebidas na Audiência Pública nº 25/2019, realizada no período de 21 de junho de 2019 a 04 de agosto, resolve:

Art. 1º Alterar os Submódulos 4.2, 4.3, 4.4 e 6.1 dos Procedimentos de Regulação Tarifária – PRORET e excluir os Submódulos 4.2 A e 4.4 A do PRORET.

Parágrafo único. Os Submódulos de que tratam o caput estão disponíveis no endereço SGAN – Quadra 603 – Módulos I e J – Brasília – DF, bem como no endereço eletrônico www.aneel.gov.br.

Art. 2º Esta Resolução entra em vigor na data de sua publicação.

ANDRÉ PEPITONE DA NÓBREGA

RELATÓRIO

Aprimoramentos das metodologias de apuração dos componentes financeiros de que trata o Módulo 4 do PRORET

Relatório de Análise de Impacto Regulatório nº 01/2020-SGT/ANEEL

***Documento juntado à Nota Técnica nº 167/2020-SGT/SRM/ANEEL
Processo nº 48500.006254/2018-64***

Superintendência de Gestão Tarifária – SGT

***Brasília, 20/08/2020 – Versão Pós-Participação Pública (atualização do
Relatório de AIR nº 01/2019-SGT/ANEEL)***



P. 2 do Relatório de AIR nº 01/2020, de 21/08/2020.

Sumário Executivo

O objetivo desta Análise de Impacto Regulatório (AIR) é avaliar aprimoramento na regulação relativa à formação do preço de compra de energia utilizado para a valoração da sobrecontratação de energia e da glosa de energia. Os temas analisados na AIR se basearam, entre outros, nas contribuições encaminhadas na Audiência Pública nº 25/2019.

Com a homologação da 1ª versão do Submódulo 4.3 dos Procedimentos de Regulação Tarifária – PRORET, a partir de 2015, os efeitos do risco hidrológico das cotas de CCGF, de Itaipu e das Usinas Repactuadas passaram a ser desconsiderados na apuração dos custos de aquisição de energia para fins de valoração da glosa de energia (quando a distribuidora possui perda de energia real acima da meta regulatória definida) e da energia contratada acima do limite de 5% da carga regulatória. Desta forma, o risco hidrológico passou a ter repasse integral às tarifas.

Entretanto, foi verificado que a atual regra de comercialização de energia aliada à metodologia de repasse dos custos da sobrecontratação de energia às tarifas não estão fornecendo o incentivo regulatório adequado, resultando empresas com altos níveis de contratação, desviando o foco das empresas das atividades fins e assumindo riscos na gestão de energia.

Além disso, os efeitos do risco hidrológico e da energia secundária fazem parte do custo de aquisição de energia elétrica e, portanto, entende-se que o incentivo regulatório de combate às perdas possa ser aprimorado, ao incluir no cálculo do preço médio dos contratos de compra de energia os efeitos do risco hidrológico das cotas de CCGF, de Itaipu e das Usinas Repactuadas.

* O Relatório de AIR é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.



P. 3 do Relatório de AIR nº 01/2020, de 21/08/2020.

Conteúdo

1. Problema regulatório	4
2. Atores ou grupos afetados.....	4
3. Base legal.....	4
4. Necessidade de intervenção	5
5. Objetivos	7
6. Experiência nacional e internacional	8
7. Participação pública	8
8. Alternativas	8
8.1 Metodologia de Comparação das Alternativas.....	8
8.2 Impactos e Comparação das Alternativas.....	9
9. Acompanhamento e fiscalização	20
10. Alterações em regulamentos	20
11. Vigência	21

* O Relatório de AIR é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.



P. 4 do Relatório de AIR nº 01/2020, de 21/08/2020.

1. Problema regulatório

1. Por meio da Resolução Normativa nº 703/2016, de 15 de março de 2016, foi homologada a primeira versão do Módulo 4 dos Procedimentos de Regulação Tarifária – PRORET, no qual foram regulamentadas as regras de apuração dos componentes financeiros associados aos processos tarifários das concessionárias de distribuição de energia elétrica.
2. Após três anos de aplicação da norma vigente, com base na análise dos resultados auferidos e na prática regulatória, foram identificadas oportunidades de aprimoramento de alguns procedimentos e metodologias de cálculo, tendo como destaque a valoração dos custos de compra de energia para fins de apuração da glosa de energia (quando a distribuidora possui uma perda real acima da meta regulatória) e da sobrecontratação de energia.
3. Assim, em 18 de junho de 2019, foi instaurada a Audiência Pública nº 25/2019, na modalidade de intercâmbio documental, com duração de 45 dias, no período de 21 de junho a 4 de agosto de 2019, propondo a inclusão do Risco Hidrológico das Cotas de Garantia de Física – CCGF, das Usinas Repactuadas e de Itaipu na formação do preço da energia aplicada na glosa de energia e na valoração da sobrecontratação, buscando assim aperfeiçoar o sinal regulatório de combate às perdas de energia e do nível de contratação das distribuidoras.

2. Atores ou grupos afetados

4. São afetadas as concessionárias de distribuição de elétrica, e seus respectivos consumidores, que:
 - Pertencem ao Sistema Interligado Nacional – SIN, cuja sobrecontratação voluntária no ano civil esteja acima do limite de 5% da carga regulatória; e
 - Possuem uma perda real de energia superior à perda regulatória.

3. Base legal

5. A Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996, art. 3º, com redação dada pela Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004, art. 9º, estabelece incumbência da ANEEL para homologar as tarifas de energia elétrica na forma da mencionada Lei, das normas pertinentes e do Contrato de Concessão.
6. O Decreto nº 2.335, de 6 de outubro de 1997, Anexo I, art. 4º, inciso X, estabelece a competência da ANEEL para atuar, na forma da lei e dos contratos de concessão, nos processos de definição e controle de preços e tarifas.
7. O Decreto nº 5.163, de 30 de julho de 2004, que regulamenta a comercialização de energia elétrica.

* O Relatório de AIR é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.



P. 5 do Relatório de AIR nº 01/2020, de 21/08/2020.

4. Necessidade de intervenção

8. Com a homologação da 1ª versão do Submódulo 4.3 dos Procedimentos de Regulação Tarifária – PRORET, a partir de 2015, os efeitos do risco hidrológico das cotas de CCGF, de Itaipu e das Usinas Repactuadas passaram a ser desconsiderados na apuração dos custos de aquisição de energia acima do limite de 5% da carga regulatória, garantindo assim o repasse integral às tarifas. Isto porque, conforme o referido Submódulo, utiliza-se para o cálculo do resultado do Mercado de Curto Prazo – MCP o mesmo preço apurado para fins de apuração da glosa de energia (quando a perda real é acima da regulatória).

9. No processo de homologação dos montantes de exposição e sobrecontratação involuntária dos agentes de distribuição para o ano de 2016, verificou-se que diversas empresas pleitearam que os montantes de sobrecontratação fossem considerados como "involuntários", alegando que foram utilizados todos os mecanismos disponíveis para que o montante contratado total permanecesse dentro do limite de 5%.

10. Diferentemente, durante o ano de 2017, muitas empresas que estavam sobrecontratadas acima de 105% do mercado regulatório em 2016, ao invés de procurarem descontratar energia pelos mecanismos criados, em algumas ocasiões adquiriram ainda mais energia. Um dos fatores que motivaram esta mudança de comportamento foi a própria variação do preço de liquidação das diferenças (PLD), que em 2017 foi significativamente superior ao de 2016.

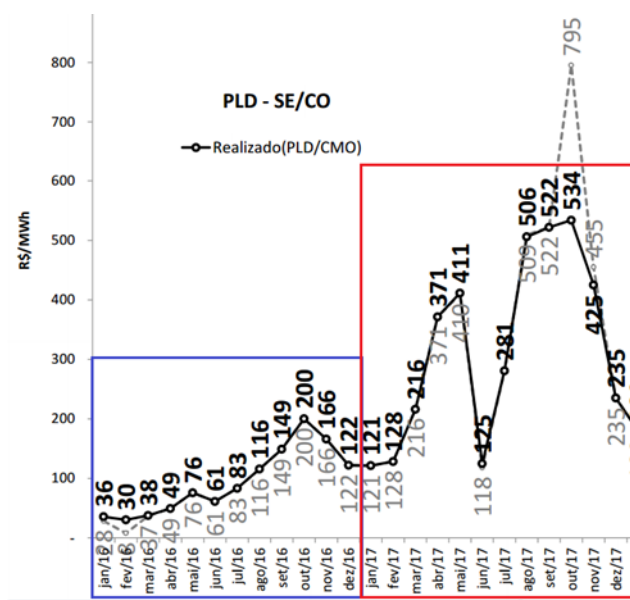


Gráfico 1: Valores do PLD no Submercado SE/CO nos anos de 2016 e 2017.

11. Portanto, foi verificado que a atual regra de comercialização de energia aliada à metodologia de repasse dos custos da sobrecontratação de energia às tarifas não estão fornecendo o

* O Relatório de AIR é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.



P. 6 do Relatório de AIR nº 01/2020, de 21/08/2020.

incentivo regulatório adequado, resultando empresas com altos níveis de contratação, desviando o foco das empresas das atividades fins e assumindo riscos na gestão de energia. Como exemplo, pode-se observar, no quadro abaixo, o aumento do nível de sobrecontratação, sobre o mercado real, de 2016 para 2017 de algumas distribuidoras.

Tabela 1: Nível de Sobrecontratação de Energia.

	2016	2017
CAIUÁ	11%	18%
CEMIG	4%	8%
CEPISA	5%	10%
CJE	7%	11%
CNEE	14%	15%
COELBA	5%	7%
COELCE	10%	13%
DMEPC	25%	35%
EDEVP	17%	21%
ESCELSA	7%	9%

12. Ademais, ao definirmos que o risco hidrológico não faz parte do preço da energia liquidada no MCP, gera-se uma distorção à medida em que todo o risco é imputado ao consumidor, ficando a distribuidora com o resultado no MCP em que parte do custo da energia acima de 5% da carga regulatória não é a ela atribuída.

13. Por exemplo, em 2017 ocorreu esse movimento por parte de algumas distribuidoras buscando uma sobrecontratação voluntária acima de 105%, dado os valores elevados de PLD. Por outro lado, nesse mesmo ano também pôde ser verificado que para o mesmo período o consumidor arcou integralmente com os custos de risco hidrológico de Itaipu, das cotas de garantia física e das usinas repactuadas nos termos da Lei nº 12.203/2015, dado que o GSF médio para o ano de 2017 foi de 79,4%. Assim, o consumidor arcou com R\$ 18 bilhões no ano de 2017, dado a geração das referidas usinas inferior à garantia física.

14. Pela regra vigente, algumas distribuidoras poderão lucrar no mercado de curto prazo com a liquidação dos montantes contratuais, sendo que para mantê-los, os consumidores arcarão com os custos de aquisição da energia no MCP quando a geração for inferior à garantia física. Assim, entende-se como inadequado o repasse dos lucros da liquidação da sobra de energia no MCP às distribuidoras, sem que parte do risco hidrológico seja atribuído à sobrecontratação.

15. Desta forma, conforme Nota Técnica nº 73/2019 - SGT/ANEEL, de 24/04/2019, buscando solucionar as distorções destacadas acima, foi proposto a inclusão do risco hidrológico na apuração do preço médio para fins de apuração dos resultados no mercado de curto prazo e para também no cálculo do ajuste de glosa de energia.

* O Relatório de AIR é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.



P. 7 do Relatório de AIR nº 01/2020, de 21/08/2020.

16. Cabe aqui lembrar os motivos que levaram à retirada dos custos de risco hidrológico da apuração da glosa de energia, os quais foram expostos na Nota Técnica nº 39/2016-SGT/ANEEL relativa ao fechamento da 4ª fase da AP 78/2011:

(...) por se tratar de custos atribuídos de forma compulsória às distribuidoras, que possuem tratamentos diferenciados (cobertura via Conta Bandeiras), e que podem tomar dimensão significativa, entende-se que os riscos hidrológicos não devem ser considerados na valoração da glosa de energia, garantindo assim o repasse integral às tarifas dos consumidores.

(...)

Adicionalmente, a retirada dos riscos hidrológicos da valoração da glosa, assim como a retirada das compras de energia no MCP, torna o sinal econômico de combate a perdas mais estável ao longo do tempo e harmoniza o procedimento utilizado para a valoração das perdas com aquele adotado no reajuste econômico.

Além disso, a eliminação dos riscos hidrológicos na valoração da glosa de energia torna o preço médio mensal dos contratos mais flat, trazendo maior estabilidade também nos resultados daquelas distribuidoras que possuem um perfil sazonal de perdas.

17. Desta forma, a retirada do risco hidrológico na valoração da glosa de energia buscou dar um sinal mais estável ao combate às perdas, ao mesmo tempo em que buscou evitar que as distribuidoras arcassem com custos que poderiam tomar dimensão significativa.

18. Por outro lado, o Parecer nº 453/2019/PFANEEL/PGF/AGU ratifica a posição da área técnica de que a inclusão ou não do Risco Hidrológico na valoração da glosa de energia é uma opção regulatória: *“em homenagem ao princípio da legalidade, o art. 1º, parágrafo 5º, da Lei nº 12.783/2013 deve ser interpretado no sentido de que não há garantia ao repasse integral dos riscos hidrológicos às tarifas praticadas pelas distribuidoras, razão pela qual não há ilegalidade na proposta metodológica apresentada”*.. Portanto, o incentivo regulatório de combate às perdas deve ser reavaliado, passando novamente a incluir no cálculo do preço médio dos contratos de compra de energia os efeitos do risco hidrológico das cotas de CCGF, de Itaipu e das Usinas Repactuadas. Desta forma, iremos focar neste AIR o impacto na receita das distribuidoras em virtude da volta do Risco Hidrológico na glosa de energia.

5. Objetivos

19. A proposta de aperfeiçoamento da valoração dos custos de aquisição de energia busca:
- a) Aprimorar o incentivo das distribuidoras a ficarem sobrecontratadas na medida em que o preço dos contratos passe a refletir os custos reais de aquisição de energia; e

* O Relatório de AIR é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.



P. 8 do Relatório de AIR nº 01/2020, de 21/08/2020.

- b) Ajustar o repasse dos resultados da liquidação da sobra de energia no MCP às distribuidoras em situações em que há risco hidrológico, igualando os resultados da distribuidora e do consumidor.
- c) Aperfeiçoar o sinal econômico de combate às perdas de energia, na medida em que o custo da energia não faturada arcado pela distribuidora, devido às perdas não técnicas ineficientes, inclua a totalidade dos custos de aquisição da energia.

6. Experiência nacional e internacional

Não se aplica.

7. Participação pública

20. Em 18 de junho de 2019, foi instaurada a Audiência Pública nº 25/2019, na modalidade de intercâmbio documental, com duração de 45 dias, no período de 21 de junho a 4 de agosto de 2019, propondo a inclusão do Risco Hidrológico na formação do preço da energia aplicada na glosa de energia e na valoração da sobrecontratação.

21. Foram recebidas diversas contribuições relativas a essas propostas, destaca-se que as distribuidoras se mostraram contrárias à inclusão do risco hidrológico na valoração da sobrecontratação e, em especial, na glosa de energia. Os argumentos foram analisados no Relatório de Análise de Contribuições - RAC, cabendo aqui fazer um comparativo entre os resultados da inclusão ou não do risco hidrológico.

8. Alternativas

22. Em relação à glosa de perdas e na sobrecontratação, as alternativas são incluir ou não o Risco Hidrológico na valoração da energia.

8.1 Metodologia de Comparação das Alternativas

23. Para a inclusão do Risco Hidrológico na glosa de perdas, iremos mensurar o impacto desse aperfeiçoamento em comparação ao valor da Parcela B de cada distribuidora, tendo como base os dados do ano de referência de 2018. Já para a sobrecontratação, iremos verificar a diferença entre o preço médio utilizado para fins de valoração da sobrecontratação de energia associada ao consumidor e aquele utilizado para a sobrecontratação da distribuidora, dado a exclusão do risco hidrológico desse preço, também com base em 2018.

* O Relatório de AIR é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.



P. 9 do Relatório de AIR nº 01/2020, de 21/08/2020.

8.2 Impactos e Comparação das Alternativas

24. Para verificar o impacto da inclusão do Risco Hidrológico na valoração das perdas, foram levantadas as glosas de energia apuradas para cada distribuidora na apuração do saldo da CVA do ano de 2018. Além disso, foi verificado o preço médio do mix contratual sem a inclusão do risco e de quanto seria o adicional de Risco Hidrológico em R\$/MWh. Desta forma, foi possível identificar qual é o valor em reais da glosa de energia conforme metodologia vigente e qual seria o adicional com o Risco Hidrológico no preço. Os valores obtidos podem ser verificados na tabela a seguir.

* O Relatório de AIR é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.



P. 11 do Relatório de AIR nº 01/2020, de 21/08/2020.

reais acima da perda regulatória. Por outro lado, se observamos a energia requerida de cada distribuidora, como proxy de mercado, verificamos que essas 32 distribuidoras representam aproximadamente 83,5% do mercado total do país.

26. Levando-se em consideração somente as distribuidoras com glosa de energia, tem-se para o período de levantando dos dados um adicional médio de R\$ 44,75/MWh relativo ao Risco Hidrológico. Tal inclusão representa em média um acréscimo de 25,42% no valor da glosa de energia. Sendo que destas 32 distribuidoras, 22 distribuidoras teriam um impacto de 26% a 31%, conforme Gráfico 2.

Tabela 3: Variáveis estatísticas dos preços de compra de energia nas CVA de 2018

Descrição	Preço Médio sem RH (R\$/MWh)	Adicional do RH (R\$/MWh)	Adicional do RH sobre o Preço Médio (%)
Média	178,61	44,75	25,42%
Mediana	187,64	44,71	26,36%
Desvio padrão	23,40	8,99	5,36%
Mínimo	132,70	20,85	9,88%
Máximo	210,89	61,80	31,71%

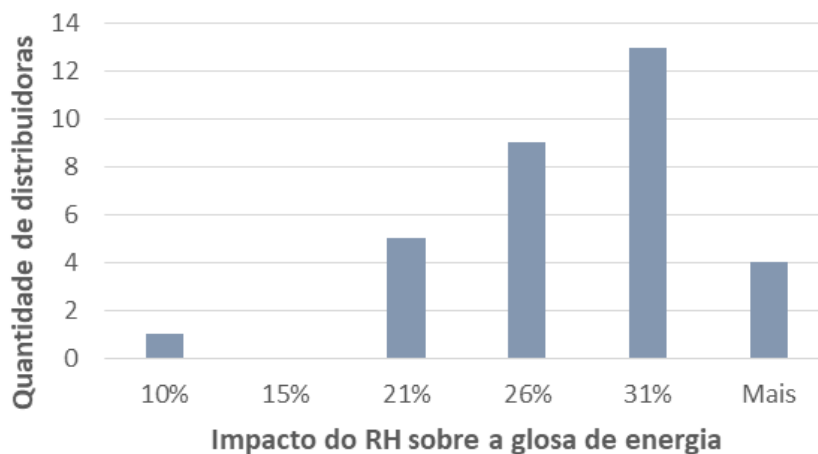


Gráfico 2: Histograma do impacto da inclusão do Risco Hidrológico no custo da glosa para as CVAs de 2018

27. Cabe aqui ressaltar que o adicional de R\$ 44,75/MWh do risco hidrológico reflete uma fotografia do cenário hidrológico no período de 2017 a 2018. Trata-se de período caracterizado por um baixo GSF combinado com valor de PLD elevado. Conforme dados a seguir, pode-se verificar os adicionais de risco hidrológico para os anos de 2015 a 2019 (ano civil).

* O Relatório de AIR é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.



P. 12 do Relatório de AIR nº 01/2020, de 21/08/2020.

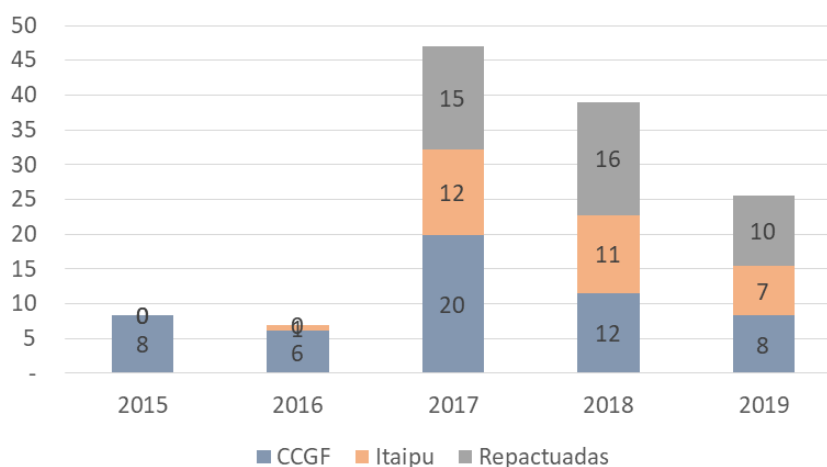


Gráfico 3.A: Adicional do Risco Hidrológico sobre o montante contratual contabilizado na CCEE para as distribuidoras do Submercado Sudeste/Centro-Oeste e Sul

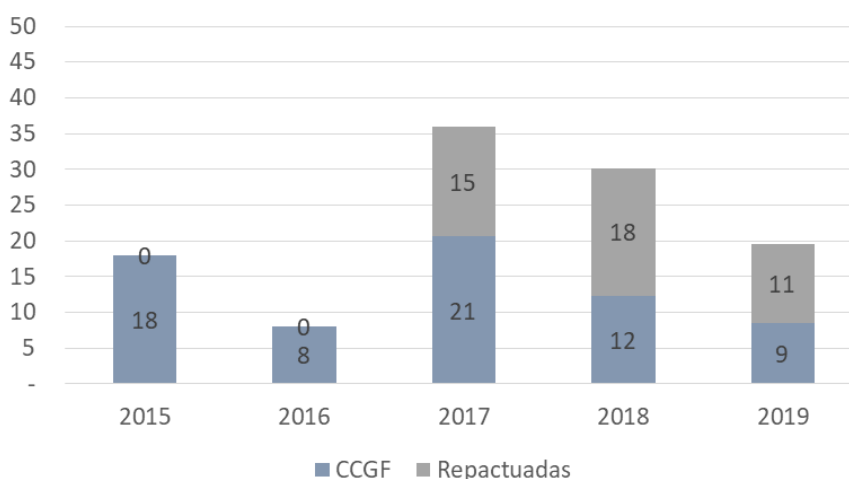


Gráfico 3.B: Adicional do Risco Hidrológico sobre o montante contratual contabilizado na CCEE para as distribuidoras do Submercado Norte e Nordeste

28. Outro ponto que deve aqui ser mencionado é que, com a inclusão do risco hidrológico na glosa de energia, o prêmio de risco recebido com a repactuação do risco hidrológico, considerado como dedução dos custos apurados na Conta Bandeiras, também deve ser considerado.

29. Por fim, o custo da glosa considerando o preço da energia sem risco hidrológico e o adicional do risco foram comparados com o valor da Parcela B de cada distribuidora relativo ao processo tarifário do ano de 2018. Também levantada a diferença percentual entre a perda real e a perda regulatória (tendo como base a carga de cada distribuidora) a fim de relacionar o impacto do adicional da

* O Relatório de AIR é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.



P. 13 do Relatório de AIR nº 01/2020, de 21/08/2020.

glosa com o nível de ineficiência no combate às perdas de energia. Os resultados obtidos estão expostos no gráfico a seguir.

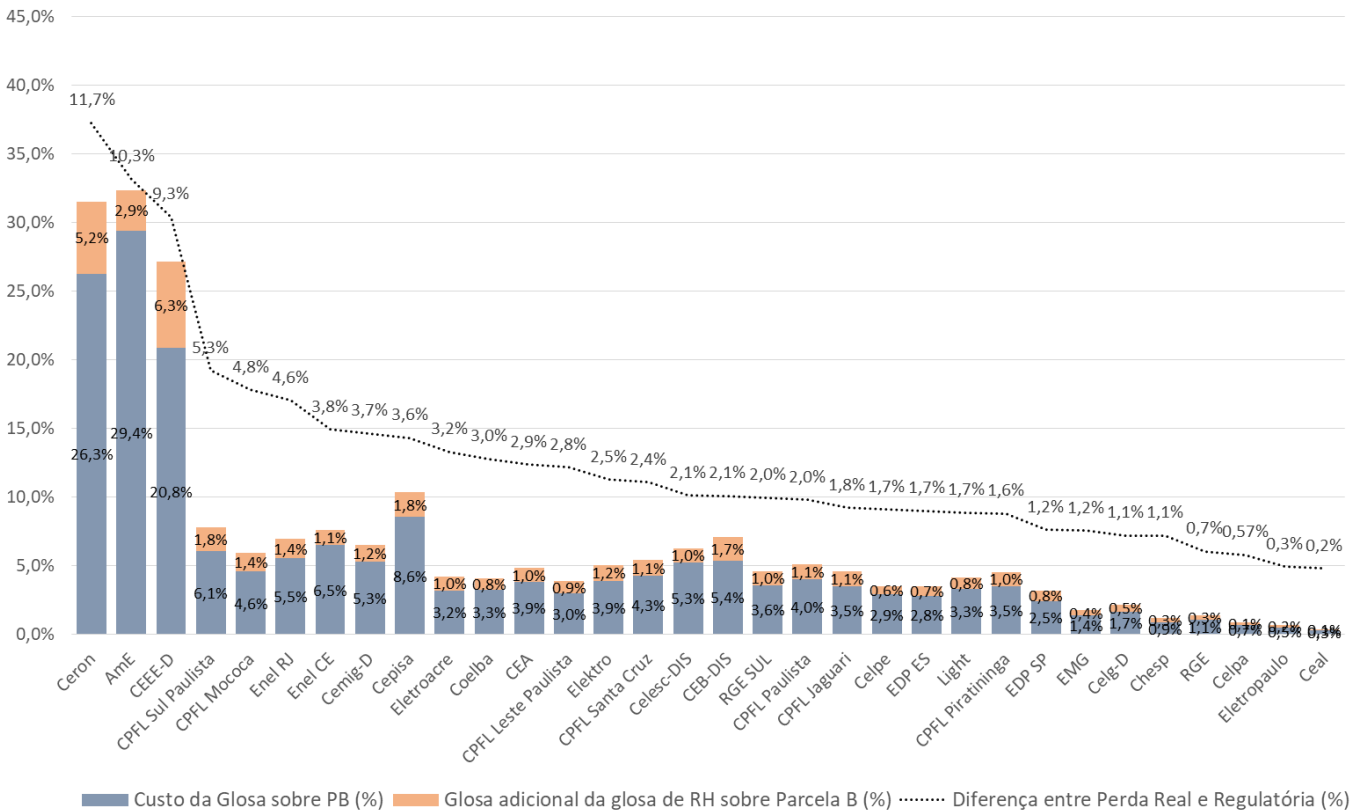


Gráfico 4: Impacto da inclusão do Risco Hidrológico na glosa de energia com base nas informações da CVA de 2018

30. Assim, o que pode ser observado para o período de apuração da CVA de 2018 é que a inclusão do Risco Hidrológico na glosa teria um impacto máximo para a CEEE-D de 6,3% em relação ao valor da Parcela B. Porém, destaca-se aqui que a distribuidora possui uma diferença da perda real e a perda regulatória (em relação à carga real da distribuidora) de 9,3%. Esse elevado índice de ineficiência de combate às perdas já representa uma glosa de 20,8% da Parcela B, sem a inclusão dos custos de Risco Hidrológico.

31. Destacam-se também as distribuidoras Ceron e Amazonas Energia, que embora possuam um percentual de glosa de energia superior ao do CEEE-D, possuem um menor impacto da inclusão do Risco Hidrológico, uma vez que os adicionais de risco são inferiores. Já para as demais distribuidoras, o impacto da inclusão da glosa varia entre 1,8% a 0,1%, destacando aqui que esse valor irá depender, além do percentual de ineficiência da perda não técnica, de valores do Risco Hidrológico, que pode ou não incluir Itaipu, de participação maior ou menor de CCGF no portfólio de compra, e da proporção da Parcela B em relação aos custos de compra de energia.

* O Relatório de AIR é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.



P. 14 do Relatório de AIR nº 01/2020, de 21/08/2020.

32. Por fim, ressalta-se aqui que os resultados apresentados no Gráfico 4 leva em consideração o Risco Hidrológico apurado no período de 2017-2018. Assim, no histórico, trata-se de um cenário ruim de geração de energia. Por exemplo, para o ano de 2019, o adicional médio do Risco Hidrológico seria de aproximadamente R\$ 24/MWh, que comparado com o adicional médio de R\$ 44/MWh do ano de 2017, representa uma redução em torno de 45%. Assim, em cenários com condições de geração mais favoráveis, ou com a existência de energia secundária, o efeito da inclusão do Risco Hidrológico será reduzido ou até mesmo o oposto ao apresentado, na medida em que poderá diminuir o preço de compra de energia considerado para fins de ajuste de sobrecontratação ou de glosa de perdas.

33. Já para a análise de impacto regulatório da inclusão do risco hidrológico para a valoração da sobrecontratação, foi realizada uma simulação para os anos de 2017 a 2019 levando-se em conta as seguintes premissas:

- Nível de sobrecontratação de cada distribuidora, obtida pelo acrônimo NET dividido pelo acrônimo TRC; isto é, venda de energia no Mercado de Curto Prazo dividido pela carga medida na CCEE; e
- Mensuração em reais do custo do Risco Hidrológico associado à sobrecontratação acima de 105 % da carga, utilizando como adicional de Risco Hidrológico R\$ 45/MWh, R\$ 35/MWh e R\$ 25/MWh para aos anos de 2017, 2018 e 2019, respectivamente; e
- Utilização dos custos da Energia Requerida nos processos tarifários dos respectivos anos como variável para mensurar o peso da desconsideração do Risco Hidrológico na valoração da sobrecontratação acima de 105% da carga.

34. Os resultados obtidos com base nessas premissas estão detalhados na tabela a seguir.

* O Relatório de AIR é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.



P. 15 do Relatório de AIR nº 01/2020, de 21/08/2020.

Tabela 4: Simulação do custo de Risco Hidrológico associado à sobrecontratação acima de 105% da carga da distribuidora.

Distribuidora	Ano	Sobrecontratação	QT_NET (MWh)	Sobrecontratação acima de 105% da carga	Custo de Energia Requerida (R\$)	Custo associado do Risco Hidrológico (R\$)
AMAZONAS	2017	17,07%	1.328.495	12,07%	1.692.299.308,18	42.271.356,72
AMAZONAS	2018	10,62%	817.265	5,62%	1.842.555.903,44	15.137.102,21
AMAZONAS	2019	33,39%	2.611.935	28,39%	1.902.323.146,34	55.520.241,58
CEA	2017	9,37%	172.070	4,37%	256.153.916,55	3.611.266,33
CEA	2018	7,29%	134.002	2,29%	266.782.377,37	1.473.286,74
CEA	2019	0,29%	5.553	0,00%	273.161.664,30	-
CEAL	2017	7,79%	351.018	2,79%	728.709.338,05	5.657.292,67
CEAL	2018	7,08%	315.196	2,08%	759.065.240,49	3.240.998,42
CEAL	2019	5,19%	236.207	0,19%	761.750.343,29	216.181,74
CEB-DIS	2017	1,11%	74.942	0,00%	1.179.070.741,08	-
CEB-DIS	2018	7,73%	515.104	2,73%	1.305.225.943,71	6.367.165,23
CEB-DIS	2019	23,63%	1.611.471	18,63%	1.323.546.819,78	31.762.277,54
CEEE-D	2017	3,91%	342.531	0,00%	1.429.726.343,51	-
CEEE-D	2018	-0,09%	7.527	0,00%	1.612.045.333,03	-
CEEE-D	2019	11,19%	945.606	6,19%	1.537.984.561,83	13.077.080,29
CELESC-DIS	2017	2,51%	459.189	0,00%	3.403.251.210,12	-
CELESC-DIS	2018	1,79%	333.368	0,00%	3.795.980.554,90	-
CELESC-DIS	2019	7,04%	1.342.909	2,04%	3.853.132.693,37	9.728.460,09
CELPA	2017	5,50%	593.688	0,50%	1.912.148.738,25	2.428.723,64
CELPA	2018	5,91%	628.762	0,91%	2.105.697.428,20	3.388.505,87
CELPA	2019	6,13%	666.580	1,13%	2.026.032.724,14	3.071.922,51
CELPE	2017	3,20%	442.541	0,00%	2.401.333.370,47	-
CELPE	2018	2,07%	291.575	0,00%	2.410.387.824,86	-
CELPE	2019	4,90%	703.023	0,00%	2.696.644.335,78	-
CEMAR	2017	4,50%	330.720	0,00%	1.195.917.460,79	-
CEMAR	2018	3,80%	277.789	0,00%	1.395.231.928,57	-
CEMAR	2019	1,32%	99.403	0,00%	1.335.463.255,35	-
CEMIG-D	2017	8,48%	2.727.682	3,48%	5.412.574.089,08	50.372.052,03
CEMIG-D	2018	5,61%	1.796.366	0,61%	5.821.788.721,58	6.836.437,45
CEMIG-D	2019	3,64%	1.191.963	0,00%	6.446.060.845,57	-
CEPISA	2017	10,35%	511.112	5,35%	796.474.504,30	11.888.909,57
CEPISA	2018	6,48%	310.936	1,48%	856.842.287,37	2.485.568,64
CEPISA	2019	7,66%	373.357	2,66%	811.310.126,68	3.241.284,66
CERON	2017	2,31%	85.321	0,00%	678.173.869,62	-
CERON	2018	1,36%	50.578	0,00%	710.571.299,31	-
CERON	2019	6,06%	234.697	1,06%	789.320.476,98	1.026.315,26
CHESP	2017	0,54%	315	0,00%	17.507.430,97	-
CHESP	2018	0,55%	760	0,00%	20.962.929,04	-
CHESP	2019	0,45%	651	0,00%	22.863.496,07	-
COELBA	2017	6,54%	1.310.827	1,54%	2.949.055.188,64	13.889.955,83
COELBA	2018	3,10%	633.922	0,00%	3.196.975.355,36	-
COELBA	2019	1,78%	383.994	0,00%	3.608.007.786,50	-
COPEL-DIS	2017	5,67%	1.310.123	0,67%	4.275.419.944,25	6.966.527,06
COPEL-DIS	2018	4,09%	941.020	0,00%	4.360.991.632,65	-
COPEL-DIS	2019	5,81%	1.318.518	0,81%	4.499.046.686,37	4.595.523,15

* O Relatório de AIR é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.



P. 16 do Relatório de AIR nº 01/2020, de 21/08/2020.

Distribuidora	Ano	Sobrecontratação	QT_NET (MWh)	Sobrecontratação acima de 105% da carga	Custo de Energia Requerida (R\$)	Custo associado do Risco Hidrológico (R\$)
COSERN	2017	3,23%	175.048	0,00%	944.780.845,95	-
COSERN	2018	2,67%	144.514	0,00%	968.669.675,37	-
COSERN	2019	6,88%	378.039	1,88%	1.062.035.628,00	2.582.533,87
CPFL PAULISTA	2017	5,08%	1.226.819	0,08%	4.203.482.572,43	869.399,29
CPFL PAULISTA	2018	2,63%	638.931	0,00%	4.328.584.728,63	-
CPFL PAULISTA	2019	6,88%	1.721.889	1,88%	4.899.456.943,10	11.762.904,51
CPFL PIRATININGA	2017	11,00%	1.017.816	6,00%	1.613.802.028,29	24.982.756,36
CPFL PIRATININGA	2018	2,32%	215.357	0,00%	1.849.505.386,21	-
CPFL PIRATININGA	2019	18,69%	1.744.669	13,69%	1.845.938.701,36	31.948.259,24
DMED	2017	34,51%	106.686	29,51%	37.537.116,69	4.105.293,36
DMED	2018	24,04%	77.003	19,04%	50.143.474,90	2.134.559,03
DMED	2019	29,56%	98.290	24,56%	54.386.839,10	2.041.612,31
EBO	2017	18,98%	114.401	13,98%	105.136.664,42	3.791.868,76
EBO	2018	2,97%	18.322	0,00%	105.391.364,61	-
EBO	2019	4,25%	26.087	0,00%	119.899.840,22	-
EDP ES	2017	9,13%	667.167	4,13%	1.375.714.517,32	13.580.830,99
EDP ES	2018	7,35%	538.321	2,35%	1.513.454.355,72	6.024.068,33
EDP ES	2019	6,47%	503.957	1,47%	1.575.080.280,89	2.862.506,92
EDP SP	2017	7,15%	690.156	2,15%	1.652.795.694,89	9.338.824,20
EDP SP	2018	5,58%	536.332	0,58%	1.931.140.339,34	1.951.171,97
EDP SP	2019	6,42%	618.676	1,42%	1.931.089.730,01	3.421.027,73
ELEKTRO	2017	-0,60%	76.051	0,00%	2.188.456.209,86	-
ELEKTRO	2018	3,06%	395.819	0,00%	2.491.715.671,72	-
ELEKTRO	2019	5,03%	657.399	0,03%	2.484.490.339,90	98.021,72
ELETROACRE	2017	35,12%	385.823	30,12%	156.411.087,32	14.890.219,08
ELETROACRE	2018	6,35%	68.041	1,35%	195.001.936,40	506.289,33
ELETROACRE	2019	20,94%	228.520	15,94%	210.754.967,93	4.348.864,37
ELFSM	2017	8,30%	45.647	3,30%	108.361.101,37	816.696,33
ELFSM	2018	4,76%	25.625	0,00%	116.879.613,05	-
ELFSM	2019	6,47%	39.854	1,47%	121.617.024,34	226.373,18
EMG	2017	5,76%	80.216	0,76%	252.945.878,01	476.282,50
EMG	2018	3,88%	55.043	0,00%	277.772.708,11	-
EMG	2019	5,24%	75.413	0,24%	303.462.880,92	86.350,76
EMS	2017	1,33%	68.690	0,00%	886.777.276,17	-
EMS	2018	5,73%	297.822	0,73%	935.759.129,62	1.327.984,66
EMS	2019	3,38%	184.215	0,00%	1.073.367.473,83	-
EMT	2017	3,06%	220.333	0,00%	1.596.876.652,61	-
EMT	2018	4,12%	306.551	0,00%	1.720.766.282,91	-
EMT	2019	3,96%	328.699	0,00%	1.905.062.131,90	-

* O Relatório de AIR é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.



P. 17 do Relatório de AIR nº 01/2020, de 21/08/2020.

Distribuidora	Ano	Sobrecontratação	QT_NET (MWh)	Sobrecontratação acima de 5% da carga	Custo do RH associado (R\$)
ENEL CE	2017	13,01%	1.526.238	8,01%	42.285.356,43
ENEL CE	2018	9,05%	1.090.156	4,05%	17.075.095,36
ENEL CE	2019	3,75%	461.196	0,00%	-
ENEL GO	2017	5,95%	778.650	0,95%	5.594.502,10
ENEL GO	2018	5,73%	748.034	0,73%	3.335.474,47
ENEL GO	2019	5,39%	724.133	0,39%	1.309.888,08
ENEL RJ	2017	4,50%	549.275	0,00%	-
ENEL RJ	2018	2,02%	246.563	0,00%	-
ENEL RJ	2019	3,32%	415.824	0,00%	-
ENEL SP	2017	3,46%	1.318.710	0,00%	-
ENEL SP	2018	3,98%	1.501.043	0,00%	-
ENEL SP	2019	4,34%	1.639.264	0,00%	-
EPB	2017	4,00%	175.883	0,00%	-
EPB	2018	2,98%	133.981	0,00%	-
EPB	2019	0,43%	19.902	0,00%	-
ESE	2017	5,81%	183.436	0,81%	1.150.816,21
ESE	2018	3,08%	100.548	0,00%	-
ESE	2019	2,81%	93.158	0,00%	-
ETO	2017	2,18%	50.021	0,00%	-
ETO	2018	5,02%	122.098	0,02%	17.025,62
ETO	2019	3,64%	93.818	0,00%	-
FORCEL	2017	2,50%	416	0,00%	-
FORCEL	2018	0,26%	105	0,00%	-
FORCEL	2019	0,25%	100	0,00%	-
IENERGIA	2017	2,81%	5.912	0,00%	-
IENERGIA	2018	4,25%	9.050	0,00%	-
IENERGIA	2019	10,43%	22.457	5,43%	292.285,50
LIGHT	2017	6,19%	1.744.943	1,19%	15.095.589,28
LIGHT	2018	5,10%	1.415.420	0,10%	971.366,67
LIGHT	2019	3,33%	940.596	0,00%	-
MOCOCA	2017	2,64%	6.325	0,00%	-
MuxEnergia	2018	0,46%	279	0,00%	-
MuxEnergia	2019	0,31%	206	0,00%	-
RGE	2017	3,87%	354.801	0,00%	-
RGE	2018	2,37%	221.241	0,00%	-
RGE	2019	-2,44%	226.012	0,00%	-
RGE SUL	2017	2,21%	176.542	0,00%	-
RGE SUL	2018	0,55%	44.259	0,00%	-
UHENPAL	2017	2,76%	825	0,00%	-
UHENPAL	2018	1,49%	1.137	0,00%	-
UHENPAL	2019	2,85%	2.260	0,00%	-

* O Relatório de AIR é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.



P. 18 do Relatório de AIR nº 01/2020, de 21/08/2020.

Distribuidora	Ano	Sobrecontratação	QT_NET (MWh)	Sobrecontratação acima de 105% da carga	Custo de Energia Requerida (R\$)	Custo associado do Risco Hidrológico (R\$)
ENEL CE	2017	13,01%	1.526.238	8,01%	2.096.991.171,71	42.285.356,43
ENEL CE	2018	9,05%	1.090.156	4,05%	2.118.012.424,35	17.075.095,36
ENEL CE	2019	3,75%	461.196	0,00%	2.435.731.931,36	-
ENEL GO	2017	5,95%	778.650	0,95%	2.207.698.248,36	5.594.502,10
ENEL GO	2018	5,73%	748.034	0,73%	2.563.779.171,70	3.335.474,47
ENEL GO	2019	5,39%	724.133	0,39%	2.621.506.650,16	1.309.888,08
ENEL RJ	2017	4,50%	549.275	0,00%	2.050.931.344,76	-
ENEL RJ	2018	2,02%	246.563	0,00%	2.103.659.937,21	-
ENEL RJ	2019	3,32%	415.824	0,00%	2.295.403.380,46	-
ENEL SP	2017	3,46%	1.318.710	0,00%	6.121.055.272,18	-
ENEL SP	2018	3,98%	1.501.043	0,00%	6.918.502.530,95	-
ENEL SP	2019	4,34%	1.639.264	0,00%	7.179.975.674,65	-
EPB	2017	4,00%	175.883	0,00%	697.614.189,61	-
EPB	2018	2,98%	133.981	0,00%	813.251.961,19	-
EPB	2019	0,43%	19.902	0,00%	834.625.041,17	-
ESE	2017	5,81%	183.436	0,81%	509.032.453,49	1.150.816,21
ESE	2018	3,08%	100.548	0,00%	547.349.456,11	-
ESE	2019	2,81%	93.158	0,00%	611.702.104,82	-
ETO	2017	2,18%	50.021	0,00%	446.863.690,78	-
ETO	2018	5,02%	122.098	0,02%	505.138.603,54	17.025,62
ETO	2019	3,64%	93.818	0,00%	506.258.242,39	-
FORCEL	2017	2,50%	416	0,00%	5.065.990,25	-
FORCEL	2018	0,26%	105	0,00%	6.551.674,68	-
FORCEL	2019	0,25%	100	0,00%	7.096.524,74	-
IENERGIA	2017	2,81%	5.912	0,00%	35.346.040,50	-
IENERGIA	2018	4,25%	9.050	0,00%	41.177.537,69	-
IENERGIA	2019	10,43%	22.457	5,43%	42.402.213,95	292.285,50
LIGHT	2017	6,19%	1.744.943	1,19%	5.137.859.286,41	15.095.589,28
LIGHT	2018	5,10%	1.415.420	0,10%	5.130.315.900,30	971.366,67
LIGHT	2019	3,33%	940.596	0,00%	5.601.784.098,03	-
MuxEnergia	2018	0,46%	279	0,00%	9.773.410,85	-
MuxEnergia	2019	0,31%	206	0,00%	11.068.853,12	-
UHENPAL	2017	2,76%	825	0,00%	11.361.830,72	-
UHENPAL	2018	1,49%	1.137	0,00%	11.045.942,29	-
UHENPAL	2019	2,85%	2.260	0,00%	12.567.288,30	-

35. Por fim, tais resultados foram comparados com os custos da Energia Requerida no processo tarifário de cada ano, de forma a estimar qual seria o acréscimo nos custos da energia repassado ao consumidor ao se desconsiderar os custos do Risco Hidrológico associado à sobrecontratação de energia acima de 105% da carga na apuração dos resultados do Mercado de Curto Prazo. Os resultados estão expostos nos gráficos a seguir.

* O Relatório de AIR é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.



P. 19 do Relatório de AIR nº 01/2020, de 21/08/2020.

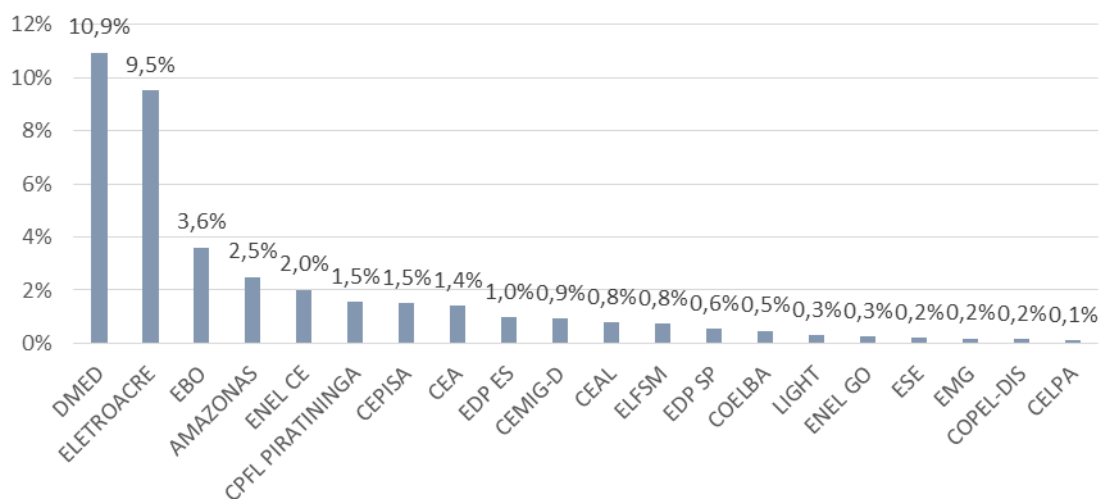


Gráfico 5: Simulação do custo do Risco Hidrológico em 2017 associado à sobrecontratação acima de 105% da carga em relação ao custo da energia requerida.

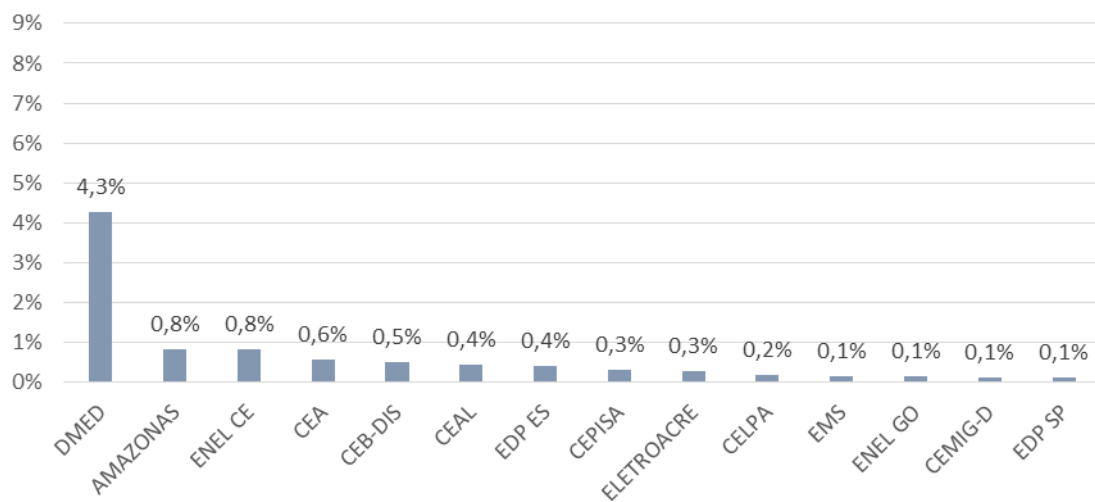


Gráfico 6: Simulação do custo do Risco Hidrológico em 2018 associado à sobrecontratação acima de 105% da carga em relação ao custo da energia requerida.

* O Relatório de AIR é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.



P. 20 do Relatório de AIR nº 01/2020, de 21/08/2020.

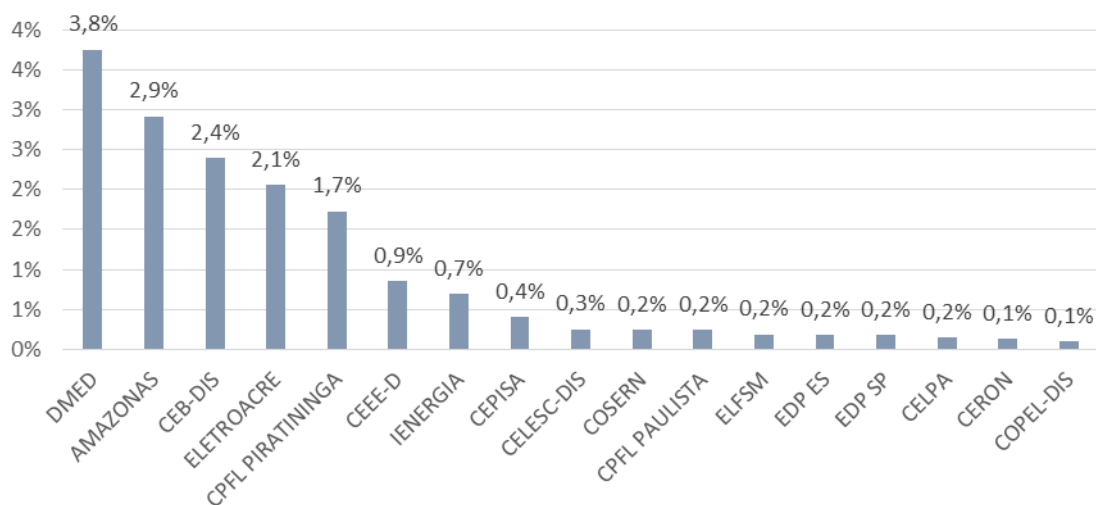


Gráfico 7: Simulação do custo do Risco Hidrológico em 2019 associado à sobrecontratação acima de 105% da carga em relação ao custo da energia requerida.

36. Destaca-se aqui que os resultados apresentados nos gráficos acima são obtidos por meio de simulação com base no custo médio nacional do Risco Hidrológico para cada ano, além de não observar parâmetros de sobrecontratação/exposição involuntária.

9. Acompanhamento e fiscalização

37. A inclusão do risco hidrológico na formação do preço para fins de valoração da glosa de energia, bem como da sobrecontratação de energia, terá impacto na apuração do saldo da CVA e do Ajuste da Sobrecontratação das concessionárias agentes da CCEE, que se dá anualmente concatenado com os processos tarifários. Assim, entende-se que o acompanhamento do aperfeiçoamento ora proposta poderá ser realizado no âmbito dessa apuração.

10. Alterações em regulamentos

38. Alteração dos Submódulos 4.2 e 4.3 dos Procedimentos de Regulação Tarifária.

* O Relatório de AIR é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.



P. 21 do Relatório de AIR nº 01/2020, de 21/08/2020.

11. Vigência

39. Recomenda-se que a inclusão do risco hidrológico na formação do preço para fins de valoração da glosa de energia e da sobrecontratação de energia se dê a partir das competências de janeiro de 2021.

(Assinado digitalmente)
 ANDRÉ VALTER FEIL
 Especialista em Regulação - SGT

(Assinado digitalmente)
 ANDREY VINÍCIUS ALTOÉ
 Especialista em Regulação - SGT

(Assinado digitalmente)
 CRISTINA SCHIAVI NODA
 Especialista em Regulação - SGT

(Assinado digitalmente)
 FABIANO COSTA CAMILO
 Especialista em Regulação - SGT

(Assinado digitalmente)
 FELIPE AUGUSTO CARDOSO MORAES
 Especialista em Regulação - SGT

(Assinado digitalmente)
 LEONARDO DE ARAÚJO SILVA
 Especialista em Regulação - SGT

(Assinado digitalmente)
 RAQUEL GONÇALVES CARVALHO
 Especialista em Regulação - SGT

(Assinado digitalmente)
 VINICIUS MENEZES RODOVALHO
 Especialista em Regulação - SGT

De acordo:

(Assinado digitalmente)
 DAVI ANTUNES LIMA
 Superintendente de Gestão Tarifária - SGT

* O Relatório de AIR é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.

