

Uma visão integrada dos impactos da covid-19 no setor elétrico

BOCUZZI, Dennis; MONACO, Pedro; SANTOS, Joviano; BONALDO, Filipe. “Uma visão integrada dos impactos da covid-19 no setor elétrico”. Agência CanalEnergia. Rio de Janeiro, 25 de abril de 2020.

A pandemia que assola o mundo trouxe efeitos importantes, principalmente no que tange a novos hábitos de consumo, com reflexo direto em praticamente todos os setores da economia.

Com as restrições impostas por diversos decretos em todas as esferas públicas, indústria e comércio se viram obrigados a reduzirem drasticamente suas atividades e empresas passaram a adotar o regime de *home-office*, levando à adoção de novos comportamentos de consumo de energia.

O Gráfico 1 apresenta os dados de carga do Sistema Interligado Nacional (SIN). Na comparação entre a primeira quinzena de abril e a primeira quinzena de março, houve uma redução média de 15%. No mesmo período de 2019, a redução média foi de 14%.

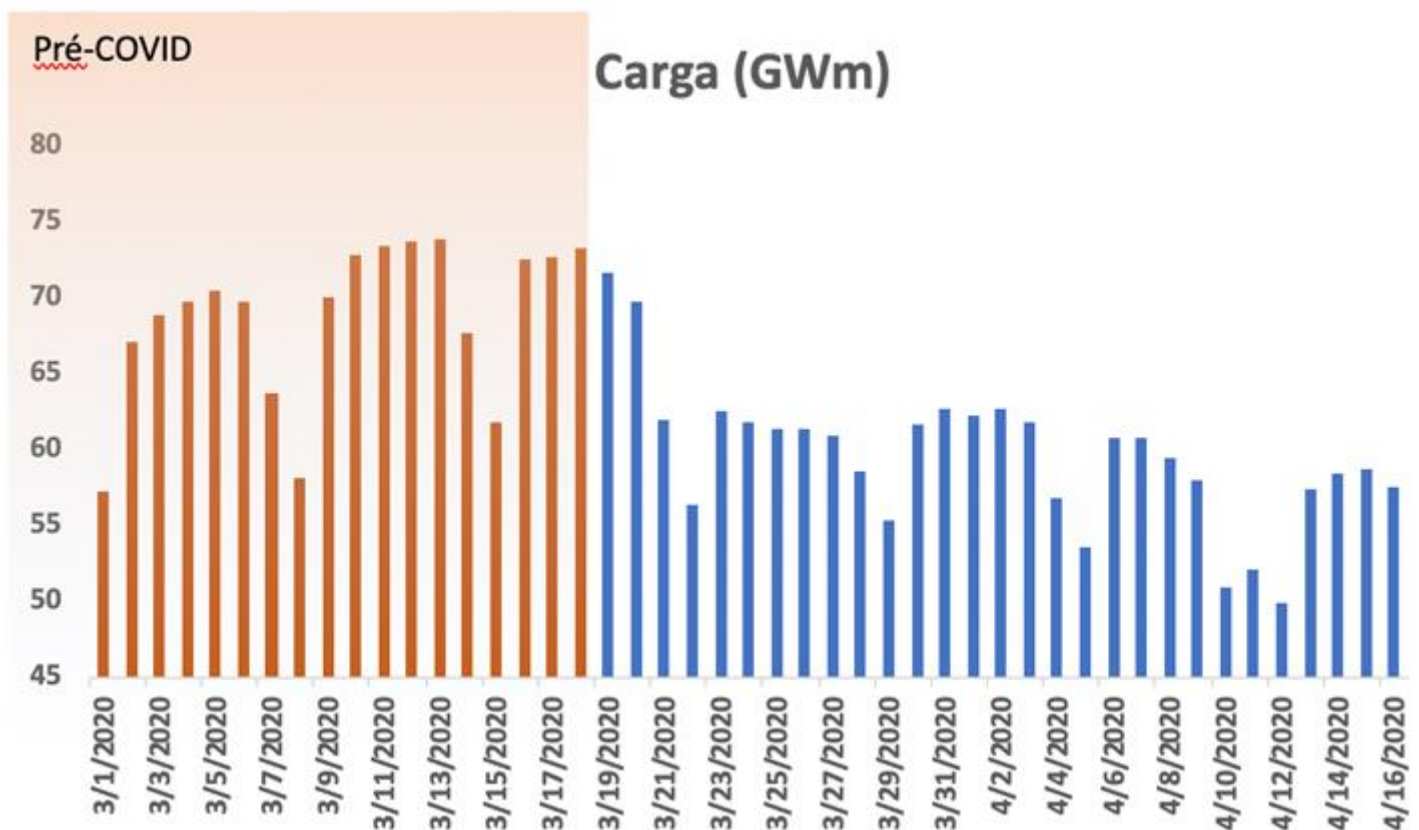


Gráfico 1 – Carga SIN (fonte: ONS).

No que tange ao planejamento do sistema, os agentes setoriais Operador Nacional do Sistema (ONS), Empresa de Pesquisa Energética (EPE) e a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), em sua 1ª Revisão Quadrimestral de 2020 de previsão de carga para o ciclo 2020-2024, já indicam uma retração no consumo de 0,9% para o ano de 2020, levando em consideração um crescimento nulo da economia, e, para os anos seguintes, uma recuperação gradual da carga, mas, ainda assim, inferior ao que havia sido previsto inicialmente, como apresentado na Tabela 1.

Dado/Ano	2020	2021	2022	2023	2024
Projeção PIB (%a.a)					
Planej. Anual 2020-2024	2,3	2,8	2,8	2,9	3,0
1ª Rev. Quad.2020	0,0	2,3	2,8	2,8	2,9
Projeção Carga SIN (MWm)					
Planej. Anual 2020-2024 [A]	70.825	73.453	76.204	79.013	81.931
1ª Rev. Quad.2020 [B]	67.249	70.057	72.745	75.385	78.112
[B]-[A]	-3.576	-3.396	-3.459	-3.628	-3.819

Tabela 1 - Projeções de carga, ciclo 2020-2024 (Fonte: ONS/EPE/CCEE).

Muito embora nesta projeção considerou-se o crescimento nulo do PIB, o Boletim Focus do dia 20/04 prevê um recuo de 2,96% da economia em 2020, o que pode fazer com que a demanda de energia seja ainda mais afetada. Tal fato embasa a análise de imprevisibilidade dos reais efeitos da pandemia, levando a uma revisão diária de projeções dentro do setor.

Fato é que os impactos serão de curtíssimo até o longo prazo, passando por toda a cadeia de geração de valor do setor (geração, transmissão, distribuição e comercialização). A seguir, apresentamos uma análise dos diferentes segmentos, por ordem de sensibilidade a que estão expostos aos impactos da pandemia.

Distribuição

O segmento de distribuição é a fonte arrecadadora do setor. Com uma receita de R\$ 223 bilhões em 2019, as distribuidoras são quem tem a relação na ponta com os consumidores de energia, da forma como está estruturado hoje o Setor Elétrico. Segundo dados da Superintendência de Gestão Tarifária da Agência Nacional de Energia Elétrica (SGT/ANEEL), aproximadamente 80% do que as distribuidoras arrecadam são repassados para a cadeia do setor elétrico, além de serem repassados tributos à administração pública (PIS/COFINS e ICMS), como mostrado no Gráfico 2.

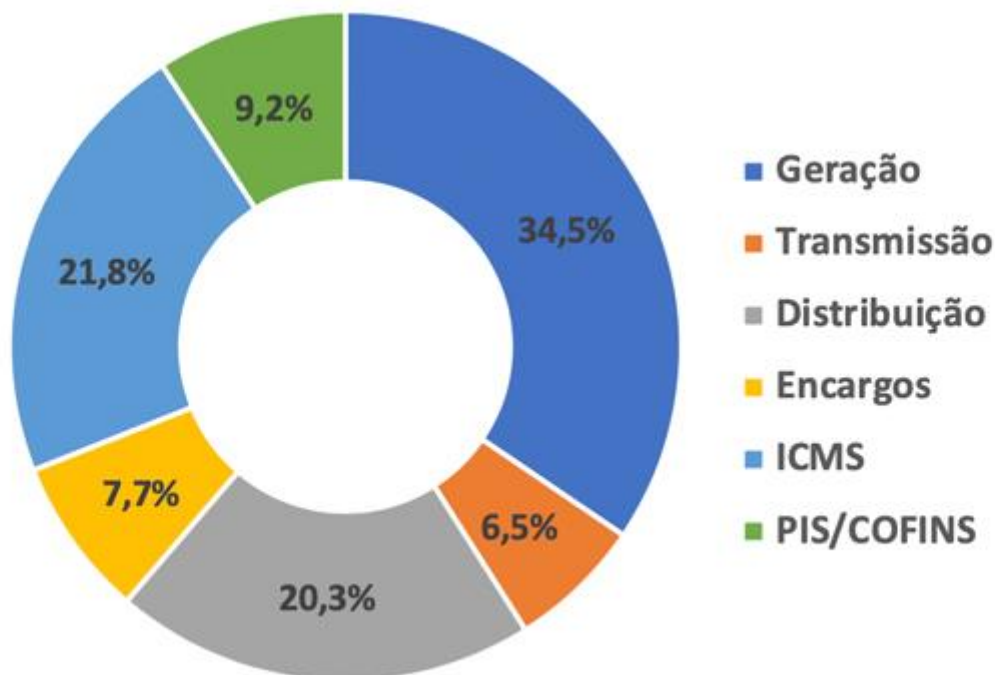


Gráfico 2 – Composição da receita das distribuidoras (média Brasil) com tributos. Fonte: Nota Técnica nº 01/2020-GMSE/ANEEL.

É importante destacar que as parcelas que são faturadas de forma volumétrica (kwh) sofreram forte impacto devido à redução do consumo de energia, comprometendo sobremaneira o caixa das distribuidoras.

O Gráfico 3 mostra que mais da metade da receita das distribuidoras, líquida de impostos, está comprometida com custos de compra de energia dos geradores, o que pressiona ainda mais o caixa das distribuidoras.

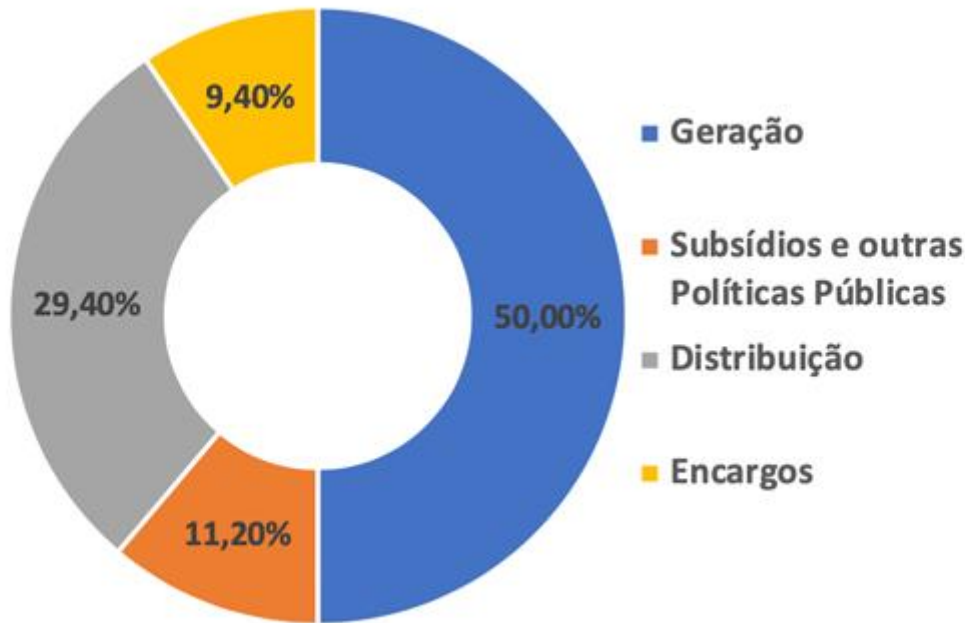


Gráfico 3 – Composição da receita das distribuidoras (média Brasil). Fonte: Nota Técnica nº 01/2020-GMSE/ANEEL.

Um outro componente de risco para as distribuidoras é a inadimplência, que, de acordo com a ANEEL, alcançou, em 2019, 35% da receita faturada e não recebida pelas distribuidoras, conforme apresentado no Gráfico 4.

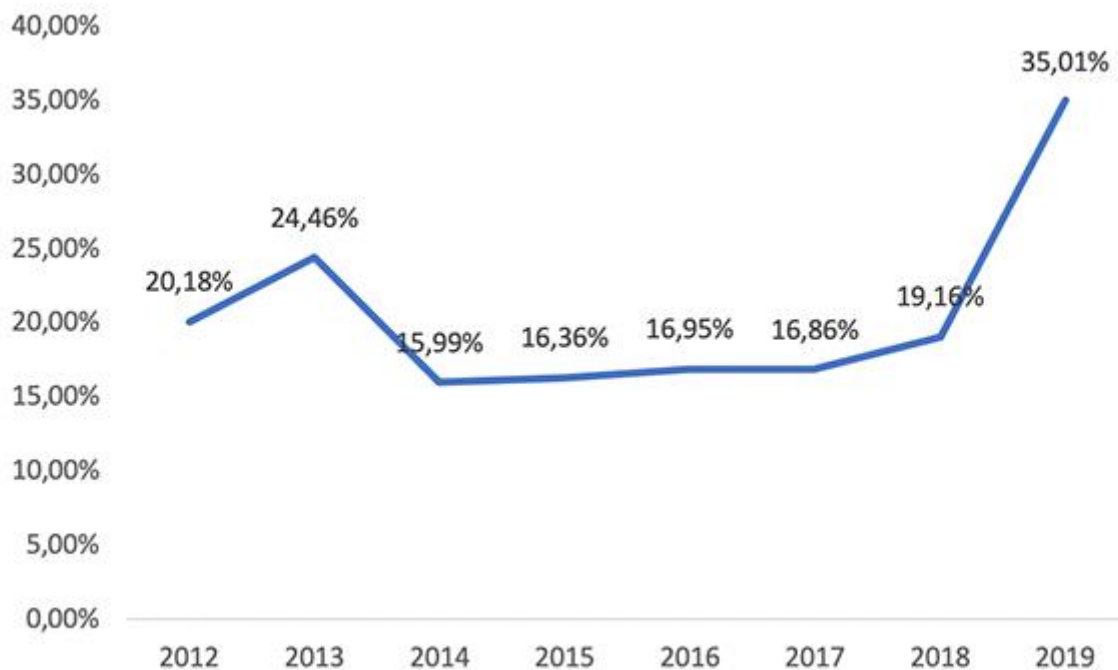


Gráfico 4 – Percentual da receita faturada no mês anterior e ainda não recebida no mês de referência (delta de um mês) média Brasil (Fonte: ANEEL).

Portanto, analisando-se os impactos sofridos neste segmento, destacamos como principais: dificuldades de caixa das distribuidoras, provocada pela forte redução do consumo, aliada às obrigações de manutenção da qualidade do fornecimento de energia a seu mercado consumidor (necessidade de investimentos em ativos para melhoria da rede, minimização de perdas técnicas e não técnicas etc), e alto risco de aumento da inadimplência, em função da decisão da ANEEL de

suspender o corte no fornecimento de energia elétrica dos consumidores residenciais urbanos e rurais, e também de atividades essenciais, durante 90 dias.

A conjuntura atual seguramente trará aumento da sobrecontratação das distribuidoras, além de uma maior fragilidade de caixa, o que trará à mesa de negociação das distribuidoras e geradores.

Geração

O segmento de geração apresentou sinais de impacto, quando do início das medidas de quarentena. Como apresentado no Gráfico 3, este segmento corresponde à maior porção da tarifa cobrada pelas distribuidoras aos consumidores cativos, provenientes de Contratos de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado (CCEARs).

Atualmente, cerca de 70% da energia comercializada no país pertence ao Ambiente de Contratação Regulada (ACR), que possui regras já previamente definidas pela lei 10.848/2004, regulamentada pelo decreto 5.163/2004 e definem que os agentes de distribuição de energia devem contratar energia para garantir o atendimento à totalidade de sua carga. A análise para este segmento pode ser feita sob 2 subtipos de agentes de geração: i) Agentes operativos contratados no ACR e ii) Agentes operativos contratados no Ambiente de Contratação Livre (ACL)

i) Agentes operativos contratados no ACR

Para esses agentes, a situação conjuntural é propensa a riscos principais de inadimplência das distribuidoras para honrar os CCEARs, podendo chegar ao extremo de rescisão de contratos. Contudo, este cenário é visto pelo MME e ANEEL em sua “Nota Técnica nº 01/2020-GMSE/ANEEL” como pouco provável, tendo em vista a importância de salvaguardar os contratos vigentes do setor.

Esta premissa é um pilar fundamental para a manutenção da financiabilidade do setor, visto que, pela natureza dos investimentos (projetos de capital intensivo), o Contrato de Energia (*Power Purchase Agreement* – PPA) é um item muito importante e que torna possível o financiamento dos parques geradores.

Ainda para os empreendimentos hidrelétricos, há o risco hidrológico (*Generation Scaling Factor* – GSF), métrica que compara a geração do agente à sua garantia física. Como as usinas integrantes do Mecanismo de Realocação de Energia (MRE) são despachadas centralizadamente e, no cenário atual há um replecionamento dos reservatórios, o GSF tende a ser mais afetado, obrigando os geradores a cobrirem as suas exposições de energia no Mercado de Curto Prazo (MCP) ao Preço de Liquidação das Diferenças (PLD).

ii) Agentes operativos contratados no ACL

Para agentes de geração operativos com alta exposição, ou que vendem totalmente sua energia no ACL, o risco imediato de possíveis impactos da pandemia certamente trará renegociações de contratos, que podem valer-se de instrumentos financeiros mais sofisticados (ex: *swaps* de energia, extensão do contrato, triangulação entre contrapartes etc).

Para agentes que possuem PPAs a contratar, ou em processo de encerramento durante o período pandêmico, muito provavelmente os valores de mercado encontrados seriam significativamente menores (PLD dia 20/04 40 R\$/MWh).

O consumo no ACL é majoritariamente composto pelos ramos de atividade de metalurgia, químicos, alimentício e de minerais não metálicos, como apresentado no Gráfico 5.



Gráfico 5 – Participação no consumo de energia no ACL (fonte: CCEE, contabilização de fev/2020).

Além disso, de acordo com os dados da última contabilização disponibilizados pela CCEE (fev/2020), o perfil dos contratos está muito balanceado entre longo prazo (maiores que 6 anos) e médio prazo (entre 6 e 1 ano), conforme Gráfico 6.

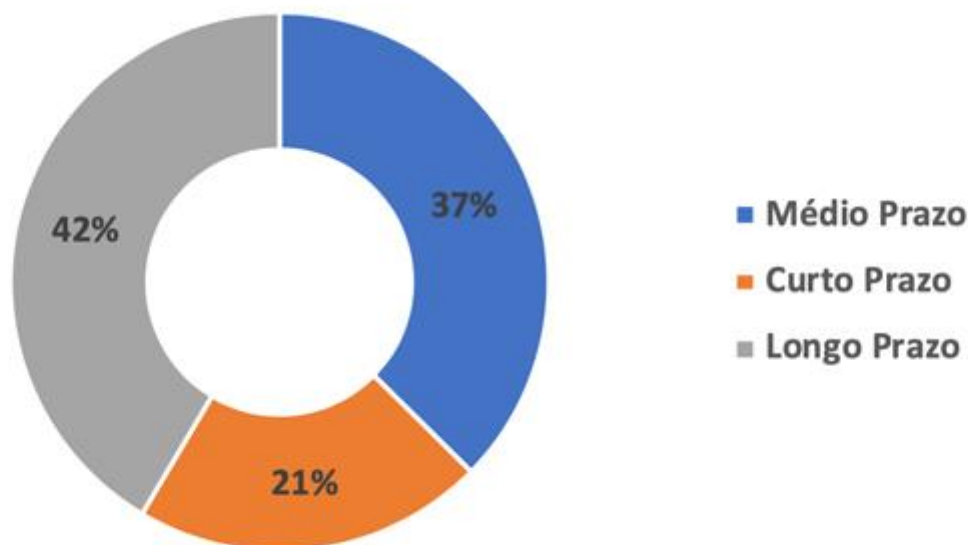


Gráfico 6 – Período dos contratos do ACL (em % de MWm, fonte: CCEE, contabilização de fev/2020).

Um outro indicador importante é a liquidez dos contratos que, para o caso de mercados de energia, fundamenta-se no princípio da rotatividade de negociação. É uma métrica entre o volume de energia transacionado versus o volume consumido. Comparativamente entre o mesmo período de 2019, o índice sofreu um acréscimo de 8%, enquanto na variação com o mês anterior, sofreu uma retração de 6% (Gráfico 7).

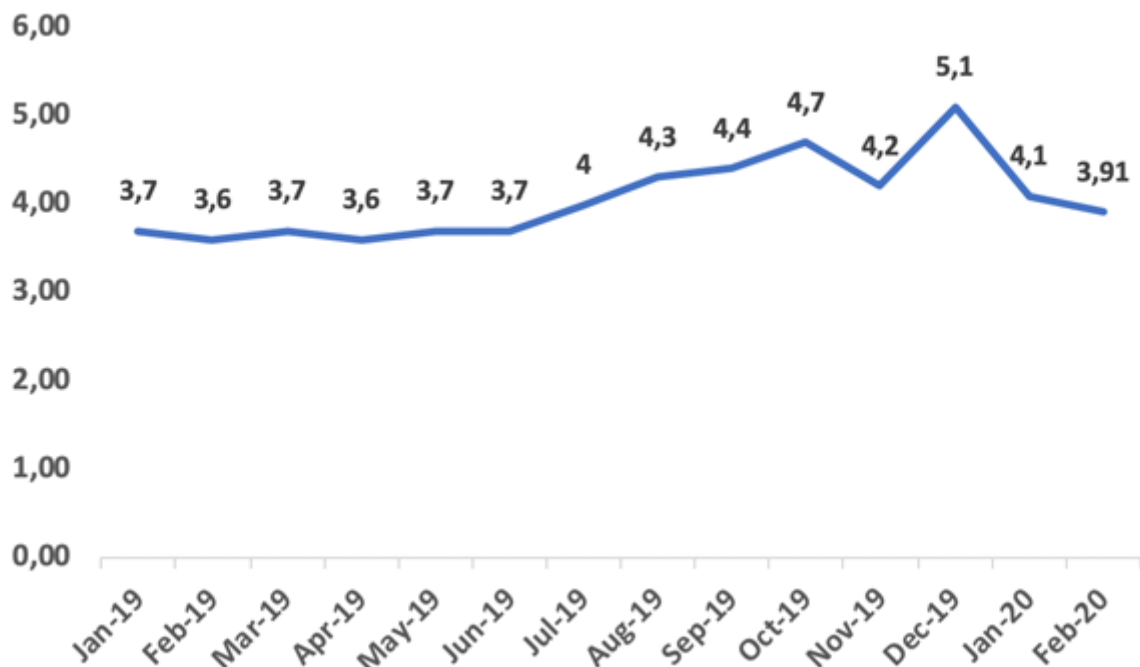


Gráfico 7 – Índice de rotatividade (volume de energia, fonte: CCEE, contabilização de fev/2020).

No limite, é possível até mesmo a manutenção da liquidez do mercado, dada a adoção, por exemplo, de rolagem de contratos de energia entre contrapartes. Contudo, é provável que este índice também sofra uma retração durante o período de pandemia, pois a redução deste índice pode levar a uma retração do volume financeiro de negociações no mercado livre.

Os agentes do ACL possuem maior flexibilidade de negociação, dada pelo próprio formato de relação bilateral existente neste mercado. As estruturas contratuais *take or pay*, as quais possuem um mínimo de energia transacionadas, serão objeto de negociações entre contrapartes, visando a manutenção do equilíbrio contratual e preservação da segurança do mercado.

Transmissão

O serviço de transmissão de energia é remunerado pela Receita Anual Permitida (RAP), sendo que, durante um ciclo tarifário, as concessionárias recebem um duodécimo desta parcela, ou seja, a remuneração da transmissão é por disponibilidade.

O faturamento da receita mensal pelas transmissoras ocorre a partir do pagamento pelos usuários do sistema – geradores, distribuidoras, consumidores livres e importadores/ exportadores – dos Encargos de Uso de Sistema de Transmissão (EUST) e de encargos de conexão (Nota Técnica nº 01/2020-GMSE/ANEEL), controlados e repassados pelo ONS.

De acordo com a Apuração Mensal dos Serviços e Encargos (AMSE) de março de 2020, o valor total recolhido pelas transmissoras foi de aproximadamente R\$ 2,2 bilhões. A Apuração contou com uma participação de 236 concessionárias e 943 usuários, sendo que mais da metade deste valor é proveniente das distribuidoras de energia (Gráfico 8).

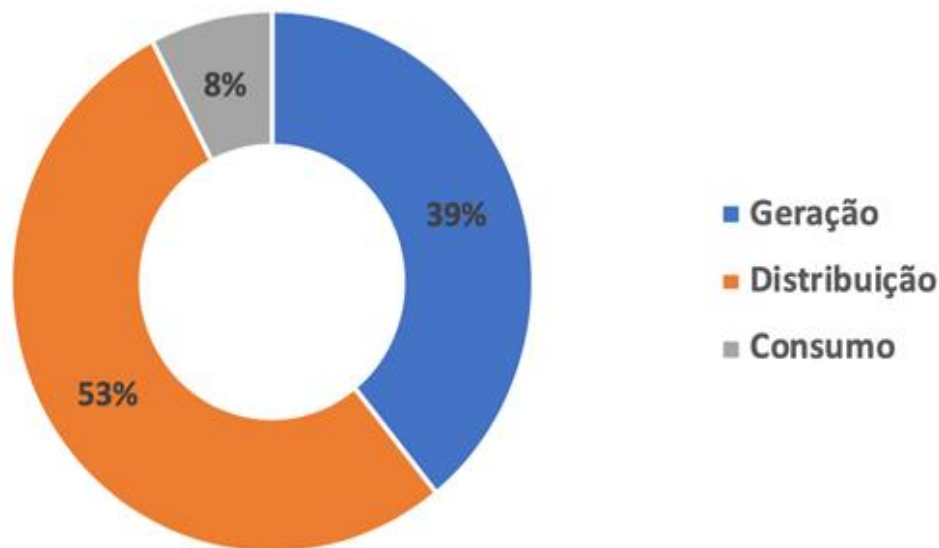


Gráfico 8- Participação dos segmentos da arrecadação do EUST. (Fonte: ONS – AMSE mar/2020).

Dada a estruturação da remuneração da transmissão (fixa e pela sua maioria composta pelas distribuidoras), o maior impacto para o segmento virá das próprias distribuidoras, que, como comentado, possuem sérios riscos de caixa.

Considerações Finais

O setor está diante de uma situação atípica: distribuidoras já começaram a procurar geradores, na tentativa de renegociar seus contratos, que, por sua vez, possuem um risco de terem volume de energia excedente, o qual, no limite, poderá ser liquidado a PLD. Este movimento, pode impactar, momentaneamente, o pagamento de seus financiamentos e dívidas contraídos para a construção do parque gerador.

Um outro fator importante é o do mercado de fusões e aquisições (M&A), que pode trazer boas oportunidades para quem tem dinheiro em caixa comprar ativos com preços mais competitivos, sejam ainda os que não tenham iniciado a construção (*greenfield*), sejam ativos já operacionais (*brownfield*). Estes últimos têm ainda um ingrediente importante: empresas que possuem dívidas em dólar, caso a moeda continue sua trajetória de valorização, podem, eventualmente, necessitar de se desfazer destes ativos, ajudando a preservar a liquidez de caixa.

Além disso, uma pauta importante que estava na mira no setor, antes da COVID-19, eram as privatizações das estatais e da Eletrobras, que, agora, têm seu cronograma ainda mais postergado.

Também há um fator importante a ser considerado, que é a do financiamento dos projetos. Há possibilidade de revisão da forma de atuação do Banco Nacional do Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES) no fomento aos projetos de energia, dado que já há uma escassez na emissão de debêntures de infraestrutura incentivadas.

Com a necessidade contínua de expansão do setor, esses projetos que estão hoje em hold, muito provavelmente serão colocados em marcha, no day after, o que pode trazer uma grande oferta de debêntures, que deve ser feita de forma coordenada e estratégica.

Diante da situação conjuntural, o governo por meio da ANEEL e do MME, além de esforços coordenados com o Ministério da Economia, tem anunciado medidas para a manutenção da sustentabilidade do setor, com foco, em um primeiro momento, nas distribuidoras e nos consumidores de baixa renda.

Dentre as medidas postas à mesa, há a possibilidade de ações para salvaguardar o caixa do setor/distribuidoras, podendo ser via repasse de encargos na tarifa cobrada dos consumidores. Além disso, há também ações para os consumidores da tarifa social. Por meio da Medida Provisória (MP) 950/2020, os consumidores que possuem direito a tarifa social terão desconto de 100% para a parcela

do consumo de energia elétrica de até 220 kWh/mês, isenção esta válida por 3 meses (30 de junho de 2020).

Algumas distribuidoras manifestaram-se à ANEEL no sentido de suspender temporariamente seus reajustes tarifários, já aprovados pela Agência, medida esta que também auxilia e alivia os consumidores, além de rever, momentaneamente, o pagamento de dividendos.

As medidas estruturantes para o setor indicam uma tendência de arrefecimento, inicialmente, ao passo que tornam-se ainda mais necessárias: (i) risco hidrológico, (ii) abertura gradual de mercado, para os consumidores de baixa tensão, (iii) redes inteligentes de energia, que poderiam otimizar a utilização dos diversos recursos energéticos, (iv) PLD horário, (v) sistemas de armazenamento e (vi) criação de um mercado de derivativos de energia, são fundamentais para garantir a modernização e a atração de mais recursos para o setor, ajudando a financiar projetos e contribuindo com sua expansão.

Diante do cenário imprevisível, as negociações entre os agentes, referentes às suas obrigações entre contratos e receitas, devem ser implementadas de forma proativa, em comum acordo, contando com a anuência do regulador sobre as condições pactuadas, visando a manutenção do equilíbrio entre os entes de geração, transmissão e distribuição.

Para a manutenção da sustentabilidade do setor, devem ser observadas a estabilidade regulatória, a modicidade tarifária, a segurança jurídica, com o respeito aos contratos, aliadas ao esforço conjunto dos agentes setoriais, e um diálogo transparente com toda a cadeia. Desta forma serão construídas soluções propositivas e positivas ao Setor, com a participação de todos, contribuindo, assim, para a manutenção da cadeia produtiva, e, também, para o progresso econômico necessário ao país.

Dennis Bocuzzi, Pedro Monaco, Jovanio Santos e Filipe Bonaldo são da Alvarez & Marsal