

Brasília, 06 de setembro de 2017

Ao

Ministério de Minas e Energia

Esplanada dos Ministérios – Bloco U

Brasília – DF

Referência: Consulta Pública nº 37/2017 – Alterações na Minuta do Contrato de Concessão de Serviço Público de Distribuição de Energia Elétrica referente às concessões de que trata o art. 8º, § 1º -A, da Lei n.º 12.783, de 11 de janeiro de 2013 (“Minuta do Contrato de Concessão”).

Assunto: Apresentação de Contribuições no âmbito da Consulta Pública nº 37/2017

Prezados Senhores,

A **EQUATORIAL ENERGIA S.A.**, sociedade por ações, com sede na Cidade de São Luís, Estado do Maranhão, na Rua Alto do Calhau, nº 100, Loteamento Quitandinha, Quadra SQS, Alameda A, inscrita no CNPJ/MF sob o nº 03.220.438/0001-73, (“Equatorial Energia”) vem, por meio de seu representante abaixo assinado, apresentar contribuições referentes à Consulta Pública nº 37, de 28 de agosto de 2017, conforme instaurada pelo Ministério de Minas e Energia, a respeito de propostas para o alterações na minuta do Contrato de Concessão de Serviço Público de Distribuição de Energia Elétrica referente às concessões de que trata o art. 8º, § 1º -A, da Lei n.º 12.783, de 11 de janeiro de 2013 (“Contribuições”).

Em respeito ao previsto na Portaria n.º 342, de 25 de agosto de 2017, as Contribuições abordarão somente os pontos específicos apresentados na Nota Técnica nº 247/2017/DOC/SPE (“NT 247”), uma vez que demais dispositivos da minuta do Contrato de Concessão de Serviço Público de Distribuição de Energia Elétrica foram discutidos no âmbito da Audiência Pública nº 094/2016, realizada pela Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL.

A Nota Técnica nº 247/2017/DOC/SPE, de 28 de agosto de 2017, apresenta, essencialmente três pontos, a saber (i) tratamento dos empréstimos vinculados à RGR durante o período designado, (ii) fixação dos custos operacionais regulatórios para o 1º ciclo tarifário, e (iii) fixação do nível de perdas não-técnicas para o primeiro ciclo tarifário.

Na visão da Equatorial Energia são três pontos fundamentais para o sucesso do futuro processo de transferência do controle das distribuidoras. Vale notar que a Nota Técnica aponta indícios de que, ainda que de modo indireto, o processo de licitação a ser realizado terá dois parâmetros fundamentais (O&M



Reg e nível de perdas não-técnicas) como relevantes para o “valor do lance” no processo de venda das empresas.

Neste contexto, apresentamos a seguir uma introdução geral ao tema, seguida das contribuições pontuais da Equatorial Energia.

1 Introdução

A Consulta Pública nº 37/2017, conduzida pelo Ministério de Minas e Energia, apresenta, por meio da NT 247, um conjunto de 03 (três) alterações contratuais à Minuta do Contrato de Concessão, com o intuito de *“reequilibrar as áreas de concessão antes do processo de venda ou licitação dessas áreas”*, que evidenciam o comprometimento do D.MME de licitar ativos em condições que viabilizem a nova concessão e garantam a prestação adequada dos serviços.

Entendemos que a Consulta Pública nº 37/2017 reabre a discussão de pontos extremamente sensíveis a essas concessões e permite uma reflexão maior do mercado e dos participantes interessados, principalmente no tocante a alocação de riscos que são, no momento, inerentes a essas concessões.

Como foi veiculado pelo Ofício n.º 296/2017-DR/ANEEL, o desequilíbrio econômico financeiro desses ativos é pautado, principalmente, pelos *“custos operacionais, perdas de energia elétrica e empréstimos com recursos da Reserva Global de Reversão – RGR, feitos para assegurar a continuidade do serviço prestado”*, os quais se assumidos pelo novo concessionário sem qualquer flexibilização poderia *“inviabilizar a licitação da concessão”*, uma vez que o reconhecimento tarifário frente aos custos incorridos para a prestação dos serviços de distribuição inviabilizam a sustentabilidade do ativo.

Nesse contexto, a Consulta Pública nº 37/2017, tem como principal objetivo ajustar o nível tarifário de forma estabelecer um novo equilíbrio econômico financeiro para essas novas concessões por meio de ajustes à redação das cláusulas da Minuta do Contrato de Concessão.

Antes de passar as Contribuições sobre os pontos específicos da Consulta Pública nº 37/2017, a Equatorial Energia destaca determinadas questões preliminares referentes ao equilíbrio econômico-financeiro das concessões.

Equilíbrio Econômico Financeiro nas Concessões

Como é de conhecimento geral, o equilíbrio econômico-financeiro de contratos celebrados com a Administração Pública é assegurado nos termos do art. 37, XXI, da Constituição Federal:

XXI – ressalvados os casos especificados na legislação, as obras, serviços, compras e alienações serão contratados mediante processo de licitação pública que assegure igualdade de condições a todos os concorrentes, com cláusulas que estabeleçam obrigações de pagamento, **mantidas as condições efetivas da**

proposta, nos termos da lei, o qual somente permitirá as exigências de qualificação técnica e econômica indispensáveis à garantia do cumprimento das obrigações. (Grifou-se)

O equilíbrio econômico-financeiro consiste na equivalência entre a prestação dos serviços/produtos contratados por meio de processo licitatório e a remuneração prometida pela Administração Pública a ser paga para a concessionária, acordadas previamente por ocasião da celebração de cada novo contrato de concessão.

Corroborando esse entendimento, cabe destacar os ensinamentos de Hely Lopes Meirelles¹:

Equação econômico-financeira é a relação que as partes estabelecem inicialmente no contrato administrativo, entre os encargos do particular e a retribuição devida pela entidade ou órgão contratante, para a justa remuneração do seu objeto.

Essa correlação encargo-remuneração deve ser conservada durante toda a execução do contrato, mesmo que alteradas as cláusulas de serviço, modificados os projetos e programas, liberados trabalhos em quantidades inferiores às previstas, ou superados os prazos contratuais por mora da administração, a fim de que se mantenha o equilíbrio econômico-financeiro, que como observa Waline, é "direito fundamental", de quem contrata com a administração.

Assim, especificamente no que se refere as concessões ora em análise, a Lei nº 12.783, de 11 de janeiro de 2013 ("Lei nº 12.783/2013") no seu art. 8º caput e §1º-A estabelece a realização de **uma nova concessão por prazo de 30 anos**, por meio de processo licitatório, para as concessões ora em pauta:

Art. 8º As concessões de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica que não forem prorrogadas, nos termos desta Lei, **serão licitadas, na modalidade leilão ou concorrência, por até 30 (trinta) anos.**

§ 1º-A. É facultado à União, quando o prestador do serviço for pessoa jurídica sob seu controle direto ou indireto, **promover a licitação de que trata o caput associada à transferência de controle da pessoa jurídica prestadora do serviço,**

¹LOPES MEYRELLES, Hely. Reajustamento e recomposição de preços em contrato administrativo. Rio de Janeiro. 1980. Pág. 12.

outorgando contrato de concessão ao novo controlador pelo prazo de 30 (trinta) anos. (Grifou-se)

Ou seja, **como resultado de cada licitação teremos uma nova concessão, a qual, seguindo os ditames legais e doutrinárias, deverá ser estabelecido um novo equilíbrio econômico financeiro pautado pela vinculação a proposta vencedora apresentada.**

Apesar da Lei nº 12.783/2013 ter permitido que a licitação dessas concessões fosse associada à transferência de controle da pessoa jurídica, cada concessão será outorgada a um novo entrante vencedor do processo licitatório.

O processo de licitação das concessões ora em análise não se trata de desestatização de empresa estatal com concessão vigente em andamento, mas, sim de outorga de nova concessão associada à transferência de controle estatal e, portanto, na consagração de um novo equilíbrio econômico financeiro capaz correlacionar os encargos e as remunerações atribuídas ao concessionário em prol da sustentabilidade da concessão.

Desse modo, em defesa do sucesso no processo licitatório e a viabilidade econômico –operacional dos ativos, **a concessão deve ser dissociada do equilíbrio econômico –financeiro anteriormente traçado.** Caso contrário, o ponto de partida do equilíbrio econômico-financeiro da nova concessão estará descolado da sua realidade, prejudicando a licitação e, por consequência, o interesse público do Poder Concedente e dos usuários atendidos pelas respectivas concessões.

Regime do Serviço pelo Preço

No tocante à prestação de serviços públicos, a Constituição também estabelece – em seu Título da Ordem Econômica e Financeira da Constituição Federal, art. 175, parágrafo único, inciso III – que a lei disciplinaria o regime tarifário aplicável às concessões e a obrigação de manutenção do serviço adequado:

Art. 175. Incumbe ao Poder Público, na forma da lei, diretamente ou sob regime de concessão ou permissão, sempre através de licitação, a prestação de serviços públicos.

Parágrafo único. A lei disporá sobre:

[...]

III - política tarifária;

IV – a obrigação de manter serviço adequado.

Em obediência a essa previsão, a Lei nº 9.427/1996 estabeleceu o regime do “serviço pelo preço” como regime econômico e financeiro da concessão de serviço público de energia elétrica, tal como o serviço de distribuição de energia elétrica. Confira-se:

Art. 14. O regime econômico e financeiro da concessão de serviço público de energia elétrica, conforme estabelecido no respectivo contrato, compreende:

I - a contraprestação pela execução do serviço, paga pelo consumidor final com tarifas baseadas no serviço pelo preço, nos termos da Lei nº 8.987, de 13 de fevereiro de 1995;(...)

Sendo o regime do “serviço pelo preço”, aplicável ao Contrato de Concessão das concessionárias que serão objeto de licitação pelo D. MME, nota-se que a concessionária será remunerada pela execução do serviço de distribuição de energia elétrica por meio de tarifa cobrada do consumidor final originalmente estabelecida por ocasião da licitação e da assinatura do Contrato de Concessão, de modo a se garantir o equilíbrio econômico-financeiro da concessão.

Entende-se que é no Contrato de Concessão que se encontra o ponto de equilíbrio econômico-financeiro da concessionária, essencial para a sustentabilidade da concessão e a prestação adequada dos serviços.

A propósito, a Nota Técnica n.º 353/2014-SFF/ANEEL, de 16.12.2014 (“NT 353”), expõe que há uma forte interface entre o equilíbrio e a prestação adequada dos serviços.

14. Há uma forte ligação entre essa dimensão operacional e a econômico-financeira, uma vez que a prestação de serviço em nível de qualidade esperado pelo regulador e pela sociedade pressupõe o desembolso expressivo de recursos em construção, operação e manutenção.

15. Sob o ponto de vista financeiro, para alcançar esses objetivos, a empresa se depara (i) com desembolsos de capital (*Capital Expenditures - CAPEX*), ou seja, investir na aquisição, ou introdução de melhorias, de equipamentos e instalações de forma a manter e/ou expandir o funcionamento do negócio, bem como (ii) com desembolsos para a manutenção dos equipamentos e outras despesas operacionais necessárias à produção e à continuidade do negócio (*Operating Expenditures – OPEX*).

Contudo, como bem indicado pela D. Agência, em referida Nota Técnica, os recursos das empresas são de certa forma limitados e caso a concessionária não desempenhe atividade de forma lucrativa suficiente necessitará de recursos externos.

Diante de cenários como esses, a Superintendência de Fiscalização Econômico Financeira da ANEEL - SFF informa, no âmbito da NT 353, que usualmente as concessionárias são forçadas a descumprir com *“obrigação de investir no serviço (para manutenção e/ou melhora da qualidade), que normalmente apresenta efeitos mais indiretos, uma vez que há um lapso temporal entre essa decisão e suas consequências (redução paulatina da qualidade e, em contrapartida, compensações e sanções regulatórias).”*

É nesse contexto que a Equatorial Energia vem reconhecer a importância do processo conduzido pela D. Agência e o D.MME de estabelecer um novo ponto inicial de equilíbrio econômico financeiro para as novas concessões, de forma a permitir que as receitas e as obrigações assumidas pelos concessionários outorgadas sejam correlatas. Essa questão é essencial para o sucesso no processo licitatório, bem como para a determinação das condições para prestação dos serviços de forma adequada.

2 Contribuição da EQTL

2.1 O&M Reg e Perdas Não-técnicas

Quanto à questão do O&M Reg e do nível de perdas não-técnicas (PNT) a Equatorial Energia entende que a abordagem proposta é adequada, endereça as principais preocupações e respectivas propostas encaminhadas pela Equatorial Energia no âmbito da AP 94/2016, mas visualiza uma oportunidade de melhoria no texto abaixo da minuta de contrato de concessão:

CLÁUSULA DÉCIMA NONA – DISPOSIÇÕES TRANSITÓRIAS

[...]

Subcláusula Segunda – No período entre a data de assinatura do contrato e a primeira revisão tarifária ordinária subsequente poderá ocorrer uma revisão tarifária extraordinária a pedido da Concessionária, observando os seguintes critérios:

[...]

Subcláusula Terceira – No período entre a data de assinatura do contrato e a primeira revisão tarifária ordinária subsequente serão utilizados valores e fórmula de cálculo para Fator X, Custos Operacionais e Perdas Regulatórias distintos dos previstos na Cláusula Sexta, observando os seguintes critérios:

I – O valor do componente Pd do Fator X será definido como 0 (zero).

II – Os Custos Operacionais regulatórios no primeiro processo tarifário posterior à assinatura do contrato de concessão serão definidos como um percentual de [1% sobre o valor dos custos operacionais do processo tarifário anterior, atualizados conforme regra de reajuste da Parcela B. Entre o segundo processo tarifário e o processo tarifário imediatamente anterior à primeira revisão tarifária ordinária, os custos operacionais serão definidos aplicando-se a regra de reajuste da Parcela B.

III – As Perdas não técnicas regulatórias serão definidas no percentual de [1% sobre o mercado faturado de baixa tensão.

Parágrafo Primeiro – Os efeitos tarifários decorrentes do tratamento descrito nesta Subcláusula serão percebidos a partir do primeiro cálculo tarifário subsequente à assinatura do contrato, sempre com efeitos prospectivos.

Parágrafo Segundo – Os percentuais transitórios dos incisos II e III são aqueles resultantes do processo licitatório da concessão de distribuição de energia elétrica associada à transferência de controle da pessoa jurídica prestadora do serviço, realizada nos termos do art. 8º da Lei nº 12.783/2013 e seus regulamentos.

Parágrafo Terceiro – Na primeira revisão tarifária ordinária, deverão ser aplicadas as regras previstas na Cláusula Sexta, desconsiderando quaisquer efeitos decorrentes dos percentuais transitórios dos incisos II e III.

O parágrafo terceiro deixa claro que a partir da 1ª RTP serão aplicadas as regras usuais dos processos tarifários, e explicita que os percentuais transitórios não irão compor o referido processo. Todavia, as atuais regras de revisão tarifária para O&M e Perdas Não-técnicas basicamente tem dois elementos, (i) a fixação de uma meta, sendo que este processo de fixação adota alguma abordagem do tipo benchmarking comparativo com outras empresas do setor de distribuição, e (ii) a fixação de um valor de partida, sendo que quando há uma diferença entre a meta e a partida, uma trajetória é estabelecida para o ciclo tarifário.

Importa destacar que o ponto de partida (tanto para O&M, quanto para PNT) faz referência ao valor implícito nas tarifas no processo tarifário anterior, ou seja, os efeitos dos percentuais transitórios não devem, naturalmente, afetar o valor meta, mas devem, definitivamente, atuar na questão da partida, já que em geral essa partida considera o valor implícito nas tarifas como referência. Assim, para o O&M Reg a partida será o valor de O&M implícito na Parcela “B” do ano-teste, considerando os efeitos da componente T (do Fator X), aplicando-se a metodologia da RTP para fixar a meta e eventual trajetória. Para PNT, por sua vez, a partida seria o menor valor entre a PNT real média dos 4 anos anteriores e o valor implícito nas tarifas, e o valor implícito é justamente o resultante da aplicação da Subcláusula Terceira.

Adicionalmente, e apenas para fins de esclarecimento, é importante fixar também o índice de perdas técnicas a vigorar no ciclo tarifário, e o valor da componente T do Fator X, para assegurar maior clareza ao processo.

Deste modo, a Equatorial Energia propõe os seguintes ajustes:

CLÁUSULA DÉCIMA NONA – DISPOSIÇÕES TRANSITÓRIAS

[...]

Subcláusula Segunda – No período entre a data de assinatura do contrato e a primeira revisão tarifária ordinária subsequente poderá ocorrer uma revisão tarifária extraordinária a pedido da Concessionária, observando os seguintes critérios:

[...]

Subcláusula Terceira – No período entre a data de assinatura do contrato e a primeira revisão tarifária ordinária subsequente serão utilizados valores e fórmula de cálculo para Fator X, Custos Operacionais e Perdas Regulatórias distintos dos previstos na Cláusula Sexta, observando os seguintes critérios:

- I – O valor dos componentes Pd e T do Fator X serão definidos como 0 (zero).*
- II – Os Custos Operacionais regulatórios no primeiro processo tarifário posterior à assinatura do contrato de concessão serão definidos como um percentual de 1% sobre o valor dos custos operacionais do processo tarifário anterior, atualizados conforme regra de reajuste da Parcela B. Entre o segundo processo tarifário e o*

processo tarifário imediatamente anterior à primeira revisão tarifária ordinária, os custos operacionais serão definidos aplicando-se a regra de reajuste da Parcela B.

III – As Perdas não técnicas regulatórias serão definidas no percentual de []% sobre o mercado faturado de baixa tensão

IV – As Perdas técnicas regulatórias serão definidas no percentual de []% sobre a energia injetada no sistema de distribuição.

Parágrafo Primeiro – Os efeitos tarifários decorrentes do tratamento descrito nesta Subcláusula serão percebidos a partir do primeiro cálculo tarifário subsequente à assinatura do contrato, sempre com efeitos prospectivos.

*Parágrafo Segundo – Os percentuais transitórios dos incisos **II e III** são aqueles resultantes do processo licitatório da concessão de distribuição de energia elétrica associada à transferência de controle da pessoa jurídica prestadora do serviço, realizada nos termos do art. 8º da Lei nº 12.783/2013 e seus regulamentos.*

Parágrafo Terceiro – Na primeira revisão tarifária ordinária, deverão ser aplicadas as regras previstas na Cláusula Sexta, sendo que os efeitos decorrentes dos percentuais transitórios dos incisos I (componente T), II e III deverão compor apenas o ponto de partida dos referenciais regulatórios para custos operacionais e perdas não-técnicas, segundo Regulamentação da ANEEL.

Com esta redação busca-se deixar claro como será conduzido o primeiro processo de revisão tarifária ordinária no âmbito deste novo contrato.

2.2 Tratamento de financiamento RGR

Conforme o entendimento exposto pela Equatorial Energia no âmbito das contribuições apresentadas à Audiência Pública n.º 94/2016, as concessões ora em análise serão objeto de nova concessão, por força de disposição legal.

Apesar da D. Agência ter afastado tal entendimento sob a perspectiva da possibilidade de transferência de controle acionário desses ativos, isso não é o que consta na disposição legal trazida pelo art.8º, § 1º-A da Lei n.º 12.783/2013, conforme exposto acima no item I.

A Lei n.º 12.783/2013 faculta à União a possibilidade de promover a licitação associada à transferência de controle da pessoa jurídica, mas não altera o fato de que, a partir da licitação, será outorgada para o vencedor uma nova concessão.

Nesse contexto, o objeto da então Audiência Pública n.º 94/2016 e da presente Consulta Pública n.º 37/2017 é a atualização do Modelo de Contrato de Concessão hoje utilizado, de forma a instituir condições para a prestação do serviço público sob a nova concessão.

Assim, por se tratar de uma nova concessão, o processo licitatório deve ser instaurado de forma a garantir que o menor número e montante possível de passivos e contingências relacionados a as concessões foram apresentados e/ou considerados para fins da nova concessão, dado que tais débitos foram assumidos pelas concessionárias enquanto controladas pelo antigo controlador, no caso a União, e, portanto, não devem integrar a composição do equilíbrio econômico financeiro da nova concessão.

Esse é o caso empréstimos do RGR. Como bem exposto no Voto da Resolução Homologatória n.º 2.184/2016 os empréstimos dos recursos da RGR visavam *“assegurar a condição mínima de sustentabilidade das distribuidoras em regime temporário, ou seja, assegurar que haja recursos suficientes para garantir o cumprimento das obrigações intrassetoriais (compra de energia, transmissão de energia e encargos setoriais), as despesas para operação e manutenção relativas à atividade de distribuição, os investimentos mínimos em reposição, além do pagamento dos juros da dívida”*, ou seja, estão vinculados diretamente aos custos incorridos pelo atual concessionário, enquanto prestador dos serviços de forma temporária.

Dessa forma, em defesa da sustentabilidade da concessão, passivos existentes relacionados aos antigos controladores não devem integrar a nova concessão, sob pena de intervir ou impedir os investimentos dos novos concessionários, prejudicando a melhora na qualidade dos serviços.

É certo que na medida em que os passivos, como o empréstimo do RGR, deixam de integrar os riscos atribuídos aos novos concessionários e passam a ser reconhecidos como de responsabilidade adstrita ao antigo controlador (e.g. União), **os ativos das concessões são automaticamente melhores avaliados pelo mercado**, no âmbito do processo de licitatório.

Isso é motivado, principalmente, pela (i) diminuição da dívida considerada no modelo financeiro do novo controlador, com consequências diretas no nível de alavancagem financeira, (ii) redução dos riscos atribuídos ao novo concessionário, e (iii) ausência de risco de eventual discrepância entre a receita reconhecida da concessão e o montante de dívida/passivo que deverá ser pago.

Nesse âmbito, uma maior valorização do ativo possibilitaria uma diferença positiva entre o valor de concessão a ser pago e o valor da dívida existente relacionada.

Nota-se, então, que para a União a solução mais interessante sob a perspectiva financeira e operacional dos ativos (em defesa da execução de investimentos sem interferência de passivos existentes, capazes de prejudicar a melhora na prestação dos serviços) seria reconhecer que os passivos assumidos durante a antiga concessão são adstritos a seus controladores na época e não devem integrar a nova concessão.

Diante do exposto, a Equatorial Energia propõe, inicialmente que o empréstimo do RGR deve ser, reconhecido de forma integral, no âmbito da Parcela A, sem qualquer desconto de percentual.

Além disso, CP apresenta uma solução interessante, ao (i) ajustar a taxa de juros do financiamento, (ii) alterar o prazo para pagamento – estendendo-o aos 30 anos, com 5 anos de carência, de forma a (iii) garantir cobertura para o pagamento por meio de um encargo setorial específico, a ser reconhecido nos processos tarifários como parte da Parcela “A” destas concessionárias.

Assim, do ponto de vista das condições de pagamento a abordagem resulta em condições adequadas, na medida em que ajusta o prazo, os custos, e garante a origem dos recursos.

Todavia, como o empréstimo continua vinculado às concessionárias, entende-se que estes continuaram a compor o passivo das empresas, ou seja, terão efeito direto sobre os indicadores financeiros, especialmente aqueles associados à alavancagem. Dentro dessa ótica, ainda que para fins de fiscalização da ANEEL seja proposta a exceção adequada, não há garantias que as instituições financeiras e investidores deem o mesmo tratamento.

Sob essa perspectiva, considerando a forma de pagamento proposto (via encargo reconhecido na Parcela “A”), seria também oportuno se buscar uma forma de garantir que os recursos para o pagamento sejam assegurados mesmo em caso extremo eventual reversão ou extinção da concessão.

Nesse âmbito, eventual saldo existente dos empréstimos do RGR não amortizados ao término da concessão (ocorrida ao fim do seu termo ou em prazo menor) deverá integrar a indenização dos ativos desses novos concessionários, nos termos do art. 36 da Lei Geral de Concessão.

A proposta, neste caso, é a inserção de uma subcláusula na Minuta do Contrato de Concessão de forma a determinar a criação de um ativo regulatório, no valor do empréstimo do RGR, de forma que o saldo remanescente deste empréstimo seja considerado para fins de apuração em eventual reversão da concessão, conforme abaixo:

Subcláusula XXX – A DISTRIBUIDORA deverá constituir ativo regulatório em valor equivalente ao empréstimo a que se refere à Subcláusula Quarta, da Cláusula Décima Nona, incluindo tributos incidentes sob o empréstimo e sob a tarifa da DISTRIBUIDORA. Fica estabelecido, ainda, que eventual saldo remanescente de eventual insuficiência de recolhimento ou ressarcimento pela tarifa em decorrência da extinção, por qualquer motivo, da concessão, deverá compor montante da indenização devida à DISTRIBUIDORA.

Com esta abordagem contratual fica garantido o recebimento dos recursos necessários à quitação dos financiamentos mesmo no caso de descontinuidade da concessão, em linha com a disposição legal trazida pela Lei Geral das Concessões. Além disso, a criação de um ativo assegura a neutralidade do empréstimo do ponto de vista de apuração de dívida líquida, ou de alavancagem financeira.

Cumprе notar que as medidas aqui apresentadas são de suma importância para a definição do novo equilíbrio econômico financeiro dessas concessões. Caso contrário, conforme exposto no item I, o ponto inicial do equilíbrio econômico financeiro da concessão estaria descolado da realidade ao considerar bases referente a antiga concessão, possibilitando que recursos do novo controlador sejam drenados por impactos decorrentes da gestão anterior.

3 Conclusões

Primeiramente, cabe destacar a forma transparente e participativa que a atual gestão do MME e ANEEL vem conduzindo os assuntos referentes ao setor elétrico, em especial, observa-se todo o processo que culminou com as propostas submetidas a Consulta Pública nº 37/2017.

As alterações contratuais trazidas no âmbito da Consulta Pública nº 37/2017 do MME são extremamente sensíveis as concessões que serão objeto da licitação e tem o propósito muito claro de viabilizar a recuperação do equilíbrio econômico financeiro desses ativos e o sucesso no processo licitatório.

A contribuição da Equatorial Energia, em linhas gerais, apoia as propostas trazidas, mas faz considerações significativas com o intuito de propor uma trajetória regulatória que permita a convergência dos custos incorridos pelas concessionárias com aqueles reconhecidos na tarifa das concessões.

Sendo o que nos cumpria para o momento, agradecemos, desde logo a oportunidade conferida pelo D. MME com a Consulta Pública nº 37/2017 e permanecemos à disposição para quaisquer esclarecimentos que se façam necessários.

Equatorial Energia S.A.