

## Sumário

1	Introdução .....	1
2	Aspectos Jurídicos .....	2
3	Considerações sobre a proposta apresentada pela Agência .....	3
3.1	Teste de admissibilidade .....	4
3.2	Tratamento da inadimplência .....	5
3.3	Suposta opção das Ds por maior risco de mercado .....	7
3.4	Exigência de troca de contrato para empresas com “contrato antigo” .....	8
4	Propostas de ajustes .....	9
4.1	Receitas Irrecuperáveis .....	9
4.2	Sobrecontratação .....	9
5	Conclusões.....	11
	Anexo I – Reapresentação de proposta da 1ª fase: Tratamento da inadimplência.....	13

## 1 Introdução

Na primeira fase da CP 35/2020 a ANEEL enfrentou de forma explícita os efeitos da pandemia, ainda que a fase em questão tivesse como foco a busca de uma solução de curto prazo para os aspectos financeiros. No âmbito da 1ª fase, a Diretora-Relatora teceu as considerações abaixo:

33. O Direito brasileiro acolheu, assim, a teoria de risco oriunda do Direito francês, **adaptando-a a nossa realidade**. Desse modo **a doutrina reconhece o direito à recomposição do equilíbrio econômico-financeiro quando ocorrerem fatos excepcionais relacionados às áleas administrativas** (alteração unilateral do contrato, fato da Administração ou fato do príncipe) e econômica (teoria da imprevisão) que provoquem a ruptura do equilíbrio econômico-financeiro do contrato, desde que atendidas determinadas condicionantes e respeitadas todas as etapas dos processos administrativos.

34. No caso em tela, **temos presente tanto fatos relacionados às áleas administrativas quanto à econômica**. Isso porque, pela aplicação da teoria da imprevisão, são requisitos para o reestabelecimento do equilíbrio econômico-financeiro dos contratos de concessão e permissão que o fato seja: (i) imprevisível ou justificavelmente não previsto quanto a sua ocorrência ou quanto a suas consequências; (ii) estranho à vontade das partes; (iii) inevitável; e (iv) causa de onerosidade excessiva no cumprimento do contrato.

35. Ademais, as áleas administrativas também restam configuradas, **uma vez que em razão da crise decorrente da pandemia, houve uma série de fatos do príncipe, no âmbito dos diferentes entes da federação, que alteraram unilateralmente as condições de contrato**. Como exemplo, podemos citar **a própria Resolução Normativa**

**(REN) nº 878/2020 da ANEEL que suspendeu o corte de energia elétrica como medida das distribuidoras combaterem a inadimplência, além dos inúmeros decretos publicados por diferentes entes da federação impondo o fechamento e suspensão de atividades comerciais e econômicas.** (Grifou-se)

Ou seja, a ANEEL não só reconheceu os efeitos da pandemia, seu caráter extraordinário, bem como o direito ao reequilíbrio. Deste modo, a expectativa natural era que a 2ª fase fosse restrita à discussão metodológica, ou seja, deveria buscar quantificar os efeitos e indicar a forma de reconstituição do equilíbrio.

Todavia, o que se viu foi algo muito diverso disso, visto que a Agência alocou expressivo esforço no sentido de “reinterpretar” toda a legislação que versa sobre o direito ao reequilíbrio, além de apresentar propostas que *i)* cerceiam esse direito, na forma de testes de admissibilidade, *ii)* trazem tratamento não isonômico incoerente, em função do tipo de contrato de concessão, e *iii)* impõe condições para o reconhecimento de qualquer tipo de reequilíbrio (para as empresas que não tiveram seus contratos renovados ou cláusulas econômicas atualizadas); isto sem mencionar a total omissão da Agência quanto ao tema da sobrecontratação.

Neste contexto, a Equatorial Energia empenhou-se em avaliar a questão de forma profunda, em conjunto com as demais distribuidoras, no âmbito da Abradee – Associação Brasileira das Distribuidoras de Energia Elétrica. Assim, a Equatorial Energia alinha-se, e também apoia, integralmente a contribuição apresentada pela Associação, que, inclusive, traz análise jurídica detalhada suportada por pareceres de diversos juristas quanto ao tema do reequilíbrio.

Isto posto, a presente contribuição tem caráter absolutamente complementar à já apresentada pela Abradee, e busca reforçar alguns aspectos e, no caso específico da sobrecontratação, apresentar uma abordagem alternativa para fixação de um cenário de referência.

## **2 Aspectos Jurídicos**

A questão do direito ao reequilíbrio econômico e financeiro das concessões é pilar fundamental para a existência das mesmas – em seu processo de alocar à iniciativa privada atividades que seriam de sua responsabilidade, o Poder Concedente faz uma natural alocação de riscos, buscando minimizar o custo global para a sociedade.

Caso a atividade permaneça no poder concedente, todos os riscos serão assumidos pelo mesmo, seja na forma de tarifas, seja na forma de tributos, e não importa a natureza ou intensidade de fatos extraordinários que possam vir a acontecer.

Uma transferência integral de riscos (de qualquer tipo e intensidade) para a iniciativa privada, obrigaria o particular a, na construção de sua proposta, “precificar o impossível”, ou seja, agregar na proposta margens para considerar todo e qualquer tipo de evento futuro.

O princípio do equilíbrio econômico-financeiro existe para proteger o interesse público na obtenção da proposta de licitação mais vantajosa para os usuários. Ou seja, por meio deles, o Poder Concedente assume, para si, riscos extraordinários e raros, evitando a precificação dos mesmos.

A ANEEL, em sua abordagem, não elimina o direito, mas o reinterpreta de forma nociva, impondo limitações (até então inexistentes) – em suma, a Agência faz um esforço jurídico monumental para afastar a base legal atualmente reconhecida como pilar do direito ao equilíbrio (Art. 37, inciso XXI da Constituição Federal, e Lei 8.666/1993), propondo uma nova base (Art. 175 da Constituição Federal, e Lei 8.987/1995), e uma nova abordagem de aplicação – na visão da Agência a obrigação de reequilíbrio deixa de ser integral, e fica limitada tão somente ao necessário e no limite do indispensável para a preservação do serviço.

O material trazido pela Abradee evidencia, de forma inequívoca, que tal abordagem é incoerente com o direito brasileiro, e que deve, portanto, ser descartada pela Agência, ponto integralmente apoiado pela Equatorial Energia.

Adicionalmente a Equatorial Energia reforça que a abordagem trazida pela Agência, da forma como apresentada, vai muito além do setor elétrico, ou seja, a mudança não estaria restrita às concessões setor, mas às concessões em geral, ou seja, os efeitos da mudança, caso venha a prosperar, irão repercutir muito além do setor elétrico, com efeitos nas concessões atuais e futuras, pois a Agência, em última instância, está reescrevendo a matriz de alocação de riscos entre concessionário e o poder concedente.

E aqui a Equatorial Energia reforça o efeito danoso de tal proposta no cenário atual – a pandemia, por si só, agrega incerteza monstruosa para toda a sociedade, e, naturalmente, espera-se que o Estado tenha um papel de agente atenuador de seus efeitos. Ou seja, espera-se que a atuação do Estado seja no sentido de tratar e minimizar os efeitos da pandemia, garantido segurança, a todos, e em um sentido amplo.

A proposta da ANEEL vai no sentido oposto – a Agência, tradicionalmente vista como um referencial de estabilidade e segurança jurídica, no momento em que tais princípios precisam ser aplicados de forma clara e objetiva, permitindo que as empresas, em especial as distribuidoras, e em um ato de fé, possam atuar para garantir a continuidade do serviço, sabendo que os efeitos danosos da pandemia serão (ou seriam) tratados adequadamente, opta por visitar todo o arcabouço, colocando em xeque um pilar fundamental das concessões.

Em nossa visão, a atuação é incompatível com o histórico da Agência, e, deste modo, a Equatorial Energia espera que a questão jurídica seja superada por meio da manutenção do marco vigente, o qual assegura o reequilíbrio integral nas condições trazidas, e reconhecidas, pela Agência, não só no voto da 1ª fase da presente Consulta Pública, mas em outros documentos públicos.

Por fim, e apenas para reforçar, no que se refere aos aspectos jurídicos, a Equatorial Energia endossa e apoia integralmente a contribuição apresentada pela Abradee.

### **3 Considerações sobre a proposta apresentada pela Agência**

É sabido que os efeitos da pandemia, para as distribuidoras, se manifestam, essencialmente, na forma de (i) uma redução do faturamento (de parcela “B”, principalmente, mas também de uso do sistema e energia para as empresas cujo contrato não garante neutralidade para estes itens), (ii) uma ampliação da inadimplência, oriunda dos efeitos da pandemia, em si, mas também das restrições ao uso de ferramentas de

cobrança, e (iii) sobrecontratação de energia, visto que há uma queda do mercado, não acompanhada de uma redução dos volumes de contratos.

O terceiro ponto representa uma lacuna completa na proposta da ANEEL, e será abordada posteriormente. Os dois itens iniciais são tratados, mas de forma incoerente com o histórico da Agência (tecnicamente competente e guardiã da estabilidade), e especialmente para a perda de receita não se vê um esforço no sentido de buscar a forma justa de quantificar os efeitos.

### **3.1 Teste de admissibilidade**

O submódulo 2.9 do Proret foi concebido, essencialmente, para o tratamento de desequilíbrios de caixa da Parcela “A”, e traz uma séria de teste que, em leitura sintética, busca responder à questão: a empresa pode aguardar o próximo processo tarifário? Ou precisa de uma revisão imediata? O ponto chave aqui, é que em sua origem o submódulo trata de itens cujo efeito no equilíbrio já está neutro, pois as CVAs e os financeiros já neutralizam qualquer desequilíbrio econômico de Parcela “A”, de forma que fica pendente a questão financeira. O submódulo até traz um item de “despesas extraordinárias de Parcela B”, mas, nos usos observados até o momento, a aplicação ficou restrita aos desequilíbrios financeiros de Parcela “A”.

Todavia, a situação da pandemia de COVID-19 é diferente. Primeiro, porque, como se sabe, os principais fatores que causam desequilíbrio para as concessionárias de distribuição de energia elétrica não são aumentos de custos, mas sim o aumento dos níveis de inadimplemento e a diminuição do consumo de energia elétrica pelos consumidores, causados essencialmente, por fato do príncipe.

Segundo, por que conforme reconhecido pela própria ANEEL e pela Procuradoria Federal, os eventos relacionados à pandemia de COVID-19 e às medidas tomadas para seu enfrentamento são caracterizados como álea extraordinária (administrativa ou econômica) nos contratos de concessão de distribuição impondo-se à Administração Pública o dever de recomposição integral do equilíbrio econômico-financeiro.

Assim, não é cabível a transposição de teste de admissibilidade dos pedidos de RTE, criado em contexto e sob fundamento diferentes, para os casos relacionados à pandemia de COVID-19 e às medidas correlatas. A aplicação desse teste de admissibilidade, baseado em cláusula contratual não relacionada ao presente caso, violaria flagrantemente o direito das distribuidoras de recomposição integral do equilíbrio econômico-financeiro.

Ou seja, a Equatorial Energia, entende que o teste não deve ser aplicado, em linha com a análise trazida pela Abradee. De toda forma, do ponto de vista econômico e regulatório, ressalvada a ilegalidade de se aplicar o teste de admissibilidade, é importante mencionar ao menos cinco problemas conceituais presentes na minuta de Submódulo 2.9 do PRORET e cujas imperfeições foram acentuadas na proposta de revisão trazida pelo Relatório de Análise de Impacto Regulatório nº 7/2020-SRM/SGT/SFF:

- (i) defasagem na definição da variável de Dívida Regulatória, calculada a partir da base de remuneração aprovada na última revisão tarifária, o que equivale à presunção de que a empresa não fez nenhum investimento após essa

revisão, subestimando a dívida e dificultando o atingimento do teste de admissibilidade;

(ii) confusão entre perda econômica e falta de liquidez, na medida em que considera antecipações de caixa (por exemplo, os recursos da conta Covid) como medida atenuante das perdas econômicas decorrentes da pandemia e das medidas para seu enfrentamento - antecipar dinheiro não possui nenhum efeito contábil sobre balanço, informação que registra a situação econômica das empresas em regime de competência, ou seja, não evita prejuízo, pois apenas faz com que o efeito financeiro correspondente se faça sentir em momento futuro, sem alterar o efeito econômico no momento presente;

(iii) falta de razoabilidade na equivalência do gatilho de admissibilidade para eventos meramente financeiros e para prejuízos econômicos, o que dificulta a admissibilidade dos últimos. Eventos meramente financeiros são aqueles para os quais a empresa possui garantia de repasse aos consumidores no processo tarifário seguinte, de modo que a alteração antecipada da tarifa só é admissível no caso de o descasamento de caixa se provar muito grande. Prejuízos econômicos, por outro lado, não são financiáveis sem que a ANEEL os reconheça como repassáveis, de modo que seu carregamento se dá corroendo a receita de capital da empresa ou o caixa próprio que serviria para pagar dívidas com terceiros, remunerar os acionistas e evitar o afundamento dos custos dos investimentos realizados;

(iv) falta de aderência dos custos financeiros à realidade atual do mercado de dívidas, o que se manifesta de duas formas: (iv.1) múltiplo da SELIC defasado em relação aos custos financeiros atuais, o que dificulta a admissibilidade; e (iv.2) presunção de que o financiamento de prejuízos econômicos não apenas é possível como é mais barato do que o financiamento de descasamentos de caixa para os quais já há previsão de repasse tarifário, o que não é coerente com a ausência de colaterais que podem ser ofertados para o financiamento de prejuízos; e

(v) o teste mescla efeitos de Parcela “A” e de Parcela “B” e inadimplência, sendo que a primeira tem peso maior na composição das receitas e dos impactos, e além disso a Parcela “A” já tem o reequilíbrio assegurando (via CVA e Financeiros), de forma que o minimamente prudente, neste caso, seria um teste distinto para cada um dos efeitos da pandemia (queda de faturamento de Parcela “B” e aumento de inadimplência), ainda, que conforme já enfatizado, o correto é o reequilíbrio integral, não cabendo teste de admissibilidade.

Assim, em suma, a Equatorial Energia endossa a contribuição da Abradee neste ponto, e reforça que não cabe, no contexto da pandemia, qualquer teste de admissibilidade.

### **3.2 Tratamento da inadimplência**

Em primeiro lugar, observa-se que há uma diferenciação de tratamento na proposta conforme o tipo de contrato de concessão, sendo negado qualquer reequilíbrio, para esta componente, nos chamados novos contratos. Na visão da Equatorial Energia tal diferenciação é absurda e sem fundamento, visto que:

- i. o fato gerador e as consequências são as mesmas para todas as empresas – as ações que limitaram as ferramentas de combate ao corte (oriundas da ANEEL ou de outras esferas de governo) não fizeram tal distinção;
- ii. os percentuais de receitas irrecuperáveis são fixados da mesma forma, e simultaneamente, para todas as empresas, não importa o tipo de contrato; e
- iii. os percentuais são fixos entre as revisões, também para os dois tipos.

A única diferenciação refere-se ao tratamento da RI entre as revisões – nos contratos novos, o valor (não os percentuais) é ajustado a cada processo, incorporando das variações de Parcela A, Parcela B e financeiros, e nos antigos o valor (não os percentuais) é ajustado conforme a Parcela B. Deste modo, o tratamento diferenciado somente seria cabível se os percentuais também fosse ajustados no novo contrato, e, mais ainda, que tal ajuste incorporasse variações de curto prazo (em lugar do horizonte de 5 anos usado atualmente). Ou seja, a diferenciação precisa ser excluída.

Também deve-se observar que os percentuais de Receitas Irrecuperáveis são aplicados sobre a Receita Total da concessionária, incluindo ICMS, PIS e COFINS, tal como preconizado nos Submódulos 2.2 e 2.2 A do PRORET. Adicionar os impostos é essencial, uma vez que um consumidor, ao não pagar uma conta, não paga a parcela tarifária, tampouco a parcela de tributos. No entanto, **na planilha de cálculo disponibilizada pela ANEEL, os percentuais de Receitas Irrecuperáveis foram aplicados somente sobre a Receita Tarifária**. Solicita-se que os percentuais de Receitas Irrecuperáveis sejam aplicados sobre toda a Receita, incluindo aos cálculos apresentados a parcela de Impostos.

Seguindo, a Equatorial Energia entende adequado que dos efeitos da Pandemia, após correta quantificação, sejam excluídos os percentuais regulatórios vigentes, mas o que se observa é que na documentação da CP a ANEEL utiliza os percentuais de Receitas Irrecuperáveis que constam da Consulta Pública nº 35/2020 que ainda não foi concluída. Ou seja, esses percentuais de Receitas Irrecuperáveis não estão presentes nas tarifas atuais. Solicita-se que os percentuais de Receitas Irrecuperáveis pré-covid sejam aqueles constantes, de fato, das tarifas atuais de cada distribuidora.

Outro ponto relevante é o tratamento proposto para os recursos recebidos via conta Covid. A ANEEL propõe que sejam retiradas da base de cálculo das Receitas Irrecuperáveis os valores recebidos da Conta-covid. Ocorre que os percentuais de Receitas Irrecuperáveis devem ser aplicados sobre a Receita Total da concessionária, somando-se a parcela tarifária e os tributos, e a parcela tarifária já se encontra subtraída dos valores da Conta-covid. Tanto isso é verdade que um dos objetivos da própria Conta-covid foi evitar aumentos tarifários no período da pandemia. Logo, subtrair a Conta-covid da base significaria descontá-la duplamente! Solicita-se que os valores dos empréstimos da Conta-covid não sejam subtraídos da base de cálculo das Receitas Irrecuperáveis.

Por fim, a Agência impõe como condição para reconhecimento dos efeitos da inadimplência o que se denominou “equações de máximo esforço” na Nota Técnica nº 92/2020-SRM/SGT/SFF/ANEEL. A leitura das equações indica que partindo do pressuposto de que o segundo trimestre de 2020 terá se provado mais crítico do que o terceiro e que, por sua vez, o terceiro trimestre será mais crítico do que o quarto, a metodologia proposta pela ANEEL compara as medianas das faturas em aberto com mesma idade em cada um desses trimestres e exige que os percentuais de inadimplência sejam decrescentes com o tempo.

O pressuposto de maior criticidade do segundo trimestre está relacionado com (i) a abrangência da suspensão de corte trazida pela Resolução Normativa nº 878/2020, que se reduz com o tempo conquanto persista até o final de 2020 para determinados consumidores; e (ii) a expectativa de que as medidas de isolamento social e restrição a atividades econômicas se tornem mais brandas com o tempo.

Ainda que constituam pressupostos razoáveis, não existe nada que as empresas possam fazer para confirmá-los, ou seja, não há ação concreta que possa ser tomada por parte das empresas para conformar a realidade aos pressupostos das equações de máximo esforço.

Por exemplo, em um mercado com elevado peso da Subclasse Residencial Baixa-Renda na Classe Residencial é possível que a inadimplência aumente, pois (i) no segundo trimestre deste ano os consumidores da Subclasse Residencial Baixa-Renda contaram com desconto de 100% das faturas por efeito da Medida Provisória nº 950/2020; e (ii) no terceiro e quarto trimestres, não obstante o retorno dos descontos parciais, os consumidores dessa Subclasse seguem protegidos da suspensão de corte pela Resolução Normativa nº 878/2020.

A possibilidade mais provável, portanto, é que esses consumidores aumentem sua inadimplência, pois voltarão a ficar expostos às cobranças da conta de luz e não podem ser cortados até o final de 2020. Isso pode comprometer o atendimento às equações de máximo esforço para a Classe Residencial, por exemplo.

Além disso, os efeitos das medidas das diversas esferas da Administração Pública nas diferentes áreas de concessão não necessariamente obedecem a expectativa de abrandamento implícita nas equações de máximo esforço. O avanço da pandemia e das medidas correlatas não é geograficamente e temporalmente uniforme, apresentando estágios diferentes em diferentes localidades, o que resulta em estágios diferentes de isolamento social e de restrição a atividades econômicas.

Também não pode ser descartada uma segunda onda que provoque novas medidas de isolamento e restrição de atividades econômicas em locais para os quais atualmente se observa arrefecimento.

De qualquer forma, mais relevante do que a incerteza e a impossibilidade de assertividade na construção de cenários prospectivos é o fato de esses cenários serem independentes da eficiência ou da gestão das concessionárias. O resultado se torna fruto de sorte ou de azar.

Nesse sentido, até para que se preservem os fundamentos da regulação por incentivos, as equações de máximo esforço - em conjunto com o teste de admissibilidade e com a diferenciação entre contratos de concessão - devem ser suprimidas da metodologia.

### **3.3 Suposta opção das Ds por maior risco de mercado**

Apesar de irrelevante para o contexto de um evento extraordinário, como é o caso da pandemia de COVID-19 e seus efeitos, é importante esclarecer esse ponto para afastar a afirmação equivocada da ANEEL de que as distribuidoras, por ocasião da discussão do Fator X, teriam em sua maioria se manifestado a favor de modelos regulatórios com mais risco de mercado, equívoco que foi repetido e enfatizado no Voto de abertura da Segunda Fase da Consulta Pública nº 35, de 2020.



Conforme regulamentação atual, o Fator X pode ser estático, ou seja, invariável entre revisões; ou dinâmico, o que implica recálculo a cada reajuste com base em algum dado observável da companhia. Na regulação da ANEEL existem os dois casos, diferenciados pelo tratamento dispensado ao risco ordinário de mercado.

Enquanto no Fator X estático a aplicação se dá de forma independente da variação de mercado observada na concessão, no Fator X dinâmico essa variação é considerada, o que mitiga parte da desvinculação entre receita e custo por meio do ajustamento dos ganhos de produtividade referenciados no modelo regulatório.

Importa observar que mesmo no Fator X dinâmico, apenas uma variável da equação depende diretamente do comportamento da concessão a ser reajustada e mesmo essa variável se sujeita a parametrizações regulatórias referentes ao peso de cada nível de tensão na estrutura vertical da receita, desvinculando-se do peso observado na concessão específica.

As demais variáveis, como a produtividade total dos fatores, o coeficiente de ajustamento do ganho de produtividade e o crescimento mediano do setor são parâmetros regulatórios desvinculados da situação da concessão específica.

A variação anual desses parâmetros regulatórios, que não guardam correspondência direta com a concessão específica, são os elementos que atribuem poder de incentivo para que as empresas busquem ser mais eficientes do que as referências regulatórias. Diferentemente do sugerido pela ANEEL, a atualização anual desses parâmetros não reduz o risco de mercado das concessionárias.

Em sentido contrário, essa atualização mais frequente aumentaria o risco regulatório, pois exigiria readaptação constante das ações dos agentes e prejudicaria o planejamento de estratégias plurianuais de resposta aos incentivos, visto que as referências regulatórias seriam conhecidas apenas para os próximos 12 meses.

Assim pode-se concluir que, contrariamente à percepção da ANEEL, a manifestação da maioria das empresas foi por um modelo com menor risco de mercado - por meio de ajuste anual da variável específica da concessão - e pela concomitante estabilização das demais variáveis que determinam as referências regulatórias, por sua vez independentes dos dados da concessão específica.

### **3.4 Exigência de troca de contrato para empresas com “contrato antigo”**

Em sua proposta a Agência traz o tratamento diferenciado entre as distribuidoras, conforme o tipo de contrato de concessão, o que seria coerente, caso as diferenciações estivessem alinhadas às diferenças entre os contratos.

Todavia, a Agência vai além, e impõe para as empresas com contrato antigo a necessidade de troca do contrato para aplicação das soluções trazidas em sua proposta. Aqui importa destacar que a troca do contrato, uma opção disponível para as empresas desde 2016, é facultativa, e não tem qualquer vínculo com a questão de equilíbrio econômico em discussão, que por sua vez é reconhecidamente amparado nas áleas extraordinárias e decorrente de fatos do príncipe, não podendo, portanto, ser usado como “moeda de troca”.



Vale frisar que a troca, que afeta cláusulas econômicas, não implica em qualquer mudança no arcabouço no que se refere ao reequilíbrio econômico e financeiro, de forma que a Equatorial Energia não enxerga motivos para o vínculo (entre reequilíbrio e troca de contrato) estabelecido pela Agência, pois o direito ao reequilíbrio já está presente nos dois tipos de contrato.

Neste contexto, a Equatorial Energia solicita que tal condição – exigência de troca do modelo do contrato de concessão –, seja excluída, não sendo limitante para o reconhecimento da necessidade de reequilíbrio.

## 4 Propostas de ajustes

### 4.1 Receitas Irrecuperáveis

Aqui cabe inicialmente resgatar o fato de que a Equatorial Energia apresentou na 1ª fase da CP 35/2020 uma contribuição para o tema das receitas irrecuperáveis. A citada contribuição tem o mérito de não ter impacto tarifário imediato, e permitir o uso de benchmark para fixar patamares eficientes de RI para o período da pandemia, sendo que este último ponto poderia, por exemplo, substituir as chamadas equações de máximo esforço.

Todavia, considerando a proposta da Abradee, baseada em envelhecimento artificial das curvas e a similaridade desta com a trazida pela ANEEL, a empresa opta por apoiar a abordagem proposta pela Associação, desde que incorporados os ajustes já mencionados, em especial a exclusão das “equações de máximo esforço”, e o uso da receita bruta (com ICMS, PIS e COFINS).

Vale frisar, que na visão da Equatorial Energia, ainda que a ANEEL opte por apurar os valores definitivos do desequilíbrio em Dez/21, é fundamental que *i)* o efeito da inadimplência seja reconhecido para todas as empresas, independentemente de qualquer teste, e *ii)* que sejam publicados valores parciais, a partir de Dez/20, considerando a metodologia a ser homologada.

### 4.2 Sobrecontratação

A ANEEL, e o próprio MME, já reconheceram essa faceta dos efeitos da pandemia, tanto que motivou um ajuste no Decreto 5.163, de 2004, conforme abaixo:

“Art. 3º (...)

§ 7º Entende-se por exposição contratual involuntária o não atendimento ao disposto no inciso II do **caput** do art. 2º, observada a avaliação do máximo esforço do agente de distribuição pela ANEEL, em razão de:

(...)

VI - **redução de carga decorrente dos efeitos da pandemia da covid-19 apurada conforme regulação da Aneel.**” (Grifou-se)

O MME justificou a alteração na Nota Técnica nº 13/2020-ASSEC/MME conforme abaixo:

“4.131. O artigo nono traz alteração Decreto nº 5.163, de 30 de julho de 2004, de forma a permitir que a **ANEEL, na avaliação da exposição contratual involuntária das**

distribuidoras, possa considerar a redução de carga decorrente dos efeitos da pandemia da Covid-19, observado o máximo esforço da distribuidora.

4.137. (...) é notório que a já observada redução da demanda em decorrência das medidas de isolamento social e restrição dos setores produtivos pode trazer dificuldades à já restrita gestão do nível contratual por parte das distribuidoras.

4.138. (...) é importante que haja a sinalização de que a possibilidade de que os efeitos adversos da pandemia podem ser hipótese causadora de exposição considerada como involuntário (no caso pode causar a situação de sobrecontratação), pois tal reconhecimento por parte da ANEEL somente ocorrerá, quando de sua apuração, para a parcela de exposição para a qual a distribuidora tiver empreendido todos os esforços e usado de todos os mecanismos disponíveis para sua mitigação.

(...)

4.141. Sob o ponto de vista de análise de riscos, o não tratamento desse tema como hipótese ensejadora de exposição involuntária pode conduzir a situações futuras de judicialização para as quais as distribuidoras teriam facilidade em obter sucesso, principalmente quando considerada que a situação emergencial foi reconhecida pelo Congresso. Assim, haveria o risco de haver judicialmente o reconhecimento de involuntariedade, sem que tivesse havido qualquer esforço por parte da distribuidora para mitigar a situação posta.

4.142. Assim, na medida em já ocorreu o evento de redução de carga em decorrência de situação que não poderia ter sido prevista de antemão quando as distribuidoras fizeram, em anos anteriores, suas declarações de necessidade para os leilões, é conveniente e oportuno que seja de imediato incluída no § 7º, do art. 3º do Decreto 5.163/2004, dentre as hipóteses ensejadoras de exposição involuntária, a possibilidade de que a redução de carga decorrente dos efeitos da pandemia da Covid-19 sejam também considerada pela Agência quando fizer, oportunamente, a avaliação da exposição contratual.

4.143. A inserção da hipótese, na forma proposta, não se traduz em um reconhecimento tácito de exposição involuntária, mas sim a sinalização para as distribuidoras de que deverão atuar para mitigar a situação, pois caso não o façam e não o demonstrem para a Agência, não terão o reconhecimento de involuntariedade e seus efeitos financeiros poderão ser futuramente retirados das tarifas dos consumidores.

4.144. Existe também a necessidade de remeter à atuação normativa da Agência para que sejam estabelecidos critérios de apuração de qual foi efetivamente a redução de carga em decorrência da pandemia da Covid-19, para fins de nortear a atuação mitigatória por parte das distribuidoras.” (Grifou-se)

Assim, conforme parágrafo 4.144 da NT, o Ministério deixa clara a necessidade de regulamentação por parte da ANEEL. Mas os parágrafos anteriores (da NT do MME) também sinalizam a obrigatoriedade de as distribuidoras atuarem para mitigar a situação.

Em sua contribuição a Abradee traz uma abordagem simples para o tema, e, de fato, a condição básica é a fixação de um cenário de referência do que seria o comportamento de 2020 sem os efeitos da pandemia. A diferença entre esse cenário de referência e o real indicaria o montante de sobrecontratação involuntária decorrente da pandemia, o qual se manteria até que seja totalmente aliviado ou integrado ao consumo da distribuidora, observado o exercício contínuo do máximo esforço.

A proposta da Abradee consiste no uso da taxa de variação média dos últimos 10 anos para a energia injetada de cada distribuidora para estimar a carga de referência de 2020 a partir da carga de 2019.

Quanto a este ponto, a Equatorial Energia também enxerga como viável o uso das declarações que foram apresentadas ao MME no final de 2019 para o leilão A-1, e que traziam uma estimativa, da distribuidora, para sua carga em 2020. Assim, o valor constante da declaração seria o valor de referência, a ser comparada com a carga real.

Na visão da Equatorial Energia ambas as abordagens são viáveis, mas a proposta da Abradee apresenta vantagens pois o horizonte escolhido (10 anos) está compatível com outras metodologias setoriais que também usam séries históricas, e, além disso, o uso dessa abordagem tem o condão de ser independente, ou seja, não traz qualquer visão da distribuidora sobre a estimativa de seu mercado tendo-se como referência o período imediatamente anterior à pandemia.

## 5 Conclusões

Conforme discutido anteriormente, a abordagem jurídica adotada pela Agência surpreendeu, negativamente, na medida em que coloca em xeque um pilar fundamental das concessões de serviços públicos, com efeitos que podem ir muito além do setor elétrico. Em um momento no qual estabilidade e segurança jurídica são fundamentais, a Agência opta por uma abordagem divergente da jurisprudência estabelecida, trazendo uma reinterpretação de todo o marco legal das concessões. Chama atenção ainda o fato de a nova abordagem jurídica ter sido sugerida pela ANEEL exclusivamente para o segmento de distribuição, uma vez que os demais segmentos regulados do setor elétrico, notadamente concessões de geração e transmissão, foram integralmente protegidos pelo regulador, quanto aos efeitos econômicos da pandemia.

Enfim, trata-se de uma abordagem que pode ter consequências danosas, de forma que a Equatorial Energia endossa e apoia a contribuição da Abradee, no sentido de que o marco legal deve ser preservado, independentemente de qualquer escolha quanto à forma de quantificar os efeitos da pandemia sobre o equilíbrio das empresas.

Importante ressaltar, também, a existência de pontos de aperfeiçoamento na proposta trazida pela Agência, com destaque para:

- a) Ajustar os testes de admissibilidade (ainda que a Equatorial entenda que não sejam aplicáveis), pois mesclam efeitos econômicos e financeiros, como se fossem equivalentes;
- b) No limite, pode-se partir para o uso de testes distintos para desequilíbrio de caixa de Parcela “A” (objeto original do submódulo 2.9), e para efeitos econômicos;
- c) Eliminar a retirada dos recursos da conta covid dos testes, pois que os efeitos já foram incorporados nos processos tarifários, ou seja, já foram considerados na apuração da receita das empresas;
- d) Uso de percentuais de inadimplência sobre a receita bruta (com tributos – ICMS, PIS e COFINS), e não sobre a receita faturada líquida, como nas memórias de cálculo apresentadas;

- e) Garantia de reequilíbrio de efeitos da inadimplência para todas as Distribuidoras, sem distinção do tipo de contrato – conforme apontado no texto, a diferenciação, no contexto da pandemia, não se justifica; e
- f) Exclusão de qualquer exigência de troca de contrato de concessão – o direito ao reequilíbrio é assegurado por ambos os modelos, e a exigência é claramente desnecessária.

Uma lacuna notável na proposta da Agência foi a questão da sobrecontratação, tema muito relevante para as empresas, que foi endereçado pelo MME (via decreto), mas que ficou pendente de regulamentação pela ANEEL. Aqui importa frisar que o que se busca, no curto prazo, não é a fixação de valores, mas sim a definição de uma metodologia, de forma a permitir que as empresas possam endereçar a questão até a apuração dos valores definitivos, seja no que se refere ao chamado máximo esforço, seja no que se refere ao tratamento contábil dos efeitos da sobrecontratação.

Neste contexto, o ponto fundamental é a fixação de um cenário de referência, e aqui a Equatorial Energia apoia a proposta da Abradee, por apresentar vantagens, mas não descarta o uso dos valores de carga, para 2020, presente nas declarações do leilão A-1, de 2019, como cenário de referência. Em qualquer dos casos, a diferença entre a carga do cenário de referência e a efetivamente realizada seria caracterizada como sobrecontratação involuntária.

Especificamente quanto ao tema da inadimplência, a Equatorial Energia vislumbrou como válida a proposta trazida pela Agência, que equivale um “envelhecimento artificial” das curvas de inadimplência, mas vê problemas nas chamadas “equações de máximo esforço”. Como bem explorado pela Abradee, em sua contribuição, o resultado dessas equações será muito mais fruto de sorte, ou azar, do que resultado de gestão da empresa, razão pela qual propõe que elas sejam excluídas. Uma abordagem alternativa para as equações, seria, na visão da Equatorial Energia, a incorporação de um teste de benchmark para avaliar a eficiência de cada empresa frente a seus pares.

Para este tema acompanhamos a contribuição da Associação e alternativamente reapresentamos, no Anexo I, a abordagem trazida na 1ª fase da CP 35/2020.

Outro ponto fundamental quanto à inadimplência é a premissa de que os valores finais (do desequilíbrio) serão apurados apenas em Dez/2021, de forma a se ter dados de um horizonte de tempo maior para avaliação dos efeitos. A abordagem é prudente, mas de forma a permitir o correto tratamento contábil, é fundamental que a ANEEL passe a publicar, a partir de Dez/20, valores provisórios, que serão ajustados a cada mês, até que se alcance os valores finais, em Dez/21.

Por fim, a Equatorial Energia mantém sua convicção de que a atuação da Agência, a exemplo de outras crises enfrentadas do passado, será pautada pela busca do equilíbrio, trazendo segurança para um momento de tamanha incerteza, de forma a permitir que as distribuidoras tenham a tranquilidade para manter seu foco e esforços na garantia da continuidade dos serviços, tendo a certeza de que os desequilíbrios trazidos pela pandemia serão tratados adequadamente à luz do contrato de concessão e do marco legal vigente.

## Anexo I – Reapresentação de proposta da 1ª fase: Tratamento da inadimplência

[Texto original, apresentado à ANEEL por ocasião da 1ª fase da CP 35/2020]

Inicialmente, é preciso visualizar o processo de faturamento e o tratamento contábil da inadimplência. No momento da emissão da fatura, a distribuidora processa a mesma, e cria um ativo contábil na conta “contas a receber” – caso a fatura seja paga, esse ativo é baixado contra o caixa, finalizando-se o processo. Todavia, em caso de inadimplência, a empresa deve avaliar a possibilidade de não receber o valor, e caso conclua que há risco real de não pagamento, deve realizar uma provisão de baixa, conhecida por PDD – provisão para devedores duvidosos, e neste momento, há um impacto econômico, com redução do Ebitda da empresa.

Naturalmente, esse processo contábil não limita ações de cobrança, que são executadas continuamente, buscando-se recuperar os valores em tela. Somente com a prescrição das faturas, quando o recebimento não é viabilizado em até 5 anos, há a baixa definitiva da fatura, cessando-se a possibilidade de recebimento.

No contexto atual (ocasião da 1ª fase da CP), já existe um cenário de ampliação da inadimplência, mas que ainda não afetou os resultados das empresas. Mas com o avanço do tempo, as faturas não pagas em função da pandemia irão afetar os resultados, o que deve ser materializar por um crescimento da PDD nos próximos meses. Assim, em um primeiro instante, um grande volume de faturas migra para a condição de inadimplência, mas, conforme marco legal e jurídico, a distribuidora deverá envidar esforços de cobrança, dispondo de prazo de 5 anos para tal, em função do risco de prescrição.

Como tudo que deriva da pandemia, a Equatorial Energia entende que as faturas não pagas durante a crise merecem tratamento diferenciado, mas neste caso, somente após todo o esforço de cobrança, ou seja, após 5 anos, será possível a total quantificação dos efeitos residuais.

De forma a permitir o tratamento da situação, ou seja, evitar que o crescimento da inadimplência tenha efeitos econômicos de curto prazo, afetando o resultado das empresas, é importante que a ANEEL autorize, no prazo limite para a migração das faturas para a provisão de devedores duvidosos, a criação de ativo regulatório para tais faturas, ou seja, substitui-se o ativo “contas a receber”, lastreado no consumidor individual, por outro, de caráter regulatório, cujo lastro é a própria concessão, ou seja, de caráter coletivo. Neste contexto, a provisão para devedores duvidosos deixa de existir, e a distribuidora passa a dispor do prazo total (5 anos) para buscar o recebimento de tais valores, sendo que o seu sucesso neste processo, implica a automática redução do citado ativo.

Caberá à ANEEL, após o prazo de 5 anos, avaliar a condição do ativo residual, e identificar se no período em tela a empresa envidou o seu máximo esforço para a cobrança. Caso conclua que o máximo esforço foi realizado, por metodologia ainda a ser definida, a Agência poderá reconhecer os valores em definitivo.

Na visão da Equatorial Energia, a proposta em tela é efetiva, na medida em que traz uma solução de curto prazo, mediante a simples concessão de um prazo maior para a cobrança, e fazendo a troca de um lastro individual (para cada fatura), por um lastro coletivo, e apenas após o período de 5 anos, essa obrigação coletiva poderá se materializar, cabendo a

regulador exigir da distribuidora, neste período, o seu máximo esforço para amortizar o ativo por meio de ações de cobrança. A proposta também é interessante, pois, preserva o equilíbrio econômico das empresas, sem impacto tarifário em um primeiro momento, quando as dificuldades de se projetar os efeitos econômicos da crise são um obstáculo para o tratamento do tema. Ao mesmo, espera-se que ao final de cinco anos os efeitos da recomposição do equilíbrio econômico das empresas sejam marginais, visto que grande parte do ativo deverá ser amortizado ao longo do tempo em função das ações de cobrança implementadas pelas empresas.

Essa proposta também encontra respaldo no conceito de regulação por incentivos, presente em todo o arcabouço regulatório do segmento de distribuição, uma vez que ao final de cinco anos pode-se definir o máximo esforço a partir da comparação de empresas semelhantes, como no procedimento adotado pela ANEEL para apuração de receitas irreversíveis. Assim, empresas mais eficientes na recuperação do ativo criado podem ser beneficiadas, enquanto as ineficientes não repassariam suas ineficiências, protegendo o consumidor.

Para tanto, propõe-se a inserção do seguinte artigo na Resolução:

Texto ANEEL	Proposta EQTL	Justificativa
	<p>Art. Xx Fica a distribuidora autorizada, no período de março/2020 a dezembro/2020, a constituir ativo regulatório vinculado a faturas em aberto, em valor equivalente ao aumento da inadimplência, conforme metodologia fixada neste Resolução para estimativa do impacto da inadimplência.</p> <p>1º O ativo a que se refere o caput será amortizado nos primeiros cinco anos de sua criação por meio dos valores recebidos mediante ações de cobrança das distribuidoras</p> <p>2º Findo o prazo de 5 anos, segundo metodologia fixada pela ANEEL, o referido ativo poderá ser revertido em componente financeiro para amortização</p> <p>3º Os critérios para o tratamento a que se refere o parágrafo 2º serão fixados pela ANEEL, avaliando o esforço da empresa sem suas ações de cobrança, mediante metodologia de benchmark.</p>	<p>O tratamento dos efeitos econômicos do crescimento da inadimplência precisa ser endereçado, de forma a se evitar efeitos sobre os resultados das empresas.</p> <p>Propõe-se a criação de um ativo regulatório de lastro coletivo, em lugar do lastro individual, para as faturas emitidas durante a pandemia e que permaneçam em aberto.</p> <p>O ativo deve ser amortizado ao longo de 5 anos por meio de cobranças individuais, e, após esse prazo, caberá ao Regulador avaliar se o mesmo poderá ser tratado via componente tarifário, para amortização coletiva por toda a concessão.</p>