

Em 8 de junho de 2015.

Processo: 48500.005766/2012-18

**Assunto: Minuta dos novos Contratos de Concessão para Prestação do Serviço Público de Distribuição de Energia Elétrica, nos termos do Decreto nº 8.461/2015 e Lei nº 12.783, de 11 de janeiro de 2013.**

## I – DO OBJETIVO

1. Estabelecer os procedimentos para abertura de audiência pública no intuito de colher subsídios e informações adicionais para aprimoramento do modelo de termo aditivo ao contrato de concessão para a prorrogação das concessões de distribuição de energia elétrica com base no Decreto nº 8.461, 2 de junho de 2015.

## II – DOS FATOS

2. A Medida Provisória nº 579/2012 de 11 de setembro de 2012, tratou da prorrogação das concessões de distribuição de energia elétrica. A Lei trouxe a seguinte redação em seu art. 7º:

*“A partir de 12 de setembro de 2012, as concessões de distribuição de energia elétrica alcançadas pelo [art. 22 da Lei nº 9.074, 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, a modicidade tarifária e o atendimento a critérios de racionalidade operacional e econômica”.*

3. O Decreto nº 7.805/2012 que regulamentou a Medida Provisória nº 579/2012 de 11 de setembro de 2012, entre outras disposições, definiu que:

- i. *Art. 2º: O requerimento de prorrogação deverá ser dirigido à ANEEL acompanhado dos documentos comprobatórios de regularidade fiscal, trabalhista e setorial, e de qualificação jurídica, econômico-financeira e técnica.*
- ii. *Art. 2º §1º: Nos casos em que o prazo remanescente da concessão for igual ou inferior a sessenta meses, o requerimento de prorrogação deverá ser apresentado até 15 de outubro de 2012.*

(Pág. 2 da Nota Técnica nº 0175/2015-SCT-SFE-SFF-SRD-SRM/ANEEL

- iii. *Art. 2º §2º: As concessionárias que apresentaram o requerimento nos termos da legislação anterior à entrada em vigor da MP nº 579/2012 e que tiverem interesse na prorrogação deverão ratificá-lo no prazo previsto no § 1º, manifestando concordância integral com as condições estabelecidas na MP nº 579/2012 e Decreto nº 7.805/2012.*
- iv. *Art. 2º §3º: Os requerimentos de prorrogação e as ratificações de que trata este artigo serão encaminhados pela ANEEL ao Ministério de Minas de Energia, instruídos com manifestação quanto à prorrogação pretendida.*
- v. *Art. 2º §5º: A partir da decisão do poder concedente pela prorrogação a concessionária deverá assinar o contrato de concessão ou termo aditivo no prazo de trinta dias, contado de sua convocação.*

4. Assim, as distribuidoras indicaram o aceite pela prorrogação das concessões e enviaram os documentos elencados pelo Decreto, resultando na instauração do respectivo processo pela Agência. Existem 42 contratos de concessão de distribuição sujeitos à prorrogação, sendo 36 com vencimento em 7/7/2015, 5 em 2016 e 1 em 2017, conforme consta do Anexo 1.

5. Paralelamente à instauração dos processos pela ANEEL, a Medida Provisória nº 579/2012 foi convertida em Lei nº 12.783, de 11 de janeiro de 2013, o que desencadeou uma série de atos por parte dos interessados nessas concessões.

6. A Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica – ABRADEE, em documento datado em 16 de outubro de 2013, expôs considerações em relação às condições para prorrogação das concessões de distribuição de energia.

7. O Ministério de Minas e Energia enviou à ANEEL os Ofícios nº 250/2013-SE-MME e nº 134/2014-SE-MME datados de 10 de dezembro de 2013 e 8 de julho de 2014, solicitando formalização do entendimento da Agência com relação às propostas para prorrogação das concessões apresentadas pelo MME em reunião realizada no dia 26 de setembro de 2013.

8. Em 14 de janeiro de 2014, a ANEEL enviou Ofício Circular nº01/2014-DR/ANEEL aos Presidentes e Diretores das distribuidoras cujos contratos de concessão venceriam entre os anos de 2015 e 2017, informando que o Art 7º da lei nº 12.783 de 2013 estabeleceu a maneira como deverá ocorrer a prorrogação das concessões, a critério do Poder Concedente, por uma única vez por até 30 anos. O Ofício Circular esclarece que dentro de sua competência regulatória, a Agência está avaliando os requerimentos de prorrogação das concessões de distribuição, porém a decisão final sobre a aprovação ou rejeição dos pedidos cabe ao Poder Concedente.

9. No Ofício nº 89/2014-DR/ANEEL, de 30 de maio de 2014, a ANEEL comunicou ao Ministério de Minas e Energia que informou a todas as concessionárias de distribuição que passam pelo processo de prorrogação que a Agência avaliará os requerimentos de prorrogação das concessões de distribuição, mas que cabe ao Poder Concedente a decisão final sobre a aprovação ou rejeição de tais pedidos. Também foi informado que a partir da publicação do regulamento a ser emitido pelo Poder Concedente a ANEEL poderá se pronunciar no sentido de estabelecer recomendações quanto ao processo.

(Pág. 3 da Nota Técnica nº 0175/2015-SCT-SFE-SFF-SRD-SRM/ANEEL

10. Mediante o Ofício nº 166/2014-DR/ANEEL, de 02 de outubro de 2014, a ANEEL enviou ao Ministério de Minas e Energia documento contendo dois anexos. O primeiro anexo delineava as vantagens e desvantagens dos vários cenários referentes à prorrogação das concessões e o segundo anexo tratava de apresentação realizada pela ANEEL com avaliação das distribuidoras quanto aos critérios para prorrogação mencionados no art. 7º da Lei 12.783, de 2013.

### **III – DA ANÁLISE**

11. O Decreto nº 8.461, 2 de junho de 2015, regulamentou a prorrogação das Concessões de distribuição de energia elétrica de que trata o art. 7º da Lei nº 12.783, de 11 de janeiro de 2013 por trinta anos. A prorrogação se dará com vista a atender os critérios estabelecidos pelo Poder Concedente na intenção de melhorar a prestação do serviço para os usuários.

#### **III – 1 – DESCRIÇÃO DO DECRETO**

12. De acordo com as diretrizes do Decreto, os critérios que devem ser alcançados são: eficiência com relação à qualidade do serviço prestado, eficiência com relação à gestão econômico-financeira, racionalidade operacional e econômica e modicidade tarifária.

13. Os critérios mencionados no parágrafo anterior deverão ser alcançados por meio de métricas de melhoria contínua estabelecidas pelo Poder Concedente, a serem detalhadas pelos Contratos de Concessão que serão assinados pelas distribuidoras. Tendo um horizonte de cumprimento máximo de 5 (cinco) anos, contados a partir do ano civil subsequente à data de celebração do contrato, essas condições terão que ser aceitas pelas distribuidoras para que ocorra a prorrogação do contrato citado.

14. Cabe à ANEEL apurar e dar publicidade ao cumprimento das metas estabelecidas no Contrato de Concessão. Ressalta-se que o descumprimento de qualquer limite anual das trajetórias de melhoria contínua estabelecidas poderá resultar em obrigações de aporte de capital por parte dos sócios controladores.

15. No caso de descumprimento de qualquer uma das metas anuais estabelecidas nos critérios de prorrogação da concessão, por dois anos consecutivos ou quaisquer das metas no final do período de cinco anos, será iniciado o processo de extinção da concessão. Porém, o concessionário poderá apresentar um plano de transferência do controle societário como forma alternativa a essa extinção.

16. Esse plano de transferência de controle societário deverá demonstrar a viabilidade da troca de controle e o benefício dessa solução para a adequação do serviço a ser prestado. Somente assim a ANEEL poderá avaliar tal transferência e, como consequência, suspender o processo de extinção em curso.

17. A transferência do controle societário de que trata o parágrafo anterior deverá ser concluída no prazo de 12 meses, prorrogável por período igual no caso de comprovada justificativa, e ensejará no arquivamento do processo de extinção da concessão. Se verificada a inadimplência do concessionário quanto ao plano de transferência de controle ou sua não aprovação por parte da ANEEL, será retomado o processo de extinção.

(Pág. 4 da Nota Técnica nº 0175/2015-SCT-SFE-SFF-SRD-SRM/ANEEL

18. As concessões de distribuição de energia elétrica não prorrogadas ou que tenham sido objeto de extinção serão licitadas nos termos da Lei nº 12.783/2013. Esta licitação será sem reversão prévia de bens, e a indenização a ser paga ao antigo concessionário. Em função do valor dos investimentos dos bens reversíveis ainda não depreciados a indenização será calculada pela ANEEL com base no Valor Novo de Reposição – VNR, e considerará a depreciação acumulada a partir da data de entrada em operação da instalação.

19. Não será dado tratamento tarifário diferenciado em função das condições exigidas para a prorrogação das concessões, ou seja, as distribuidoras terão que cumprir todo o regulamento estabelecido normalmente pela ANEEL mesmo durante o período em que estiverem na fase de atendimento dos critérios de prorrogação.

20. Cabe à ANEEL discutir em audiência pública o modelo de Contrato de Concessão que contemplará as condições de prorrogação das concessões, o qual definirá detalhadamente as métricas para cada uma das condições listadas no Decreto nº 8.461, 2 de junho de 2015.

### **III – 2 – CONTRATO**

21. O modelo de termo aditivo ao contrato para a prorrogação das concessões de distribuição de energia elétrica foi elaborado tendo como premissa as disposições de prorrogação condicionada estabelecidas no Decreto, conforme consta do Anexo II. Além disso, são propostos aprimoramentos na redação e ajustes de alocação de dispositivos para atualizar e facilitar o entendimento do documento.

22. O novo contrato também prevê a inclusão de Cláusulas que dão ao regulador novas ferramentas para garantir a adequada prestação do serviço de distribuição. São elas a Cláusula Sétima, que trata da Sustentabilidade Econômica e Financeira, prevendo a obrigação da concessionária preservar condições mínimas de sustentabilidade na gestão de seus custos, despesas e endividamento durante toda a concessão; a Cláusula Oitava, que trata da Governança Corporativa e Transparência; a Cláusula Décima Terceira, que trata de Compromissos do Controlador Societário como a obrigação de aporte de capital se necessário para preservar a sustentabilidade econômico-financeira da concessão; e a Cláusula Décima Oitava, que trata das condições de prorrogação condicionada.

#### **III – 2.1 – DA QUALIDADE**

23. Existem vários indicadores que podem ser utilizados para avaliar a eficiência na prestação do serviço na distribuição. Analisando-se a relevância, a simplicidade e a consistência das informações, o Poder Concedente optou por avaliar as distribuidoras pela continuidade do serviço, a qual é caracterizada pela frequência e pela duração das interrupções de energia elétrica. Desse modo, o Decreto determinou que para os cinco anos do período de avaliação as distribuidoras devem alcançar os limites de continuidade a serem definidos pela ANEEL, por meio de uma trajetória de melhoria contínua.

24. Além das condições a serem atendidas no período de avaliação de cinco anos, estão sendo propostas algumas alterações nas cláusulas gerais do contrato relativas às condições de prestação do serviço, à expansão e à fiscalização.

### III – 2.2 – APRIMORAMENTO DAS CONDIÇÕES NA PRESTAÇÃO DO SERVIÇO

25. Na cláusula de condições de prestação do serviço (cláusula segunda), os principais aprimoramentos ocorreram nas subcláusulas oitava, nona e décima da minuta de contrato proposta.

26. A subcláusula oitava determina que o descumprimento dos padrões de qualidade estabelecidos pela ANEEL de forma frequente e/ou acentuada poderá, com base em uma regulação futura a ser aprovada pela Agência, resultar na impossibilidade de pagamento de dividendos ou juros sobre o capital próprio, até que as condições de prestação do serviço adequado sejam reestabelecidas. O objetivo da ANEEL é resguardar os consumidores de uma deterioração do serviço prestado intensificada pela retirada de recursos da empresa por parte dos sócios.

27. É importante deixar claro que não se trata de restringir o pagamento de dividendos e juros sobre o capital próprio por qualquer violação ocorrida. A regulação preverá essa restrição apenas em casos extremos, nos quais a distribuidora viole os limites estabelecidos por uma margem elevada, ou viola esses limites consecutivamente, descaracterizando assim violações eventuais. Desse modo, ocorrendo uma deterioração de tal nível, a distribuidora será obrigada a manter os recursos que seriam distribuídos aos sócios no caixa da empresa, o que proporcionará a ela a possibilidade de aplicação desses recursos para a melhoria da qualidade prestada. Mais esclarecimentos sobre a motivação para o uso desse dispositivo encontram-se na Seção III – 2.3.2.3.2. (*Restrição à distribuição de recursos da distribuidora em dificuldades aos seus sócios*) desta Nota Técnica.

28. Quanto à subcláusula nona, trata-se da obrigação de a distribuidora elaborar e manter, de forma atualizada, seu plano de manutenção das instalações de distribuição, o qual deverá conter as periodicidades e atividades de manutenção dos equipamentos de seu sistema elétrico. Tal obrigação será de grande importância para o acompanhamento da aplicação correta dos recursos de manutenção pela área de fiscalização da ANEEL.

29. Já a subcláusula décima determina que a distribuidora deverá cumprir as metas de universalização do serviço de distribuição estabelecidas pela ANEEL. Tal obrigação, que já existe em regulamento, está sendo reafirmada contratualmente por ser de extrema relevância para os consumidores ainda não universalizados.

30. Para a cláusula de expansão do sistema elétrico (cláusula quinta), a alteração mais relevante se refere à inclusão da subcláusula quarta, que obriga a distribuidora a subsidiar e participar do planejamento do setor elétrico e da elaboração dos planos e estudos de expansão do Sistema Elétrico Nacional. Ainda, a subcláusula determina que a distribuidora deverá implementar as obras de sua responsabilidade e fazer cumprir as determinações técnicas e administrativas decorrentes dos planos. Tal obrigação não é nova e já existe em muitos contratos vigentes, mas dada a sua importância, deve ser uniformizada e destacada no contrato.

31. Na cláusula de fiscalização do serviço (cláusula nona), a principal alteração se refere à subcláusula terceira, que determina que as distribuidoras deverão disponibilizar à ANEEL, sempre que

(Pág. 6 da Nota Técnica nº 0175/2015-SCT-SFE-SFF-SRD-SRM/ANEEL

solicitado, acesso remoto a todos os sistemas utilizados na prestação do serviço de distribuição, o que facilitará as ações de fiscalização da Agência.

32. Por fim, foi criada na cláusula relativa à extinção da concessão (cláusula décima segunda) a subcláusula décima terceira, que estabelece que a ANEEL editará um regulamento que tratará do regime a ser observado pela distribuidoras nos últimos cinco anos da concessão, o qual poderá prever obrigatoriedade de investimentos mínimos anuais, agravamento de penalidades, amplo acesso às informações administrativas, comerciais e operacionais, entre outras regras necessárias para garantir a continuidade da prestação do serviço de distribuição. Tal regulamento buscará evitar que a distribuidora deixe de investir e de operar de maneira adequada o sistema de distribuição em razão da proximidade do término da concessão.

### **III – 2.3 – MÉTRICA DA PRORROGAÇÃO CONDICIONADA DA QUALIDADE**

33. O Decreto nº 8.461/2015, dispõe, em seu Art. 1º, que a eficiência com relação à qualidade do serviço prestado é um dos critérios a serem atendidos para a prorrogação das concessões de distribuição. O § 2º do Art. 1º determina que esse critério de eficiência deva ser avaliado por meio de indicadores que considerem a frequência e a duração média das interrupções do serviço público de distribuição de energia elétrica.

34. Adicionalmente, o Decreto nº 8.461/2015 estabelece, no § 4º do Art. 1º, que o atendimento ao critério de eficiência com relação à qualidade do serviço prestado poderá ser atendido em até cinco anos, contados a partir do ano civil subsequente à assinatura do contrato de concessão ou termo aditivo. Ainda, determina que as metas anuais para atendimento do critério devem ser definidas por meio de uma trajetória de melhoria contínua, estabelecidas a partir do maior valor entre os limites a serem definidos pela ANEEL e os indicadores apurados para cada concessionária no ano civil anterior à celebração do contrato de concessão ou termo aditivo.

35. Foi estabelecido ainda pelo Art. 4º do Decreto nº 8.461/2015 que o não atendimento às metas estabelecidas na trajetória de melhoria contínua, por dois anos consecutivos ou ao final do período de cinco anos, implicará a extinção da concessão.

36. Com relação aos indicadores a serem adotados para avaliação das concessionárias, o Decreto nº 8.461/2015 deixa claro se tratarem de indicadores de duração e frequência média das interrupções apurados para cada concessionária. No arcabouço regulatório da ANEEL, os indicadores com tais características são o DEC (Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora) e o FEC (Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora), apurados de forma global, para cada concessionária.

37. A Figura 1 a seguir apresenta a forma como os indicadores DEC e FEC são segregados na apuração, por origem e classificação das interrupções, de acordo com o Módulo 8 dos Procedimentos de Distribuição – PRODIST. As parcelas em cinza (XPC, XNC, IPC, INC, INO e INE) representam as interrupções não contabilizadas na apuração dos indicadores DEC e FEC, em razão de situação de emergência, dia crítico ou atuação de Esquemas Regionais de Alívio de Carga – ERAC. As parcelas em branco (XP – interrupções externas programadas, XN – interrupções externas não programadas, IP – interrupções internas programadas e IND – interrupções internas não programadas e não expurgáveis) constituem os indicadores DEC e FEC considerados para avaliação frente aos limites estabelecidos pela ANEEL.

(Pág. 7 da Nota Técnica nº 0175/2015-SCT-SFE-SFF-SRD-SRM/ANEEL

		X		I	
P	XP	XPC	IPC	IP	
	NP	XN	XNC	INC	IND
INO					
INE					

Figura 1 – Estratificação das interrupções para composição dos indicadores DEC e FEC

38. Assim, os indicadores DEC e FEC consideram tanto as interrupções de origem interna quanto aquelas de origem externa ao sistema de distribuição (interrupções ocorridas na rede de suprimento à distribuidora, podendo ser a transmissão ou a rede de outra distribuidora). Do ponto de vista do consumidor, a ANEEL considera que essa é a forma mais adequada para a definição dos limites individuais e coletivos, uma vez que o consumidor está sujeito a todas as interrupções ocorridas no sistema elétrico, devendo ser compensado quando da violação desses limites. Destaca-se ainda que, de forma geral, as interrupções do suprimento (XP e XN) possuem pequeno impacto nos indicadores apurados das distribuidoras. Para o período de 2012 a 2014, a participação média dessas interrupções nos indicadores apurados do Brasil foi de 4,12% no DEC e 6,85% no FEC.

39. Entretanto, situações excepcionais podem ocorrer, como no caso da interrupção ocorrida na Rede Básica em 10 de novembro de 2009. Na ocasião, houve uma grave perturbação no sistema de transmissão de Itaipu, ocasionando uma interrupção total de 40% das cargas do Sistema Interligado Nacional – SIN.

40. O distúrbio ocorrido no SIN provocou colapso nos Estados de São Paulo, Rio de Janeiro, Espírito Santo e Mato Grosso do Sul e atuações do ERAC, rejeitando cargas na Região Nordeste e Áreas Minas, Goiás, Mato Grosso e Acre/Rondônia. Esse evento teve um impacto significativo nos indicadores DEC e FEC globais de várias concessionárias, principalmente nas regiões Sul e Sudeste. Comparando-se a média móvel dos indicadores DEC e FEC globais das distribuidoras nos períodos de novembro/08 a outubro/09 e dezembro/08 a novembro/09, pode-se verificar uma elevação significativa nos mesmos. A Tabela 1 apresenta as distribuidoras com maiores elevações nos indicadores no período mencionado.

Tabela 1 – Distribuidoras com maiores elevações nos indicadores DEC e FEC globais devido ao blecaute de novembro de 2009.

Distribuidora	Média Móvel: Novembro/08 a Outubro/09		Média Móvel: Dezembro/08 a Novembro/09		Elevação		Elevação Percentual	
	DEC	FEC	DEC	FEC	DEC	FEC	DEC	FEC
CJE	6,03	4,30	10,93	6,06	4,90	1,76	81%	41%
EFLUL	7,47	9,96	13,29	12,31	5,82	2,35	78%	24%
CPFL- Piratininga	6,10	5,09	10,74	6,34	4,64	1,25	76%	25%

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

(Pág. 8 da Nota Técnica nº 0175/2015-SCT-SFE-SFF-SRD-SRM/ANEEL)

ELETROCAR	11,95	14,99	19,00	16,46	7,05	1,47	59%	10%
LIGHT	8,80	5,60	13,47	6,91	4,67	1,31	53%	23%
MUX-Energia	4,75	4,49	6,88	6,84	2,13	2,35	45%	52%
ELFSM	9,13	7,69	13,19	9,27	4,06	1,58	44%	21%
ELETROPAULO	11,15	5,92	15,96	7,17	4,81	1,25	43%	21%
BANDEIRANTE	9,60	5,40	12,71	6,43	3,11	1,03	32%	19%
EFLJC	6,14	5,34	8,10	6,34	1,96	1,00	32%	19%
CPFL-Paulista	5,88	5,11	7,62	5,73	1,74	0,62	30%	12%
AMPLA	14,12	9,84	17,97	11,18	3,85	1,34	27%	14%
ENF	19,21	13,64	23,90	16,06	4,69	2,42	24%	18%
ESCELSA	9,09	5,88	10,97	6,69	1,88	0,81	21%	14%
EMG	15,32	11,02	18,04	13,06	2,72	2,04	18%	19%

41. Da Tabela 1, nota-se que para várias empresas houve aumento no indicador apurado de forma substancial, chegando em alguns casos a mais de 50% de elevação do indicador, sem que a distribuidora tivesse influência na ocorrência da interrupção. Evidentemente, o consumidor sofreu as consequências da interrupção, e no seu ponto de vista não há diferença se o causador foi a distribuidora ou seu supridor.

42. No entanto, para uma avaliação da eficiência na prestação do serviço pela distribuidora requerida pelo Decreto, seria razoável que esse tipo de interrupção, tão excepcional quanto gravosa, fosse considerada de maneira distinta das interrupções ordinárias ocorridas no suprimento. Ainda, o Decreto determinou que a trajetória de melhoria contínua não pode ser violada por dois anos consecutivos, tampouco pode ser violada no quinto ano do período de avaliação, sob pena de extinção da concessão.

43. Dada a gravidade da consequência da violação da trajetória, é prudente que os indicadores a serem avaliados reflitam apenas a atuação da distribuidora na prestação do serviço, eliminando-se o risco de uma interrupção como a ocorrida no SIN em 2009 provocar a extinção de uma concessão de distribuição que prestou o serviço de forma adequada.

44. Assim, propõe-se que, para a avaliação da eficiência com relação à qualidade do serviço prestado de que trata o Decreto nº 8.461/2015, sejam utilizadas as parcelas referentes às interrupções de origem interna ao sistema de distribuição que compõem os indicadores globais DEC e FEC, assim como é realizado para fins do componente Q do Fator X, por meio dos indicadores que passam a ser denominados DEC<sub>i</sub> e FEC<sub>i</sub> (DEC e FEC internos), de acordo com as equações a seguir:

$$DEC_i = DEC_{ip} + DEC_{ind}$$

$$FEC_i = FEC_{ip} + FEC_{ind}$$

onde:

DEC<sub>i</sub> = Duração Equivalente de Interrupção de Origem Interna por Unidade Consumidora;

DEC<sub>ip</sub> = DEC devido a interrupção de origem interna ao sistema de distribuição e programada, não ocorrida em dia crítico;

(Pág. 9 da Nota Técnica nº 0175/2015-SCT-SFE-SFF-SRD-SRM/ANEEL

DECind – DEC devido a interrupção de origem interna ao sistema de distribuição, não programada e não expurgável;

FECi = Duração Equivalente de Interrupção de Origem Interna por Unidade Consumidora;

FECip = FEC devido a interrupção de origem interna ao sistema de distribuição e programada, não ocorrida em dia crítico;

FECind – FEC devido a interrupção de origem interna ao sistema de distribuição, não programada e não expurgável.

45. Esses dois indicadores serão utilizados apenas para acompanhamento do cumprimento da trajetória de melhoria do período de cinco anos iniciais do contrato. O Decreto estabeleceu que o ponto de partida da trajetória deve ser o maior valor entre o apurado e o limite estabelecido para a distribuidora no ano civil anterior à assinatura do contrato. Assim, de acordo com o estabelecido no Decreto, as distribuidoras que violaram os limites de continuidade no ano de 2014 terão cinco anos para saírem da condição em que se encontram e atingirem os limites da ANEEL. Para esses casos, a trajetória de melhoria terá como ponto de partida o valor apurado da distribuidora em 2014. Para o caso das distribuidoras que atendem os limites, a trajetória partirá desses limites. Ressalta-se que se tratam de limites para os indicadores DECI e FECi, e não os limites estabelecidos convencionalmente pela ANEEL.

46. Apresenta-se a seguir a proposta de definição dos limites para os indicadores DECI e FECi, e posteriormente a proposta de tratamento da trajetória para as distribuidoras que violaram os limites desses indicadores no ano de 2014.

47. Inicialmente, deve-se avaliar as distribuidoras para verificar quais estão acima dos limites estabelecidos em 2014. Entretanto, como os novos indicadores DECI e FECi a serem avaliados consideram apenas as interrupções de origem interna ao sistema de distribuição, é necessário avaliar os valores apurados apenas para essas interrupções, cujos dados já são enviados pelas distribuidoras à ANEEL.

48. Mantendo-se a coerência, faz-se necessário também um ajuste nos limites estabelecidos pela ANEEL em 2014, de forma a retirar a influência do suprimento nos limites. A metodologia comparativa utilizada pela ANEEL para definição dos limites considera o suprimento de forma média, na medida em que os valores apurados dos conjuntos contêm interrupções do suprimento. Desse modo, de forma geral, retirar o efeito do suprimento nos limites é equivalente a retirar o percentual de interrupções do suprimento verificado no histórico do Brasil.

49. Propõe-se então que os limites globais das empresas em 2014 sejam reduzidos em 4,12% no DEC e em 6,85% no FEC, para serem considerados como limites para os indicadores DECI e FECi para definição da trajetória de melhoria contínua de que trata o Decreto nº 8.461/2015. Esses percentuais representam a média do suprimento verificado no Brasil de 2012 a 2014.

50. Adicionalmente, para duas distribuidoras (Chesp e Boa Vista) foi dado um tratamento diferenciado para os limites de FEC no último processo de definição dos limites, em razão de problemas de suprimento graves enfrentados por essas empresas. Esse tratamento resultou na elevação dos limites de FEC das distribuidoras para os três primeiros anos do período de definição dos limites, retornando o FEC ao valor definido pela metodologia no quarto ano. Como o limite para o ano de 2014 das duas empresas contempla essa

(Pág. 10 da Nota Técnica nº 0175/2015-SCT-SFE-SFF-SRD-SRM/ANEEL

elevação, deve-se considerar, para a definição da trajetória de que trata o Decreto nº 8.461/2015, a trajetória de limites original definida pela metodologia, e não a trajetória diferenciada, uma vez que a influência do suprimento está sendo retirada dos indicadores.

51. Para a definição do ponto final da trajetória, que será o limite de 2020, foi aplicada a metodologia de análise comparativa de desempenho da ANEEL<sup>1</sup>. A única diferença com relação à aplicação ordinária da metodologia foi a consideração apenas das interrupções de origem interna na apuração dos indicadores. O período de apuração adotado para a comparação entre o desempenho dos conjuntos foi o de 2012 a 2014. Os atributos físicos e geográficos utilizados foram os encaminhados para o SIG-R em 2014, de acordo com o estabelecido no Módulo 6 do PRODIST, em razão de os dados de 2015 estarem em processo de validação, constando algumas inconsistências<sup>2</sup>. Basicamente, trata-se da base de dados utilizada para os processos de definição de limites que se iniciaram em 2015 (Coelce, Eletropaulo e Celpa), com a adição de algumas distribuidoras que não constavam nessa base. Para os dados de energia e consumidores por classe foi necessário utilizar os dados do sistema INDQUAL, em razão de problemas observados nas bases do SIG-R.

52. Uma vez definidos os pontos de partida e de chegada da trajetória (ano 2020), deve-se definir os limites intermediários (anos de 2016 a 2019). Para **as distribuidoras com apuração abaixo dos limites**, propõe-se uma trajetória linear a partir do limite de 2014, conforme procedimento ordinário no estabelecimento de limites de DEC e FEC.

53. Para **as distribuidoras com violação dos limites**, ao invés de aplicar a trajetória linear, buscou-se definir uma trajetória com base em resultados obtidos por distribuidoras que no passado tiveram uma melhoria expressiva após a mudança do controlador. Ou seja, busca-se verificar resultados possíveis de serem atingidos com uma melhoria da gestão da empresa, que é o que se espera ao longo dos cinco anos de avaliação.

54. Na história recente do setor, há duas distribuidoras, a Cemar e a Celpa, que apresentavam uma situação crítica nos indicadores DEC e FEC, mas que após a mudança da gestão alcançaram resultados expressivos. A Figura 2 apresenta o histórico de indicadores de DEC e FEC da Cemar, a partir do ano 2003. A mudança de controle da empresa ocorreu em 2004. De forma semelhante, a Figura 3 apresenta o histórico da Celpa a partir do ano 2012, tendo a mudança de controle ocorrido em 2013.

---

<sup>1</sup> Para as distribuidoras CEA e CERR, não foi aplicada a metodologia de análise comparativa em virtude da ausência de dados dos atributos dessas concessionárias. Desse modo, o limite para o quinto ano dessas empresas foi definido com base na trajetória de redução de limites estabelecida para os anos anteriores.

<sup>2</sup> Para algumas empresas, a base encaminhada em 2014 não permitiu a obtenção dos dados. Nesse caso, foi adotada preferencialmente a base enviada em 2015, e em último caso, a base enviada em 2013.

Para a distribuidora Amazonas Energia, os dados encaminhados apresentavam a informação de que todos os conjuntos da Empresa pertencem ao sistema isolado. Como os limites valerão a partir de 2016, a capital já estará interligada, de modo que se considerou apenas os cinco conjuntos do interior como isolados.

Também se ressalta que há indícios de inconsistências na apuração dos dados de DEC e FEC dos conjuntos do interior da Amazonas Energia, os quais têm sido encaminhados com atraso à ANEEL e com valores de número de unidades consumidoras sem atualização.

(Pág. 11 da Nota Técnica nº 0175/2015-SCT-SFE-SFF-SRD-SRM/ANEEL

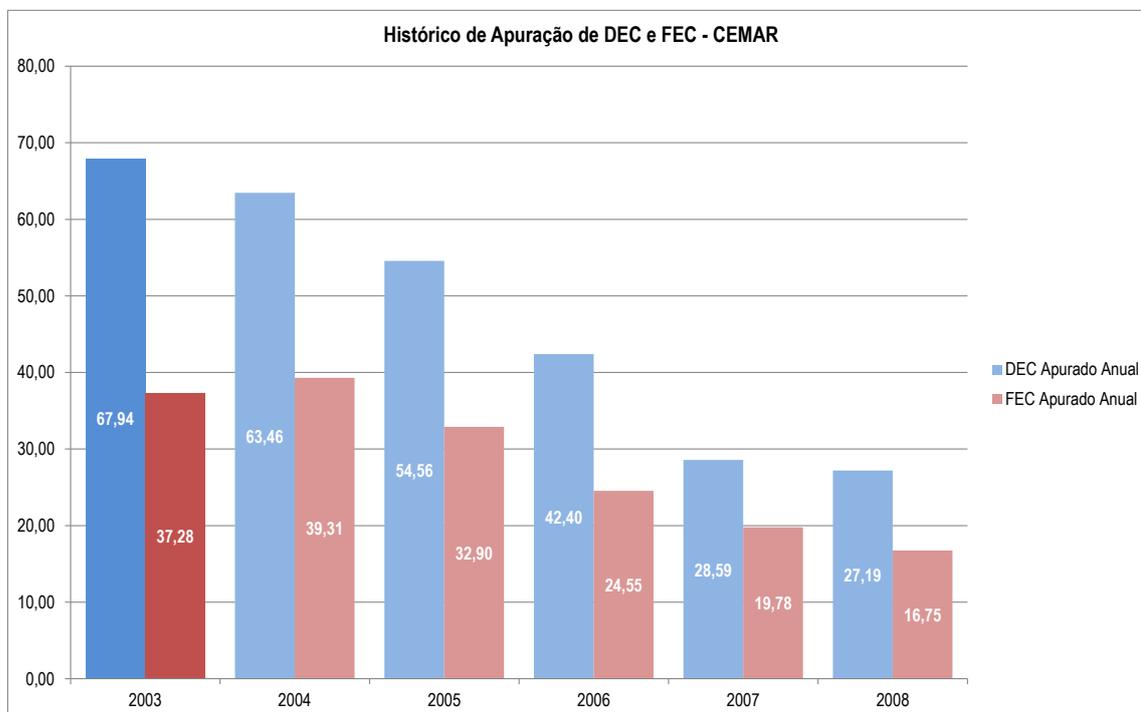


Figura 2 - Histórico de apuração de DEC e FEC da Cemar

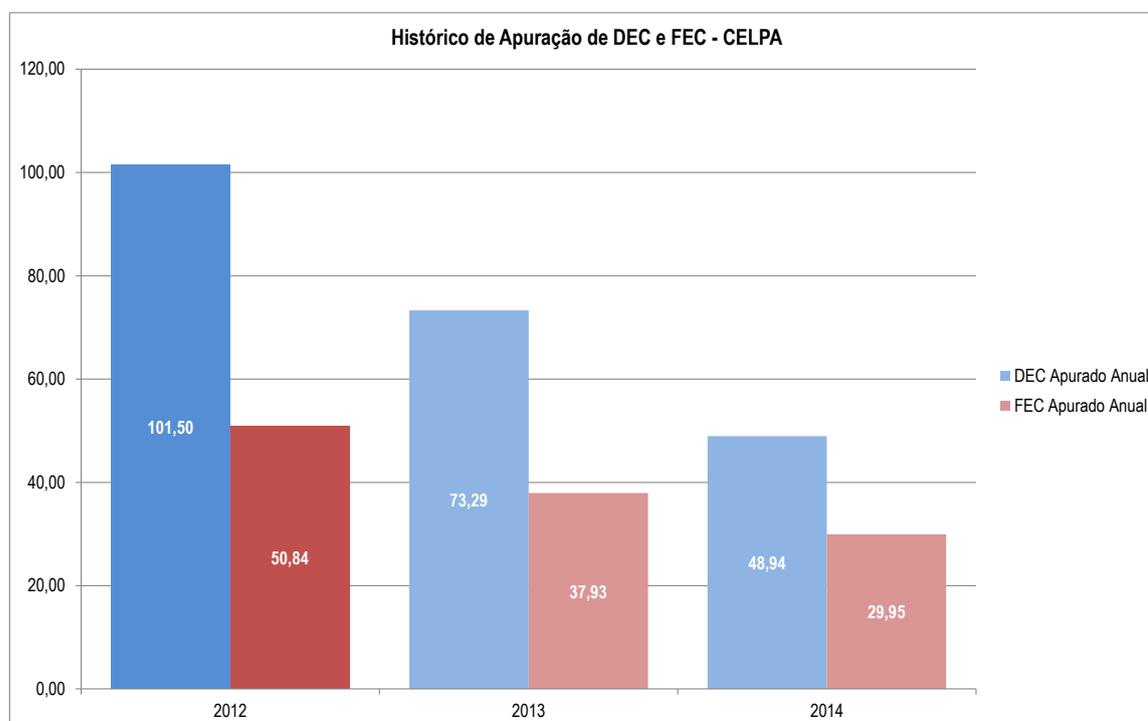


Figura 3 - Histórico de apuração de DEC e FEC da Celpa

(Pág. 12 da Nota Técnica nº 0175/2015-SCT-SFE-SFF-SRD-SRM/ANEEL

55. Observa-se que Cemar e Celpa apresentaram melhorias expressivas após a mudança do controlador societário, sendo a da Cemar um pouco mais suave no início da trajetória. Ainda, apenas no caso da Cemar já existe um histórico de cinco anos após a mudança do controle, para a Celpa há apenas dois anos. Desse modo, optou-se por utilizar a trajetória alcançada pela Cemar no indicador DEC (para o qual ocorre grande parte das violações das distribuidoras) como base para as trajetórias a serem definidas para as distribuidoras com violação.

56. Para tanto, parametrizou-se a redução alcançada pela Cemar, conforme Figura 4. Atribuiu-se o valor 100% para o indicador do ano anterior à transferência de controle e 0% para o indicador alcançado no quinto ano, transformando-se os valores para um plano no qual 100% representa a diferença entre o valor apurado no ano anterior à troca do controle e o valor apurado no quinto ano após a assunção do novo controlador.

57. A partir da análise da Figura 4, percebe-se que há uma tendência de melhoria pequena no início da trajetória, sendo o primeiro ano de ajustes, no qual a distribuidora precisa diagnosticar os problemas de gestão na operação da empresa e começar a implantar melhorias. Nos anos 2, 3 e 4, acentua-se a melhoria alcançada, sendo essa reduzida novamente no final da trajetória, quando o esforço para a redução do indicador começa a se tornar maior.

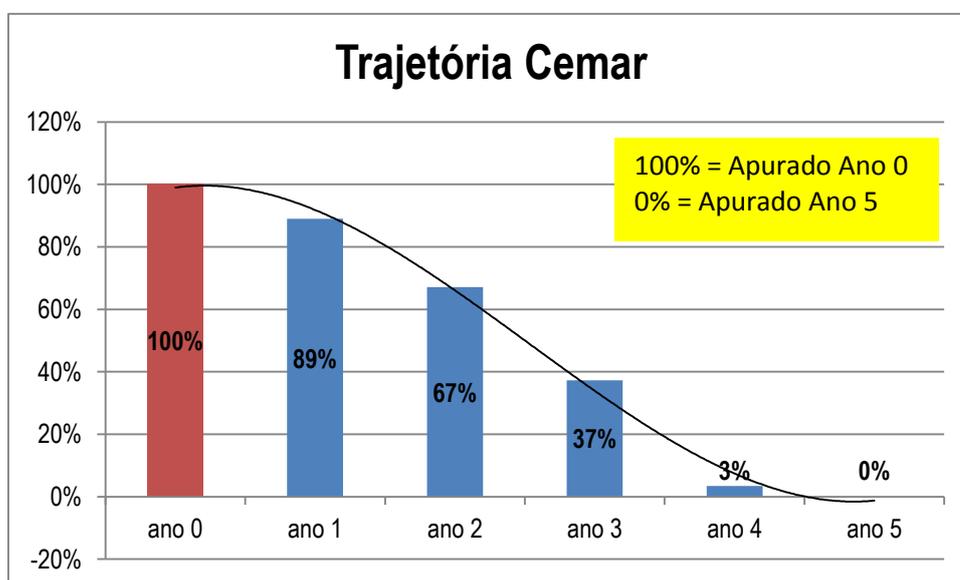


Figura 4 - Trajetória de redução da Cemar parametrizada

58. A partir da trajetória alcançada pela Cemar para o indicador DEC, utilizou-se a linha de tendência da Figura 4 para a definição de uma trajetória a ser adotada para as distribuidoras com violação de limites. A Figura 5 apresenta a trajetória suavizada pela linha de tendência. Na parametrização, o indicador apurado em 2014 é o ponto de partida (100%) e o limite a ser definido para o ano de 2020 será o ponto de

(Pág. 13 da Nota Técnica nº 0175/2015-SCT-SFE-SFF-SRD-SRM/ANEEL

chegada (0%). Ou seja, 100% representa a diferença entre o valor apurado da empresa no ano 2014 e o limite definido para o ano 2020.

59. Os pontos intermediários são calculados por meio de um percentual da diferença entre o valor apurado em 2014 e o limite estabelecido para 2020. Ou seja, a distribuidora deverá reduzir a diferença entre o apurado e o limite em 8% no primeiro ano, em 34% no segundo, em 66% no terceiro, em 93% no quarto e em 100% no quinto, o que significará que a distribuidora atingiu o limite definido pela ANEEL para 2020. Por exemplo, para uma distribuidora com apuração de DECI = 20 horas em 2014 e limite de DECI = 10 horas em 2020, a trajetória dela exigiria uma redução de 10 horas no total. Para o primeiro ano, seria exigida uma redução de 8% (0,8 horas), o que resultaria em um limite de 19,2 horas. Os limites para os anos 2 a 5 seriam então de 16,6, 13,4, 10,7 e, finalmente, 10 horas.

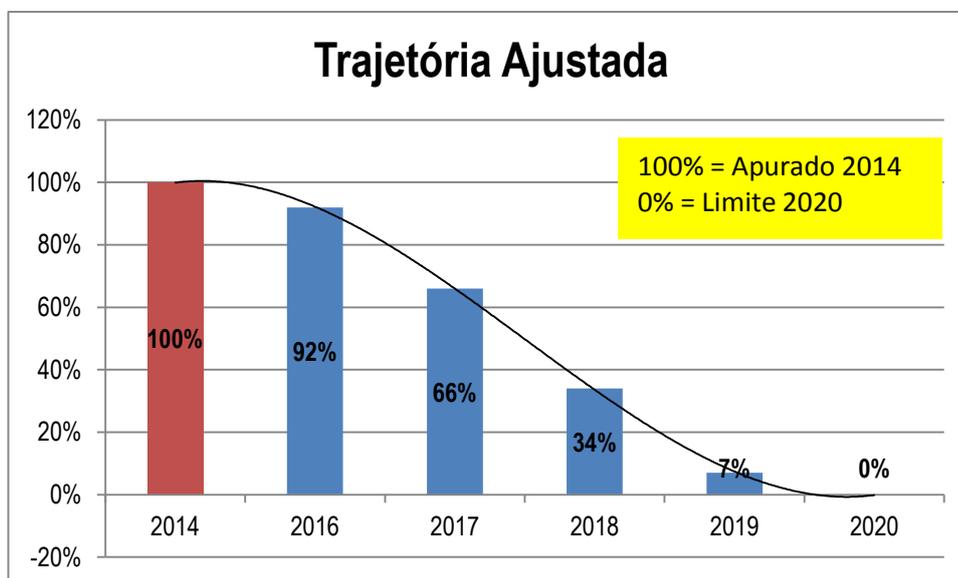


Figura 5 - Trajetória de redução ajustada a ser adotada para as distribuidoras com violação de limites.

60. De forma a verificar a consistência da trajetória, aplicou-se a trajetória ao caso da Celpa, a partir do ano 2012, chegando ao limite estabelecido pela ANEEL para o ano 2017, conforme mostra a Figura 6. Observa-se que a Celpa cumpriria a trajetória para os dois indicadores DEC e FEC nos dois primeiros anos após a mudança de gestão.

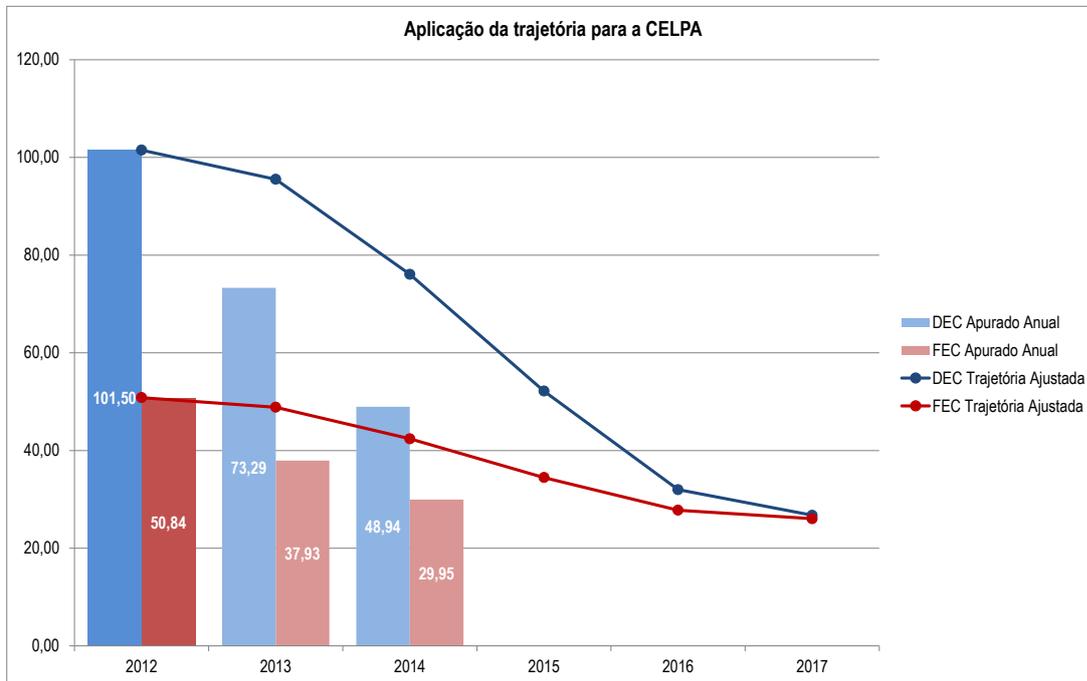


Figura 6 - Aplicação da trajetória ajustada para a Celpa.

61. Definidos o ponto de partida e o ponto final da trajetória, basta apenas aplicar a trajetória ajustada obtida a partir do desempenho da Cemar (para o caso de distribuidoras com violação do limite de 2014) ou a trajetória linear (para o caso de empresas com apuração abaixo do limite de 2014). A Figura 7 apresenta um exemplo da trajetória aplicada para uma distribuidora com violação dos limites de 2014. A barra azul representa o indicador DEC interno (DECi) apurado, enquanto a barra laranja representa o indicador DEC externo (a soma das duas barras corresponde ao DEC da distribuidora). Ressalta-se que os valores apurados mostrados para o ano de 2015 representam a média móvel de abril de 2014 a março de 2015, apenas para ilustrar a situação atual da empresa com relação aos indicadores.

62. Para a definição da trajetória dos cinco anos (linha verde do gráfico), que considerará apenas as interrupções internas, o ponto de partida é o valor apurado do DECi em 2014 (31,58 horas). O ponto final (limite de 2020) foi determinado pela metodologia comparativa, resultando para o caso em questão no valor de 21,97 horas. Conforme determina o Decreto nº 8.461/2015, a trajetória será definida a partir do ano 2016, com os limites sendo definidos de acordo com os percentuais de redução da trajetória ajustada mostrada na Figura 5.

63. O gráfico ainda mostra os limites internos considerados (linha roxa) para os anos de 2012 a 2014, os quais foram obtidos a partir dos limites de DEC e FEC da empresa, descontados os percentuais de 4,12% no DEC e em 6,85% no FEC, referentes à parcela do suprimento. A linha tracejada em preto mostra a trajetória que seria definida de forma convencional pela metodologia, caso não houvesse violação dos limites pela distribuidora.

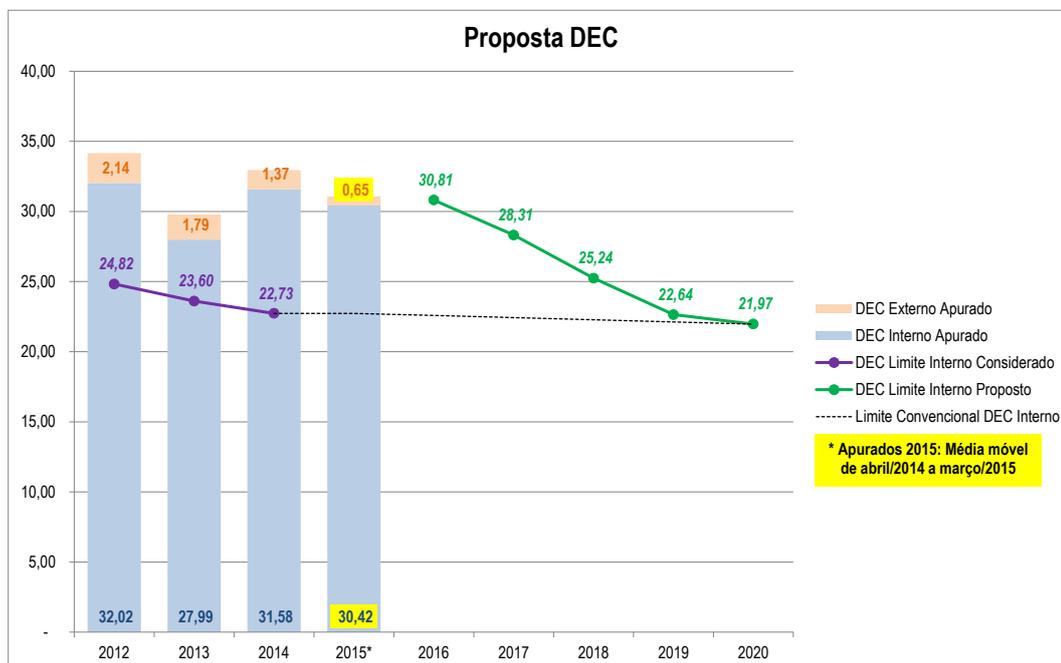


Figura 7 - Exemplo de aplicação de trajetória para distribuidora com violação do limite de DEC em 2014.

64. Para o caso de distribuidoras que atenderam aos limites globais de 2014, a trajetória de melhoria contínua será linear, como mostra o exemplo da Figura 8. Observa-se que nesse caso a trajetória para o período 2016 a 2020 é equivalente à trajetória convencional utilizada na definição dos limites dos indicadores DEC e FEC. Deve-se ressaltar que o Decreto define que a trajetória deve partir dos valores apurados ou limites de 2014, mas deve se iniciar apenas em 2016. Desse modo, não há evolução proposta para o ano de 2015, razão pela qual a linha tracejada apresenta o mesmo valor em 2014 e em 2015. O Anexo III desta Nota Técnica apresenta os gráficos e a tabela com os limites propostos para as distribuidoras para as quais será oferecida a prorrogação dos contratos. Tais limites serão estabelecidos no anexo do contrato que tratará das condições de prorrogação para o período inicial de cinco anos.

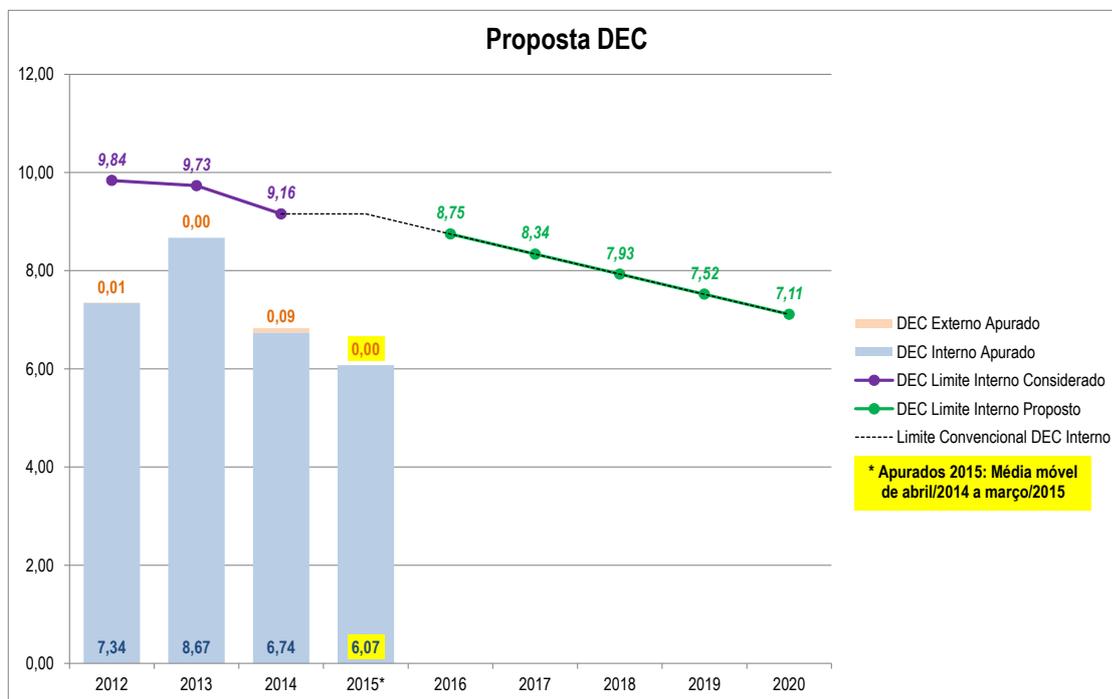


Figura 8 - Exemplo de aplicação de trajetória para distribuidora que cumpriu o limite de DEC em 2014.

65. Cabe ressaltar que toda a regulamentação existente no arcabouço da ANEEL relativa à qualidade do serviço continuará em vigor, tais como os limites de DEC e FEC dos conjuntos estabelecidos em resolução específica para cada distribuidora, os limites individuais de DIC, FIC, DMIC e DICRI definidos no Módulo 8 do PRODIST e o Mecanismo de Incentivo existente no Componente Q do Fator X, aplicado nos processos tarifários. Ou seja, a criação desses indicadores distintos para o período de avaliação do contrato não representará uma flexibilização das regras vigentes para as distribuidoras, nem mesmo para aquelas que violaram os limites. Como toda a regulamentação atual continuará em vigor, a nova trajetória para os indicadores DEC<sub>i</sub> e FEC<sub>i</sub> a ser definida no contrato representará uma obrigação a mais para a distribuidora, cujo descumprimento ensejará a extinção contratual.

### III – 2.3 – GOVERNANÇA CORPORATIVA E SUSTENTABILIDADE ECONÔMICO-FINANCEIRA

66. Tanto a literatura econômica quanto a experiência do monitoramento econômico e financeiro da ANEEL indicam que há uma forte ligação entre a dimensão operacional e a econômico-financeira, uma vez que a prestação de serviço no nível de qualidade esperado pela sociedade pressupõe o desembolso adequado de recursos em construção, operação e manutenção das redes elétricas.

67. Se, por um lado, a dimensão operacional é detalhadamente regulamentada em âmbito legal, contratual e regulatório, por outro, o arcabouço legal e regulatório é praticamente silente quanto a questões de governança e de sustentabilidade econômica e financeira.

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

(Pág. 17 da Nota Técnica nº 0175/2015-SCT-SFE-SFF-SRD-SRM/ANEEL)

68. O colapso do grupo Rede Energia, ameaçando o fornecimento de energia elétrica em sete estados, para quase dezessete milhões de brasileiros, e o recente diagnóstico setorial produzido pela fiscalização da ANEEL revelando a situação preocupante de outras distribuidoras, provocaram o repensar dessa abordagem regulatória e do papel do Estado, tanto sob a vertente regulatória quanto fiscalizatória.

69. No arcabouço regulatório vigente, estão disponíveis ao regulador um conjunto de ferramentas no que toca à gestão econômico-financeira, entre as quais se destacam: (i) o controle prévio de operações comerciais, financeiras e societárias; (ii) a imposição de penalidade de multa por inadimplência tributária ou setorial; (iii) a não aplicação do Índice de Reajuste Tarifário (IRT) por inadimplência setorial; (iv) a intervenção na concessionária e (v) a proposição de caducidade ao Poder Concedente.

70. O controle prévio das operações citadas no item (i) – seja o oferecimento de direitos emergentes ou bens vinculados à concessão em garantia<sup>3</sup>, a celebração de contratos com partes relacionadas<sup>4</sup>, a transferência de controle societário<sup>5</sup> ou as operações societárias com impacto patrimonial, como redução de capital social, incorporação, fusão etc<sup>6</sup> – possibilita ao regulador evitar certas operações que piorariam a situação da empresa, mas concede pouco espaço para que ele a influencie positivamente.

71. No mesmo sentido, a imposição de penalidades e a não aplicação do reajuste por inadimplências são necessárias enquanto sanções ao descumprimento contratual e para desencorajar as concessionárias de praticar essas condutas, mas não abordam diretamente as causas do problema.

72. Por seu turno, a intervenção administrativa e a proposição de caducidade são medidas extremas, a serem utilizadas quando a situação chega a um patamar crítico.

73. É necessário, portanto, desenhar novos instrumentos preventivos que minimizem o risco de uma distribuidora ingressar em uma trajetória de insustentabilidade econômico-financeira e que, na hipótese de sua ocorrência, possibilitem respostas mais rápidas por parte do regulador<sup>7</sup>.

74. Com esse objetivo, a ANEEL vem conduzindo um rico processo de diálogo que já incluiu intercâmbio técnico com a Comissão de Valores Mobiliários (CVM), o Banco Central (BACEN), o Banco Interamericano de Desenvolvimento (BID), o Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES), a Secretaria de Acompanhamento Econômico do Ministério da Fazenda (SEAE), o Grupo de Estudos

---

<sup>3</sup> O tema é regulado pela Resolução Normativa nº 532/2013, que “disciplina a constituição de garantias pelas concessionárias, permissionárias e autorizadas de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica e dá outras providências”.

<sup>4</sup> O tema é regulado pela Resolução Normativa nº 334/2008, que “regulamenta o art. 3o, inciso XIII, da Lei no 9.427, de 26 de dezembro de 1996, o qual trata dos controles prévio e a posteriori sobre atos e negócios jurídicos entre as concessionárias, permissionárias e autorizadas e suas partes relacionadas”, entre outros.

<sup>5</sup> O tema é regulado pela Resolução Normativa nº 484/2012, que “estabelece os procedimentos a serem adotados pelas concessionárias, permissionárias e autorizadas de serviços e instalações de energia elétrica para obtenção de anuência à transferência de controle societário, e dá outras providências”.

<sup>6</sup> O tema é regulado pela Resolução Normativa nº 149/2005, que “estabelece os procedimentos para solicitação de anuência, pelos agentes prestadores de serviço de energia elétrica, para alteração de atos constitutivos”, entre outros.

<sup>7</sup> Esse desafio, inclusive, foi incorporado ao Planejamento Estratégico da ANEEL para o ciclo de 2014 a 2017, através do Objetivo Estratégico nº 7, que visa “Aprimorar os mecanismos para promoção do equilíbrio econômico financeiro do setor”.

(Pág. 18 da Nota Técnica nº 0175/2015-SCT-SFE-SFF-SRD-SRM/ANEEL

do Setor Elétrico da UFRJ (GESEL)<sup>8</sup>, o Centro de Estudos em Regulação e Infraestrutura (CERI) da Fundação Getúlio Vargas (FGV) e o Departamento de Ciências Contábeis e Finanças da UNISINOS, a Agência Nacional de Telecomunicações (ANATEL), as agências de classificação de risco Standard & Poor's, Moody's e Fitch e diversos investidores privados.

75. Somado a esse amplo intercâmbio técnico com instituições de ponta, a ANEEL tem buscado adquirir a massa crítica necessária à modernização do ambiente institucional do segmento de distribuição por meio (i) de estudo avançado de tópicos de direito societário<sup>9</sup>, (ii) da análise da experiência compartilhada pelos interventores do grupo Rede Energia, (iii) das conclusões dos diagnósticos periódicos produzidos pelo monitoramento econômico-financeiro e (iv) de uma ampla pesquisa no arcabouço regulatório do Reino Unido.

76. Esses aprendizados foram recepcionados pelo Poder Concedente, de modo que o Decreto nº 8.461, de 2015, em seu artigo 1º, estabeleceu que o MME poderá prorrogar as concessões de distribuição de energia elétrica por trinta anos, com vistas a atender quatro critérios, dentre eles a “eficiência com relação à gestão econômico-financeira”, mensurada “por indicadores que apurem a capacidade de a concessionária honrar seus compromissos de maneira sustentável”.

77. Além das condições para a prorrogação, o Decreto também conta com uma dimensão estrutural – seu artigo 2º atribuiu à ANEEL a definição da minuta dos novos contratos de concessão contendo cláusulas que “assegurem a sustentabilidade econômico-financeira das concessionárias e especifiquem diretrizes para o fortalecimento da governança corporativa e parâmetros mínimos de indicadores econômico-financeiros, inclusive de obrigação de aporte de capital por parte dos controladores”

78. Passamos, portanto, a dar concretude<sup>10</sup> a esses comandos que buscam o desenvolvimento de uma regulação prudencial no setor elétrico, por meio da instituição de parâmetros mínimos de governança, compreendendo maior grau de transparência e *accountability* dos administradores e controladores, e de parâmetros de sustentabilidade econômica e financeira para as concessionárias.

### III – 2.3.1. O estabelecimento de parâmetros mínimos de governança corporativa

#### III – 2.3.1.1. Exigências de boa governança para as concessionárias e seus Administradores

79. O recente colapso do grupo Rede Energia é paradigmático no que se relaciona com práticas administrativas<sup>11</sup>. Durante o processo de intervenção federal, os interventores identificaram a inexistência de mecanismos de freios e contrapesos que limitassem a concentração do poder decisório no grupo, resultando

<sup>8</sup> O GESEL, inclusive, anunciou que está desenvolvendo um projeto de P&D em parceria com a CPFL Energia para subsidiar a criação de indicadores de sustentabilidade econômico-financeira das distribuidoras de energia elétrica.

<sup>9</sup> Dentre os quais se destacam, entre outros, aqueles que subsidiaram o processo de desverticalização e segregação de atividades, além da elaboração e a revisão dos normativos citados anteriormente (RENs nº 149/2005, 334/2008, 484/2012 e a 532/2013).

<sup>10</sup> As noções expostas neste capítulo se refletem principalmente nos seguintes dispositivos da minuta de contrato: (i) **Cláusula Sétima** – Sustentabilidade Econômica e Financeira; (ii) **Cláusula Oitava** – Governança Corporativa e Transparência; (iii) **Cláusula Décima Terceira** – Compromissos do Controlador e (iv) **Anexo III** – Condições para prorrogação – Eficiência na gestão econômica e financeira.

<sup>11</sup> Para uma visão resumida quanto às fragilidades da governança no grupo Rede Energia, ver os itens 74 a 79 da Nota Técnica nº 345/2014-SFF/ANEEL.

(Pág. 19 da Nota Técnica nº 0175/2015-SCT-SFE-SFF-SRD-SRM/ANEEL

na celebração de contratos não-comutativos com partes relacionadas e no pagamento expressivo de dividendos e bônus mesmo em um cenário de situação econômico-financeira desfavorável.

80. Essas descobertas enriqueceram a análise sobre como evitar casos semelhantes no futuro, provocando reflexão sobre formas de fortalecer a governança das concessionárias. Afinal, uma administração transparente, com visão de longo prazo e foco no consumidor, desempenha papel central na eficiência das operações e na realização dos investimentos inerentes ao negócio.

81. Por governança corporativa, nos referimos aos:

*“mecanismos, processos e relações pelas quais uma empresa é controlada e dirigida. As estruturas de governança identificam a distribuição de direitos e responsabilidades entre diferentes participantes na empresa (como os Administradores, sócios, credores, auditores, reguladores e outras partes interessadas) e incluem as regras e procedimentos para tomar decisões em assuntos corporativos. Governança corporativa compreende os processos por meio dos quais os objetivos empresariais são definidos no contexto do ambiente social, regulatório e mercadológico. Mecanismos de governança incluem o acompanhamento de ações, políticas e decisões das empresas e seus agentes. As práticas de governança corporativa são influenciadas por tentativas de alinhar os interesses de todas partes interessadas”.*<sup>12</sup>

82. Sobre o tema, a Organização para a Cooperação e Desenvolvimento Econômico (OCDE)<sup>13</sup> sustenta que:

*“a boa governança corporativa é fundamental ao crescimento econômico liderado pelo setor privado na América Latina. Ela é reconhecida como uma das questões de ordem pública cuja importância cresce rapidamente na região, tendo no setor privado um instrumento efetivo para a promoção de bem-estar social. Com a privatização de empresas estatais, os países latino-americanos passaram cada vez mais a depender do setor privado para criar novas oportunidades de emprego, gerar receita fiscal e fornecer produtos e serviços aos consumidores. A criação de empregos, o desenvolvimento de tecnologia autóctone e, em última instância, a competitividade internacional das economias latino-americanas precisam fundamentar-se sobre uma base formada por empresas não engessadas por elevados custos de capital e capazes de adaptar as boas práticas administrativas e de governança corporativa ao seu contexto local”*

83. No Brasil, o Código das Melhores Práticas de Governança Corporativa<sup>14</sup> do IBGC discorre sobre sua visão quanto às melhores práticas no que diz respeito (i) à propriedade; (ii) ao Conselho de Administração, abordando sua composição, sua qualificação e seu Presidente, inclusive a segregação de funções entre o Presidente do Conselho e o Diretor-Presidente; Conselheiros Independentes, externos e

---

<sup>12</sup> Shailer, Greg. *An Introduction to Corporate Governance in Australia*, Pearson Education Australia, Sydney, 2004; “OECD Principles of Corporate Governance, 2004”. OECD. Retrieved 2013-05-18.; Tricker, Adrian, *Essentials for Board Directors: An A–Z Guide*, Bloomberg Press, New York, 2009; Janet & Shailer, Greg. The Effect of Board-Related Reforms on Investors Confidence. *Australian Accounting Review*, 18(45) 2008: 123-134; obras citadas em “Corporate Governance” na Wikipedia, disponível em: [http://en.wikipedia.org/wiki/Corporate\\_governance](http://en.wikipedia.org/wiki/Corporate_governance). Último acesso em: 15/05/2015

<sup>13</sup> “Relatório Oficial sobre Governança Corporativa na América Latina”, 2003, p.7. Disponível em: <http://www.oecd.org/corporate/ca/corporategovernanceprinciples/24277169.pdf>. Último acesso em: 15/05/2015.

<sup>14</sup> 4ª Edição, publicada em 2009, disponível em: <http://www.ibgc.org.br/inter.php?id=18180>. Último acesso em 26/11/2014.

(Pág. 20 da Nota Técnica nº 0175/2015-SCT-SFE-SFF-SRD-SRM/ANEEL

internos, Comitê de Auditoria; Auditoria Interna; Ouvidoria e Canal de Denúncias; (iii) à Gestão, incluindo controles internos, transparência e relacionamento com Partes Interessadas; (iv) à Auditoria Independente; (v) ao Conselho Fiscal, compreendendo sua composição, sua agenda de trabalho, seus relacionamentos e pareceres e, por fim, (vi) à Conduta e Conflito de Interesses, inclusive operações com partes relacionadas.

84. Já no âmbito do Novo Mercado da BOVESPA<sup>15</sup>, os arranjos têm como principal objetivo proteger os interesses dos acionistas minoritários e favorecer a democratização da gestão, como: (i) um mínimo de 5 membros no Conselho de Administração, dos quais pelo menos 20% devem ser independentes com mandato unificado de até 2 anos; (ii) vedação à acumulação de cargos do Presidente do Conselho e Diretor Presidente (ou principal executivo) pela mesma pessoa e (iii) obrigatoriedade de reunião pública anual. Além disso, o mínimo de 25% de ações em circulação favorece uma maior supervisão da gestão, não apenas pela BOVESPA, como também pela CVM e pelos próprios minoritários.

85. Inclusive, com o intuito de resgatar a confiança de investidores e a credibilidade no mercado de capitais, no último 22 de abril a BOVESPA e a CVM apresentaram propostas iniciais para o aprimoramento da governança corporativa das empresas estatais. As medidas se dividem em quatro linhas de ação: transparência, práticas de controle interno, composição da administração e do conselho fiscal e obrigações dos acionistas controladores. O programa aborda desde maiores exigências na divulgação de informações até obrigações relacionadas à estrutura interna – como a criação de uma Diretoria de *Compliance*. O assunto converge amplamente com a visão da ANEEL, especialmente considerando-se o grau de participação pública no setor elétrico, em particular, no segmento de distribuição.

86. Sob a ótica regulatória, já de longa data o Banco Central estabeleceu uma série de dispositivos relacionados à governança das instituições financeiras. *“É interessante destacar que a legislação bancária [...] é mais abrangente, pois tem como meta manter a credibilidade da entidade perante depositantes e a sociedade. Nesse sentido, o conceito de Governança Corporativa está presente no conjunto de normas que regem as operações das instituições financeiras nacionais, muitas vezes extrapolando as exigências contidas na Lei das Sociedades Anônimas, por meio de dispositivos que determinam a aplicação de procedimentos que viabilizem a otimização do desempenho e a transparência nas ações desenvolvidas por estas entidades”*<sup>16</sup>.

87. Tem-se, como exemplos da regulação prudencial das instituições financeiras, (i) a exigência de segregação de funções entre as áreas de negócio e de risco de mercado (e.g. o art. 14 da Resolução nº 4193/2003); (ii) a impossibilidade de o controlador direto ter por objeto social outra atividade além da participação societária em instituições financeiras (Resolução nº 3040/2002, art. 14) e (iii) regras sobre a estruturação e o funcionamento de Comitês de Auditoria (Resolução nº 3198/2004, art. 10).

88. A mesma compreensão vem pautando as ações da Agência Nacional de Saúde Suplementar (ANS) que, por meio de Acordo de Cooperação Técnica com o IBGC, vem mapeando as oportunidades de fortalecimento da governança no setor. Tanto é que, em sua Agenda Regulatória de 2013/2014, consta, no eixo Sustentabilidade do Setor, que busca o equilíbrio econômico-financeiro do setor e a qualificação da gestão das

<sup>15</sup> Ver <http://www.bmfbovespa.com.br/pt-br/servicos/solucoes-para-empresas/segmentos-de-listagem/o-que-sao-segmentos-de-listagem.aspx?idioma=pt-br>, último acesso em 26/11/2014.

<sup>16</sup> De acordo com a Nota nº 50/2013/DIOPE/ANS, no âmbito dos estudos da ANS sobre Governança.

(Pág. 21 da Nota Técnica nº 0175/2015-SCT-SFE-SFF-SRD-SRM/ANEEL

operadoras de plano de saúde, o projeto<sup>17</sup> de “estudos sobre a implantação dos princípios de Governança Corporativa no setor”.

89. De acordo com a Nota nº 5/2013/DIOPE/ANS, que subsidia a iniciativa, “Outrossim, em um setor regulado, como o setor de saúde suplementar, a implementação dos princípios de Governança Corporativa pode reforçar e sustentar uma divisão de responsabilidades, dos sistemas de checagem, de auditoria independente, de controles internos e de gestão de riscos e a integridade das operações; funcionando, por conseguinte, como uma espécie de primeira linha do sistema regulatório”

90. Mais adiante, referida nota prossegue: “Assim, a melhora da qualidade das informações prestadas pela empresa aliada à ampliação dos direitos societários e um maior grau de transparência para o mercado reduz as incertezas no processo de avaliação de investimento e, conseqüentemente, do risco. Além disto, a implementação de elementos de Governança Corporativa pode desempenhar importante papel na melhoria da gestão das operadoras de planos de saúde”.

91. A ANS ainda avançou no estudo da aplicação das boas práticas de governança corporativa aos agentes do setor de saúde, reunindo quatro princípios fundamentais:

*“a) **Transparência:** necessidade de disponibilizar para as partes interessadas (“stakeholders”) informações de seu interesse e não apenas aquelas impostas por disposições legais ou regulamentares. A adequada transparência resulta em um ambiente de confiança, tanto internamente quanto nas relações da empresa com terceiros. Não deve se restringir ao desempenho econômico-financeiro, contemplando também outros fatores que norteiam a ação gerencial e que conduzem à criação de valor;*

*b) **Equidade:** tratamento justo de todos os sócios e demais partes interessadas;*

*c) **Prestação de Contas (accountability):** os agentes de Governança devem prestar contas de sua atuação, assumindo integralmente as conseqüências de seus atos e omissões; e*

*d) **Responsabilidade Corporativa:** os agentes de Governança devem zelar pela sustentabilidade das organizações, visando à sua longevidade, incorporando objetivos de ordem social e ambiental na definição dos negócios e operações.”*

92. Olhando para as melhores práticas internacionais, no Reino Unido, país referência em regulação, as Agências Reguladoras estabeleceram diversos comandos relativos à governança.

93. A OFGEM (Agência Reguladora de Energia e Gás)<sup>18</sup> estabelece diversos deveres às distribuidoras, dentre os quais mais nos chamaram atenção: (i) mínimo de 2 Conselheiros Independentes na Administração de cada distribuidora; (ii) manutenção de um plano permanente de intervenção; (iii) o dever de os administradores da distribuidora emitirem uma declaração prévia a qualquer distribuição de dividendos e (iv) a nomeação de um Responsável por *Compliance (compliance officer)*, com uma série de tarefas e deveres estabelecidos pelo regulador.

---

<sup>17</sup> Disponível em: <http://www.ans.gov.br/aans/transparencia-institucional/agenda-regulatoria?funcao=expande1&name=#aca06>, último acesso: 15/05/2015.

<sup>18</sup> Cláusulas 40, 43 e 43A da versão atual dos “*standard conditions of the electricity distribution licence*”, disponível em: <https://www.ofgem.gov.uk/licences-codes-and-standards/licences/licence-conditions>. Último acesso em 15/05/2015.

(Pág. 22 da Nota Técnica nº 0175/2015-SCT-SFE-SFF-SRD-SRM/ANEEL

94. Já na OFWAT (Agência Reguladora de Serviços de Água) a regulação<sup>19</sup> é ainda mais abrangente, compreendendo: (i) a aplicação das melhores práticas da bolsa de valores de Londres; (ii) um Presidente Independente para o Conselho de Administração (*independent chairman*)<sup>20</sup>; (iii) uma maioria de Administradores independentes; (iv) interações regulatórias focadas nos Administradores Independentes; (v) a impossibilidade de o Presidente Executivo ser também o “Presidente do Conselho de Administração”; (vi) procedimentos formalizados e claros de indicação de novos dirigentes; (vii) comitês de remuneração e de auditoria deliberados no agente regulado, entre outros. De acordo com John Cox, Presidente da OFWAT, uma gestão independente reduziria a necessidade de regulação, uma vez que: “*permitiria que as empresas tomassem as decisões difíceis por elas mesmas, ao invés de tê-las tomadas pelo regulador*”.<sup>21</sup>

95. Nesse contexto, a ANEEL deu o primeiro passo para fortalecer a governança do segmento de distribuição por meio da Audiência Pública nº 72/2014. A proposta de regulamento em discussão condiciona a integração da gestão de distribuidoras com outras empresas do grupo econômico à adoção de um pacote mínimo de governança.

96. Resumidamente, esse pacote compreende: (i) a exigência de um Conselho de Administração com no mínimo 5 membros, sendo 20% deles independentes (regra do Novo Mercado da BOVESPA); (ii) a obrigatoriedade de instalação de um Conselho Fiscal permanente e (iii) a exigência de um Diretor Presidente, um Diretor Financeiro e um Diretor Técnico em dedicação exclusiva para a distribuidora, para evitar conflito de interesses com outros negócios do grupo econômico (comercializadoras, construtoras, prestadoras de serviços etc.). Para esses executivos, também foram desenhados deveres regulatórios entre eles e a ANEEL, tal como o ônus de se manifestar previamente a distribuições de dividendos.

97. Essa proposta foi o primeiro passo de uma estratégia de longo prazo de fortalecer a governança do setor, como se pode depreender da conclusão do Voto do Diretor-Geral da Agência: “*Acima de tudo, a incorporação de parâmetros de governança corporativa ao arcabouço da ANEEL se revela um horizonte promissor para o aprimoramento das práticas de gestão e o aumento dos níveis de transparência no segmento de distribuição de energia elétrica*”<sup>22</sup>

98. O próximo passo nessa estratégia seria o estabelecimento de um pacote mais abrangente, aplicável a todas as distribuidoras, para o qual conferirá maior segurança jurídica à incorporação da seguinte

<sup>19</sup> “Board leadership, transparency and governance”. Disponível em: <http://www.ofwat.gov.uk/regulating/compliance/board/>, último acesso em 15/05/2015.

<sup>20</sup> No Reino Unido, assim como em outros países Anglo-Saxões, vige o instituto da administração unitária (*unitary board*), que congrega administradores executivos e não executivos. Diferentemente, no Brasil, assim como na Alemanha, tem-se o modelo da administração dual (*dual board system*), por meio da qual são separados o órgão de administração (*management board*) e o órgão de supervisão (*supervisory board*). Nesse contexto, para fins desse estudo, *Chairman* foi traduzido por Presidente do Conselho de Administração; *Non-Executive Director* (NED) por Conselheiros de Administração; CEO por Presidente da Diretoria e *Board Members* por Administradores. Sobre o tema, ver: “A Handbook of Corporate Governance and Social Responsibility”, de ARAS, Güller e CROWTHER, David, p.157 e 158. Último acesso em: 15/05/2015. Disponível em: [http://www.ashgate.com/pdf/SamplePages/Handbook\\_Corporate\\_Governance\\_Social\\_Responsibility\\_Ch10.pdf](http://www.ashgate.com/pdf/SamplePages/Handbook_Corporate_Governance_Social_Responsibility_Ch10.pdf).

<sup>21</sup> Tradução livre de “*Observations on the regulation of the water sector*”, de 05/03/2013: “*independent boards [...] would enable a lower burden of regulation. It would let companies make difficult trade-offs for themselves rather than having the regulator do it*”. Disponível em: [http://www.ofwat.gov.uk/mediacentre/speeches/prs\\_spe20130305jcrac.pdf](http://www.ofwat.gov.uk/mediacentre/speeches/prs_spe20130305jcrac.pdf). Último acesso em 15/05/2015.

<sup>22</sup> Voto do Diretor Romeu Donizete Rufino, em 18 de dezembro de 2014, no Processo nº 48500.005277/2010-02.

(Pág. 23 da Nota Técnica nº 0175/2015-SCT-SFE-SFF-SRD-SRM/ANEEL

cláusula nos contratos de concessão:

### **CLÁUSULA OITAVA - GOVERNANÇA CORPORATIVA E TRANSPARÊNCIA**

*A DISTRIBUIDORA se compromete a empregar seus melhores esforços para manter seus níveis de governança e transparência alinhados às melhores práticas e harmônicos à sua condição de prestadora de serviço público essencial.*

**Subcláusula Primeira** – *A DISTRIBUIDORA obriga-se a observar a regulação da ANEEL sobre governança e transparência que, entre outros, poderá estabelecer parâmetros mínimos e deveres regulatórios relativos ao Conselho de Administração, à Diretoria, ao Conselho Fiscal, à Auditoria e à Conformidade, além de promover o alinhamento da política de remuneração dos Administradores à natureza de longo prazo do serviço público de distribuição.*

99. O dispositivo busca indicar, de forma exemplificativa, aspectos de governança que poderiam contribuir com o ambiente regulatório. Em relação ao Conselho de Administração, à Diretoria e ao Conselho Fiscal, esta Nota Técnica já citou anteriormente o pacote de parâmetros mínimos iniciais proposto pela Audiência Pública nº 72/2014. Ao longo dos próximos trinta anos, a Agência poderá avaliar a necessidade de iniciar Audiências Públicas para debater boas práticas relativas (i) à Auditoria, como praticado pela OFWAT e pelo BACEN, por exemplo; (ii) ao *Compliance*, como praticado atualmente pela OFGEM, por exemplo; e (iii) ao alinhamento da política dos Administradores à natureza de longo prazo do negócio, conforme vem sido amplamente discutido em diversos setores no âmbito internacional.

100. Sobre o último tópico, vale destacar a proposição recente de Jerson Kelman, ex-Diretor-Geral da ANEEL e ex-interventor da Enersul, no seguinte sentido<sup>23</sup>:

*Há duas outras medidas que a Aneel poderia adotar para amortecer a alternância entre bonança e crise, em benefício dos consumidores e dos investidores de longo prazo. Primeiro, premiar no processo tarifário as empresas que decidissem atrelar os bônus de seus executivos exclusivamente a resultados de longo prazo. Por exemplo, ao valor da ação oito anos depois da assunção de função diretiva. [...]*

101. Para finalizar, o fortalecimento da governança corporativa é a peça-chave na visão de transformar o setor elétrico em uma referência nacional de qualidade, legitimidade e controle democrático, internalizando de maneira mais clara no raciocínio empresarial as premissas fundamentais da prestação de serviços públicos – foco no consumidor e visão de longo prazo.

102. O aumento da transparência e o maior alinhamento de incentivos entre a concessionária, seus Administradores e seus controladores também resultará no progressivo aumento da liberdade empresarial, uma vez que um ambiente de maior confiança reduz a necessidade de intervenções regulatórias e fiscalizatórias.

103. Assim, a ANEEL dá mais um passo importante no sentido de desenvolver o ambiente de

---

<sup>23</sup>“Monitoramento econômico-financeiro das distribuidoras”, Brasil Energia, nº 411, fevereiro de 2015. Disponível em: <http://www.kelman.com.br/pdf/bec411-IDkelman.pdf>. Último acesso em: 17/05/2015.

(Pág. 24 da Nota Técnica nº 0175/2015-SCT-SFE-SFF-SRD-SRM/ANEEL

negócios no Brasil, onde, segundo o relatório do Banco Mundial a “CVM, a BOVESPA, o IBGC [Instituto Brasileiro de Governança Corporativa] e as empresas listadas no Novo Mercado têm sido os maiores campeões e agentes de mudança. O desafio agora é “popularizar” a reforma da governança corporativa além desse limitado grupo de insiders e fazê-la uma parte integral do clima de investimentos”<sup>24</sup>.

### III – 2.3.1.2. Exigências de boa governança para o controlador

104. O mercado brasileiro, incluindo o segmento de distribuição de energia elétrica, apresenta uma natureza altamente concentrada. Nesse cenário, um pressuposto para que o agente regulado atue com base nas melhores práticas é que o(s) seu(s) controlador(es) façam o mesmo.

105. Essencial, portanto, olhar para a influência do controlador sobre a distribuidora sob diversos aspectos, incluindo: (i) seu suporte em caso de necessidade pela empresa regulada; (ii) sua responsabilização pela forma como utiliza seu poder de controle em vista das obrigações do contrato de concessão; e (iii) a blindagem da concessionária face a qualquer tipo de riscos ou problemas em outras partes do grupo.

106. Diversos contratos de concessão vigentes já trazem os controladores como intervenientes-anuentes, em alguns casos assumindo responsabilidade solidária pelo contrato. Este mecanismo é importante, mas por si só insuficiente; deve-se pensar em formas de complementá-lo, especialmente no sentido de especificar obrigações mais concretas e exequíveis.

107. Nesse sentido, vale olhar para a experiência do Reino Unido, em especial para a Agência Reguladora que é referência no tema – A OFWAT (Agência Reguladora de Serviços de Água).

108. Naquela jurisdição, a maioria das licenças<sup>25</sup> incorporaram a obrigação que sua Administração deve ser composta de modo que os dirigentes possam agir independentemente do(s) controlador(es) e que onde existir conflito de interesses, o agente regulado e seus diretores devem assegurar que estão em posição de considerar exclusivamente os interesses da companhia regulada.

109. Indo além, em abril de 2014, a OFWAT ainda publicou seus “Princípios para empresas Holding sobre Liderança, Transparência e Governança”<sup>26</sup>, focada nas atividades da *holding* que poderiam causar maior impacto na capacidade de os agentes regulados cumprirem suas obrigações regulatórias, abordando três áreas: (i) transparência, a chave para manter a legitimidade e confiança do consumidor; (ii) gestão de risco, para que a *holding* administre seus riscos de tal modo que a empresa regulada seja protegida de risco em qualquer parte do grupo e (iii) suporte a decisões de longo prazo.

110. No que diz respeito à transparência, cinco pontos são abordados: (i) a estrutura da *holding*

<sup>24</sup> World Bank – Corporate Governance – Country Assessment – Brazil (2005), tradução livre de “Next steps: CVM, BOVESPA, IBGC and firms listed on the Novo Mercado have been major champions and drivers of change. The challenge now is to “mainstream” corporate governance reform beyond this limited group of insiders and make it an integral part of the investment climate agenda”. Disponível em: [http://www.worldbank.org/ifa/rosc\\_cg\\_bra.pdf](http://www.worldbank.org/ifa/rosc_cg_bra.pdf). Último acesso em: 17/05/2015.

<sup>25</sup> Ato de outorga análogo aos nossos contratos de concessão.

<sup>26</sup> “Board leadership, transparency and governance – holding company principles”. Disponível em: [http://www.ofwat.gov.uk/regulating/gud\\_pro20140131leadershipholdco.pdf](http://www.ofwat.gov.uk/regulating/gud_pro20140131leadershipholdco.pdf). Último acesso em: 15/05/2015.

(Pág. 25 da Nota Técnica nº 0175/2015-SCT-SFE-SFF-SRD-SRM/ANEEL)

deve ser transparente, e explicada de forma clara e simples de compreender; (ii) a *holding* providenciará informações sobre estrutura de capital; (iii) a *holding* demonstrará transparentemente os interesses dos seus Administradores e sua natureza (além daquelas declaradas ao nível do agente regulado); (iv) a *holding* explicará quais matérias que impactam no agente regulado são reservadas à Administração da *holding*; (v) a *holding* demonstrará transparentemente seus padrões de governança, inclusive seu grau de adesão aos princípios regulatórios.

111. Em termos de gestão de riscos, quatro aspectos são disciplinados: (i) a *holding* não colocará em risco as obrigações e os requisitos do agente regulado; (ii) a *holding* deve proporcionar ao agente regulado as informações razoavelmente solicitadas sobre as atividades do grupo; (iii) a *holding* deve revelar quaisquer questões ao nível do grupo que podem impactar materialmente a empresa regulada; (iv) a *holding* deve apoiar a Administração do agente regulado para que seja capaz de conduzir o negócio como se fosse uma empresa separada e de capital aberto listada em bolsa.

112. Por fim, quanto ao suporte a decisões de longo prazo, a *holding* deve suportar o agente regulado em operar de forma sustentável (incluindo tomada de decisões de longo prazo) alinhadas com a natureza de longo prazo do setor de água.

113. Muitos desses princípios têm potencial para contribuir com o ambiente regulatório brasileiro. Faz-se necessário, portanto, aprofundar o estudo do tema à luz das especificidades do Setor Elétrico nacional e discuti-lo com a sociedade por meio de Audiências Públicas. Assim, propõe-se que o controlador se comprometa com a futura regulação da ANEEL sobre o tema, nos seguintes termos:

### **CLÁUSULA DÉCIMA TERCEIRA – COMPROMISSOS DO CONTROLADOR SOCIETÁRIO**

[...]

**Subcláusula Quinta** - O(S) SÓCIO(S) CONTROLADOR(ES) se comprometem a observar a regulação da ANEEL para controladores de concessionárias de serviço público, compreendendo mas não se limitando a diretrizes sobre divulgação de informações, gestão de riscos e suporte a decisões de longo prazo.

114. Por fim, a questão do suporte do controlador em caso de necessidade pela empresa regulada será abordada no próximo capítulo, no item III – 2.3.2.3. *Consequências ao descumprimento de parâmetros de sustentabilidade econômico-financeira*

### **III – 2.3.2. A instituição de parâmetros de sustentabilidade econômica e financeira**

#### *III – 2.3.2.1. Introdução*

115. Com vistas a prevenir o agravamento da situação de concessionárias em estado de alerta e mitigar o risco de um caso análogo ao do grupo Rede Energia, o passo fundamental da estratégia regulatória consiste na definição de parâmetros mínimos de sustentabilidade econômica e financeira a serem observados pelas concessionárias de distribuição.

116. Em outras palavras, há necessidade de mecanismos que limitem a liberdade de os

(Pág. 26 da Nota Técnica nº 0175/2015-SCT-SFE-SFF-SRD-SRM/ANEEL

administradores praticarem certos atos e impor a observância de boas práticas de gestão, por meio de *protective covenants*<sup>27</sup> (obrigações de proteção) e *restrictive covenants* (compromissos restritivos).

117. No arcabouço regulatório brasileiro, essa abordagem é utilizada, por exemplo, na regulação bancária do Banco Central, em grande parte orientada pelos acordos da Basileia, e pela Superintendência de Seguros Privados (SUSEP), no âmbito do setor de seguros<sup>28</sup>.

118. No Reino Unido, tanto a Agência Reguladora de Energia e Gás (OFGEM) quanto a Agência de Serviços de Água (OFWAT) exigem que as concessionárias de serviço público mantenham permanentemente o Grau de Investimento atestado por Agência de *Rating* idônea. Para atender essa obrigação, os agentes devem preservar permanentemente força financeira em diversos indicadores<sup>29</sup>.

119. No próprio Setor Elétrico Brasileiro, a definição de parâmetros econômicos e financeiros já é amplamente utilizada por credores em sede de contratos de empréstimos e financiamentos, especialmente relacionados a projeto (*project finance*)<sup>30</sup>.

120. O primeiro passo dado pela ANEEL para incorporação desse raciocínio ao processo regulatório foi dado em 18 de dezembro de 2014, com a abertura da Consulta Pública nº 15/2014, por meio da qual a SFF apresentou à sociedade sua visão<sup>31</sup> sobre a sustentabilidade econômica e financeira das distribuidoras, submetendo à discussão pública suas metodologias e parâmetros de análise.

121. Ainda que seja possível regular o tema com base no poder geral normativo da ANEEL<sup>32</sup>, a inclusão no contrato de concessão das concessionárias de um fundamento legal específico conferirá maior clareza quanto a essa obrigação das concessionárias, nos seguintes termos:

---

<sup>27</sup> Covenants consistem em obrigações civis ou comerciais acessórias, positivas ou negativas, que compõem um sistema de garantia indireta, objetivando a satisfação da obrigação principal – no caso ora examinado, a prestação do adequado serviço de distribuição. Ver BORGES, Luiz Ferreira Xavier. Covenants: Instrumento de Garantia em Project Finance. Disponível em: [http://www.bndes.gov.br/SiteBNDES/export/sites/default/bndes\\_pt/Galerias/Arquivos/conhecimento/revista/rev1106.pdf](http://www.bndes.gov.br/SiteBNDES/export/sites/default/bndes_pt/Galerias/Arquivos/conhecimento/revista/rev1106.pdf). Último acesso em 15/05/2015.

<sup>28</sup> Segundo o formulário de Projeto de P&D do Projeto “Índice de Sustentabilidade Econômico-financeira das Distribuidoras de Energia Elétrica” do GESEL/UFRJ, citando Rodrigues (2008, p. 83), para poder ingressar e permanecer autorizada a atuar no mercado regulado pela SUSEP, uma sociedade seguradora deve se submeter às regras de controle de solidez econômico-financeira, que envolve contínua e sistemática avaliação de variáveis como: (i) Capital Mínimo; (ii) Parâmetros de Solvência; (iii) Limites Técnicos; (iv) Constituição de Provisões Técnicas e (v) Manutenção de Ativos Garantidores das Provisões Técnicas.

<sup>29</sup> A título de exemplificação, na grade de fatores de uma Agência de Rating no Brasil, os indicadores gerais de rating de “força financeira, principais indicadores financeiros” correspondem a 40% do rating, sendo 7,5% atribuídos ao (FCO pré-capital de giro + Juros)/Juros, 15% para o FCO pré-capital de giro/Dívida, 10% para o (FCO pré-capital de giro – Dividendos/Dívida) e 7,5% Dívida/Capitalização. Outros elementos também podem impactar os ratings, como, por exemplo, a qualidade da governança.

<sup>30</sup> De acordo com a definição do BNDES: “Projeto financeiro ou financiamento relacionado a projeto: é uma forma de engenharia financeira suportada contratualmente pelo fluxo de caixa de um projeto, servindo como garantia os ativos e recebíveis desse mesmo projeto.”. Último Acesso em: 15/05/2015. Disponível em: [http://www.bndes.gov.br/SiteBNDES/bndes/bndes\\_pt/Institucional/Apoio\\_Financeiro/Produtos/Project\\_Finance/](http://www.bndes.gov.br/SiteBNDES/bndes/bndes_pt/Institucional/Apoio_Financeiro/Produtos/Project_Finance/).

<sup>31</sup> Para maiores informações, ver a Nota Técnica nº 353/2014–SFF/ANEEL, de 16/12/2014.

<sup>32</sup> Tanto que a Agenda Regulatória da ANEEL 2015/2016 prevê: “Definir parâmetros regulatórios de sustentabilidade econômica e financeira para fins de fiscalização do equilíbrio econômico e financeiro das distribuidoras de energia elétrica”.

### **CLÁUSULA SÉTIMA - SUSTENTABILIDADE ECONÔMICA E FINANCEIRA**

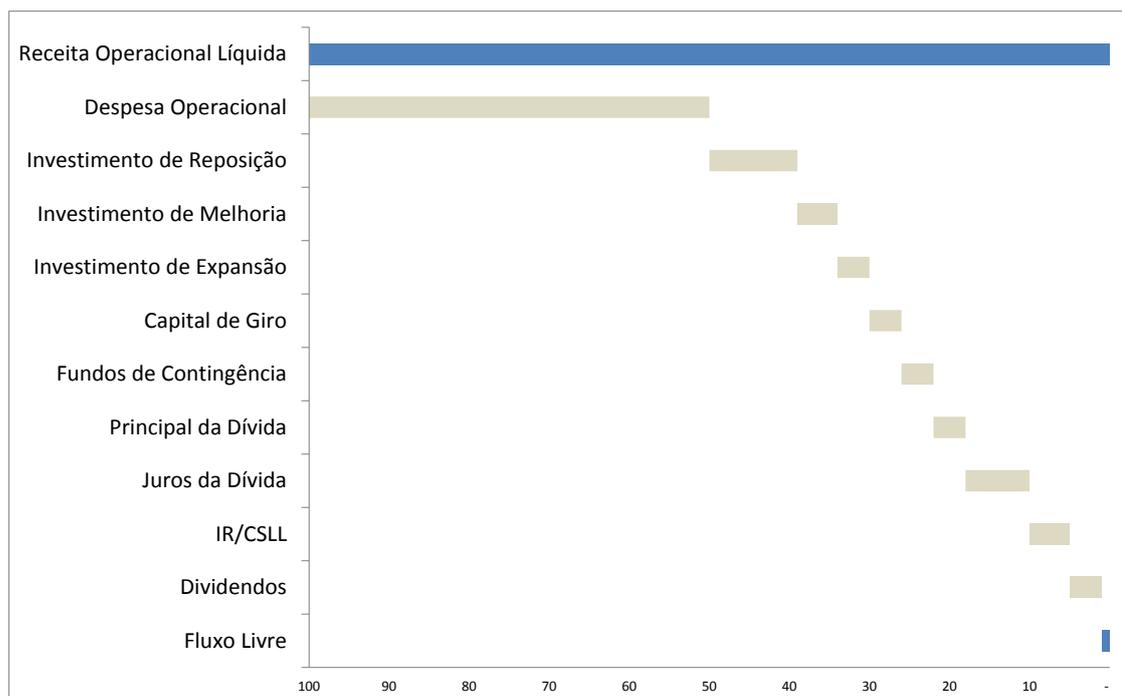
A DISTRIBUIDORA se compromete a preservar, durante toda a concessão, condição de sustentabilidade econômica e financeira na gestão dos seus custos e despesas, do nível e da estrutura do seu endividamento, dos investimentos em reposição, melhoria e expansão, além da responsabilidade no pagamento de tributos e na distribuição de proventos.

122. Considerando que o arcabouço regulatório ainda não dispõe de regulação que defina a condição mínima de sustentabilidade econômica e financeira para as distribuidoras de energia elétrica, o próprio contrato de concessão definirá os parâmetros mínimos para os primeiros cinco anos da concessão.

123. Findo esse prazo, essas concessionárias deverão seguir a futura Resolução Normativa da ANEEL, que já foi matriculada na Agenda Regulatória de 2015-2016 e será discutida amplamente com a sociedade por meio de Audiência Pública específica. De todo modo, tanto a Consulta Pública nº 15/2014 da Superintendência de Fiscalização Econômica e Financeira (SFF) quanto a abertura da presente Audiência Pública já são passos importantes no diálogo com a sociedade sobre o tema.

#### III – 2.3.2.2. A definição da condição mínima de sustentabilidade para os primeiros 5 anos da concessão

124. De forma simplificada, a sustentabilidade plena de uma distribuidora de energia elétrica pressupõe a geração de riqueza suficiente para (i) investir na reposição da infraestrutura desgastada anualmente, (ii) investir para expandir o sistema e melhorar a qualidade, (iii) pagar os juros da dívida; (iv) cobrir a necessidade de capital de giro; (v) recolher os tributos sobre o lucro; (vi) remunerar adequadamente os sócios, e, em certos casos, (vii) a amortizar parcela do principal, entre outras obrigações, conforme ilustração:



(Pág. 28 da Nota Técnica nº 0175/2015-SCT-SFE-SFF-SRD-SRM/ANEEL

Figura 9 - Exemplo de sustentabilidade plena de uma distribuidora de energia elétrica

125. O primeiro passo consiste, portanto, em aferir<sup>33</sup> a geração operacional bruta de caixa da atividade, apurada pelo Lucro Antes de Juros, Impostos, Depreciação e Amortização (LAJIDA)<sup>34</sup>, mais conhecido como EBITDA (*Earnings Before Interests, Taxes, Depreciation and Amortization*).

126. Este cálculo indica a performance operacional intrínseca ou a lucratividade operacional do negócio, isto é, quanto de caixa a empresa é normalmente capaz de gerar utilizando os ativos vinculados existentes. Desse modo, descontando-se quaisquer ganhos ou perdas financeiras, revela-se a produtividade e a eficiência da exploração da atividade.

127. A análise do EBITDA contempla a verificação quantitativa e qualitativa das receitas e despesas operacionais da distribuidora. Nessa seara, é importante atentar-se ao reflexo da posição da distribuidora na cadeia produtiva de energia elétrica, e conseqüente interface direta com o usuário do serviço, na composição de sua tarifa, e, conseqüentemente, de sua receita.

128. A receita da concessionária de distribuição, já descontados os tributos incidentes sobre a receita bruta, se compõe de duas parcelas. A primeira, denominada “Parcela A”, refere-se aos custos com aquisição de energia, com o uso dos sistemas de transmissão e com os encargos setoriais (custos pouco gerenciáveis pela empresa)<sup>35</sup>. Em sua análise, é essencial considerar os ativos e passivos regulatórios<sup>36</sup>.

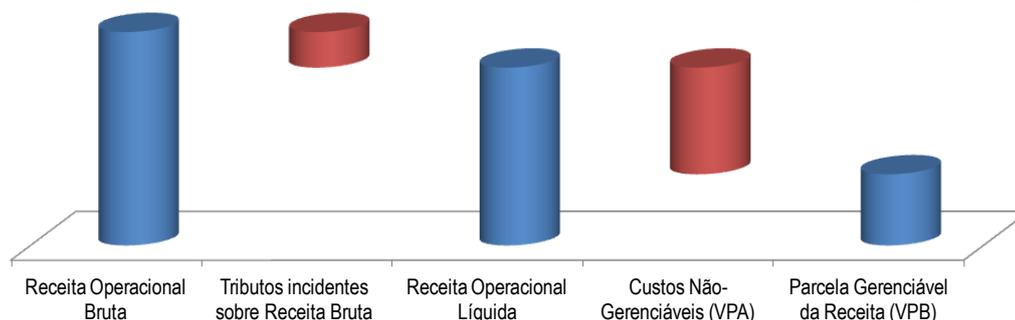


Figura 10 - Composição da Parcela Gerenciável da Receita de uma Distribuidora

<sup>33</sup> Ressalta-se que para as análises o regulador toma por base as informações econômicas e financeiras prestadas diretamente pelos agentes setoriais via o Balancete Mensal Padronizado (BMP), o Relatório de Informações Trimestrais (RIT) e a Prestação Anual de Contas (PAC), depreendendo-se o atendimento ao Manual de Contabilidade do Setor Elétrico (MCSE).

Para conhecer melhor o diálogo entre as demonstrações contábeis regulatórias e as societárias, ver OHARA, Eduardo Hiromi. **Finanças do Setor Elétrico: Demonstrações Societárias vs Regulatórias**. 2014. Disponível em: [http://www.aneel.gov.br/biblioteca/trabalhos/trabalhos/Monografia\\_Pos\\_Graduacao\\_Eduardo\\_Ohara.pdf](http://www.aneel.gov.br/biblioteca/trabalhos/trabalhos/Monografia_Pos_Graduacao_Eduardo_Ohara.pdf).

<sup>34</sup> Também antes de Resultado de Equivalência Patrimonial e Resultado Não Operacional.

<sup>35</sup> Os custos com aquisição de energia elétrica que admitem ingerência por parte da concessionária. A tarifa concede à distribuidora uma receita relativa à aquisição de energia para suprir um percentual de perdas comerciais (não técnicas). Caso a distribuidora seja mais eficiente que o patamar regulatório, necessitará adquirir menos quantidade de energia. De modo oposto, caso a distribuidora seja menos eficiente, suportará esse custo sem cobertura tarifária.

No caso dos custos de transmissão, a neutralidade da “Parcela A” pressupõe a eficiência na respectiva contratação.

<sup>36</sup> A inclusão dos Ativos e Passivos Regulatórios, compreendendo os Créditos a Receber do Fundo da CDE e a Energia de Curto Prazo a Pagar, é importante para evitar a distorção da situação da empresa em vista do descompasso entre a tarifa fixada por um ano e os custos variáveis da Parcela “A”, principalmente em momentos de instabilidade monetária ou de hidrologia desfavorável.

(Pág. 29 da Nota Técnica nº 0175/2015-SCT-SFE-SFF-SRD-SRM/ANEEL

129. A segunda parcela, denominada “Parcela B”, refere-se à cobertura dos custos relacionados à atividade de distribuição, sobre os quais a concessionária tem plena capacidade de administrá-los diretamente. São as despesas relacionadas à operação e manutenção dos serviços de distribuição, como Pessoal, Materiais, Serviços de Terceiros e Outros (PMSO), que incluem os custos de depreciação e remuneração dos investimentos realizados pela empresa para o atendimento do serviço.

130. Em relação à análise da Parcela A, a da Parcela B costuma demandar maior tratamento quanto à sua recorrência. Desse modo, para que o VPB contribua, de fato, à análise da capacidade de geração de caixa da distribuidora no longo prazo, é necessário proceder ao ajuste de itens não recorrentes consistindo no estorno de despesas relacionadas a:

(i) *Programas de Demissão Voluntária (PDV)*: em razão de que essa despesa é não recorrente e é seguida pela expectativa de benefícios futuros;

(ii) *Provisão para Redução ao Valor Recuperável*: trata-se de uma despesa pelo reconhecimento de perda de valor dos ativos. Não tem efeito caixa, mesmo posteriormente, consistindo basicamente em menor geração de benefícios futuros;

(iii) *Provisão para Devedores Duvidosos, para Litígios Trabalhistas, Cíveis, Fiscais, Ambientais e Regulatórios e Outros, se o saldo for credor*: as despesas com Provisões, em regra, reduzem o EBITDA em vista de se tratarem de desembolsos futuros prováveis pela distribuidora. Já uma provisão com saldo líquido credor faz aumentar o resultado da empresa, mas sem contrapartida efetiva na geração de caixa, uma vez que se trata de redução de provisões passivas; e

(iv) *Recuperação de Despesas, do que superar 1% da Receita Bruta deduzida dos Tributos sobre a Receita*: recorrentemente, as empresas recuperam despesas marginais sobre despesas constituídas em exercícios anteriores. O intento do ajuste é limitar as elevadas recuperações que claramente não tem relação com o cotidiano operacional e desvirtuaria a rentabilidade das distribuidoras.

131. A partir do Valor da Parcela B ou VPB, é calculado o EBITDA de uma distribuidora<sup>37</sup> deduzindo-se as despesas com PMSO de efeito caixa, isto é, excluindo-se as despesas que não implicam desembolso (depreciação e amortização).

---

<sup>37</sup> Note-se que a metodologia de cálculo do EBITDA pela ANEEL, aqui exposta, realiza o cálculo de “cima para baixo”, diferentemente do regulamentado pela CVM, por meio da Instrução nº 527, de 4 de outubro de 2012, que dispõe sobre a divulgação voluntária de informações de natureza não contábil denominadas LAJIDA e LAJIR, “de baixo para cima”.

(Pág. 30 da Nota Técnica nº 0175/2015-SCT-SFE-SFF-SRD-SRM/ANEEL

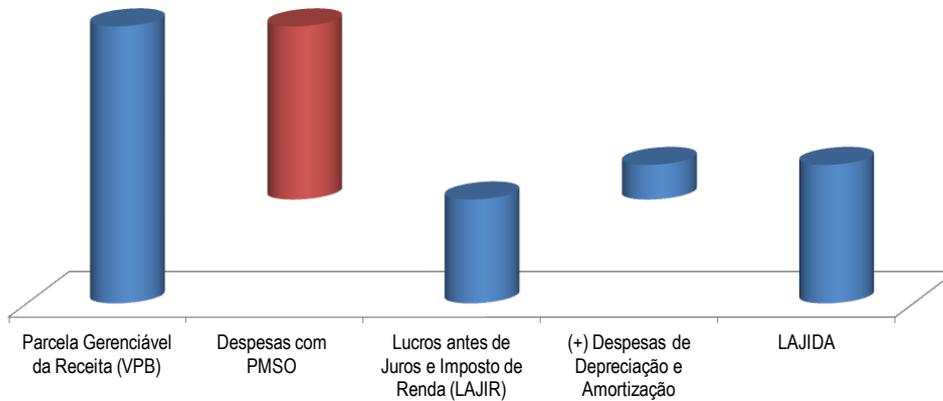


Figura 11 - Composição do EBITDA de uma Distribuidora de Energia Elétrica

132. A sustentabilidade da atividade pressupõe EBITDA ajustado positivo, isto é, despesas recorrentes da atividade com efeito caixa inferiores à sua receita operacional. O oposto (Geração de Caixa Negativa) indicaria um cenário crítico uma vez que não seriam gerados recursos suficientes sequer para a cobertura das despesas operacionais de efeito caixa, quanto mais para repor a parcela dos bens de produção depreciada e servir, ao menos, os juros da dívida.

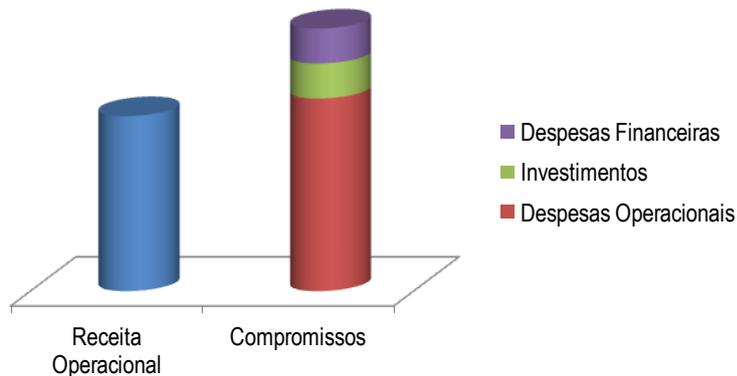


Figura 12 – Distribuidora com Geração de Caixa Negativa (Caso 1)

133. Para manter a prestação do serviço de distribuição, com a mesma qualidade, parte da riqueza gerada anualmente pela empresa (EBITDA) deve ser investida na aquisição ou introdução de melhorias em equipamentos e instalações. Salvo raras exceções e por períodos reduzidos, esses investimentos em bens de capital ou despesas de capital, também conhecidos como CAPEX (*Capital Expenditures*), devem, no mínimo, repor a parcela da infraestrutura anualmente consumida.<sup>38</sup>

134. A atividade de distribuição de energia elétrica é intensiva em capital, motivo pelo qual os investimentos de reposição (ou CapManEx – Capital Maintenance Expenditures) devem ser deduzidos da

<sup>38</sup> A premissa aqui é que cada real será investido, pelo menos, com a mesma eficiência (em termos de qualidade) daquele gasto quando da construção da infraestrutura depreciada.

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

(Pág. 31 da Nota Técnica nº 0175/2015-SCT-SFE-SFF-SRD-SRM/ANEEL)

geração operacional bruta de caixa recorrente<sup>39</sup>. A fórmula EBITDA menos Investimentos resulta, de maneira simplificada, no fluxo anual, operacional e de investimento, da atividade.



Figura 13 – Composição do Fluxo da Atividade

135. Já o cenário em que o EBITDA é positivo porém inferior aos Investimentos é denominado “Fluxo Negativo”, representando que o caixa gerado e remanescente após o pagamento das despesas operacionais da empresa não é suficiente sequer para repor a parcela dos bens de produção depreciada, quanto mais para servir os juros da dívida.

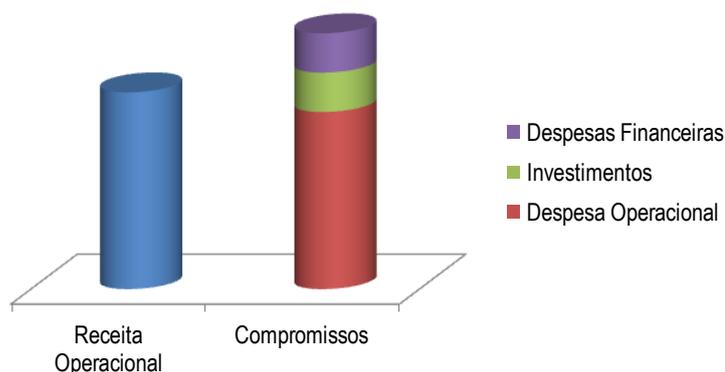


Figura 14 – Distribuidora com Fluxo da Atividade Negativo (Caso 2)

136. Em seguida, analisa-se se esse fluxo anual da atividade é compatível com o endividamento da empresa. Mais precisamente, se o fluxo anual da atividade é suficiente para pagar, ao menos, o custo da dívida da empresa (juros incidentes sobre a dívida). Em caso positivo, a empresa apresenta condição de sustentabilidade mínima, conforme seguinte expressão:

$$\text{Geração Operacional de Caixa} - \text{Investimentos de Reposição} - \text{Juros da Dívida} \geq 0$$

Onde:

<sup>39</sup> Importa destacar que a despeito de a condição mínima de sustentabilidade exigir capacidade financeira para a realização de investimentos de reposição, em montante mínimo equivalente à QRR, a distribuidora mantém a decisão de quanto, quando, como e onde investir. Dessa forma, a concessionária, que detém as melhores informações do seu sistema de distribuição, continua com a gestão de maximizar a qualidade do serviço gastando-se o mínimo possível.

(Pág. 32 da Nota Técnica nº 0175/2015-SCT-SFE-SFF-SRD-SRM/ANEEL

*Geração Operacional de Caixa:* Lucros antes de Juros, Impostos, Depreciação e Amortização (LAJIDA) ajustado por saldos credores de Provisões, Planos de Demissão Voluntária (PDV) e Recuperação de Despesas que superem 1% da Receita Operacional Líquida.

*Investimentos de Reposição:* Despesa de depreciação regulatória, apurada pela Quota de Reintegração Regulatória (QRR) inflacionada pelo IGP-M; e

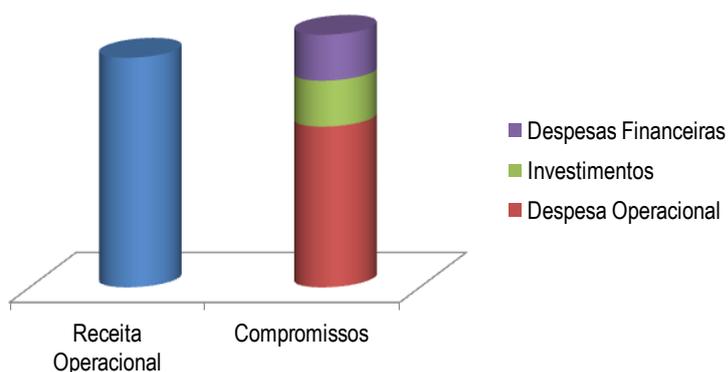
*Juros da Dívida:* (Passivos Onerosos Líquidos<sup>40</sup> +/- Ativos e Passivos Regulatórios) x (1,11 x SELIC)<sup>41</sup>.

137. Essa condição mínima de sustentabilidade se reflete no seguinte indicador, que permite comparar a capacidade de as distribuidoras honrarem seus compromissos mínimos:

$$\frac{\text{Dívida Líquida}}{[\text{EBITDA ajustado} - \text{Investimentos de Reposição}]} \leq \frac{1}{1,11 \times \text{SELIC}}$$

138. Avançando no que diz respeito à interpretação da fórmula, o seu resultado reflete quantas vezes o principal da dívida da empresa (estoque de curto e longo prazo) é superior ao fluxo anual da atividade. Quanto menor o resultado da divisão, menor a diferença relativa entre o fluxo anual da atividade e a sua dívida, sendo, portanto, maior sua capacidade de honrar compromissos.

139. Nesse raciocínio, se a divisão prevista pelo indicador resultar em índice superior a 1 / (1,11 x SELIC), a empresa não gera riqueza suficiente para investir e honrar seus juros anuais. Ou seja, os custos anuais com os encargos da dívida são superiores ao fluxo anual da atividade (EBITDA – Investimentos).



<sup>40</sup> Para fins regulatórios, a Dívida Líquida 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.

<sup>41</sup> A SFF/ANEEL apurou, em setembro de 2014, a taxa média de juros de 111% do CDI para o segmento de distribuição para as captações indexadas ao CDI. Nesta metodologia, considerou-se a Selic que recorrentemente é a referência de custo do CDI.

(Pág. 33 da Nota Técnica nº 0175/2015-SCT-SFE-SFF-SRD-SRM/ANEEL)

Figura 15 – Distribuidora com juros incompatíveis com o Fluxo da Atividade (Caso 3)

140. Por outro lado, um indicador igual ou inferior a esse patamar sugere que a riqueza gerada anualmente pela empresa será suficiente para investir e pagar, ao menos, os juros anuais de sua dívida.

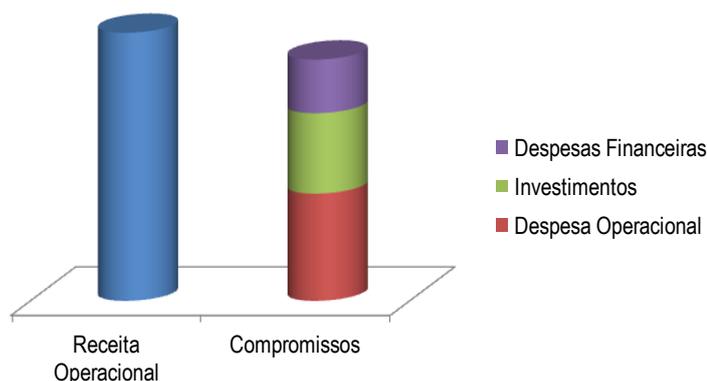


Figura 16 – Distribuidora com juros compatíveis com o Fluxo da Atividade (Caso 4)

141. Importa notar que a aplicação dessa metodologia pressupõe a existência de dívida líquida ( $Dívida\ Líquida > 0$ ). Caso os compromissos devidos pela distribuidora sejam inferiores aos recursos já disponíveis, para analisar sua sustentabilidade, basta avaliar se o fluxo da atividade é ao menos zero.

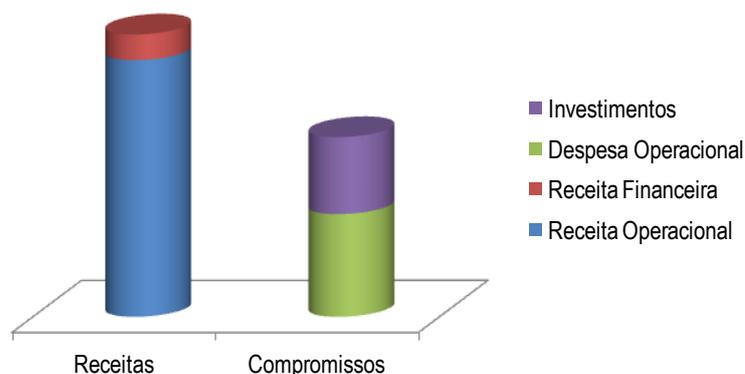


Figura 17 – Distribuidora com Caixa Líquido e Fluxo Positivo (Caso 5)

142. Esta condição apresenta o menor risco de descumprimento de obrigações, e, conseqüentemente, de descontinuidade, apesar de poder redundar em menor rentabilidade<sup>42</sup>.

<sup>42</sup> O endividamento, no contexto da estrutura ótima de capital, é uma das formas de obter eficiência empresarial.

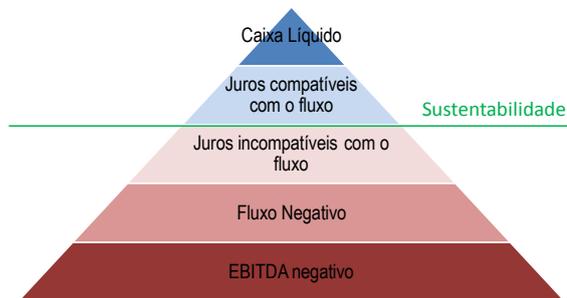


Figura 18 – Níveis de Sustentabilidade

### III – 2.3.2.3. Consequências ao descumprimento de parâmetros de sustentabilidade econômico-financeira

143. Definida a obrigação, é igualmente necessário definir as consequências pelo seu descumprimento. Isso porque a resposta fiscalizatória tradicional – a imposição de multas administrativas não representa uma solução de gestão regulatório-contratual para uma empresa em trajetória de dificuldade econômica e financeira.

#### III – 2.3.2.3.1. Suporte dos sócios controladores

144. Caso a distribuidora não desempenhe a atividade com eficiência suficiente para cobrir seus compromissos mínimos, ela necessitará de recursos externos para honrá-los – capital de terceiros ou capital próprio dos sócios.

145. A primeira opção, por meio da contratação de novos empréstimos ou financiamentos, resultaria no aumento da sua alavancagem e conseqüentemente o grau de risco sob os olhos dos financiadores que passam a cobrar juros cada vez maiores – conhecido como efeito “bola de neve”.

146. Essa condição de insustentabilidade tende, portanto, ao agravamento e ao progressivo inadimplemento de obrigações, resultando, frequentemente, na redução dos investimentos e dos gastos com manutenção, cujas consequências podem levar alguns anos para serem completamente observadas.

147. Por esse motivo, faz-se necessário criar uma regulação prudencial para o segmento de distribuição, sob a qual o ingresso de uma concessionária em uma trajetória insustentável seja interrompido imediatamente pelo suporte dos sócios controladores, ao menos estabilizando a situação até que a concessionária promova as medidas estruturais necessárias para reestabelecer seu equilíbrio.

148. O mesmo raciocínio subsidia uma ferramenta-chave utilizada pelos credores em contratos de *project finance* no Setor Elétrico: o Compromisso de Aporte de Capital (CAC)<sup>43</sup> dos sócios, quando necessário à satisfação da obrigação principal, exemplificado pela seguinte cláusula extraída de um contrato do Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES)<sup>44</sup>:

<sup>43</sup> Também conhecido como ESA – *Equity Support Agreement*.

<sup>44</sup> O site do banco ([http://www.bndes.gov.br/SiteBNDES/bndes/bndes\\_pt/Institucional/Apoio\\_Financeiro/Produtos/Project\\_Finance/](http://www.bndes.gov.br/SiteBNDES/bndes/bndes_pt/Institucional/Apoio_Financeiro/Produtos/Project_Finance/)), apresenta maiores detalhes sobre as garantias utilizada em financiamentos relacionados a projeto. Último acesso: 17/05/2015.

(Pág. 35 da Nota Técnica nº 0175/2015-SCT-SFE-SFF-SRD-SRM/ANEEL)

### **11.7 SUPORTE DE ACIONISTAS**

**AS ACIONISTAS nos termos do CONTRATO DE SUPORTE DE ACIONISTAS, obrigam-se a aportar mediante integralização de capital em dinheiro e de forma proporcional à sua participação acionária na BENEFICIÁRIA, os recursos necessários à cobertura de eventuais insuficiências ou acréscimos do orçamento global do PROJETO; ou, ainda, para suprir insuficiência de recursos para o preenchimento da CONTA RESERVA DO REPASSE e da CONTA RESERVA DO FCO. (Grifos Nossos)**

149. A propósito, a ferramenta do Compromisso de Aporte de Capital tem sido amplamente utilizada no ambiente de negócios brasileiro para viabilizar projetos em diversos setores, tais como a construção de rodovias<sup>45</sup> e até mesmo a construção de um estádio na Copa do Mundo de 2014.

150. Nesse sentido, propõe-se que uma das condições para a prorrogação seja a de que os controladores se comprometam, no momento da assinatura do contrato, a aportar capital na concessionária a cada ano em que houver violação dos parâmetros mínimos de sustentabilidade econômico e financeira definidos pela ANEEL, no montante necessário para atingir a condição de sustentabilidade mínima naquele exercício:

### **CLÁUSULA SÉTIMA - SUSTENTABILIDADE ECONÔMICA E FINANCEIRA**

[...]

**Subcláusula Primeira** - O descumprimento por parte da DISTRIBUIDORA dos parâmetros mínimos de sustentabilidade econômica e financeira definidos em regulação da ANEEL implicará, sem prejuízo de outras ações fiscalizatórias e conforme regulação da ANEEL:

[...]

III – a exigência de aporte de capital do(s) SÓCIO(S) CONTROLADOR(ES), em montante suficiente para atender à condição de sustentabilidade mínima, conforme detalhado pela Cláusula Décima Terceira.

### **CLÁUSULA DÉCIMA TERCEIRA – COMPROMISSOS DO CONTROLADOR SOCIETÁRIO**

[...]

**Subcláusula Quarta** - O(s) SÓCIO(S) CONTROLADOR(ES) se compromete(m), solidariamente, em caráter irrevogável e irrevogável, a aportar anualmente na concessionária, sob a forma de integralização de capital social em caixa ou equivalentes de caixa, a totalidade das insuficiências que ocorrerem em função do não atendimento pela concessionária dos parâmetros mínimos de sustentabilidade econômica e financeira previstos na Cláusula Sétima, em até 180 dias, contados do término de cada exercício social.

151. Assim como nos financiamentos relacionados a projetos, a partir dos novos contratos de concessão, esse mecanismo desempenhará um papel-chave no ambiente regulatório. A sua aplicação

---

<sup>45</sup> “Aumento de capital será usado como garantia de crédito em leilões de rodovias”, Valor Econômico, 29/07/2013. Disponível em: [http://www.seinfra.ba.gov.br/exibe\\_noticia\\_banco.asp?id\\_noticia=9406](http://www.seinfra.ba.gov.br/exibe_noticia_banco.asp?id_noticia=9406). Último acesso em: 17/05/2015.

(Pág. 36 da Nota Técnica nº 0175/2015-SCT-SFE-SFF-SRD-SRM/ANEEL

contribuirá com a situação econômica e financeira das concessionárias e com a sua preservação ao longo dos próximos trinta anos, privilegiando a prestação do serviço adequado e a adimplência no Setor.

152. É importante destacar que esse comando apenas detalha em maior grau o nível de compromisso que o Regulador espera do controlador, uma vez que este já assina os contratos vigentes como interveniente-anuente, responsabilizando-se pelas obrigações assumidas pela concessionária.

153. Desse modo, esse maior detalhamento contratual em relação controlador se faz especialmente importante uma vez que a ANEEL identificou, ao longo dos últimos anos, a existência de grupos econômicos com situação robusta que não ofereceram o suporte necessário às suas distribuidoras.

154. Por esse motivo, a minuta do novo contrato de concessão prevê ainda a seguinte consequência para o eventual descumprimento dos compromissos assumidos pelo controlador:

#### **CLÁUSULA DÉCIMA TERCEIRA – COMPROMISSOS DO CONTROLADOR SOCIETÁRIO**

[...]

**Subcláusula Sexta** – *O descumprimento das suas obrigações previstas para os SÓCIO(S) CONTROLADOR(ES) neste CONTRATO poderá limitar sua(s) participação(ões) e de seu grupo societário em novos empreendimentos do Setor Elétrico, nos termos da regulação da ANEEL e demais normas setoriais.*

155. Afinal, se a situação econômico-financeira do controlador não permitir que ele honre seus compromissos assumidos em um contrato de concessão, também não permitiria o comprometimento sustentável do ponto de vista econômico-financeiro com novos projetos, colocando em risco a qualidade da expansão, a segurança do abastecimento e a qualidade do serviço já prestado e a prestar.

#### *III – 2.3.2.3.2. Restrição à distribuição de recursos da distribuidora em dificuldades aos seus sócios*

156. Como decorrência de o Regulador exigir que o controlador ofereça suporte efetivo e tempestivo à distribuidora em dificuldades, com aportes de capital anuais suficientes ao menos para impedir que a situação se deteriore, é natural que seja restringida temporariamente a distribuição aos sócios de resultados da concessionária nessa situação.

157. Essa observação é relevante, uma vez a ANEEL identificou ao longo dos últimos anos casos de distribuidoras com parâmetros insuficientes operacionais e econômico-financeiros que mantiveram política agressiva de distribuição de resultados.

158. Tanto que, já em 2013, a ANEEL condicionou a aprovação dos planos de recuperação das oito distribuidoras adquiridas pelo grupo Energisa à limitação temporária na distribuição de proventos. Por meio da Resolução Autorizativa nº 4.463/2013, a ANEEL definiu que a Celtins e a Cemat deveriam solicitar anuência prévia caso pretendessem distribuir dividendos acima do mínimo legal (art. 3º). Já para Enersul, CNEE, Bragantina, EDEVP, Caiuá e CFLO, a distribuição de dividendos acima do mínimo legal ficou condicionada a uma relação entre a Dívida Líquida e o Lucro Antes de Juros, Impostos, Depreciação e Amortização – LAJIDA,

(Pág. 37 da Nota Técnica nº 0175/2015-SCT-SFE-SFF-SRD-SRM/ANEEL

menor ou igual a 3,5 (três vírgula cinco) vezes (parágrafo único do mesmo artigo).

159. Outro exemplo, dentro do próprio Setor Elétrico, é a utilização sistemática da mesma trava por credores de contratos de *project finance*, conforme cláusula amplamente utilizada pelo BNDES:

*“não realizar, sem prévia autorização do BNDES, distribuição de dividendos superiores ao mínimo obrigatório e nem pagamento de juros sobre capital próprio.”*

160. A mesma estratégia foi adotada na regulação bancária nacional – recentemente, o Banco Central *“ganhou poderes para impedir a distribuição de dividendos por bancos que não se adaptarem às novas regras sobre capital mínimo”*<sup>46</sup>.

161. No mesmo sentido, voltando novamente os olhos às melhores práticas internacionais, no Reino Unido, desde 2004 a Agência Reguladora de Energia e Gás (OFGEM) instituiu a mesma consequência regulatória, denominada de *“trancamento de caixa”*<sup>47</sup>, bloqueando qualquer tipo de distribuição aos sócios na

<sup>46</sup> “BC pode barrar dividendo de banco”, Valor Econômico, 04 de março de 2013, disponível em: <http://www.valor.com.br/financas/3029760/bc-pode-barrar-dividendo-de-banco>

<sup>47</sup> “OFGEM - Standard conditions of the Electricity Distribution Licence – 1 April 2015”, disponível em: <https://epr.ofgem.gov.uk/Content/Documents/Electricity%20Distribution%20Consolidated%20Standard%20Licence%20Condition%20-%20Current%20Version.pdf>. Último acesso em: 18 de maio de 2015.

**Part C: Circumstances that trigger the provisions of Part D**

**41.6 The following paragraphs of this Part C set out each of the circumstances in which the licensee must not, except with the Authority’s consent, enter into or complete any transaction of a type described or referred to in Part B except in accordance with the provisions of Part D below. [...]**

41.9 The circumstance described by this paragraph is that the licensee holds an issuer credit rating that is BBB– by Standard & Poor’s Ratings Group or Fitch Ratings Ltd, or is Baa3 by Moody’s Investors Service Inc, or BBB (low) by DBRS Ratings Ltd or any of its affiliates, or is such higher issuer credit rating as may be specified by any of those credit rating agencies from time to time as the lowest investment grade issuer credit rating, or is an equivalent rating from another agency that has been notified to the licensee by the Authority as of comparable standing for the purposes of standard condition 40 (Credit rating of the licensee), and:

**(a) the rating in question is under review for possible downgrade; or**

**(b) the licensee is on Credit Watch or Rating Watch with a negative designation;**

**or, where neither sub-paragraph (a) nor (b) applies:**

**(c) the licensee’s rating outlook, as specified by any credit rating agency referred to in this paragraph 41.9 which at the relevant time has assigned the lower or lowest Investment Grade Issuer Credit Rating held by the licensee, has been changed from stable or positive to negative. [...]**

**Part D: Restricted Category 3**

**41.12 Where any of the circumstances described or referred to under Part C applies, the licensee may not, without the consent of the Authority following the licensee’s disclosure of all material facts, transfer, lease, license, or lend any sum or sums, asset, right, or benefit to any Associate of the licensee except by way of any of the following transactions:**

(a) a payment properly due for any goods, services, or assets in relation to commitments entered into before the date on which the relevant circumstance under Part C arose, and which are provided on an arm’s length basis and on normal commercial terms; or

(b) a transfer, lease, licence, or loan of any sum or sums, asset, right, or benefit on an arm’s length basis, on normal commercial terms, and where the value of the consideration due in respect of the transaction in question is payable wholly in cash and is paid in full when the transaction is entered into; or

(c) a repayment of, or payment of interest on, a loan that is not prohibited by paragraph 41.2 and which was contracted before the date on which the relevant circumstance under Part C arose, provided that such payment is not made earlier than the original due date for payment in accordance with its terms; or

(d) payments for group corporation tax relief calculated on a basis not exceeding the value of the benefit received, so long as the payments are not made before the date on which the amounts of tax thereby relieved would otherwise have been due.

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

(Pág. 38 da Nota Técnica nº 0175/2015-SCT-SFE-SFF-SRD-SRM/ANEEL

hipótese da mera sinalização de perda do grau de investimento.

162. Segundo a OFGEM, essas proteções “são desenhadas para proteger os consumidores, mas elas também em larga medida proporcionam importante proteção aos credores e debenturistas contra o risco de decisões imprudentes de financiamento ou distribuição [de recursos]. Elas são centrais ao nosso objetivo primordial de proteger os interesses dos consumidores atuais e futuros e nós não hesitaremos em aplicá-las se necessário”<sup>48</sup>.

163. Na mesma linha, em 2006, a OFWAT (Agência Reguladora de Serviços de Água), seguiu os passos da OFGEM e incorporou ao seu arcabouço regulatório a mesma ferramenta<sup>49</sup>:

“A Ofwat anunciou recentemente que está planejando aditivar as licenças das companhias para incluir um “trancamento de caixa”: para evitar que a empresa regulada a pagar dividendos ou outros pagamentos externos se a nota da empresa chegar próximo a ou abaixo do nível de investimento (Utility Week, 15 de Setembro de 2006). De acordo com a Ofwat, o objetivo é assegurar que o risco adicional da alavancagem seja suportado pelos investidores, não pelos consumidores. A Ofwat confirmou isso, sustentando que: “O princípio do trancamento de caixa é manter a liquidez do agente, isto é, acesso ao capital (visando realizar seu programa de investimento de capital) quando seu grau de investimento é ameaçado. Isso é alcançado pela restrição de pagamentos de caixa como dividendos do agente a outras empresas do grupo. [...] Um dispositivo similar já existe nas licenças de energia e nós estamos desenvolvendo nosso dispositivo baseado nisso (E-mail de Outubro de 2006)”

164. Do mesmo modo, para que o risco incremental da alavancagem deixe de ser inadequadamente transferido das concessionárias aos consumidores brasileiros, propõe-se que as empresas fora do patamar regulatório tenham restrições à liberdade de distribuição de proventos, conforme segue:

## **CLÁUSULA SÉTIMA - SUSTENTABILIDADE ECONÔMICA E FINANCEIRA**

[...]

**Subcláusula Primeira** - O descumprimento por parte da DISTRIBUIDORA dos parâmetros mínimos de sustentabilidade econômica e financeira definidos em regulação da ANEEL implicará, sem prejuízo de outras ações fiscalizatórias e conforme regulação da ANEEL:

*I – a impossibilidade de distribuição de dividendos ou pagamento de juros sobre o capital próprio cujo valor, isoladamente ou em conjunto, supere o mínimo legal, até que os parâmetros regulatórios sejam restaurados;*

<sup>48</sup> Tradução livre do documento da OFGEM “RIIO-ED1: Draft determinations for the slowtrack electricity distribution companies – Financial issues”, de 30 de julho de 2014, p. 10: “2.28. The protections, our ring fencing licence conditions, are designed to protect consumers, but they do this in large part by providing important protection to lenders and bondholders against the risk of imprudent financing or distribution decisions. They are central to our primary objective to protect the interests of current and future consumers and we will not hesitate to enforce them if necessary”. Disponível em: <https://www.ofgem.gov.uk/ofgem-publications/89072/riio-ed1draftdeterminationfinancialissues.pdf>. Último acesso em: 15/05/2015.

<sup>49</sup> “A Guide to Understanding Water Company Accounts - Produced for the Consumer Council for Water”, p. 11. Disponível em: [https://www2.le.ac.uk/departments/law/research/cces/documents/Guide\\_to\\_Understanding\\_Water\\_Company\\_Accounts\\_Oct06.pdf](https://www2.le.ac.uk/departments/law/research/cces/documents/Guide_to_Understanding_Water_Company_Accounts_Oct06.pdf), em tradução livre. Último acesso em: 17 de maio de 2015.

(Pág. 39 da Nota Técnica nº 0175/2015-SCT-SFE-SFF-SRD-SRM/ANEEL

*II – a aceitação de um regime restritivo de contratos com partes relacionadas; e*

[...]

165. Para assegurar a eficácia do dispositivo, as concessionárias deverão incorporá-los aos seus atos constitutivos, assegurando a harmonização com a legislação societária e a sua observância pelos Administradores, nos seguintes termos:

### **CLÁUSULA SÉTIMA – SUSTENTABILIDADE ECONÔMICA E FINANCEIRA**

[...]

**Subcláusula Segunda** - A DISTRIBUIDORA se compromete a manter inscritos em seus atos constitutivos, durante toda a concessão, os dispositivos previstos pelo inciso I da Subcláusula Primeira e pela Subcláusula Oitava da Cláusula Segunda [restrição ao pagamento de dividendos por insuficiência operacional].

166. Referido dispositivo garante a autoaplicabilidade desta nova ferramenta regulatória, alinhando a atuação dos sócios controladores e Administradores com a regulação da ANEEL. Desse modo, o descumprimento da condição mínima pela concessionária terá uma resposta ágil, “em tempo real”, impedindo de fato o seu agravamento.<sup>50</sup>

167. Por fim, a restrição a novos contratos entre partes relacionadas é importante para assegurar que os recursos sejam, de fato, retidos na concessionária.

168. Em conclusão, vale ressaltar que as importantes repercussões apresentadas neste capítulo - exigência de aporte de capital dos controladores e a consequente restrição à distribuição de recursos da concessionária aos sócios - podem ser facilmente evitadas pela concessionária, bastando observar requisitos mínimos de sustentabilidade econômica e financeira. Mesmo para empresas sem esse histórico, essas exigências desaparecem tão logo sua condição de autossustentabilidade seja restaurada.

169. Trata-se, portanto, da criação de ferramentas regulatórias mais eficazes para a garantia da prestação do serviço adequado aos consumidores a serem utilizadas em situações de risco à prestação do serviço. Nesse sentido, embora sejam instrumentos eficazes, o ideal é que funcionem como um incentivo, pelo qual as distribuidoras decidam manter parâmetros econômico-financeiros adequados ao invés de ter que fazê-lo mediante exigências externas mais restritivas em relação à sua gestão.

### **III – 2.3.2. MÉTRICA DA PRORROGAÇÃO CONDICIONADA À SUSTENTABILIDADE**

---

<sup>50</sup> Diferentemente de mecanismos sancionadores tradicionais, como a multa, que, frequentemente, se submetem a disputas administrativas e judiciais típicas de processos dessa natureza, de modo que a efetiva resposta à violação regulatória pode levar anos para se materializar.

(Pág. 40 da Nota Técnica nº 0175/2015-SCT-SFE-SFF-SRD-SRM/ANEEL

170. A eficiência com relação à gestão econômico-financeira, mensurada por indicadores que apurem a capacidade de a concessionária honrar seus compromissos de maneira sustentável, é o segundo dos cinco critérios avaliados pelo Poder Concedente para prorrogar as concessões, conforme o Decreto que norteia o processo (art. 1º, parágrafo 4º).

171. O atendimento a esse critério, de acordo com o mesmo artigo, poderá ser alcançado pela concessionária em até cinco anos, contados a partir do ano civil subsequente à data de celebração do termo aditivo ao contrato.

172. Em relação a esse prazo, o Decreto define que haverá “metas anuais definidas por trajetórias de melhoria contínua, estabelecidas a partir do maior valor entre os limites a serem definidos pela Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL e os indicadores apurados para cada concessionária no ano civil anterior à celebração do contrato de concessão ou termo aditivo”.

173. Nesse sentido, para estabelecer as metas anuais nos termos do Decreto, a ANEEL apurou a metodologia exposta no item III – 2.3.2.2 desta Nota Técnica para o período findo em setembro de 2014, conforme segue<sup>51</sup>:

**Tabela 2 – Situação econômico-financeira das distribuidoras com contratos vencidos até 2017**

R\$ Milhões	Dívida Líquida	EBITDA Ajustado	Investimentos de Reposição (QRR)	Dívida Líquida / (EBITDA - QRR)	EBITDA - QRR - Juros
Cocel	(6,2)	6,8	2,2	n/a (Caixa Líquido)	n/a
Demei	(5,6)	4,0	0,7	n/a (Caixa Líquido)	n/a
DME-PC	(113,0)	11,6	5,1	n/a (Caixa Líquido)	n/a
Muxfeldt	(6,6)	2,6	0,3	n/a (Caixa Líquido)	n/a
Nacional	(32,2)	22,4	4,8	n/a (Caixa Líquido)	n/a
Santa Maria	(7,2)	29,9	6,2	n/a (Caixa Líquido)	n/a
Sulgipe	(6,6)	9,6	3,4	n/a (Caixa Líquido)	n/a
Uhenpal	(0,3)	2,9	0,7	n/a (Caixa Líquido)	n/a
Edevp	0,5	32,4	6,3	0,0 x	n/a
Chesp	2,2	7,4	1,9	0,4 x	n/a
Mococa	15,8	17,9	3,5	1,1 x	n/a
Cflo	4,6	5,6	1,7	1,2 x	n/a
Cpee	24,2	21,1	3,5	1,4 x	n/a
Cspe	27,6	25,2	5,2	1,4 x	n/a
Sta Cruz	85,5	54,4	10,9	2,0 x	n/a
Ienergia	2,5	2,7	1,4	2,0 x	n/a

<sup>51</sup> Para a finalidade de se obter uma análise de sensibilidade da situação das empresas frente às exigências dos aditivos contratuais, o LAJIDA (EBITDA) foi apurado consoante a metodologia exposta na minuta do aditivo contratual (ajustes das despesas de Programa de Demissão Voluntária - PDV, de Provisões e de Recuperação), mas também pela média de 12 (doze meses) entre out/2011-set/2012, out/2012-set/2013 e out/2013-set/2014 na expectativa de se obter valores recorrentes. Para o primeiro período, o LAJIDA Ajustado foi inflacionado pelo IGP-M entre out/2012 e set/2014 e, para o segundo período, entre out/2013 e set/2014. Para as empresas Boa Vista e Cemig-D, em função da elevada variabilidade, considerou-se apenas os ciclos 2012/2013 e 2013/2014. Por fim, não há dados disponíveis em relação às distribuidoras CEA e CERR. Para o cálculo dos juros, considerou-se a Selic a 12,75% a.a. Com o spread de 111%, resulta um custo de 14,15% a.a.

(Pág. 41 da Nota Técnica nº 0175/2015-SCT-SFE-SFF-SRD-SRM/ANEEL

Panambi	11,8	4,2	1,0	3,6 x	n/a
Cooper.	9,7	4,7	2,0	3,6 x	n/a
Jaguari	39,4	12,0	2,4	4,1 x	n/a
EMG	305,2	82,0	23,1	5,2 x	n/a
ENF	46,7	11,7	5,1	7,1 x	(0,1)
Urussanga	2,6	1,1	0,8	7,8 x	(0,0)
EEB	160,6	27,0	7,1	8,1 x	(2,9)
Celesc-D	751,4	273,1	180,4	8,1 x	(13,6)
Caiuá-D	93,8	20,6	9,9	8,7 x	(2,5)
Cemig-D	5.887,0	1.254,3	642,0	9,6 x	(220,8)
Copel-D	1.275,0	430,2	315,5	11,1 x	(65,8)
Eletrocar	33,4	2,9	1,0	18,1 x	(2,9)
Cepisa	1.019,8	60,7	25,9	29,3 x	(109,5)
Forcel	5,6	0,3	0,3	292,6 x	(0,8)
Ceb-D	467,8	8,2	56,5	Flx Neg.	(114,4)
Celg-D	1.509,1	61,2	130,7	Flx Neg.	(283,1)
J. Cesa	1,3	(0,0)	0,1	EBITDA Neg.	(0,3)
Boa Vista	157,6	(59,7)	7,7	EBITDA Neg.	(89,7)
Eletroacre	199,7	(82,4)	14,5	EBITDA Neg.	(125,2)
Ceal	499,6	(25,0)	45,3	EBITDA Neg.	(141,1)
Ceron	851,3	(97,6)	26,8	EBITDA Neg.	(244,9)
Ceee-D	1.085,2	(258,5)	102,0	EBITDA Neg.	(514,1)
Manaus	2.211,8	(377,1)	13,7	EBITDA Neg.	(703,8)

174. Baseado nesse diagnóstico do segmento de distribuição, a ANEEL definiu a seguinte trajetória para atingimento da condição mínima de sustentabilidade econômica e financeira em cinco anos:

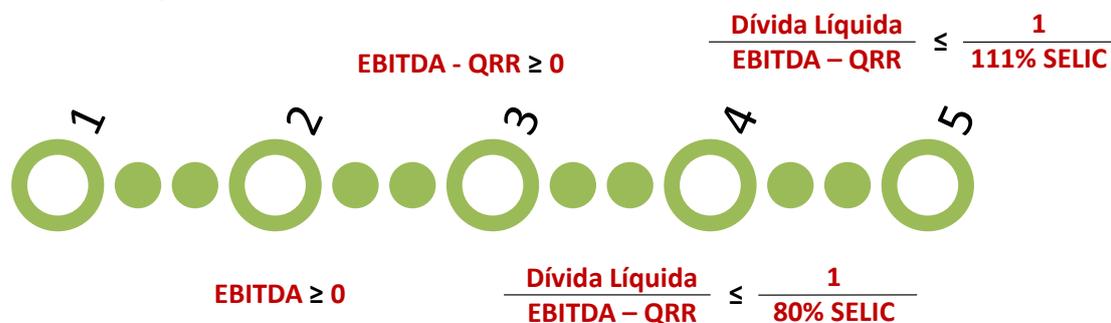


Figura 19 – Trajetória da Autossustentabilidade até 2020

175. No primeiro ano, 2016, é permitido que a condição mínima seja assegurada por meio de aporte de capital, sem exigências adicionais. A partir do segundo ano, 2017, a geração de caixa deve ser positiva. A partir do terceiro ano, 2018, a geração de caixa deve ser, além de positiva, suficiente para fazer frente aos investimentos em reposição. A partir do quarto ano, 2019, a geração de caixa deve ser positiva, suficiente para os investimentos de reposição e para fazer frente à parte do custo da dívida. Finalmente, a partir do quinto ano, 2020, a geração de caixa da empresa deve ser compatível com os investimentos de reposição e o custo da dívida, alcançando a condição mínima de sustentabilidade econômico-financeira.

176. É importante mencionar que, ainda de acordo com o Decreto, o descumprimento de qualquer

(Pág. 42 da Nota Técnica nº 0175/2015-SCT-SFE-SFF-SRD-SRM/ANEEL

limite anual da trajetória de melhoria contínua por dois anos consecutivos ou ao final dos cinco anos acarretará a extinção da concessão, nos termos do artigo 4º.

177. Isso sem prejuízo das consequências ordinárias previstas pelo contrato de concessão, abordadas no item anterior – exigência de aportes de capital anuais dos sócios controladores e restrições à distribuição de recursos da concessionária aos sócios.

178. Devido à seriedade dessas novas consequências pactuadas, a confiabilidade da informação contábil ganha ainda mais relevância. Assim, o contrato exige ainda que as demonstrações contábeis regulatórias anuais deverão ser: (i) assinadas pelo Presidente, Diretor Financeiro e contador responsável; (ii) acompanhadas de parecer do Auditor Independente quanto ao Balancete Mensal Padronizado (BMP) e ao Relatório de Informações Trimestrais (RIT) respectivos ao mês de dezembro de cada ano; e (iii) acompanhadas de parecer do Conselho Fiscal, composto por um mínimo de dois terços de membros com comprovada experiência em finanças ou contabilidade.

179. Em conclusão, as metas definidas para os próximos cinco anos buscam induzir as concessionárias prorrogadas para o caminho da autossustentabilidade econômica e financeira e, portanto, da capacidade de desembolsar os recursos necessários para avançar no serviço entregue à sociedade.

### **III – 2.4 – DA CLÁUSULA ECONÔMICA**

180. O segmento de distribuição de energia elétrica brasileiro possui uma série de características que cria um poder de mercado para as empresas que detêm as concessões (por exemplo, o monopólio conferido pelo regime de concessão de serviço público). Em função desse poder de mercado, as distribuidoras não têm plena autonomia para definir as tarifas cobradas aos usuários. Não fosse assim, haveria o risco dos consumidores pagarem tarifas mais elevadas do que poderiam.

181. Até a década de 1980, a solução preferida para a definição de preços em setores com características como a do segmento de distribuição era a da regulação pelo custo. Simplificadamente, esse modelo consistia no cálculo das tarifas considerando custos operacionais praticados pelas empresas – sujeitos a alguma fiscalização – acrescidas de uma remuneração do capital investido. O cálculo dessa remuneração considerava uma taxa de retorno suficientemente atrativa para realizações de investimentos no setor.

182. Os dois principais problemas identificados com esta abordagem foram o baixo poder de incentivo a ganhos de eficiência e os incentivos a sobreinvestimento. A consequência dessa estruturação do setor foi a elevação das tarifas. Como alternativa, a literatura passou a sugerir dois modelos de regulação, quais sejam, licitação pelo menor preço e regulação por incentivos. No primeiro caso a concorrência no processo licitatório pode selecionar agentes capazes de realizar os menores custos e investimentos necessários para a prestação do serviço. No segundo modelo as tarifas são construídas de tal forma que contemplam mecanismos de incentivo a prestação do serviço ao menor custo possível.

183. O modelo escolhido para o setor de distribuição de energia elétrica brasileiro, a exemplo da maioria dos países, foi o da regulação por incentivos. Uma das principais razões para se optar por esse modelo é a incerteza associada à previsão, em um Contrato de Concessão, de todas as contingências e obrigações

(Pág. 43 da Nota Técnica nº 0175/2015-SCT-SFE-SFF-SRD-SRM/ANEEL)

previstas para todo o período de concessão. Caso não seja possível ou não se deseje definir *a priori*, de forma pormenorizada, todas as obrigações das concessionárias ao longo do período de concessão - que pode chegar a 30 anos -, o risco envolvido em um processo licitatório (que considere o menor preço com critério) é extremamente elevado. A consequência seria a cobrança de um prêmio de risco excessivo, onerando o consumidor de forma indesejada.

184. Uma fonte de incerteza é a presença marcante de políticas públicas no setor de distribuição, tendo em vista as suas externalidades para toda a economia. Um exemplo recente foi o Programa Luz Para Todos, cujo objetivo foi acelerar o processo de universalização do serviço de distribuição de energia elétrica, dadas as óbvias externalidades que o acesso à energia elétrica produz. Outro exemplo é o crescente enfoque em políticas de eficiência energética da sociedade nos últimos anos. Essas políticas públicas possuem efeitos significativos sobre as distribuidoras e não poderiam, *a priori*, estar descritas de forma detalhada no Contrato de Concessão.

185. Há também efeitos de mudanças nos demais segmentos da cadeia de energia elétrica sobre o setor de distribuição. As mudanças na forma de contratação de energia, por exemplo, impactaram sobremaneira os custos das distribuidoras de energia elétrica nos últimos anos, em razão do aumento da quantidade e complexidade dos contratos, de sua menor possibilidade de gestão na contratação e da própria gestão dos contratos de compra de energia. Isso implica menor previsibilidade de custos no médio e longo prazo e maior incerteza.

186. Por fim, as preferências da sociedade podem mudar ao longo do tempo. Por exemplo, o enfoque na qualidade do serviço pode aumentar ou reduzir. Uma exigência de maior qualidade, por exemplo, implica custos maiores. A própria percepção do que é qualidade pode mudar. Nesse caso, não seria desejável especificar de forma detalhada no contrato o nível de qualidade do serviço para daqui a 20 ou 30 anos, por exemplo.

187. A experiência tem demonstrado que a regulação de preços é capaz de permitir maior flexibilidade e adaptabilidade às essas mudanças e, ao mesmo tempo, promover ganhos de eficiência e melhoria da qualidade do serviço, além de garantir a atratividade necessária aos investidores. O desafio na formulação de um contrato de concessão em um contexto de regulação por incentivos é equilibrar esses três elementos: flexibilidade, incentivos e atratividade econômica.

188. O contrato de concessão atual logrou êxito em promover equilíbrio entre esses elementos. Percebe-se que, na sua formulação, houve uma intenção clara de definir um período (ciclo tarifário) em que as regras de reajuste tarifário seriam bastante rígidas, com a descrição exaustiva de todos os elementos associados ao cálculo e, ao mesmo tempo, regras de revisão tarifária e Fator X flexíveis, atribuindo ao órgão regulador a competência para regulamentar o tema.

189. No entanto, a pouca flexibilidade das regras de reajuste tarifário provocou a necessidade de realização de diversos termos aditivos ao longo dos últimos 20 anos. Houve mudanças em função de alterações na forma de contratação de energia, para corrigir efeitos indesejados da fórmula paramétrica, ou para tornar mais claro o direito à indenização de ativos e passivos regulatórios, entre outras. Além disso, o surgimento de

(Pág. 44 da Nota Técnica nº 0175/2015-SCT-SFE-SFF-SRD-SRM/ANEEL

novos encargos setoriais e modalidades de contratação de energia não previstos no contrato atual trouxe a necessidade de ajustes na forma de realização do reajuste tarifário ao longo do tempo.

190. Em relação à maior flexibilidade da regra de revisão tarifária, a natureza do problema a torna necessária. Além da melhoria da qualidade do serviço, a revisão tarifária e a redefinição do Fator X é o meio pelo qual o consumidor se beneficia do regime, ao se apropriar, total ou parcialmente, dos ganhos de eficiência e produtividade observados no setor de distribuição. Logo, seja qual for abordagem adotada na revisão tarifária, ela tem que cumprir esse papel.

191. É possível definir *a priori* como mensurar e repassar para os consumidores esses ganhos? A experiência da ANEEL e da maioria dos países que adotam um modelo de regulação por incentivos demonstra que não, por duas razões principais. A primeira é que as ferramentas de mensuração dos ganhos de eficiência e produtividade estão em constante evolução. Não há na literatura a definição de quais são inequivocamente superiores. Segundo, a realidade pode mudar bastante. No Brasil (e em diversos outros países) ocorrem constantemente mudanças importantes no cenário macroeconômico e setorial. Isso pode tornar uma determinada metodologia de revisão tarifária obsoleta ao longo tempo.

192. No entanto, em nosso entendimento as cláusulas de revisão tarifária e fator X podem ser aperfeiçoados no sentido de conferir uma menor flexibilidade e maior segurança às empresas. Isso, porque as regras atuais possuem poucas diretrizes de como a ANEEL deve proceder no processo de revisão tarifária, qual é o seu objetivo, quais parâmetros deve observar, etc. A Parcela B atualmente é definida como “parcela remanescente da receita” e o Fator X é um percentual a ser subtraído do IGP-M nos reajustes tarifários.

193. Assim, conclui-se que, apesar do contrato de concessão atual ter alcançado com êxito seu papel, é possível avançar em dois aspectos principais: (1) maior flexibilidade e adaptabilidade no cálculo do reajuste tarifário e (2) menor flexibilidade e definição mais clara dos objetivos da revisão tarifária e Fator X.

194. Além disso, a experiência com aplicação das regras atuais tem evidenciado pontos de aperfeiçoamentos de definições e regras do contrato de concessão. Por exemplo, a Área Técnica entende que não há justificativa técnica para se excluir da receita considerada para fins de reajuste tarifário as receitas provenientes de ultrapassagem de demanda e excedente de reativo, uma vez que essas seriam receitas tarifárias. Além disso, há o componente tarifário de Receitas Irrecuperáveis, que seria definido de forma apropriada no cálculo da Parcela A.

195. Fixadas essas diretrizes que nortearão a construção das novas cláusulas econômicas do contrato de concessão, passe-se a seguir a uma apresentação didática das alterações propostas.

### **III – 2.4.1 - APRIMORAMENTO DAS CLAÚSULAS ECONÔMICAS**

196. Esta subseção abordará as alterações nas cláusulas econômicas vigentes a partir do seguinte formato: (i) a subcláusula vigente é transcrita; (ii) são justificadas as alterações, as exclusões e as inserções; e (iii) a nova proposta é apresentada.

(Pág. 45 da Nota Técnica nº 0175/2015-SCT-SFE-SFF-SRD-SRM/ANEEL)

197. O foco será na atual Cláusula Sétima do Contrato de Concessão, intitulada Tarifas Aplicáveis na Prestação do Serviço, mas primeiramente será apresentada uma alteração na Subcláusula Quinta da Cláusula Primeira, que afeta o regime econômico-financeiro da prestação do serviço público de distribuição de energia elétrica.

#### **Subcláusula Quinta da Cláusula Primeira**

*A CONCESSIONÁRIA aceita que a exploração do serviço público de distribuição de energia elétrica, de que é titular, seja realizada como função de utilidade pública prioritária, comprometendo-se a somente exercer outras atividades empresariais, que deverão ser contabilizadas em separado, nos termos e condições previstos em regulamentação própria e desde que as receitas auferidas sejam parcialmente destinadas a propiciar a modicidade das tarifas do serviço de energia elétrica, que serão consideradas nas revisões de que trata a Cláusula Sétima deste Contrato. Até que seja expedida a regulamentação própria prevista nesta Subcláusula, o exercício de outras atividades empresariais dependerá de prévia autorização da ANEEL.*

198. A nova proposta de redação exclui do comando a previsão de tratamento tarifário e endereçamento das receitas com outras atividades, transferindo essa previsão para a Cláusula Sétima com as devidas alterações julgadas pertinentes.

*A DISTRIBUIDORA aceita que a exploração do serviço público de distribuição de energia elétrica, de que é titular, seja realizada como função de utilidade pública prioritária, comprometendo-se a somente exercer outras atividades empresariais, as quais deverão favorecer a modicidade tarifária, nos termos e condições previstas na legislação e na regulação da ANEEL.*

#### **Cláusula Sétima - Caput**

*Pela prestação do serviço público de distribuição de energia elétrica que lhe é concedido por este Contrato, a CONCESSIONÁRIA cobrará as tarifas homologadas pela ANEEL.*

199. Manteve-se inalterada.

#### **Subcláusula Primeira**

*É facultado à CONCESSIONÁRIA cobrar tarifas inferiores às homologadas pela ANEEL, desde que a redução não implique pleitos compensatórios posteriores quanto à recuperação do equilíbrio econômico-financeiro e resguardadas as condições constantes na Subcláusula XXXX da Cláusula Segunda.*

200. Propõe-se uma pequena adequação na redação, no intuito de tornar mais clara a opção de a distribuidora conceder descontos aos seus consumidores em relação à tarifa homologada pela ANEEL.

*É facultado à DISTRIBUIDORA conceder descontos sobre as tarifas homologadas pela ANEEL, desde que as reduções não impliquem pleitos compensatórios posteriores quanto à recuperação do equilíbrio econômico-financeiro e resguardadas as condições constantes na Subcláusula XXXX da Cláusula Segunda<sup>52</sup>.*

---

<sup>52</sup> No Contrato atual a referência se faz à Subcláusula da Cláusula Segunda que possui o seguinte comando: “Na exploração do serviço público de distribuição de energia elétrica objeto deste Contrato, a DISTRIBUIDORA deverá observar o tratamento isonômico,

(Pág. 46 da Nota Técnica nº 0175/2015-SCT-SFE-SFF-SRD-SRM/ANEEL)

### **Subcláusula Segunda**

*A CONCESSIONÁRIA reconhece que as tarifas indicadas no Anexo I, em conjunto com as regras de reajuste e revisão a seguir descritas, são suficientes, na data de \_\_\_ de \_\_\_ de 19xx, (data do contrato original) para a manutenção do equilíbrio econômico-financeiro deste Contrato.*

201. Foi readequada a redação para que a tarifa considerada na data de assinatura seja a vigente, conforme homologado pela ANEEL no último processo tarifário. Isso evita uma alteração tarifária em prazo inferior a um ano e garante a continuidade da relação de preço com os consumidores sem perturbação dos mecanismos ordinários de repasse tarifário.

202. Além disso, foi incluído o termo “adequada prestação dos serviços”. Ou seja, a concessionária reconhece a tarifa definida é suficiente para a adequada prestação do serviço, conforme os requisitos de qualidade dispostos nesse Contrato de Concessão. Essa condição é implícita no contrato atual, sendo salutar explicitá-la para conferir maior clareza na relação entre o equilíbrio econômico financeiro do contrato e a obrigação de cumprir os requisitos de qualidade.

203. Também foi inserida no contrato a terminologia “reposicionamento tarifário”, com caráter mais geral, podendo referir-se tanto a reajustes e revisões ordinárias, quanto a revisões extraordinárias.

*A DISTRIBUIDORA reconhece que as tarifas vigentes na data da assinatura deste Termo Aditivo, em conjunto com as regras de reposicionamento tarifário, que incluem mecanismos de reajustes anuais e revisão a seguir descritos, são suficientes à adequada prestação dos serviços e à manutenção do equilíbrio econômico-financeiro deste Contrato.*

### **Subcláusula Terceira**

O valor das tarifas de que trata esta Cláusula será reajustado com periodicidade anual, obedecida a legislação e regulamentação vigente e superveniente, 01 (um) ano após a “Data de Referência Anterior”, está sendo definida da seguinte forma:

I - no primeiro reajuste, a data de assinatura original do Contrato de Concessão; e (Adequar em cada contrato)

II - nos reajustes subsequentes, a data de vigência do último reajuste ou revisão que o tenha substituído, de acordo com o disposto nesta Cláusula.

---

*inclusive tarifário, dos seus usuários, observados os critérios estabelecidos pelas normas setoriais”. Propõe-se que essa Subcláusula passe a vigorar com a seguinte redação: “Na exploração do serviço público de distribuição de energia elétrica objeto deste Contrato, a DISTRIBUIDORA deverá observar o tratamento isonômico, inclusive tarifário, dos seus usuários, conforme regulação da ANEEL”. Essa proposta permite que a ANEEL interprete a isonomia face a políticas de gestão comercial e operacional das distribuidoras que podem trazer benefícios futuros para os consumidores da concessão e assegurar isonomia plena, como políticas de combate a perdas, furtos ou inadimplência, por exemplo.*

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

(Pág. 47 da Nota Técnica nº 0175/2015-SCT-SFE-SFF-SRD-SRM/ANEEL)

204. A Subcláusula foi reescrita para definir a data de aniversário em vez de a Data de Referência Anterior, que passou a ser contemplada na Subcláusula que apresenta a fórmula paramétrica de reajuste. Também foi explicitado que o reajuste das tarifas é anual, mas não é aplicável nos anos de revisão, que possuem comando específico em subcláusulas posteriores.

205. A nova subcláusula permite ainda a redefinição de uma nova data de aniversário contratual, a partir da fixação do primeiro reajuste. Esta nova data deve respeitar o intervalo mínimo de 12 (doze) meses desde o último processo tarifário para alteração das tarifas vigentes. Os primeiros reajustes tarifários posteriores à prorrogação da concessão observarão as datas de revisão tarifária estabelecidas no Anexo IV.

O reajuste das tarifas vigentes ocorrerá com periodicidade anual, a partir de XX/XX/20XX, exceto nos anos em que ocorrer revisão tarifária ordinária, conforme calendário definido na Subcláusula XXX – *datas de revisão* - desta Cláusula.

#### **Subcláusula Quarta**

A periodicidade de reajuste de que trata esta Cláusula poderá ocorrer em prazo inferior a 01 (um) ano, caso a legislação venha assim a permitir, adequando-se, neste caso, a “Data de Referência Anterior” e o “Período de Referência” à nova periodicidade estipulada.

206. Propõe-se a exclusão da Subcláusula. Qualquer alteração neste sentido implica necessário aditamento contratual, de modo que o comando atual carece de eficácia.

#### **Subcláusula Quinta**

Para fins de reajuste tarifário, a receita da CONCESSIONÁRIA será dividida em duas parcelas:

Parcela A: parcela da receita correspondente aos seguintes custos:

(i) compra de energia elétrica em função do “Mercado de Referência”, que inclui o montante de energia elétrica decorrente dos empreendimentos próprios de geração distribuída;

(ii) conexão e uso das instalações de transmissão e distribuição de energia elétrica; e

(iii) Encargos Setoriais: Reserva Global de Reversão - RGR; Conta de Consumo de Combustíveis - CCC; Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica - TFSEE; Contribuição ao Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS; Compensação Financeira pela Utilização de Recursos Hídricos - CFURH para fins de geração de energia elétrica, quando aplicável; Encargo de Serviços do Sistema - ESS; Conta de Desenvolvimento Energético – CDE; Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica – PROINFA; Pesquisa e Desenvolvimento – P&D; Programa de Eficiência Energética - PEE; Encargo de Energia de Reserva – EER;

Parcela B: valor remanescente da receita da CONCESSIONÁRIA, excluído o PIS/PASEP, a COFINS e o ICMS, após a dedução da Parcela A.

(Pág. 48 da Nota Técnica nº 0175/2015-SCT-SFE-SFF-SRD-SRM/ANEEL

207. A Subcláusula foi reescrita, tendo em vista que os conceitos de Parcela A e Parcela B são aplicáveis a todos os reposicionamentos e não somente aos reajustes, deixando a descrição da apuração do valor de cada parcela para a Subcláusula Sexta. A nova definição permite ainda a apuração de ajustes em desvios de custos, notadamente na Parcela A.

208. Além disso, foi incorporada nessa Subcláusula uma definição mais genérica de custos, que anteriormente era tratada exaustivamente na Subcláusula Sexta, o que fragilizava o Contrato diante de inovações em modalidades de compra de energia ou encargos setoriais. Essa inovação reflete ainda a prática regulatória em relação ao empilhamento de contratos para fins de valoração de perdas de energia, que evoluiu em relação aos termos originalmente pactuados, justamente pelo ingresso de novas modalidades de compra.

209. O conceito da Parcela B foi explicitado, englobando a natureza dos custos abrangidos pelos processos de revisão tarifária, quais sejam os custos operacionais e os custos de capital do segmento de distribuição, onde se incluem as despesas de depreciação. A cláusula atual define Parcela B como “parcela remanescente da receita”.

210. Por fim, a nova redação propõe a consideração das receitas irrecuperáveis como um item de Parcela A, cujos percentuais regulatórios seriam definidos nos processos de revisão tarifária ordinária, a exemplo do que ocorre com os níveis de perdas de energia. Essa alteração permite que o volume financeiro equivalente ao percentual regulatório eficiente varie anualmente em função das flutuações de tarifa. Assim, o risco associado a variações de tarifas, que é não gerenciável pelo titular da concessão, é mitigado.

Para fins dos reposicionamentos tarifários, a receita da DISTRIBUIDORA, excluído o PIS/PASEP (Programa de Integração Social – Programa de Formação do Patrimônio do Servidor Público), a COFINS (Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social) e o ICMS (Imposto sobre Operações relativas à Circulação de Mercadorias), será dividida em duas parcelas:

Parcela A: parcela da receita correspondente aos seguintes itens de custo: i. “Encargos Setoriais”; ii. “Energia Elétrica Comprada”; iii. Custos de Conexão e de Uso das Instalações de Transmissão e/ou Distribuição de Energia Elétrica; e iv. Receitas Irrecuperáveis;

Parcela B: parcela da receita correspondente a custos operacionais e de capital, inclusive despesas de depreciação, do segmento de distribuição de energia elétrica, conforme regulação da ANEEL.

Onde:

Parcela A - Encargos Setoriais: parcela da receita da DISTRIBUIDORA destinada ao cumprimento das obrigações associadas à Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica - TFSEE; à Contribuição ao Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS; à Compensação Financeira pela Utilização de Recursos Hídricos - CFURH para fins de geração de energia elétrica, quando aplicável; ao Encargo de Serviços do Sistema - ESS; à Conta de Desenvolvimento Energético – CDE; à Pesquisa e Desenvolvimento – P&D; ao Programa de Eficiência Energética – PEE; ao Encargo de Energia de Reserva – EER e a demais políticas públicas para o setor elétrico definidas na legislação superveniente;

(Pág. 49 da Nota Técnica nº 0175/2015-SCT-SFE-SFF-SRD-SRM/ANEEL

Parcela A - Energia Elétrica Comprada: parcela da receita da DISTRIBUIDORA associada à compra de energia elétrica, inclusive proveniente de empreendimentos próprios de geração distribuída, para o atendimento a seus consumidores e outras concessionárias e permissionárias de distribuição, acrescida de perdas elétricas do sistema de distribuição e transmissão e sujeita a limitações de repasse, conforme regulação da ANEEL;

Parcela A – Custos de Conexão e de Uso das Instalações de Transmissão e/ou Distribuição de Energia Elétrica: parcela da receita da DISTRIBUIDORA associada a contratações prudentes de montantes de uso dos sistemas de transmissão e de distribuição e de pontos de conexão ou contratações de terceiros cuja responsabilidade de pagamento é da DISTRIBUIDORA, conforme regulação da ANEEL;

Parcela A - Receitas Irrecuperáveis: parcela da receita da DISTRIBUIDORA associada à inadimplência dos usuários de sua rede passível de reconhecimento tarifário mediante análise de eficiência, calculada pelo produto entre a receita bruta e os percentuais regulatórios definidos nas revisões tarifárias, conforme regulação da ANEEL.

### **Subcláusula Sexta**

As tarifas homologadas na "Data de Referência Anterior" serão reajustadas de modo a recuperar a Receita da CONCESSIONÁRIA decorrente da aplicação do Índice de Reajuste Tarifário (IRT) médio, assim definido:

$$\text{IRT} = \frac{\text{VPA}_1 + \text{VPB}_0 \times (\text{IVI} \pm \text{X})}{\text{RA}_0}$$

onde:

RA: receita anual de fornecimento, de suprimento e de uso dos sistemas de distribuição, calculada considerando-se as tarifas homologadas na "Data de Referência Anterior" e o "Mercado de Referência", não incluindo o PIS/PASEP, a COFINS e o ICMS, denominada como "Receita de Referência";

Receita anual de fornecimento: calculada considerando-se as tarifas de fornecimento homologadas na "Data de Referência Anterior" e o consumo de energia elétrica e demanda de potência faturados de consumidores cativos, não incluindo o PIS/PASEP, a COFINS e o ICMS, e não considerando as receitas oriundas de ultrapassagem de potência ativa ou reativa.

Receita anual de suprimento: calculada considerando-se as tarifas de suprimento homologadas na "Data de Referência Anterior" e o consumo de energia elétrica e demanda de potência faturados de outras concessionárias de distribuição, permissionárias e autorizadas não incluindo o PIS/PASEP, a COFINS e o ICMS, e não considerando as receitas oriundas de ultrapassagem;

Receita anual de uso dos sistemas de distribuição: calculada considerando-se as tarifas de uso dos sistemas de distribuição homologadas na "Data de Referência Anterior" e o consumo de energia elétrica e demanda de potência faturados de consumidores livres, de autoprodutores, outras concessionárias de distribuição,

(Pág. 50 da Nota Técnica nº 0175/2015-SCT-SFE-SFF-SRD-SRM/ANEEL

permissionárias, autorizadas e geradores conectados ao sistema de distribuição, não incluindo o PIS/PASEP, a COFINS e o ICMS, e não considerando as receitas oriundas de ultrapassagem;

Mercado de Referência: composto pelas quantidades de energia elétrica e de demanda de potência faturadas para o atendimento a consumidores cativos, consumidores livres, autoprodutores, outras concessionárias de distribuição, permissionárias e autorizadas, bem como pelas quantidades de energia elétrica e potência contratada para uso dos sistemas de distribuição e de transmissão pelos geradores, no período de referência;

Período de referência: 12 (doze) meses anteriores ao mês do reajuste em processamento;

IVI: número índice obtido pela divisão dos índices do IGPM, da Fundação Getúlio Vargas, ou do índice que vier a sucedê-lo, do mês anterior à data do reajuste em processamento e o do mês anterior à "Data de Referência Anterior". Na hipótese de não haver um índice sucedâneo, a ANEEL estabelecerá novo índice a ser adotado;

X: valor estabelecido pela ANEEL, de acordo com Subcláusula Oitava desta Cláusula, a ser subtraído ou acrescido ao IVI;

Perdas Elétricas do Sistema de Distribuição: tratamento a ser estabelecido às perdas elétricas no momento da revisão tarifária periódica.

Energia Elétrica Comprada: volume de energia elétrica e potência adquirido para fornecimento aos consumidores cativos e para suprimento a outras distribuidoras, no período de referência, acrescido de: (i) perdas elétricas do sistema de distribuição, as quais se dividem em perdas técnicas e comerciais; e, quando aplicável, (ii) perdas associadas ao transporte de Itaipu e perdas na Rede Básica.

VPA0: Valor da "Parcela A" considerando-se as condições vigentes na "Data de Referência Anterior" e o "Mercado de Referência", calculado da seguinte forma:

(i) Para a energia elétrica comprada: montante de Energia Elétrica Comprada valorado pelo preço médio de repasse que foi considerado no reajuste ou na revisão anterior;

(ii) Para a conexão aos sistemas de transmissão e/ou distribuição, os valores considerados no reajuste ou na revisão anterior, e, para o uso dos sistemas de transmissão e/ou distribuição, os montantes de demanda de potência contratados no período de referência, valorados pelas respectivas tarifas consideradas no reajuste ou na revisão anterior; e

(iii) Para os demais itens da "Parcela A": valores resultantes da aplicação dos componentes tarifários correspondentes aos respectivos itens, vigentes na "Data de Referência Anterior", ao "Mercado de Referência".

VPB0: Valor da "Parcela B" considerando-se as condições vigentes na "Data de Referência Anterior" e o "Mercado de Referência", calculado da seguinte forma:

$$VPB0 = RA0 - VPA0$$

(Pág. 51 da Nota Técnica nº 0175/2015-SCT-SFE-SFF-SRD-SRM/ANEEL

VPA<sub>1</sub>: Valor da “Parcela A” considerando-se as condições vigentes na data do reajuste em processamento e o “Mercado de Referência”, calculado da seguinte forma:

(i) Para a energia elétrica comprada por meio de contratos firmados anteriormente à Lei nº 10.848/2004: o preço de repasse de cada contrato vigente na data do reajuste em processamento será aplicado ao montante de energia elétrica de cada contrato, verificado no período de referência, limitado ao montante de energia elétrica que poderá ser atendido pelo mesmo contrato nos 12 (doze) meses subsequentes;

(ii) Para a energia elétrica comprada por meio de contratos firmados após a Lei nº 10.848/2004: o preço médio de repasse dos contratos de compra de energia elétrica de que trata o caput do art. 36 do Decreto n.º 5.163, de 2004, autorizados pela ANEEL até a data do reajuste em processamento, ponderado pelos respectivos volumes contratados para entrega nos 12 (doze) meses subsequentes, aplicado ao montante de Energia Elétrica Comprada, deduzidos os montantes referidos no inciso (i) anterior;

(iii) Para o uso dos sistemas de transmissão e/ou distribuição: montantes de demanda de potência contratados no período de referência, valorados pelas respectivas tarifas vigentes na data do reajuste em processamento; e

(iv) Para os demais itens da “Parcela A”: valores vigentes na data do reajuste em processamento.

211. A nova redação dá maior clareza à fórmula do reposicionamento tarifário. A redação anterior dava a entender que seria aplicado o índice de reposicionamento tarifário sobre todas as tarifas da empresa. Porém, o índice de reposicionamento representa, em verdade, a variação da receita. Cada tarifa terá sua variação de acordo com sua composição de custos. As tarifas que tiverem uma participação maior de parcela B, por exemplo, sofrerão uma alteração maior caso haja uma maior alteração dessa receita.

212. A proposta considera ainda que há outras fontes de receitas para a cobertura de custos que extrapolam o faturamento do mercado via tarifa, como CDE, encargos de conexão, etc. No horizonte de 30 anos é possível que surjam novas fontes de receita para cobertura de custos. Portanto, sugere-se remeter para um regulamento da ANEEL a forma como serão consideradas as receitas nos processos de reajuste. Além disso, a possibilidade de apuração de financeiros prevista na definição das parcelas da receita da CONCESSIONÁRIA evita a confusão que existe atualmente entre os conceitos de IRT e efeito médio ao consumidor.

213. As alterações também contemplaram (i) a retirada do contrato da previsão de exclusão das receitas de ultrapassagem de demanda e excedente de reativos na aferição da receita anual de referência, de modo que essas receitas podem ser tratadas diretamente no mercado faturado ou conforme subcláusula específica inserida e justificada no fim desta subseção; (ii) definições mais genéricas e resumidas de mercado de referência, receita anual de referência, data de referência anterior; (iii) referência à definição do Fator X para Subcláusula específica que trata do assunto; e (iv) a alteração do índice de preços do contrato de IGP-M para IPCA, em coerência com os demais contratos de concessão.

(Pág. 52 da Nota Técnica nº 0175/2015-SCT-SFE-SFF-SRD-SRM/ANEEL

214. Sobre o item (i), como já discutido na seção anterior, o cálculo do equilíbrio econômico e financeiro deve considerar todas as fontes de receita e custo. Portanto, não faz sentido desconsiderar do cálculo tarifário as referidas receitas.

215. Em relação ao item (iv), entendemos que o IPCA é um índice de preços mais geral que o IGP-M, vem sendo utilizados em praticamente todos os contratos de concessão nos últimos anos e é o índice utilizado para fins de política monetária. Portanto, tecnicamente é o mais adequado.

216. Na definição da Parcela A foi prevista a possibilidade de se considerar ajustes e previsões de seus valores. O objetivo é explicitar a possibilidade de se considerar componentes financeiros que visam neutralizar diferenças verificadas entre os valores previstos no último reajuste tarifário e os custos incorridos dos itens de parcela A, tais como a Conta de Compensação de Variação de Valores de Itens da Parcela A – CVA, Sobrecontratação, etc. Na prática, os componentes financeiros passam a ser classificados como itens da parcela A.

217. Vale notar que tais ajustes e previsões não estão sendo previstos para a VPB. Há diversas razões para tanto. A principal é que, como não se trata de um modelo de custo do serviço, não faz sentido a comparação entre a receita faturada de Parcela B e os custos típicos do setor de distribuição. Além disso, os riscos associados a variações de custos e mercado ao longo do ciclo tarifário são alocados às distribuidoras. Logo, a consideração de componentes financeiros de Parcela B desvirtuaria o objetivo do modelo.

218. Isso significa que o risco para as concessionárias de variações substanciais de mercado e/ou custos é ilimitado? Não, tendo em vista que o mesmo contrato prevê o instituto da revisão tarifária extraordinária – RTE com o objetivo de mitigar esse risco, como será discutido mais à frente.

219. Por fim, a principal alteração que se propõe é a apuração do Valor da Parcela B - VPB. O contrato atual prevê que a Parcela B deve ser calculada pela diferença entre a receita faturada e o  $VPA_0$ , que se trata, em suma, dos custos de Parcela A definidos no reajuste tarifário anterior atualizados para as condições de mercado verificado no reajuste em processamento. Em função das mudanças no nível e na estrutura do mercado, a “receita faturada de Parcela A” – resultante do produto dos componentes tarifários de Parcela A pelo mercado - pode não coincidir com os custos. O terceiro termo aditivo aos contratos de concessão neutralizou esse efeito no que diz respeito aos encargos setoriais. A partir de então, as diferenças entre custos e receitas não apresentam uma tendência clara de serem positivas ou negativas. A fórmula paramétrica, na medida em que toma como base a receita faturada no processo tarifário anterior, perpetua esse efeito até a próxima revisão tarifária. Logo, o único efeito da fórmula atual é introduzir um risco não gerenciável para as concessionárias.

220. Dessa forma, a proposta é que o valor da Parcela B seja apurado a partir do produto entre os respectivos componentes tarifários e o mercado faturado, acrescido das demais receitas destinadas à cobertura dos custos de Parcela B. O efeito dessa medida é a redução do risco do titular da concessão com potencial modicidade tarifária em cenários de crescimento de mercado. Vale ressaltar que, como existem outras fontes de receita para cobertura de custos de distribuição, como a CDE e outras receitas, é importante que as mesmas sejam consideradas no cálculo de variação de Parcela B. A proposta está descrita abaixo.

(Pág. 53 da Nota Técnica nº 0175/2015-SCT-SFE-SFF-SRD-SRM/ANEEL

As tarifas homologadas na “Data de Referência Anterior” serão reajustadas em decorrência da aplicação do Índice de Reajuste Tarifário (IRT) médio sobre a Receita Anual de Referência, assim definido:

$$IRT = \frac{VPA+VPB(IVI-X)}{RA}$$

Onde:

RA: Receita Anual de Referência, calculada considerando-se as tarifas homologadas na "Data de Referência Anterior" e o "Mercado de Referência", incluídas as demais receitas destinadas à cobertura dos custos de Parcela A e Parcela B, conforme regulação da ANEEL, e excluídos o PIS/PASEP, a COFINS e o ICMS;

Data de Referência Anterior: Data do último reposicionamento tarifário;

Mercado de Referência: composto pelos montantes de energia elétrica e de demanda de potência faturadas no período de referência;

Período de referência: 12 (doze) meses anteriores ao mês do reajuste em processamento;

IVI: número índice obtido pela divisão dos índices do IPCA, do IBGE, ou do índice que vier a sucedê-lo, do mês anterior à data do reajuste em processamento e o índice considerado no último reposicionamento tarifário;

X: valor estabelecido pela ANEEL, de acordo com Subcláusula Décima XXX – *definição de X* - desta Cláusula, a ser subtraído do IVI;

VPB: Valor resultante da aplicação da tarifa correspondente aos itens que compõem a “Parcela B”, vigente na “Data de Referência Anterior”, ao “Mercado de Referência”, acrescido das demais receitas destinadas à cobertura dos custos de Parcela B;

VPA: Valor da “Parcela A” considerando-se as condições vigentes na data do reajuste em processamento e o “Mercado de Referência”, podendo contemplar ajustes e previsões, conforme regulação da ANEEL

### **Subcláusula Sétima**

A ANEEL, de acordo com o cronograma apresentado nesta Subcláusula, procederá às revisões dos valores das tarifas aplicáveis na prestação dos serviços de energia elétrica, alterando-os para mais ou para menos, considerando as alterações na estrutura de custos e de mercado da CONCESSIONÁRIA, os níveis de tarifas observados em empresas similares no contexto nacional e internacional, os estímulos à eficiência e à modicidade das tarifas. Estas revisões obedecerão ao seguinte cronograma: a primeira revisão será procedida um ano após o quarto reajuste anual concedido, conforme previsto na Subcláusula Terceira desta Cláusula; a partir desta primeira revisão, as subseqüentes serão realizadas a cada 4 (quatro) anos.

221. A nova proposta torna a definição da revisão tarifária mais aderente à prática regulatória e aos objetivos desse instituto contratual. A redação proposta atende ao objetivo discutido na seção anterior de conferir maior flexibilidade ao processo de revisão tarifária e, ao mesmo tempo, definir os objetivos da revisão tarifária, quais sejam, estimular ganhos de eficiência visando a modicidade tarifária e a melhoria da qualidade. Como a Parcela B é composta de custos operacionais e custo de capital, as metodologias de definição de ambos os itens nos processos de revisão tarifária devem estabelecer de forma clara os mecanismos que estimulem as concessionárias a alcançar os objetivos definidos.

222. Pelas razões apresentadas na seção anterior, as ferramentas que serão utilizadas para o cálculo da revisão tarifária não serão detalhadamente descritas no contrato, que deve ser feito pela regulação da ANEEL. No entanto, o conceito de estímulos à eficiência é abrangente o suficiente para contemplar todos os aspectos relevantes para a construção da metodologia de revisão tarifária. Por exemplo, é natural a

(Pág. 54 da Nota Técnica nº 0175/2015-SCT-SFE-SFF-SRD-SRM/ANEEL

interpretação de que o cálculo dos custos de capital eficiente deve levar em consideração todos os investimentos realizados de forma eficiente e níveis de taxa de retorno suficientemente atrativas. Assim, investimentos superiores ao necessário para a prestação do serviço não devem ser considerados. Além disso, taxas de remuneração de capital abaixo ou acima do custo de capital também não podem ser considerados como eficientes, na medida em que não induzem a um nível eficiente de investimentos.

223. Além disso, propõe-se a uniformização do período tarifário de cinco anos entre os processos de revisão. A subcláusula atual foi expandida em duas subcláusulas, a primeira com o conceito e a segunda com os prazos. As datas propostas para a primeira revisão tarifária estão apresentadas no Anexo IV desta Nota Técnica.

Subcláusula N - A receita da DISTRIBUIDORA será reposicionada periodicamente, para mais ou para menos, mediante revisões tarifárias ordinárias dos custos da "Parcela B", considerando estímulos à eficiência, incluindo a melhoria da qualidade, e à modicidade das tarifas, conforme regulação da ANEEL.

Subcláusula N+1 - As revisões tarifárias ordinárias obedecerão ao seguinte cronograma: a primeira revisão será procedida em XXXX e as subsequentes serão realizadas a cada 5 (cinco) anos a partir desta data.

#### **Subcláusula Oitava**

No processo de revisão das tarifas, estabelecido na Subcláusula anterior, a ANEEL estabelecerá os valores de X, que deverão ser subtraídos ou acrescidos na variação do IVI ou seu substituto, nos reajustes anuais subsequentes, conforme descrito na Subcláusula Sétima desta Cláusula. Para os primeiros 4 (quatro) reajustes anuais o valor de X será zero.

No processo de revisão das tarifas, estabelecido na Subcláusula anterior, a ANEEL estabelecerá os valores de X, que deverão ser subtraídos ou acrescidos na variação do IVI ou seu substituto, nos reajustes anuais subsequentes, conforme descrito na Subcláusula Sétima desta Cláusula. Para os primeiros 4 (quatro) reajustes anuais o valor de X será zero.

224. A proposta da área técnica busca melhorar a definição do Fator X, tornando seu escopo mais aderente à prática regulatória, além de permitir que os processos de revisão tarifária contemplem a definição de uma fórmula para aferição anual dos valores de X, medida que pode ser mais adequada a determinados tipos de mecanismos de incentivo que façam um acompanhamento sistemático da atuação da concessionária.

225. A nova redação permite ainda que o Fator X contemple compensações a mecanismos de incentivo à eficiência energética que afetem o mercado das concessionárias.

Nos processos de revisão tarifária ordinária, serão estabelecidos os valores ou a fórmula de cálculo de X, com o objetivo de repassar aos consumidores ganhos de produtividade observados no setor de distribuição energia elétrica e resultados decorrentes de mecanismos de incentivos, conforme regulação da ANEEL.

#### **Subcláusula Nona**

(Pág. 55 da Nota Técnica nº 0175/2015-SCT-SFE-SFF-SRD-SRM/ANEEL

A ANEEL poderá, a qualquer tempo, proceder à revisão das tarifas, visando a manter o equilíbrio econômico-financeiro deste Contrato, sem prejuízo dos reajustes e revisões a que se referem as Subcláusulas anteriores desta Cláusula, caso haja alterações significativas nos custos da CONCESSIONÁRIA, incluindo as modificações de custos de compra de energia elétrica e encargos de conexão e uso das instalações de transmissão e distribuição de energia elétrica que possam ser aprovadas pela ANEEL durante o período, por solicitação da concessionária, devidamente comprovada.

226. A proposta de alteração contempla a menção explícita a custos eficientes da atividade de distribuição, denotando que revisões extraordinárias não se aplicam a situações de ineficiência na prestação do serviço. Além disso, retira-se a necessidade de o agente solicitar a revisão, tendo em vista que em situações críticas caberia à Agência tomar a iniciativa do processo de revisão em caso de omissão do titular da concessão. Por fim, os requisitos de admissibilidade são gravados no Contrato: impacto significativo, imprevisibilidade e ausência de responsabilidade por parte da Distribuidora.

227. Os requisitos de admissibilidade possuem razões técnicas claras, em nosso entendimento. Primeiramente, os critérios de imprevisibilidade e ausência de responsabilidade por parte das distribuidoras indicam que a RTE cuida de eventos que provocam desequilíbrios de receitas e/ou custos pouco gerenciáveis por parte da empresa. Além disso, a necessidade do evento que levou ao desequilíbrio ser significativo implica que seus efeitos devem ser absorvidos pelas empresas, mas não de forma ilimitada. É a existência de riscos que torna o custo de capital do setor maior do que o de um ativo livre de risco. No entanto, a existência de mecanismos de reajuste, revisão e RTE torna o custo de capital do setor, via de regra, menor que o de empresas atuando em mercados competitivos.

A ANEEL poderá, a qualquer tempo, considerando o nível eficiente de custos, proceder à revisão extraordinária das tarifas, visando restabelecer o equilíbrio econômico-financeiro deste Contrato, sem prejuízo dos reposicionamentos tarifários ordinários a que se referem as Subcláusulas anteriores desta Cláusula, caso haja alterações devidamente comprovadas nos custos da DISTRIBUIDORA que sejam significativas, imprevisíveis e não decorram da ação ou da omissão desta.

### **Subcláusulas Décima e Décima Primeira**

Subcláusula Décima - No atendimento ao disposto no § 3º do art. 9º da Lei nº 8.987, de 1995, ressalvados os impostos sobre a renda, a criação, alteração ou extinção de quaisquer tributos ou encargos legais, após a assinatura deste Contrato, quando comprovado seu impacto, implicará revisão das tarifas, para mais ou para menos, conforme o caso.

Subcláusula Décima - Primeira – Na hipótese de ter ocorrido, após a “Data de Referência Anterior”, revisões de tarifas previstas na Subcláusula anterior, que tenham sido realizadas por alteração de tributos ou encargos que não aqueles constantes da Parcela A, quando do reajuste previsto na Subcláusula Sexta, as tarifas, após a aplicação do IRT, serão alteradas, para mais ou para menos, pelos mesmos percentuais destas revisões.

228. A proposta de Termo Aditivo prevê a exclusão das Subcláusulas acima transcritas. A área técnica entende que o conteúdo das cláusulas cuida de uma especificação de direitos implícitos na cláusula de revisão tarifária extraordinária, na legislação setorial ou geral do regime de concessões de serviços públicos.

(Pág. 56 da Nota Técnica nº 0175/2015-SCT-SFE-SFF-SRD-SRM/ANEEL)

Não há necessidade de repetir esses comandos no contrato e muito menos de disciplinar o efeito tarifário de aplicação do IRT, desconsiderando a estrutura de custos que fundamenta a metodologia de estrutura tarifária praticada pela ANEEL.

#### **Subcláusulas Décima Segunda à Décima Quarta**

Subcláusula Décima - Segunda - A CONCESSIONÁRIA, na eventualidade de qualquer de seus consumidores se tornar autoprodutor ou passar a ser atendido por outro fornecedor de energia, poderá cobrar, pela utilização de suas instalações, as tarifas específicas estabelecidas pela ANEEL, que serão fixadas de forma a assegurar equivalência aos valores das parcelas de suas tarifas de fornecimento, correspondentes às instalações envolvidas no transporte de energia e aos encargos e compensações de responsabilidade do segmento de consumo, previstos na legislação.

Subcláusula Décima - Terceira – As tarifas de uso dos sistemas de distribuição serão reajustadas de acordo com fórmula paramétrica específica, considerando-se os seus respectivos componentes de custo.

Subcláusula Décima - Quarta – Será observado tratamento isonômico entre as tarifas de uso dos sistemas de distribuição aplicadas aos consumidores livres e aquelas aplicadas aos consumidores cativos, inclusive quanto aos encargos e as compensações nelas contidos.

229. A proposta da área técnica é a substituição dessas subcláusulas por um comando mais genérico que remete questões tarifárias para regulação da ANEEL, de forma mais aderente à prática e ao aprendizado regulatório. A nova redação permite a discussão em separado das metodologias de revisão tarifária e de estrutura tarifária, que pode prever um comportamento tarifário mais dinâmico, caso exista justificativa técnica e motivação para tanto.

A receita resultante dos reposicionamentos tarifários será decomposta em tarifas a serem cobradas dos usuários da rede, mediante metodologia de estrutura tarifária definida pela ANEEL.

#### **Subcláusula Décima Quinta**

É vedado à CONCESSIONÁRIA cobrar dos consumidores de energia elétrica, sob qualquer pretexto, valores superiores àqueles homologados pela ANEEL.

230. Pequena adequação de redação, sem alterar o conteúdo.

É vedado à DISTRIBUIDORA cobrar dos consumidores de energia elétrica, sob qualquer pretexto, valores de tarifas superiores àqueles homologados pela ANEEL.

#### **Subcláusula Décima Sexta**

A CONCESSIONÁRIA obriga-se a obter a energia elétrica requerida pelos seus consumidores ao menor custo efetivo, dentre as alternativas disponíveis. Na aplicação dos reajustes e revisões, previstos nesta Cláusula,

(Pág. 57 da Nota Técnica nº 0175/2015-SCT-SFE-SFF-SRD-SRM/ANEEL

serão observados os limites de repasse, às tarifas, dos preços livremente negociados na aquisição de energia elétrica, conforme estabelecidos em resolução da ANEEL e na legislação vigente.

231. Subcláusula alterada apenas para aprimorar a redação.

A DISTRIBUIDORA obriga-se a obter a energia elétrica requerida pelos seus consumidores ao menor custo efetivo dentre as alternativas disponíveis, sujeitando-se a limites de repasse dos custos da Energia Elétrica Comprada nos reposicionamentos tarifários, conforme regulação da ANEEL e legislação setorial.

#### **Subcláusula Décima Sétima**

Havendo alteração unilateral do Contrato de Concessão que afete o seu inicial equilíbrio econômico-financeiro, devidamente comprovado pela DISTRIBUIDORA, a ANEEL deverá adotar as medidas necessárias ao seu restabelecimento, com efeito a partir da data da alteração.

232. Subcláusula inalterada.

#### **Subcláusula Décima Oitava**

Fica assegurada à CONCESSIONÁRIA, nos processos de revisão e reajuste tarifário, a neutralidade dos Encargos Setoriais da "Parcela A" com relação à variação de mercado que vier a ocorrer a partir de fevereiro de 2010, correspondente aos seguintes custos: Reserva Global de Reversão - RGR; Conta de Consumo de Combustíveis - CCC; 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 Elétrico - ONS; e Compensação Financeira pela Utilização de Recursos Hídricos – CFURH, consideradas as diferenças mensais apuradas entre os valores faturados de cada item no período de referência e os respectivos valores contemplados no reajuste ou revisão tarifária anterior, devidamente remuneradas com base no mesmo índice utilizado na apuração do saldo da Conta de Compensação de Variação de Valores de Itens da "Parcela A" – CVA.

233. A nova proposta de redação torna o conceito de neutralidade mais genérico, reduzindo o engessamento desse dispositivo contratual, que atualmente está vulnerável face à criação de um novo encargo setorial. Além disso, permite alcançar todos os itens de Parcela A, o que reduz o risco para as distribuidoras dos efeitos de mercado sobre o faturamento. A inovação ainda explicita que a neutralidade deverá ser considerada nos ajustes da receita da Distribuidora, incidentes sobre a Parcela A.

A ANEEL poderá prever neutralidade para itens de custo da Parcela A, a ser considerada nos ajustes da receita da DISTRIBUIDORA referidos na Subcláusula XXX – *cláusula que define a receita da Distribuidora* - desta Cláusula.

#### **Inserções de novas Subcláusulas na Cláusula Sétima**

(Pág. 58 da Nota Técnica nº 0175/2015-SCT-SFE-SFF-SRD-SRM/ANEEL)

234. Propõe-se inclusão de Subcláusula que assegure o cálculo da Parcela A e dos componentes financeiros nos anos de revisão tarifária ordinária com regra idêntica à aplicável nos reajustes.

Nos anos em que forem realizadas as revisões tarifárias ordinárias aplica-se ao “Valor da Parcela A” a Subcláusula Quarta desta Cláusula.

235. Propõe-se inclusão de Subcláusula que permita a reversão à modicidade tarifária de Outras Receitas tanto nos reajustes quanto nas revisões ordinárias, além de receitas de atividades típicas do negócio que não derivem do mercado faturado na aplicação das tarifas de uso e energia, tais como a cobrança de excedente de reativos ou os serviços cobráveis. Como já discutido anteriormente, o conceito de equilíbrio econômico e financeiro só faz sentido quando se observa todas as receitas e despesas.

As receitas auferidas pela DISTRIBUIDORA no exercício de outras atividades empresariais, denominadas Outras Receitas, ou aquelas que não tenham sido contempladas na “Receita Anual de Referência” poderão ser revertidas total ou parcialmente à modicidade tarifária nos reposicionamentos tarifários ordinários, conforme regulação da ANEEL.

236. A Lei nº 12.783, de 11 de janeiro de 2013, em seu art. 7º, estabeleceu como requisito para a prorrogação das concessões de distribuição o atendimento a critérios de racionalidade operacional e econômica. A regulamentação da matéria se deu com o artigo 1º, § 6º, do Decreto nº 8.461/2015, que assim dispõe, *in verbis*

§ 6º O atendimento ao critério de racionalidade operacional e econômica de que trata o inciso III do caput pelas concessionárias cujos mercados sejam inferiores a 500 GWh/ano deverá considerar os parâmetros técnicos, econômicos e operacionais e a estrutura dos mercados atendidos de concessionárias do mesmo porte e condição, observadas as demais disposições da legislação e regulamentação vigentes, observando:

I - o desconto na Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição, concedido pelas supridoras às suas supridas, será reduzido à razão de vinte por cento ao ano após a prorrogação da concessão; e

II - transcorridos cinco anos a partir da prorrogação da concessão, eventuais alterações nas tarifas decorrentes da aplicação dos parâmetros técnicos, econômicos e operacionais referidos acima dar-se-ão de forma progressiva nos processos ordinários de revisão tarifária.

237. Atualmente, as tarifas das concessionárias cujos mercados sejam inferiores a 500 GWh/ano já consideram os parâmetros supracitados e a estrutura de mercado de concessionárias de mesmo porte e condição. Isso porque as tarifas definidas nos processos de revisão tarifária, em conjunto com os mecanismos de reajuste tarifário, consideram as especificidades de todas as áreas de concessão, inclusive aquelas que possuem mercado inferior a 500 GWh/ano.

238. Assim, por exemplo, são repassados aos consumidores de concessionários de pequeno porte suas deseconomias de escala dado que a ausência de escala é modelada como uma complexidade intrínseca da área de concessão, determinada pelo Poder Concedente. Essa é a forma como a matéria é atualmente tratada na ANEEL, dado que não havia na legislação de regência do segmento de distribuição a necessidade de atendimento a critérios de racionalidade operacional e econômica. Com o advento da Lei nº 12.783/2013,

(Pág. 59 da Nota Técnica nº 0175/2015-SCT-SFE-SFF-SRD-SRM/ANEEL

ao menos em relação às distribuidoras que passarem pelo processo de prorrogação da concessão, haverá necessidade de alteração desta forma de regulação, por imposição legal. E a regulamentação da matéria pelo Decreto nº 8.461/2015 aponta neste sentido. O § 6º, como visto, estabelece que no momento da partida do termo aditivo ao contrato de concessão, a regulação deverá considerar os parâmetros técnicos, econômicos e operacionais e a estrutura dos mercados atendidos de concessionárias do mesmo porte e condição. Logo, entendemos que as regras atuais de revisão e reajuste tarifário atendem ao disposto no caput do §6º, não sendo necessária a imposição de nenhuma condição adicional no momento da prorrogação das concessões.

239. No entanto, os incisos I e II do § 6º trazem condições mais restritivas a serem progressivamente impostas ao longo da vigência da concessão de distribuição prorrogada. O inciso I trata de novas condições relativas à definição da Parcela A, que devem ser impostas até o 5º ano posterior à prorrogação da concessão, enquanto o inciso II autoriza condições mais restritivas para a definição da Parcela B, com aplicação nos processos de revisão tarifária ordinária a partir do 5º ano posterior à prorrogação das concessões.

240. Atualmente, concessionários com mercado inferior a 500 GWh/ano possuem descontos nas tarifas de suprimento, que desde 2013 são custeadas pela CDE. O objetivo desse desconto é mitigar, para os consumidores dessas concessionárias, os impactos tarifários decorrentes do problema de deseconomia de escala referido anteriormente. Ou seja, parte do sobrecusto decorrente da falta de escala é subsidiada pelos demais consumidores do país, por meio da CDE. Com o comando do inciso I estes descontos serão reduzidos à razão de 20% ao ano, chegando a zero a partir do 5º ano posterior à prorrogação da concessão. Ou seja, o comando acaba com os descontos na tarifa de suprimento e define que a retirada dos mesmos seja feita de forma progressiva, a partir dos valores vigentes no momento da prorrogação. Dessa forma, sugerimos inserir a seguinte cláusula no Contrato de Concessão. As alterações sugeridas com relação à redação do Decreto visam dar maior clareza ao comando.

O desconto na Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição existente na data de prorrogação da concessão, concedido pelas supridoras às suas supridas, será reduzido à razão de vinte por cento ao ano a partir do primeiro reajuste tarifário após a prorrogação da concessão e será nulo a partir do quinto reajuste tarifário em diante;

241. A segunda mudança diz respeito aos “parâmetros técnicos, econômicos e operacionais” considerados no cálculo tarifário de concessionários com mercado inferior a 500 GWh/ano. O inciso II prevê que, transcorridos cinco anos a partir da prorrogação da concessão, pode-se alterar as tarifas dessas concessionárias em função de mudanças nesses parâmetros, que não estão mais restritos à “estrutura dos mercados atendidos de concessionárias do mesmo porte e condição”, como prevê o caput do § 6º. Ou seja, os parâmetros considerados nos cálculos tarifários da Parcela B após o quinto ano subsequente à data da prorrogação da concessão, não necessariamente, precisam se restringir às condições experimentadas pelas concessionárias de menor porte, em particular, suas deseconomias de escala.

242. Como a prorrogação da concessão da concessão faculta ao atual concessionário abrir mão da concessão caso considere as condições propostas exageradamente restritivas, faz sentido a proposta de deixar de modelar a ineficiência de escala como complexidade da área de concessão a ser arcada pelos consumidores locais. Vale ressaltar que a ANEEL deverá regular esse dispositivo e poderá, ou não, alterar esses parâmetros após esse período. O comando prevê ainda que eventuais impactos tarifários decorrentes da mudança desses

(Pág. 60 da Nota Técnica nº 0175/2015-SCT-SFE-SFF-SRD-SRM/ANEEL

parâmetros sejam sentidos de forma progressiva pelos consumidores, depois de cinco anos da prorrogação das concessões, nos processos ordinários de revisão tarifária. Sugerimos uma redação para o contrato de concessão similar à definida no inciso II do § 6º, incluindo a necessidade de a ANEEL regular a matéria.

Transcorridos cinco anos a partir da prorrogação da concessão, eventuais alterações nas tarifas decorrentes da aplicação dos parâmetros técnicos, econômicos e operacionais dar-se-ão de forma progressiva nos processos ordinários de revisão tarifária, conforme regulação da ANEEL.

### **III – 2.5 – DEMAIS APRIMORAMENTOS**

243. A minuta do contrato prevê também alguns aprimoramentos e atualização das demais cláusulas do contrato. Destaca-se aquela que diz respeito à modernização das instalações, que trata da obrigação de a concessionária adotar as melhores práticas setoriais e as normas aplicáveis, notadamente quanto à operação, manutenção, planejamento do sistema elétrico e modernização das instalações que foi incluído na Cláusula Segunda – Condições de Prestação do Serviço Público.

### **IV – DO FUNDAMENTO LEGAL**

244. Decreto nº 8.461, de 2 de junho de 2015, Decreto nº 2.335, de 6 de outubro de 1997 e Lei nº 12.783, de 11 de janeiro de 2013.

### **V – DA CONCLUSÃO**

245. Diante do exposto conclui-se pela necessidade de instaurar audiência pública, para obter subsídios e informações adicionais para o aprimoramento da minuta de termo aditivo ao contrato de concessão de distribuição de energia elétrica com vistas à prorrogação das concessões.

### **VI – DA RECOMENDAÇÃO**

246. Recomenda-se apreciação da Diretoria desta proposta técnica, com vistas à abertura de audiência pública.

ACÁCIO ALESSANDRO RÊGO DO NASCIMENTO  
Especialista em Regulação - SFF

DAVI VIDAL RÔLA ALMEIDA  
Especialista em Regulação - SRD

EDUARDO HIROMI OHARA  
Especialista em Regulação - SFF

GABRIEL MOREIRA PINTO  
Especialista em Regulação - SFF

(Pág. 61 da Nota Técnica nº 0175/2015-SCT-SFE-SFF-SRD-SRM/ANEEL)

HÁLISSON RODRIGUES FERREIRA COSTA  
Especialista em Regulação - SRM

HERMANO DUMONT VERONESE  
Especialista em Regulação - SRM

HUGO LAMIN  
Especialista em Regulação - SRD

LEONARDO MENDONÇA OLIVEIRA DE QUEIROZ  
Especialista em Regulação - SRD

MARCELO MACIEL TINANO  
Analista Administrativo - SCT

PAULO FELIX GABARDO  
Especialista em Regulação - SRM

**De acordo:**

IVO SECHI NAZARENO  
Superintendente de Concessões, Permissões e  
Autorizações de Transmissão e Distribuição

RENATO BRAGA DE LIMA GUEDES  
Superintendente de Fiscalização dos Serviços de Eletricidade Substituto

SIDNEY MATOS DA SILVA  
Superintendente de Fiscalização Econômica e Financeira Substituto

CARLOS ALBERTO CALIXTO MATTAR  
Superintendente de Regulação dos Serviços de Distribuição

JÚLIO CÉSAR REZENDE FERRAZ  
Superintendência de Regulação Econômica e Estudos de Mercado



(Anexo da Nota Técnica nº 0175/2015-SCT-SFE-SFF-SRD-SRM/ANEEL)

**Anexo I – DATA DE VENCIMENTO DOS CONTRATOS**

<b>EMPRESA</b>	<b>Vencimento do Contrato</b>
CPEE	07/07/2015
JAGUARÍ	07/07/2015
MOCOCA	07/07/2015
SANTA CRUZ	07/07/2015
SUL PAULISTA	07/07/2015
JOAO CESA	07/07/2015
URUSSANGA	07/07/2015
UHENPAL	07/07/2015
BRAGATINA	07/07/2015
CAIUÁ	07/07/2015
NACIONAL	07/07/2015
VALE PARANAPANEMA	07/07/2015
DME-D	07/07/2015
EMG	07/07/2015
ENF	07/07/2015
COCEL	07/07/2015
COPEL	07/07/2015
CFLO	07/07/2015
HIDROPAN	07/07/2015
ELETROCAR	07/07/2015
CELESC	07/07/2015
IENERGIA	07/07/2015
SANTA MARIA	07/07/2015
CEB	07/07/2015
FORCEL	07/07/2015
COOPERALIANÇA	07/07/2015
CEAL	07/07/2015
CEPISA	07/07/2015
CHESP	07/07/2015
CELG	07/07/2015
CEEE	07/07/2015
AMAZONAS	07/07/2015
BOA VISTA	07/07/2015
CERON	07/07/2015
ELETROACRE	07/07/2015

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

(Anexo da Nota Técnica nº 0175/2015-SCT-SFE-SFF-SRD-SRM/ANEEL)

EMPRESA	Vencimento do Contrato
SULGIPE	07/07/2015
CEMIG *	18/02/2016
DEMEI	08/05/2016
MUXFELDT	20/04/2017
CEA **	07/07/2015
CERR ***	07/07/2015

\* A CEMIG possui 4 Contratos de Concessão.

\*\* Serviço de Distribuição outorgado pela Portaria MME nº 240, de 6 de julho de 1999 que prorrogou pelo prazo de 20 anos contados de 8 de julho de 1995.

\*\*\*Serviço de Distribuição outorgado pela Portaria MME nº 920, de 5 de novembro de 1969, prorrogou pelo prazo de 30 anos, a concessão para distribuir energia elétrica em todo o Território Federal de Roraima.

(Anexo da Nota Técnica nº 0175/2015-SCT-SFE-SFF-SRD-SRM/ANEEL)

**XXXXXXXXX TERMO ADITIVO  
AO CONTRATO DE CONCESSÃO  
DE SERVIÇO PÚBLICO DE DISTRIBUIÇÃO  
DE ENERGIA ELÉTRICA Nº XXXX/XXXX-ANEEL**

**[NOME DA DISTRIBUIDORA]**

**05/06/2015**



(Anexo da Nota Técnica nº 0175/2015-SCT-SFE-SFF-SRD-SRM/ANEEL)

## ÍNDICE

<b>CLÁUSULA PRIMEIRA – OBJETO .....</b>	<b>2</b>
<b>CLÁUSULA SEGUNDA – CONDIÇÕES DE PRESTAÇÃO DO SERVIÇO PÚBLICO .....</b>	<b>3</b>
<b>CLÁUSULA TERCEIRA – OBRIGAÇÕES E ENCARGOS DA DISTRIBUIDORA .....</b>	<b>4</b>
<b>CLÁUSULA QUARTA – PRERROGATIVAS DA DISTRIBUIDORA .....</b>	<b>5</b>
<b>CLÁUSULA QUINTA – EXPANSÃO E AMPLIAÇÃO DOS SISTEMAS ELÉTRICOS .....</b>	<b>6</b>
<b>CLÁUSULA SEXTA – TARIFAS APLICÁVEIS NA PRESTAÇÃO DO SERVIÇO.....</b>	<b>7</b>
<b>CLÁUSULA SÉTIMA - SUSTENTABILIDADE ECONÔMICA E FINANCEIRA .....</b>	<b>10</b>
<b>CLÁUSULA OITAVA - GOVERNANÇA CORPORATIVA E TRANSPARÊNCIA .....</b>	<b>11</b>
<b>CLÁUSULA NONA – FISCALIZAÇÃO DO SERVIÇO .....</b>	<b>12</b>
<b>CLÁUSULA DÉCIMA – PENALIDADES.....</b>	<b>13</b>
<b>CLÁUSULA DÉCIMA PRIMEIRA – INTERVENÇÃO NA CONCESSÃO.....</b>	<b>14</b>
<b>CLÁUSULA DÉCIMA SEGUNDA – EXTINÇÃO DA CONCESSÃO E REVERSÃO DOS BENS E INSTALAÇÕES VINCULADOS.....</b>	<b>14</b>
<b>CLÁUSULA DÉCIMA TERCEIRA – COMPROMISSOS DO CONTROLADOR SOCIETÁRIO .....</b>	<b>16</b>
<b>CLÁUSULA DÉCIMA QUARTA – MODO AMIGÁVEL DE SOLUÇÃO DE DIVERGÊNCIAS E FORO DO CONTRATO.....</b>	<b>17</b>
<b>CLÁUSULA DÉCIMA QUINTA – DELEGAÇÃO DE COMPETÊNCIA .....</b>	<b>17</b>
<b>CLÁUSULA DÉCIMA SEXTA – DAS DEMAIS DISPOSIÇÕES .....</b>	<b>18</b>
<b>CLÁUSULA DÉCIMA SÉTIMA – PUBLICAÇÃO E REGISTRO DO TERMO ADITIVO .....</b>	<b>18</b>



(Anexo da Nota Técnica nº 0175/2015-SCT-SFE-SFF-SRD-SRM/ANEEL)

**Processo nº xxxxx.xxxxxx/xxxx-xx**

**XXXXXXXXXX TERMO ADITIVO AO CONTRATO DE  
CONCESSÃO Nº XXX/XXX-(MME DNAEE ANEEL)  
PARA DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA  
QUE CELEBRAM A UNIÃO E A DISTRIBUIDORA  
XXXXXXXXXX.**

A UNIÃO, doravante designada apenas PODER CONCEDENTE, no uso da competência que lhe confere o artigo 21, inciso XII, alínea “b”, da Constituição Federal, nos termos do art. 3º- A da Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996, por intermédio do Ministério de Minas e Energia – MME, doravante designado apenas MME, inscrito no CNPJ sob o nº 37.115.383/0001-53, com sede à Esplanada dos Ministérios, Bloco U, CEP 70.065-900, Brasília, Distrito Federal, representado pelo Ministro de Estado de Minas e Energia CARLOS EDUARDO DE SOUZA BRAGA e COMPANHIA XXXXXXXXXXXX DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA, com sede em [cidade], no [Estado], na [endereço], inscrita no CNPJ/MF sob o nº [CNPJ], na condição de Concessionária de Distribuição de Energia Elétrica, doravante designada DISTRIBUIDORA, neste ato representada na forma de seu Estatuto Social por seu Diretor-Presidente, [NOME], inscrito no CPF sob o nº [NRO CPF], e por seu Diretor [NOME], inscrito no CPF sob o nº [NRO CPF], com interveniência e anuência da XXX, [TIPO DE SOCIEDADE], com sede em [CIDADE], no [ESTADO], na [ENDEREÇO], inscrita no CNPJ/MF sob o nº [CNPJ], na forma de seu Estatuto Social representada por seu Diretor-Presidente, [NOME], inscrito no CPF sob o nº [NRO CPF], e por seu Diretor [NOME], inscrito no CPF sob o nº [NRO CPF], neste instrumento designada como ACIONISTA CONTROLADOR, considerando os termos da Lei nº 12.783, de 11 de janeiro de 2013, do Decreto nº 7.805, de 14 de setembro de 2012, do Decreto nº 8.461, de 02 de junho de 2015 e da Portaria nº <XXX>, de <XX de XXXXXXXX de XXXX>, do Ministério de Minas de Energia, têm entre si ajustado o presente XXXXXXXX TERMO ADITIVO ao CONTRATO DE CONCESSÃO nº XXX/XXXX-[ANEEL/DNAEE], de acordo com as cláusulas seguintes:

Anexo da Nota Técnica nº 0175/2015-SCT-SFE-SFF-SRD-SRM/ANEEL

## **CLÁUSULA PRIMEIRA – OBJETO**

Constitui objeto deste TERMO ADITIVO formalizar a prorrogação do CONTRATO DE CONCESSÃO DO SERVIÇO PÚBLICO DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA nº XXX/XXXX-(ANEEL – DNAEE) até 7 de julho de 2045, de acordo com a Portaria do Ministério de Minas e Energia nº xxxx/MME, de XX de XXXXX de XXXX, com fulcro na Lei nº 12.783, de 11 de janeiro de 2013, no Decreto nº 7.805, de 14 de setembro de 2012 e no Decreto nº 8.461, de 02 de junho de 2015.

**Parágrafo Único** – O Contrato XXX/XXXX regula a exploração do serviço público de distribuição de energia elétrica no âmbito da concessão de que é titular a DISTRIBUIDORA, nas áreas dos Municípios reagrupados e discriminados no Anexo I deste Termo Aditivo.

**Subcláusula Primeira** – A exploração do serviço público de distribuição de energia elétrica constitui concessão individualizada para a área constante do Anexo I deste Termo Aditivo, para todos os efeitos normativos e contratuais, em especial para fins de eventual intervenção, declaração de caducidade, encampação ou outras formas de extinção.

**Subcláusula Segunda** – As instalações de transmissão de âmbito próprio da distribuição poderão ser consideradas integrantes da concessão de distribuição conforme regulação da ANEEL.

**Subcláusula Terceira** – Respeitados os contratos vigentes, a concessão do serviço público de distribuição de energia elétrica regulada neste Contrato não confere à DISTRIBUIDORA direito de exclusividade relativamente aos consumidores de energia elétrica que, por força de Lei, possam adquirir energia elétrica de outro fornecedor.

**Subcláusula Quarta** – A concessão do serviço público de distribuição de energia elétrica regulada neste Contrato não confere exclusividade de atendimento nas áreas onde a ANEEL constatar a atuação de fato de cooperativas de eletrificação rural.

**Subcláusula Quinta** – A DISTRIBUIDORA aceita que a exploração do serviço público de distribuição de energia elétrica, de que é titular, seja realizada como função de utilidade pública prioritária, comprometendo-se a somente exercer outras atividades empresariais, as quais deverão favorecer a modicidade tarifária, nos termos e condições previstas na legislação e na regulação da ANEEL.

**Subcláusula Sexta** – Quaisquer normas, instruções ou determinações de caráter geral e aplicáveis às prestadoras de serviço público de distribuição de energia elétrica, quando expedidas pelo PODER CONCEDENTE ou pela ANEEL, aplicar-se-ão automaticamente ao objeto da concessão ora contratada, a elas submetendo-se a DISTRIBUIDORA como condições implícitas e integrantes deste Contrato, observado o disposto na Subcláusula Décima Primeira da Cláusula Sexta.

**Subcláusula Sétima** – A DISTRIBUIDORA deverá ceder ou incorporar, conforme determinação do PODER CONCEDENTE ou da ANEEL, ativos provenientes de outras concessões ou de agentes do setor elétrico.

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

Anexo da Nota Técnica nº 0175/2015-SCT-SFE-SFF-SRD-SRM/ANEEL

## **CLÁUSULA SEGUNDA – CONDIÇÕES DE PRESTAÇÃO DO SERVIÇO PÚBLICO**

Na prestação do serviço público de distribuição de energia elétrica referido neste Contrato, a DISTRIBUIDORA se compromete com a prestação do serviço adequado, tendo ampla liberdade na direção de seus negócios, investimentos, pessoal, material e tecnologia, observadas as prescrições deste Contrato e das normas legais e regulamentares, assim como as instruções e determinações do PODER CONCEDENTE e da ANEEL.

**Subcláusula Primeira** – A DISTRIBUIDORA obriga-se a adotar tecnologia adequada e a empregar métodos operativos, materiais, equipamentos e instalações que, atendidas as normas técnicas brasileiras, garantam a prestação do serviço adequado de distribuição de energia elétrica, inclusive a segurança das pessoas e das instalações, na forma prevista nas normas setoriais.

**Subcláusula Segunda** – A prestação do serviço adequado pressupõe a adoção das melhores práticas setoriais e das normas aplicáveis, notadamente quanto à operação, manutenção e planejamento do sistema elétrico e modernização das instalações.

**Subcláusula Terceira** – A DISTRIBUIDORA atenderá aos pedidos dos interessados para a utilização do serviço concedido, nas condições estabelecidas nos contratos e na regulação da ANEEL, assegurando o tratamento não discriminatório a todos os usuários.

**Subcláusula Quarta** – A suspensão do serviço de distribuição de energia elétrica dar-se-á por razões de ordem técnica ou de segurança e por inadimplemento do usuário, considerado o interesse da coletividade, conforme regulação da ANEEL.

**Subcláusula Quinta** – Na exploração do serviço público de distribuição de energia elétrica objeto deste Contrato, a DISTRIBUIDORA deverá observar o tratamento isonômico, inclusive tarifário, dos seus usuários, conforme regulação da ANEEL.

**Subcláusula Sexta** – A DISTRIBUIDORA se compromete a respeitar os padrões de qualidade estabelecidos pela ANEEL.

**Subcláusula Sétima** – O descumprimento de padrões de qualidade estabelecidos pela ANEEL poderá obrigar a DISTRIBUIDORA a compensar os consumidores pela má qualidade da prestação do serviço de distribuição, conforme regulação da ANEEL, sem prejuízo da aplicação das penalidades previstas.

**Subcláusula Oitava** – O descumprimento de padrões de qualidade estabelecidos pela ANEEL, caracterizado pela violação acentuada e/ou frequente dos padrões regulatórios, conforme regulação da ANEEL, poderá implicar na impossibilidade de distribuição de dividendos ou pagamento de juros sobre o capital próprio cujo valor, isoladamente ou em conjunto, supere o mínimo legal, até que os parâmetros regulatórios sejam restaurados.

**Subcláusula Nona** – A DISTRIBUIDORA se compromete a elaborar e manter o plano de manutenção das instalações de distribuição atualizado, estabelecendo as periodicidades e atividades de manutenção que

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

Anexo da Nota Técnica nº 0175/2015-SCT-SFE-SFF-SRD-SRM/ANEEL

atendam às especificações técnicas dos equipamentos e à adequada prestação serviço, de forma a apresentar à ANEEL quando solicitado.

**Subcláusula Décima** – A DISTRIBUIDORA obriga-se a cumprir as metas de universalização do serviço de distribuição de energia elétrica, conforme regulação da ANEEL.

**Subcláusula Décima Primeira** – Cumpre à DISTRIBUIDORA observar o disposto na legislação consumerista, no que couber à prestação do serviço público de distribuição de energia elétrica.

### **CLÁUSULA TERCEIRA – OBRIGAÇÕES E ENCARGOS DA DISTRIBUIDORA**

Além de outras decorrentes das normas legais e regulamentares vigentes e de outras disposições deste Contrato, constituem obrigações da DISTRIBUIDORA:

- I. operar e manter as instalações de modo a assegurar a continuidade e a eficiência dos fornecimentos, a segurança das pessoas e a conservação dos bens e instalações;
- II. organizar e manter controle patrimonial dos bens e instalações vinculados à concessão, zelando por sua integridade e providenciando que aqueles que, por razões de ordem técnica, sejam essenciais à garantia e confiabilidade do sistema elétrico, estejam sempre adequadamente garantidos por seguro;prestar contas à ANEEL da gestão do serviço público de distribuição de energia elétrica concedido, na periodicidade e forma previstas nas normas setoriais;
- III. observar a legislação de proteção ambiental, respondendo pelas consequências de seu eventual descumprimento;
- IV. assegurar aos interessados, na forma da lei e regulamentação o livre acesso às suas redes, consoante as condições gerais de acesso e as tarifas estabelecidas pela ANEEL;participar, quando for o caso, da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE e do Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS, nas condições previstas pelo Estatuto do ONS e pela Convenção de Comercialização de Energia Elétrica, submetendo-se às regras e procedimentos emanados destas entidades;
- V. manter seu acervo documental auditável, em conformidade com as normas vigentes;
- VI. instalar, por sua conta, os equipamentos de monitoramento e controle de tensão necessários para assegurar a qualidade do serviço, inclusive aqueles solicitados pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico;
- VII. adotar as soluções decorrentes do planejamento da operação do Sistema Interligado Nacional – SIN, especialmente aquelas relacionais aos Sistemas Especiais de Proteção – SEP;
- VIII. realizar, em conjunto com as transmissoras, os estudos e os ajustes necessários ao funcionamento adequado dos sistemas de proteção nas fronteiras com a Rede Básica do SIN;
- IX. compartilhar infraestrutura com outros prestadores de serviço público, observando as condições de segurança, o tratamento isonômico e buscando a redução de custos para a sociedade.
- X. prestar contas aos usuários , periodicamente, da gestão do serviço público de distribuição de energia elétrica concedido, nos termos estabelecidos pela regulação da ANEEL.

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

Anexo da Nota Técnica nº 0175/2015-SCT-SFE-SFF-SRD-SRM/ANEEL

XI. submeter à anuência prévia da ANEEL, na forma e condições previstas nas normas setoriais:

- a) a alienação, cessão, concessão, transferência, dação em garantia ou desvinculação de ativos vinculados ao serviço público outorgado; e
- b) a transferência de concessão.

**Subcláusula Primeira** – Compete à DISTRIBUIDORA captar, aplicar e gerir os recursos financeiros necessários à adequada prestação do serviço público de distribuição de energia elétrica regulado neste Contrato.

**Subcláusula Segunda** – A DISTRIBUIDORA fica obrigada a aplicar, conforme estabelecido pelas normas vigentes, parte de sua receita operacional líquida, em pesquisa e desenvolvimento do setor elétrico e em programas de eficiência energética no uso final.

**Subcláusula Terceira** – Na contratação de serviços e na aquisição de materiais e equipamentos vinculados ao serviço objeto deste Contrato, a DISTRIBUIDORA deverá considerar ofertas de fornecedores nacionais atuantes no respectivo segmento e, nos casos em que haja equivalência entre as ofertas, em termos de preço, prazo de entrega e atendimento às especificações técnicas, obriga-se a assegurar preferência a empresas constituídas sob as leis brasileiras e com sede e administração no País.

**Subcláusula Quarta** – Na execução do serviço concedido, a DISTRIBUIDORA responderá por todos os prejuízos causados ao PODER CONCEDENTE, aos usuários de seus serviços ou a terceiros, sem que a fiscalização exercida pelo órgão competente exclua ou atenua essa responsabilidade.

#### **CLÁUSULA QUARTA – PRERROGATIVAS DA DISTRIBUIDORA**

Além de outros direitos decorrentes das normas legais e regulamentares vigentes e de outras disposições deste Contrato, constituem prerrogativas da DISTRIBUIDORA, inerentes à concessão:

- I. utilizar, por prazo indeterminado, os terrenos de domínio público, estabelecendo sobre eles estradas, vias ou caminhos de acesso e as servidões que se tornarem necessárias à exploração do serviço, com sujeição às normas setoriais;
- II. promover desapropriação e instituir servidões administrativas sobre bens declarados de utilidade pública, necessários à execução de serviços ou de obras vinculadas ao serviço, arcando com o pagamento das indenizações correspondentes, quando cabíveis, bem assim com o ônus de sua adequada manutenção;
- III. construir estradas e implantar sistemas de telecomunicações, sem prejuízo de terceiros, para uso exclusivo na exploração do serviço, respeitadas as normas setoriais; e
- IV. estabelecer linhas e redes de energia elétrica para atendimento de consumidores em sua área de concessão.

Anexo da Nota Técnica nº 0175/2015-SCT-SFE-SFF-SRD-SRM/ANEEL

**Subcláusula Primeira** – As prerrogativas decorrentes da prestação do serviço objeto deste Contrato não conferem à DISTRIBUIDORA imunidade ou isenção tributárias, ressalvadas as situações expressamente indicadas em Lei.

**Subcláusula Segunda** – As prerrogativas, em razão deste Contrato, conferidas à DISTRIBUIDORA não afetarão os direitos de terceiros e dos usuários do serviço público de distribuição de energia elétrica, que ficam expressamente ressalvados.

**Subcláusula Terceira** – A DISTRIBUIDORA poderá contratar com terceiros o desenvolvimento de atividades inerentes ou acessórias ao serviço concedido, assim como a implementação de projetos associados, observando-se que:

- I. tais contratos reger-se-ão pelo direito privado, ressalvadas, quando pertinentes, as disposições legais atinentes à contratação pela Administração Pública;
- II. tais contratos não estabelecem qualquer relação jurídica entre os terceiros contratados pela DISTRIBUIDORA e o PODER CONCEDENTE ou a ANEEL; e
- III. a execução das atividades contratadas com terceiros não exclui e, portanto, pressupõe o cumprimento das normas que regem a prestação do serviço concedido.

**Subcláusula Quarta** - Do disposto no art. 1º, do Decreto nº 4.932, de 23 de dezembro de 2003, com base na alínea "e" do art. 151, do Decreto nº 24.643, de 10 de julho de 1934, no art. 28 da Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996, no inciso XXXIV, art. 40, Anexo I, do Decreto nº 2.335, de 6 de outubro de 1997, fica a Distribuidora autorizada a realizar estudos geológicos e topográficos, necessários a elaboração do projeto das instalações de distribuição

**Subcláusula Quinta** - A autorização referida na Subcláusula anterior confere a Distribuidora, com fundamento na Lei nº 6.712, de 5 de novembro de 1979, competência e direito para a realização dos levantamentos de campo junto as propriedades particulares situadas na rota das Linhas de distribuição.

**Subcláusula Sexta** - A autorização referida nas duas Subcláusulas anteriores não exime a distribuidora de reparar, imediatamente, os eventuais danos causados as propriedades localizadas na rota das Linhas de distribuição em decorrência dos estudos autorizados.

## **CLÁUSULA QUINTA – EXPANSÃO E AMPLIAÇÃO DOS SISTEMAS ELÉTRICOS**

A DISTRIBUIDORA obriga-se a prover o atendimento das demandas do serviço concedido, incluindo a implantação de novas instalações, ampliação e modificação das existentes, assim como garantir o atendimento de seu mercado de energia presente e futuro.

**Subcláusula Primeira** – As novas instalações, as ampliações e as modificações das instalações existentes, inclusive as de transmissão de âmbito próprio da distribuição, deverão obedecer aos procedimentos legais específicos e às normas do PODER CONCEDENTE e da ANEEL e incorporar-se-ão à concessão, regulando-

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

Anexo da Nota Técnica nº 0175/2015-SCT-SFE-SFF-SRD-SRM/ANEEL

se pelas disposições deste Contrato e pelas normas legais e regulamentares da prestação de serviço público de distribuição de energia elétrica.

**Subcláusula Segunda** – Compete à DISTRIBUIDORA planejar a expansão e a ampliação do sistema de distribuição, observando o critério de menor custo global para o sistema elétrico e considerando as possibilidades de integração com outros sistemas de distribuição e de transmissão.

**Subcláusula Terceira** – Compete à DISTRIBUIDORA efetuar, consoante o planejamento do setor elétrico, os suprimentos de energia elétrica a outras distribuidoras e as interligações que forem necessárias.

**Subcláusula Quarta** – Compete à DISTRIBUIDORA subsidiar e participar do planejamento do setor elétrico e da elaboração dos planos e estudos de expansão do Sistema Elétrico Nacional, implementando as obras de sua responsabilidade e fazendo cumprir, em sua área de concessão, as determinações técnicas e administrativas deles decorrentes.

## **CLÁUSULA SEXTA – TARIFAS APLICÁVEIS NA PRESTAÇÃO DO SERVIÇO**

Pela prestação do serviço público de distribuição de energia elétrica que lhe é concedido por este Contrato, a DISTRIBUIDORA cobrará as tarifas homologadas pela ANEEL.

**Subcláusula Primeira** – A DISTRIBUIDORA reconhece que as tarifas vigentes na data da assinatura deste Termo Aditivo, em conjunto com as regras de reposicionamento tarifário, que incluem mecanismos de reajustes anuais e revisão a seguir descritos, são suficientes à adequada prestação do serviço e à manutenção do equilíbrio econômico-financeiro deste Contrato.

**Subcláusula Segunda** – Para fins dos reposicionamentos tarifários, a receita da DISTRIBUIDORA, excluído o PIS/PASEP (Programa de Integração Social – Programa de Formação do Patrimônio do Servidor Público), a COFINS (Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social) e o ICMS (Imposto sobre Operações relativas à Circulação de Mercadorias), será dividida em duas parcelas:

**Parcela A:** parcela da receita correspondente aos seguintes itens de custo: **i.** “Encargos Setoriais”; **ii.** “Energia Elétrica Comprada”; **iii.** Custos de Conexão e de Uso das Instalações de Transmissão e/ou Distribuição de Energia Elétrica; e **iv.** Receitas Irrecuperáveis.

**Parcela B:** parcela da receita associada a custos operacionais e de capital, inclusive despesas de depreciação, do segmento de distribuição de energia elétrica, conforme regulação da ANEEL.

**Onde:**

**Parcela A - Encargos Setoriais:** parcela da receita da DISTRIBUIDORA destinada ao cumprimento das obrigações associadas à Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica - TFSEE; à Contribuição ao Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS; à Compensação Financeira pela Utilização de Recursos Hídricos - CFURH para fins de geração de energia elétrica, quando aplicável; ao Encargo de Serviços do Sistema - ESS; à Conta de Desenvolvimento

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

Anexo da Nota Técnica nº 0175/2015-SCT-SFE-SFF-SRD-SRM/ANEEL

Energético – CDE; à Pesquisa e Desenvolvimento – P&D; ao Programa de Eficiência Energética – PEE; ao Encargo de Energia de Reserva – EER e a demais políticas públicas para o setor elétrico definidas na legislação superveniente;

**Parcela A - Energia Elétrica Comprada:** parcela da receita da DISTRIBUIDORA associada à compra de energia elétrica, inclusive proveniente de empreendimentos próprios de geração distribuída, para o atendimento a seus consumidores e outras concessionárias e permissionárias de distribuição, acrescida de perdas elétricas do sistema de distribuição e transmissão definidas nas revisões tarifárias e sujeita a limitações de repasse, conforme regulação da ANEEL;

**Parcela A – Custos de Conexão e de Uso das Instalações de Transmissão e/ou Distribuição de Energia Elétrica:** parcela da receita da DISTRIBUIDORA associada a contratações prudentes de montantes de uso dos sistemas de transmissão e de distribuição e de pontos de conexão ou contratações de terceiros cuja responsabilidade de pagamento é da DISTRIBUIDORA, conforme regulação da ANEEL;

**Parcela A - Receitas Irrecuperáveis:** parcela da receita da DISTRIBUIDORA associada à inadimplência dos usuários de sua rede passível de reconhecimento tarifário mediante análise de eficiência, calculada pelo produto entre a receita bruta e os percentuais regulatórios definidos nas revisões tarifárias, conforme regulação da ANEEL.

**Subcláusula Terceira** – O reajuste das tarifas vigentes ocorrerá com periodicidade anual, a partir de XX/XX/20XX, exceto nos anos em que ocorra revisão tarifária ordinária, conforme calendário definido na Subcláusula Sexta desta Cláusula.

**Subcláusula Quarta** – As tarifas homologadas na “Data de Referência Anterior” serão reajustadas em decorrência da aplicação do Índice de Reajuste Tarifário (IRT) médio sobre a “Receita Anual de Referência”, assim definido:

$$IRT = \frac{VPA + VPB \times (IVI - X)}{RA}$$

**Onde:**

**RA:** “Receita Anual de Referência”, calculada considerando-se as tarifas homologadas na “Data de Referência Anterior” e o “Mercado de Referência”, incluídas as demais receitas destinadas à cobertura dos custos de Parcela A e Parcela B, conforme regulação da ANEEL, e excluídos o PIS/PASEP, a COFINS e o ICMS;

**Data de Referência Anterior:** Data do último reposicionamento tarifário;

**Mercado de Referência:** composto pelos montantes de energia elétrica e de demanda de potência faturadas no “Período de Referência”;

**Período de Referência:** 12 (doze) meses anteriores ao mês do reajuste em processamento;

Anexo da Nota Técnica nº 0175/2015-SCT-SFE-SFF-SRD-SRM/ANEEL

**IVI:** número índice obtido pela divisão dos índices do IPCA, do IBGE, ou do índice que vier a sucedê-lo, do mês anterior à data do reajuste em processamento e o índice considerado no último reposicionamento tarifário;

**X:** valor estabelecido pela ANEEL, de acordo com Subcláusula Oitava desta Cláusula, a ser subtraído ao IVI;

**VPB:** Valor resultante da aplicação da tarifa correspondente aos itens que compõem a “Parcela B”, vigente na “Data de Referência Anterior”, ao “Mercado de Referência”, acrescido de demais recursos destinados à cobertura dos custos de “Parcela B”;

**VPA:** Valor da “Parcela A” considerando-se as condições vigentes na data do reajuste em processamento e o “Mercado de Referência”, podendo contemplar ajustes e previsões, conforme regulação da ANEEL.

**Subcláusula Quinta** – A receita da DISTRIBUIDORA será reposicionada periodicamente, para mais ou para menos, mediante revisões tarifárias ordinárias dos custos da “Parcela B”, considerando estímulos à eficiência, incluindo a melhoria da qualidade, e à modicidade das tarifas, conforme regulação da ANEEL.

**Subcláusula Sexta** - As revisões tarifárias ordinárias obedecerão ao seguinte cronograma: a primeira revisão será procedida em XX/XX/20XX e as subsequentes serão realizadas a cada 5 (cinco) anos a partir desta data.

**Subcláusula Sétima** – Nos anos em que forem realizadas as revisões tarifárias ordinárias aplica-se ao “Valor da Parcela A” a Subcláusula Quarta desta Cláusula.

**Subcláusula Oitava** – Nos processos de revisão tarifária ordinária, serão estabelecidos os valores ou a fórmula de cálculo do fator X, com o objetivo de repassar aos consumidores ganhos de produtividade observados no setor de distribuição energia elétrica e resultados decorrentes de mecanismos de incentivos, que poderão contemplar estímulos à melhora na qualidade do serviço e à eficiência energética, conforme regulação da ANEEL

**Subcláusula Nona** – A pedido da DISTRIBUIDORA, a ANEEL poderá, considerando o nível eficiente de custos, proceder à revisão extraordinária das tarifas, visando restabelecer o equilíbrio econômico-financeiro deste Contrato, sem prejuízo dos reposicionamentos tarifários ordinários a que se referem as Subcláusulas anteriores desta Cláusula, caso sejam comprovadas alterações significativas e imprevisíveis nos custos da DISTRIBUIDORA que não decorram da ação ou da omissão desta.

**Subcláusula Décima** – Havendo alteração unilateral do Contrato de Concessão que afete o seu inicial equilíbrio econômico-financeiro, devidamente comprovado pela DISTRIBUIDORA, a ANEEL deverá adotar as medidas necessárias ao seu restabelecimento, com efeito a partir da data da alteração.

**Subcláusula Décima Primeira** – As receitas auferidas pela DISTRIBUIDORA no exercício de outras atividades empresariais, denominadas Outras Receitas, ou aquelas que não tenham sido contempladas na

Anexo da Nota Técnica nº 0175/2015-SCT-SFE-SFF-SRD-SRM/ANEEL

“Receita Anual de Referência” poderão ser revertidas total ou parcialmente à modicidade tarifária nos reposicionamentos tarifários ordinários, conforme regulação da ANEEL.

**Subcláusula Décima Segunda** – A ANEEL poderá prever neutralidade para itens de custo da Parcela A, a ser considerada nos ajustes da receita da DISTRIBUIDORA referidos na Subcláusula Quarta desta Cláusula.

**Subcláusula Décima Terceira** – A DISTRIBUIDORA obriga-se a obter a energia elétrica requerida pelos seus consumidores ao menor custo efetivo dentre as alternativas disponíveis, sujeitando-se a limites de repasse dos custos da Energia Elétrica Comprada nos reposicionamentos tarifários, conforme regulação da ANEEL e legislação setorial.

**Subcláusula Décima Quarta** – A receita resultante dos reposicionamentos tarifários de que tratam as Subcláusulas anteriores será decomposta em tarifas a serem cobradas dos usuários da rede, mediante metodologia de estrutura tarifária definida pela ANEEL.

**Subcláusula Décima Quinta** – É vedado à DISTRIBUIDORA cobrar dos usuários, sob qualquer pretexto, valores de tarifas superiores àqueles homologados pela ANEEL.

**Subcláusula Décima Sexta** – É facultado à DISTRIBUIDORA conceder descontos sobre as tarifas homologadas pela ANEEL, desde que as reduções não impliquem pleitos compensatórios posteriores quanto à recuperação do equilíbrio econômico-financeiro e resguardadas as condições constantes na Subcláusula Quinta da Cláusula Segunda.

**Subcláusula Décima Setima** – O desconto na Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição existente na data de prorrogação da concessão, concedido pelas supridoras às suas supridas, será reduzido à razão de vinte por cento ao ano a partir do primeiro reajuste tarifário após a prorrogação da concessão e será nulo a partir do quinto reajuste tarifário em diante.

**Subcláusula Décima Oitava** - Transcorridos cinco anos a partir da prorrogação da concessão, eventuais alterações nas tarifas decorrentes da aplicação dos parâmetros técnicos, econômicos e operacionais dar-se-ão de forma progressiva nos processos ordinários de revisão tarifária, conforme regulação da ANEEL.

## **CLÁUSULA SÉTIMA - SUSTENTABILIDADE ECONÔMICA E FINANCEIRA**

A DISTRIBUIDORA se compromete a preservar, durante toda a concessão, condição de sustentabilidade econômica e financeira na gestão dos seus custos e despesas, dos seus níveis de endividamento e liquidez, dos investimentos em reposição, melhoria e expansão, além da responsabilidade no pagamento de tributos e na distribuição de proventos.

**Subcláusula Primeira** - O descumprimento por parte da DISTRIBUIDORA dos parâmetros mínimos de sustentabilidade econômica e financeira definidos em regulação da ANEEL implicará, sem prejuízo de outras ações fiscalizatórias e conforme regulação da ANEEL:

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

Anexo da Nota Técnica nº 0175/2015-SCT-SFE-SFF-SRD-SRM/ANEEL

I – a impossibilidade de distribuição de dividendos ou pagamento de juros sobre o capital próprio cujo valor, isoladamente ou em conjunto, supere o mínimo legal, até que os parâmetros regulatórios sejam restaurados;

II – a aceitação de um regime restritivo de contratos com partes relacionadas; e

III – a exigência de aporte de capital do(s) SÓCIO(S) CONTROLADOR(ES), em montante suficiente para atender à condição de sustentabilidade mínima, conforme detalhado pela Cláusula Décima Terceira.

**Subcláusula Segunda** - A DISTRIBUIDORA se compromete a manter inscrito em seus atos constitutivos, durante toda a concessão, o dispositivo previsto pelo inciso I da Subcláusula Primeira.

**Subcláusula Terceira** - A DISTRIBUIDORA obriga-se a não efetuar redução do seu capital social sem prévia anuência da ANEEL.

**Subcláusula Quarta** - A DISTRIBUIDORA se compromete a atender a todas as obrigações de natureza fiscal, trabalhista e previdenciária, os encargos oriundos de normas regulamentares estabelecidas pelo PODER CONCEDENTE e pela ANEEL, bem assim a quaisquer outras obrigações relacionadas ou decorrentes da exploração do serviço público de distribuição de energia elétrica, especialmente quanto ao pagamento dos valores relativos à fiscalização do serviço público de distribuição, conforme normas setoriais.

**Subcláusula Quinta** - A DISTRIBUIDORA poderá oferecer os direitos emergentes da concessão que lhe é outorgada, inclusive créditos operacionais futuros, em garantia de empréstimos, financiamentos ou qualquer outra operação vinculada ao objeto da concessão, desde que não comprometa a operacionalização e a continuidade da prestação do serviço público de distribuição de energia elétrica, nas hipóteses, condições e segundo procedimento estabelecidos pela ANEEL.

**Parágrafo único** – A eventual autorização da ANEEL não estabelecerá qualquer direito ou relação jurídica entre os agentes financiadores e a ANEEL, ou ainda entre aqueles e o PODER CONCEDENTE, mesmo que caracterizado o descumprimento dos compromissos financeiros contraídos pela DISTRIBUIDORA.

## **CLÁUSULA OITAVA - GOVERNANÇA CORPORATIVA E TRANSPARÊNCIA**

A DISTRIBUIDORA se compromete a empregar seus melhores esforços para manter seus níveis de governança e transparência alinhados às melhores práticas e harmônicos à sua condição de prestadora de serviço público essencial.

**Subcláusula Primeira** – A DISTRIBUIDORA obriga-se a observar os parâmetros mínimos de governança e transparência definidos por regulação da ANEEL que, dentre outras, poderá compreender regras relacionadas à Administração, ao Conselho Fiscal, à Auditoria e à Conformidade, além de deveres regulatórios aos seus representantes e do alinhamento da política de remuneração dos Administradores à natureza de longo prazo do serviço público de distribuição.

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

Anexo da Nota Técnica nº 0175/2015-SCT-SFE-SFF-SRD-SRM/ANEEL

**Subcláusula Segunda** – A DISTRIBUIDORA deve manter na ANEEL, desde a assinatura do CONTRATO, declaração de todos seus Administradores e Conselheiros Fiscais que compreendem seu papel e responsabilidades decorrentes da gestão de um serviço público essencial, aceitando responsabilidade pela qualidade e tempestividade das informações fornecidas no âmbito da sua competência e pela prestação de contas ao Poder Público, atualizando as declarações dentro de 30 (trinta) dias a contar de alteração na composição da sua Administração ou Conselho Fiscal.

**Subcláusula Terceira** - A DISTRIBUIDORA deverá submeter à anuência prévia da ANEEL, nas hipóteses, condições e segundo procedimento estabelecidos em regulação da ANEEL:

I. os atos e negócios jurídicos celebrados com:

- a) seus controladores, diretos ou indiretos;
- b) suas sociedades controladas ou coligadas e outras sociedades controladas ou coligadas de controlador comum;
- c) pessoas jurídicas que tenham Administradores comuns à DISTRIBUIDORA;
- d) seus Administradores.

II. a alteração dos seus atos constitutivos; e

III. a transferência do seu controle societário.

**Subcláusula Quarta** – A DISTRIBUIDORA obriga-se a:

I – publicar suas Demonstrações Financeiras nos prazos e termos das normas vigentes;

II - manter registro contábil, em separado, das receitas auferidas com as atividades empresariais referidas na Subcláusula Quinta da Cláusula Primeira; e

III - observar as normas que regem a contabilidade regulatória.

## **CLÁUSULA NONA – FISCALIZAÇÃO DO SERVIÇO**

A exploração do serviço público de distribuição de energia elétrica objeto deste Contrato será acompanhada, fiscalizada e regulada pela Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL.

**Subcláusula Primeira** – A Fiscalização abrangerá o acompanhamento e o controle das ações da DISTRIBUIDORA nas áreas administrativa, técnica, operacional, comercial, econômica, financeira e contábil, podendo a ANEEL estabelecer diretrizes de procedimento ou sustar ações que considere incompatíveis com a prestação adequada do serviço concedido ou que possam comprometer o equilíbrio econômico e financeiro da concessão.

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

Anexo da Nota Técnica nº 0175/2015-SCT-SFE-SFF-SRD-SRM/ANEEL

**Subcláusula Segunda** – Os servidores da ANEEL, ou seus prepostos, especialmente designados, terão livre e irrestrito acesso, em qualquer época, a toda e qualquer documentação, sistema computacional, obra, instalação e equipamento vinculado ao serviço público de distribuição de energia elétrica, inclusive seus registros contábeis, e poderão requisitar, a qualquer setor ou pessoa da DISTRIBUIDORA, da forma que julgar necessária, dados e informações que permitam evidenciar o cumprimento das cláusulas e subcláusulas do presente CONTRATO, bem como da legislação vigente, ficando vedado à DISTRIBUIDORA restringir, sob qualquer alegação, o disposto nesta Subcláusula.

**Subcláusula Terceira** – A DISTRIBUIDORA deverá disponibilizar à ANEEL, sempre que solicitado, acesso remoto a todos os sistemas utilizados para a prestação dos serviços, pelo período que se fizer necessário e nos prazos requisitados.

**Subcláusula Quarta** – A fiscalização econômico-financeira compreenderá a análise e o acompanhamento das operações financeiras, os registros contábeis da DISTRIBUIDORA, balancetes, relatórios e demonstrações financeiras, prestação anual de contas e quaisquer outros documentos julgados necessários para uma perfeita avaliação da gestão da concessão.

**Subcláusula Quinta** – A ANEEL poderá determinar à DISTRIBUIDORA a rescisão de qualquer contrato por ela celebrado, quando verificar que dele possam resultar danos ao serviço público de distribuição de energia elétrica concedido ou tratamento tarifário diferenciado a consumidores que se encontrem na mesma tensão de fornecimento e na mesma classe de consumo, exceto nos casos previstos na legislação.

**Subcláusula Sexta** – A fiscalização da ANEEL não exime a DISTRIBUIDORA de suas responsabilidades quanto à adequação das suas obras e instalações, ao cumprimento das normas de serviço estabelecidas pela legislação vigente, à correção e legalidade dos registros contábeis, das obrigações financeiras, técnicas, comerciais e societárias e à qualidade dos serviços prestados.

**Subcláusula Sétima** – O desatendimento, pela DISTRIBUIDORA, das solicitações e determinações da fiscalização implicará a aplicação das penalidades previstas nas normas regulamentares ou nas disposições deste contrato.

## **CLÁUSULA DÉCIMA – PENALIDADES**

Pelo descumprimento das disposições legais, regulamentares e contratuais pertinentes ao serviço e instalações de energia elétrica, a DISTRIBUIDORA estará sujeita a penalidades conforme legislação e regulamentação em vigor, sem prejuízo do disposto no inciso III, art. 17, Anexo I, do Decreto nº 2.335, de 1997 e nas Cláusulas Nona e Décima deste Contrato.

**Subcláusula Primeira** – A DISTRIBUIDORA estará sujeita à penalidade de multa, aplicada pela ANEEL de acordo com resolução específica, no valor máximo, por infração incorrida, de 2% (dois por cento) do montante do faturamento da concessionária dos últimos 12 (doze) meses anteriores à lavratura do auto de infração, nos termos do inciso X do artigo 3º da Lei nº 9.427/1995.

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

Anexo da Nota Técnica nº 0175/2015-SCT-SFE-SFF-SRD-SRM/ANEEL

**Parágrafo Único** – O montante do faturamento a que se refere esta Subcláusula será o que constar do Balancete Mensal Padronizado – BMP disponível em data anterior à lavratura do Auto de Infração, nos termos do regulamento setorial.

**Subcláusula Segunda** – As penalidades serão aplicadas mediante processo administrativo, sendo assegurados à DISTRIBUIDORA seus direitos à ampla defesa e ao contraditório.

**Subcláusula Terceira** – A ANEEL promoverá a cobrança judicial, por via de execução, na forma da legislação vigente, de qualquer penalidade de multa aplicada por descumprimento de preceito legal, regulamentar ou contratual cujo valor não tenha sido recolhido pela DISTRIBUIDORA no prazo fixado pela fiscalização.

#### **CLÁUSULA DÉCIMA PRIMEIRA – INTERVENÇÃO NA CONCESSÃO**

Sem prejuízo das penalidades cabíveis e das responsabilidades incidentes, a ANEEL poderá intervir na concessão, nos termos da Lei nº 8.987/1995 e da Lei nº 12.767/2012, a qualquer tempo, para assegurar a prestação adequada do serviço ou o cumprimento, pela DISTRIBUIDORA, das normas legais, regulamentares ou contratuais.

**Subcláusula Única** – A intervenção será determinada por ato da ANEEL, que designará o Interventor, o prazo, os objetivos e os limites da intervenção, devendo ser instaurado processo administrativo em 30 (trinta) dias após a publicação do ato, para apurar as causas determinantes da medida e as responsabilidades incidentes, assegurando à DISTRIBUIDORA o direito ao contraditório e à ampla defesa.

#### **CLÁUSULA DÉCIMA SEGUNDA – EXTINÇÃO DA CONCESSÃO E REVERSÃO DOS BENS E INSTALAÇÕES VINCULADOS**

A concessão para exploração do serviço público de distribuição de energia elétrica regulada por este Contrato será considerada extinta, observadas as normas setoriais, nos seguintes casos:

- I. advento do termo contratual;
- II. encampação do serviço;
- III. caducidade;
- IV. rescisão;
- V. anulação decorrente de vício ou irregularidade constatada no procedimento ou no ato de sua outorga; e
- VI. falência ou extinção da DISTRIBUIDORA.

**Subcláusula Primeira** – O advento do termo contratual opera de pleno direito a extinção da concessão, facultando-se ao PODER CONCEDENTE, quando indispensável à preservação da continuidade na prestação do serviço público, prorrogar precariamente o presente Contrato até a assunção de nova outorga.

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

Anexo da Nota Técnica nº 0175/2015-SCT-SFE-SFF-SRD-SRM/ANEEL

**Subcláusula Segunda** – Extinta a concessão, operar-se-á, de pleno direito, a reversão dos bens e instalações vinculados ao serviço ao PODER CONCEDENTE, procedendo-se aos levantamentos e às avaliações, bem como a determinação do montante da indenização devida à DISTRIBUIDORA, observados os valores e as datas de sua incorporação ao sistema elétrico.

**Subcláusula Terceira** – Para efeito da reversão, os bens vinculados ao serviço concedido são os utilizados, direta ou indiretamente, exclusiva e permanentemente, na prestação do serviço público de distribuição de energia elétrica.

**Subcláusula Quarta** – Para atender ao interesse público, mediante Lei autorizativa específica, o PODER CONCEDENTE poderá retomar o serviço, após prévio pagamento da indenização das parcelas dos investimentos vinculados a bens reversíveis, ainda não amortizados ou depreciados, que tenham sido realizados pela DISTRIBUIDORA para garantir a prestação do serviço público adequado.

**Subcláusula Quinta** – Verificada qualquer das hipóteses de inadimplemento previstas nas normas vigentes e neste TERMO ADITIVO, a ANEEL promoverá a declaração da caducidade da concessão, que será precedida de processo administrativo para verificação das infrações ou falhas da DISTRIBUIDORA, assegurado o contraditório e a ampla defesa à DISTRIBUIDORA, assim como garantida a indenização das parcelas dos investimentos vinculados a bens reversíveis ainda não amortizados ou depreciados que tenham sido realizados com o objetivo de garantir a prestação do serviço público adequado. Da indenização apurada serão deduzidos os valores das multas devidas e dos danos causados pela DISTRIBUIDORA relativos ao fato motivador da caducidade..

**Subcláusula Sexta** – Para efeito das indenizações tratadas nas Subcláusulas Segunda, Terceira, Quarta e Quinta desta Cláusula, o valor de indenização dos bens reversíveis será aquele resultante de inventário procedido pela ANEEL ou preposto especialmente designado, devendo seu pagamento ser realizado em conformidade com o disposto nas normas setoriais, depois de finalizado o processo administrativo e esgotados todos os prazos e instâncias de recurso.

**Subcláusula Sétima** – O processo administrativo a que se refere a subcláusula Sexta desta Cláusula não será instaurado até que tenha sido dada plena ciência à DISTRIBUIDORA das infrações incorridas, bem assim estabelecido prazo compatível com o cumprimento das correções eventualmente determinadas, nos termos do processo de fiscalização da ANEEL.

**Subcláusula Oitava** – A declaração da caducidade não acarretará, para o PODER CONCEDENTE, qualquer responsabilidade em relação aos ônus, encargos ou compromissos com terceiros que tenham sido contratados pela DISTRIBUIDORA, ou em relação a seus empregados.

**Subcláusula Nona** – Alternativamente à declaração de caducidade, poderá o PODER CONCEDENTE restringir a área da concessão, promover a subconcessão ou desapropriar as ações que compõem o controle societário da DISTRIBUIDORA, mediante indenização. No caso de desapropriação, a indenização devida, na forma da Lei, se dará com recursos provenientes da alienação, em leilão público, das ações desapropriadas.

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

Anexo da Nota Técnica nº 0175/2015-SCT-SFE-SFF-SRD-SRM/ANEEL

**Subcláusula Décima** – Mediante ação judicial especialmente intentada para esse fim, poderá a DISTRIBUIDORA promover a rescisão deste Contrato, no caso de descumprimento, pelo PODER CONCEDENTE, das normas aqui estabelecidas. Nesta hipótese, a DISTRIBUIDORA não poderá interromper a prestação do serviço enquanto não transitar em julgado a decisão judicial que decretar a extinção deste Contrato.

**Subcláusula Décima Primeira** – Em qualquer hipótese de extinção da concessão, o PODER CONCEDENTE assumirá, imediatamente, a prestação do serviço para garantir a sua continuidade e regularidade.

**Subcláusula Décima Segunda** – Além dos valores indenizados referentes aos ativos ainda não amortizados dos bens reversíveis, também serão considerados, para fins de indenização, os saldos remanescentes (ativos ou passivos) de eventual insuficiência de recolhimento ou ressarcimento pela tarifa em decorrência da extinção, por qualquer motivo, da concessão, relativos a valores financeiros a serem apurados com base nos regulamento preestabelecidos pelo Regulador, incluídos aqueles constituídos após a última alteração tarifária.

**Subcláusula Décima Terceira** - A DISTRIBUIDORA se compromete a observar, nos últimos 5 (cinco) anos deste Contrato, a regulação da ANEEL sobre a extinção contratual, que poderá compreender a obrigatoriedade de investimentos mínimos anuais, agravamento de penalidades, amplo acesso às informações administrativas, comerciais e operacionais, entre outras regras necessárias para garantir a continuidade da prestação do serviço de distribuição.

## **CLÁUSULA DÉCIMA TERCEIRA – COMPROMISSOS DO CONTROLADOR SOCIETÁRIO**

O SÓCIO CONTROLADOR obriga-se a não transferir, ceder ou de qualquer forma alienar, direta ou indiretamente, gratuita ou onerosamente, as ações que fazem parte do grupo de controle, sem a prévia concordância da ANEEL.

**Subcláusula Primeira** – OS SÓCIOS CONTROLADORES declaram aceitar e submeter-se, sem qualquer ressalva, às condições deste CONTRATO, obrigando-se a manter nos atos constitutivos da DISTRIBUIDORA disposição no sentido de não transferir, ceder ou, de qualquer forma, alienar, direta ou indiretamente, gratuita ou onerosamente, as ações que fazem parte do bloco de controle acionário sem a prévia anuência da ANEEL.

**Subcláusula Segunda** – A transferência, integral ou parcial, de ações ou quotas que resultem em um novo controlador, só será reconhecida pela ANEEL quando o(s) novo(s) ACIONISTA(S) CONTROLADOR(ES) ou SÓCIO(S) CONTROLADOR(ES) assinar(em) termo de anuência e submissão às condições deste CONTRATO e às normas legais e regulamentares da concessão.

**Subcláusula Terceira** – O(s) SOCIOS (S) CONTROLADOR(ES) assina(m) o presente TERMO ADITIVO como interveniente(s) e garantidor(es) das obrigações e encargos ora estabelecidos.

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

Anexo da Nota Técnica nº 0175/2015-SCT-SFE-SFF-SRD-SRM/ANEEL

**Subcláusula Quarta** - O(s) SÓCIO(S) CONTROLADOR(ES) se compromete(m), solidariamente, em caráter irrevogável e irretratável, a aportar anualmente na concessionária, sob a forma de integralização de capital social em caixa ou equivalentes de caixa, a totalidade das insuficiências que ocorrerem em função do não atendimento pela concessionária dos parâmetros mínimos de sustentabilidade econômica e financeira previstos na Cláusula Sétima, em até 180 dias, contados do término de cada exercício social.

**Subcláusula Quinta** - O(S) SÓCIO(S) CONTROLADOR(ES) se comprometem a observar a regulação da ANEEL para controladores de concessionárias de serviço público, compreendendo mas não se limitando a diretrizes sobre divulgação de informações, gestão de riscos e suporte a decisões de longo prazo.

**Subcláusula Sexta** – O descumprimento de suas obrigações previstas pelos SÓCIO(S) CONTROLADOR(ES) neste CONTRATO poderá limitar sua participação e de seu grupo em novos empreendimentos do Setor Elétrico, nos termos da regulação da ANEEL e demais normas setoriais.

#### **CLÁUSULA DÉCIMA QUARTA – MODO AMIGÁVEL DE SOLUÇÃO DE DIVERGÊNCIAS E FORO DO CONTRATO**

Resguardado o interesse público, na hipótese de divergência na interpretação ou execução de dispositivos do presente Contrato, a DISTRIBUIDORA poderá solicitar às áreas organizacionais da ANEEL afetas ao assunto a realização de audiências com a finalidade de harmonizar os entendimentos, conforme procedimento aplicável.

**Subcláusula Única** – Para dirimir as dúvidas ou controvérsias não solucionadas de modo amigável, na forma indicada no *caput* desta Cláusula, fica eleito o Foro da Justiça Federal da Seção Judiciária do Distrito Federal, com renúncia expressa das partes a outros, por mais privilegiados que forem.

#### **CLÁUSULA DÉCIMA QUINTA – DELEGAÇÃO DE COMPETÊNCIA**

Tendo em vista o disposto no art. 36 da Lei nº 9.074/95, e no art. 20 da Lei nº 9.427/96, a ANEEL poderá delegar ao ESTADO DE XXXXXX competência para o desempenho das atividades complementares de fiscalização e mediação dos serviços públicos de energia elétrica prestados pela DISTRIBUIDORA.

**Subcláusula Única** – A delegação de competência prevista nesta Cláusula será conferida nos termos e condições que vierem a ser definidos em Convênio de Cooperação.

Anexo da Nota Técnica nº 0175/2015-SCT-SFE-SFF-SRD-SRM/ANEEL

## **CLÁUSULA DÉCIMA SEXTA – DAS DEMAIS DISPOSIÇÕES**

A celebração deste TERMO ADITIVO rescinde para todos os efeitos as cláusulas e subcláusulas do Contrato de Concessão nº XXX/XXXXX-ANEEL, de XX de XXXXXXX de XXX, e dos demais aditivos assinados anteriormente a este TERMO ADITIVO, sem prejuízo dos direitos e obrigações decorrentes do Contrato nº XXX/XXXX-ANEEL, de xx de xxxxxxxx de xxxx, ressalvados aqueles que conflitarem com a Lei nº 12.783/2013, com o Decreto nº 7.805/2012, com o Decreto nº 8.461, de 02 de junho de 2015 ou com as disposições deste TERMO ADITIVO.

**Subcláusula Única** – A DISTRIBUIDORA aceita na assinatura deste TERMO ADITIVO as condições de prorrogação estabelecidas na Lei nº 12.783/2013, no Decreto nº 7.805/2012 e no Decreto nº 8.461, de 02 de junho de 2015.

## **CLÁUSULA DÉCIMA SÉTIMA – PUBLICAÇÃO E REGISTRO DO TERMO ADITIVO**

O presente TERMO ADITIVO será registrado e arquivado na ANEEL, que providenciará, dentro dos 20 (vinte) dias de sua assinatura, a publicação de seu extrato no Diário Oficial.

Assim estando ajustado, fizeram as partes lavrar o presente instrumento, em 4 (quatro) vias de igual teor que são assinadas pelos representantes do Ministério de Minas e Energia, da DISTRIBUIDORA e do ACIONISTA CONTROLADOR (ou SÓCIO QUOTISTA), juntamente com as testemunhas abaixo, para os devidos efeitos legais.

## **CLÁUSULA DÉCIMA OITAVA – DAS CONDIÇÕES DE PRORROGAÇÃO**

Além das disposições anteriores deste Contrato, a Concessionária deverá observar, pelo período de 5 (cinco) anos contados de 1º de janeiro de 2016, as condições de prorrogação estabelecidas nos Anexos II e III.

**Subcláusula Primeira** – O descumprimento de uma das condições de prorrogação dispostas nos Anexos II e III por dois anos consecutivos ou de quaisquer das condições ao final do período de cinco anos, acarretará a extinção da concessão, respeitadas as disposições deste contrato.

Anexo da Nota Técnica nº 0175/2015-SCT-SFE-SFF-SRD-SRM/ANEEL

**Subcláusula Segunda** – As demais regulações de qualidade e econômico-financeiras permanecem válidas e aplicam-se à CONCESSIONÁRIA concomitantemente às disposições dos Anexos II e III.

Brasília, de de 20XX.

**PELO PODER CONCEDENTE:**

\_\_\_\_\_  
**CARLOS EDUARDO DE SOUZA BRAGA**  
Ministro de Minas e Energia

**PELA DISTRIBUIDORA:**

\_\_\_\_\_  
XXXXXXXXXXXXXXXXXXXX  
Presidente

\_\_\_\_\_  
XXXXXXXXXXXXXXXXXXXX  
Diretor

**PELO ACIONISTA CONTROLADOR:**

\_\_\_\_\_  
XXXXXXXXXXXXXXXXXXXX  
Presidente  
(EMPRESA)

\_\_\_\_\_  
XXXXXXXXXXXXXXXXXXXX  
Diretor  
(EMPRESA)

**TESTEMUNHAS:**

\_\_\_\_\_  
Nome:  
CPF:

\_\_\_\_\_  
Nome:  
CPF:

Anexo da Nota Técnica nº 0175/2015-SCT-SFE-SFF-SRD-SRM/ANEEL

**ANEXO I – ÁREAS DE CONCESSÃO**

**REAGRUPAMENTO DA CONCESSÃO**

**RESOLUÇÃO Nº XXX, DE XX de XXXXXXXX DE XXXX.**

**ANEXO II – CONDIÇÕES PARA PRORROGAÇÃO – EFICIÊNCIA NA PRESTAÇÃO DO SERVIÇO DE DISTRIBUIÇÃO**

**CLÁUSULA PRIMEIRA – CONTINUIDADE DO FORNECIMENTO**

O critério de eficiência com relação à qualidade do serviço prestado será mensurado por indicadores que considerem a frequência e a duração média das interrupções do serviço público de distribuição de energia elétrica.

**Subcláusula Primeira** – Serão avaliados os indicadores DEC<sub>i</sub> – Duração Equivalente de Interrupção de Origem Interna por Unidade Consumidora e FEC<sub>i</sub> – Frequência Equivalente de Interrupção de Origem Interna por Unidade Consumidora.

**Subcláusula Segunda** – Os indicadores DEC<sub>i</sub> e FEC<sub>i</sub> correspondem à parcela de origem interna ao sistema de distribuição das interrupções consideradas para o cálculo dos indicadores DEC e FEC definidos em regulação da ANEEL, conforme equações a seguir:

$$DEC_i = DEC_{ip} + DEC_{ind}$$

$$FEC_i = FEC_{ip} + FEC_{ind}$$

onde:

DEC<sub>i</sub> = Duração Equivalente de Interrupção de Origem Interna por Unidade Consumidora;

DEC<sub>ip</sub> = DEC devido a interrupção de origem interna ao sistema de distribuição e programada, não ocorrida em dia crítico, conforme definido em regulação da ANEEL;

DEC<sub>ind</sub> – DEC devido a interrupção de origem interna ao sistema de distribuição, não programada e não expurgável, conforme definido em regulação da ANEEL;

FEC<sub>i</sub> = Duração Equivalente de Interrupção de Origem Interna por Unidade Consumidora;

FEC<sub>ip</sub> = FEC devido a interrupção de origem interna ao sistema de distribuição e programada, não ocorrida em dia crítico, conforme definido em regulação da ANEEL;

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

Anexo da Nota Técnica nº 0175/2015-SCT-SFE-SFF-SRD-SRM/ANEEL

FEC<sub>ind</sub> – FEC devido a interrupção de origem interna ao sistema de distribuição, não programada e não expurgável, conforme definido em regulação da ANEEL.

**Subcláusula Terceira** – Os limites globais anuais para os indicadores DECI e FECi a serem atendidos pela DISTRIBUIDORA são apresentados na Tabela I a seguir.

Tabela I – Limites Globais Anuais de DECI e FECi.

DECI (horas)					FECi (interrupções)				
2016	2017	2018	2019	2020	2016	2017	2018	2019	2020
40,00	37,00	32,00	25,00	16,00	30,00	28,00	24,00	18,00	10,00

**Subcláusula Quarta** – O descumprimento de qualquer limite de DECI ou FECi estabelecido na Tabela I, por dois anos consecutivos durante o período de avaliação ou no ano de 2020, acarretará a extinção da concessão, nos termos das cláusulas Décima Segunda e Décima Oitava.

**Subcláusula Quinta** – A apuração dos indicadores de continuidade descritos nesse Anexo será fiscalizada pela ANEEL, a qual poderá, em caso de constatação de inconsistência na apuração relativa ao período de avaliação, rever os valores apurados e recomendar a aplicação do disposto na subcláusula anterior.

**Subcláusula Sexta** Os valores apurados dos indicadores DECI e FECi de que trata esse Anexo serão calculados pela ANEEL, a partir dos indicadores encaminhados mensalmente pela DISTRIBUIDORA para seus conjuntos de unidades consumidoras, conforme procedimento ordinário estabelecido em regulação da ANEEL.

**Subcláusula Sétima** A DISTRIBUIDORA se compromete a encaminhar à ANEEL, até a data de 15 de fevereiro do ano subsequente ao ano da apuração, documento oficial, assinado pelo Diretor-Presidente e pelos Diretores responsáveis pela apuração dos indicadores, o qual deverá confirmar que os indicadores encaminhados para o ano anterior foram coletados e apurados em conformidade com os procedimentos estabelecidos na regulação da ANEEL.

Anexo da Nota Técnica nº 0175/2015-SCT-SFE-SFF-SRD-SRM/ANEEL

### **ANEXO III - CONDIÇÕES PARA PRORROGAÇÃO - EFICIÊNCIA NA GESTÃO ECONÔMICA E FINANCEIRA**

#### **CLÁUSULA PRIMEIRA – PARÂMETROS MÍNIMOS**

Para os primeiros 5 (cinco) anos da concessão, os parâmetros mínimos de sustentabilidade econômica e financeira citados na Subcláusula Primeira da Cláusula Sétima ficam definidos pela seguinte condição:

Geração Operacional de Caixa – Investimentos de Reposição – Juros da Dívida  $\geq 0$

Onde:

Geração Operacional de Caixa: Lucros antes de Juros, Impostos, Depreciação e Amortização (LAJIDA) ajustado por eventos não recorrentes.

Investimentos de Reposição: Quota de Reintegração Regulatória (QRR); e

Juros da Dívida: Dívida Líquida x (1,11 x SELIC).

§ 1º As definições dos conceitos utilizados na condição de sustentabilidade econômico-financeira e as respectivas contas da contabilidade regulatória estão apresentadas no Anexo III a este Contrato.

**Subcláusula Primeira** - O atendimento do critério de eficiência com relação à gestão econômico-financeira dependerá da observância das seguintes inequações:

- (I)  $LAJIDA \geq 0$  (até o término de 2017 e mantida em 2018, 2019 e 2020);**
- (II)  $[LAJIDA (-) QRR] \geq 0$  (até o término de 2018 e mantida em 2019 e 2020);**
- (III)  $\{Dívida Líquida / [LAJIDA (-) QRR]\} \leq 1 / (0,8 * SELIC)$  (até o término de 2019); e**
- (IV)  $\{Dívida Líquida / [LAJIDA (-) QRR]\} \leq 1 / (1,11 * SELIC)$  (até o término de 2020)**

§ 1º A verificação das inequações pertinentes aos respectivos prazos ocorrerá a cada 12 (doze) meses a contar do início do ano civil subsequente ao de vigência do presente aditivo.

§ 2º As inequações são limites que deverão ser alcançados antes dos prazos estabelecidos e mantidos a partir deles;

§ 3º As Demonstrações Contábeis Regulatórias anuais deverão ser:

I - assinadas pelo Diretor-Presidente, Diretor Financeiro e contador responsável pela DISTRIBUIDORA;

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

Anexo da Nota Técnica nº 0175/2015-SCT-SFE-SFF-SRD-SRM/ANEEL

II – acompanhadas de parecer do Auditor Independente quanto ao Balancete Mensal Padronizado (BMP) e ao Relatório de Informações Trimestrais (RIT) respectivos ao mês de dezembro de cada ano; e

III - acompanhadas de parecer do Conselho Fiscal, composto por no mínimo de 2/3 (dois terços) de membros com comprovada experiência em finanças ou contabilidade.

**Subcláusula Segunda – Definições e informações adicionais**

**LAJIDA ou EBITDA: Lucro antes de Juros (Resultado Financeiro), Impostos (Tributos sobre a Renda), Depreciação e Amortização ou *Earns Before Interest, Taxes, Depreciation and Amortization*. O LAJIDA expressa a geração operacional bruta de caixa ou a quantidade de recursos monetários gerados pela atividade fim da concessionária. O LAJIDA para fins de cálculo das Equações de sustentabilidade econômico-financeira será calculado pelo somatório de:**

<b>Código BMP</b> (contas devedoras com sinal positivo e credoras com negativo)	<b>Descrição</b> (considerando-se números em absoluto)
(-) 61	(=) Resultado das Atividades
(+) 61X5.X.17	(+) Depreciação
(+) 61X5.X.18	(+) Amortização
(+) 61X5.X.05.05	(+) Programa de Demissão Voluntária - PDV, se o saldo for credor
(+) 61X5.X.12.01, se o saldo for credor	(-) Provisão para Devedores Duvidosos, se o saldo for credor
(+) 61X5.X.12.02, se o saldo for credor	(-) Provisão para Litígios Trabalhistas, se o saldo for credor
(+) 61X5.X.12.03, se o saldo for credor	(-) Provisão para Litígios Cíveis, se o saldo for credor
(+) 61X5.X.12.04, se o saldo for credor	(-) Provisão para Litígios Fiscais, se o saldo for credor
(+) 61X5.X.12.05, se o saldo for credor	(-) Provisão para Litígios Ambientais, se o saldo for credor
(+) 61X5.X.12.06, se o saldo for credor	(-) Provisão para Litígios Regulatórios, se o saldo for credor
(+) 61X5.X.12.07	(+) Provisão para Redução ao Valor Recuperável (subtração se Reversão Líquida)
(+) 61X5.X.12.99, se o saldo for credor	(-) Provisão - Outros, se o saldo for credor
(+) 61X5.X.15, do que superar 1% da Receita Bruta deduzida dos Tributos sobre a Receita	(-) Recuperação de Despesas, do que superar 1% da Receita Bruta deduzida dos Tributos sobre a Receita

**QRR: Quota de Reintegração Regulatória ou Despesa de Depreciação Regulatória. Será o valor definido na última Revisão Tarifária Periódica - RTP, acrescido da variação monetária do Índice Geral de Preços do Mercado - IGP-M entre o mês anterior ao da RTP e o mês anterior ao do período de 12 (doze) meses da aferição de sustentabilidade econômico-financeira.**

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

Anexo da Nota Técnica nº 0175/2015-SCT-SFE-SFF-SRD-SRM/ANEEL

**Dívida Líquida: Dívida Bruta deduzida dos Ativos Financeiros.**

**Dívida Bruta: Somatório de passivos formado por:**

<b>Código BMP</b>	<b>Descrição</b>
(-) 2X02	Empréstimos, Financiamentos e Debêntures
(-) 2X04.1	Passivo Atuarial - Previdência Privada
(-) 2X04.2	Passivo Atuarial - Demais Benefícios Pós-Emprego
(-) 2X05.8	Parcelamentos de Tributos
(-) 2X16	Instrumentos Financeiros Derivativos
(-) 2105 (parcial)	Tributos em Atraso
(-) 2X01 (parcial)	Custos Setoriais em Atraso e Renegociados.
(-) 2X08 (parcial)	Encargos Setoriais em Atraso e Renegociados.
(-) 2X11	Passivos Financeiros Setoriais
(-) 2101.2 (parcial)	Suprimento de Energia Elétrica para Revenda - Curto Prazo
(-) 2101.4 (parcial)	Compra de Energia Elétrica para Revenda - Curto Prazo

**Ativos Financeiros: Somatório de ativos formado por:**

<b>Código BMP</b>	<b>Descrição</b>
1101	Caixa e Equivalentes de Caixa
1X08	Investimentos Temporários
1X16	Instrumentos Financeiros Derivativos
1X11	Ativos Financeiros Setoriais
1119.1.09	Reembolsos do Fundo da CDE

**Selic: Taxa média anual ponderada e ajustada das operações de financiamento lastreadas em títulos públicos federais, calculada diariamente e apresentada no sítio do Banco Central do Brasil - <http://www.bcb.gov.br/?SELICACUMUL>. Neste endereço eletrônico, o Agente pode obter o fator acumulado correspondente aos 12 (doze) meses de competência. Para fins específicos do disposto nas Subcláusulas Segunda e Terceira, a Selic deverá ser limitada ao valor de 12,87% (doze inteiros e oitenta e sete centésimos por cento) ao ano, caso supere esse percentual.**

(Anexo da Nota Técnica nº 0175/2015-SCT-SFE-SFF-SRD-SRM/ANEEL)

### ANEXO III – Limites a serem estabelecidos no contrato para as distribuidoras

1. De acordo com a metodologia apresentada na Seção III – 2.3 desta Nota Técnica, a Tabela I.1 a seguir apresenta os limites de DEC<sub>i</sub> e FEC<sub>i</sub> a serem estabelecidos no contrato das distribuidoras, para o período 2016 a 2020.

Tabela I.1 – Limites de DEC<sub>i</sub> e FEC<sub>i</sub> propostos para as distribuidoras.

Distribuidora	DEC Apurado Interno 2014	FEC Apurado Interno 2014	DEC Limite Interno 2014	FEC Limite Interno 2014	Ponto de Partida Trajetória DEC <sub>i</sub>	Ponto de Partida Trajetória FEC <sub>i</sub>	Trajetória DEC <sub>i</sub>					Trajetória FEC <sub>i</sub>				
							2016	2017	2018	2019	2020	2016	2017	2018	2019	2020
AmE	40,28	21,45	50,22	46,01	50,22	46,01	47,83	45,44	43,05	40,66	38,27	44,51	43,01	41,51	40,01	38,51
Boa Vista	8,71	10,69	17,50	20,87	17,50	20,87	17,49	17,48	17,47	17,47	17,46	20,05	19,22	18,40	17,57	16,75
CAIUÁ-D	8,93	7,24	8,22	9,02	8,93	9,02	8,76	8,23	7,56	7,00	6,86	8,54	8,07	7,59	7,12	6,64
CEAL	33,03	21,67	15,27	12,87	33,03	21,67	31,42	26,18	19,72	14,28	12,87	20,66	17,36	13,31	9,89	9,00
CEB-DIS	15,77	11,79	10,91	10,00	15,77	11,79	15,14	13,09	10,58	8,45	7,90	11,33	9,83	7,99	6,43	6,03
CEEE-D	26,76	16,62	12,93	11,54	26,76	16,62	25,41	21,03	15,63	11,08	9,90	15,90	13,58	10,72	8,31	7,68
CELESC-DIS	15,07	10,37	13,91	11,10	15,07	11,10	14,77	13,79	12,58	11,56	11,30	10,61	10,12	9,63	9,14	8,65
CELG-D	39,68	25,88	15,94	14,45	39,68	25,88	37,48	30,33	21,53	14,11	12,18	24,55	20,22	14,88	10,39	9,22
CEMIG-D	10,74	5,53	11,47	8,07	11,47	8,07	11,26	11,06	10,85	10,65	10,44	7,79	7,51	7,23	6,95	6,67
CEPISA	31,58	19,60	22,73	16,34	31,58	19,60	30,81	28,31	25,24	22,64	21,97	19,09	17,43	15,38	13,66	13,21
CERON	25,05	18,08	26,04	22,50	26,04	22,50	25,48	24,92	24,37	23,81	23,25	21,44	20,38	19,32	18,26	17,20
CFLO	4,17	3,67	8,05	7,82	8,05	7,82	8,04	8,03	8,02	8,01	8,00	7,74	7,65	7,57	7,48	7,40
CHESP	11,87	12,54	15,72	19,73	15,72	19,73	15,24	14,77	14,29	13,81	13,33	19,39	19,06	18,73	18,39	18,06
CNEE	6,74	9,08	9,16	9,34	9,16	9,34	8,75	8,34	7,93	7,52	7,11	8,76	8,17	7,59	7,00	6,42
COCEL	10,05	6,85	10,73	8,01	10,73	8,01	10,70	10,68	10,65	10,63	10,60	7,93	7,85	7,76	7,68	7,60
COOPERALIANÇA	6,17	3,75	5,00	5,00	6,17	5,00	6,08	5,77	5,40	5,08	5,00	5,00	5,00	5,00	5,00	5,00
COPEL-DIS	13,94	8,82	11,77	9,36	13,94	9,36	13,61	12,54	11,23	10,12	9,83	8,94	8,51	8,09	7,66	7,24
CPFL Jaguari	5,41	4,32	9,10	8,38	9,10	8,38	8,68	8,26	7,84	7,42	7,00	7,91	7,43	6,95	6,48	6,00
CPFL Leste Paulista	7,55	5,20	10,82	9,31	10,82	9,31	10,28	9,73	9,18	8,63	8,08	8,75	8,18	7,62	7,05	6,49
CPFL Mococa	6,42	5,88	10,73	10,05	10,73	10,05	10,34	9,95	9,57	9,18	8,79	9,52	8,99	8,46	7,93	7,40
CPFL Santa Cruz	6,74	5,28	10,35	10,44	10,35	10,44	9,81	9,26	8,72	8,17	7,63	9,65	8,85	8,06	7,26	6,47
CPFL Sul Paulista	9,62	6,30	10,28	9,05	10,28	9,05	10,11	9,95	9,78	9,62	9,45	8,67	8,29	7,91	7,53	7,15

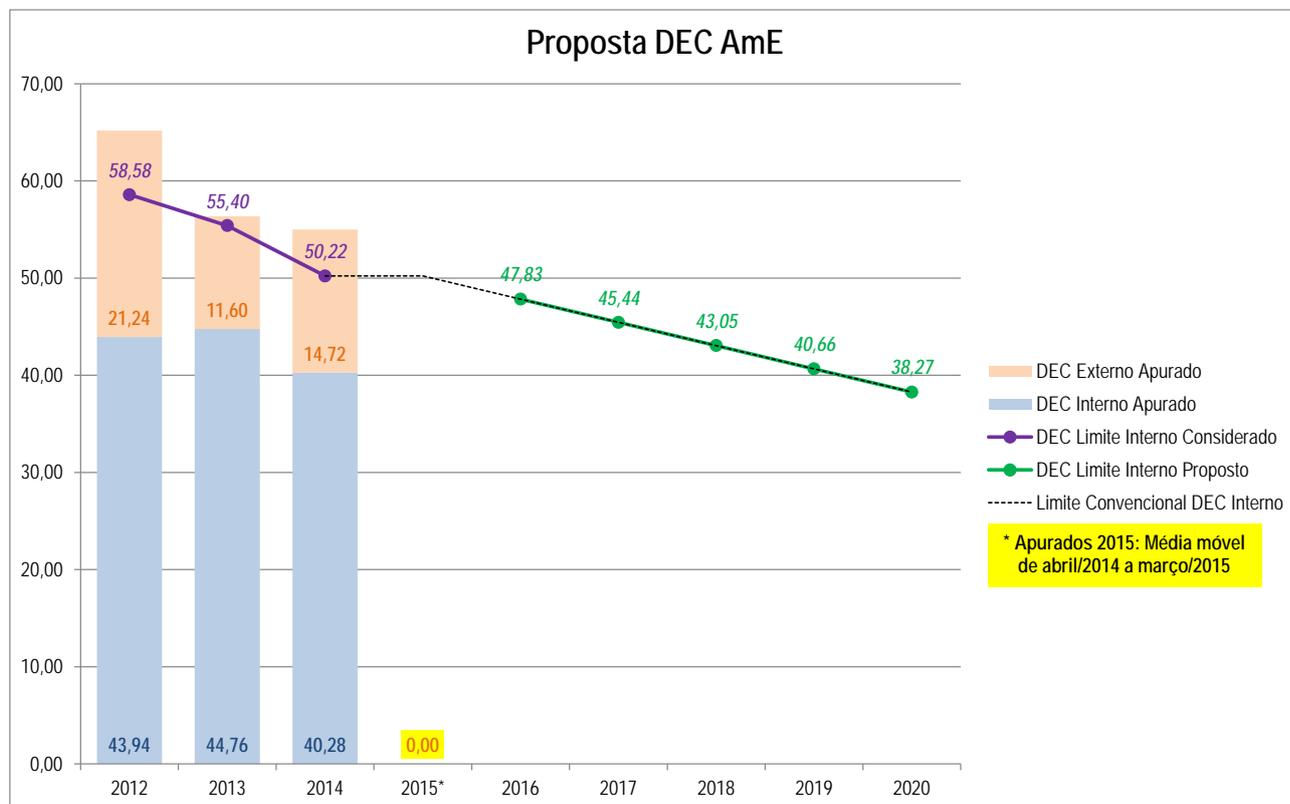
\* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.

(Anexo da Nota Técnica nº 0175/2015-SCT-SFE-SFF-SRD-SRM/ANEEL)

Distribuidora	DEC Apurado Interno 2014	FEC Apurado Interno 2014	DEC Limite Interno 2014	FEC Limite Interno 2014	Ponto de Partida Trajetória DECI	Ponto de Partida Trajetória FECi	Trajetória DECI					Trajetória FECi				
							2016	2017	2018	2019	2020	2016	2017	2018	2019	2020
DEMEI	8,25	11,22	12,46	12,11	12,46	12,11	11,97	11,48	10,99	10,49	10,00	11,29	10,47	9,64	8,82	8,00
DMED	2,23	2,65	7,67	7,45	7,67	7,45	7,54	7,40	7,27	7,13	7,00	7,16	6,87	6,58	6,29	6,00
EDEVP	6,00	4,68	10,16	9,87	10,16	9,87	9,67	9,17	8,68	8,18	7,69	9,26	8,64	8,02	7,41	6,79
EEB	11,09	7,52	10,49	12,31	11,09	12,31	10,95	10,50	9,95	9,48	9,36	11,51	10,70	9,89	9,08	8,27
EFLJC	2,89	4,07	10,55	9,31	10,55	9,31	10,04	9,53	9,02	8,51	8,00	8,65	7,99	7,33	6,66	6,00
EFLUL	5,64	5,13	12,46	10,25	12,46	10,25	11,97	11,48	10,99	10,49	10,00	9,80	9,35	8,90	8,45	8,00
ELETROACRE	61,41	35,54	37,02	30,67	61,41	35,54	59,20	52,03	43,21	35,76	33,83	34,78	32,29	29,24	26,66	25,99
ELETROCAR	16,05	15,05	13,32	11,61	16,05	15,05	15,77	14,88	13,77	12,84	12,60	14,56	12,95	10,97	9,30	8,87
ELFSM	9,09	6,23	12,20	9,82	12,20	9,82	12,19	12,19	12,19	12,18	12,18	9,51	9,19	8,88	8,57	8,26
EMG	9,43	6,37	11,36	10,14	11,36	10,14	11,34	11,32	11,31	11,29	11,27	9,77	9,40	9,03	8,66	8,29
ENF	6,46	5,08	11,89	10,55	11,89	10,55	11,59	11,29	10,99	10,69	10,39	10,07	9,60	9,12	8,64	8,16
FORCEL	0,39	0,86	11,51	10,25	11,51	10,25	10,80	10,10	9,40	8,70	8,00	9,60	8,95	8,30	7,65	7,00
HIDROPAN	5,32	6,36	16,30	13,97	16,30	13,97	15,44	14,58	13,72	12,86	12,00	12,98	11,98	10,99	9,99	9,00
IENERGIA	14,14	18,58	12,46	11,18	14,14	18,58	13,97	13,41	12,73	12,15	12,00	17,81	15,32	12,26	9,67	9,00
MUXENERGIA	7,94	6,98	11,51	9,31	11,51	9,31	11,40	11,30	11,20	11,10	11,00	8,85	8,39	7,93	7,46	7,00
SULGIPE	12,02	10,68	18,19	12,19	18,19	12,19	17,65	17,12	16,59	16,05	15,52	11,69	11,19	10,69	10,19	9,69
UHENPAL	14,78	8,96	16,30	13,04	16,30	13,04	15,24	14,18	13,12	12,06	11,00	12,23	11,42	10,62	9,81	9,00

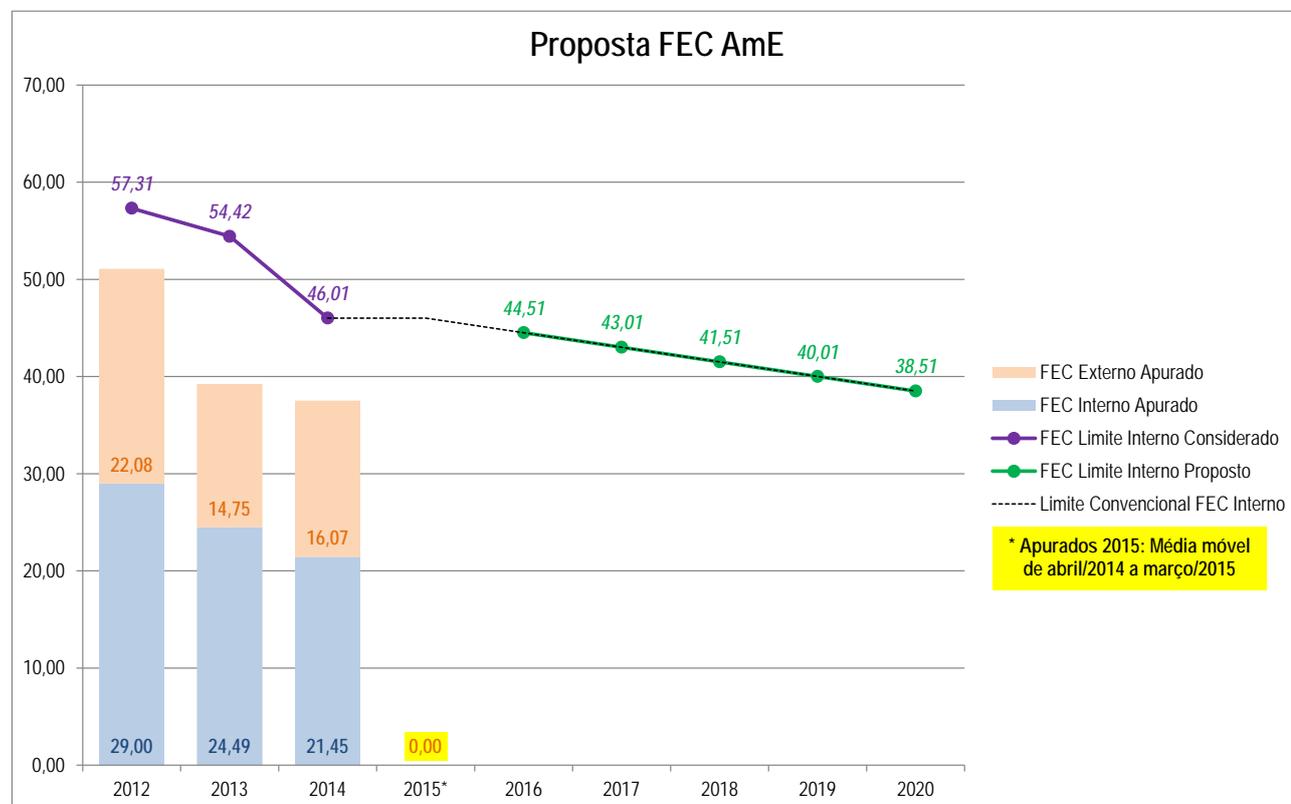
2. Os gráficos a seguir apresentam o histórico de apuração, os limites de DECI e FECi considerados e a trajetória proposta para o período 2016 a 2020 das distribuidoras.

(Anexo da Nota Técnica nº 0175/2015-SCT-SFE-SFF-SRD-SRM/ANEEL)



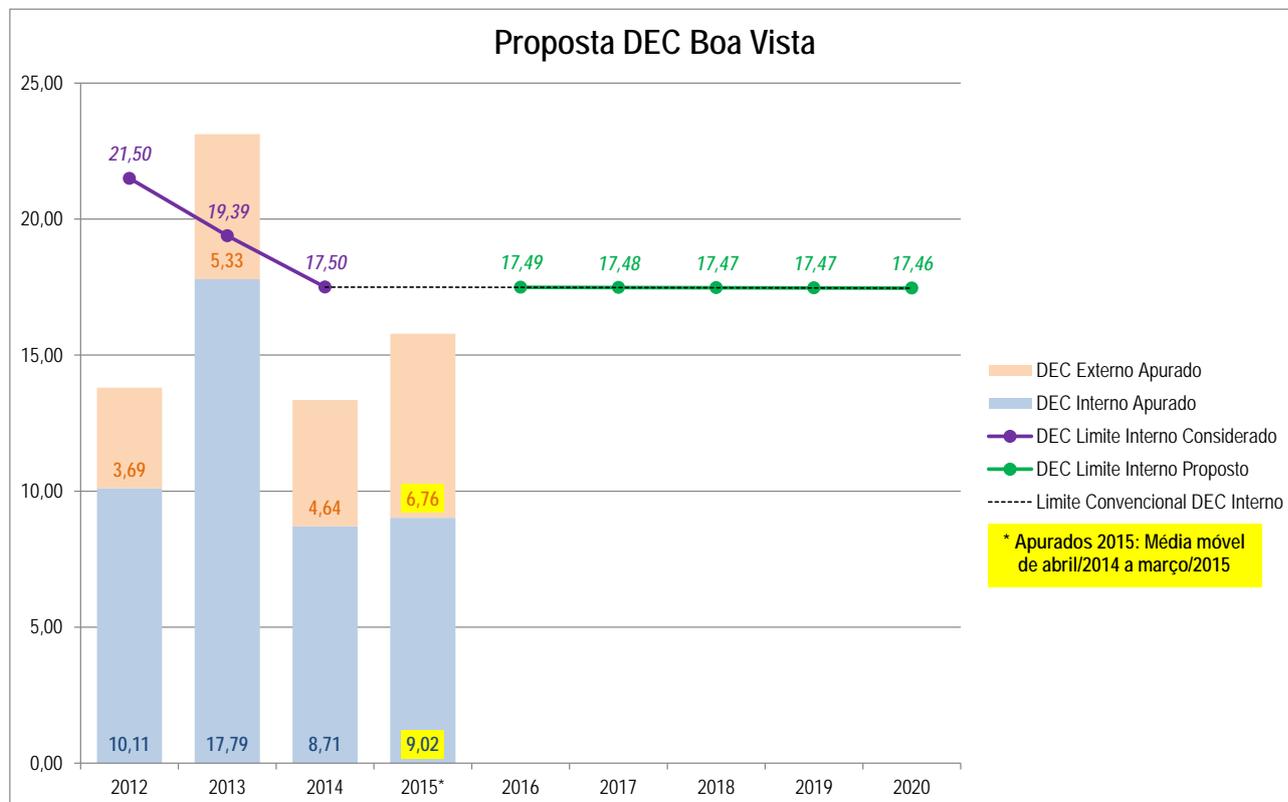
\* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.

(Anexo da Nota Técnica nº 0175/2015-SCT-SFE-SFF-SRD-SRM/ANEEL)



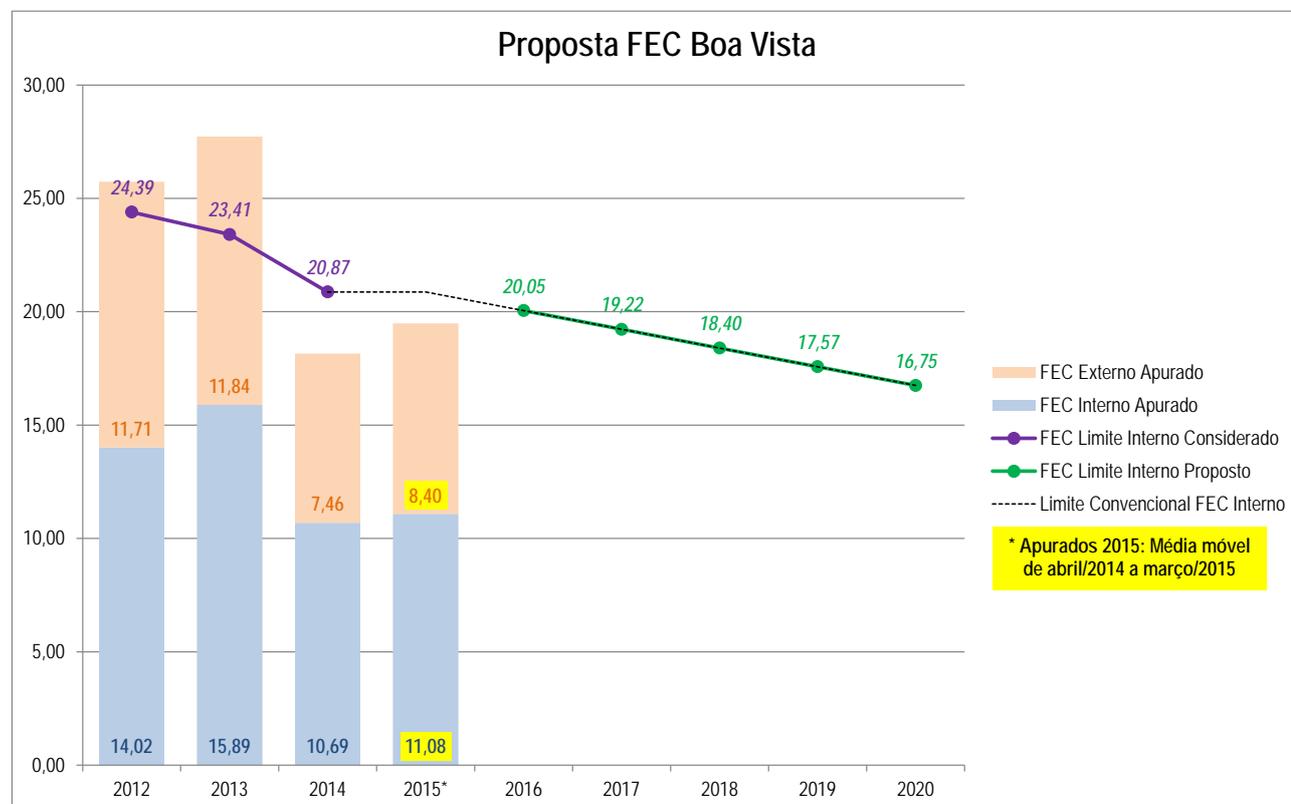
\* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.

(Anexo da Nota Técnica nº 0175/2015-SCT-SFE-SFF-SRD-SRM/ANEEL)



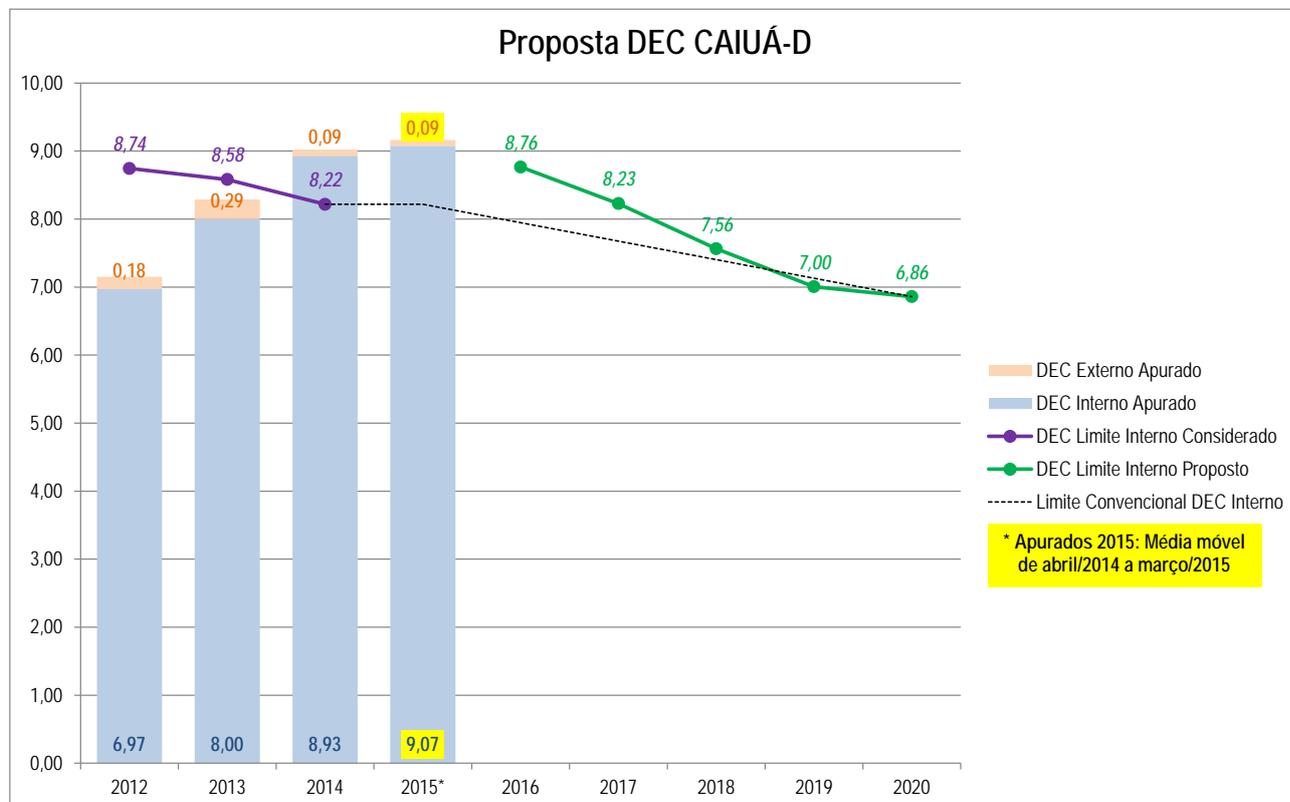
\* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.

(Anexo da Nota Técnica nº 0175/2015-SCT-SFE-SFF-SRD-SRM/ANEEL)



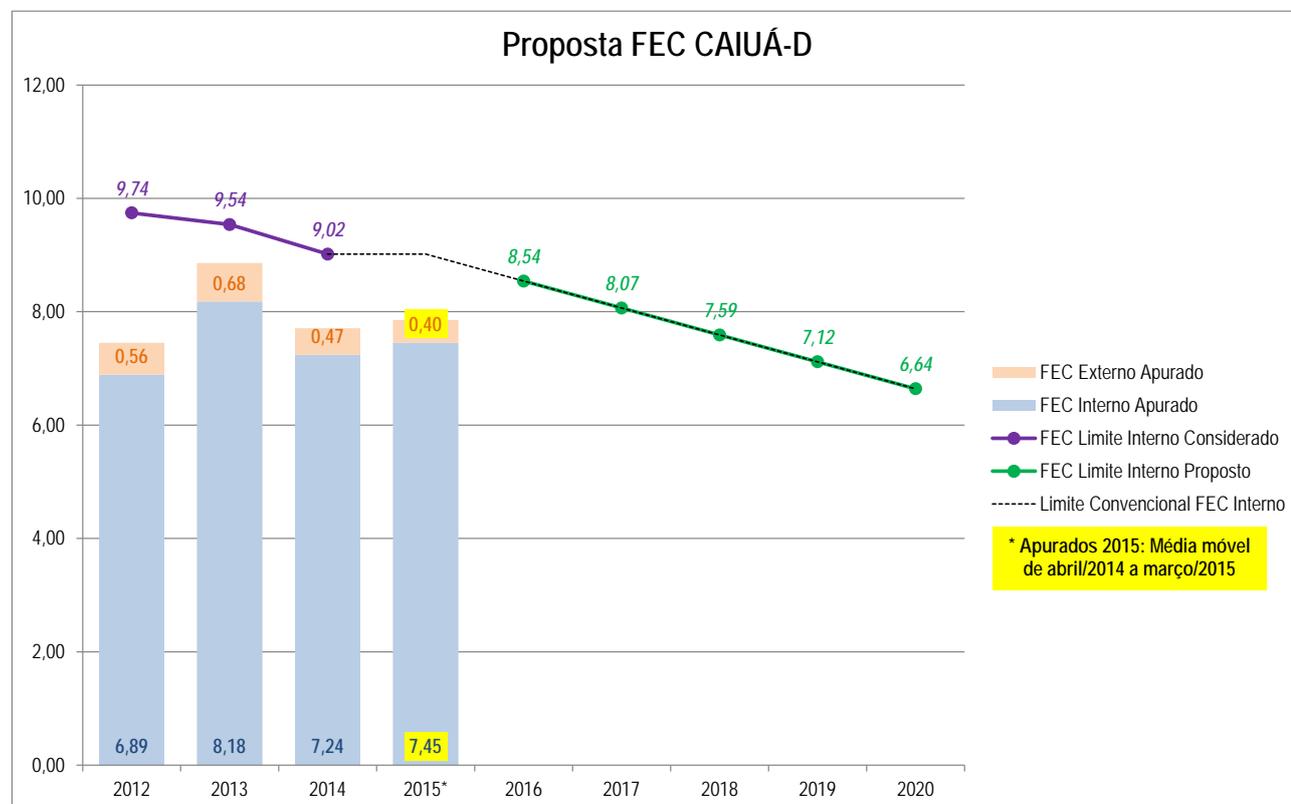
\* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.

(Anexo da Nota Técnica nº 0175/2015-SCT-SFE-SFF-SRD-SRM/ANEEL)



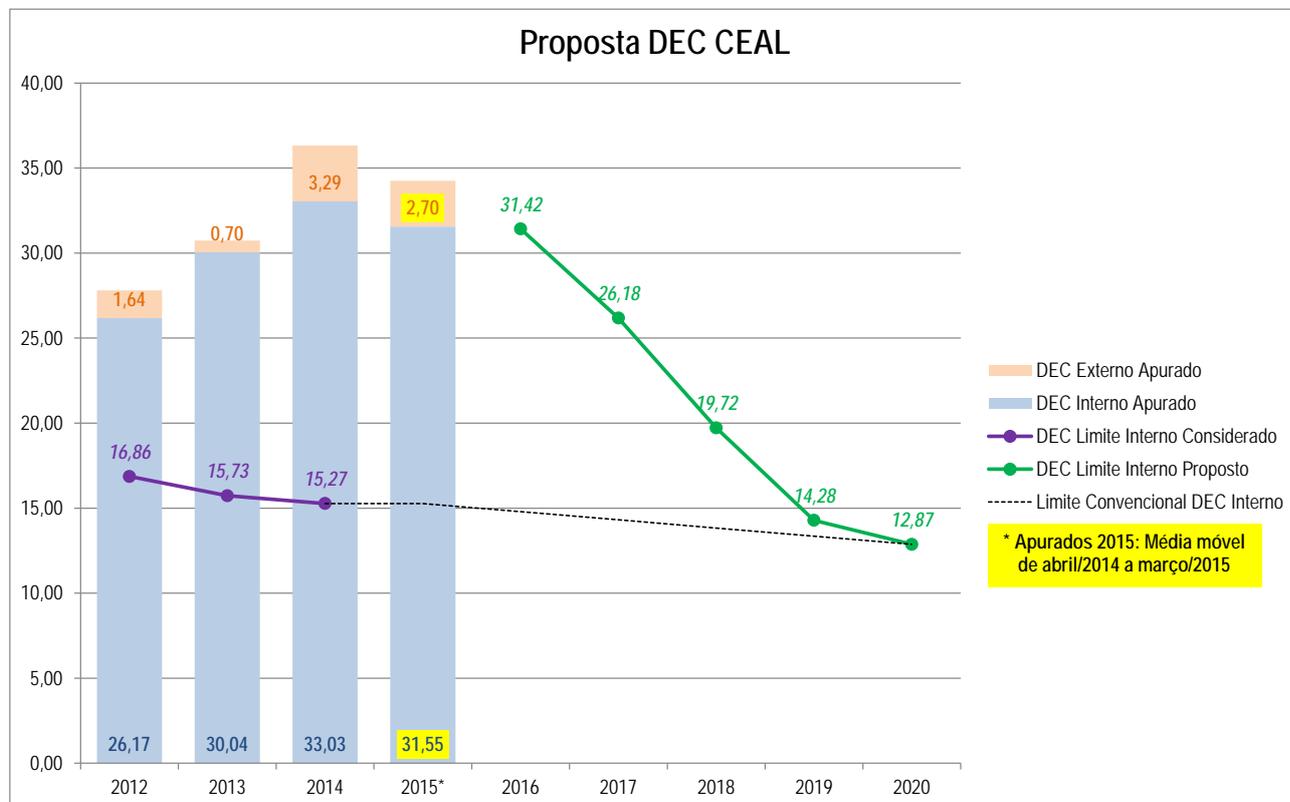
\* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.

(Anexo da Nota Técnica nº 0175/2015-SCT-SFE-SFF-SRD-SRM/ANEEL)



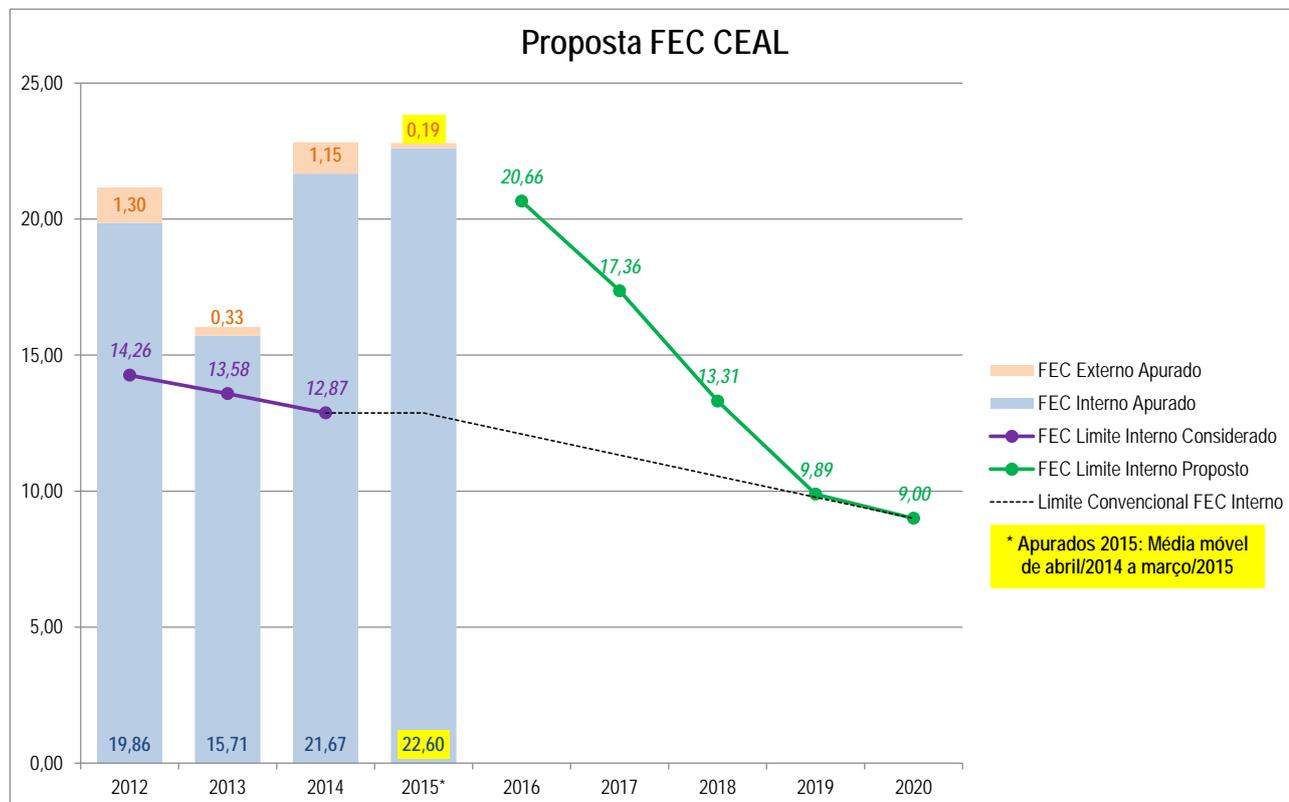
\* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.

(Anexo da Nota Técnica nº 0175/2015-SCT-SFE-SFF-SRD-SRM/ANEEL)



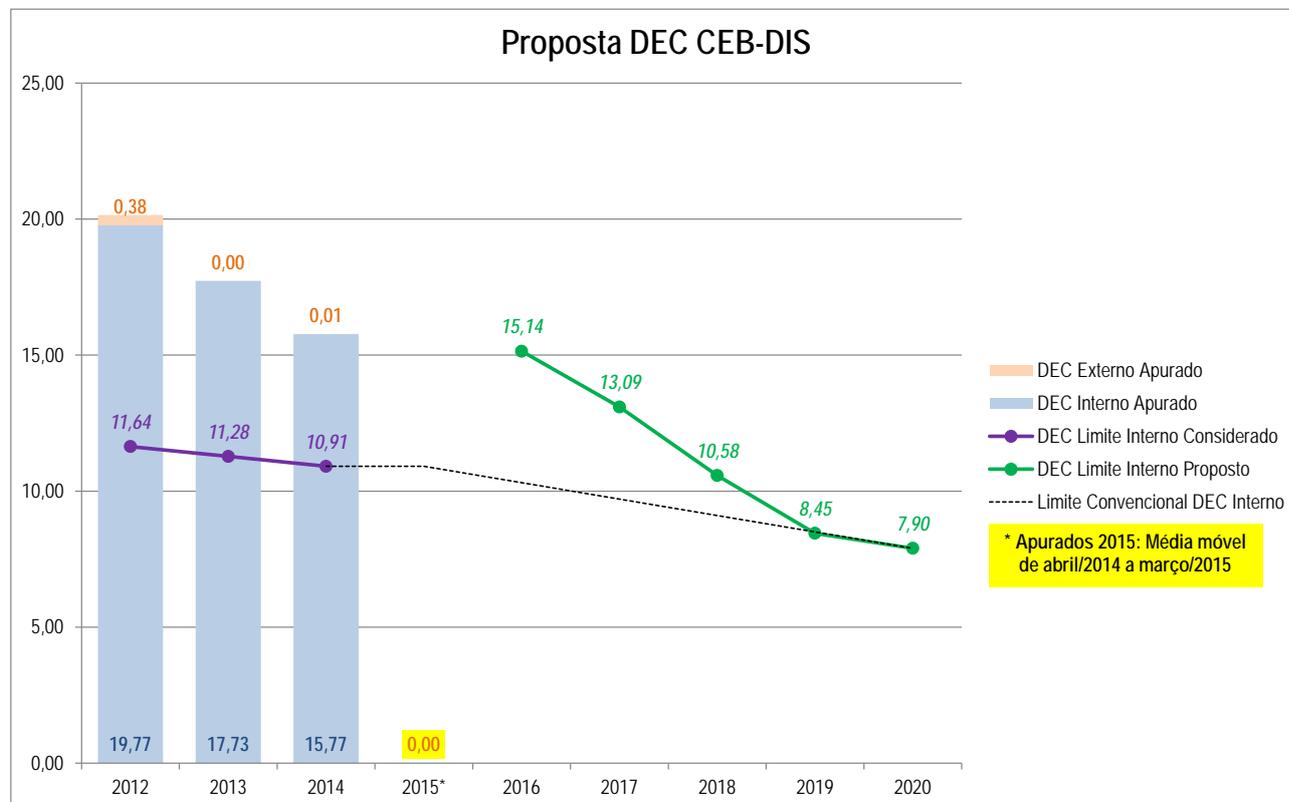
\* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.

(Anexo da Nota Técnica nº 0175/2015-SCT-SFE-SFF-SRD-SRM/ANEEL)



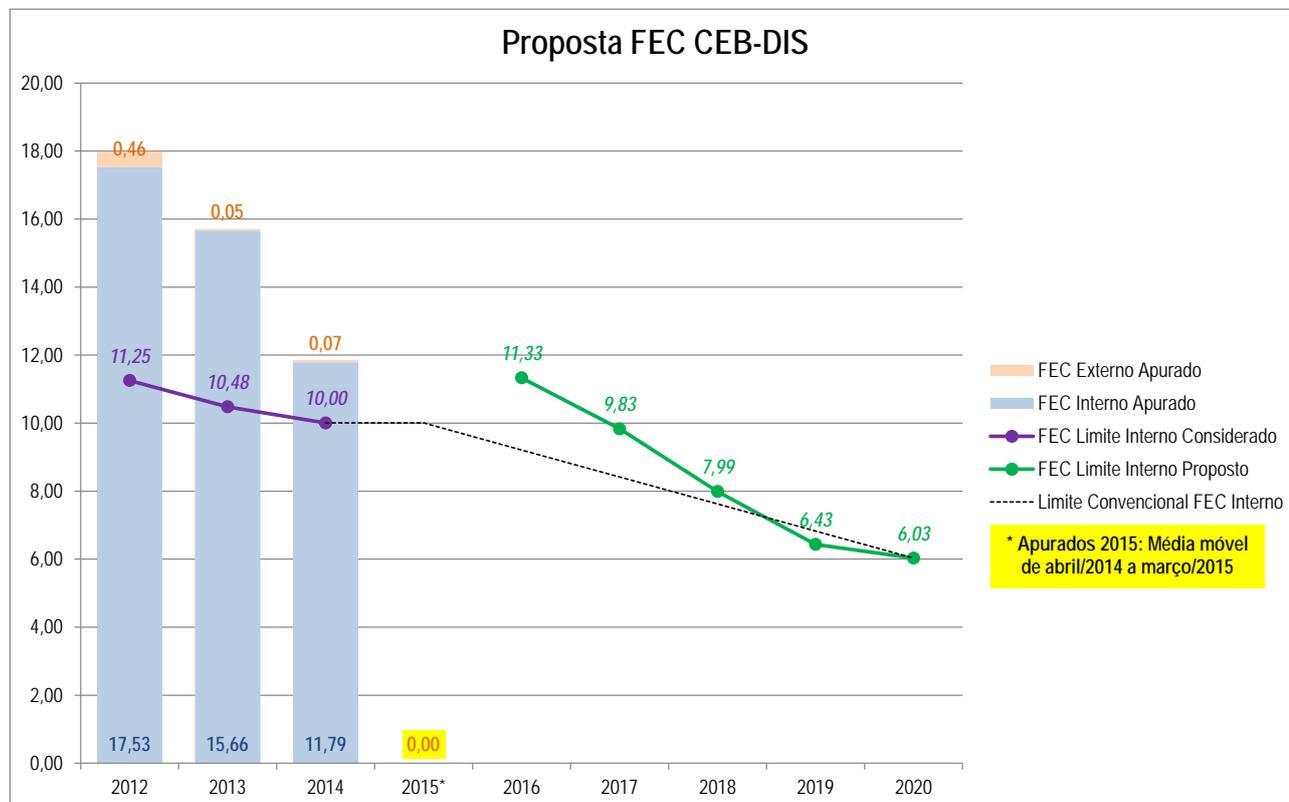
\* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.

(Anexo da Nota Técnica nº 0175/2015-SCT-SFE-SFF-SRD-SRM/ANEEL)



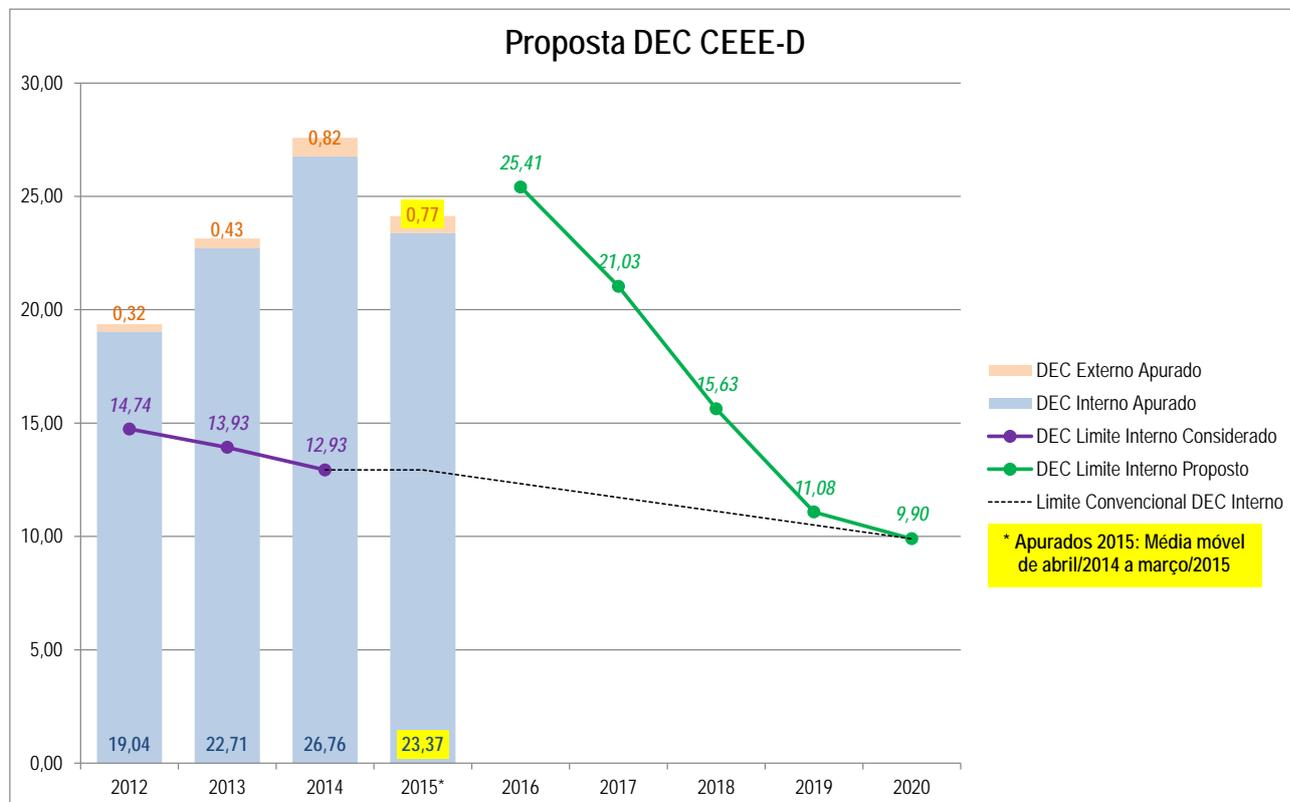
\* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.

(Anexo da Nota Técnica nº 0175/2015-SCT-SFE-SFF-SRD-SRM/ANEEL)



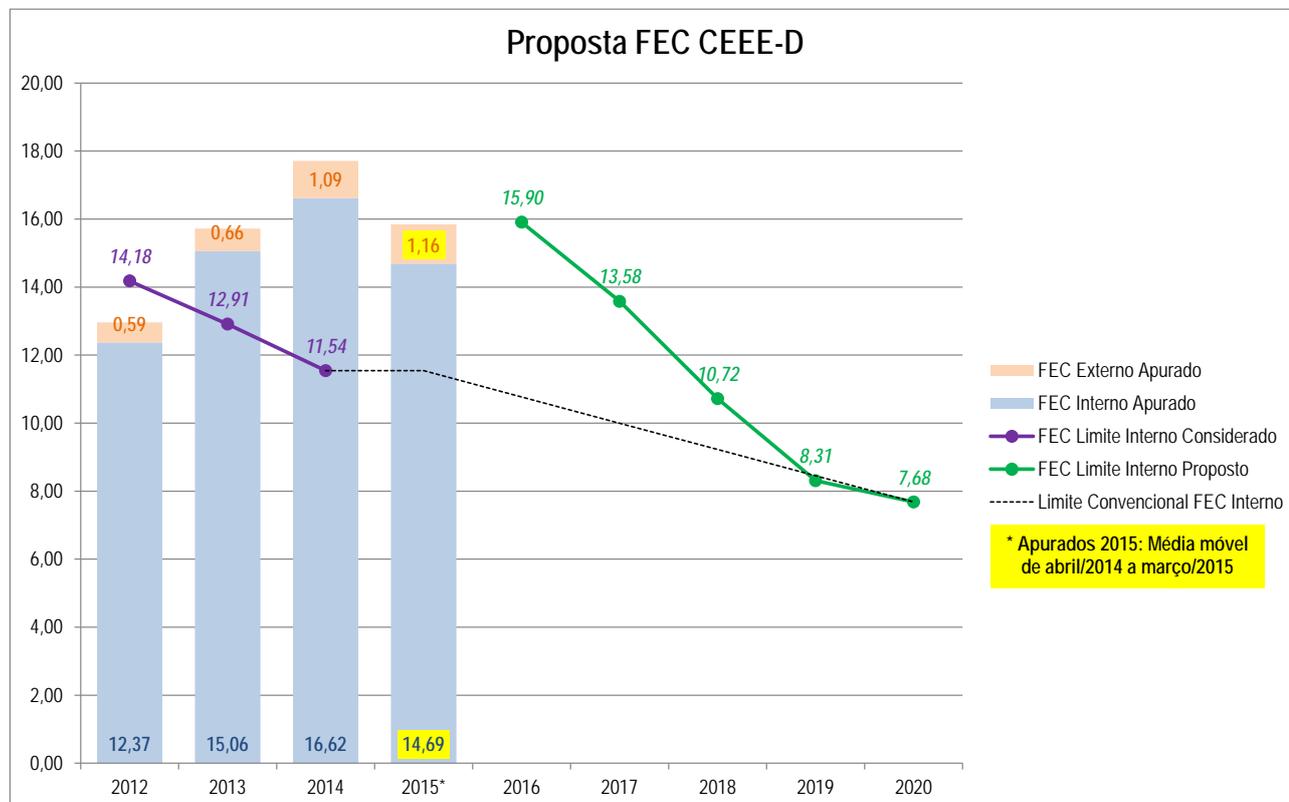
\* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.

(Anexo da Nota Técnica nº 0175/2015-SCT-SFE-SFF-SRD-SRM/ANEEL)



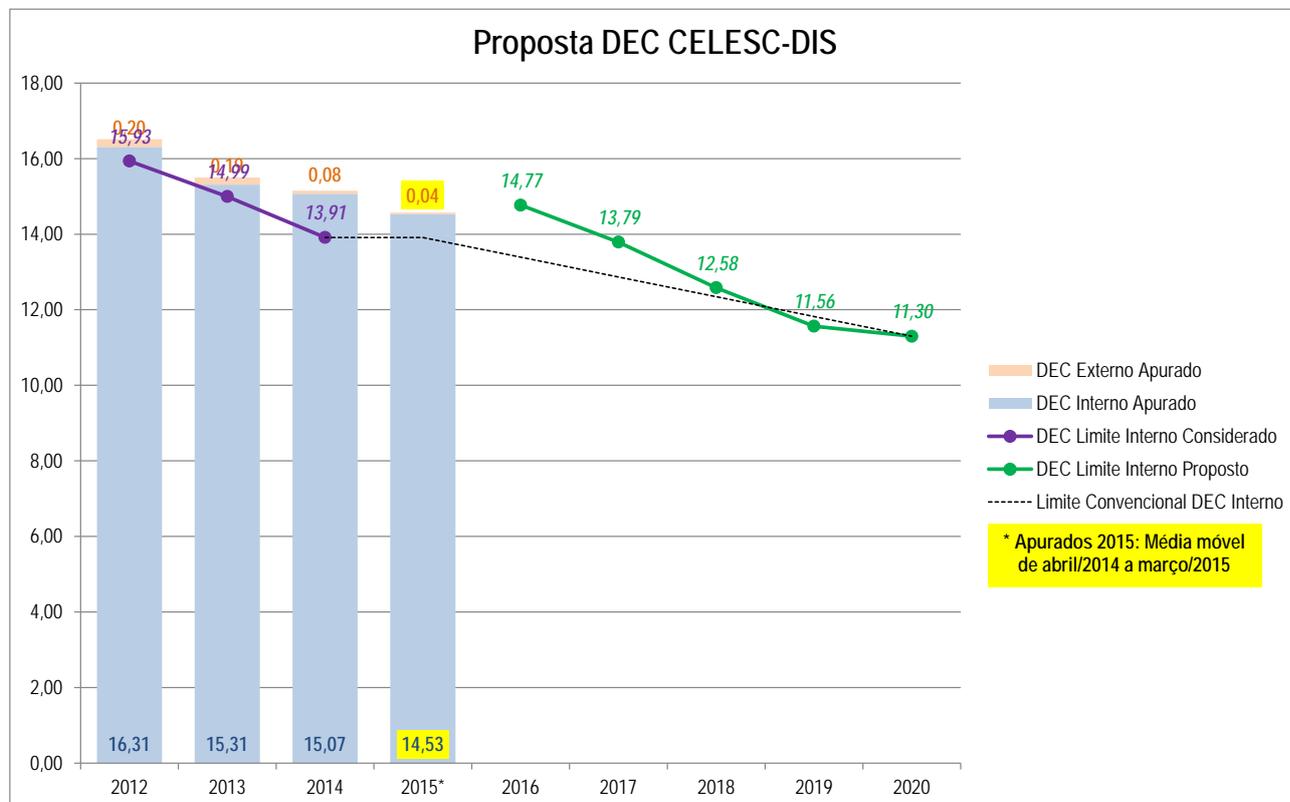
\* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.

(Anexo da Nota Técnica nº 0175/2015-SCT-SFE-SFF-SRD-SRM/ANEEL)



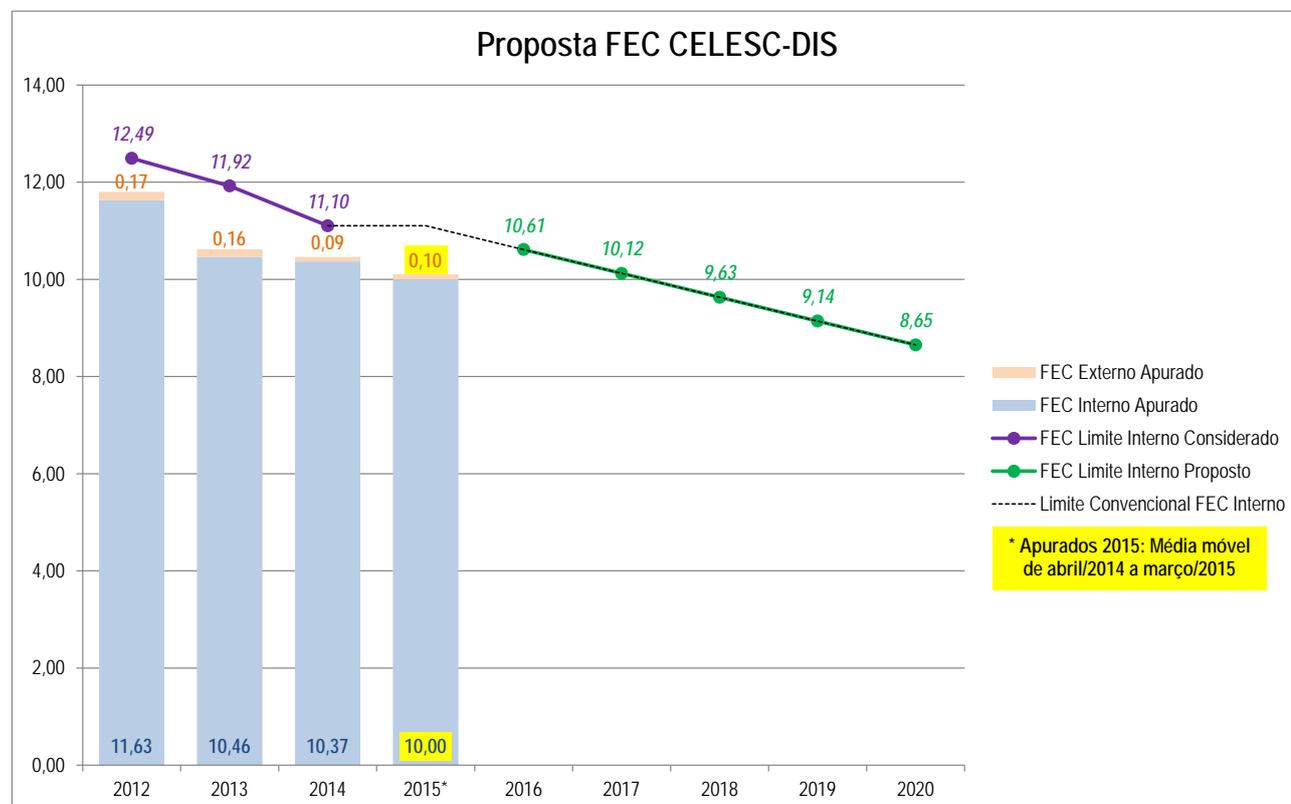
\* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.

(Anexo da Nota Técnica nº 0175/2015-SCT-SFE-SFF-SRD-SRM/ANEEL)



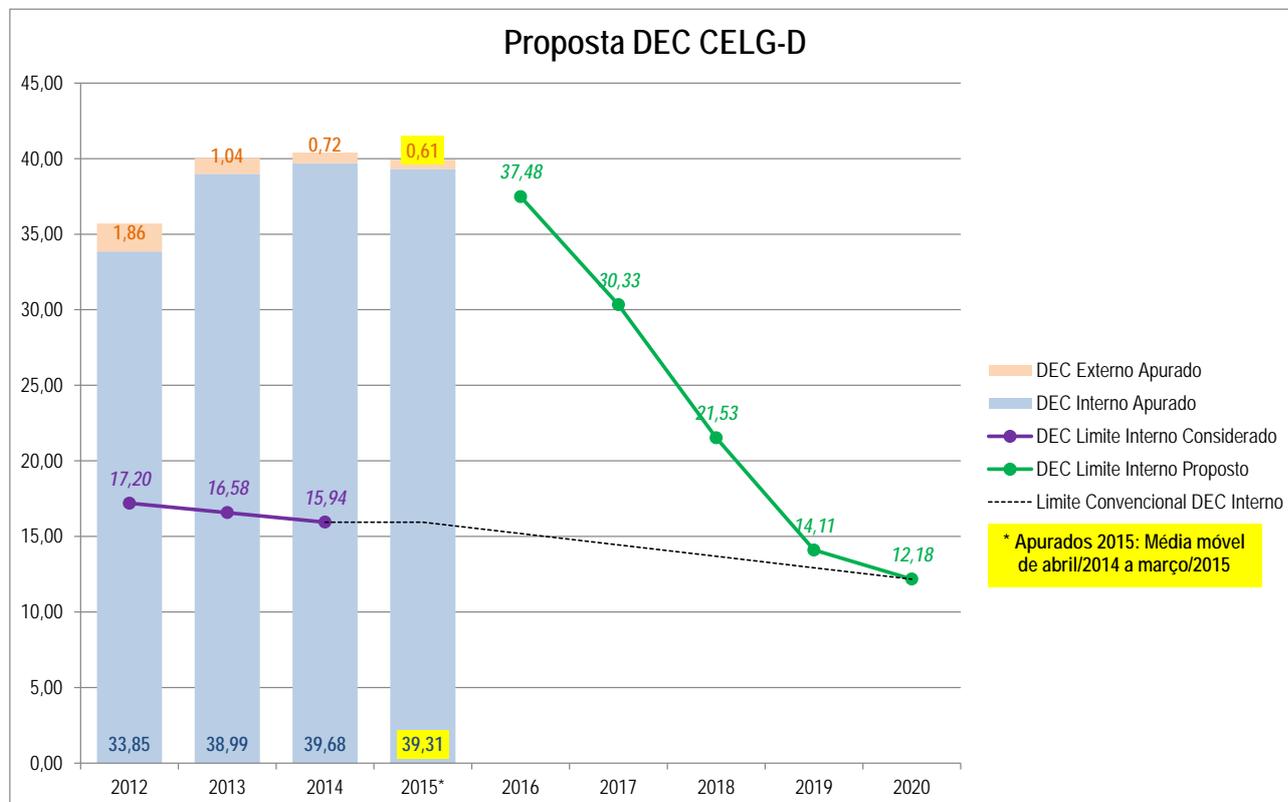
\* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.

(Anexo da Nota Técnica nº 0175/2015-SCT-SFE-SFF-SRD-SRM/ANEEL)



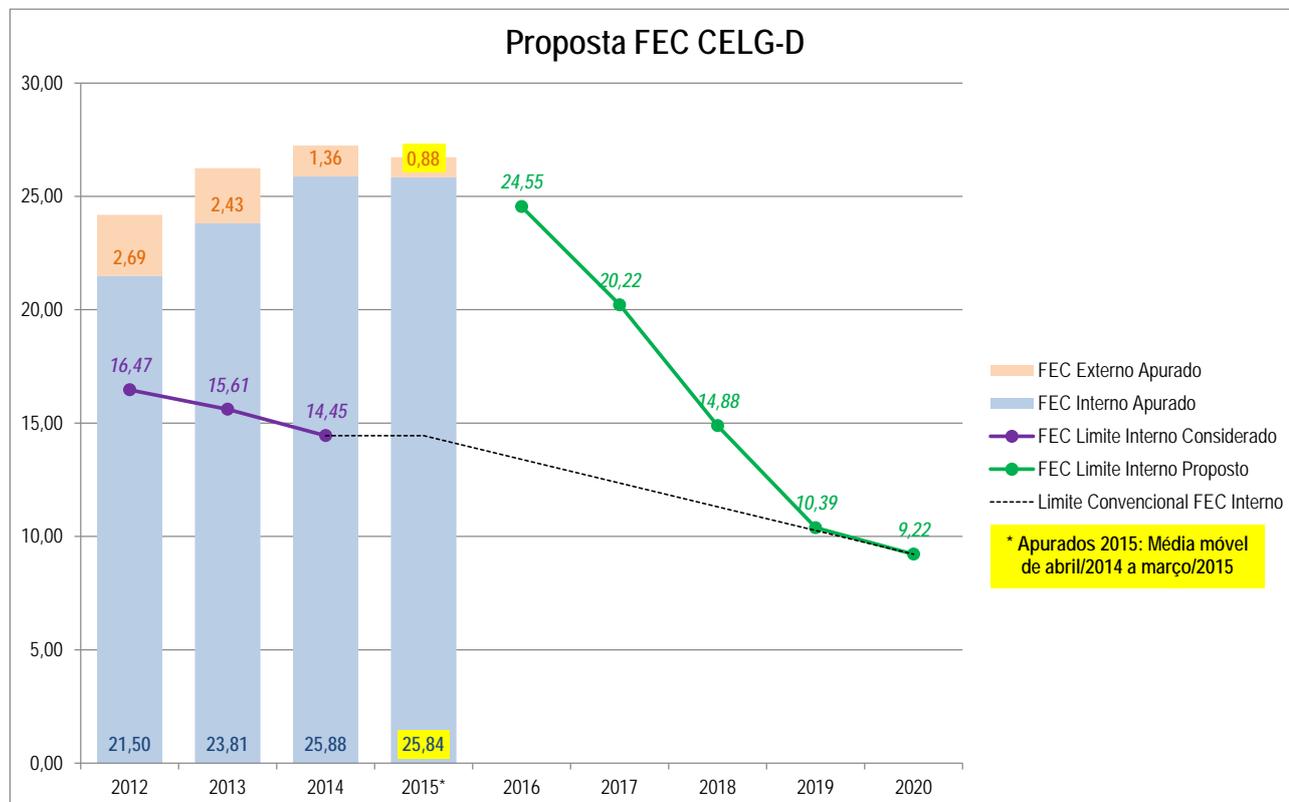
\* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.

(Anexo da Nota Técnica nº 0175/2015-SCT-SFE-SFF-SRD-SRM/ANEEL)



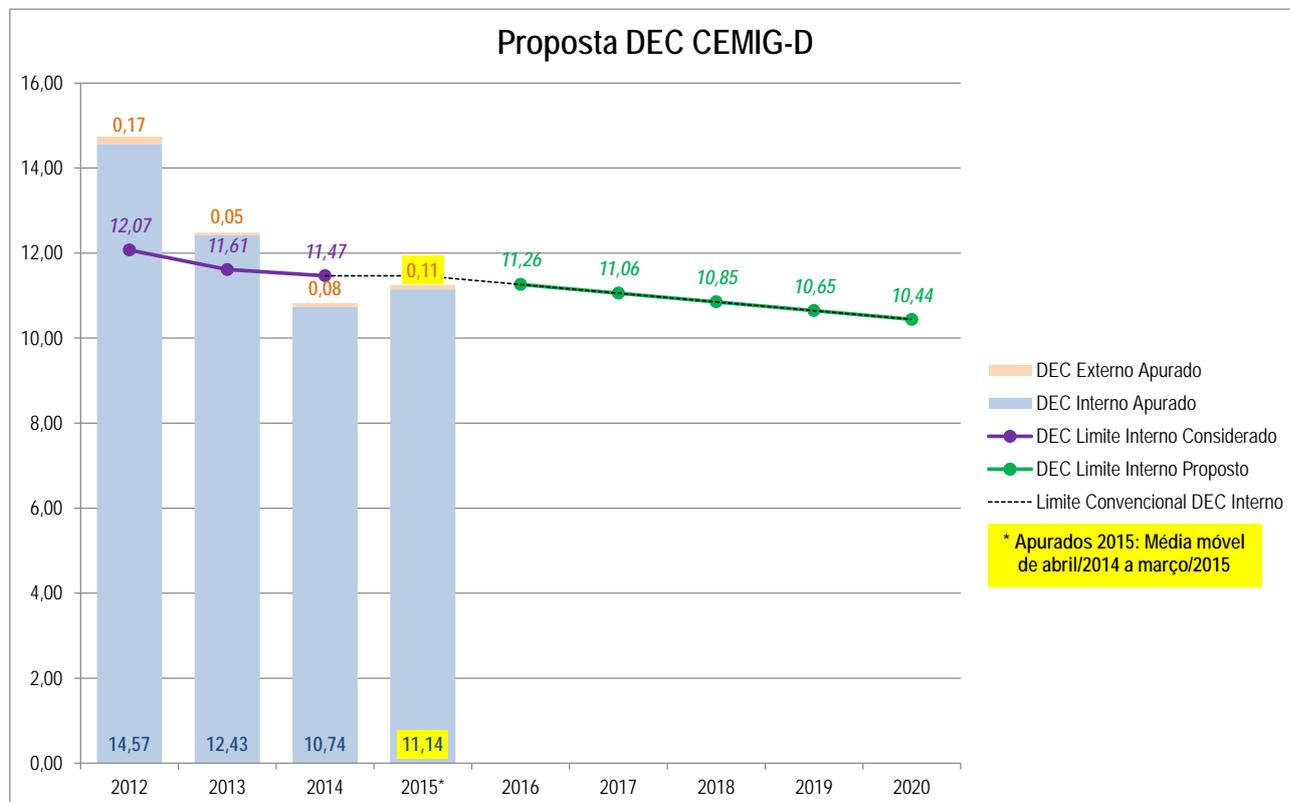
\* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.

(Anexo da Nota Técnica nº 0175/2015-SCT-SFE-SFF-SRD-SRM/ANEEL)



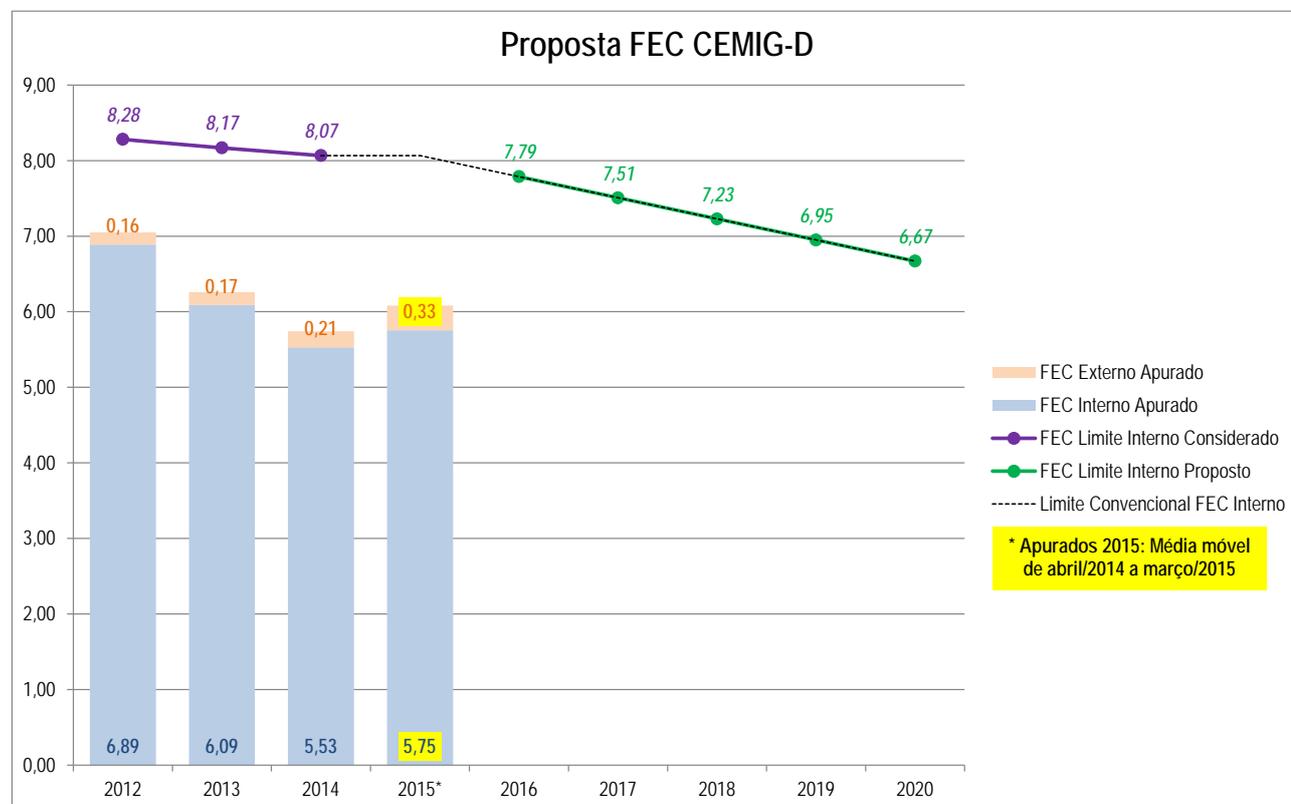
\* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.

(Anexo da Nota Técnica nº 0175/2015-SCT-SFE-SFF-SRD-SRM/ANEEL)



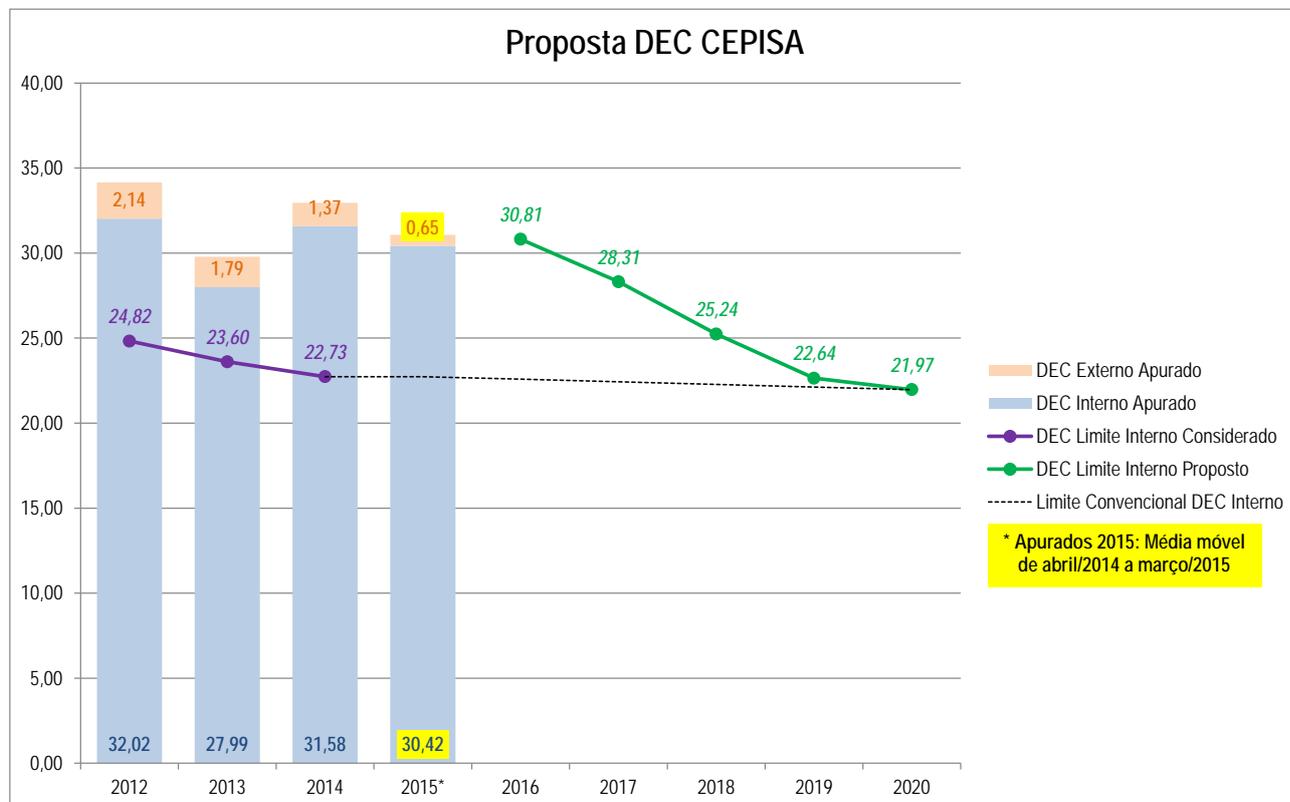
\* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.

(Anexo da Nota Técnica nº 0175/2015-SCT-SFE-SFF-SRD-SRM/ANEEL)



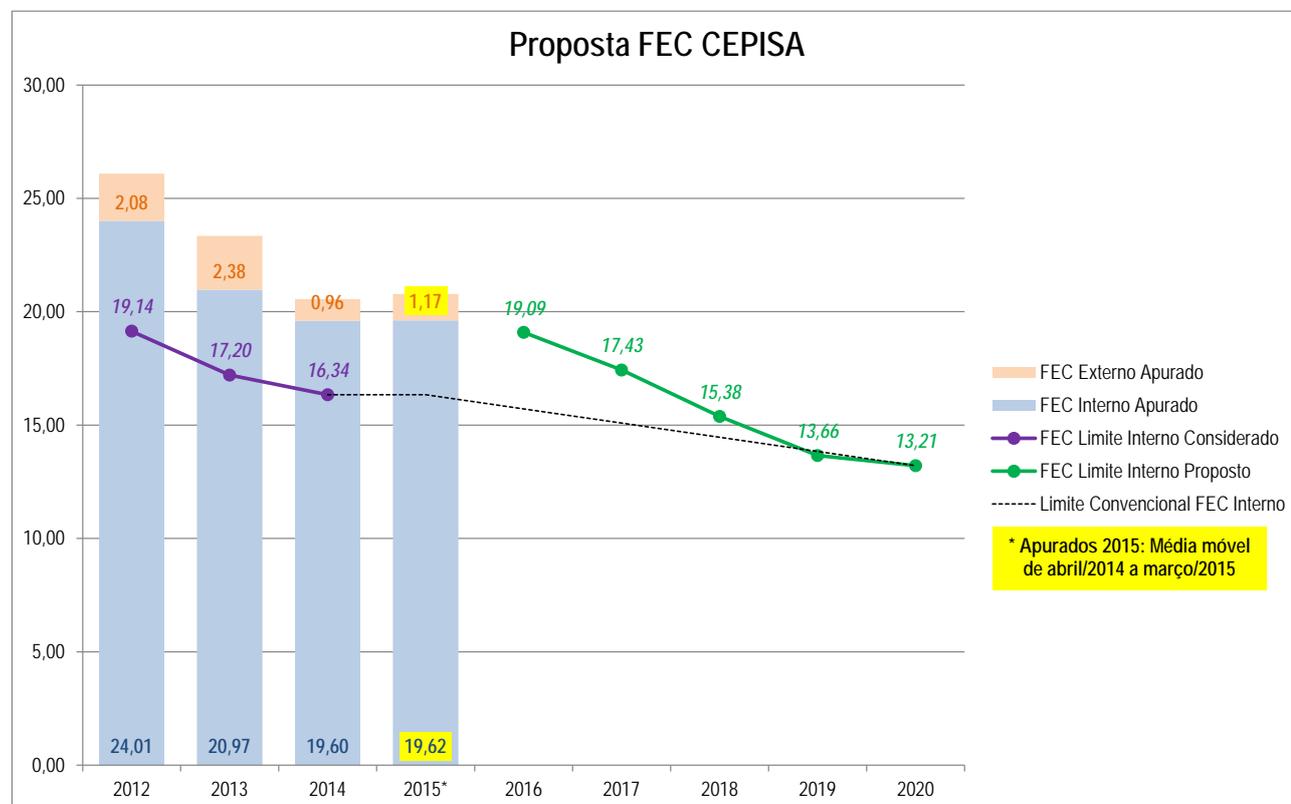
\* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.

(Anexo da Nota Técnica nº 0175/2015-SCT-SFE-SFF-SRD-SRM/ANEEL)



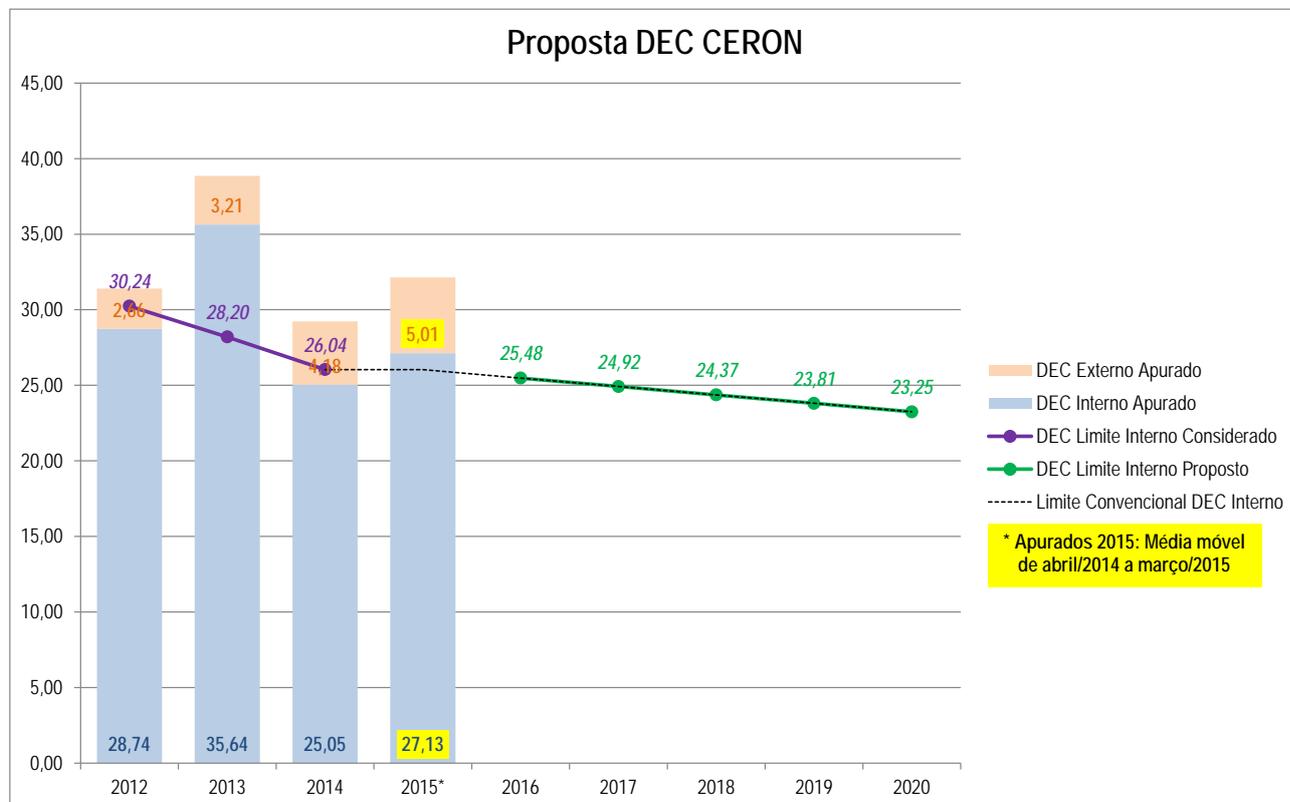
\* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.

(Anexo da Nota Técnica nº 0175/2015-SCT-SFE-SFF-SRD-SRM/ANEEL)



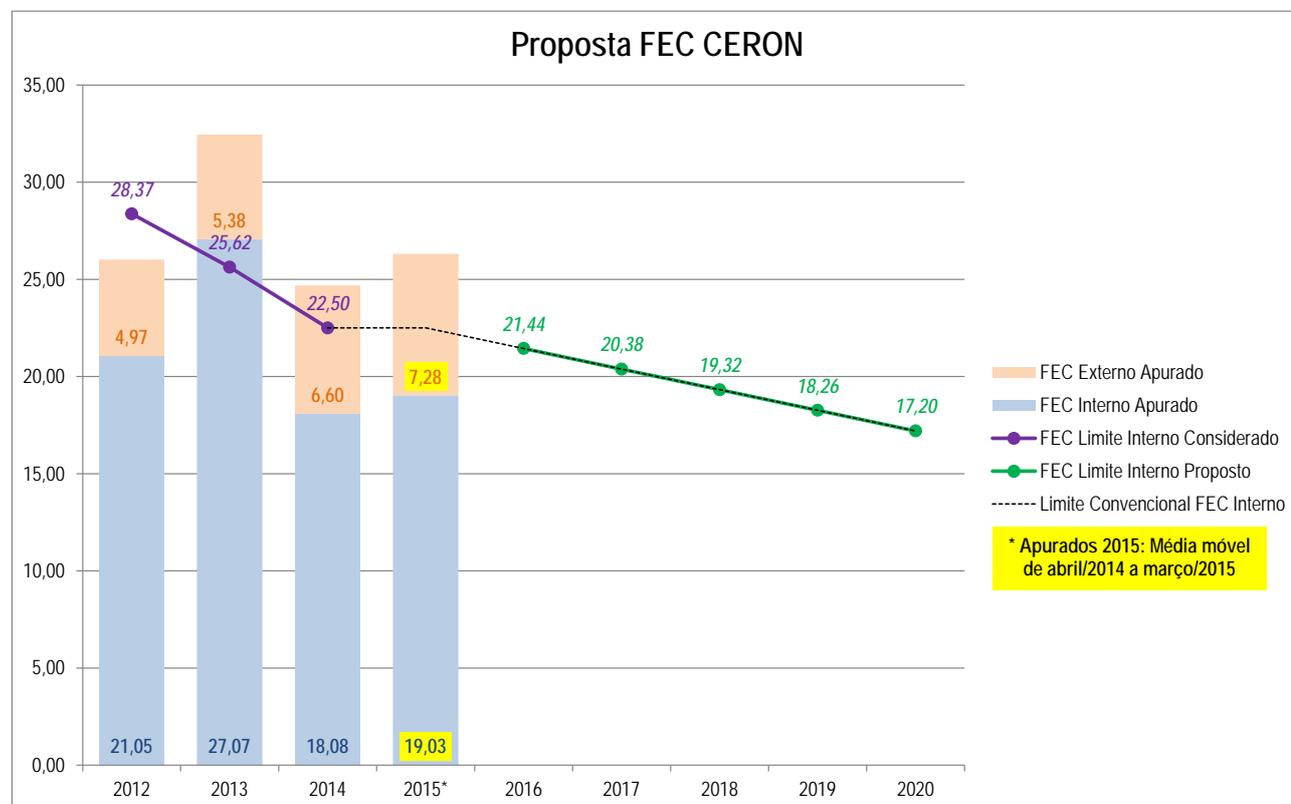
\* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.

(Anexo da Nota Técnica nº 0175/2015-SCT-SFE-SFF-SRD-SRM/ANEEL)



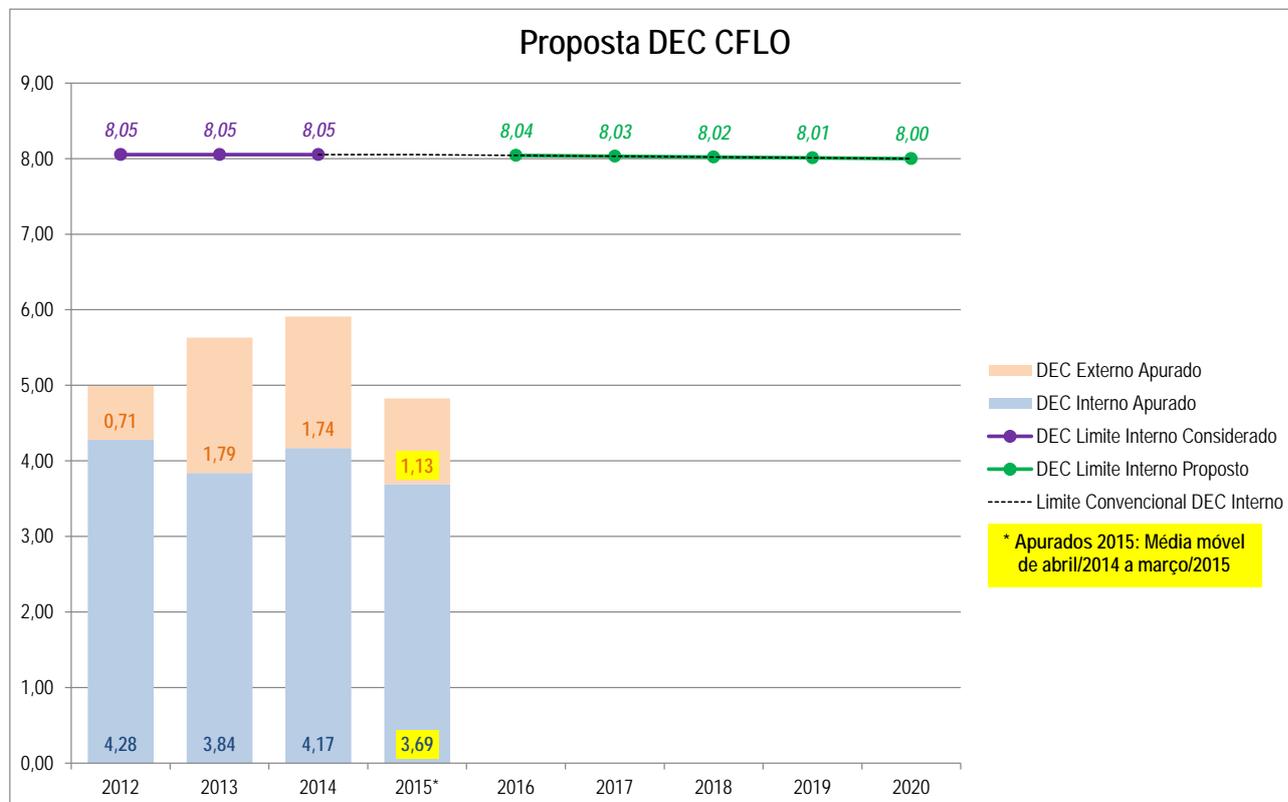
\* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.

(Anexo da Nota Técnica nº 0175/2015-SCT-SFE-SFF-SRD-SRM/ANEEL)



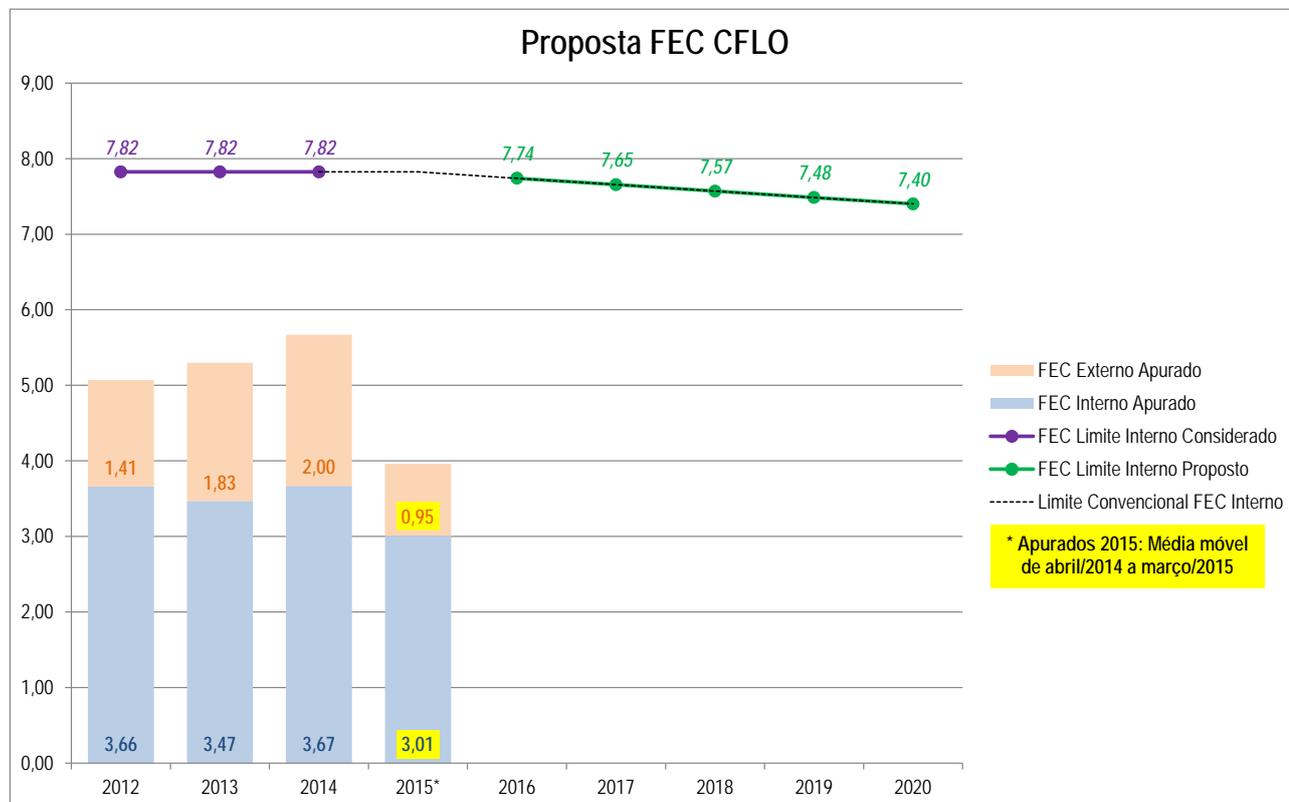
\* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.

(Anexo da Nota Técnica nº 0175/2015-SCT-SFE-SFF-SRD-SRM/ANEEL)



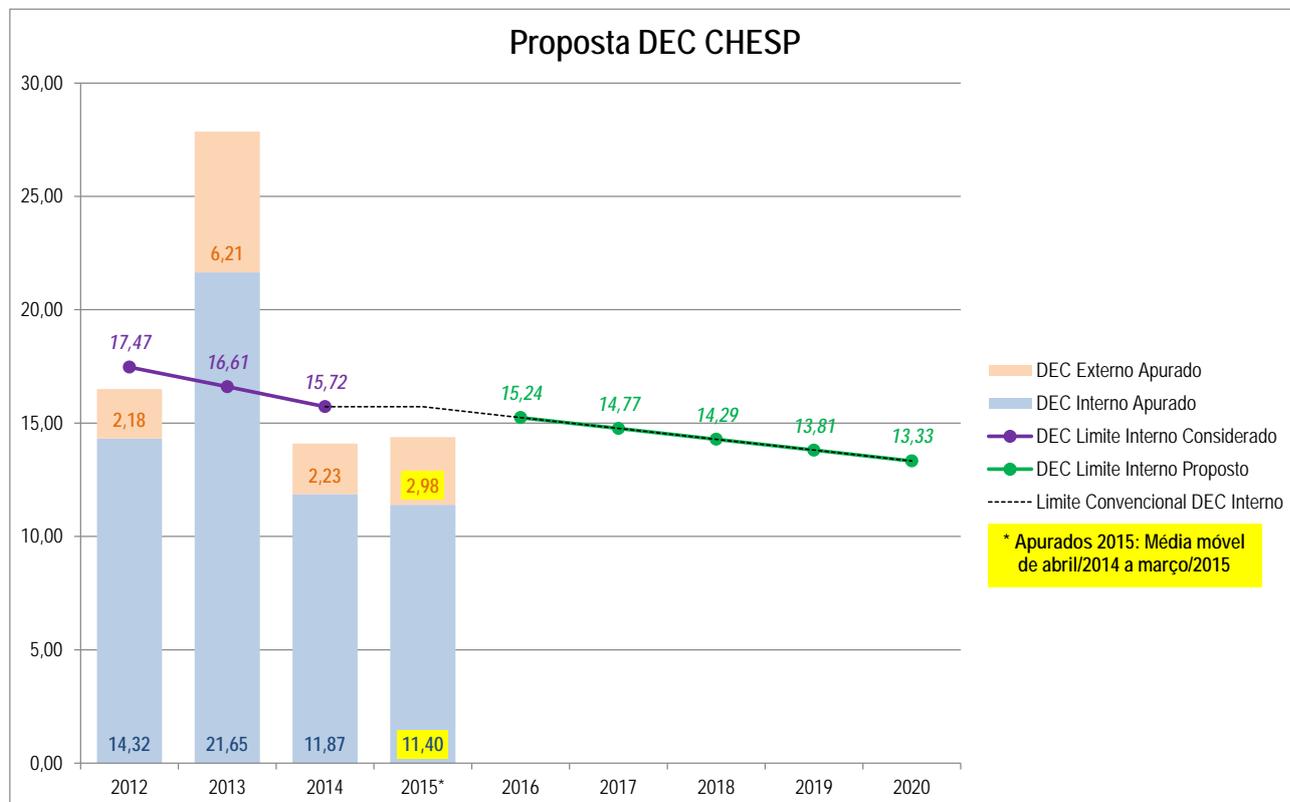
\* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.

(Anexo da Nota Técnica nº 0175/2015-SCT-SFE-SFF-SRD-SRM/ANEEL)



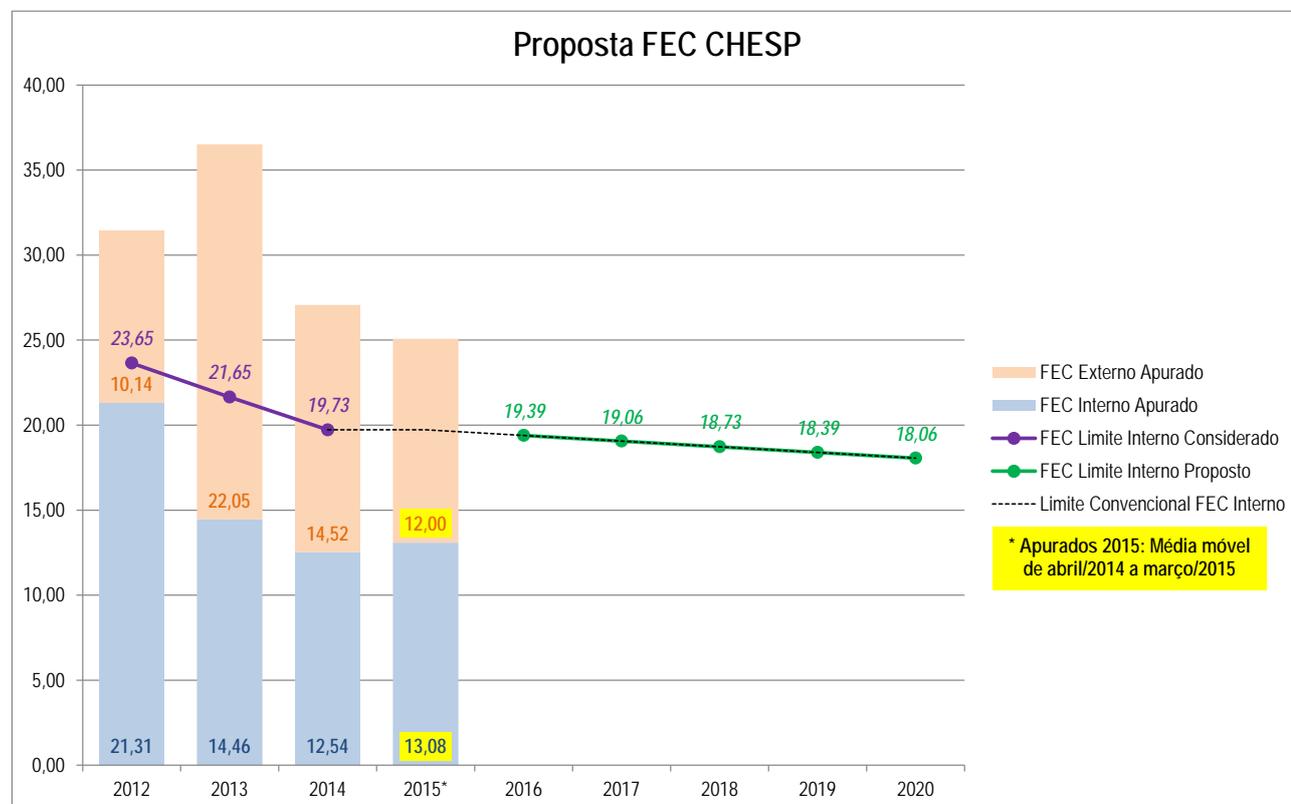
\* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.

(Anexo da Nota Técnica nº 0175/2015-SCT-SFE-SFF-SRD-SRM/ANEEL)



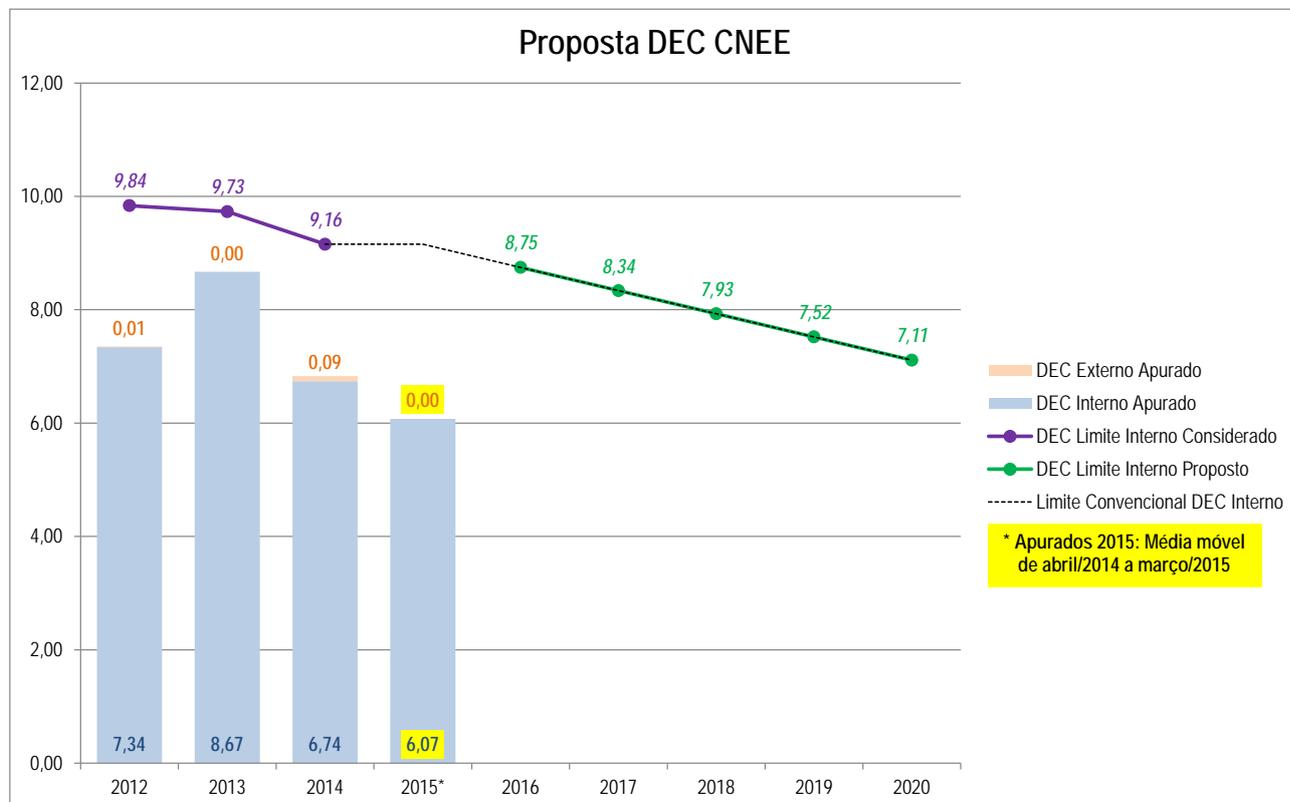
\* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.

(Anexo da Nota Técnica nº 0175/2015-SCT-SFE-SFF-SRD-SRM/ANEEL)



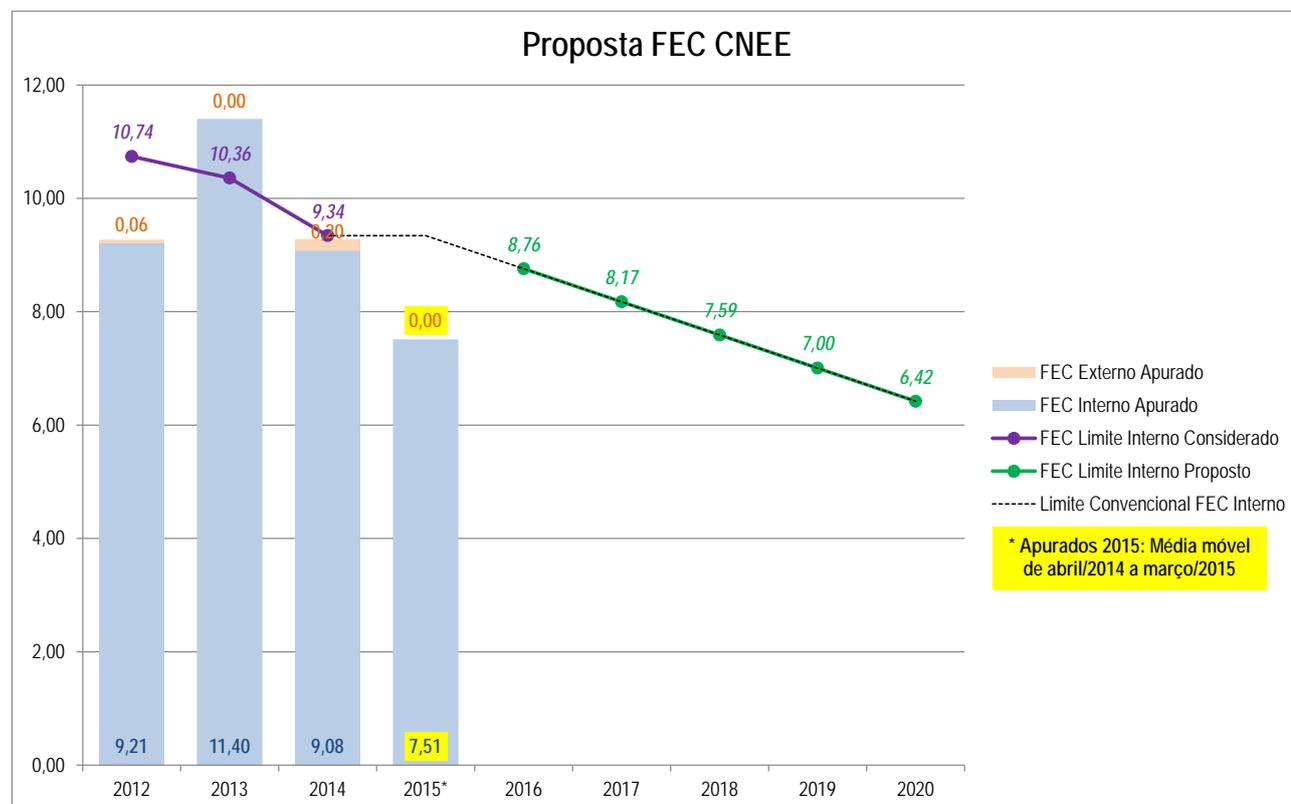
\* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.

(Anexo da Nota Técnica nº 0175/2015-SCT-SFE-SFF-SRD-SRM/ANEEL)



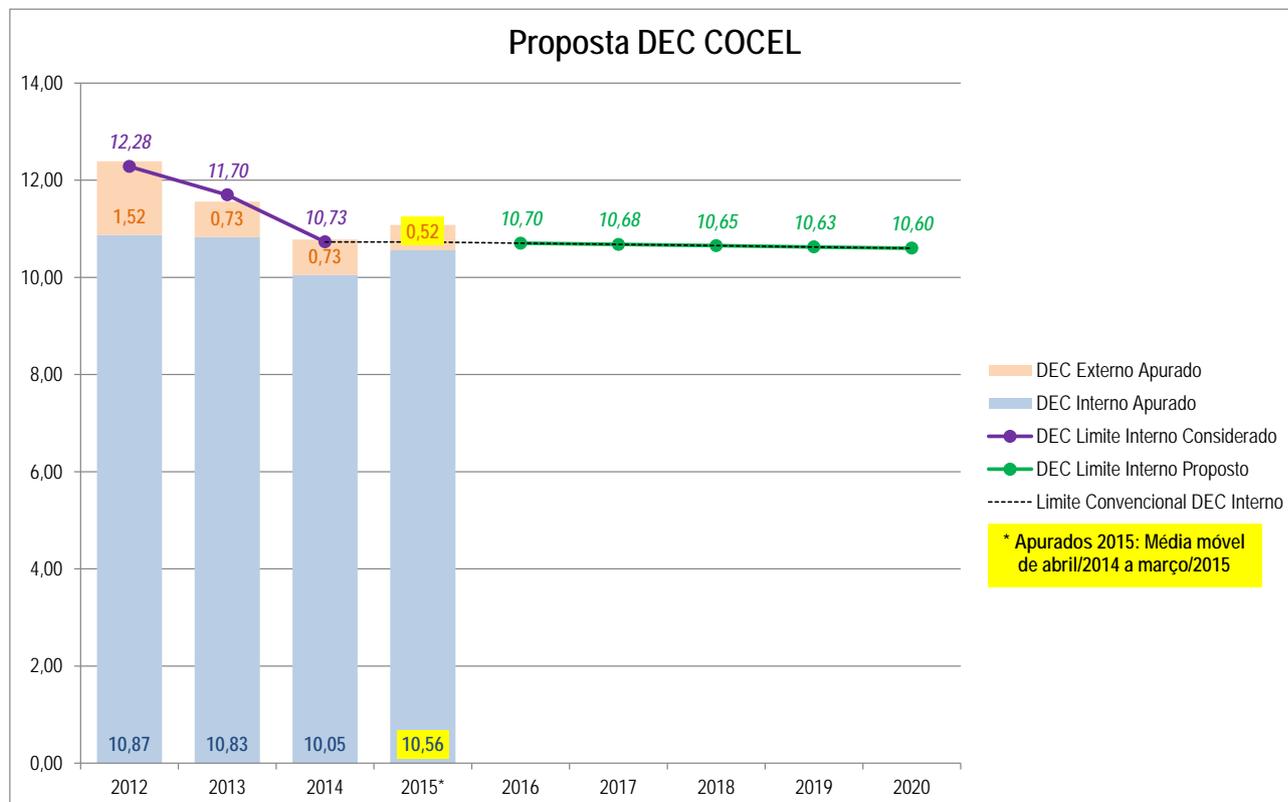
\* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.

(Anexo da Nota Técnica nº 0175/2015-SCT-SFE-SFF-SRD-SRM/ANEEL)



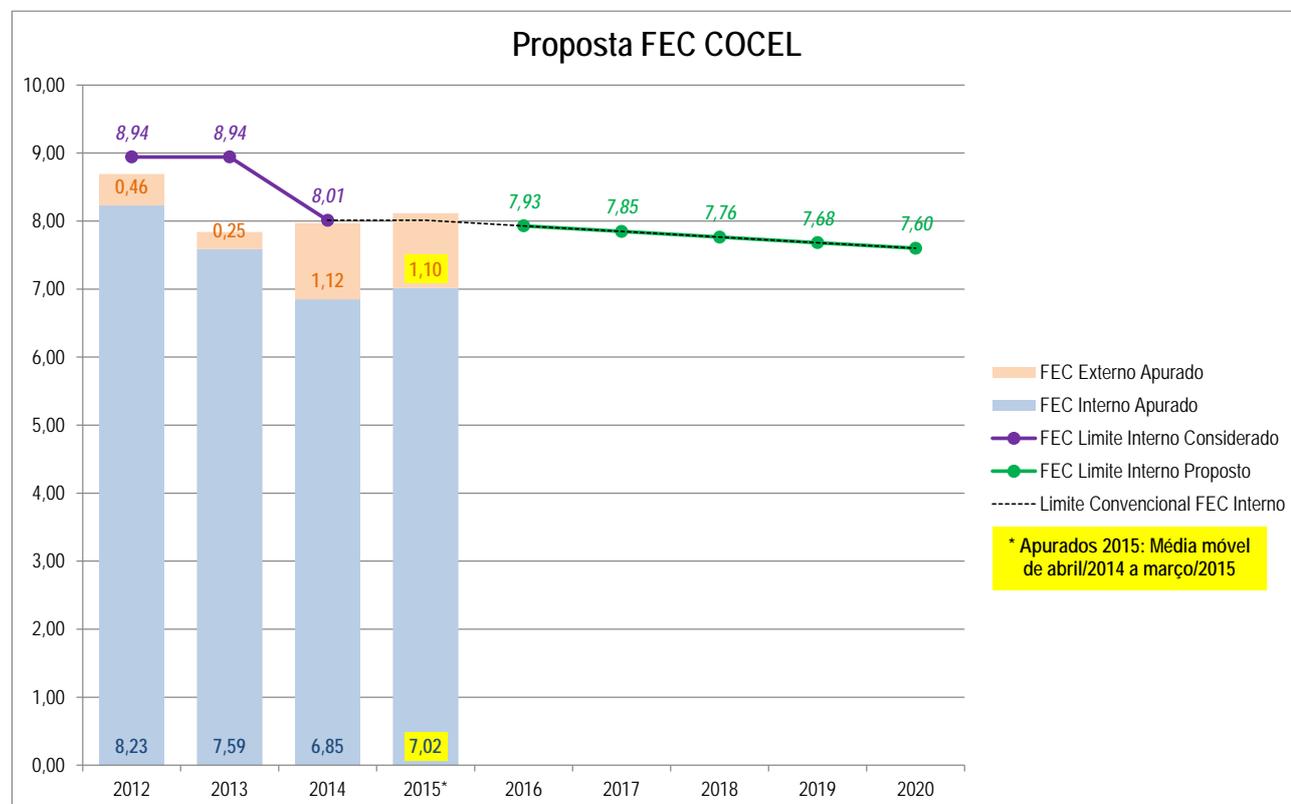
\* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.

(Anexo da Nota Técnica nº 0175/2015-SCT-SFE-SFF-SRD-SRM/ANEEL)



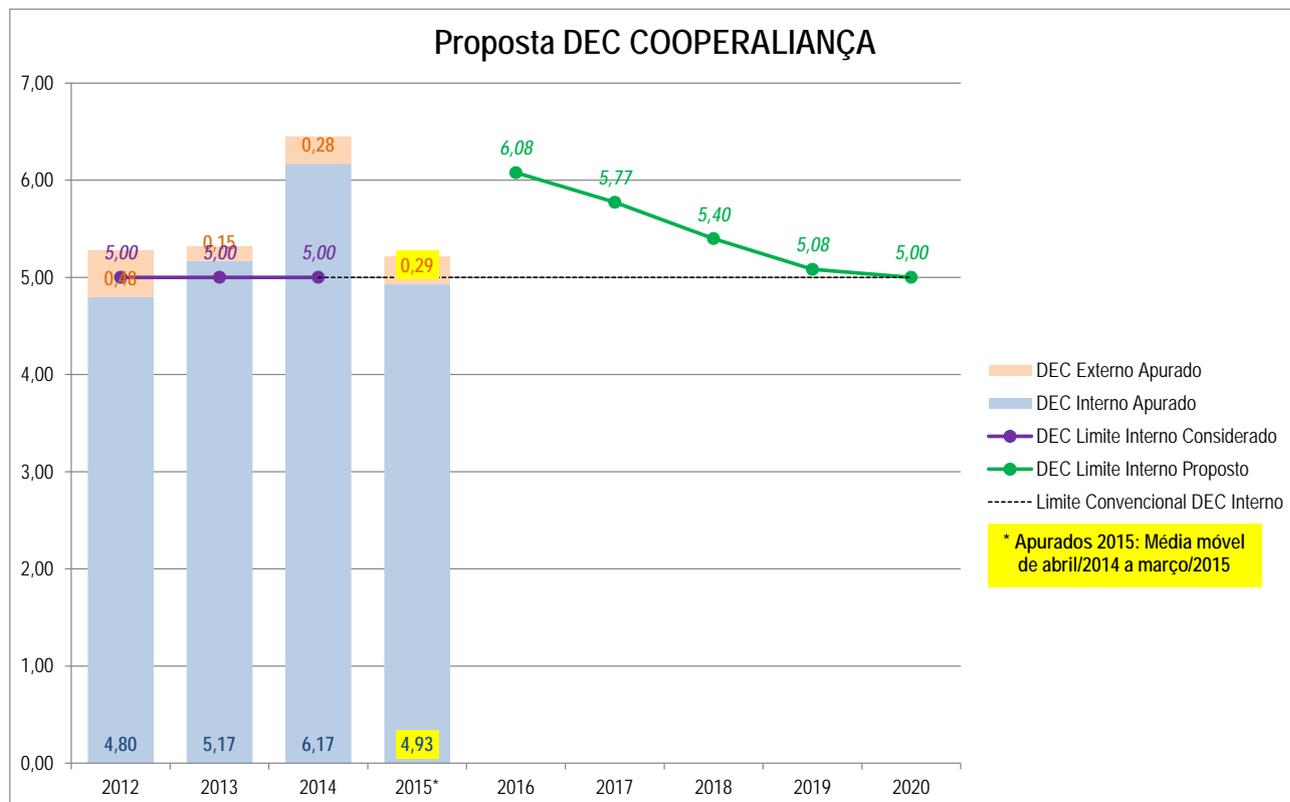
\* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.

(Anexo da Nota Técnica nº 0175/2015-SCT-SFE-SFF-SRD-SRM/ANEEL)



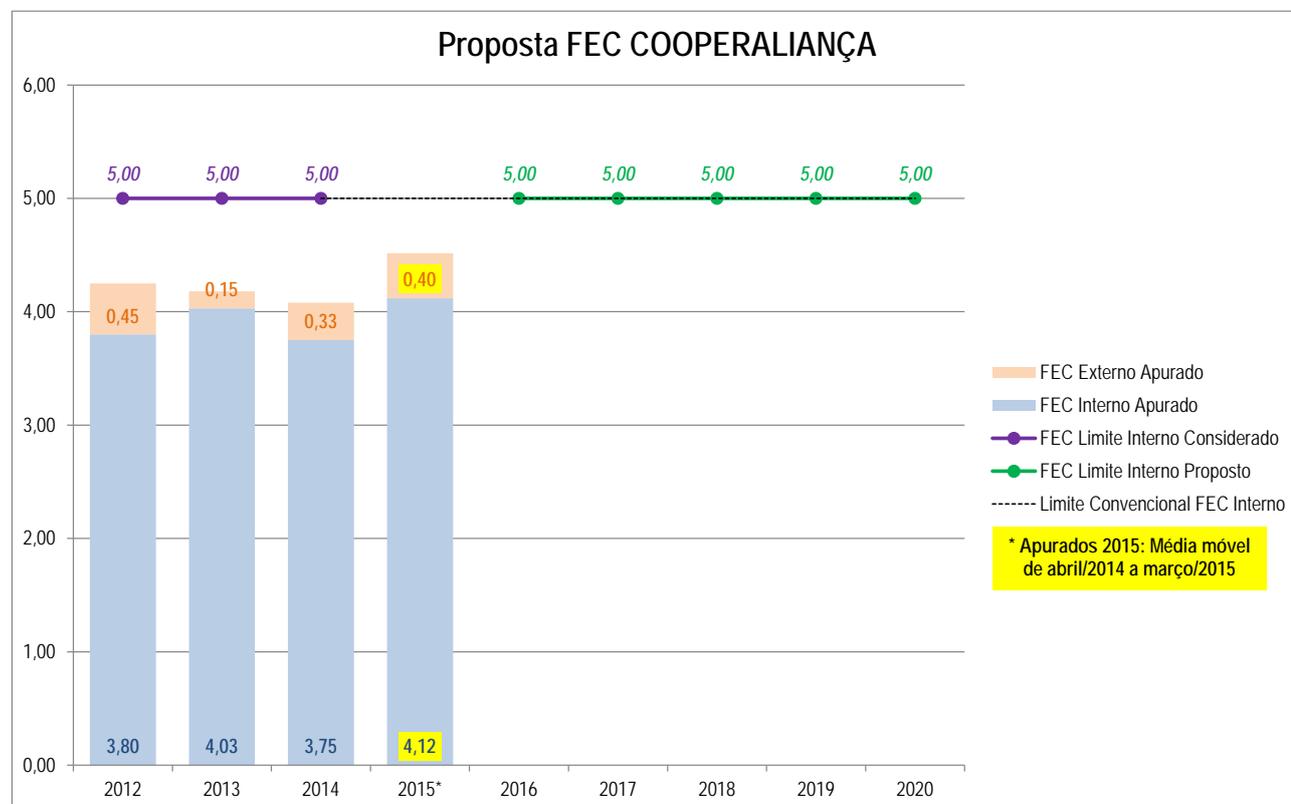
\* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.

(Anexo da Nota Técnica nº 0175/2015-SCT-SFE-SFF-SRD-SRM/ANEEL)



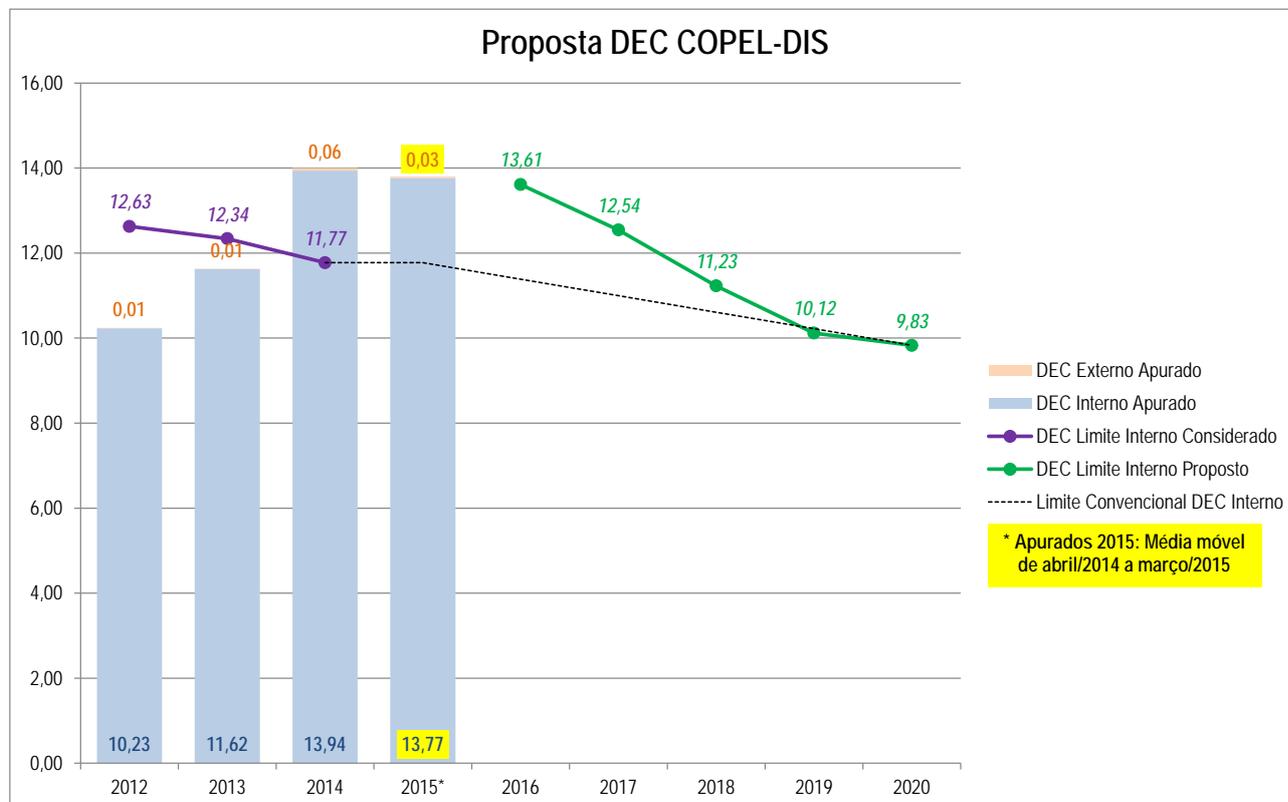
\* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.

(Anexo da Nota Técnica nº 0175/2015-SCT-SFE-SFF-SRD-SRM/ANEEL)



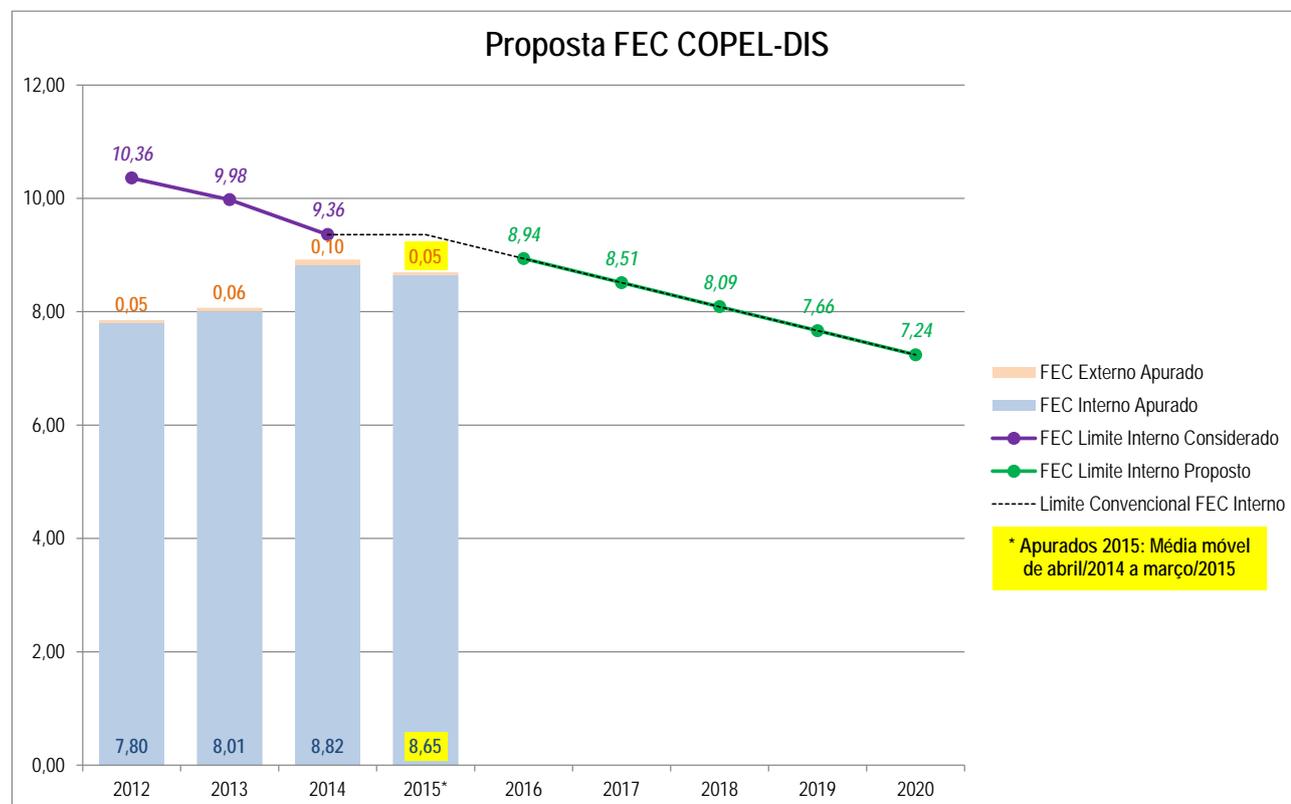
\* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.

(Anexo da Nota Técnica nº 0175/2015-SCT-SFE-SFF-SRD-SRM/ANEEL)



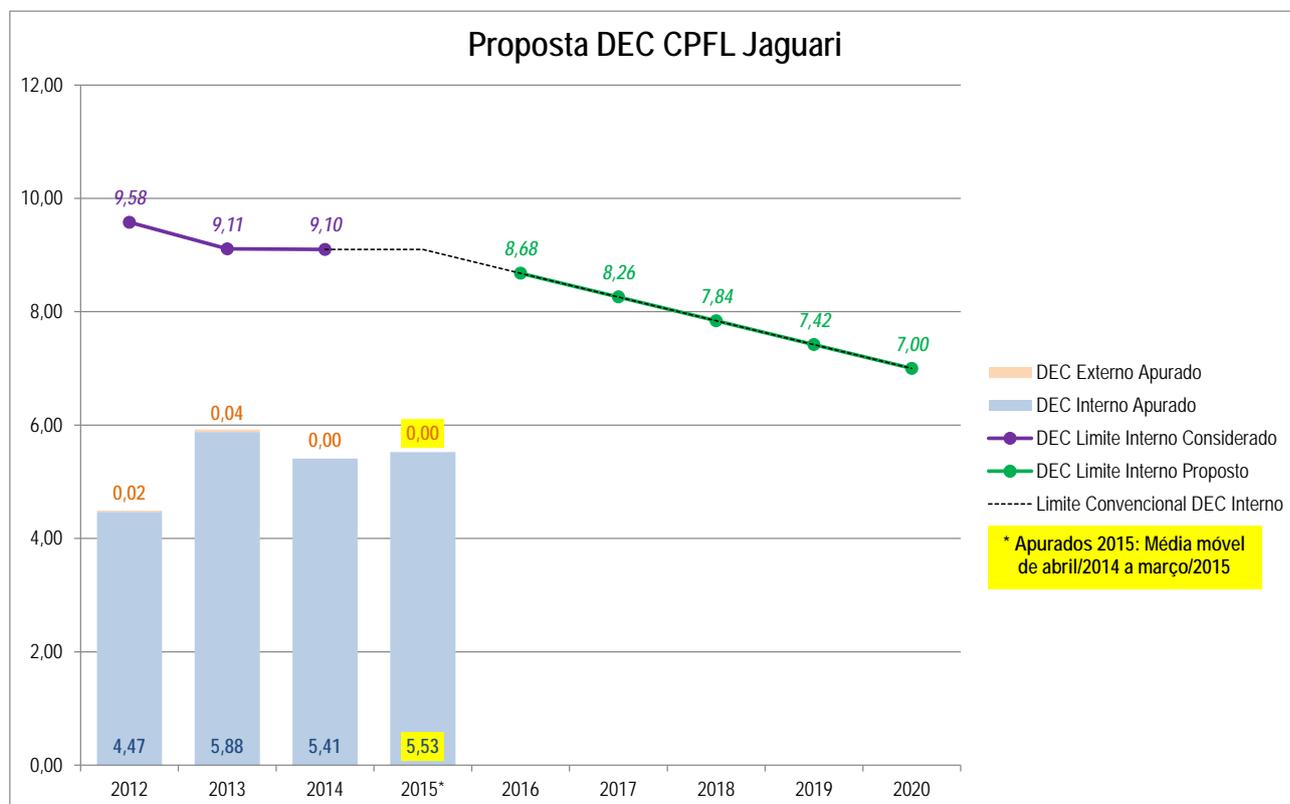
\* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.

(Anexo da Nota Técnica nº 0175/2015-SCT-SFE-SFF-SRD-SRM/ANEEL)



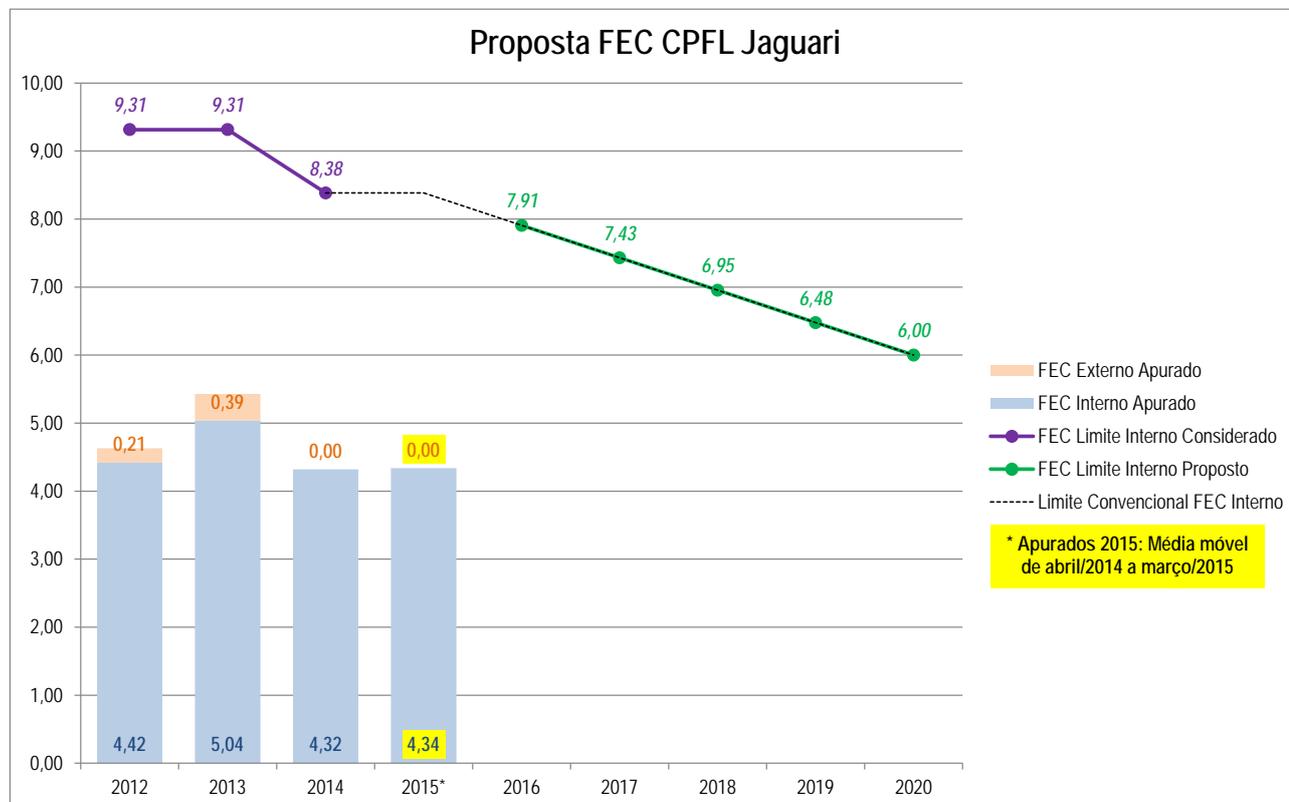
\* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.

(Anexo da Nota Técnica nº 0175/2015-SCT-SFE-SFF-SRD-SRM/ANEEL)



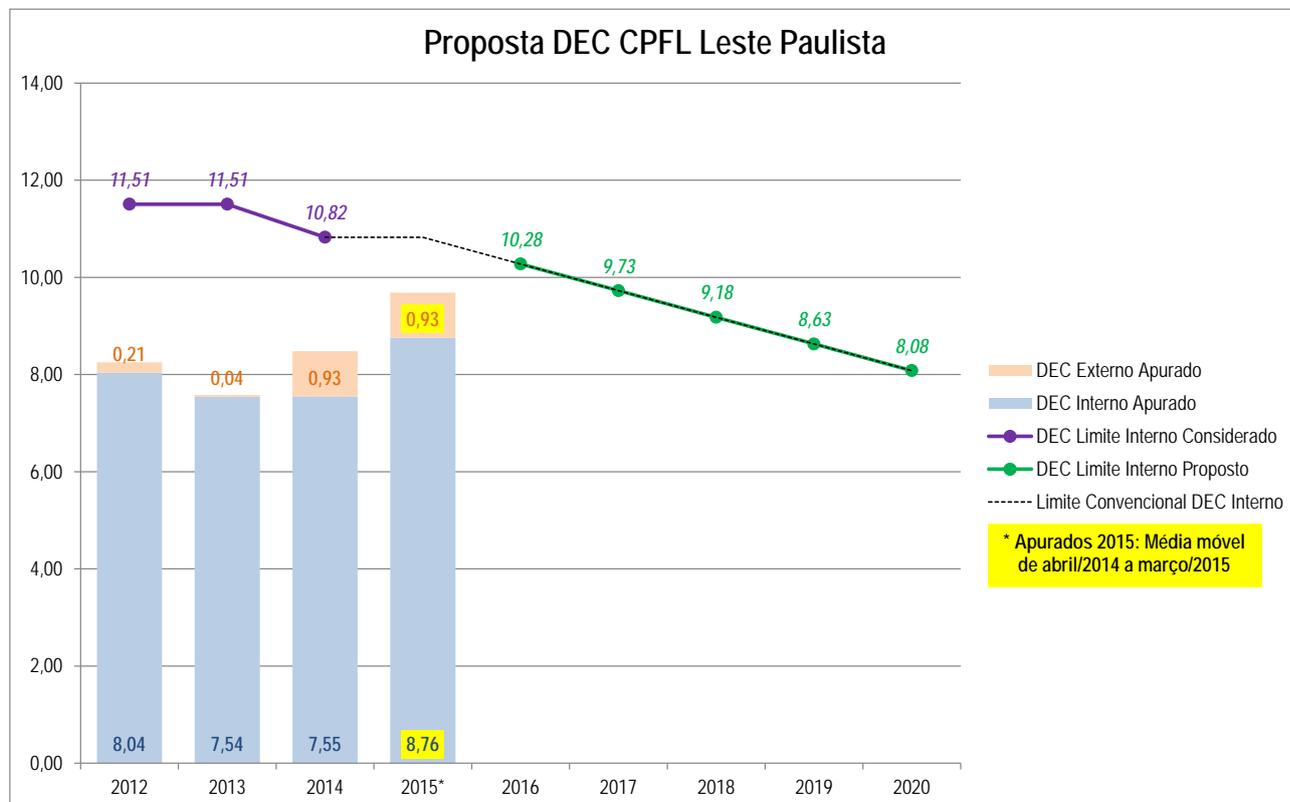
\* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.

(Anexo da Nota Técnica nº 0175/2015-SCT-SFE-SFF-SRD-SRM/ANEEL)



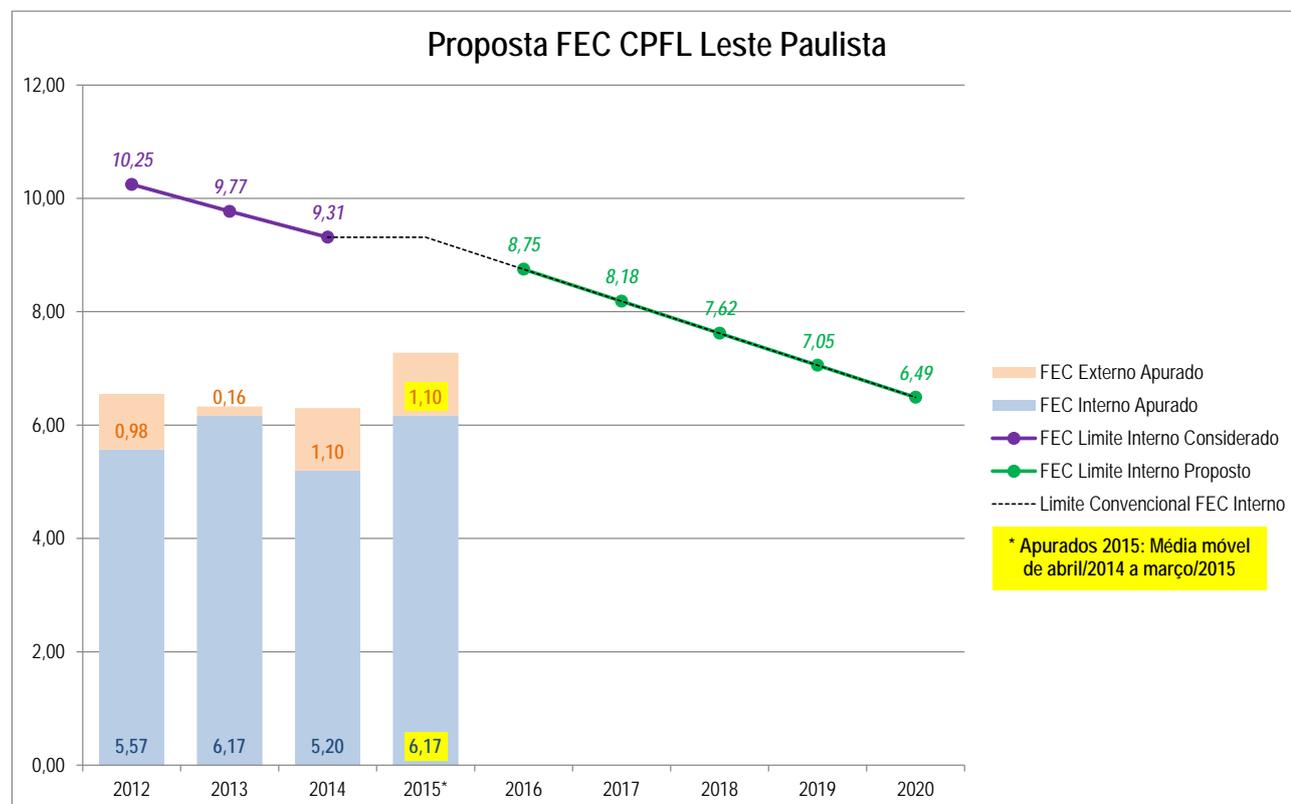
\* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.

(Anexo da Nota Técnica nº 0175/2015-SCT-SFE-SFF-SRD-SRM/ANEEL)



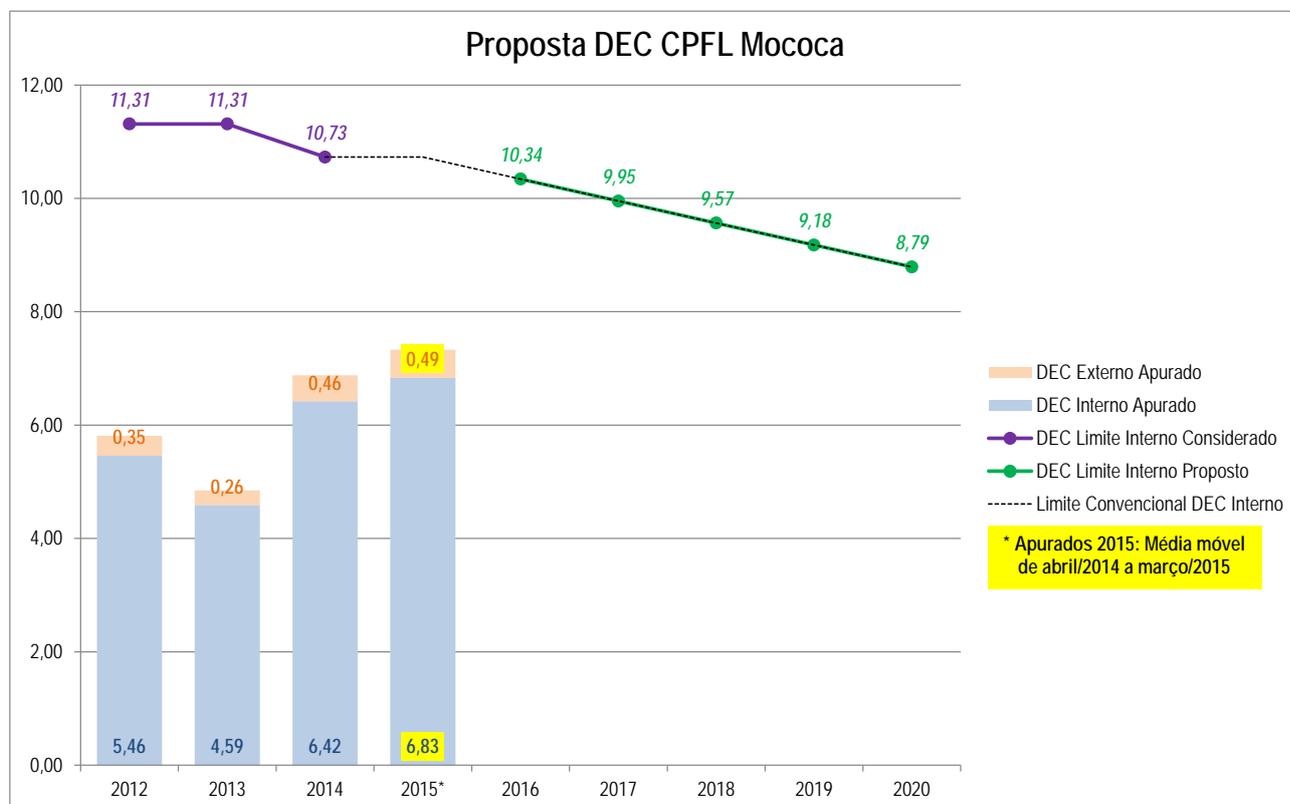
\* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.

(Anexo da Nota Técnica nº 0175/2015-SCT-SFE-SFF-SRD-SRM/ANEEL)



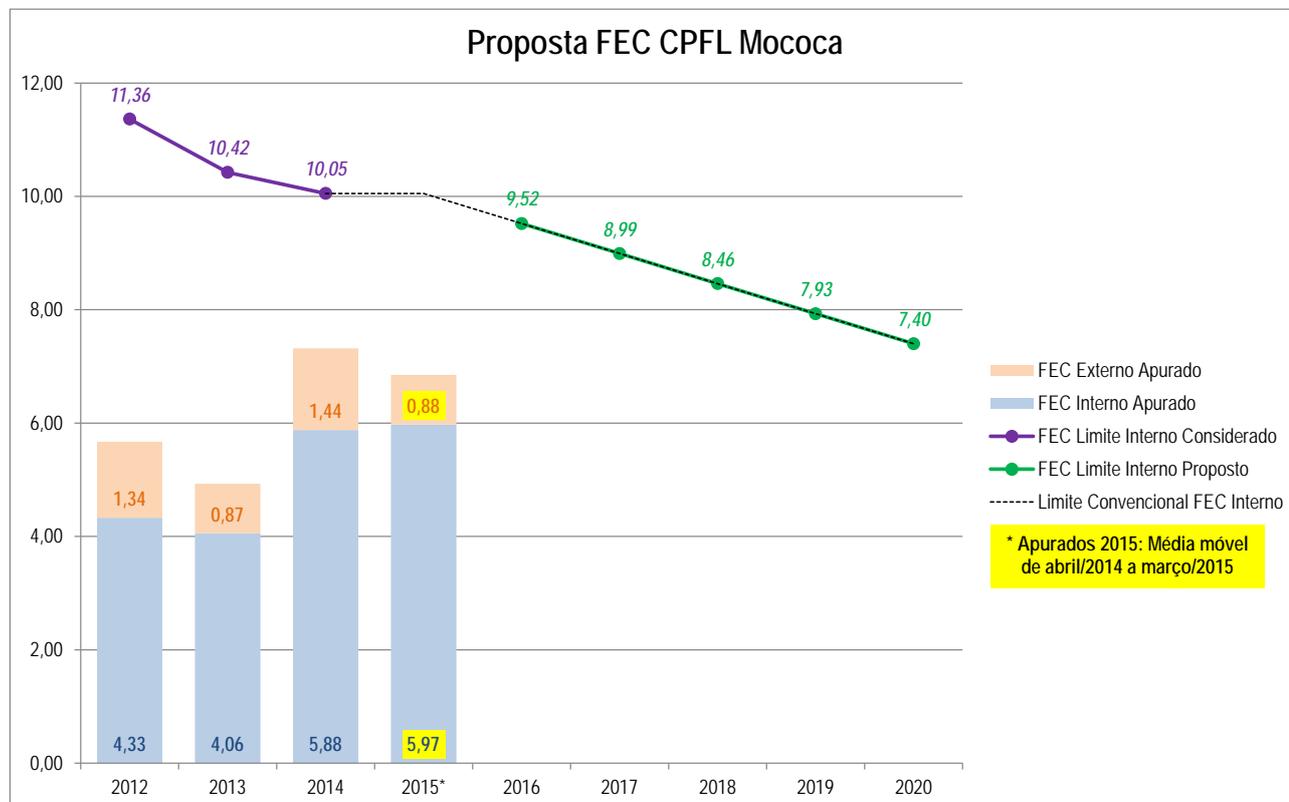
\* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.

(Anexo da Nota Técnica nº 0175/2015-SCT-SFE-SFF-SRD-SRM/ANEEL)



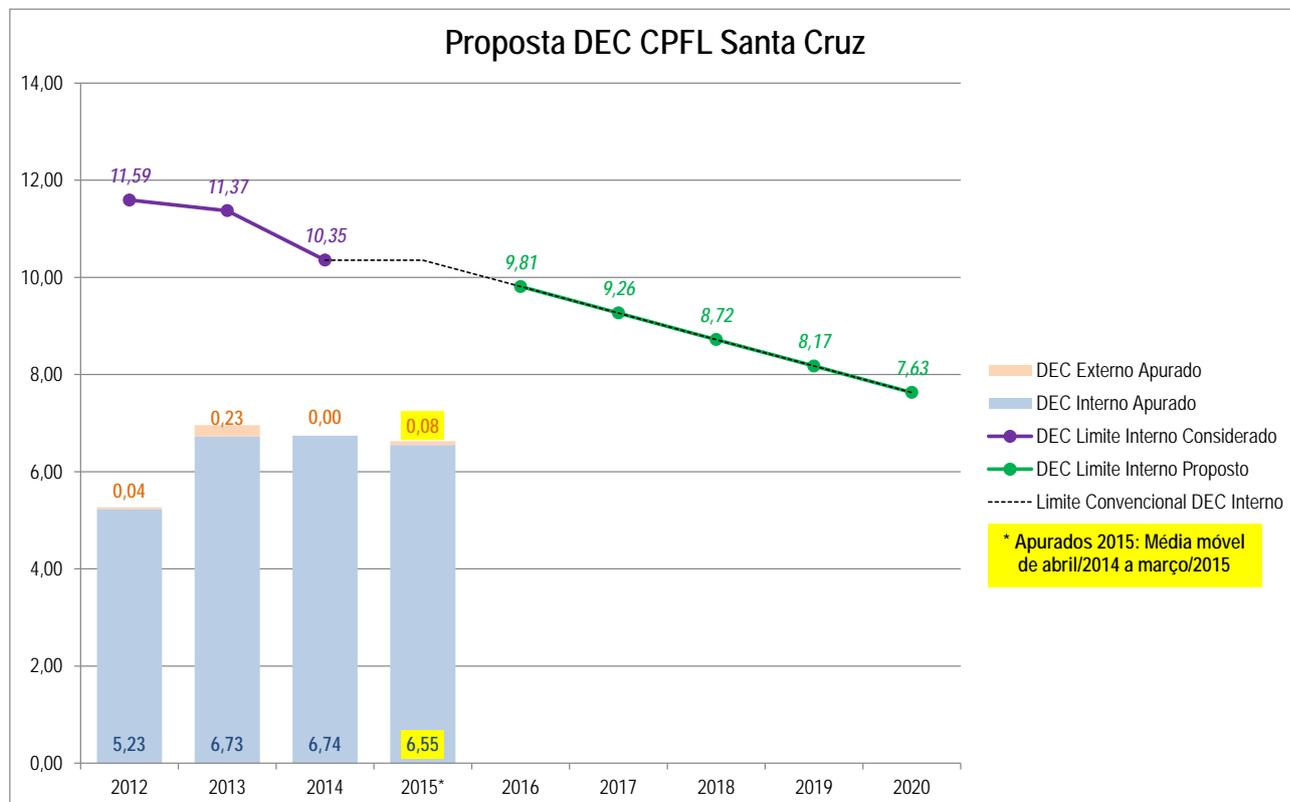
\* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.

(Anexo da Nota Técnica nº 0175/2015-SCT-SFE-SFF-SRD-SRM/ANEEL)



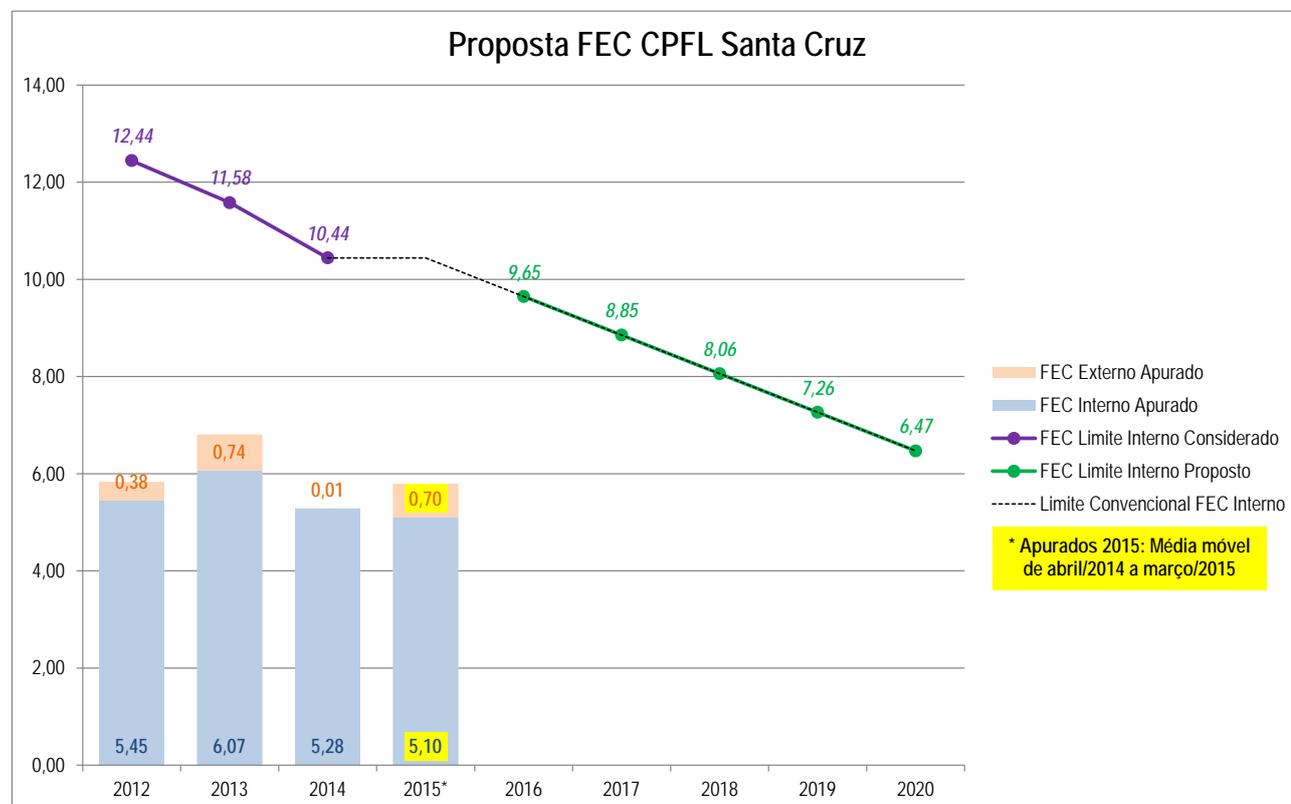
\* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.

(Anexo da Nota Técnica nº 0175/2015-SCT-SFE-SFF-SRD-SRM/ANEEL)



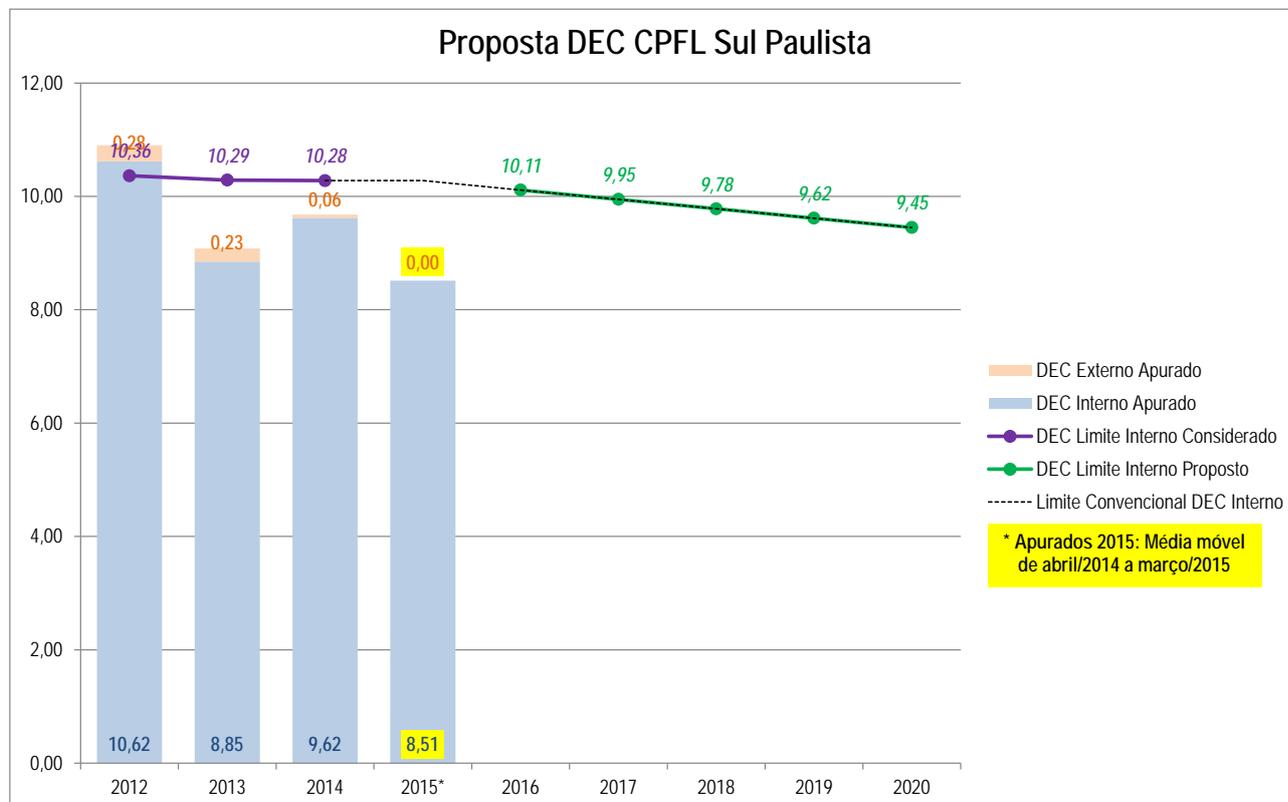
\* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.

(Anexo da Nota Técnica nº 0175/2015-SCT-SFE-SFF-SRD-SRM/ANEEL)



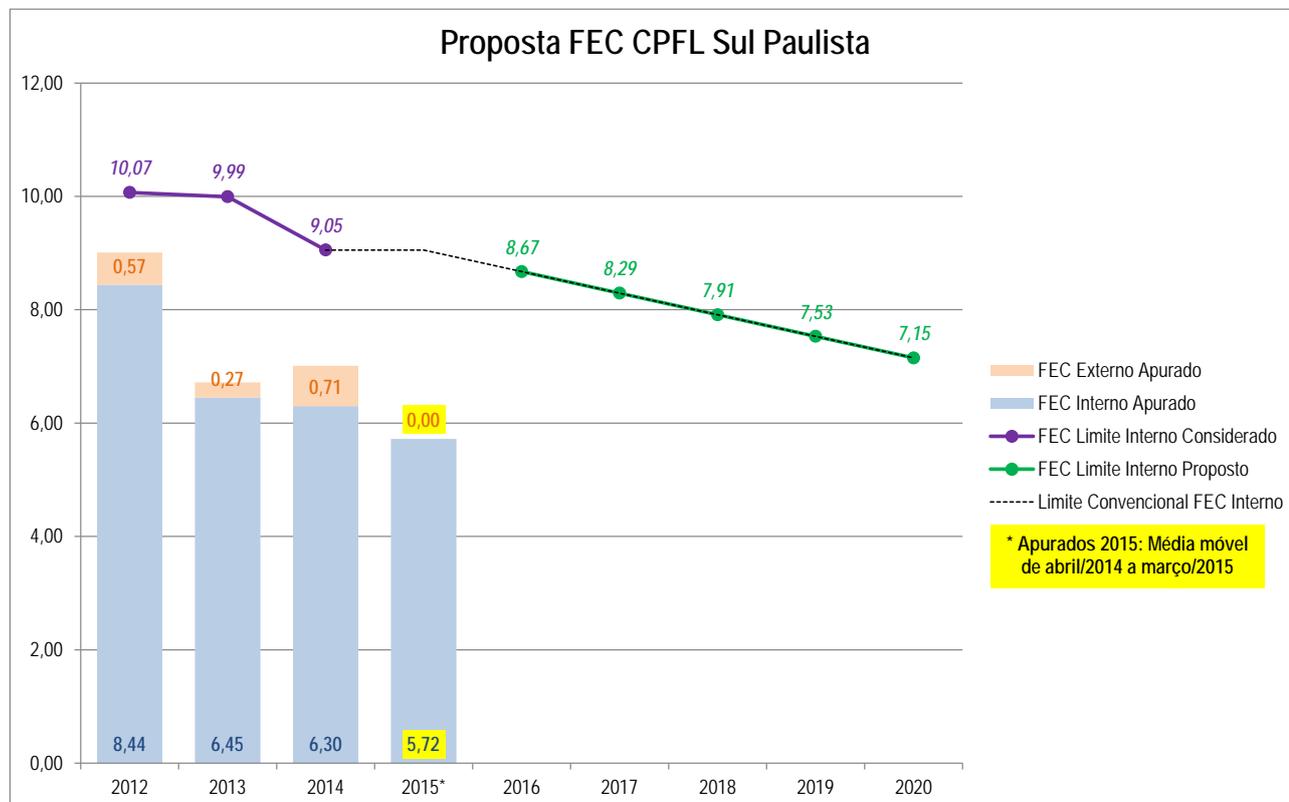
\* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.

(Anexo da Nota Técnica nº 0175/2015-SCT-SFE-SFF-SRD-SRM/ANEEL)



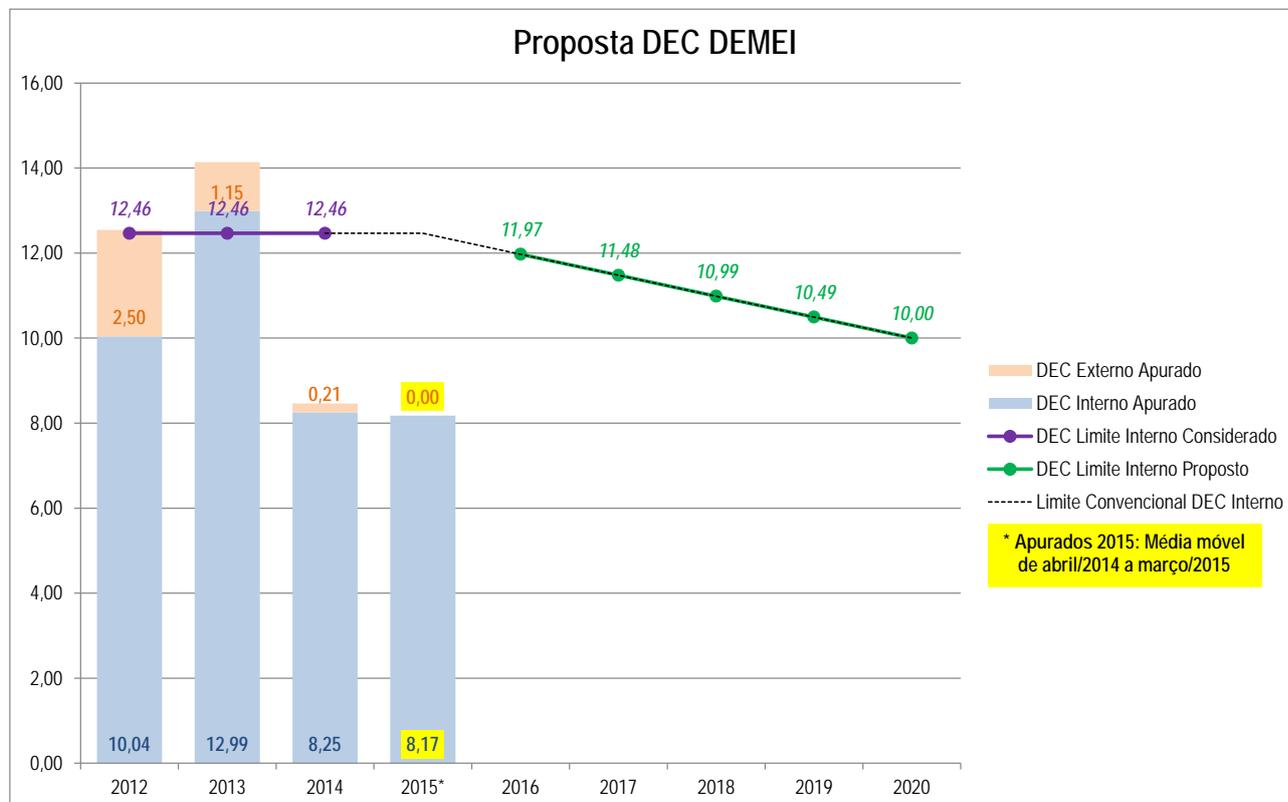
\* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.

(Anexo da Nota Técnica nº 0175/2015-SCT-SFE-SFF-SRD-SRM/ANEEL)



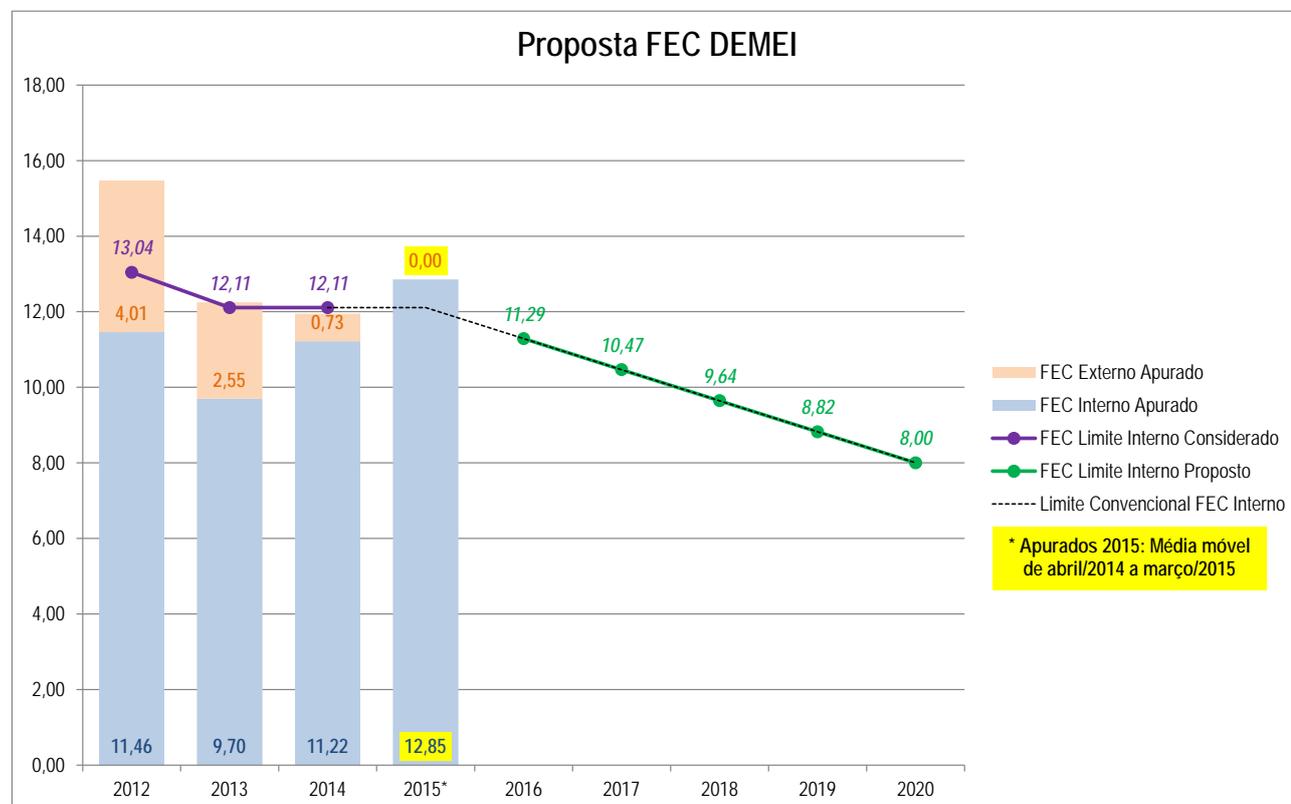
\* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.

(Anexo da Nota Técnica nº 0175/2015-SCT-SFE-SFF-SRD-SRM/ANEEL)



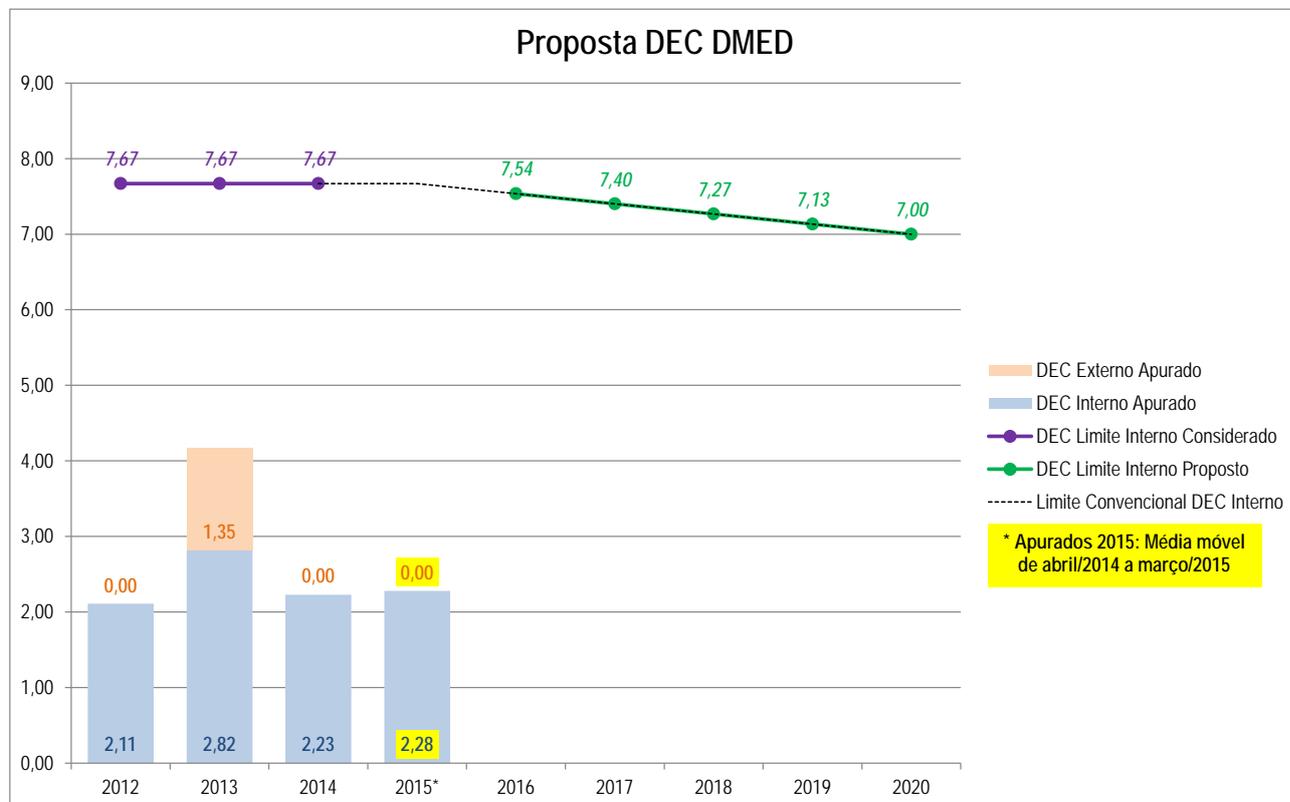
\* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.

(Anexo da Nota Técnica nº 0175/2015-SCT-SFE-SFF-SRD-SRM/ANEEL)



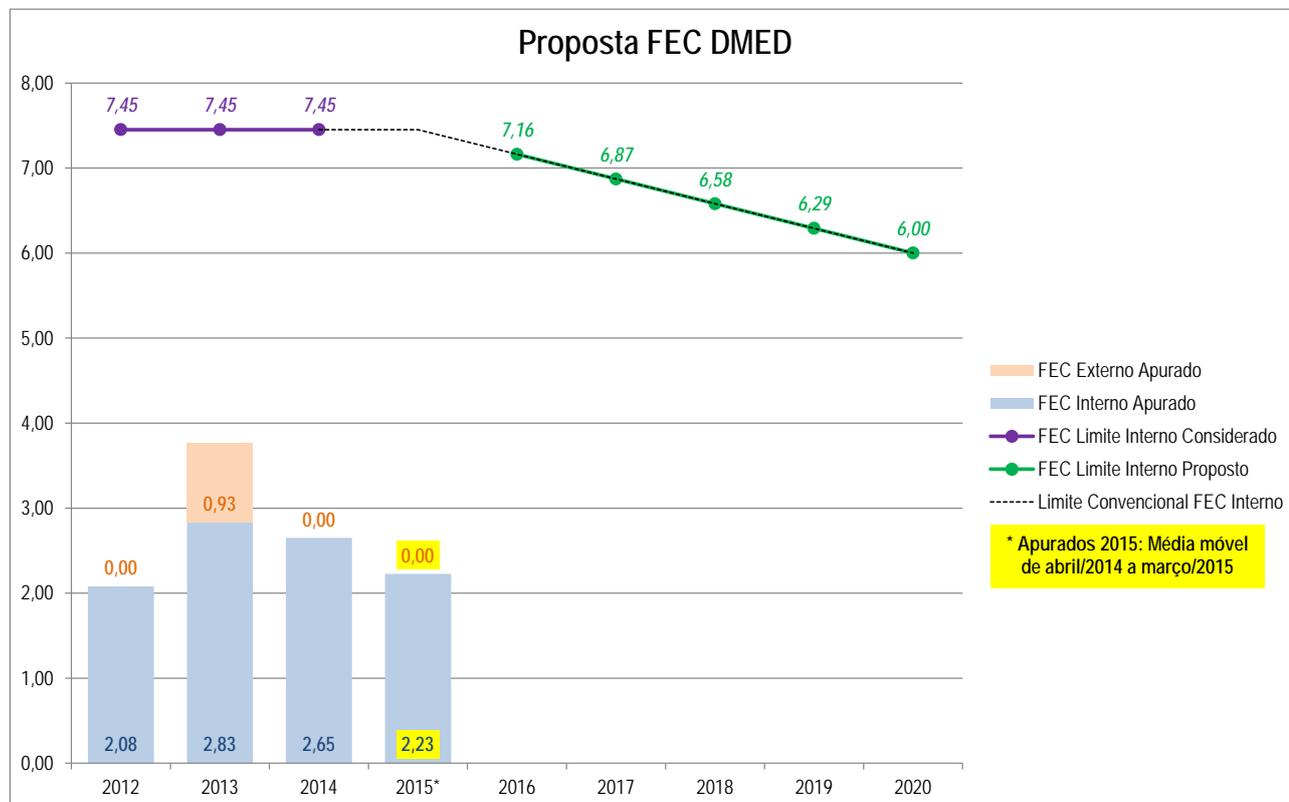
\* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.

(Anexo da Nota Técnica nº 0175/2015-SCT-SFE-SFF-SRD-SRM/ANEEL)



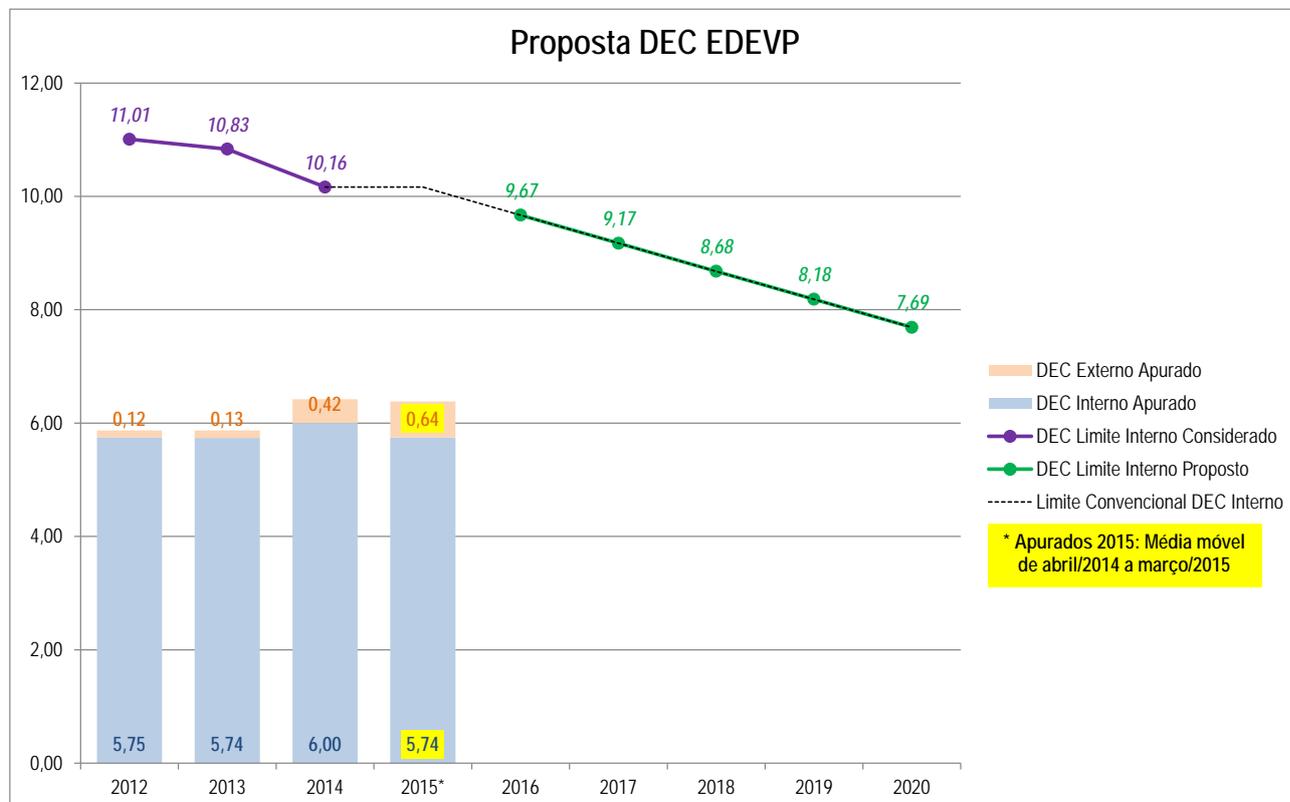
\* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.

(Anexo da Nota Técnica nº 0175/2015-SCT-SFE-SFF-SRD-SRM/ANEEL)



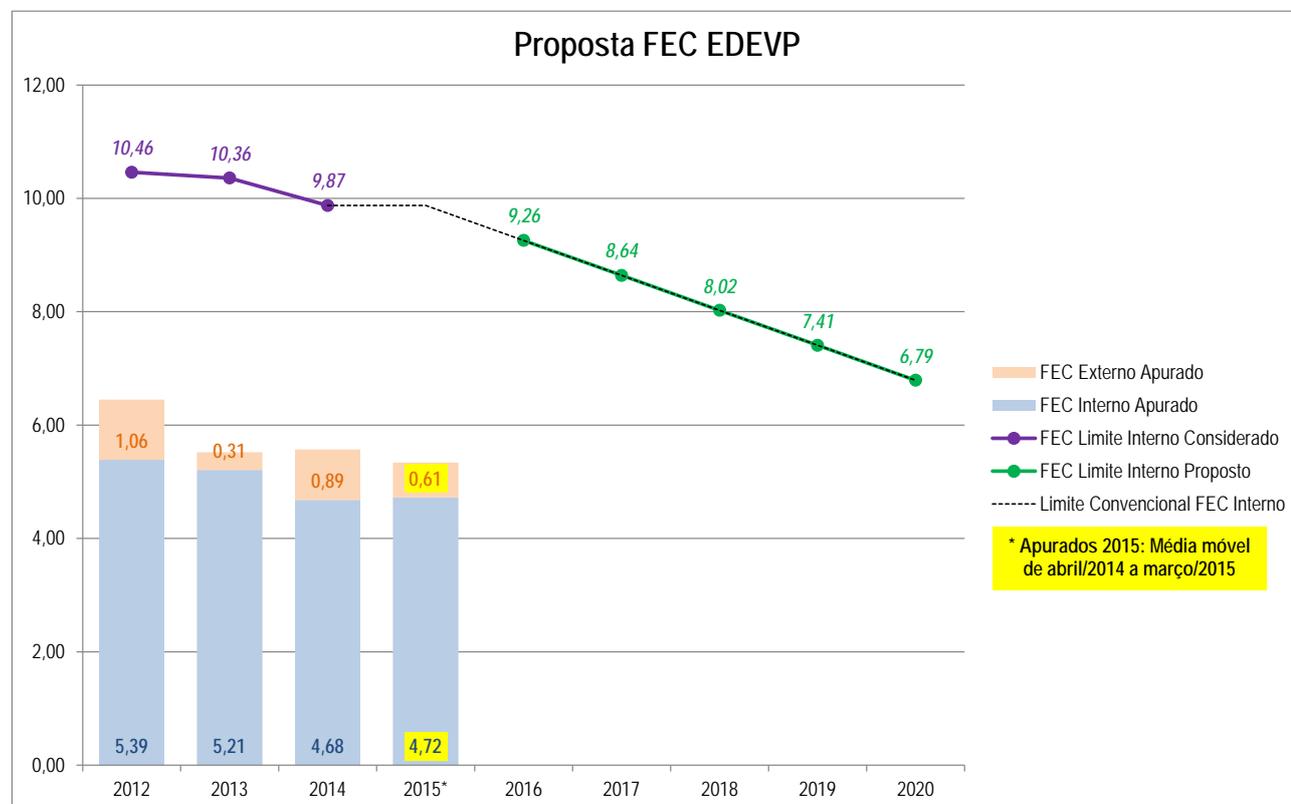
\* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.

(Anexo da Nota Técnica nº 0175/2015-SCT-SFE-SFF-SRD-SRM/ANEEL)



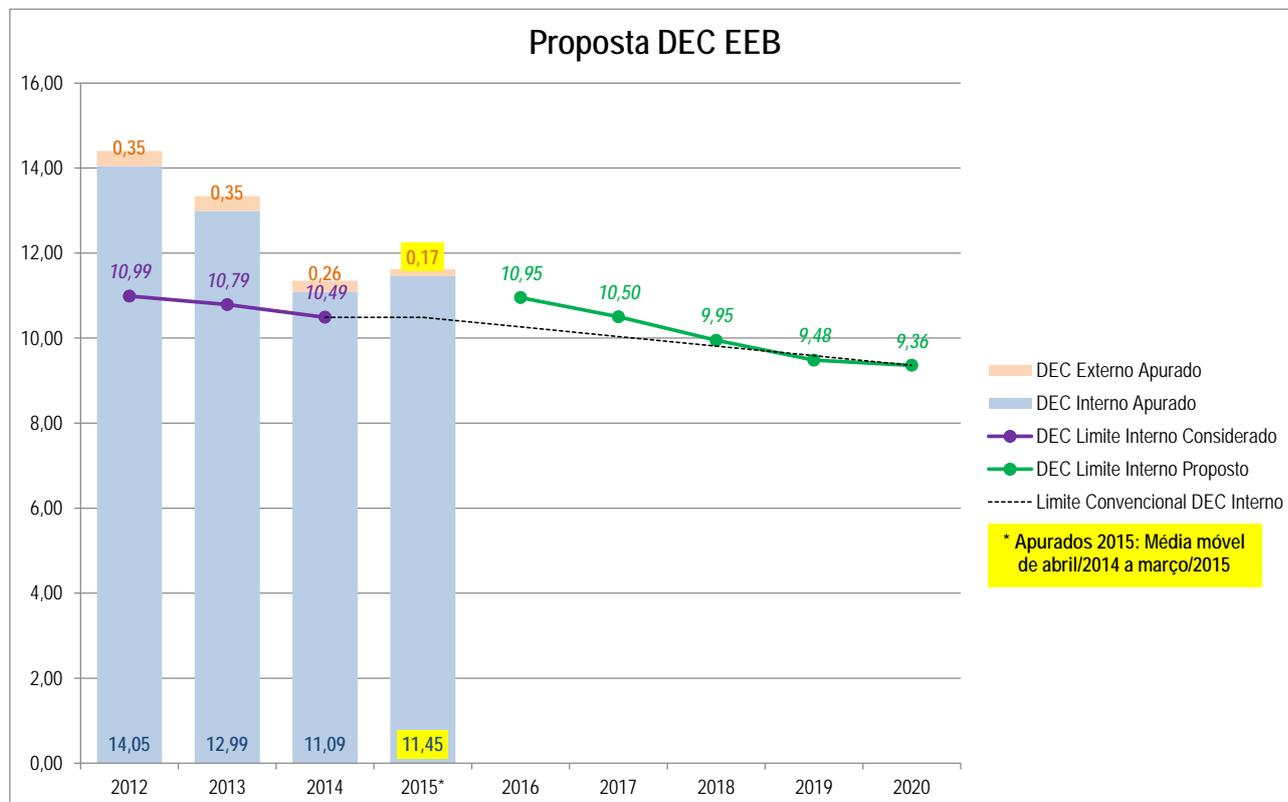
\* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.

(Anexo da Nota Técnica nº 0175/2015-SCT-SFE-SFF-SRD-SRM/ANEEL)



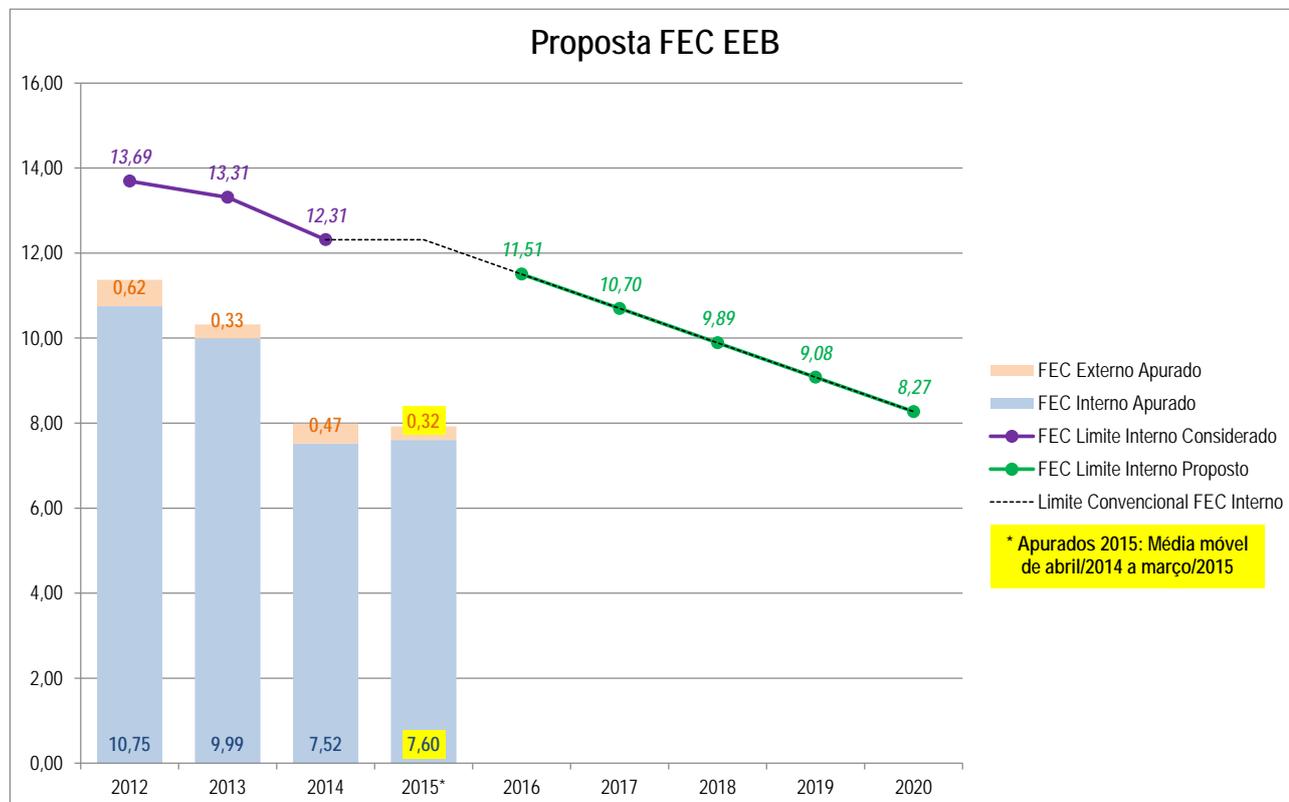
\* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.

(Anexo da Nota Técnica nº 0175/2015-SCT-SFE-SFF-SRD-SRM/ANEEL)



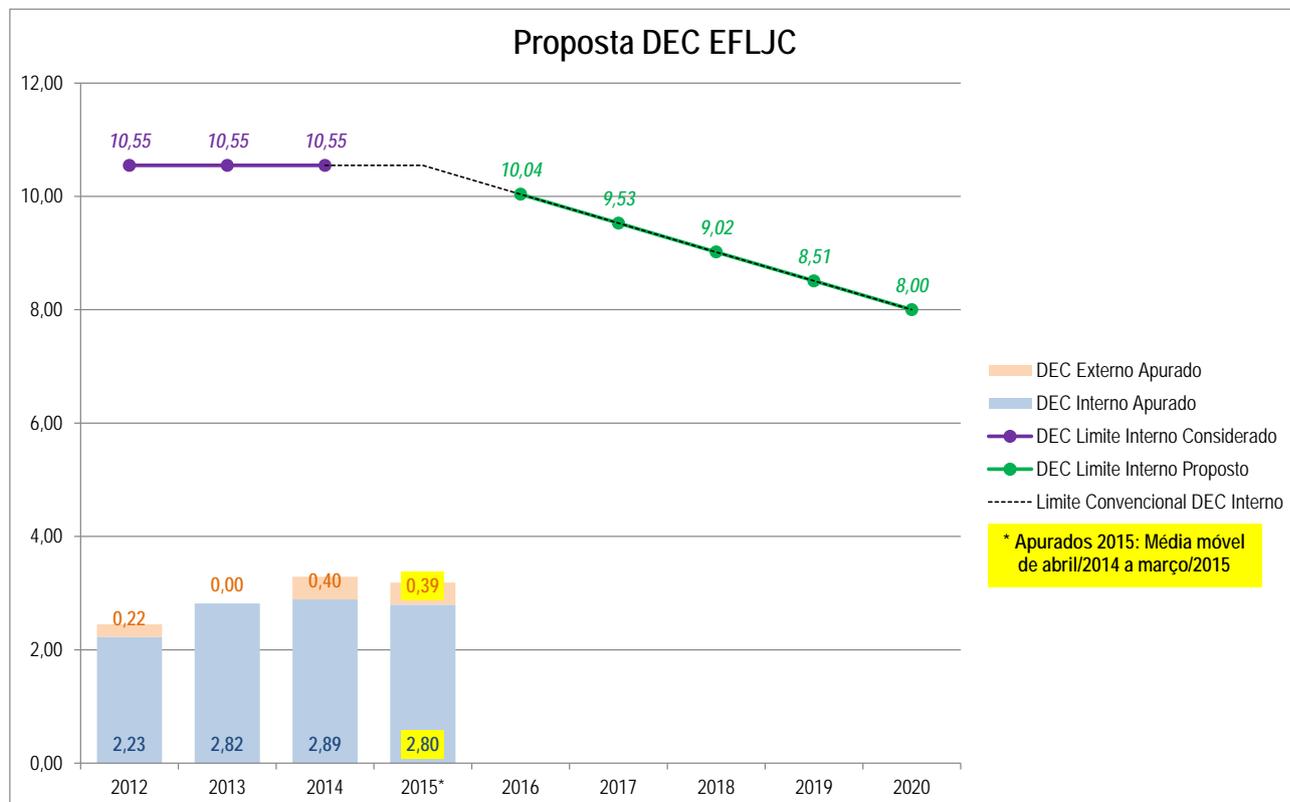
\* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.

(Anexo da Nota Técnica nº 0175/2015-SCT-SFE-SFF-SRD-SRM/ANEEL)



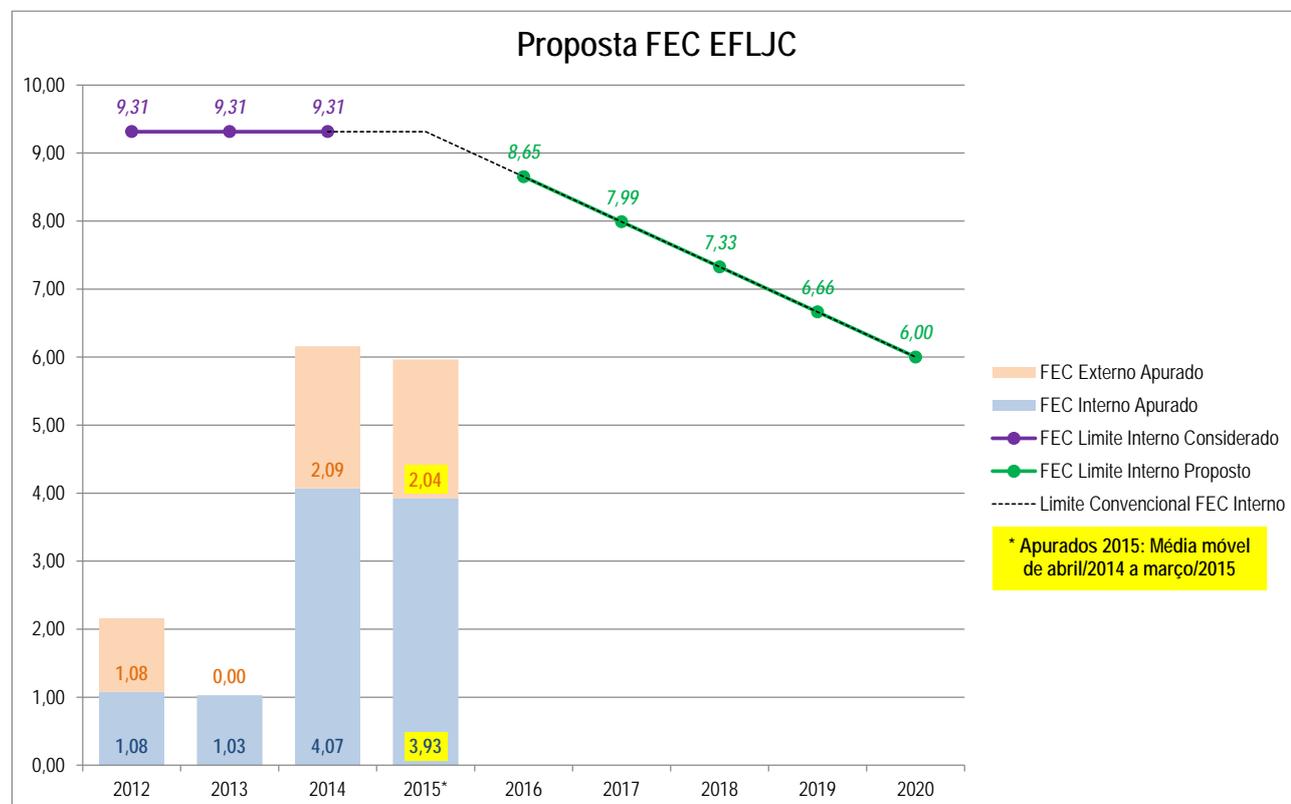
\* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.

(Anexo da Nota Técnica nº 0175/2015-SCT-SFE-SFF-SRD-SRM/ANEEL)



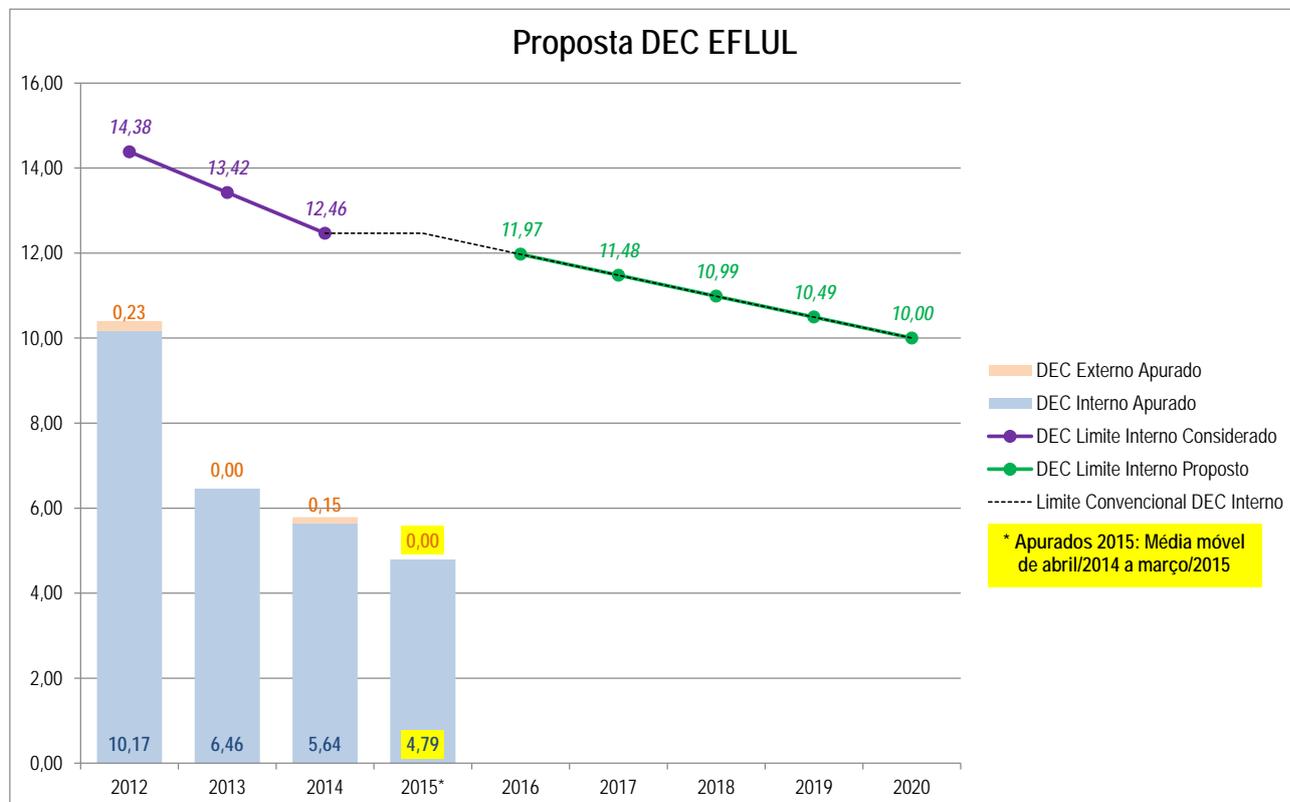
\* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.

(Anexo da Nota Técnica nº 0175/2015-SCT-SFE-SFF-SRD-SRM/ANEEL)



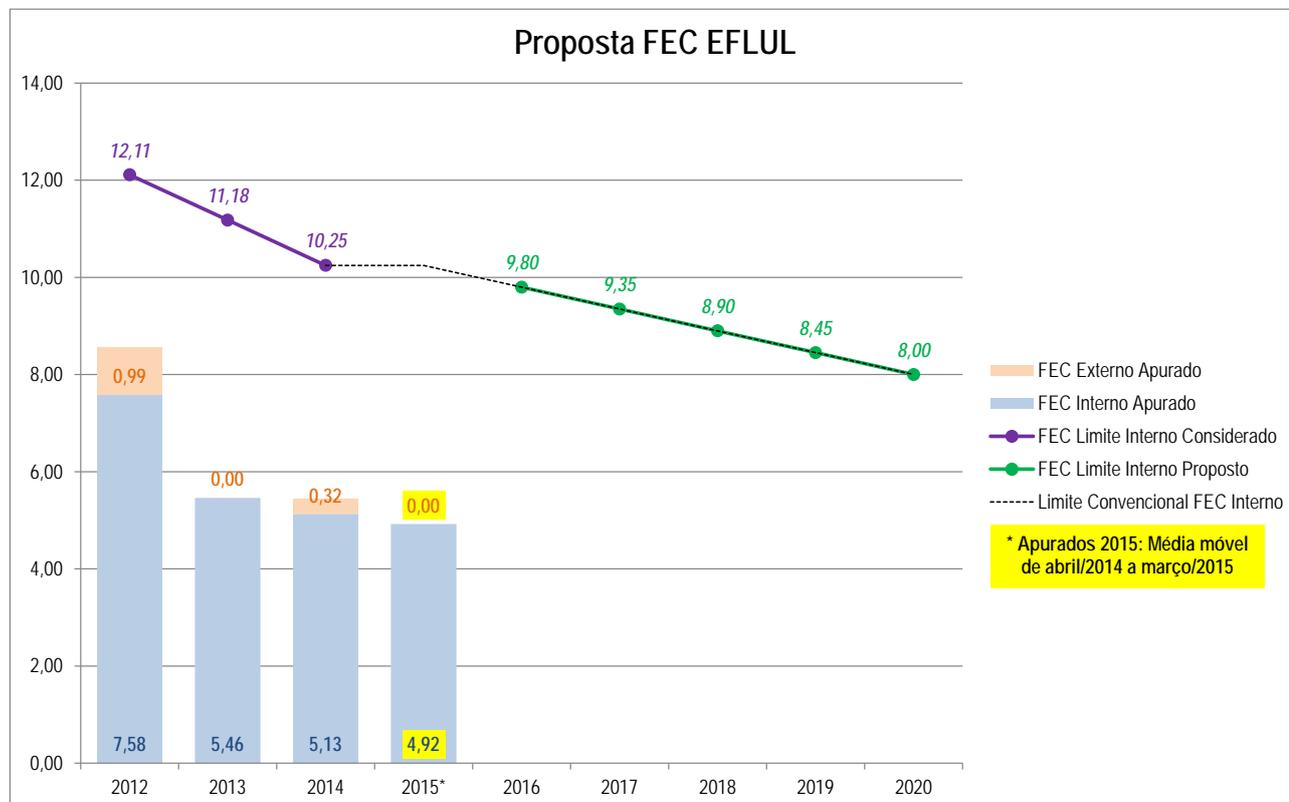
\* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.

(Anexo da Nota Técnica nº 0175/2015-SCT-SFE-SFF-SRD-SRM/ANEEL)



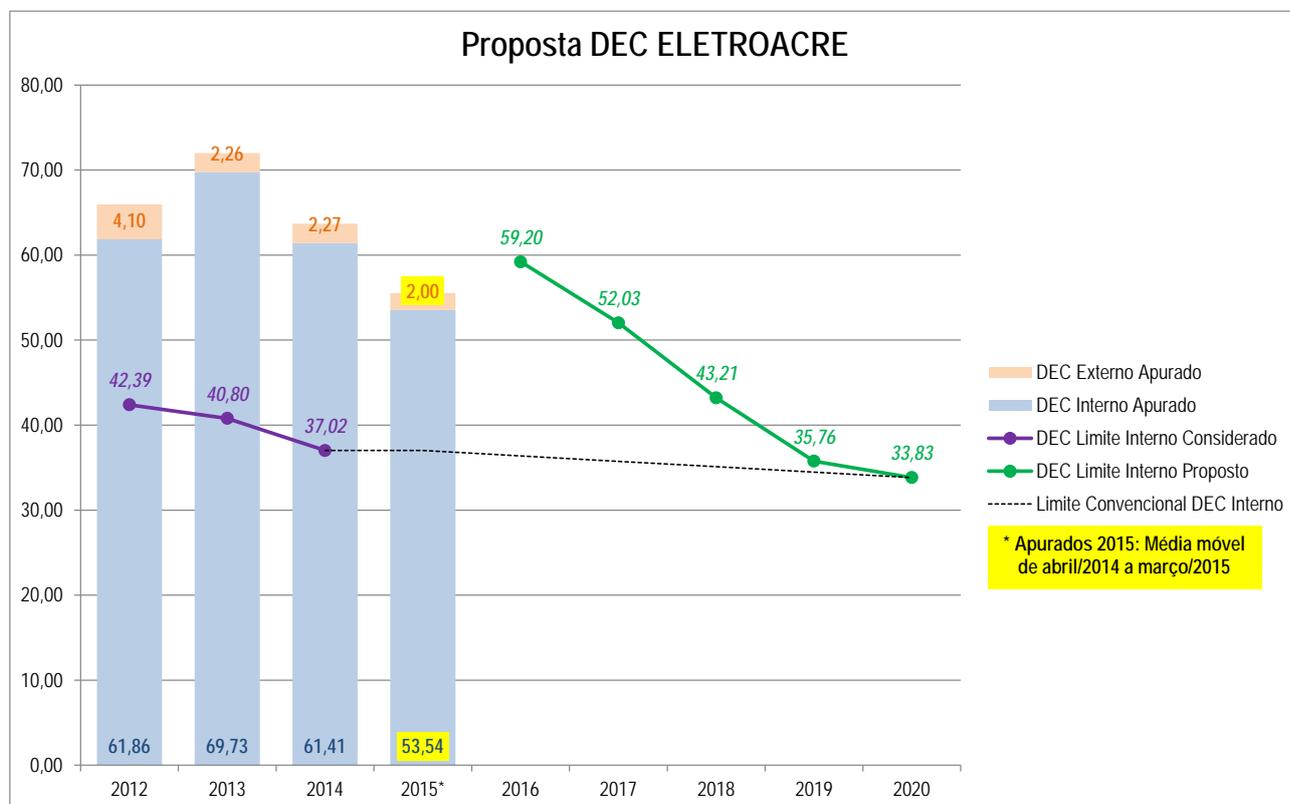
\* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.

(Anexo da Nota Técnica nº 0175/2015-SCT-SFE-SFF-SRD-SRM/ANEEL)



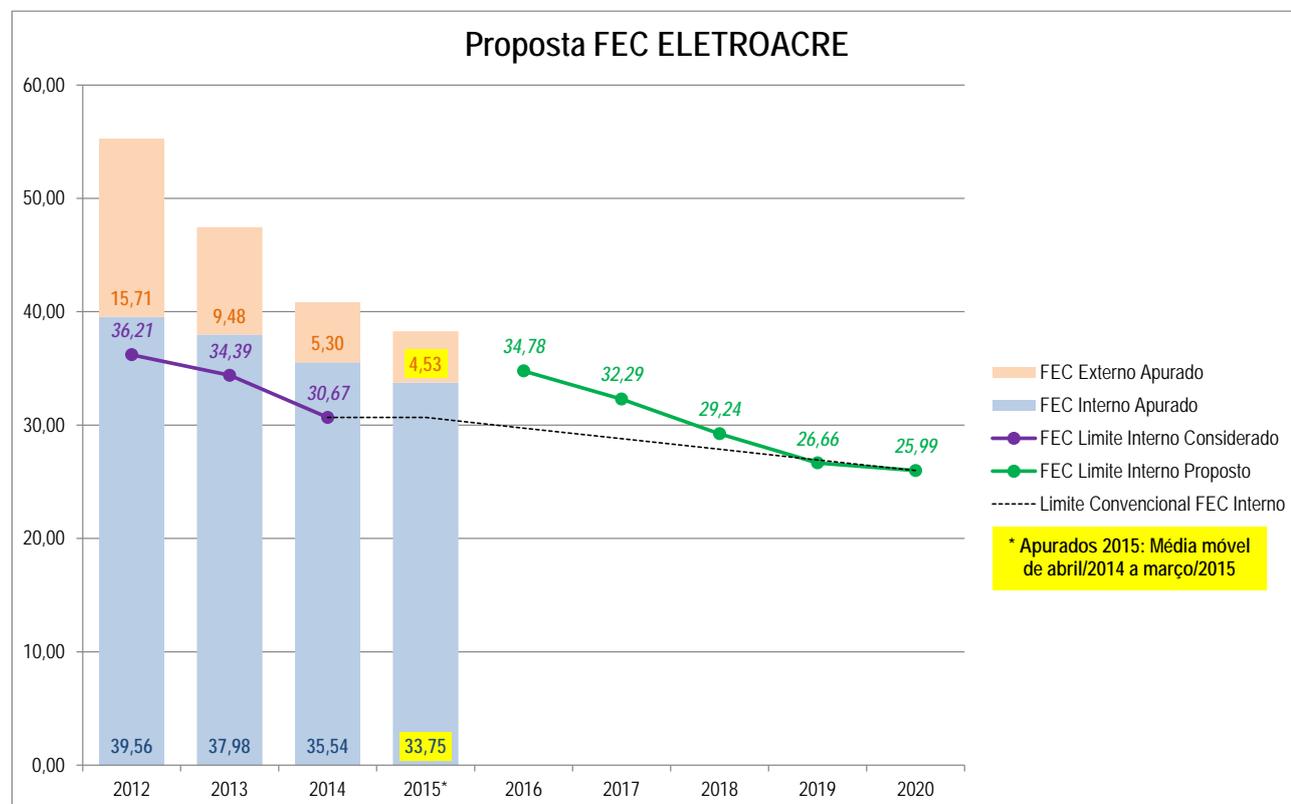
\* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.

(Anexo da Nota Técnica nº 0175/2015-SCT-SFE-SFF-SRD-SRM/ANEEL)



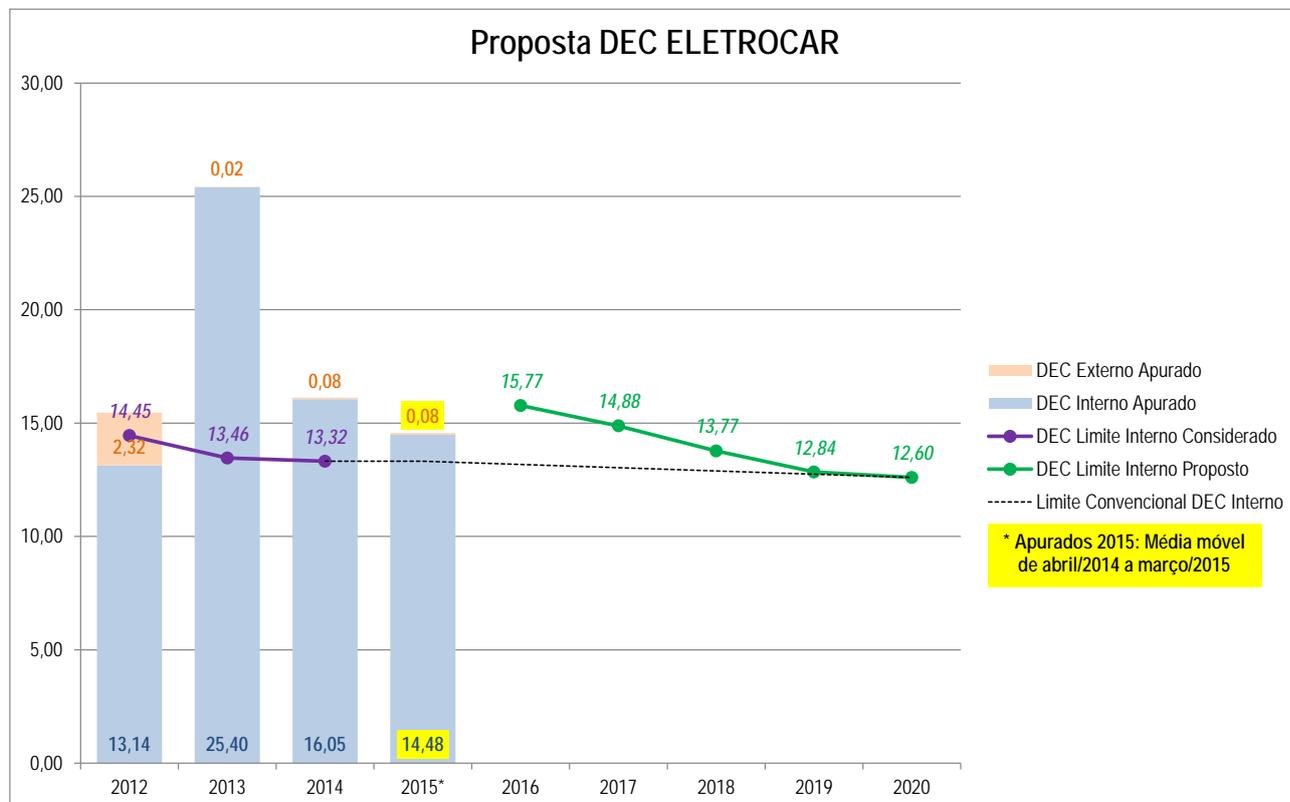
\* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.

(Anexo da Nota Técnica nº 0175/2015-SCT-SFE-SFF-SRD-SRM/ANEEL)



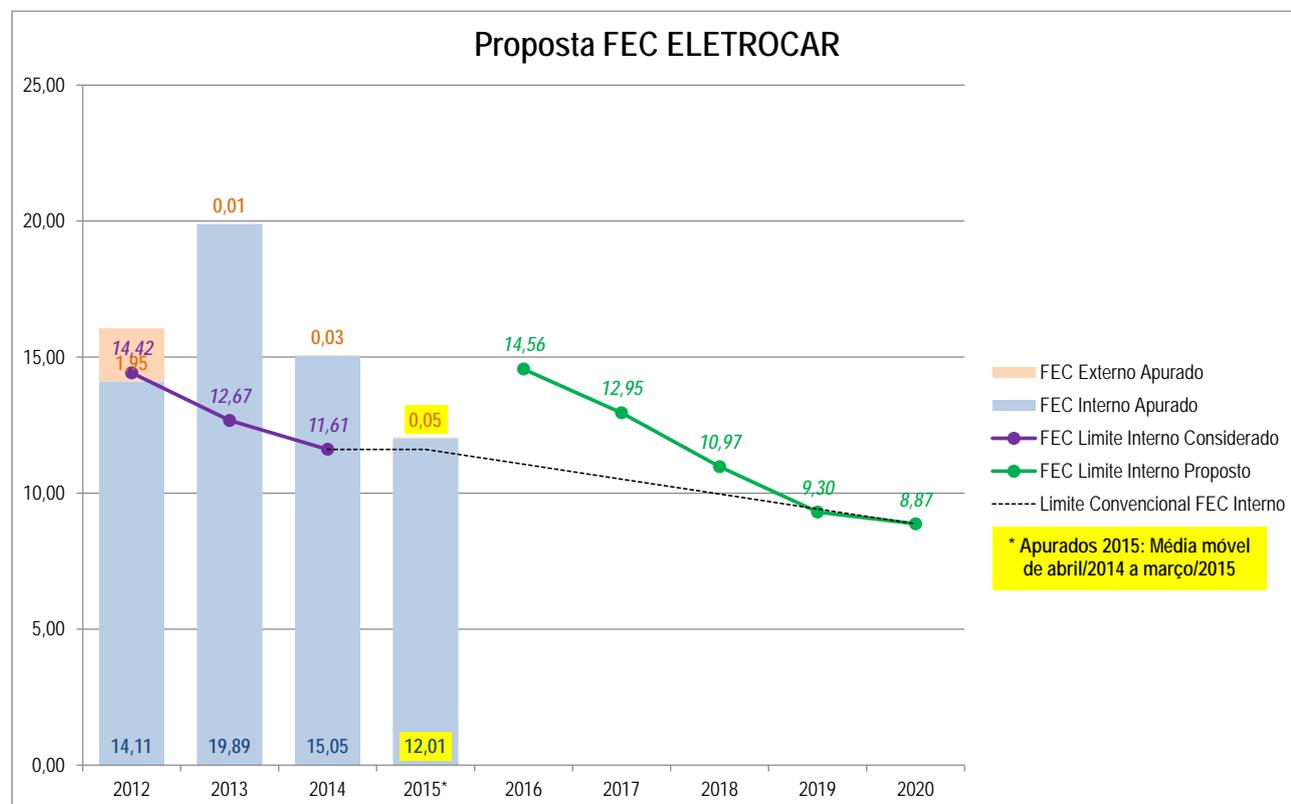
\* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.

(Anexo da Nota Técnica nº 0175/2015-SCT-SFE-SFF-SRD-SRM/ANEEL)



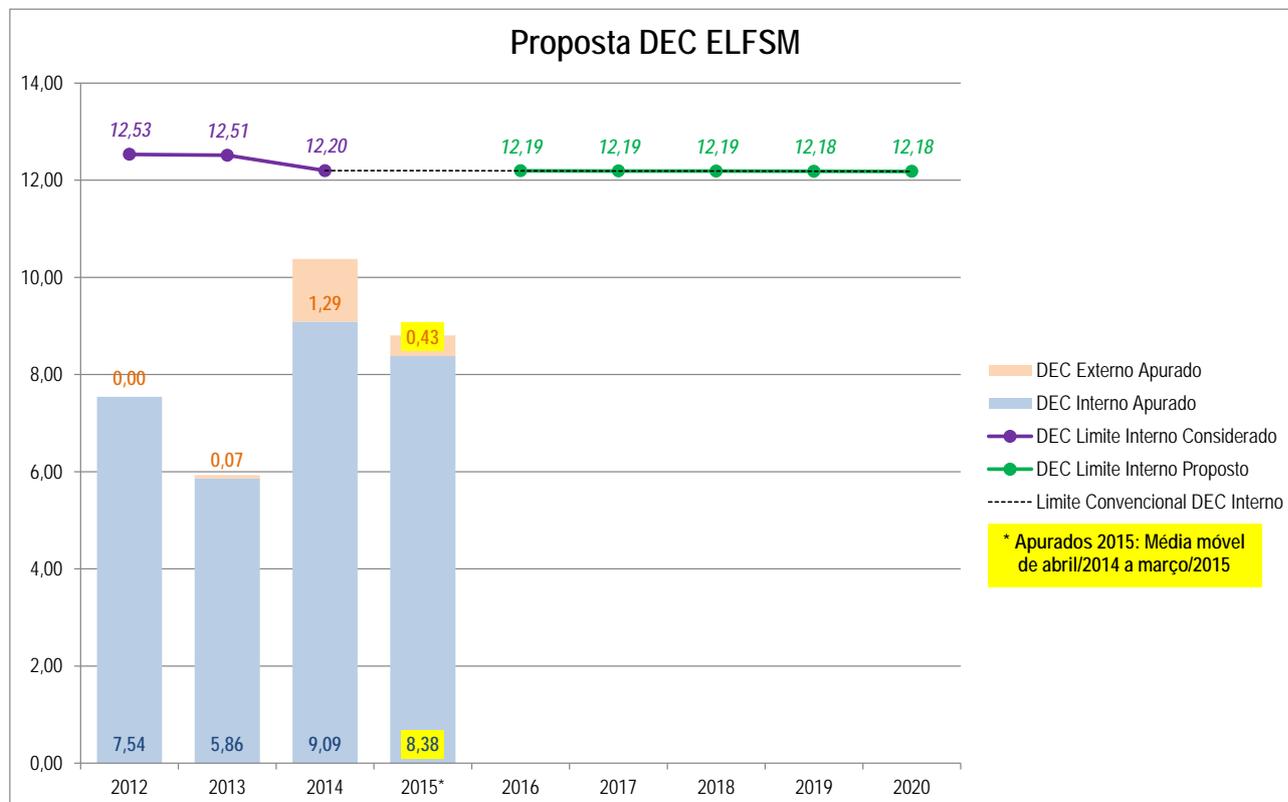
\* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.

(Anexo da Nota Técnica nº 0175/2015-SCT-SFE-SFF-SRD-SRM/ANEEL)



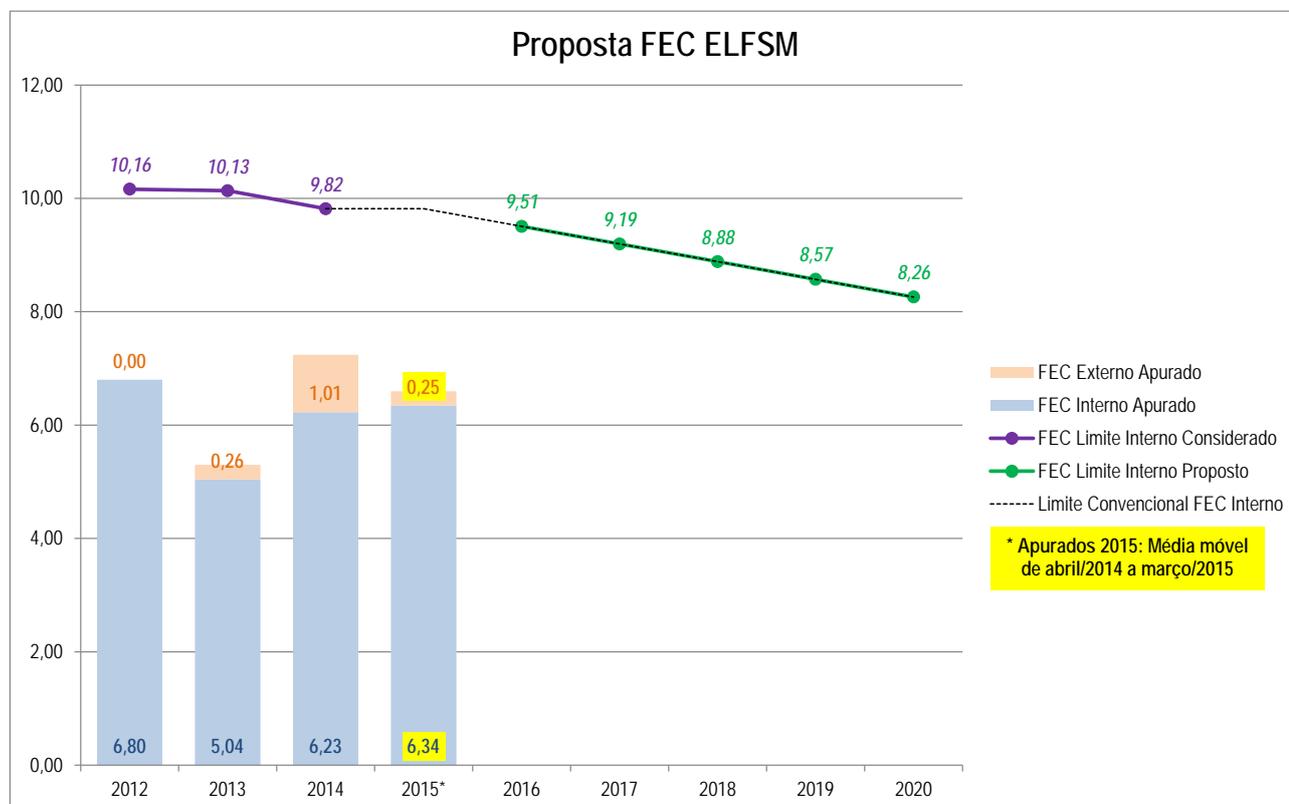
\* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.

(Anexo da Nota Técnica nº 0175/2015-SCT-SFE-SFF-SRD-SRM/ANEEL)



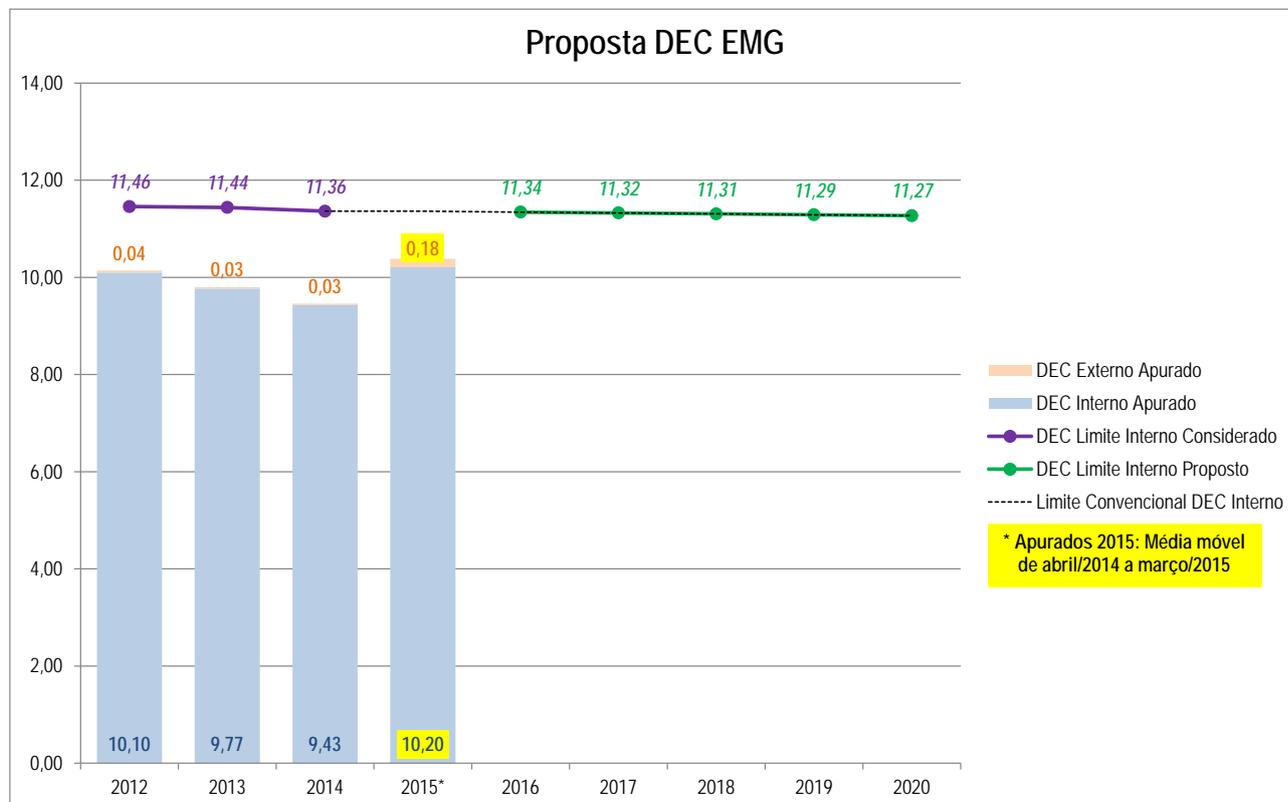
\* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.

(Anexo da Nota Técnica nº 0175/2015-SCT-SFE-SFF-SRD-SRM/ANEEL)



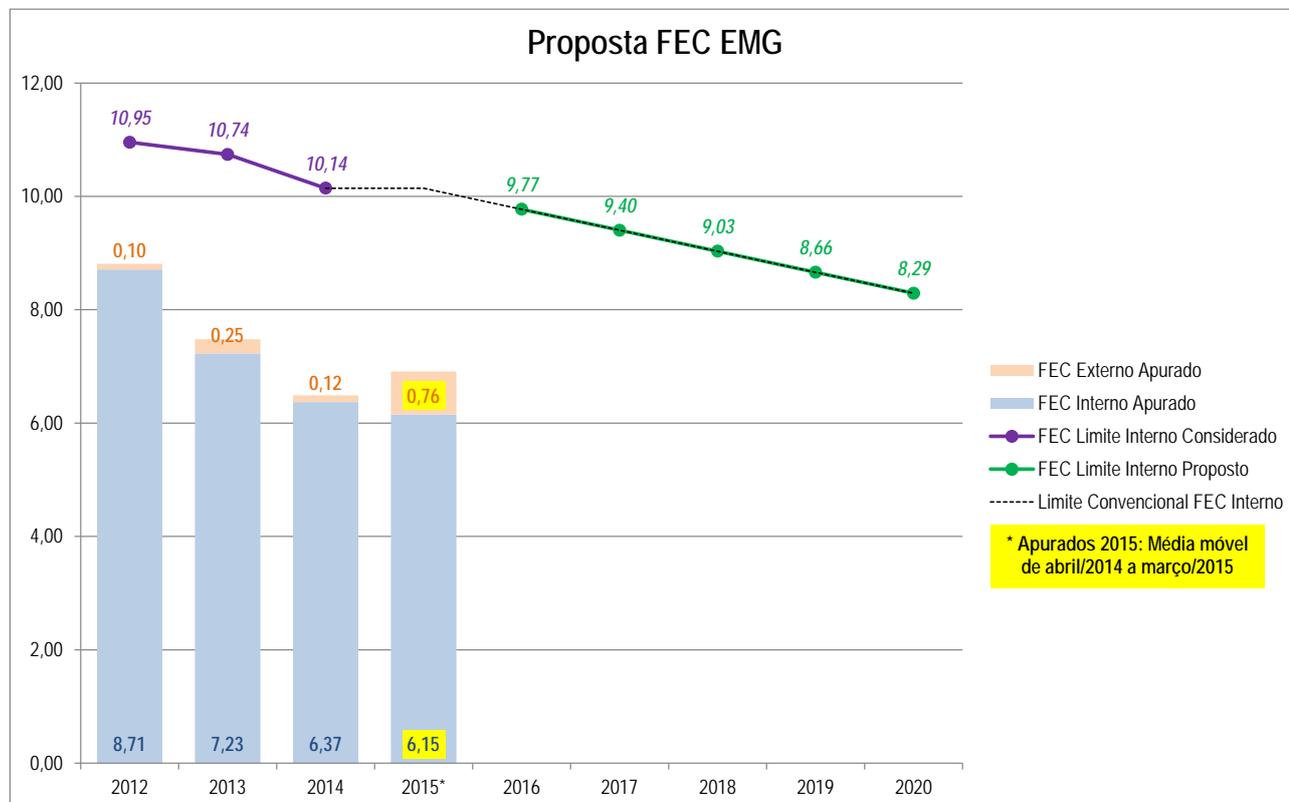
\* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.

(Anexo da Nota Técnica nº 0175/2015-SCT-SFE-SFF-SRD-SRM/ANEEL)



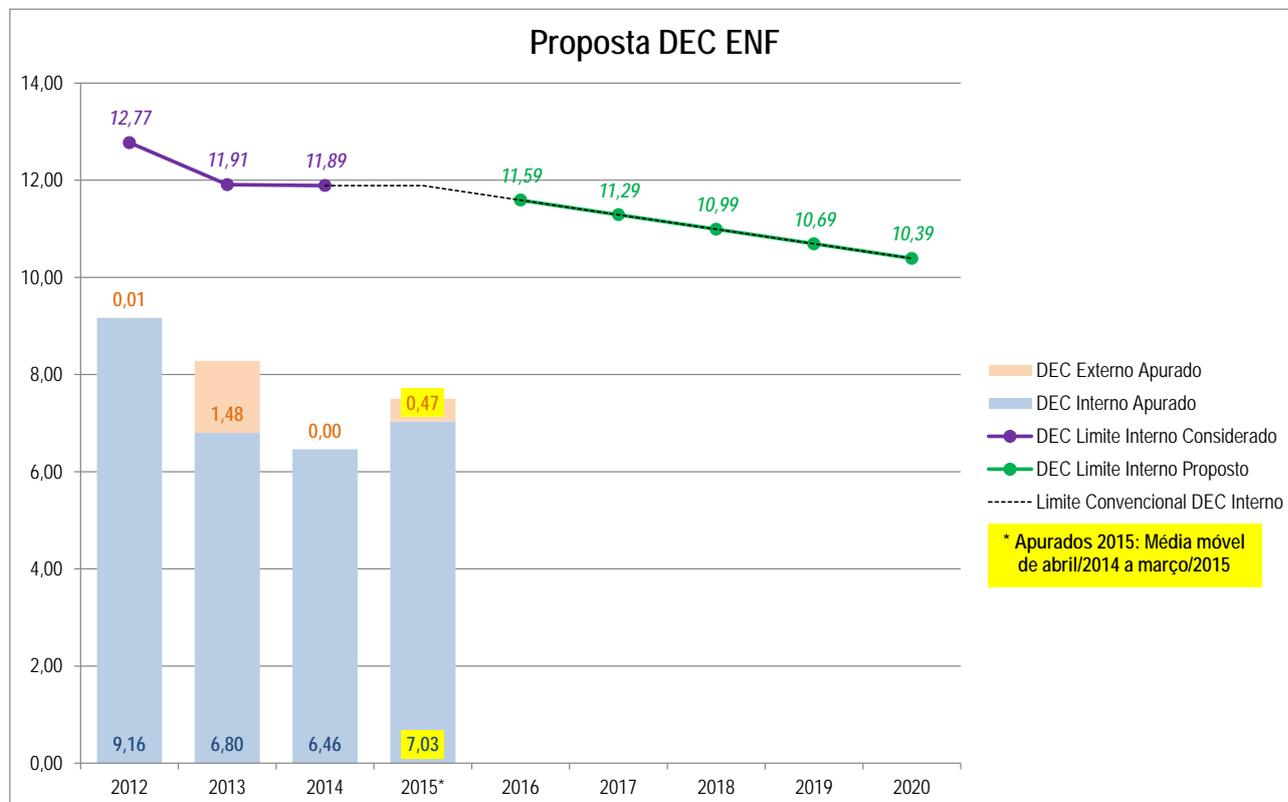
\* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.

(Anexo da Nota Técnica nº 0175/2015-SCT-SFE-SFF-SRD-SRM/ANEEL)



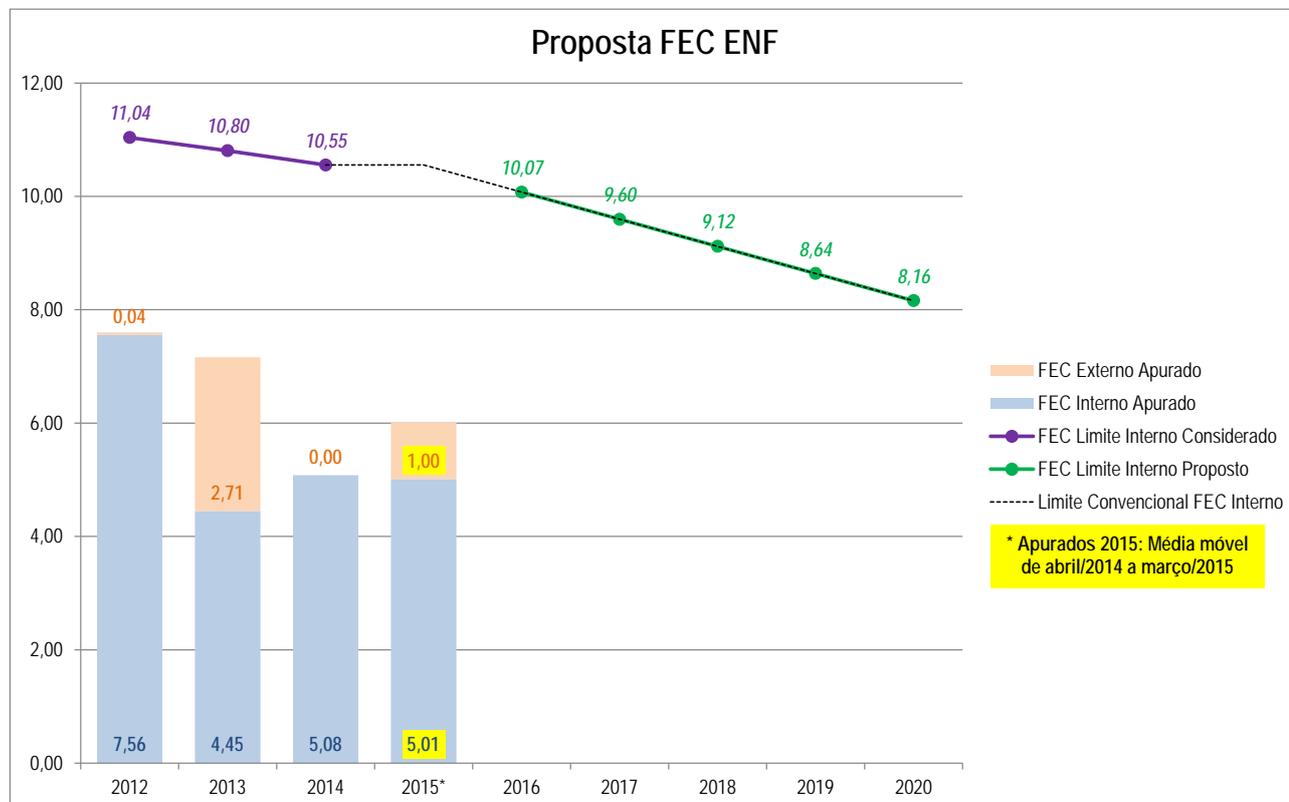
\* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.

(Anexo da Nota Técnica nº 0175/2015-SCT-SFE-SFF-SRD-SRM/ANEEL)



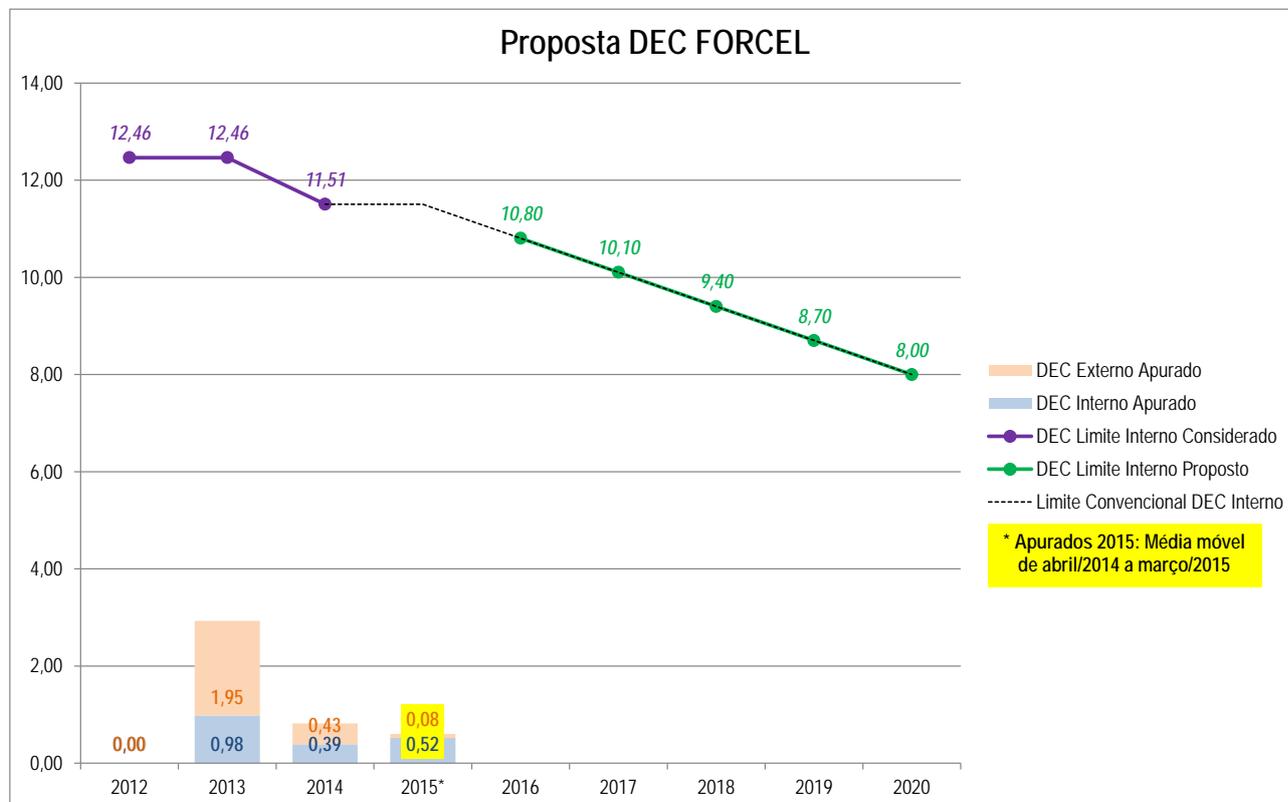
\* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.

(Anexo da Nota Técnica nº 0175/2015-SCT-SFE-SFF-SRD-SRM/ANEEL)



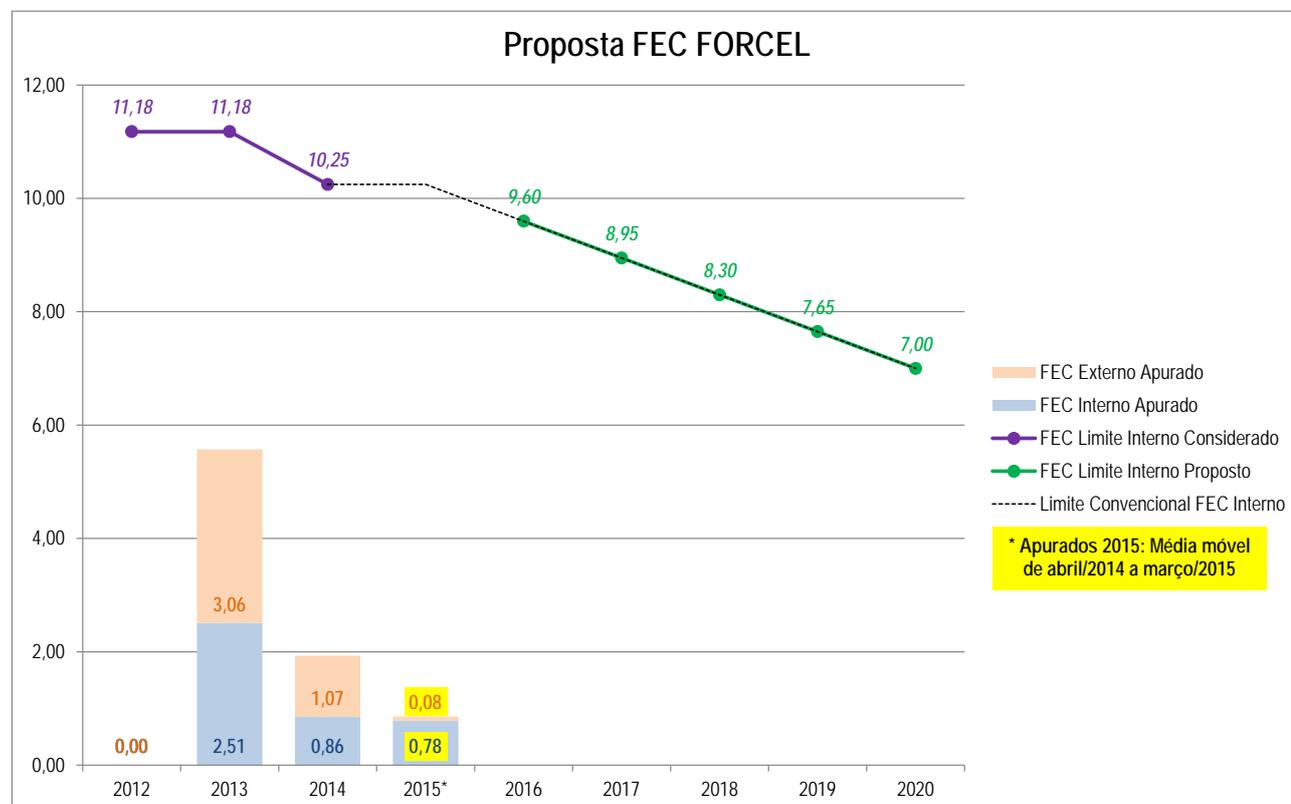
\* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.

(Anexo da Nota Técnica nº 0175/2015-SCT-SFE-SFF-SRD-SRM/ANEEL)



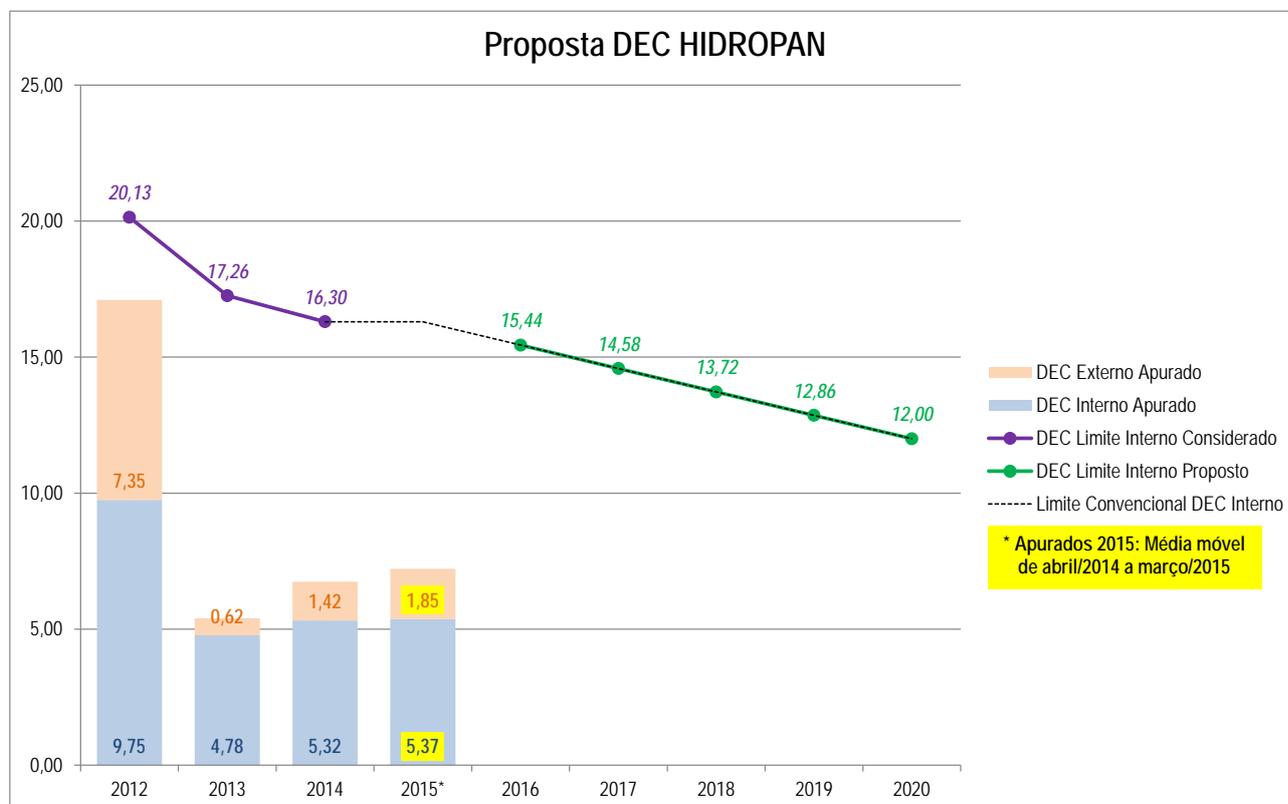
\* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.

(Anexo da Nota Técnica nº 0175/2015-SCT-SFE-SFF-SRD-SRM/ANEEL)



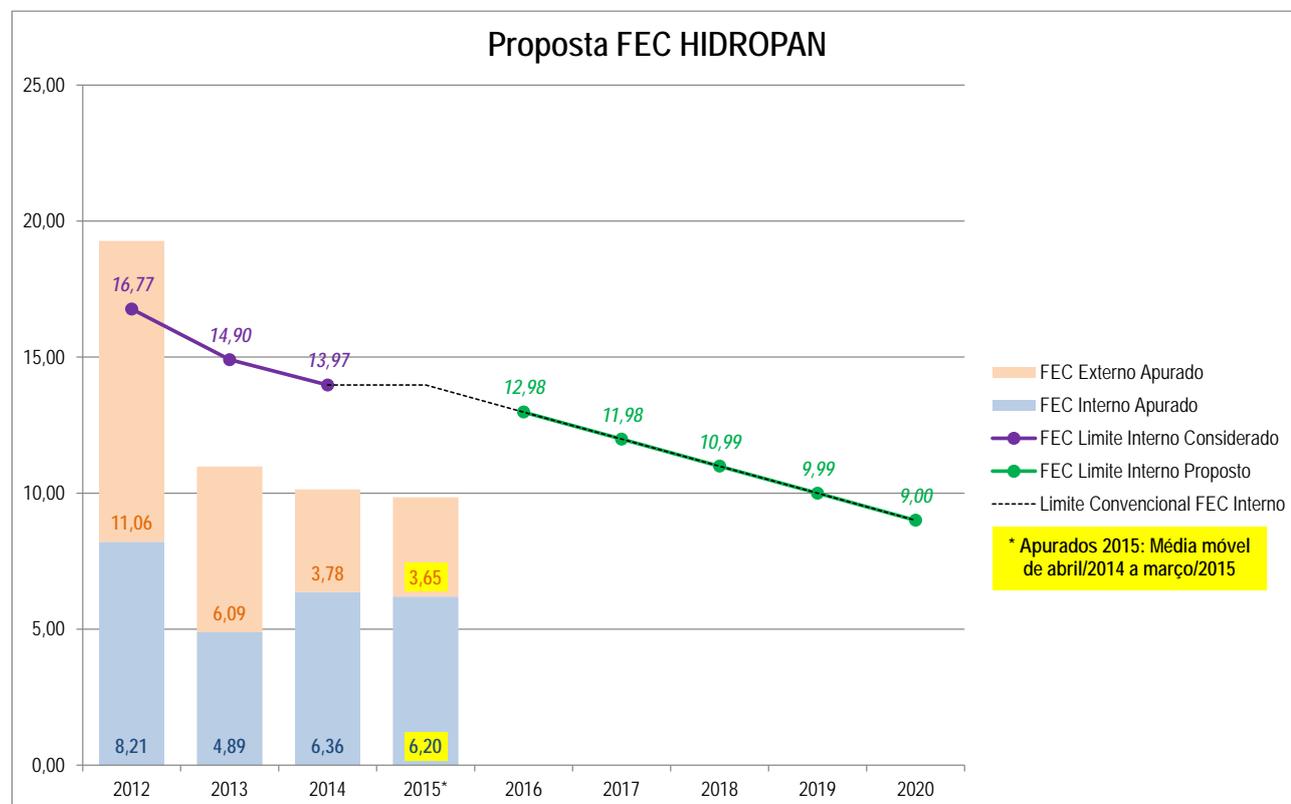
\* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.

(Anexo da Nota Técnica nº 0175/2015-SCT-SFE-SFF-SRD-SRM/ANEEL)



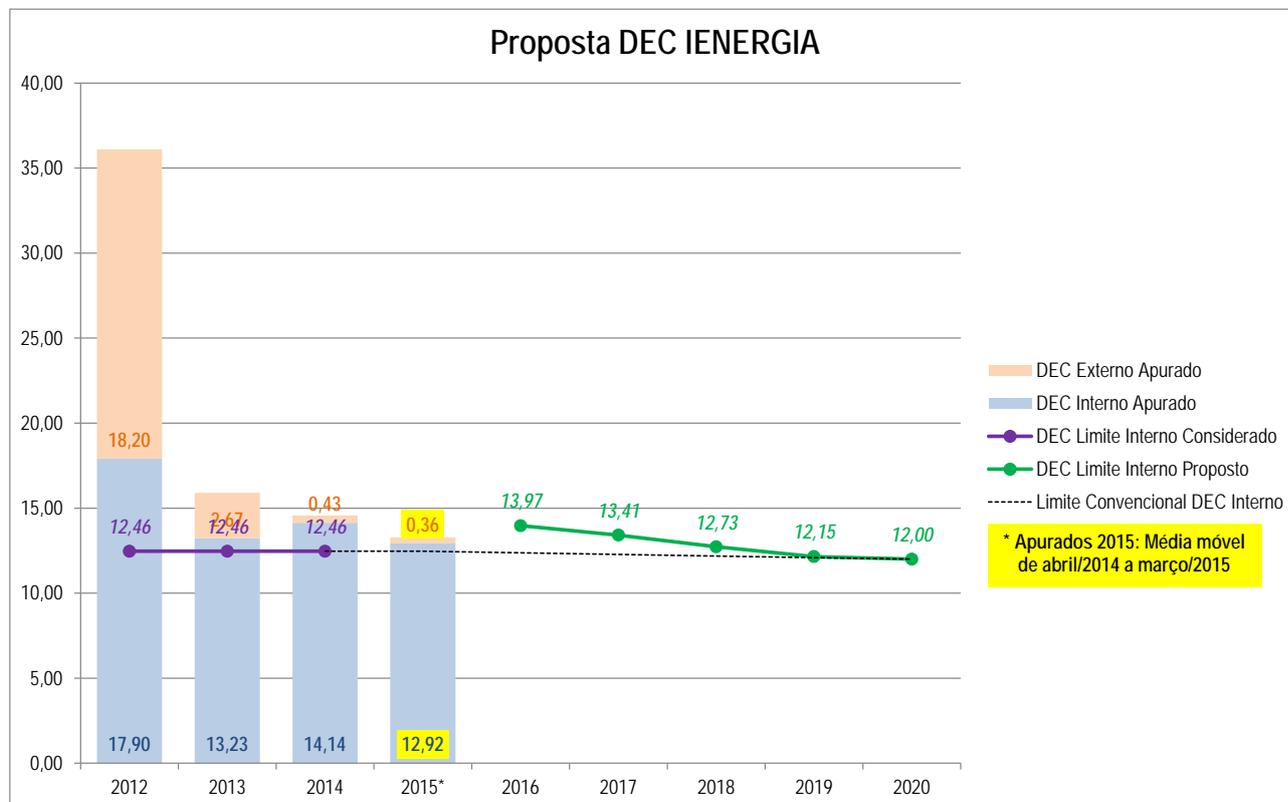
\* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.

(Anexo da Nota Técnica nº 0175/2015-SCT-SFE-SFF-SRD-SRM/ANEEL)



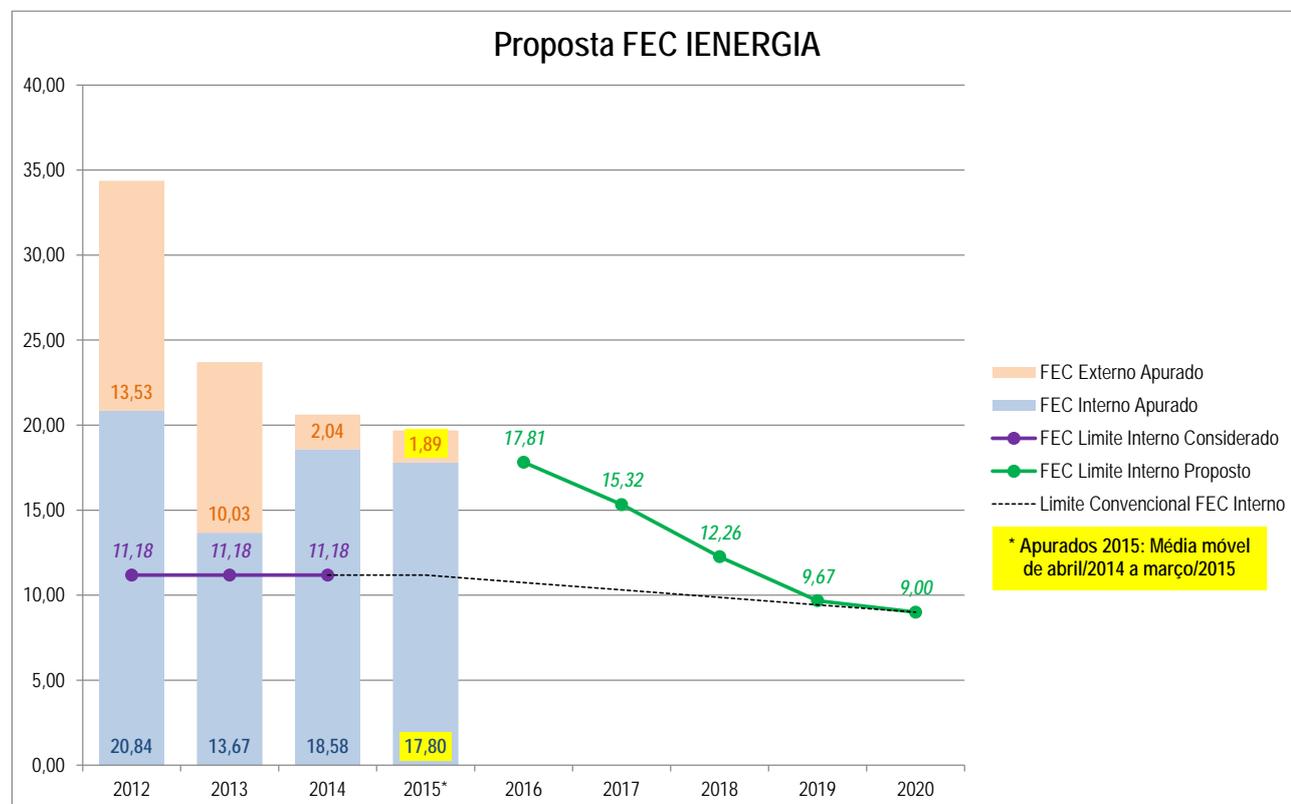
\* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.

(Anexo da Nota Técnica nº 0175/2015-SCT-SFE-SFF-SRD-SRM/ANEEL)



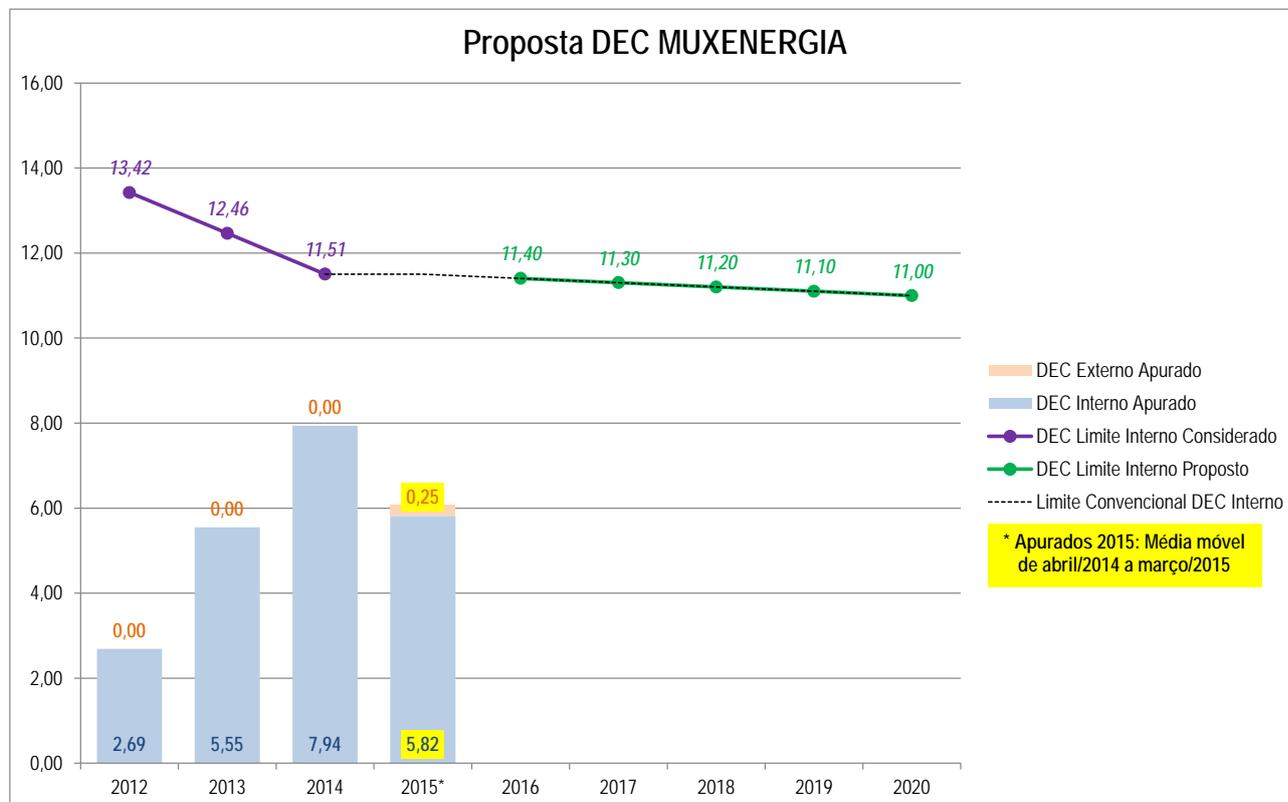
\* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.

(Anexo da Nota Técnica nº 0175/2015-SCT-SFE-SFF-SRD-SRM/ANEEL)



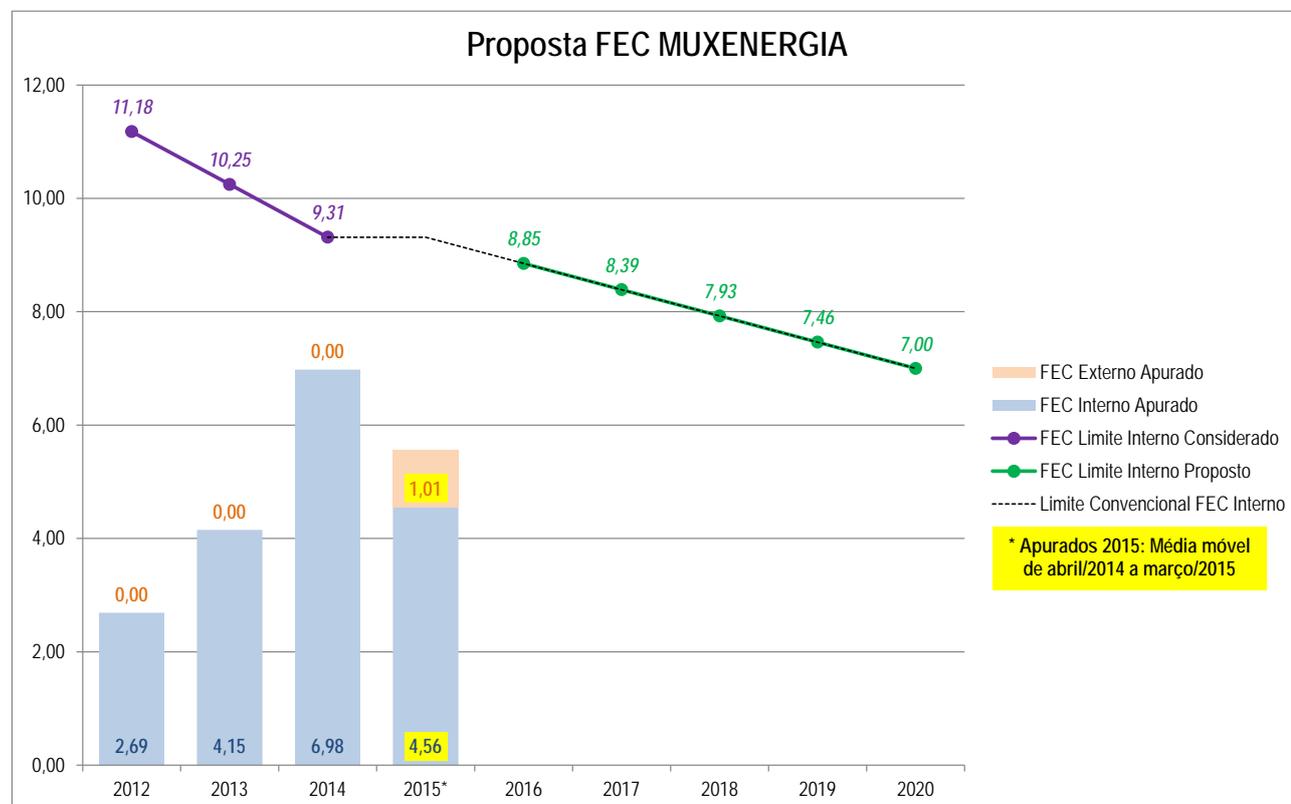
\* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.

(Anexo da Nota Técnica nº 0175/2015-SCT-SFE-SFF-SRD-SRM/ANEEL)



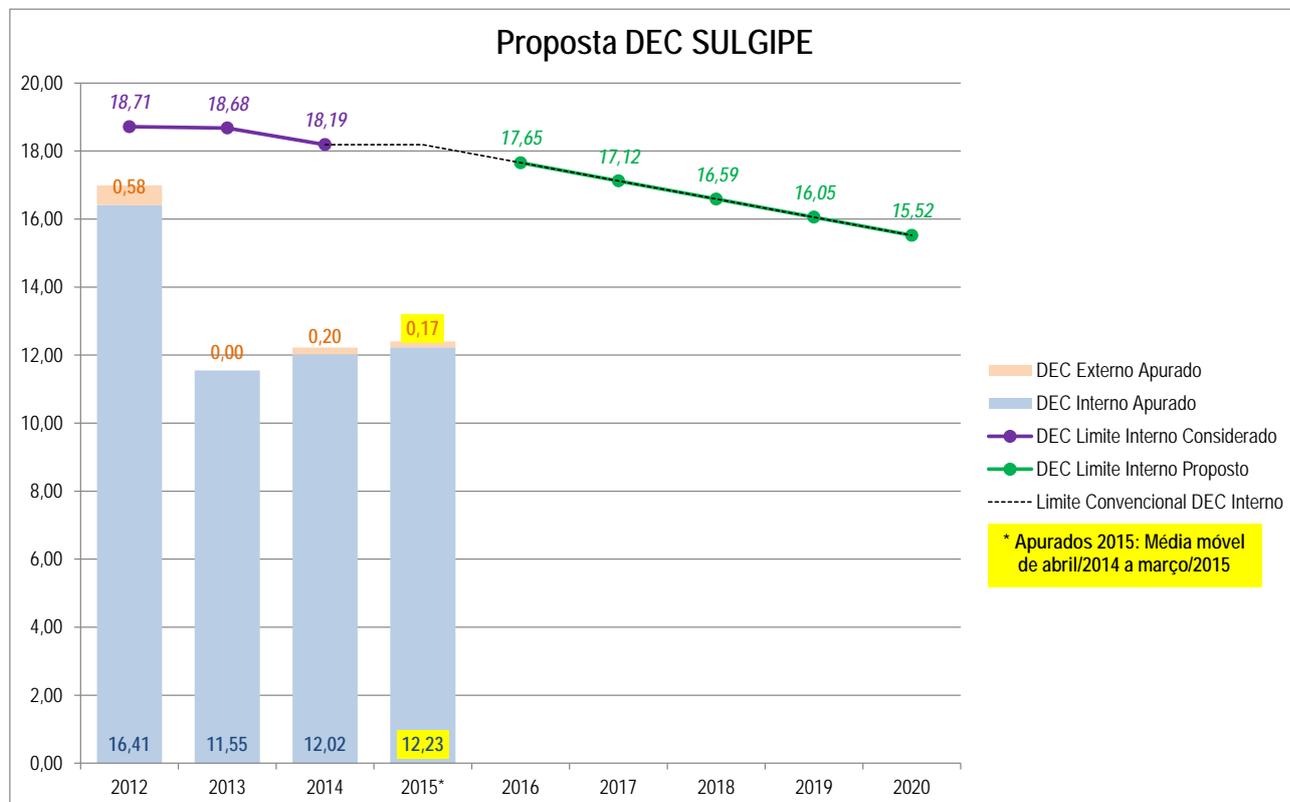
\* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.

(Anexo da Nota Técnica nº 0175/2015-SCT-SFE-SFF-SRD-SRM/ANEEL)



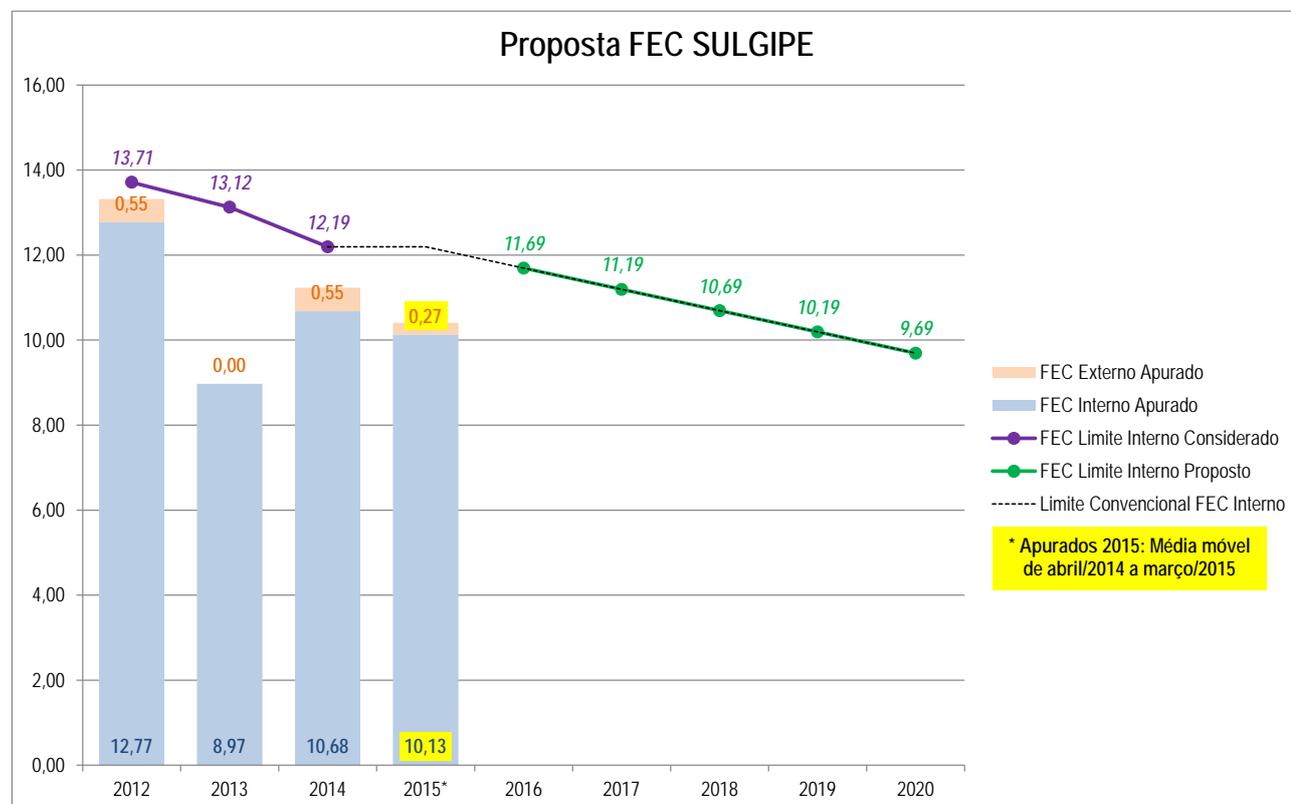
\* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.

(Anexo da Nota Técnica nº 0175/2015-SCT-SFE-SFF-SRD-SRM/ANEEL)



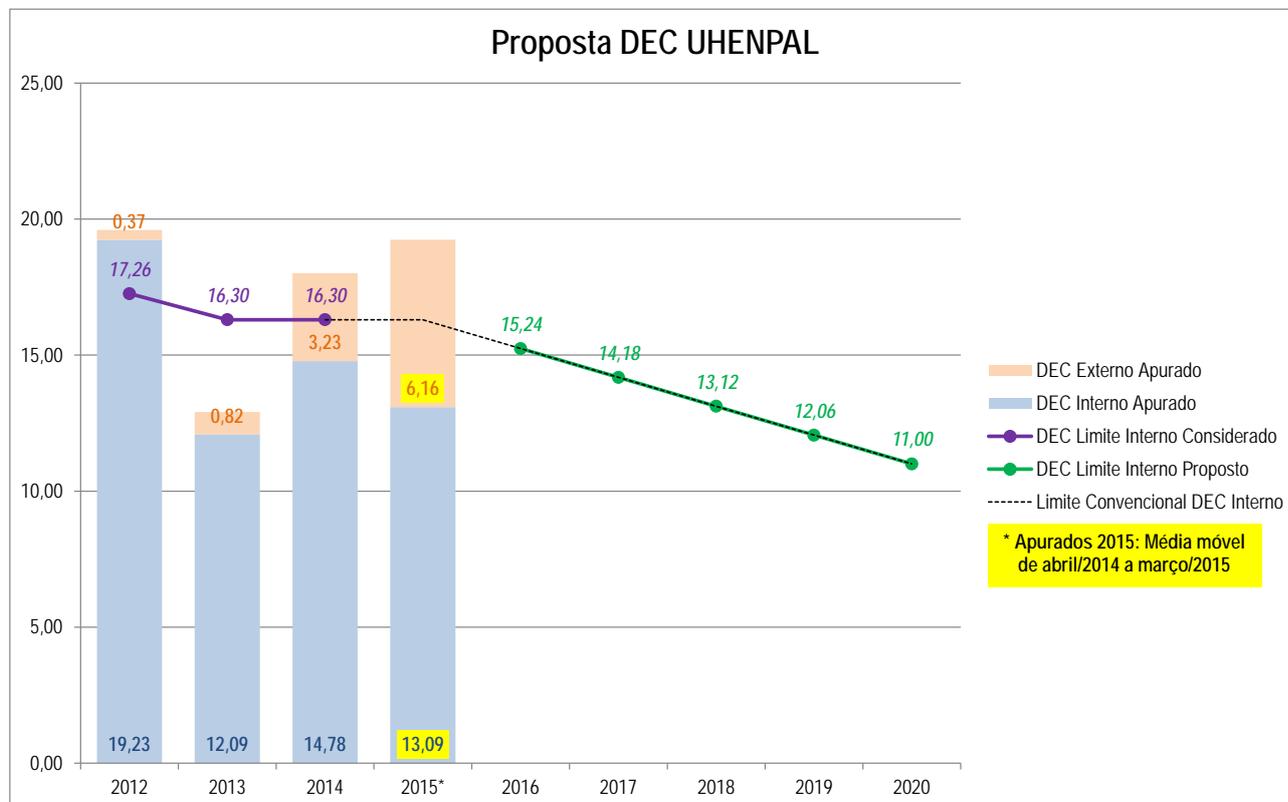
\* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.

(Anexo da Nota Técnica nº 0175/2015-SCT-SFE-SFF-SRD-SRM/ANEEL)



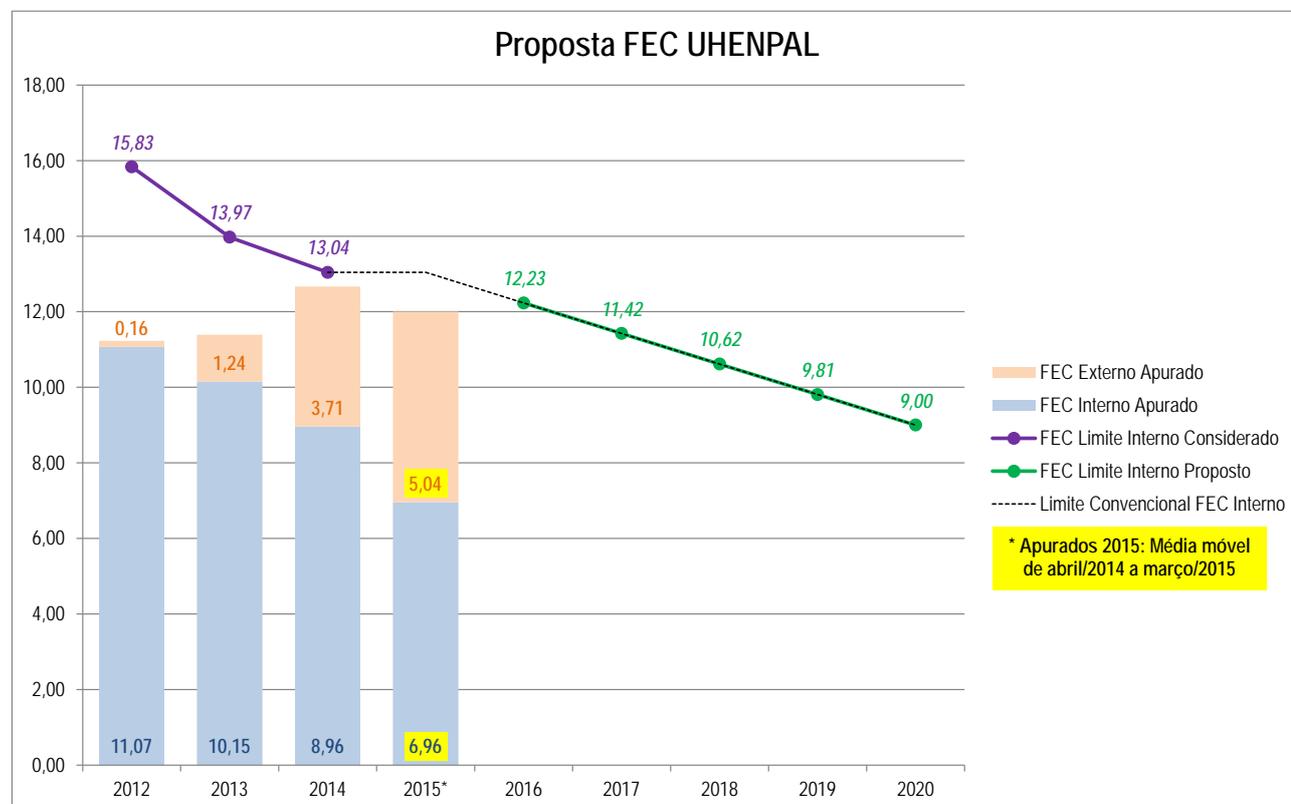
\* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.

(Anexo da Nota Técnica nº 0175/2015-SCT-SFE-SFF-SRD-SRM/ANEEL)



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

(Anexo da Nota Técnica nº 0175/2015-SCT-SFE-SFF-SRD-SRM/ANEEL)



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

(Anexo da Nota Técnica nº 0175/2015-SCT-SFE-SFF-SRD-SRM/ANEEL)

#### Anexo IV – DATA DE REVISÃO PROPOSTA

EMPRESA	Revisão Tarifária Proposta
CPEE	15/03/2016
JAGUARÍ	15/03/2016
MOCOCA	15/03/2016
SANTA CRUZ	15/03/2016
SUL PAULISTA	15/03/2016
JOAO CESA	15/09/2016
URUSSANGA	15/09/2016
UHENPAL	29/04/2017
BRAGATINA	10/05/2016
CAIUÁ	10/05/2016
NACIONAL	10/05/2016
VALE PARANAPANEMA	10/05/2016
DME-D	28/05/2016
EMG	28/05/2016
ENF	28/03/2016
COCEL	19/06/2016
COPEL	10/06/2016
CFLO	19/06/2016
HIDROPAN	26/06/2017
ELETROCAR	26/06/2017
CELESC	07/09/2016
IENERGIA	15/09/2016
SANTA MARIA	28/08/2016
CEB	07/09/2016
FORCEL	19/06/2016
COOPERALIANÇA	15/09/2017
CEAL	07/08/2017
CEPISA	07/08/2017
CHESP	23/10/2016
CELG	10/10/2017
CEEE	10/10/2016
AMAZONAS	15/11/2017
BOA VISTA	30/11/2017
CERON	15/11/2017
ELETROACRE	15/11/2017

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

(Anexo da Nota Técnica nº 0175/2015-SCT-SFE-SFF-SRD-SRM/ANEEL)

EMPRESA	Revisão Tarifária Proposta
SULGIPE	04/07/2016
CEMIG	28/05/2018
DEMEI	26/06/2017
MUXFELDT	26/06/2017
CEA	30/11/2015
CERR	30/11/2015