

Nota Técnica nº 01/2020-GMSE/ANEEL

Em 16 de abril de 2020.

Processo: 48500.002159/2020-14

**Assunto: Avaliação inicial dos efeitos da pandemia do COVID-19 no setor elétrico brasileiro, com apresentação de propostas a serem avaliadas, de curto e médio prazo, para o enfrentamento.**

## I - DO OBJETIVO

1. Esta Nota Técnica tem o propósito de avaliar parcialmente os efeitos da crise da pandemia de coronavírus COVID-19 no setor elétrico brasileiro e apresentar eventuais medidas, de curto e médio prazo, para o enfrentamento da crise.
2. Importa ressaltar que esta Nota Técnica não pretende ser exaustiva nas medidas a serem avaliadas, podendo excluir, incluir ou alterar tais medidas a depender da oportunidade e conveniência da Agência. Destaca-se também, o caráter complementar das proposições a serem analisadas e a importância da discussão de forma integrada com as várias instituições do Setor Elétrico Brasileiro - SEB.

## II - DOS FATOS

3. A Lei nº 13.979, de 6 de fevereiro de 2020, dispõe sobre as medidas excepcionais para enfrentamento da emergência de saúde pública de importância internacional decorrente do coronavírus.
4. Em 11 de março de 2020, a Organização Mundial de Saúde (OMS/ONU) classificou como pandemia a COVID-19, doença causada pelo novo coronavírus Sars-Cov-2.
5. Por meio da Portaria nº 117/GM, de 18 de março de 2020, o Ministério de Minas e Energia (MME) instituiu o Comitê Setorial de Crise para articular, coordenar, monitorar, orientar e supervisionar as providências e medidas a serem adotadas pela Administração Central do Ministério, pelos Órgãos e Entidades vinculadas, bem como pelos Agentes dos Setores cujas atividades são reguladas pelas Agências afetas à Pasta.

O Ministério da Saúde (MS), editou a Portaria nº 454, de 20 de março de 2020, reconhecendo  
Esta Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.



Pág. 2 da Nota Técnica nº 01/2020-GMSE/ANEEL, de 16/04/2020.

o estado de transmissão comunitária do COVID-19, recomendando a adoção de medidas de isolamento social.

7. O Decreto Legislativo nº 6, de mesma data, reconheceu, para os fins do art. 65 da Lei Complementar nº 101, de 4 de maio de 2000, a ocorrência do estado de calamidade pública, nos termos da solicitação do Presidente da República encaminhada por meio da Mensagem nº 93, de 18 de março de 2020.

8. Em 20 de março de 2020, o Decreto nº 10.282 regulamentou a Lei nº 13.979, de 6 de fevereiro de 2020, definindo os serviços públicos e as atividades essenciais, destacando os serviços de geração, a transmissão e distribuição de energia elétrica.

9. Considerando a necessidade de adoção de medidas para o enfrentamento da emergência de saúde pública de importância internacional decorrente do coronavírus, em 28 de março de 2020, o MME editou a Portaria nº 134, postergando, por tempo indeterminado, a realização de leilões destinados a atender as necessidades de energia das distribuidoras, no Sistema Interligado Nacional (SIN), solução de suprimento aos Sistemas Isolados, bem como as necessidades de expansão dos sistemas de transmissão.

10. Por meio da aprovação da Resolução Normativa (REN) nº 878<sup>1</sup>, de 24 de março de 2020, a ANEEL estabeleceu, por 90 (noventa) dias, medidas para preservação da prestação do serviço público de distribuição de energia elétrica em decorrência da calamidade pública atinente à pandemia de COVID-19, para vedar a suspensão do fornecimento por inadimplência de unidades consumidoras – residenciais urbanas e rurais –, permitir a suspensão da entrega da fatura mensal impressa no endereço dos consumidores, substituindo-a por envio de faturas eletrônicas ou de código de barras, determinar a priorização de atendimentos emergenciais e os destinados a atender serviços essenciais, dentre diversas determinações, no sentido de contribuir com as ações de isolamento social e de priorizar o fornecimento de energia elétrica de forma contínua e confiável.

11. Em 25 de março de 2020, mediante a Portaria nº 6.310<sup>2</sup>, a ANEEL definiu medidas processuais excepcionais, alterando prazos e procedimentos no âmbito da Agência, com suspensão por 30 dias dos prazos, adoção de reuniões de Diretoria Colegiada por meio exclusivamente virtual; suspensão por 90 dias dos prazos para entrega, pelos agentes de geração, transmissão e distribuição, dos demonstrativos estabelecidos no Manual de Contabilidade do Setor Elétrico (MCSE) e no Manual de Controle Patrimonial do Setor Elétrico (MCPSE); além de alterar os períodos de envio de contribuições para consultas públicas realizadas pela Agência.

12. Por meio da Portaria nº 6.335<sup>3</sup>, de 8 de abril de 2020, a ANEEL constituiu o Gabinete de Monitoramento da Situação Elétrica (GMSE), coordenado diretamente pela Diretoria Colegiada, com objetivo de coordenar as ações de enfrentamento dos efeitos da pandemia do COVID-19 no setor elétrico, tendo como funções:

<sup>1</sup> Disponível em <http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2020878.pdf>. Publicado no D.O.U de 25.03.2020, seção 1, p. 67, v. 158, n. 58.

<sup>2</sup> Disponível em <http://www2.aneel.gov.br/cedoc/prt20206310.pdf>.

<sup>3</sup> Disponível em <http://www2.aneel.gov.br/cedoc/prt20206335.pdf>.



Pág. 3 da Nota Técnica nº 01/2020-GMSE/ANEEL, de 16/04/2020.

- I – Identificar os efeitos da pandemia no mercado de energia elétrica;
- II – Monitorar a situação econômico-financeira do Setor Elétrico, bem como da demanda e oferta de energia elétrica, com apresentação de relatório diário à Diretoria; e
- III – Coordenar estudos de propostas estruturantes para preservação do equilíbrio nas relações entre todos os agentes do setor elétrico, da qualidade e da modicidade tarifária.

13. Em 7 de abril de 2020, por ocasião da deliberação dos processos tarifários da Energisa Mato Grosso (EMT)<sup>4</sup>, Energisa Mato Grosso do Sul (EMS)<sup>5</sup> e Companhia Paulista de Força e Luz (CPFL Paulista)<sup>6</sup>, bem como em 14 de abril de 2020, por ocasião da deliberação dos processos tarifários da Companhia Energética do Ceará (Enel CE), Companhia Energética do Rio Grande do Norte (Cosern) e Companhia de Eletricidade do Estado da Bahia (Coelba), tendo em vista o cumprimento das cláusulas dos respectivos Contratos de Concessão, os reajustes foram aprovados com a suspensão da aplicação por 90 (noventa) dias, ajustando-se as parcelas associadas aos reajustes com as cotas devidas da Conta de Desenvolvimento Energético (CDE). Para evitar desequilíbrio econômico, as parcelas, devidamente corrigidas, serão recompostas a partir da competência do mês de julho de 2020 e a diferença de receita proveniente da tarifa a ser homologada e a tarifa anterior será ajustada pelo mercado que ocorrer até 30 de junho de 2020, sendo considerada no processo tarifário posterior.

14. Também em 7 de abril de 2020, por meio do Despacho nº 986<sup>7</sup>, a ANEEL deliberou pela liberação dos recursos do Encargos de Serviço de Sistema (ESS) de cerca de 2,021 bilhões de reais para o segmento consumo, sendo 1,475 bilhão para as distribuidoras e 546 milhões para os consumidores livres.

15. Em 8 de abril de 2020, o Governo Federal publicou a Medida Provisória nº 950, alterando a Lei nº 12.783, de 2013, e a Lei nº 10.438, de 2012, para, dentre outras coisas, ampliar para 100% (cem por cento) o desconto dos consumidores de Tarifa Social com faturamento de até 220 KW/mês, destinando recursos à CDE para essa cobertura, bem como para possibilitar a tomada de recursos financeiros pela CDE para enfrentamento dos impactos no setor elétrico decorrentes da pandemia de COVID-19.

16. Nesse cenário, esta Nota Técnica apresenta avaliação parcial dos efeitos da crise da pandemia do COVID-19 no setor elétrico brasileiro e propostas iniciais a serem estudadas e aprofundadas, passíveis de serem implementadas em curto e médio prazos, com vista ao enfrentamento dos efeitos da pandemia no setor elétrico, com ações distribuídas nos segmentos de distribuição, transmissão e geração de energia elétrica, bem como relativas aos tributos e encargos setoriais.

### III - DA ANÁLISE

17. A pandemia de COVID-19 impôs severas políticas sanitárias para contenção do vírus, dentre elas a de isolamento social, com conseqüente redução de toda atividade econômica.

<sup>4</sup> REH 2.672/2020, disponível em <http://www2.aneel.gov.br/cedoc/reh20202672ti.pdf>.

<sup>5</sup> REH 2.671/2020, disponível em <http://www2.aneel.gov.br/cedoc/reh20202671ti.pdf>.

<sup>6</sup> REH 2.670/2020, disponível em <http://www2.aneel.gov.br/cedoc/reh20202670ti.pdf>.

<sup>7</sup> Disponível em <http://www2.aneel.gov.br/cedoc/dsp2020986.pdf>.



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

DOCUMENTO ASSINADO DIGITALMENTE.

Consulte a autenticidade deste documento em <http://sicnet2.aneel.gov.br/sicnetweb/v.aspx>, informando o código de verificação F8BE429D00540871

Pág. 4 da Nota Técnica nº 01/2020-GMSE/ANEEL, de 16/04/2020.

18. No Setor Elétrico Brasileiro, a pandemia tem causado a apreensão de agentes, governo e consumidores com os possíveis impactos econômico-financeiros, exigindo ações que garantam a solvência do setor.

19. Tendo em vista a agilidade requerida, em atenção a diversas manifestações recebidas pela Agência e considerando a necessidade de preservação dos serviços essenciais de energia elétrica, em especial após a recomendação de medidas de isolamento social, a ANEEL implementou medidas iniciais para mitigação dos efeitos da pandemia, tais como: suspensão de prazos (Portaria nº 6.310, de 2020), aprovação de medidas excepcionais em relação a suspensão de serviço e priorização de serviços essenciais (REN nº 878, de 2020), instituição do GMSE (Portaria nº 6.335, de 2020), aprovação de reajustes com suspensão da aplicação por 90 (noventa) dias e, dentre outros, a liberação de valor remanescente de Encargos de Serviço de Sistema (ESS), conforme Despacho nº 986, de 7 de abril de 2020.

20. Com o objetivo de permitir a análise de outras soluções, é necessário avaliar algumas condições de contorno fundamentais, além de uma base principiológica. Antes disso, no entanto, é oportuno comparar a crise de 2020, com a situação vivenciada pelo setor elétrico em 2014.

### **III.1 A crise de 2014 e a crise de 2020**

21. Essa seção objetiva comparar as crises de 2014 e 2020, destacando suas diferenças e similaridades.

22. Inicialmente, é importante perceber que enquanto em 2014 tivemos uma crise que se originou no setor elétrico brasileiro, o que verificamos agora é uma crise global, com impactos sobre todas as atividades econômicas mundiais, inclusive o setor elétrico, de consequências, embora já percebidas, ainda incalculáveis.

23. Os dois momentos também guardam diferenças no que diz respeito a parâmetros importantes do setor elétrico, como hidrologia, preços do mercado de curto prazo (MCP), risco hidrológico, despacho termelétrico, entre outros aspectos, como demonstramos a seguir.

#### **Hidrologia**

24. No período úmido compreendido entre dezembro de 2013 e abril de 2014, os reservatórios deplecionaram fortemente, iniciando um período seco em níveis muito abaixo da média histórica. Por outro lado, no atual momento, se verifica uma recuperação do nível de armazenamento para o período úmido, compreendido entre dezembro de 2019 e abril de 2020, o que cria expectativa de um conforto hidrológico para enfrentar o próximo período seco.

25. A Figura 1 apresenta o nível de armazenamento do Submercado Sudeste/Centro-Oeste, no período compreendido entre janeiro de 2013 a abril de 2020.



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

DOCUMENTO ASSINADO DIGITALMENTE.

Consulte a autenticidade deste documento em <http://sicnet2.aneel.gov.br/sicnetweb/v.aspx>, informando o código de verificação F8BE429D00540871

Pág. 5 da Nota Técnica nº 01/2020-GMSE/ANEEL, de 16/04/2020.

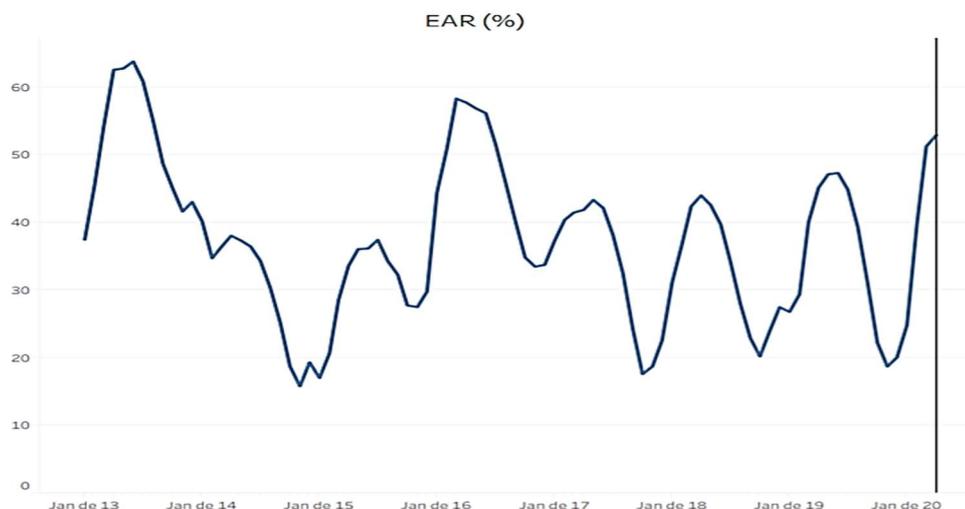


Figura 1 – Percentual de Energia Armazenada no Submercado Sudeste/Centro-Oeste<sup>8</sup>

### Preços no Mercado de Curto Prazo

26. Em razão da hidrologia adversa e do crescimento do mercado, os preços de curto prazo dispararam em janeiro de 2014, mantendo-se em boa parte do ano no preço-teto de R\$ 822/MWh (o valor médio do Preço de Liquidação das Diferenças – PLD, no Submercado Sudeste/Centro-Oeste, em 2014, foi de quase R\$ 700/MWh). Atualmente, no sentido oposto, a hidrologia é favorável, combinada com a retração do mercado, o que aponta para um ano com preços baixos no mercado de curto prazo, próximos aos de piso do mercado.

27. A Figura 2 mostra a evolução do PLD mensal no Submercado Sudeste/Centro-Oeste entre janeiro de 2013 e março de 2020.

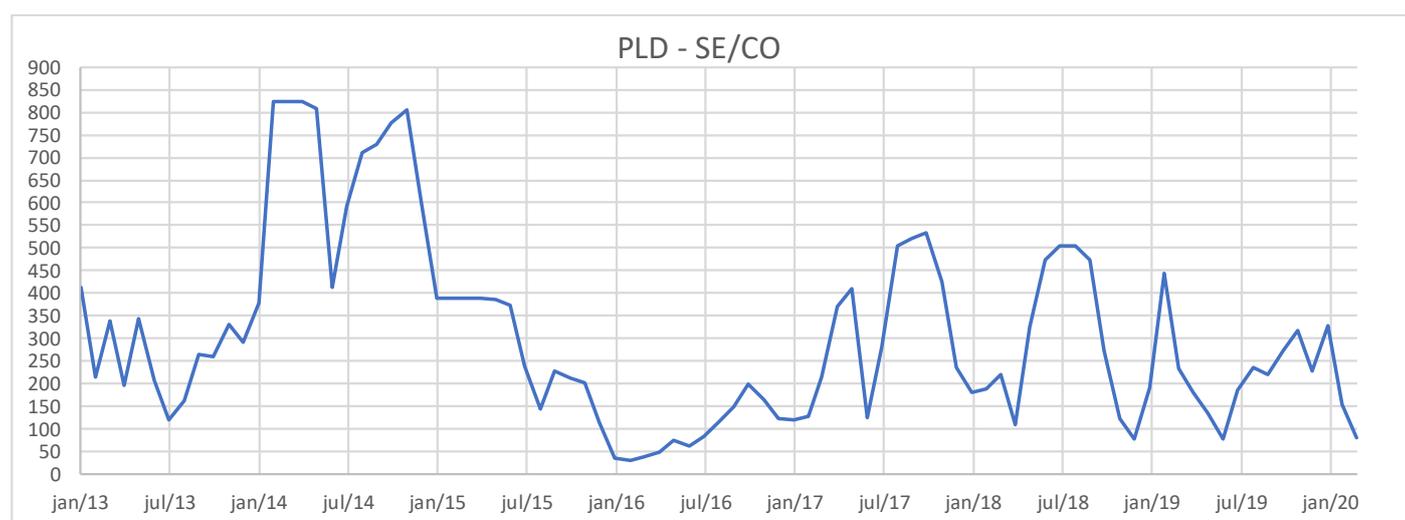


Figura 2 – PLD Mensal do Submercado Sudeste/Centro-Oeste<sup>9</sup>

<sup>8</sup> Fonte: Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS. [http://www.ons.org.br/Paginas/resultados-da-operacao/historico-da-operacao/energia\\_armazenada.aspx](http://www.ons.org.br/Paginas/resultados-da-operacao/historico-da-operacao/energia_armazenada.aspx)

<sup>9</sup> Gráfico produzido a partir de dados da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE.



Pág. 6 da Nota Técnica nº 01/2020-GMSE/ANEEL, de 16/04/2020.

### **Exposição das distribuidoras ao Mercado de Curto Prazo por subcontratação**

28. Devido à não adesão de alguns geradores às condições impostas para a renovação de suas concessões e à falta de contratação de energia existente no ano de 2013, as distribuidoras iniciaram 2014 subcontratadas em, aproximadamente, 3 GWmed, ou seja, com contratos insuficientes para o atendimento de seu mercado. A diferença precisou ser adquirida no mercado de curto prazo (MCP), a elevados preços, como anteriormente apresentado.

29. Já em 2020, a situação se inverteu. Com a redução do mercado decorrente das medidas de combate à pandemia, numa primeira análise as distribuidoras ficaram sobrecontratadas. Conseqüentemente, as distribuidoras têm que pagar pelos contratos que possuem, mas apenas parte da carga prevista será faturada. A diferença entre os montantes a serem pagos nos contratos e o valor arrecadado via faturamento de energia gera um problema de fluxo de caixa nas distribuidoras.

### **Risco Hidrológico**

30. Com a instituição do regime de cotas<sup>10</sup>, ocorreu a transferência do risco hidrológico das usinas cotistas para os consumidores. Em 2014, a relação entre a geração hidrelétrica e as garantias físicas das usinas hidrelétricas (conhecida como Fator de Ajuste do MRE ou *GSF*), reduziu rapidamente, obrigando as hidrelétricas a comprar a diferença no mercado de curto prazo (MCP). Como parte do risco havia sido transferido para os consumidores regulados, as distribuidoras tiveram de arcar com o pagamento do elevado Preço de Liquidação de Diferenças (PLD) do ano.

31. Atualmente, em 2020, embora também se projete geração inferior às garantias físicas das hidrelétricas, em função da retração do mercado de energia os preços serão menores do que os vivenciados na crise de 2014.

32. A Figura 3 apresenta o *GSF* do Sistema Interligado Nacional (SIN) entre 2009 e 2019. Nota-se que, até 2012, era comum que as hidrelétricas gerassem acima de suas garantias físicas, todavia, desde 2013, as hidrelétricas vêm gerando, sistematicamente, abaixo de suas garantias físicas.

---

<sup>10</sup> A Medida Provisória nº 579/2012, posteriormente convertida na Lei nº 12.783/2013, instituiu o regime de cotas por meio do qual as garantias físicas das usinas que tiveram suas concessões prorrogadas são alocadas aos consumidores regulados. Para tal, recebem uma receita regulada pela ANEEL e o risco hidrológico é transferido ao consumidor. Risco hidrológico diz respeito à alocação do risco de a usina hidrelétrica gerar acima ou abaixo de sua garantia física, ou seja, quem arca com a exposição ao mercado de curto prazo decorrente da diferença entre a energia alocada em cotas e a energia alocada pelo Mecanismo de Realocação de Energia à respectiva usina.



Pág. 7 da Nota Técnica nº 01/2020-GMSE/ANEEL, de 16/04/2020.

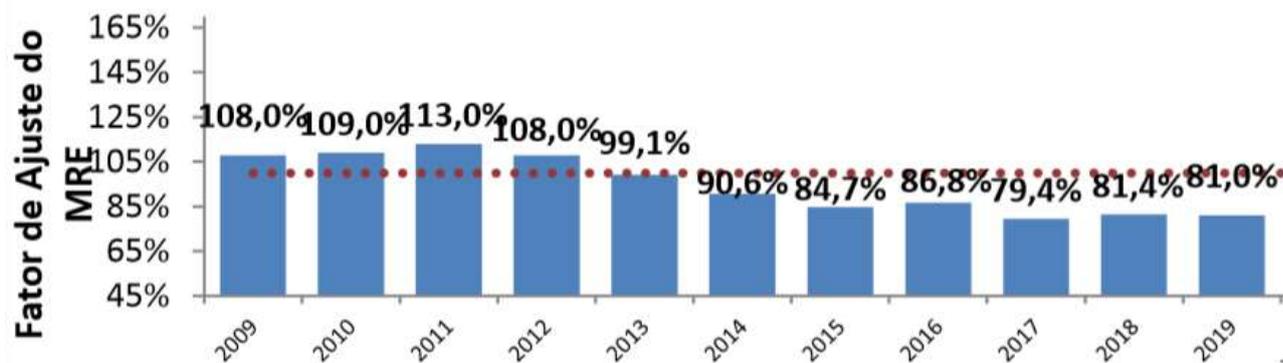


Figura 3 – Fator de Ajustes do MRE entre 2009 e 2019<sup>11</sup>

### Despacho Termelétrico

33. Houve despacho próximo à totalidade da disponibilidade termelétrica ao longo de todo o ano de 2014. Ocorre que atualmente, com preços muito baixos, a tendência é de reduzido despacho termelétrico por ordem de mérito, conforme se verifica na figura a seguir.

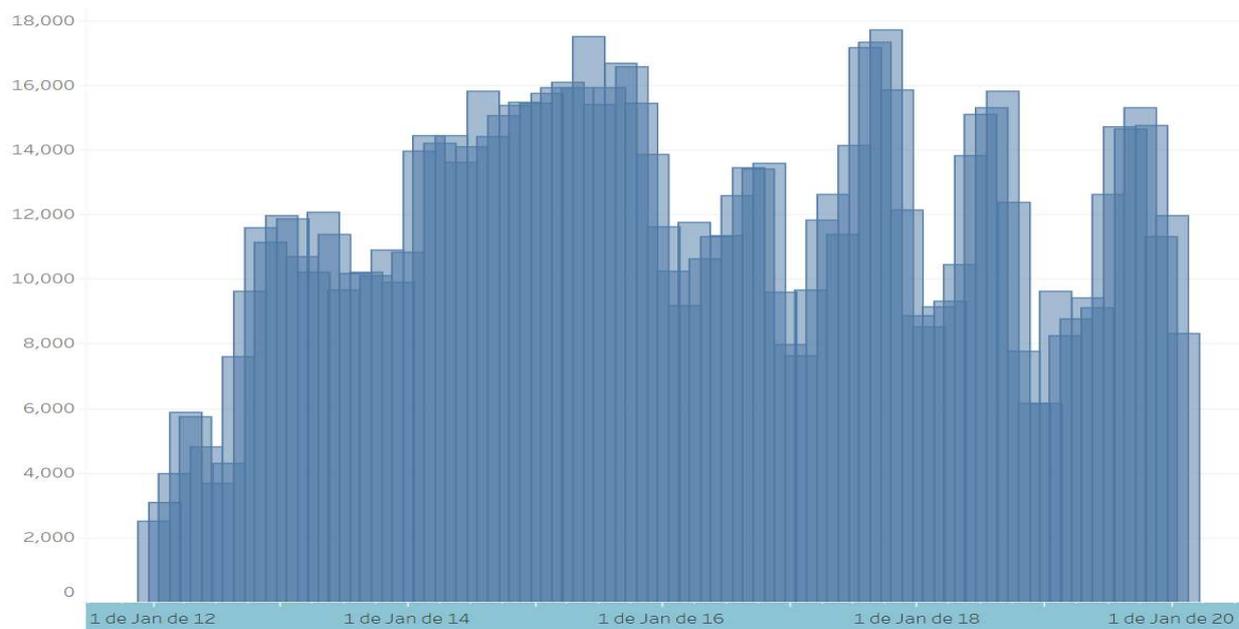


Figura 4 – Despacho Termelétrico do Sistema Interligado Nacional<sup>12</sup>

34. Como os consumidores regulados são responsáveis pela contratação da maior parte das termelétricas, teriam que pagar por seu acionamento. No entanto, em 2014, não vigoravam as bandeiras tarifárias e, conseqüentemente, as distribuidoras não tinham fluxo de caixa para arcar com o acionamento de tantas termelétricas; em 2020, por sua vez há uma maior cobertura nas tarifas, além do excedente da conta bandeiras, quando há o seu acionamento.

<sup>11</sup> Fonte: Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE.

<sup>12</sup> Fonte: Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS.



Pág. 8 da Nota Técnica nº 01/2020-GMSE/ANEEL, de 16/04/2020.

35. Conquanto sejam sobremaneira diferentes, ambas as crises podem ensejar a falta de liquidez das distribuidoras e o risco de insolvência financeira dos fluxos de pagamentos regulados do setor elétrico.

36. Na crise de 2014, a maior parte da falta de liquidez se fazia perceber nas liquidações do mercado de curto prazo (contratos com termelétricas, subcontratação e risco hidrológico com PLD elevado). Dessa forma havia dois meses de defasagem entre o mês de competência e a respectiva liquidação financeira na CCEE.

37. Em 2020, o problema maior está no faturamento bilateral das distribuidoras. Com uma retração do mercado e uma maior inadimplência esperada na arrecadação das distribuidoras, faltará arrecadação para honrar todos os pagamentos com compra de energia, transmissão de energia e encargos setoriais. Nas liquidações do mercado de curto prazo, os problemas serão menores, dado o reduzido despacho termelétrico, a liquidação de sobras contratuais (e não exposições por falta de contrato) e o risco hidrológico que, embora seja elevado em termos de quantidade, será liquidado a preços menores.

38. As principais diferenças entre as crises de 2014 e 2020 podem ser assim sintetizadas:

	2014	2020
<b>Hidrologia</b>	Adversa	Confortável, embora ainda abaixo da média histórica.
<b>PLD</b>	Próximo ao teto	Próximo ao piso
<b>Nível de Contratação</b>	Subcontratação.	Sobrecontratação
<b>Risco Hidrológico</b>	Em termos de quantidade, o GSF será reduzido em ambos.	No entanto, os preços da exposição serão menores em 2020.
<b>Despacho Termelétrico</b>	Intenso	Reduzido
<b>Mercado</b>	Comportamento normal	Redução
<b>Inadimplência do consumidor regulado</b>	Comportamento normal	Potencial crescimento

39. A crise atual, portanto, requer soluções de curto-prazo e complementares à solução proposta pelo Governo Federal por meio da Medida Provisória nº 950, de 8 de abril de 2020.

40. O art. 3º, da MP nº 950, de 2020, inseriu o inciso XV, ao art. 13, da Lei nº 10.438, de 2002, para permitir a destinação de recursos pela CDE para a amortização de operação financeiras vinculadas a medidas de enfrentamento dos efeitos da crise COVID-19.

41. A MP nº 950, de 2020, prevê a amortização das operações financeiras por meio de encargo tarifário, que será repassado pelas concessionárias de distribuição à CDE, para fazer frente aos impactos do COVID-19 no setor elétrico.

42. Considerando que os efeitos da crise possuem o potencial de aumentar as tarifas dos



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

DOCUMENTO ASSINADO DIGITALMENTE.

Consulte a autenticidade deste documento em <http://sicnet2.aneel.gov.br/sicnetweb/v.aspx>, informando o código de verificação F8BE429D00540871

Pág. 9 da Nota Técnica nº 01/2020-GMSE/ANEEL, de 16/04/2020.

consumidores, entende-se fundamental que se busquem novas fontes de custeio para a amortização de eventual operação financeira, tais como aportes do Tesouro ou créditos subsidiados, de modo a mitigar o impacto tarifário futuro.

43. As seções a seguir detalham as condições de contorno avaliadas, os princípios utilizados, bem como a forma como a ANEEL vem se estruturando para buscar soluções para a crise de 2020, todas elas complementares à proposta do Governo Federal apresentada na Medida Provisória nº 950, de 8 de abril de 2020.

### III.2 Condições de Contorno Fundamentais

44. O espaço base de possíveis soluções precisa ser bem delimitado para que se evite dispêndio de esforço em alternativas com pouco potencial efetivo de enfrentamento aos problemas identificados. Além disso, definir as condições de contorno auxilia na distribuição temporal do conjunto de resoluções. Nesse sentido, as distinções a seguir elencadas se mostram relevantes:

- **Econômico vs. Financeiro** – até o momento, o que se consegue visualizar são os efeitos financeiros da crise. No primeiro instante, a solução pode se concentrar em prover liquidez ao sistema para mitigar o risco de insolvência com inadimplência generalizada dos fluxos de pagamentos regulados do setor elétrico. Os impactos econômicos precisam ser quantificados, oportunizando discutir eventuais medidas de recomposição.
- **Natureza regulatória vs. Natureza empresarial** – é necessária uma segregação entre as responsabilidades dos consumidores e dos acionistas, para que não se atribua aos consumidores medidas que não têm natureza regulatória. As soluções de provisão de liquidez setorial, a serem pagas pelos consumidores, devem se limitar aos ativos regulatórios. As decorrências da crise que afetam de forma indiscriminada as atividades econômicas, por sua vez, devem ser enfrentadas a partir de medidas que não sejam passíveis de repasse para as tarifas.
- **Fluxos regulados vs. Fluxos livres** – as medidas de mitigação dos efeitos precisam se concentrar na preservação dos fluxos regulados com compra de energia, transmissão de energia e encargos setoriais, além da preservação do serviço público de distribuição de energia elétrica. Os agentes atuantes no mercado livre, por outro lado, precisam buscar soluções próprias de mercado para os impactos da crise. Não obstante, é recomendável que as soluções propostas para os mercados regulados não impactem negativamente a possibilidade de o mercado livre encontrar suas próprias soluções.

45. Diante das premissas apresentadas, a primeira frente de soluções deve se pautar em propostas que foquem nos impactos financeiros da crise e que tenham como fundamento a preservação da liquidez e solvência dos pagamentos regulados.



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

DOCUMENTO ASSINADO DIGITALMENTE.

Consulte a autenticidade deste documento em <http://sicnet2.aneel.gov.br/sicnetweb/v.aspx>, informando o código de verificação F8BE429D00540871

Pág. 10 da Nota Técnica nº 01/2020-GMSE/ANEEL, de 16/04/2020.

### III.3 Princípios regulatórios a serem observados

46. Nesse campo, considera-se que não há proposta única e simples para o problema. É necessário, assim, que se busquem soluções que, em conjunto, tenham potencial suficiente para mitigar os impactos da crise. Na busca de soluções, algumas premissas são fundamentais para selecionar as alternativas que possam ser aprofundadas e discutidas e, principalmente, afastar alternativas desalinhadas com os princípios. Dentre os princípios considerados, destacam-se:

- **Evidências** – todas as ações devem estar solidamente ancoradas no acompanhamento dos indicadores críticos, seu comportamento ao longo das semanas e da quantificação de seus impactos, comparando-os com períodos anteriores à crise;
- **Mitigar riscos jurídicos** – devem ser implementadas ações que se adequem à legislação em vigor, evitando-se fragilidades jurídicas, considerando que eventuais litígios judiciais impõem resultados imprevisíveis, com potencial de promover impactos em todos os segmentos. O ambiente administrativo deve ser capaz de oferecer soluções adequadas e tempestivas, como a crise atual exige;
- **Estabilidade regulatória e Segurança Jurídica** – importante buscar a preservação econômica de todos os contratos firmados, sejam de compra de energia, de uso dos sistemas de transmissão e distribuição ou obrigações com encargos setoriais;
- **Modicidade tarifária** – as soluções devem privilegiar o mínimo custo a ser imposto ao consumidor, assim como a tempestividade das medidas, dado que a crise tem grande potencial de afetar a capacidade de pagamento dos consumidores de energia elétrica;
- **Autocomposição** – soluções que podem ser feitas por meio de negociação devem ser incentivadas;
- **Celeridade** - devem ser priorizadas as ações que podem ser implementadas no curto-prazo tendo em vista que os principais impactos da crise se farão perceber nos próximos 90 (noventa) dias;
- **Esforço conjunto** – em nome da preservação de todas as relações jurídicas legitimamente pactuadas, é relevante que os agentes tenham a predisposição de, sob o ponto de vista financeiro, fazer parte da solução. Não se está diante de uma situação de normalidade;
- **Diálogo e transparência** – é recomendável que a solução seja, tanto quanto possível, escrutinada com as partes envolvidas na solução, abordando-se os diferentes pontos de vista.



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

DOCUMENTO ASSINADO DIGITALMENTE.

Consulte a autenticidade deste documento em <http://sicnet2.aneel.gov.br/sicnetweb/v.aspx>, informando o código de verificação F8BE429D00540871

Pág. 11 da Nota Técnica nº 01/2020-GMSE/ANEEL, de 16/04/2020.

### III. 4 Frentes de atuação da ANEEL

47. Como exposto no Relatório, por meio da Portaria nº 6.335, de 8 de abril de 2020, a Diretoria Colegiada da ANEEL instituiu o Gabinete de Monitoramento da Situação Elétrica (GMSE) decorrente da calamidade pública atinente à pandemia do coronavírus (COVID-19). Suas atribuições fundamentais são a identificação de impactos, o monitoramento constante e a coordenação de estudos e propostas de solução para a preservação do equilíbrio na relação entre todos os agentes do setor elétrico, da qualidade do serviço prestado ao consumidor e da modicidade tarifária.

48. Diante das premissas expostas acima, para o cumprimento de suas atribuições, o GMSE priorizou quatro frentes de atuação, detalhadas a seguir. Trata-se de propostas a serem aprofundadas e, portanto, sujeitas a alterações futuras, ainda não consubstanciadas em decisão final administrativa.

#### III.4.1 Definição do Problema

49. O processo de definição do problema se divide entre a compilação dos indicadores para o monitoramento, a simulação dos impactos e a definição de cenários de desenvolvimento futuro da crise, de forma que as medidas de solução sejam fundadas em evidências.

#### Definição das variáveis a serem acompanhadas, periodicidades e responsabilidades.

50. Na avaliação feita até o momento, os principais pontos de preocupação que podem gerar perdas de liquidez dos fluxos de pagamento do setor elétrico são o encolhimento do mercado consumidor, o nível de inadimplência no pagamento das faturas e a evolução dos indicadores de perdas técnicas e não-técnicas.

51. Com base nessa percepção, a ANEEL emitiu o Ofício Circular nº 1/2020-DIR/ANEEL, por meio do qual solicitou que as distribuidoras encaminhem, diariamente, dados relativos ao comportamento do mercado faturado, energia injetada na área de concessão e inadimplência.

52. As informações encaminhadas diariamente serão complementadas com as informações geradas pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) e pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), além das demais rotineiramente encaminhadas à ANEEL, dentre elas, dados de mercado faturado, perdas de energia elétrica, inadimplência e demonstrações financeiras.

#### Simulador para quantificação do problema

53. A ANEEL está desenvolvendo um simulador para quantificar as coberturas tarifárias, a situação da arrecadação das distribuidoras (já considerando o comportamento do mercado, inadimplência e perdas), bem como os fluxos de pagamento que cada distribuidora deve arcar. Os dados levantados pela ANEEL permitirão valorar os efeitos da crise e, a partir desse momento, será possível elencar com maior profundidade um rol de medidas para enfrentar a crise de liquidez. Os passos na etapa de simulação são:



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

DOCUMENTO ASSINADO DIGITALMENTE.

Consulte a autenticidade deste documento em <http://sicnet2.aneel.gov.br/sicnetweb/v.aspx>, informando o código de verificação F8BE429D00540871

Pág. 12 da Nota Técnica nº 01/2020-GMSE/ANEEL, de 16/04/2020.

- Levantamento das bases de dados de cobertura tarifária de todas as distribuidoras: compra de energia por tipo de contrato, cada encargo setorial, uso das redes de transmissão, componentes financeiros, bem como os itens de cobertura relativos à atividade de distribuição, etc.
- Avaliação de como se comporta a arrecadação de cada distribuidora a partir da oscilação dos níveis de mercado, inadimplência e perdas.
- Definição dos fluxos de pagamentos regulados, com compra de energia, encargos setoriais e transmissão, de modo a identificar o nível de comprometimento da liquidez de tais pagamentos e, sobretudo, preservar o serviço público de distribuição de energia elétrica.
- Simulação de cenários para a evolução dos impactos no setor elétrico das necessárias medidas de contenção da pandemia.
- Definição do tamanho das medidas necessárias para se enfrentar a crise.

54. Em paralelo ao processo de quantificação dos problemas prevista nesta etapa de simulações, são elencadas as medidas relativas aos segmentos de geração, transmissão e encargos setoriais, que podem prover liquidez financeira ao setor, para evitar inadimplência intrasetorial, mitigar o potencial impacto tarifário futuro, bem como reduzir os montantes de recursos financeiros para o enfrentamento da crise, de que trata a Medida Provisória nº 950, de 2020.

55. As seções a seguir apresentam a avaliação preliminar de medidas que podem ser implementadas por segmento, e que foram definidas como prioritárias no âmbito da ANEEL para o atual momento de enfrentamento da crise do COVID-19.

### III.4.2 DISTRIBUIÇÃO

56. As distribuidoras concentram a maior parte da arrecadação do setor elétrico, com uma receita anual da ordem de R\$ 250 bilhões, incluídos os tributos, na qual apenas 20% refere-se aos custos diretamente associados à prestação do serviço público de distribuição de energia elétrica.

57. No regime de remuneração da concessão de serviço público de distribuição de energia elétrica, denominado preço-teto (ou *price cap*), um conjunto de regras de fixação de tarifas pela ANEEL garantem o equilíbrio econômico e financeiro das distribuidoras, as quais estão consolidadas nos Procedimentos de Regulação Tarifária<sup>13</sup> (PRORET), nos termos dos Contratos de Concessão e da legislação regente.

58. Assim, são três os mecanismos de alteração das tarifas máximas a serem praticadas pelas distribuidoras:

<sup>13</sup> Disponível em <https://www.aneel.gov.br/procedimentos-de-regulacao-tarifaria-proret>.



Pág. 13 da Nota Técnica nº 01/2020-GMSE/ANEEL, de 16/04/2020.

- a. Revisão Tarifária Periódica (RTP), realizada a cada quatro ou cinco anos, com o objetivo de reestabelecer o equilíbrio econômico-financeiro da concessão, a partir de parâmetros regulatórios de eficiência;
- b. Reajuste Tarifário Anual (RTA), que ocorre nos anos em que não é realizada a revisão tarifária periódica, com o objetivo de assegurar a manutenção do equilíbrio econômico-financeiro da concessão definido na última revisão; e
- c. Revisão Tarifária Extraordinária (RTE), que pode ocorrer a qualquer tempo, quando um fato imprevisível e não imputável à distribuidora, comprovadamente, desequilibrar a concessão.

59. Para fins de reajuste e revisão das tarifas, a receita das distribuidoras é dividida em itens de custo da Parcela A e da Parcela B. A Parcela A compreende os encargos setoriais<sup>14</sup>, a energia elétrica comprada para atendimento ao mercado, os custos de conexão e de uso dos sistemas de transmissão e/ou distribuição de energia elétrica, e as receitas irrecuperáveis. A Parcela B refere-se aos custos sujeitos à gestão da distribuidora, que são os custos operacionais eficientes e o custo do capital investido na concessão.

60. As receitas efetivamente observadas pelas distribuidoras resultam do produto entre as tarifas homologadas pela ANEEL e o mercado faturado, que varia entre um processo tarifário e outro. No atual modelo, o risco ordinário de variação do mercado relativo à Parcela B é atribuído aos distribuidores, que, por outro lado, podem se apropriar dos ganhos de produtividade alcançados ao longo do período da concessão, realizados acima dos parâmetros médios de eficiência definidos pelo regulador.

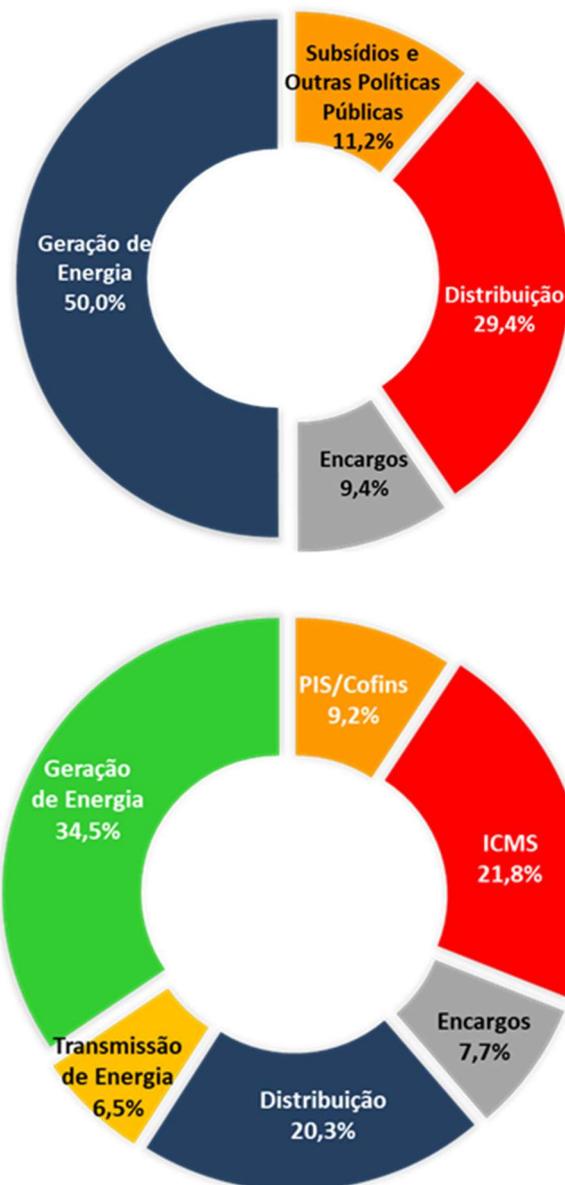
61. Além disso, no período entre os reajustes e revisões tarifárias, as variações de preço e mercado, que impactam a Parcela A e a Parcela B, são suportados financeiramente pelas distribuidoras. Nas últimas décadas, com o aumento da participação da Parcela A na receita das distribuidoras, foram instituídos mecanismos tarifários e financeiros para amenizar o desequilíbrio de caixa das distribuidoras decorrente das variações de preço e de mercado nos itens de custo da Parcela A que ocorrem entre os processos tarifários ordinários, como a Conta de Compensação da Variação de Valores de Itens da Parcela A - CVA, o Sistema de Bandeiras Tarifárias e a Componente Financeiro da Neutralidade da Parcela A.

<sup>14</sup> Destinados às políticas públicas do setor elétrico (subsídios tarifários e subvenções econômicas) ou à confiabilidade, segurança e sustentabilidade do setor.



Pág. 14 da Nota Técnica nº 01/2020-GMSE/ANEEL, de 16/04/2020.

62. As figuras a seguir apresentam a participação média de cada item de custo na composição da receita das distribuidoras (média Brasil), com e sem tributos.



Fonte: Superintendência de Gestão Tarifária – SGT/ANEEL.

63. A perda de arrecadação das distribuidoras, pela redução do mercado ou pelo aumento da inadimplência, em função da pandemia do novo coronavírus, pode afetar a capacidade de pagamento de todos os itens de custo cobertos pelo faturamento da distribuição que, se não reduzidos, tendem a recair integralmente sobre a parcela destinada aos custos do serviço de distribuição de energia elétrica (Parcela B).

64. A ANEEL já possui regulamento específico para tratar de possíveis pedidos de Revisão Tarifária Extraordinário (RTE) por parte das distribuidoras. O Submódulo 2.9 do PRORET estabelece o rito processual e os critérios de admissibilidade da RTE que pode envolver inclusive variações estruturais do mercado das



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

DOCUMENTO ASSINADO DIGITALMENTE.

Consulte a autenticidade deste documento em <http://sicnet2.aneel.gov.br/sicnetweb/v.aspx>, informando o código de verificação F8BE429D00540871

Pág. 15 da Nota Técnica nº 01/2020-GMSE/ANEEL, de 16/04/2020.

concessionárias. Entretanto, esse regulamento não foi concebido com o intuito de solucionar desequilíbrio do setor. Trata-se da análise de pedidos individuais de RTE a serem apresentados pelas concessionárias de distribuição, considerando as especificidades de cada área de concessão, os fatores geradores, o nexo de causalidade e as evidências do desequilíbrio econômico-financeiro.

65. Diferentemente do racionamento de energia elétrica ocorrido no ano de 2001, decorrente da insuficiência de oferta de energia no mercado, quando a Recomposição Tarifária Extraordinária dos agentes foi assegurada mediante a celebração do Acordo Geral do Setor Elétrico e a fixação de acréscimos tarifários estabelecidos em dispositivo legal (Art. 4º da Lei nº 10.438, de 2002), estamos diante de uma crise inédita e de alcance ainda incerto. Cabe ressaltar que eventuais efeitos da pandemia do novo coronavírus no setor elétrico e na economia podem perdurar após o encerramento do estado de calamidade pública.

### III.4.3 GERAÇÃO

66. No segmento da geração de energia elétrica, cerca de 70% (setenta por cento) da comercialização é realizada no Ambiente de Contratação Regulada (ACR), cujas regras estão definidas na Lei nº 10.848, de 2004, regulamentada pelo Decreto nº 5.163, de 2004.

67. Nesse modelo, os agentes de distribuição devem contratar energia para garantir o atendimento à totalidade de seus mercados, mediante as seguintes modalidades de comercialização:

- a. Contratos Bilaterais de compra e venda de energia celebrados antes da publicação Lei nº 10.848, de 2004;
- b. Contrato de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado (CCEAR), decorrente de licitação pública;
- c. Geração Distribuída, observados os limites de contratação e de repasse às tarifas;
- d. Cotas de Itaipu Binacional, para as concessionárias de distribuição das regiões Sul, Sudeste e Centro-Oeste;
- e. Cotas de Angra 1 e 2 (Eletronuclear), a partir de 2013;
- f. Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (PROINFA) – eólica, PCH e biomassa;
- g. Cotas de Garantia Física e de Potência dos empreendimentos de geração que tiveram as concessões prorrogadas nos termos da Lei nº 12.783, de 2013;
- h. Energia contratada nos termos da Lei nº 13.203, de 2015.

68. A compra de energia representa atualmente cerca de 50% da receita das distribuidoras, sem incluir os tributos (ICMS/PIS/COFINS), sendo o custo de maior representatividade na Parcela A<sup>15</sup>. Todavia, para o repasse dos custos da compra de energia às tarifas dos consumidores finais, observa-se os níveis

<sup>15</sup> A Parcela A é composta pela compra de energia elétrica, custos com conexão e uso dos sistemas de transmissão e os encargos setoriais.



Pág. 16 da Nota Técnica nº 01/2020-GMSE/ANEEL, de 16/04/2020.

eficientes de perdas, as regras de repasse dos preços contratados e o limite de até 105% (cento e cinco por cento) do mercado regulado.

69. Conforme relatórios públicos disponibilizados pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), a redução média no consumo da energia é de aproximadamente 10% desde a última semana do mês de março. Para o ano de 2020, a projeção de crescimento da carga foi atualizada para uma redução média de 0,9%. O cenário é de incerteza e essas estimativas devem ser atualizadas a cada semana de forma a refletir a flexibilização ou ampliação das medidas de distanciamento social eventualmente impostas pelos governos.

70. Complementarmente, a ANEEL está monitorando diariamente a evolução do consumo de energia e da arrecadação das distribuidoras, com o objetivo de mensurar os impactos econômicos e financeiros no segmento, que são diferenciados por classe de consumo (residencial, industrial, comercial, rural, serviço público), nível de tensão do atendimento (alta e baixa tensão) e modalidade tarifária (convencional, branca, azul, verde). Em geral, além de possível aumento da inadimplência, espera-se aumento do consumo residencial, pela permanência de mais pessoas em casa por mais tempo, e redução do consumo das classes comercial e industrial, pela redução da atividade econômica.

71. Do ponto de vista da comercialização de energia, a redução da carga tem dois efeitos diretos: a redução do preço da energia no mercado de curto prazo (Preço de Liquidação de Diferenças - PLD) e o aumento do montante da sobrecontratação de energia em relação ao mercado regulado. Esses dois efeitos conjugados resultam no aumento do custo da energia comprada pelas distribuidoras. Os agentes de distribuição fizeram suas declarações de necessidade de compra nos leilões públicos do ACR considerando diferentes cenários para o crescimento da demanda, dada as previsões de desempenho da economia, e possivelmente não consideraram a redução do mercado decorrente do atual cenário de pandemia. Nesse sentido, há que se avaliar possíveis medidas para a mitigação desses custos, que ordinariamente são repassados nos reajustes ou revisões tarifárias considerando o limite de até 105% do mercado regulado.

72. Considerando todos os princípios descritos acima, sobretudo a necessidade de quantificação dos eventuais desequilíbrios financeiros e econômicos, a preservação dos contratos, a participação dos diversos segmentos do setor (geração, transmissão, distribuição e consumo) na solução, a modicidade e estabilidade das tarifas no médio e longo prazo, apresentamos a seguir as principais medidas elencadas até o momento com potencial de mitigar os efeitos da sobrecontratação decorrente da redução do mercado, com a preservação dos contratos firmados.

73. Quando se avalia a sobrecontratação de energia, o primeiro questionamento é sobre o possível reconhecimento pelo regulador do caráter involuntário da sobrecontratação decorrente da pandemia, que pode estar acima do limite de 105% de repasse às tarifas. Nesse ponto, duas questões precisam ser consideradas.

74. Primeiro, a ANEEL já possui regulamento específico para avaliar o caráter voluntário ou involuntário das exposições ou sobrecontratações das distribuidoras no mercado de curto prazo. Essa avaliação é realizada em termos anuais, em processo específico, após o encerramento do ano civil, a partir da avaliação da atuação individual dos agentes nos mecanismos de contratação e descontração de energia e da manifestação de cada distribuidora às análises da ANEEL, garantindo-se o contraditório e a ampla defesa.



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

DOCUMENTO ASSINADO DIGITALMENTE.

Consulte a autenticidade deste documento em <http://sicnet2.aneel.gov.br/sicnetweb/v.aspx>, informando o código de verificação F8BE429D00540871

Pág. 17 da Nota Técnica nº 01/2020-GMSE/ANEEL, de 16/04/2020.

75. Segundo, até a conclusão desse processo, todo o custo da contratação de energia e do resultado no mercado de curto prazo são repassados integralmente às tarifas nos processos tarifários ordinários (reajustes anuais ou revisões periódicas), assim como são considerados para fins de apuração mensal do Saldo da Conta Bandeiras Tarifárias<sup>16</sup>.

76. É provável que no cenário de redução da carga, não haja acionamento das bandeiras tarifárias amarela ou vermelha nos próximos meses, entretanto, o último relatório da Conta Bandeiras Tarifárias, relativo ao mês de fevereiro de 2020, aponta um superávit de R\$ 1,375 bilhão<sup>17</sup> na Conta. Esse resultado decorre do excesso eventual de cobertura tarifária das distribuidoras, principalmente, com relação aos CCEARs da modalidade disponibilidade, influenciado pelo despacho de termelétricas, e ao Risco Hidrológico de Itaipu Binacional, Cotas de Garantia Física e Usinas Repactuadas, cuja cobertura tarifária observa o limite do PLD da Bandeira Verde, de R\$ 150/MWh, enquanto que o PLD das últimas semanas tem se realizado próxima ao patamar mínimo de R\$ 40/MWh.

77. Dessa forma, na linha dos princípios norteadores dessa análise, é preciso quantificar outros itens de custo das distribuidoras que possam estar com excesso de cobertura tarifária, a fim de compensar eventual custo da sobrecontratação de energia.

78. Após a mensuração do real desequilíbrio econômico e financeiro das distribuidoras, é possível seguir com algumas medidas no âmbito da regulação pela ANEEL, respeitando-se os contratos celebrados, de forma a mitigar o possível déficit de caixa de curto e médio prazo das distribuidoras e reduzir o montante de captação de empréstimo por meio da CDE (MP 950, de 2020).

79. Dentre as medidas, tem-se a possibilidade da negociação entre os agentes de geração e de distribuição para a modulação de pagamentos relativos à compra de energia. Tal medida seria implementada em comum acordo, contando com a anuência do regulador sobre as condições pactuadas, notadamente no que se refere aos prazos e as condições de atualização e remuneração dos pagamentos que forem postergados.

80. Dado o cenário de contratos pulverizados e prazo exíguo para negociação, uma alternativa possível consiste no estabelecimento de um **contrato de adesão** pela ANEEL (normativo **estabelecendo prazos e taxas de remuneração para a negociação**), em que os geradores interessados pudessem declarar de forma centralizada sua disposição em aderir ao mecanismo.

81. Ademais, geradores podem aderir à medida emergencial anunciada pelo Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES), conhecida no mercado como *standstill*, de suspensão temporária, por seis meses, de amortizações de empréstimos contratados junto ao Banco, como forma de mitigar os efeitos da pandemia do novo coronavírus no Brasil.

82. A suspensão parcial, e por prazo determinado, dos pagamentos da compra da energia pelas distribuidoras, em decorrência dos impactos da pandemia, também pode ser negociada por agentes de

<sup>16</sup> Sinalização mensal dos custos variáveis da geração de energia elétrica no Sistema Interligado Nacional.

<sup>17</sup> Disponível em [www.aneel.gov.br/Informações Técnicas/Sobre a Conta Bandeiras](http://www.aneel.gov.br/Informações_Técnicas/Sobre_a_Conta_Bandeiras)



Pág. 18 da Nota Técnica nº 01/2020-GMSE/ANEEL, de 16/04/2020.

geração cujos prazos dos contratos de concessão estão próximos ao encerramento, e, portanto, já amortizaram seus investimentos, incorrendo atualmente apenas em custos de operação e manutenção das usinas, sendo possível o estabelecimento de um ativo regulatório para as geradoras que aceitem a modulação dos recebíveis prorrogando os atos de outorgas.

83. A ideia é que a eventual modulação de pagamentos não comprometa a receita do gerador necessária à cobertura dos custos remanescentes e estabeleça uma remuneração adequada para os custos diferidos. Do ponto de vista do consumidor, essa remuneração deve ser mais atrativa (menor) do que o custo das operações financeiras a serem pagas com o encargo da CDE (art. 3º da MP 950, de 2020), sendo ainda possível reduzir o custo da modulação dos pagamentos, se o Tesouro ou o BNDES participarem no desenho desse mecanismo, seja por meio de linhas de crédito especiais ou subvenções econômicas.

84. Quanto aos contratos com tarifa ou receita regulada pela ANEEL - Itaipu Binacional, Angra 1 e 2, - cabem ainda medidas complementares, que requerem a avaliação criteriosa dos custos regulatórios reconhecidos nas tarifas e do saldo da conta de comercialização da energia proveniente dessas usinas.

85. Com relação aos agentes de geração cujas concessões foram prorrogadas no regime de cotas de garantia física e potência, nos termos do art. 1º da Lei nº 12.783, de 2013, avalia-se como possível item elegível à postergação ou suspensão de pagamentos pelas distribuidoras, por prazo definido, a parcela relativa às GAG melhorias, destinada a remunerar os investimentos realizados para manter a prestação do serviço adequado.

86. Conforme regulamentado, desde 2018, essa parcela da receita é definida pela ANEEL, nos termos do §6º do art. 1º da Lei nº 12.783, de 2013, com base em parâmetros regulatórios, a partir da parametrização de variáveis explicativas. Nesse valor, estão compreendidos, entre outros aspectos, a troca de todos os equipamentos hidro e eletromecânicos e custos de natureza contábil de investimentos relativos a dispêndios socioambientais e de demandas da Administração, até o final da concessão.

87. Portanto, dada a situação de calamidade decorrente da pandemia do novo coronavírus, e considerando sinalização do ONS de possíveis postergações<sup>18</sup>, é razoável que a obrigação de realização dos investimentos em melhorias seja postergada pelo regulador. Agentes que já realizaram investimentos que não poderão ser postergados devem se manifestar sobre a necessidade de manutenção do recurso. O diferimento seria posteriormente recomposto, em condições a serem pactuadas com os geradores, desde que atendam aos princípios definidos na presente Nota Técnica.

88. No caso de Itaipu Binacional, foram identificadas duas alternativas: i) a regulamentação do art. 19 da Lei nº 12.783, de 2013, que trata da possibilidade de a União celebrar contratos com a Eletrobrás, na qualidade de Agente Comercializador de Energia de Itaipu, com a finalidade de excluir os efeitos da variação cambial na tarifa de repasse da potência contratada de Itaipu binacional; e ii) modulação da amortização da dívida contraída por Itaipu Binacional, que representa a maior parcela da tarifa de repasse da potência contratada.

89. No que tange à usina de Itaipu, como a sua tarifa de repasse é fixada em dólar, e dada a

<sup>18</sup> CARTA ONS - 0091/DOP/2020 – DOC SIC 48513.009418/2020-00



Pág. 19 da Nota Técnica nº 01/2020-GMSE/ANEEL, de 16/04/2020.

variação cambial observada em 2019 e 2020, estima-se que essa energia tenha um impacto de aproximadamente R\$ 3 bilhões nos reajustes das distribuidoras das regiões Sul, Sudeste e Centro-Oeste. Dessa forma, eventuais medidas que propiciem a redução do custo dessa energia, bem como a modulação dos fluxos de pagamentos, podem não apenas mitigar o déficit de caixa das distribuidoras, como também atuar em benefício da modicidade e estabilidade das tarifas no longo prazo.

90. Ainda em relação à Itaipu, cumpre destacar que a amortização dos empréstimos contraídos por Itaipu Binacional, para a construção da usina, que representam a maior parte do custo unitário da potência contratada, se encerra em agosto de 2023. Portanto, eventual renegociação do Tratado Internacional celebrado entre Brasil e Paraguai, para a redução do preço da energia comprada daquele país a partir de 2024, poderia compensar possíveis pressões tarifárias decorrentes de um mecanismo de modulação de pagamentos.

91. Finalmente, cabe avaliar a possibilidade de aprimoramento dos regulamentos vigentes da ANEEL - Resoluções Normativas nº 693<sup>19</sup>, de 15 de dezembro de 2015, nº 711<sup>20</sup>, de 19 de abril de 2016 e nº 824<sup>21</sup>, de 10 de julho de 2018 - que estabelecem mecanismos de compensação de sobras e déficits de energia nova (MCSDs EN), de acordos bilaterais entre partes signatárias dos CCEARs e de venda centralizada de excedentes (MVE).

92. As Resoluções Normativas nº 693, de 2015, e 711, de 2016, consistem em mecanismos consensuais de redução ou transferência de contratos entre os agentes, podendo ser temporária ou permanente. Nesse caso, há que se avaliar a possibilidade de flexibilização ou ampliação das regras, de forma a permitir a redução do custo de sobrecontratação das distribuidoras. Contudo, o desafio do regulador é sopesar a necessidade de reduzir esse custo no curto prazo com os impactos tarifários de médio e longo prazos em função de possíveis descontrações definitivas, que podem surtir efeitos não desejáveis no momento pós crise, tanto do ponto de vista do aumento de custos (preço médio da energia contratada, descontos no fio arcados pela CDE, repactuação do risco hidrológico) quanto da insuficiência de lastro contratual para o atendimento da carga quando a economia voltar a crescer.

93. No que se refere ao MVE, ressalta-se que a ANEEL ampliou para 30% o limite de venda de que trata o inciso III do artigo 4º da Resolução Normativa nº 824, de 2018, para os processamentos do mecanismo no ano de 2020, por meio do Despacho nº 936, de 7 de abril de 2020.

94. Entretanto, cumpre destacar que eventual redução de demanda do ambiente de contratação livre (ACL) pode reduzir o apetite dos compradores deste mercado, reduzindo a efetividade dos referidos mecanismos.

#### III.4.4 TRANSMISSÃO

95. Os contratos de concessão do serviço público de transmissão de energia elétrica estabelecem

<sup>19</sup> Disponível em <http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2015693.pdf>.

<sup>20</sup> Disponível em <http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2016711.pdf>.

<sup>21</sup> Disponível em <http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2018824.pdf>.



Pág. 20 da Nota Técnica nº 01/2020-GMSE/ANEEL, de 16/04/2020.

as condições para a prestação do serviço, bem como a Receita Anual Permitida (RAP), que em conjunto com as regras de reajuste e revisão garantem o equilíbrio econômico e financeiro das concessões de transmissão.

96. O serviço de transmissão é regido pelo Contrato de Prestação do Serviço de Transmissão (CPST) e remunerado pela disponibilidade das instalações, por meio do recebimento mensal pelas transmissoras de um duodécimo da RAP homologada em cada Ciclo Tarifário. O faturamento da receita mensal pelas transmissoras ocorre a partir do pagamento pelos usuários do sistema de transmissão – geradores, distribuidoras, consumidores livres e importadores/exportadores – dos Encargos de Uso do Sistema de Transmissão (EUST) e de encargos de conexão<sup>22</sup>.

97. Segundo dados do ONS, na Apuração Mensal dos Serviços e Encargos (AMSE) de março de 2020, o valor total dos encargos de transmissão foi de aproximadamente R\$ 2,2 bilhões, faturados por 236 transmissoras contra 943 usuários. Desse valor, as distribuidoras foram responsáveis por 53,36%, enquanto os geradores por 38,86% e os consumidores livres por 7,77%.

98. Os EUST são devidos por todos os usuários do sistema de transmissão e resultam do produto entre as Tarifas de Uso do Sistema de Transmissão (TUST) e os Montantes de Uso do Sistema de Transmissão (MUST). Por sua vez, os MUST são determinados pelo maior valor entre o montante contratado e o medido da potência elétrica demandada ou injetada na rede. Por força normativa, os MUST contratados nos Contratos de Uso do Sistema de Transmissão (CUST) devem ser os máximos montantes anuais de potência elétrica a serem demandados ou injetados no sistema de transmissão.

99. Tendo em vista que um dos efeitos da pandemia no setor elétrico é a possível redução de demanda no segmento de consumo (distribuidoras e consumidores livres), as ações no segmento de transmissão devem incentivar que os usuários do sistema de transmissão continuem honrando seus contratos e cumprindo suas obrigações quanto aos pagamentos dos Encargos de Uso do Sistema de Transmissão.

100. Nesse sentido, a principal medida a ser avaliada consiste na utilização dos saldos remanescentes das apurações mensais de encargos de transmissão para aliviar os custos de transmissão do segmento de consumo, referentes aos meses de abril, maio e junho de 2020. A utilização desse saldo remanescente equivale à antecipação da Parcela de Ajuste (PA), que seria considerada a partir do Ciclo Tarifário 2020/2021, que se inicia em 1º de julho de 2020.

101. A Parcela de Ajuste resulta da soma das diferenças mensais entre os valores que as transmissoras teriam direito a receber e os valores resultantes da apuração mensal, normalmente no período de junho de um ciclo tarifário até maio do ciclo tarifário subsequente. Em condições normais, a Parcela de Ajuste é somada (quando há déficit de arrecadação) ou subtraída (quando há superávit de arrecadação) da Receita Anual Permitida das transmissoras nos processos de Reajuste Anual de Receitas, de acordo com as regras definidas no Submódulo 9.3 dos Procedimentos de Regulação Tarifária<sup>23</sup>.

102. Haja vista a existência de um superávit de arrecadação no Ciclo Tarifário 2019/2020, da ordem de **R\$ 485 milhões**, o saldo remanescente poderá ser utilizado para reduzir os encargos dos meses de abril,

<sup>22</sup> Firmados nos Contratos de Conexão à Transmissão (CCT)

<sup>23</sup> Disponível em <https://www.aneel.gov.br/procedimentos-de-regulacao-tarifaria-proret>.



Pág. 21 da Nota Técnica nº 01/2020-GMSE/ANEEL, de 16/04/2020.

maio e junho de 2020, aliviando os custos de transmissão para o segmento de consumo e contribuindo para evitar inadimplências no segmento de transmissão.

103. Com essa medida, poderia se esperar que a redução nos encargos de transmissão nesses três meses da pandemia, compense, em certa medida, uma redução de demanda resultante do COVID-19. Embora essa medida tenha impacto imediato no fluxo de caixa das transmissoras, não tem efeitos econômicos, uma vez que apenas antecipa a devolução das sobras financeiras que se daria ao longo do Ciclo Tarifário 2020/2021.

104. Também com o objetivo de aliviar os custos de transmissão para as distribuidoras no período da pandemia, outra medida a ser avaliada é a suspensão das cobranças das Parcelas de Ineficiência da Contratação dos MUST.

105. As Parcelas de Ineficiência são definidas na Resolução Normativa nº 666<sup>24</sup>, de 23 de junho de 2015, e têm por objetivo incentivar a contratação eficiente dos Montantes de Uso do Sistema de Transmissão. Na apuração da eficiência da contratação das distribuidoras, a Parcela de Ineficiência por Sobrecontratação (PIS) é apurada, anualmente, quando a demanda máxima anual medida é inferior a 90% do maior MUST contratado. Por sua vez, a Parcela de Ineficiência por Ultrapassagem (PIU) é apurada, mensalmente, quando a medição da demanda máxima é superior a 110% da demanda contratada.

106. A proposta em avaliação consiste na postergação da cobrança da Parcela de Ineficiência por Sobrecontratação (PIS) apurada para o ano de 2019, no valor de cerca de **R\$ 11 milhões**, adiando a obrigação de pagamento desse valor pelas distribuidoras.

107. Por outro lado, a aplicação tanto da PIS quanto da PIU referentes ao ano de 2020 poderia ser suspensa enquanto perdurarem os efeitos da pandemia, uma vez que as medidas de isolamento social tendem a alterar sobremaneira os perfis de consumo em diversos segmentos, dificultando a adequada previsão de demanda nos pontos de contratação.

108. Ressalta-se que, considerando todos os princípios que norteiam a definição das medidas de enfrentamento do COVID-19 pela ANEEL, sobretudo a necessidade de quantificação dos desequilíbrios financeiros e econômicos, a preservação dos contratos, a modicidade e estabilidade das tarifas no médio e longo prazo, ações com alto impacto econômico ou que pressionem em demasia as tarifas pagas pelos consumidores finais de energia elétrica, não fazem parte da atual carteira de soluções.

### III.4.5 ENCARGOS SETORIAIS

109. Em matéria de encargos setoriais, duas alternativas devem ser paralelamente avaliadas. A primeira consiste na destinação de saldos existentes à mitigação dos efeitos da crise, e a segunda decorre da modulação dos montantes de arrecadação futura, ainda que isso ocorra de modo temporário, em correspondência dos efeitos da crise. Tais perspectivas implicam na desoneração dos segmentos do Setor nos próximos meses, nos quais se sentirão os efeitos financeiros de modo mais imediato, sem perder de vista

<sup>24</sup> Disponível em <http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2015666.pdf> .



Pág. 22 da Nota Técnica nº 01/2020-GMSE/ANEEL, de 16/04/2020.

a possibilidade de reavaliação de finalidade e utilidade dos encargos, já virando uma solução perene.

110. Nesse cenário lida-se com a possibilidade de desvinculação de algumas receitas, de modo a utilizá-las para garantir operações de empréstimos, em especial as destinadas ao segmento de Distribuição, porta de entrada de caixa do setor elétrico, sob o qual a preservação garantida, no fim das contas, a preservação de toda cadeia.

111. Diante do escopo traçado acima, podem ser estudadas as seguintes propostas, que são aprofundadas a seguir:

- a. Revisão do orçamento, visando possível redução ou modulação da arrecadação das quotas da Conta de Desenvolvimento Energético (**CDE**);
- b. Destinação alternativa de parte dos recursos do Programa de Pesquisa e Desenvolvimento (**P&D**) e de Eficiência Energética (**EE**), com reserva dos valores futuros, totais ou na média dos anualmente não utilizados, para garantia de operações financeiras;
- c. Avaliação da possibilidade de modulação e liberação de liquidez nos encargos: Programa de Incentivo às Fontes Alternativas (**Proinfa**), quanto aos Encargos de Serviço de Sistema (**ESS**) e em relação aos Encargos de Energia de Reserva (**ERR**);
- d. Revisão da alíquota de Taxa de Fiscalização dos Serviços de Energia Elétrica (**TFSEE**), na perspectiva principal de desoneração futura ou sua manutenção, então com vistas a crescer conta de garantia de operações financeiras do Setor, junto com P&D, EE e outros encargos.

112. A **CDE** é o fundo setorial que custeia as mais diversas políticas públicas do setor elétrico brasileiro, dentre elas a universalização do serviço de energia elétrica (Programa Luz para Todos – PLpT) e a Tarifa Social. É de onde é também destinada subvenção para compensação às distribuidoras pela perda de receita decorrente da concessão de descontos tarifários aos seguintes usuários do serviço: gerador e consumidor de fonte incentivada; atividade de irrigação e aquicultura em horário especial; agente de distribuição com mercado próprio inferior a 500 GWh/ano; serviço público de água, esgoto e saneamento; classe rural; subclasse cooperativa de eletrificação rural; e subclasse de serviço público de irrigação.

113. Os recursos da CDE são arrecadados, principalmente, das quotas anuais pagas por todos os agentes que comercializam energia elétrica com consumidor final, mediante encargo tarifário incluído nas tarifas de uso dos sistemas de distribuição e transmissão de energia, além dos pagamentos anuais realizados pelos concessionários e autorizados a título de Uso de Bem Público (UBP), das multas aplicadas pela ANEEL e da transferência de recursos do Orçamento Geral da União, como ocorreu recentemente por meio da recente Medida Provisória nº 949, de 8 de abril de 2020.

114. A CCEE gere o fundo, competindo à ANEEL aprovar o Orçamento Anual da CDE e fixar a quota anual, que corresponde à diferença entre a necessidade total de recursos da Conta e a arrecadação proporcionada pelas demais fontes.

115. Na tabela abaixo apresentamos o orçamento aprovado para 2020 com as respectivas cotas,



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

DOCUMENTO ASSINADO DIGITALMENTE.

Consulte a autenticidade deste documento em <http://sicnet2.aneel.gov.br/sicnetweb/v.aspx>, informando o código de verificação F8BE429D00540871

Pág. 23 da Nota Técnica nº 01/2020-GMSE/ANEEL, de 16/04/2020.

por segmento e submercados.

Agente	Subsistema	Nível de Tensão	MERCADO (MWh)	Custo Unitário (R\$/MWh)	Quota Anual	Part. %
			SET/18 A AGO/19	2020	2020	
Distribuidoras	N/NE	AT	12.409.476	14,23	R\$ 176.563.287,66	0,88%
		MT	23.393.855	17,35	R\$ 405.803.620,82	2,02%
		BT	50.058.546	19,49	R\$ 975.668.655,07	4,85%
	S/SE/CO	AT	65.429.081	41,83	R\$ 2.736.939.059,49	13,61%
		MT	101.037.565	51,00	R\$ 5.152.812.359,51	25,63%
		BT	168.219.725	57,30	R\$ 9.639.363.708,31	47,95%
Transmissoras	N/NE	AT	15.036.670	14,23	R\$ 213.943.275,60	1,06%
		MT	-	17,35	R\$ -	0,00%
		BT	-	19,49	R\$ -	0,00%
	S/SE/CO	AT	14.416.401	41,83	R\$ 603.046.995,25	3,00%
		MT	-	51,00	R\$ -	0,00%
		BT	-	57,30	R\$ -	0,00%
Permissionárias	N/NE	AT	-	14,23	R\$ -	0,00%
		MT	362	17,35	R\$ 6.280,18	0,00%
		BT	8.188	19,49	R\$ 159.584,13	0,00%
	S/SE/CO	AT	29.440	41,83	R\$ 1.231.514,01	0,01%
		MT	1.517.645	51,00	R\$ 77.398.329,05	0,38%
		BT	2.122.607	57,30	R\$ 121.630.070,13	0,60%
			<b>453.679.561</b>	<b>44,31</b>	<b>R\$ 20.104.566.739,20</b>	<b>100,00%</b>

Tabela 9, da Nota Técnica nº 232/2019-SGT/SRG/SRD-ANEEL, de 13/12/2019<sup>25</sup>

116. Como se evidencia, até mesmo por suas finalidades muito amplas, a CDE é o maior dos encargos do Setor, cujo orçamento de 2020 foi aprovado em R\$ 21,9 bilhões.

117. A análise de sua desoneração passa por algumas etapas. No nível regulatório, cabe à ANEEL interagir com a CCEE para avaliar em detalhes o fluxo de caixa da conta, como vem se realizando cada uma das despesas em comparação com o orçamento aprovado, e qual o nível de arrecadação, estendendo-se à Reserva Global de Reversão (RGR). Com o fluxo de caixa detalhado, deve-se avaliar se há espaço para modulação das cotas.

118. Em termos de políticas públicas, a ANEEL poderá interagir com o MME para avaliar se existe a possibilidade de postergação de gastos incorridos com políticas para o setor, como a modulação dos programas de universalização, ou se há possibilidade de serem implementadas ações para discussão de redução de subsídios, o que perpassa a necessidade de alterações legislativas.

119. Por fim, também no campo legal, considerando que os custos das operações financeiras vinculadas a medidas de enfrentamento da pandemia serão arcados pelos consumidores por meio da CDE, conforme art. 3º, da MP nº 950, de 2020 - que acresceu o inciso XV, ao art. 13, da Lei nº 10.438, de 2002 - é

<sup>25</sup> A aludida NT sintetizou e analisou as contribuições apresentadas no âmbito da Consulta Pública nº 29/2019, aberta com vistas a colher subsídios e informações sobre a CDE para o ano 2020.



Pág. 24 da Nota Técnica nº 01/2020-GMSE/ANEEL, de 16/04/2020.

fundamental que se busquem novas fontes de custeio para a conta, de modo a mitigar o impacto tarifário futuro, como bônus de outorga ou receitas de outros encargos setoriais que teriam suas obrigações temporária e parcialmente suspensas. Assim como em relação ao parágrafo anterior, essa ação depende de uma avaliação política por parte do MME.

120. Em relação aos recursos do Programa de **P&D**, seguindo o determinado na Lei nº 9.991, de 24 de julho de 2000, com redação alterada pela Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004, há obrigatoriedade da aplicação de um percentual da receita operacional líquida (ROL) das empresas do setor elétrico em pesquisa e desenvolvimento. O art. 4º, da Lei, determina a distribuição desses recursos da seguinte forma: 40% (quarenta por cento) para o Fundo Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico (FNDCT), criado pelo Decreto-Lei nº 719, de 31 de julho de 1969, e restabelecido pela Lei nº 8.172, de 18 de janeiro de 1991; 40% (quarenta por cento) para projetos de pesquisa e desenvolvimento, segundo regulamentos estabelecidos pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL); e 20% (vinte por cento) para o MME, a fim de custear os estudos e pesquisas de planejamento da expansão do sistema energético, bem como os de inventário e de viabilidade necessários ao aproveitamento dos potenciais hidrelétricos.

121. Todas as empresas distribuidoras, transmissoras e geradoras dos serviços de energia elétrica estão obrigadas a seu recolhimento<sup>26</sup>.

122. O que se tem notado é que a não aplicação dos recursos provenientes gerou um acúmulo contábil, no valor próximo a R\$ 2,01 bilhões, à referência de 2018. Embora parte desse montante esteja reservada a projetos em curso.

123. Assim como verificado em relação ao P&D, no Programa de EE, recolhido pelas distribuidoras, a não utilização dos recursos tem gerado reserva contábil de relevante valor no caixa das Distribuidoras, alcançando R\$ 1,31 bilhão, à referência de 2018. Embora parte desse montante esteja reservada a projetos em curso, todos possuem previsão real de execução e dispêndio até o ano de 2021.

124. Com **projeções otimistas**, quando consideramos um crescimento de mercado que acompanha as projeções do Produto Interno Bruto (PIB), de acordo com as informações retiradas do relatório Focus, emitido pelo Banco Central (Bacen), onde inclusive já foi considerado uma redução da ordem de 2% ao final de 2020, estimamos a ROL de 2020 a 2025. Logo, como as alíquotas de PP&D e PEE incidem sob ela, é possível alcançar na arrecadação ao longo dos seis anos valores estimados de R\$ 18,17 bilhões, conforme apresentado abaixo.

Segmento	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Distribuição	1.651.293.527	1.716.039.896	1.829.689.606	1.967.269.265	2.110.880.261	2.268.112.752
Transmissão	274.676.655	312.630.867	336.976.421	358.069.032	372.333.807	357.310.956
Geração Cotista	84.573.175	84.573.175	84.573.175	84.573.175	84.573.175	84.573.175
Geração Demais	685.063.250	685.063.250	685.063.250	685.063.250	685.063.250	685.063.250
Total	2.695.606.607	2.798.307.188	2.936.302.452	3.094.974.722	3.252.850.493	3.395.060.132

125. Procedendo à distribuição dos recursos, da forma determinada no art. 4º, da Lei nº 9.991, de

<sup>26</sup> Excluem-se da obrigação, por isenção, as empresas que gerem energia exclusivamente a partir de instalações eólica, solar, biomassa, pequenas centrais hidrelétricas e cogeração qualificada.



Pág. 25 da Nota Técnica nº 01/2020-GMSE/ANEEL, de 16/04/2020.

2000, ou seja, 40% do MME, 40% do ANEEL e 20% do FNDCT, alcançam-se os seguintes montantes.

Destinos	2020	2021	2022	2023	2024	2025
ANEEL	1.408.501.348	1.462.530.854	1.540.458.902	1.631.443.742	1.723.316.249	1.811.646.603
FNDCT	747.983.937	776.114.896	808.583.060	844.536.036	878.964.145	904.401.502
MME	373.991.969	388.057.448	404.291.530	422.268.018	439.482.072	452.200.751
PROCEL	165.129.353	171.603.990	182.968.961	196.726.927	211.088.026	226.811.275
<b>TOTAL</b>	<b>2.695.606.607</b>	<b>2.798.307.188</b>	<b>2.936.302.452</b>	<b>3.094.974.722</b>	<b>3.252.850.493</b>	<b>3.395.060.132</b>

126. Com projeções conservadoras, quando consideramos um cenário de Produto Interno Bruto (PIB) reduzido, com valor base de 2020 mantido em patamares iguais aos de 2019, naturalmente verificamos ROL menores, apontando para uma estimativa de arrecadação ao longo dos seis anos superior a R\$ 17,78 bilhões. Vejamos:

Segmento	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Distribuição	1.554.755.227	1.642.462.584	1.708.739.316	1.816.458.202	1.915.980.829	2.026.262.112
Transmissão	274.676.655	312.630.867	336.976.421	358.069.032	372.333.807	357.310.956
Geração Cotista	84.573.175	84.573.175	84.573.175	84.573.175	84.573.175	84.573.175
Geração Demais	624.163.369	624.163.369	624.163.369	624.163.369	624.163.369	624.163.369
<b>Total</b>	<b>2.538.168.426</b>	<b>2.663.829.995</b>	<b>2.754.452.281</b>	<b>2.883.263.778</b>	<b>2.997.051.180</b>	<b>3.092.309.612</b>

127. Novamente, atendendo ao comando de distribuição disposto no art. 4º, da Lei nº 9.991, de 24 de julho de 2000, alcançam-se os seguintes montantes.

Destinos	2020	2021	2022	2023	2024	2025
ANEEL	1.326.218.416	1.394.024.515	1.443.528.776	1.516.597.151	1.582.016.638	1.642.176.267
FNDCT	704.316.325	737.039.481	760.033.049	790.013.871	815.624.306	831.671.422
MME	352.158.163	368.519.741	380.016.525	395.006.935	407.812.153	415.835.711
PROCEL	155.475.523	164.246.258	170.873.932	181.645.820	191.598.083	202.626.211
<b>TOTAL</b>	<b>2.538.168.426</b>	<b>2.663.829.995</b>	<b>2.754.452.281</b>	<b>2.883.263.778</b>	<b>2.997.051.180</b>	<b>3.092.309.612</b>

128. Observe-se sobre a distribuição dos encargos estabelecidos pela Lei nº 9.991, de 2000, considerando o momento de crise e a necessidade de tratamento isonômico em relação às possíveis fontes de contribuição, é importante discutir com o MME a avaliação dos recursos destinados ao FNDC, MME e PROCEL.

129. A alternativa posta em nada inova quanto ao modelo financeiro já conhecido, nem mesmo no veículo condutor, onde a CCEE, por meio de uma operação de crédito no mercado, com um *pool* de bancos ou diretamente com o Banco Nacional do Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES), poderá contrair empréstimo e garantir os pagamentos com esses recebíveis, que, por sua vez, estarão constituídos por lei e ato regulatório e destinados a fundo CONVID, também criado por lei e a ser gerido pela CCEE.

130. Quanto ao **Proinfra**, trata-se de programa criado pela Lei nº 10.438, de 2002, cujo objetivo é aumentar a participação de fontes alternativas renováveis (pequenas centrais hidrelétricas, usinas eólicas e empreendimento termelétricos a biomassa) na produção de energia elétrica, privilegiando empreendedores que não tenham vínculos societários com concessionárias de geração, transmissão ou distribuição.

131. A responsabilidade pela contratação da energia elétrica gerada é da Eletrobras, conforme o disposto pelo artigo 3º, inciso I, alínea 'a', da Lei nº 10.438, de 2002. O montante leva em consideração o Plano Anual elaborado pela Eletrobras, que é aprovado pela ANEEL. Por sua vez, o custo do programa, cuja



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

DOCUMENTO ASSINADO DIGITALMENTE.

Consulte a autenticidade deste documento em <http://sicnet2.aneel.gov.br/sicnetweb/v.aspx>, informando o código de verificação F8BE429D00540871

Pág. 26 da Nota Técnica nº 01/2020-GMSE/ANEEL, de 16/04/2020.

energia é contratada pela Eletrobras, é pago por todos os consumidores finais (livres e regulados) do Sistema Interligado Nacional (SIN), exceto os classificados como baixa renda.

132. O valor total das cotas para custeio do Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (Proinfa) em 2020, foi autorizado em R\$ 3,321 bilhões (conforme Resolução Homologatória ANEEL nº 2.653, de 17 de dezembro de 2019), dos quais R\$ 3 bilhões serão recolhidos pelas distribuidoras, R\$ 215 milhões pelas transmissoras e R\$ 6,2 milhões pelas cooperativas (permissionárias). Já o montante de energia elétrica gerado pelas 131 usinas participantes no próximo ano (60 pequenas centrais hidrelétricas, 52 eólicas e 19 térmicas movidas por biomassa) deverá atingir 11,202 milhões de megawatts-hora (MWh).

QUOTAS DE CUSTEIO

CONCESSIONÁRIAS	QUOTA DE CUSTEIO (R\$) 2019	QUOTA DE CUSTEIO (R\$) 2020
DISTRIBUIÇÃO	3.735.882.776,26	3.070.218.830,83
TRANSMISSÃO	287.795.027,67	215.005.836,69
PERMISSIONÁRIAS COOPERATIVAS	29.225.710,51	36.264.547,69
<b>TOTAL</b>	<b>4.052.903.514,44</b>	<b>3.321.489.215,21</b>

Tabela 4, da Nota Técnica nº 225/2019-SGT/ANEEL, de 4 de dezembro de 2019.

133. A avaliação de recursos disponíveis nesse campo é mais sensível, por conta da prerrogativa legal da Eletrobras, de gestão e de contratação dos recursos. Exige-se, portanto, um diálogo com a instituição, que naturalmente revolverá todos os contratos em curso, de tal forma que duas linhas de ação podem ser avaliadas junto à Eletrobras.

134. A primeira consiste numa análise detalhada do fluxo de caixa do Programa, de modo a utilizar eventuais sobras para reduzir de forma imediata a cobrança do encargo nos meses mais impactantes do combate à pandemia.

135. Uma segunda linha consistiria em iniciar um processo de negociação com Eletrobras, de forma a postergar, por tempo determinado, um percentual do faturamento, que naturalmente seria recomposto considerando o custo do capital adequado, de modo a preservar integralmente todos os contratos firmados no programa, mas atentando para o fato de os mercados terem sofrido rápida retração, com consequências sobre a capacidade financeira de realizar todos os pagamentos no curto prazo.

136. O **Encargo de Serviço de Sistema (ESS)** foi criado pelo Decreto nº 2.655, de 1998, com o objetivo de aumentar a confiabilidade e a segurança da oferta de energia no país. O custo é apurado mensalmente pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) e é pago por todos os consumidores, regulados e livres, aos agentes de geração.

137. Seguindo o previsto na Resolução Normativa (REN) ANEEL nº 109, de 26 de outubro de 2004, os **ESS** representam valores monetários destinados à cobertura dos custos dos serviços do sistema, inclusive os serviços ancilares, prestados aos usuários do Sistema Interligado Nacional (SIN), que compreendem os custos decorrentes da geração despachada independentemente da ordem de mérito, por restrições de transmissão dentro de cada submercado, a reserva de potência operativa (em MW) disponibilizada pelos geradores para a regulação da frequência do sistema e sua capacidade de partida autônoma, a reserva de capacidade (em MVAR) disponibilizada pelos geradores, superior aos valores de referência estabelecidos para



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

DOCUMENTO ASSINADO DIGITALMENTE.

Consulte a autenticidade deste documento em <http://sicnet2.aneel.gov.br/sicnetweb/v.aspx>, informando o código de verificação F8BE429D00540871

Pág. 27 da Nota Técnica nº 01/2020-GMSE/ANEEL, de 16/04/2020.

cada gerador em Procedimentos de Rede, necessária para a operação do sistema de transmissão, a operação dos geradores como compensadores síncronos, a regulação da tensão e os esquemas de corte de geração e alívio de cargas.

138. No cenário em que o recurso para alívio de ESS é maior que o total de encargos de serviços do sistema, os agentes proprietários de pontos de medição de consumo não pagam ESS e o valor remanescente é alocado da seguinte forma: **a)** saldo remanescente do alívio de exposições do mês vigente, caso exista, é utilizado para processar o alívio retroativo de exposições residuais dos geradores em função do tratamento das exposições e os encargos de serviços do sistema de meses anteriores; e **b)** caso haja recursos advindos da aplicação de penalidades e a sobra de receita do mês anterior, seus saldos remanescentes, após o alívio dos ESS do mês de apuração, serão utilizados para alívio de ESS de meses futuros.

139. Nesse campo, o Despacho nº 986, de 7 de abril de 2020, instruído como resultado da Consulta Pública (CP) nº 39/2019, representa bem o esforço que vem sendo feito pela ANEEL para injetar liquidez no setor elétrico, em atenção aos impactos da pandemia. Nessa decisão, a ANEEL discutiu a utilização de recursos disponíveis no saldo do fundo de reserva, pertencente ao segmento consumo, incluídos consumidores dos dois ambientes de contratação, livre e regulada. Ao longo do ano de 2019, foram acumulados mais de R\$ 2 bilhões no saldo do fundo de reserva, sendo que mais de R\$ 1 bilhão de ESS foi aliviado entre dezembro de 2018 e novembro de 2019.

140. Assim, foi determinado à CCEE o repasse aos agentes de consumo dos recursos financeiros disponíveis no fundo de reserva para alívio futuro de encargos, em sua totalidade e na proporção do consumo líquido dos últimos 12 (doze) meses, de cada agente, utilizada para restituição de montantes excedentes da Conta de Energia de Reserva (CONER), referente à última contabilização realizada.

141. Por sua vez, o **Encargo de Energia de Reserva (ERR)** foi criado pela Lei nº 10.848, de 2004, e regulamentado pela Resolução Normativa (REN) ANEEL nº 337, de 2008, com o objetivo de cobrir custos decorrentes da contratação de energia de reserva, incluindo custos administrativos, financeiros e tributários. A CONER, Conta de Energia de Reserva, é administrada pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE).

142. O rateio dos custos é feito entre todos os usuários finais de energia elétrica do Sistema Interligado Nacional (SIN), incluindo os consumidores livres e os autoprodutores, esses últimos apenas na parcela da energia decorrente da interligação ao SIN. O valor a ser arrecadado é definido mensalmente pela CCEE considerando o encargo total a ser pago, o valor da energia liquidada no mercado de curto prazo e o fundo de garantia a ser preservado na conta.

143. Conforme tratado anteriormente, diferente da crise de 2014, cujo elevado PLD gerava constantes excedentes financeiros que podiam ser liberados ao segmento de consumo, para o ano de 2020, com PLD bastante reduzido, não se espera que o cenário se repita. Restam, portanto, duas alternativas a serem discutidas com a CCEE.

144. A primeira consiste numa análise detalhada do fluxo de caixa da conta, com o intuito de avaliar o nível mínimo de fundo de garantia a ser preservado nos meses de maior retração de mercado. A redução do fundo de garantia ao longo desses meses reduziria a necessidade de encargo a ser recolhido e,



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

DOCUMENTO ASSINADO DIGITALMENTE.

Consulte a autenticidade deste documento em <http://sicnet2.aneel.gov.br/sicnetweb/v.aspx>, informando o código de verificação F8BE429D00540871

Pág. 28 da Nota Técnica nº 01/2020-GMSE/ANEEL, de 16/04/2020.

consequentemente, a pressão sobre o fluxo de caixa das distribuidoras.

145. A segunda alternativa, já mencionada no caso do PROINFA, consistiria em avaliar junto à CCEE e geradores o diferimento, por prazo determinado, de um percentual do faturamento, com posterior reconstituição do saldo não faturado, considerando o custo de capital envolvido. Tal alternativa buscaria preservar todos os contratos firmados com os geradores, atentando para o impacto financeiro sobre o faturamento das distribuidoras e consumidores livres decorrente das medidas de combate à pandemia.

146. A **Bandeira Tarifária** é um sistema de cobrança regulamentado pela ANEEL, cujo objetivo é repassar mensalmente ao consumidor, de forma mais transparente, as oscilações dos preços no mercado de curto prazo e os custos excepcionais causados pela necessidade de acionamento de usinas termelétricas na geração de energia. Seu acionamento tem o objetivo de prover sinais econômicos para o consumo consciente dos consumidores, bem como fazer com que a arrecadação das distribuidoras reflita suas obrigações para com os geradores de energia elétrica.

147. Os recursos arrecadados por meio das bandeiras tarifárias são destinados à Conta Centralizadora dos Recursos de Bandeiras Tarifárias (Conta Bandeiras). Criada pelo Decreto nº 8.401, de 4 de fevereiro de 2015, tem como finalidade administrar os recursos decorrentes da aplicação das bandeiras tarifárias instituídas pela ANEEL. Mensalmente, a ANEEL avalia as arrecadações e necessidades de cada distribuidora e decide os valores líquidos a serem arrecadados à conta, para redistribuição entre as distribuidoras cuja arrecadação se mostrou insuficiente para honrar suas obrigações.

148. Os valores arrecadados resultaram ligeiramente superiores às obrigações e há saldo acumulado no caixa das distribuidoras de R\$ 1,375 bilhão. O saldo acumulado deve ser considerado no cálculo de déficit a ser arcado com as demais soluções comentadas ao longo dessa Nota Técnica.

149. Observe-se, todavia, que a Conta das Bandeiras não tem por fim superávit, de tal forma que anualmente são implementados diversos estudos e atualizações de tal forma que os valores arrecadados por seu acionamento correspondam aos valores necessários para evitar carregamento financeiro nas distribuidoras.

150. Além disso, as tarifas aprovadas anualmente para as distribuidoras contêm parcela que considera a geração necessária, abarcando a maior parte dos eventos históricos de acionamento de térmicas. Efetivamente, portanto, além de possível desoneração da Conta Bandeiras, não se ignora a possibilidade de que as tarifas sejam reduzidas. Ainda assim, traçando um paralelo com a redução de carga que estamos verificando, estudos são passíveis de serem implementados.

151. Finalmente, a **TFSEE** foi criada pela Lei nº. 9.427, de 26 de dezembro de 1996, e regulamentada pelo Decreto nº 2.410, de 28 de novembro de 1997, com a finalidade de constituir a receita da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), visando a cobertura de suas despesas administrativas e operacionais. A seu turno, o art. 29, da Lei nº 12.783, de 11 de janeiro de 2013, conversão da Medida Provisória nº 579, de 2012, reduziu a TFSEE de 0,5% (cinco décimos de por cento) para 0,4% (quatro décimos de por cento) do valor econômico agregado pelo concessionário, permissionário ou autorizado, inclusive no caso de produção independente e autoprodução, na exploração de serviços e instalações de energia elétrica.

152. A arrecadação da TFSEE tem alcançado montantes médios, em relação aos últimos 5 anos, de



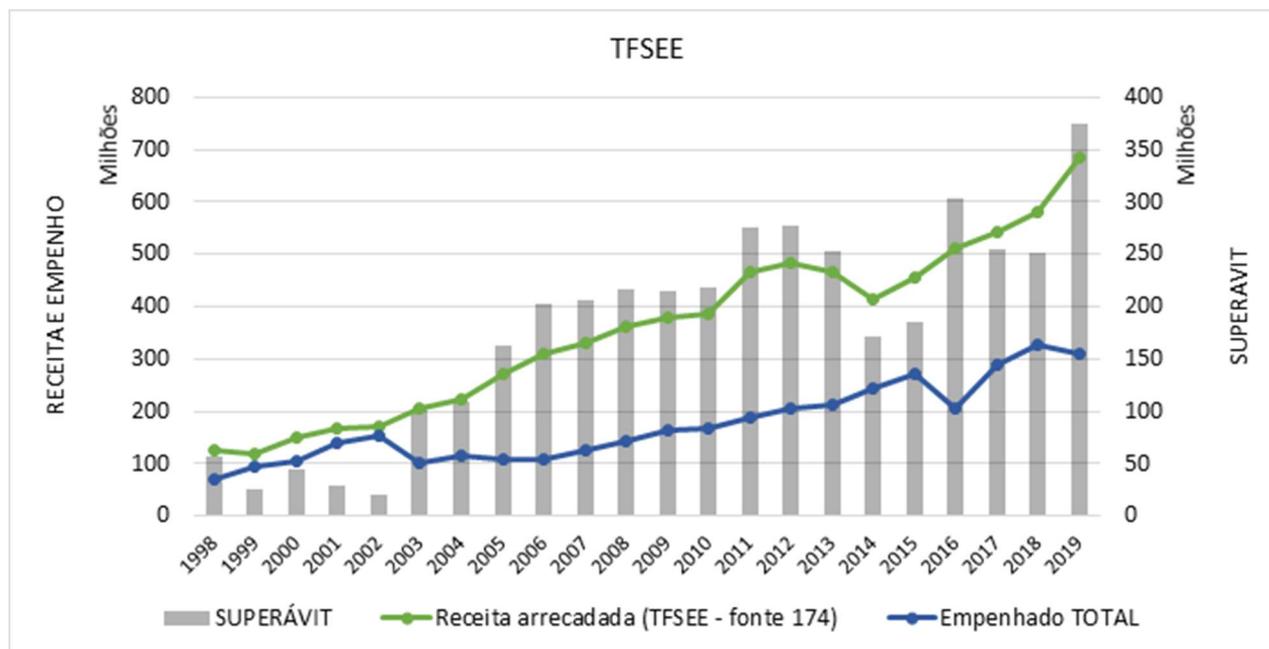
Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.

DOCUMENTO ASSINADO DIGITALMENTE.

Consulte a autenticidade deste documento em <http://sicnet2.aneel.gov.br/sicnetweb/v.aspx>, informando o código de verificação F8BE429D00540871

Pág. 29 da Nota Técnica nº 01/2020-GMSE/ANEEL, de 16/04/2020.

aproximadamente R\$ 550 milhões, sendo previsto valor próximo a R\$ 680 milhões de arrecadação para 2020. Doutro lado, muito embora a execução dos valores tenha crescido, o empenho total mantém-se próximo a 50% (cinquenta por cento) do total da arrecadação.



153. Deve ser ressaltado que o dado apresentado carece de maiores aprofundamentos, pois deve ainda considerar eventuais demandas reprimidas ou a necessidade de gastos elevados nos próximos meses e anos. O cenário traçado não considera, p.ex., a necessidade de reposição do quadro de pessoal ou mesmo o processo de digitalização promovido pelo Governo Federal. Além disso, nos últimos anos a União tem dado destinação distinta a parte desses recursos, através do mecanismo de Desvinculação das Receitas da União (DRU) na ordem de 30% (trinta por cento). Com essas ressalvas, é possível considerar que há um **superávit, de, pelo menos, 20% (vinte por cento)**.

154. Com **projeções otimistas** para os anos de 2021 a 2025, partindo-se de arrecadação correspondente ao crescimento verificado nos últimos 3 anos (2017, 2018 e 2019) e de desvinculação de 30% (trinta por cento) do valor da taxa, alcança-se R\$ 1,3 bilhão. De **modo conservador**, doutro lado, o que parece mais sensato ao se considerar que as projeções não são capazes de refletir a duração da crise e com qual profundidade atingirá o setor elétrico, mantendo a média da arrecadação dos anos anteriores e a utilização da DRU em mesma ordem, alcança-se R\$ 542 milhões.

155. Naturalmente, qualquer solução que envolva a TFSEE com vista a desoneração setorial futura, então com redução da alíquota, envolve necessária análise jurídica e, numa primeira perspectiva, carecerá de ajustes legais, com vistas à alteração da Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996, tal como a que ocorreu por meio do art. 29, da Lei nº 12.783, de 11 de janeiro de 2013, o que notadamente envolverá seu tempo natural de instrução legislativa.



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

DOCUMENTO ASSINADO DIGITALMENTE.

Consulte a autenticidade deste documento em <http://sicnet2.aneel.gov.br/sicnetweb/v.aspx>, informando o código de verificação F8BE429D00540871

Pág. 30 da Nota Técnica nº 01/2020-GMSE/ANEEL, de 16/04/2020.

#### **IV - DO FUNDAMENTO LEGAL**

156. A análise apresentada encontra fundamentação nos seguintes dispositivos legais e normativos: (i) Lei nº 13.979, de 6 de fevereiro de 2020; (ii) Decreto nº 10.282, de 20 de março de 2020; (iii) Decreto Legislativo nº 6, de 20 de março de 2020; (iv) Regimento Interno da ANEEL; e (v) Portaria ANEEL nº 6.335, de 8 de abril de 2020.

#### **V - DA CONCLUSÃO**

157. A Pandemia de COVID-19 impôs políticas sanitárias severas para contenção do vírus, que provocaram redução nas atividades econômicas em nível mundial. No setor elétrico os principais impactos estão relacionados à perda de liquidez dos fluxos de pagamento, resultante da redução do consumo de energia elétrica, do aumento do nível de inadimplência no pagamento das faturas e da evolução dos indicadores de perdas técnicas e não técnicas.

158. Nesse cenário, seriam justificáveis medidas de curto prazo que possam garantir a liquidez do setor elétrico, mitigando o risco de inadimplência dos fluxos de pagamentos regulados e preservando a continuidade do serviço público de distribuição de energia elétrica aos consumidores. Além disso, as medidas precisam privilegiar a modicidade das tarifas no médio e longo prazo.

159. O portfólio de medidas passíveis de implementação deve ter por base a manutenção do equilíbrio econômico e financeiro das concessões, a preservação dos contratos, a participação dos diversos segmentos do setor (geração, transmissão, distribuição e consumo) na busca de soluções, a modicidade e estabilidade das tarifas no médio e longo prazo.

160. Com esse objetivo e calcada em princípios regulatórios que prezam por decisões baseadas em evidências, estabilidade regulatória, esforço conjunto, diálogo, transparência e celeridade nas soluções, a ANEEL sintetizou neste documento um conjunto de medidas a serem avaliadas que têm o potencial de mitigar os efeitos da pandemia do COVID-19 no setor elétrico brasileiro.

161. As medidas aqui apresentadas não esgotam os esforços e as discussões necessárias para encontrar as melhores soluções para essa crise no setor elétrico. Por outro lado, podem ser o ponto de partida para caminharmos em direção ao equilíbrio setorial pós crise.

162. Assim, esse documento consiste em uma primeira avaliação e síntese conceitual de ações da ANEEL no enfrentamento dos impactos do COVID-19, sem pretensões de encerrar o assunto e, ao contrário, com o objetivo de acelerar o trabalho conjunto com agentes e instituições do setor elétrico para colocar em prática as medidas de enfrentamento que se mostrarem viáveis.

#### **VI - DA RECOMENDAÇÃO**

163. Diante do exposto, encaminhamos a presente Nota Técnica para a Diretoria Colegiada da



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

DOCUMENTO ASSINADO DIGITALMENTE.

Consulte a autenticidade deste documento em <http://sicnet2.aneel.gov.br/sicnetweb/v.aspx>, informando o código de verificação F8BE429D00540871

Pág. 31 da Nota Técnica nº 01/2020-GMSE/ANEEL, de 16/04/2020.

ANEEL com recomendação de um conjunto de ações para a aprofundamento técnico das medidas apresentadas, sob coordenação do Gabinete de Monitoramento da Situação Elétrica (GMSE), com a participação dos agentes setoriais e em contínua articulação com outros órgãos do setor elétrico e do Poder Público Federal.

*(assinado digitalmente)*

**CAMILA FIGUEIREDO BOMFIM LOPES**

Assessora de Diretora

*(assinado digitalmente)*

**CAIO JOSÉ DE OLIVEIRA ALVES**

Assessor de Diretor

*(assinado digitalmente)*

**CARLOS MARCEL FERREIRA DA SILVA**

Assessor de Diretor

*(assinado digitalmente)*

**ISABELA SALES VIEIRA**

Assessora da Diretoria

*(assinado digitalmente)*

**LEANDRO CAIXETA MOREIRA**

Assessor de Diretor

*(assinado digitalmente)*

**THIAGO ROBERTO MAGALHÃES VELOSO**

Assessor de Diretor

*(assinado digitalmente)*

**RODRIGO FERNANDES BRAGA COELHO**

Chefe de Gabinete Substituto do Diretor-Geral

