

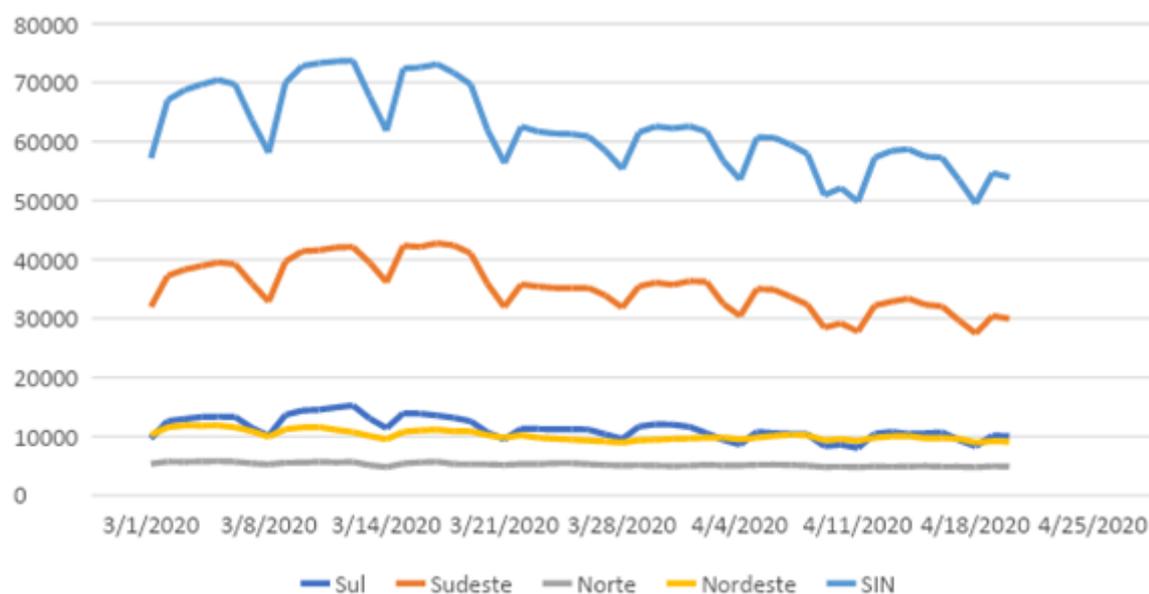
Impactos da Covid-19 na demanda de eletricidade e implicações no Brasil

RODRIGUES, Niágara; LOSEKANN, Luciano. "Impactos da Covid-19 na demanda de eletricidade e implicações no Brasil". Editora Brasil Energia. Rio de Janeiro, 29 de abril de 2020.

O consumo de eletricidade no Brasil foi fortemente impactado pelas medidas de isolamento para contenção do novo coronavírus (Covid-19). A queda de consumo nesse primeiro mês de isolamento é estimada em 15% a 20%, dependendo dos critérios de comparação. Este artigo analisa o comportamento atual da demanda de energia elétrica no Brasil e a compara com o período do racionamento de 2001/2002, quando a população brasileira foi obrigada a mudar drasticamente seus hábitos de consumo de energia para evitar um apagão. Apesar da motivação ser distinta, antes crise de oferta e agora choque de demanda, a queda de consumo é semelhante. Os desdobramentos em termos de estratégias de compensação financeira do setor elétrico entre consumidores, geradoras e distribuidoras adotadas nos pós-racionamento servem de reflexão para o pós-coronavírus.

Os dados mais recentes do Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) apontam que a carga no Sistema Interligado Nacional (SIN) apresentou redução de 18% na última semana (12 a 18 de abril) em relação a média das duas primeiras semanas de março, antes das medidas de isolamento (Figura 1 e Tabela 1). Nota-se que o consumo caiu significativamente na segunda semana de isolamento, tendo como referência o dia 16 de março quando as primeiras medidas foram anunciadas, e continuou reduzindo semana a semana.

Figura 1 – Carga diária de eletricidade por subsistema e no Sistema Interconectado Nacional – MWmed



Fonte: ONS

Tabela 1 – Redução da carga no SIN em relação à média das duas primeiras semanas de março

Semana	$\Delta\%$
15/03 – 21/03	1,10%
22/03 – 28/03	-11,60%
29/03 – 04/04	-11,50%
05/04 – 11/04	-17,30%
12/04 – 18/04	-17,90%

Fonte: ONS

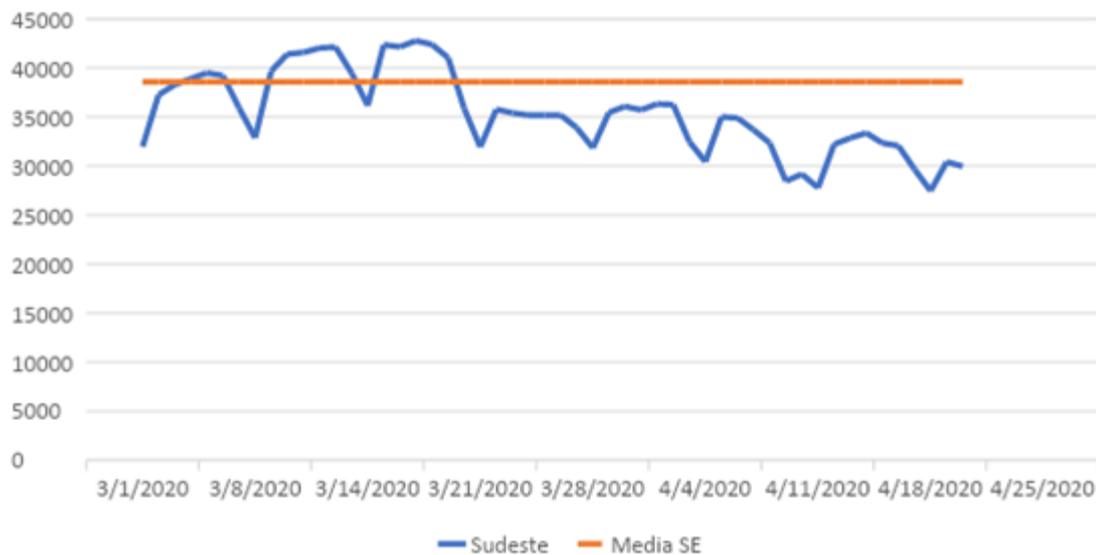
Por contar com perfis diferentes de consumo de eletricidade, as regiões brasileiras apresentaram dinâmicas distintas de consumo. A região Sul experimentou a redução mais expressiva. Na última semana, a carga do subsistema Sul foi 23% inferior à média das duas primeiras semanas de março. Em seguida o subsistema Sudeste/Centro-Oeste, experimentou redução de 18% na carga nesse mesmo período. As regiões Norte e Nordeste tiveram ritmos menores de redução, 12% e 13% respectivamente (Figuras 2 a 5). O ritmo menos intenso de queda é explicado, no Nordeste, pela elevada participação do consumo residencial (36%), que foi o segmento menos impactado pela Covid-19. No caso do Norte, que apresenta elevada participação do segmento industrial (43%), a região tem consumo concentrado no segmento metalúrgico^[1], que foi menos impactado que outros ramos de atividade, como veremos nesse artigo.

Figura 2 – Carga diária de eletricidade no subsistema Sul – Valores observados e média das duas primeiras semanas de março – MWmed



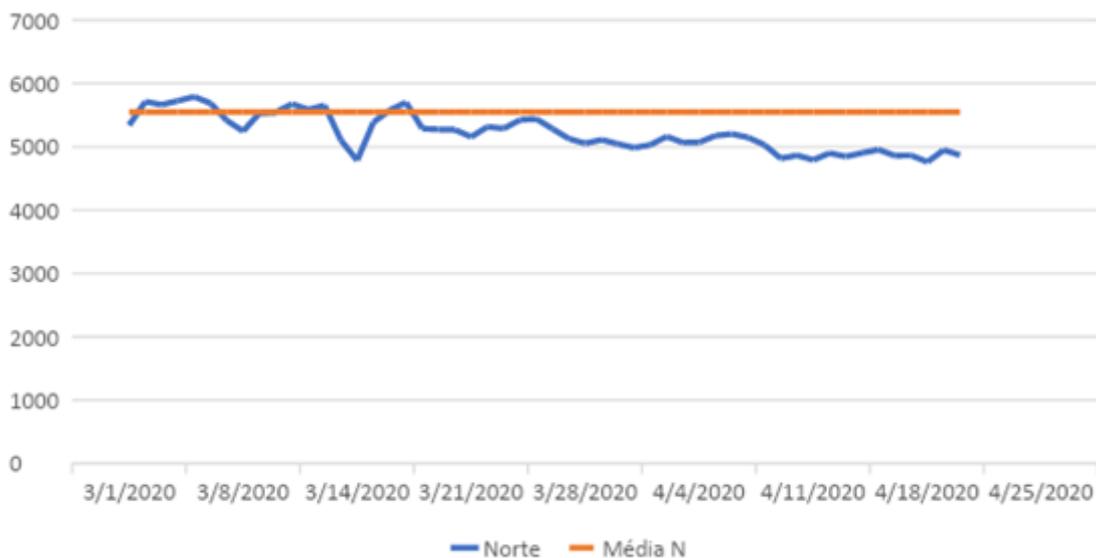
Fonte: ONS

Figura 3 – Carga diária de eletricidade no subsistema Sudeste/Centro-Oeste – Valores observados e média das duas primeiras semanas de março – MWmed



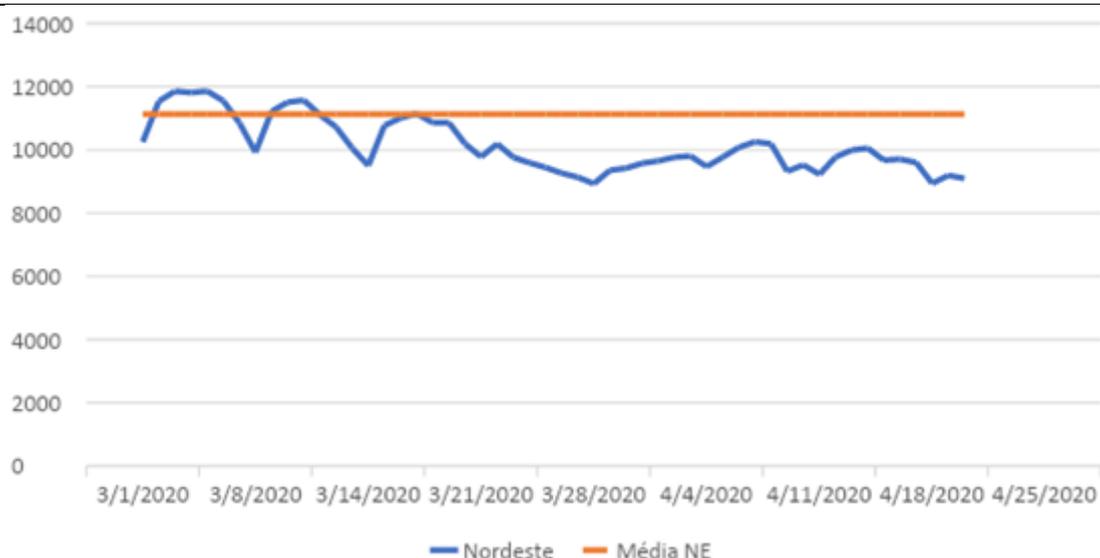
Fonte: ONS

Figura 4 – Carga diária de eletricidade no subsistema Norte – Valores observados e média das duas primeiras semanas de março – MWmed



Fonte: ONS

Figura 5 – Carga diária de eletricidade no subsistema Nordeste – Valores observados e média das duas primeiras semanas de março – MWmed



Fonte: ONS

Os dados da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) indicam que a redução de consumo de eletricidade foi mais representativa em clientes de grande porte. O consumo total na primeira quinzena de abril foi 14% inferior ao da primeira quinzena de março, sendo que no mercado livre, ACL, a redução de consumo foi de 21%. O segmento mais afetado no ACL foi o automotivo, com redução do consumo de 72% na primeira quinzena de abril frente a primeira quinzena de março. Em seguida, os segmentos têxtil e de bebidas foram os mais impactados, com redução próxima a 50% do consumo de eletricidade (Tabela 2).

Tabela 2 – Consumo por ramos de atividade no Ambiente de Contratação Livre (ACL) na primeira quinzena de março e abril – MWmed

Ramo de Atividade	Abril	Março	Δ%
Veículos	235	826	-72%
Têxteis	301	653	-54%
Bebidas	138	266	-48%
Serviços	860	1.416	-39%
Manufaturados diversos	1.065	1.682	-37%
Transporte	185	252	-27%
Minerais não-metálicos	1.465	1.990	-26%

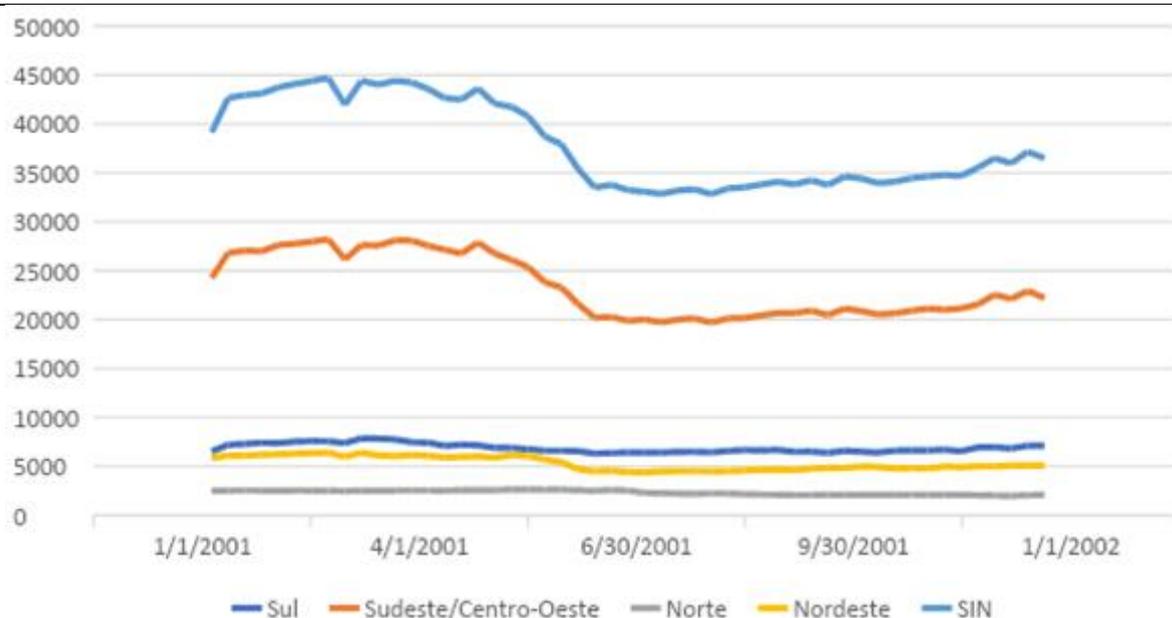
Comércio	908	1.112	-18%
Metalurgia e produtos de metal	4.170	4.883	-15%
Madeira, papel e celulose	1.109	1.241	-11%
Alimentícios	1.837	2.018	-9%
Químicos	1.842	2.018	-9%
Telecomunicações	208	224	-7%
Saneamento	303	318	-5%
Extração de minerais metálicos	1.249	1.270	-2%

Fonte: CCEE

Para todos que acompanham o setor elétrico brasileiro, a referência para a situação atual é o racionamento de 2001/2002. Considerando a média de carga nas 15 semanas anteriores ao racionamento, de 13/02 a 27/04/2001, e a média das quinze semanas em que o consumo foi mais impactado, de 09/06 a 21/09/2001, a redução de carga no SIN foi de 23%. A redução foi mais significativa nos subsistemas Sudeste/Centro-Oeste e Nordeste, 26%. Mesmo as regiões que inicialmente não foram incluídas no racionamento, Norte e Sul, tiveram redução de carga superior a 10% (Figura 6).

No caso do racionamento, a queda do consumo ocorreu de forma mais gradual e duradoura. O consumo de eletricidade só retornou aos níveis prévios ao racionamento após um ano e meio.

Figura 6 – Carga semanal de eletricidade por subsistema e no Sistema Interconectado Nacional em 2001- MWmed



Fonte: ONS

A redução de consumo, assim como em 2001, desestrutura as finanças do setor elétrico. As receitas da cadeia produtiva se reduzem de forma proporcional ao consumo. Considerando uma tarifa média de eletricidade no Brasil de R\$ 510,44, conforme dados da Aneel, a perda de receita mensal no ACR seria de R\$ 1,8 bilhão. No ACL, considerando, de forma simplificada, um valor médio de aquisição de energia de R\$ 250/MWh, a perda mensal de receita seria de R\$ 770 milhões. Assim, considerando os dois ambientes de contratação, R\$ 2,6 bilhões deixaram de ser arrecadados no setor[2].

Na época do racionamento, para lidar com os impactos financeiros, foi negociado o Acordo Geral do Setor Elétrico (Lei 10.438/02) entre consumidores, geradoras e distribuidoras que institui (Esposito, 2012):

- Descontratação de energia para compensar a redução de consumo
- Revisão tarifária extraordinária (RTE) das distribuidoras
- Concessão de empréstimos emergenciais do BNDES de até 90% das perdas resultantes do racionamento.

As distribuidoras que ficaram com descasamento entre receita e custos receberam financiamentos para compensar a perda de receita até o momento da revisão (R\$ 5,4 bilhões em valores correntes) e para compensar os custos adicionais de aquisição de energia (Parcela A) enquanto não era possível repassá-los através dos reajustes anuais (R\$ 1,7 bi). As geradoras receberam financiamento para compensar sua exposição ao mercado de curto prazo (MAE) (R\$ 2,2 bilhões). Os aportes do BNDES totalizaram R\$ 9,3 bi em valores correntes, ou R\$ 20,7 bi em preços atuais[3].

Algumas considerações sobre as diferenças entre as situações pós-rationamento e a atual devem ser feitas para avaliar a replicação dessas medidas. A primeira consideração é que as medidas pós-rationamento foram focadas nas distribuidoras. O mercado livre ainda era nascente e representava 1% do consumo total de eletricidade. Hoje o mercado livre é bem mais representativo e alcança 30% do consumo total de eletricidade. A quantidade de agentes se multiplicou. Havia 95 agentes atuando no mercado livre em 2001 e, hoje, há 9 mil. Isso significa que a solução é mais complexa. E o mercado livre foi o mais impactado pela Covid-19, já que o mercado das distribuidoras é, em certa medida, protegido pela manutenção do consumo residencial.

Outra consideração é que o impacto da Covid-19 sobre as finanças setoriais tende a ser muito mais modesto do que o ocorrido no racionamento. O consumo no racionamento de 2001 teve redução mais significativa, já que a redução de consumo se estendeu sobre todos os segmentos de mercado, e mais duradora. Estimamos o impacto mensal da Covid-19 na perda de receita no mercado regulado em R\$ 1,8 bi. A receita com fornecimento de eletricidade das distribuidoras foi R\$ 162 bilhões em 2019, sem incluir impostos. Ou seja, de forma simplificada, cada mês de isolamento implicaria em reajuste de 1,1% na tarifa das distribuidoras em termos anuais para reequilibrar suas receitas. Ao contrário do racionamento de 2001, dessa vez não há impacto da exposição ao mercado de curto prazo, pois os preços estão em seus pisos.

É bom frisar que esse é um cálculo simplificado e o impacto dependerá da duração do isolamento social. Além, disso um aspecto que deve agravar as finanças do setor é a inadimplência. É difícil estimar a evolução futura da inadimplência. Recente nota de associações do setor^[4] indica que inadimplência pode causar, em um cenário extremo, uma redução de receita de R\$ 7 bilhões mensais. No entanto, segundo a nota, a maior parte desse valor deve ser recuperada pelas distribuidoras, uma vez superada a crise, já que não é previsto o perdão aos inadimplentes. Consideramos que esse é um aspecto que merece atenção especial do Estado e medidas compensatórias devem ser orientadas para tal, através do parcelamento de débitos ou isenção para a população mais vulnerável. Como Lisboa (2020) apontou em recente artigo na Brasil Energia, essa situação motivou medidas significativas em países impactados pela Covid-19. A MP nº 950/2020 isentou consumidores beneficiários de tarifas sociais e prevê ressarcimento do Tesouro.

Um ponto importante que os números estimados nesse artigo sugerem é que a compensação dos efeitos da Covid-19 não justifica, nesse momento, alterações estruturais no setor. A ação do Estado, nesse momento inicial de incerteza, deve se limitar a preservar os fluxos de pagamento, principalmente no mercado cativo. Empréstimos do BNDES podem contribuir para a mitigação do impacto até as revisões. No mercado livre, os agentes estão inerentemente expostos a maiores riscos, o que é precificado através de livre negociação. Nesse caso, a ação do Estado deve ser orientada a evitar a judicialização excessiva, que pode paralisar sua funcionalidade.

As medidas estruturais e de revisão de políticas públicas devem ser discutidas quando o efeito da Covid-19 nas finanças setoriais for mais mensurável. Uma sugestão recorrente é a utilização de recursos da cláusula de P&D da ANEEL para compensar o impacto financeiro setorial e mitigar a elevação tarifária. Ainda que a política possa ser aprimorada, consideramos que reduzir os incentivos para o progresso tecnológico no setor elétrico não deve ser a melhor resposta para atenuar os efeitos da crise. Esse é um objetivo de longo prazo significativo e a incerteza envolvida deve implicar em cautela para renunciá-lo.

Referências:

Esposito, A. S. (2012). O setor elétrico brasileiro e o BNDES: reflexões sobre o financiamento aos investimentos e perspectivas. Disponível em: <https://web.bndes.gov.br/bib/jspui/handle/1408/920>

ABRATE, ABRAGE, ABEEÓLICA, ABRAGEL, ABRAPCH, APINE E COGEN (2020), Real Impacto da COVID 19 para o Setor Elétrico. Disponível em: <https://www.canalenergia.com.br/artigos/53133032/real-impacto-da-Covid-19-para-o-setor-eletrico>

Lisbona, D. (2020), Prestação e Faturamento de Serviços Essenciais em Tempos Excepcionais do Covid-19. Disponível em: <https://editorabrasilenergia.com.br/prestacao-e-faturamento-de-servicos-essenciais-em-tempos-excepcionais-do-Covid-19/>

[1] O segmento metalúrgico representa 70% do consumo no ACL do subsistema Norte.

[2] Esta é uma estimativa simplificada, que não leva conta as parcelas fixas das tarifas de eletricidade.

[3] Valores atualizados pelo IPCA.

[4] ABRATE, ABRAGE, ABEEÓLICA, ABRAGEL, ABRAPCH, APINE E COGEN (2020)

Niágara Rodrigues é professora adjunta do Departamento de Economia da Universidade Federal Rural do Rio de Janeiro (UFRRJ) e integra a equipe de professores do Grupo de Energia e Regulação (GENER) do Núcleo de Estudos Indústria, Energia, Território e Inovação (NIETI) da UFF.

Luciano Losekann é professor associado do Departamento de Economia, coordenador do Programa de Pós-Graduação em Economia (PPGE) e pesquisador do Grupo de Energia e Regulação (GENER) do Núcleo de Estudos Indústria, Energia, Território e Inovação (NIETI) da Universidade Federal Fluminense UFF.